

УДК 553.981 / 982 (574.14); <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2024-2.01>

<https://orcid.org/0000-0003-1339-7193>

<https://orcid.org/0000-0002-4866-9825>

<https://orcid.org/0000-0001-9438-0603>

<https://orcid.org/0009-0006-1867-0979>

<https://orcid.org/0009-0008-4418-3773>

ФАЦИАЛЬНО-ГЕНЕТИЧЕСКИЙ ТИП ТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ И ОСНОВНЫЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ФОРМАЦИЙ ПОЛУОСТРОВА МАНГЫШЛАК



С.М. ЧЕРКЕШОВА¹,
ассистент профессора,
Salima_19_69@mail.ru



Қ.Ә. ҚОСАРБАЙ¹,
доцент, ассоц. профессор,
koseke53@mail.ru



Н. Ж. КЫЛЫШБАЕВА¹,
ассистент профессора,
магистр,
zh_nur_84@mail.ru



Б.Х. НУГМАНОВ²,
директор департамента
геологии филиала
ТОО «КМГ Инжиниринга»
«КазНИПИМунайгаз»,
B.Nugmanov@kmge.kz



Ж.Б. БЕКЕШОВА^{1,3},
постдокторант
Yessenov university,
zhbekeshova@mail.ru

¹«КАСПИЙСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ТЕХНОЛОГИИ И ИНЖИНИРИНГА ИМ. Ш. ЕСЕНОВА»,
Республика Казахстан, Мангистауская область, 130000, Актау, 32 мкр.

²ФИЛИАЛ ТОО «КМГ ИНЖИНИРИНГ» «КАЗНИПИМУНАЙГАЗ»
Республика Казахстан, Мангистауская область, 130000, г. Актау, 35 мкр.

³ТОО «ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ «ОPTIMUM»
Республика Казахстан, Мангистауская область, 130000, г. Актау, 3 мкр, здание 23

Представлены результаты многолетней работы авторов по изучению фациально-генетического типа триасовых отложений Мангышлакского региона.

Покзано, что триасовые и особенно средне- и верхнеюрские отложения обогащены более рассеянным органическим веществом, чем по сравнению со слоями, ниже залегающими и вышележащими.

По результатам проведенных анализов было высказано предположение, что юрские и нижнемеловые отложения характеризуются аномальными значениями рассеянного битуминозного вещества по сравнению с другими породами.

Содержание битума в целом невелико (от 0,01 до 0,5%). Детальное изучение характера распределения органических остатков, (в том числе фаунистических остатков) дает основание весь триасово-юрско-нижнемеловой регионально нефтегазоносный комплекс (за исключением нижней части неокома и триаса) относить к мелководно-морским типам осадков стабильных и умеренных режимов седиментации.

Подробно изучены нефтегазовые образования, региональные закономерности их распространения в осадочном чехле Мангышлакского региона, а также прилегающей нефтегазоносной области.

К основным нефтегазовым образованиям Мангышлакского региона относятся до Пермский субстрат (девон, карбон), Пермское терригенно-глинистое и карбонатно-хемогенное образование (переходное, Пермское), терригенно-глинистое цветное-серо-темносеро-серое (субугленосное, триасовое), Нижне - среднеюрское, келловейское), карбонатно-хемогенно-глинистая формация (оксфорд-кимеридж), песчано-карбонатно-глинистая формация (неоком) и глинисто-песчаная формация (апт-Альба), которые в северных и южных регионах можно отличить по общим породам, характеру развития и степени исследования.

В течение последующих тридцати лет, несмотря на большой объем научно-технических и других исследований, исследования перспективных отложений и территорий проводятся крайне слабо. Одной из важных причин этого является межведомственная, межотраслевая дисперсия выполняемых работ, низкая дисперсия получаемой информации.

В целях повышения эффективности поисково-разведочного, исследовательского комплекса продуктивных пластов, на наш взгляд, решение вопроса поиска и разведки нефти и газа в мезозое Мангышлакского региона должно проводиться по единой межотраслевой, межведомственной программе с оценкой хода выполнения работ по дальнейшим этапам, конечным результатам.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: триасовые отложения, формация, полуостров Мангышлак, нефтегазоносных пастов.

ТРИАС ШӨГІНДІЛЕРІНІҢ ФАЦИАЛДЫ-ГЕНЕТИКАЛЫҚ ТҮРІ ЖӘНЕ МАҢҒЫШЛАҚ ТҮБЕГІНІҢ НЕГІЗГІ МҰНАЙ-ГАЗ ТҮЗІЛІМДЕРІ

С.М. ЧЕРКЕШОВА¹, профессор ассистенті, Salima_19_69@mail.ru
Қ.Ә. ҚОСАРБАЙ¹, доцент, қауымдастырылған профессор, koseke53@mail.ru
Н.Ж. ҚЫЛЫШБАЕВА¹, магистр, профессор ассистенті, zh_nur_84@mail.ru
Б.Х. НУГМАНОВ², геология департаментінің директоры, B.Nugmanov@kmge.kz
Ж.Б. БЕКЕШОВА^{1,3}, постдокторант, геология және барлау қызметінің басшысы, zhbekeshova@mail.ru

¹Ш. ЕСЕНОВ АТЫНДАҒЫ КАСПИЙ МЕМЛЕКЕТТІК ТЕХНОЛОГИЯ
ЖӘНЕ ИНЖИНИРИНГ УНИВЕРСИТЕТІ,
Қазақстан Республикасы, 130000, Ақтау қаласы, 32 шағын аудан

²ҚАЗНИПИМҰНАЙГАЗ «ҚМГ ИНЖИНИРИНГ» ЖШС ФИЛИАЛЫ
Қазақстан Республикасы, 130000, Ақтау қаласы, 35 шағын аудан

³ЖШС «ОПТИМУМ» ЖОБАЛАУ ИНСТИТУТЫ
Қазақстан Республикасы, 130000, Ақтау қаласы, 3 шағын аудан, 23 ғимарат

Бұл жұмыста авторлардың көпжылдық зерттеулерінің нәтижелері келтірілген. Маңғышлақ өңіріндегі триас шөгінділерінің фациалды-генетикалық түрлері егжей-тегжейлі зерттелген. Триас және әсіресе ортаңғы және жоғарғы юра шөгінділері төменгі қабаттармен және үстіңгі қабаттармен салыстырғанда шашыраңқы органикалық заттармен байытылғаны көрсетілген.

Талдау нәтижелері бойынша юра және төменгі бор шөгінділері басқа жыныстармен салыстырғанда шашыраңқы битуминозды заттың қалыптан тыс мөндерімен сипатталады. Битумның мөлшері тұтастай алғанда аз (0,01-ден 0,5% -ға дейін). Юра шөгінділері төменгі борларға қарағанда жоғары мөндермен сипатталады.

Бұл ретте органикалық қалдықтардың (оның ішінде фауналық қалдықтардың) таралу сипатын егжей-тегжейлі зерделеу бүкіл триас-юра-төменгі бор өңірлік мұнай-газ кешенін (неоком мен триастың төменгі бөлігін қоспағанда) шөгінділердің таяз-теңіз типтеріне тұрақты және қалыпты тұндыру режимдеріне жатқызуға негіз береді.

Мұнай-газ түзілімдері, олардың Маңғышлақ өңірінің, сондай-ақ іргелес мұнай-газ облысының шөгінді қабатында таралуының өңірлік заңдылықтары егжей-тегжейлі зерделенді.

Маңғышлақ өңірінің негізгі мұнай-газ түзілімдеріне-Пермьге дейінгі субстрат (девон, карбон), Пермь терригенді-сазды және карбонатты-химогенді түзілім (өтпелі) (Пермь), терригенді-сазды түрлі-түсті-сұр-қою-сұр-түсті (субугленосное) (триас, төменгі-орта Юра, келловей), карбонатты-химогенді-сазды формация (оксфорд-кимеридж), құмды-карбонатты-сазды формация (неоком) және сазды-құмды формация (апт-Альба) оларды сол-түстік және оңтүстік аймақтарда жалпы жыныстарымен, даму сипатымен және зерттеу дәрежесімен ерекшелендіреді.

Тұрақты параметрлік, іздестіру-барлау бұрғылау жұмыстарын, түрлі сейсмикалық жұмыстарды тоқтатумен байланысты кейінгі отыз жыл ішінде. Ғылыми-техникалық және басқа зерттеулердің үлкен көлеміне қарамастан, перспективалы шөгінділер мен аумақтарды зерттеу өте нашар жүргізілуде. Мұның маңызды себептерінің бірі-орындалатын жұмыстардың ведомствоаралық, салааралық дисперсиясы, алынған ақпараттың төмен дисперсиясы.

Біздің ойымызша, өнімді қабаттардың іздестіру-барлау, зерттеу кешенінің тиімділігін арттыру мақсатында Маңғышлақ өңірінің мезозойында мұнай мен газды іздеу және барлау мәселесін шешу келесі кезеңдер, түпкілікті нәтижелер бойынша жұмыстардың орындалу барысын бағалай отырып, бірыңғай салааралық, ведомствоаралық бағдарлама бойынша жүргізілуге тиіс.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: Триас шөгінділері, қалыптасуы, Маңғышлақ түбегі, мұнай-газ қабаттары.

THE FACIES-GENETIC TYPE OF TRIASSIC SEDIMENTS AND THE MAIN OIL AND GAS FORMATIONS OF THE MANGYSHLAK PENINSULA

S. CHERKESHOVA¹, Assistant professor, Salima_19_69@mail.ru

K. KOZHAKHMET¹, associate professor, koseke53@mail.ru

N. KYLYSHBAEVA¹, master, assistant professor, zh_nur_84@mail.ru

B. NUGMANOV², director of the Geology Department, *B.Nugmanov@kmge.kz*
Z. BEKESHOVA^{1,3}, postdoctoral, chief of geology and exploration department,
znbekeshova@mail.ru

¹CASPIAN STATE UNIVERSITY OF TECHNOLOGIES
 AND ENGINEERING NAMED AFTER SH. YESSENOV,
 130000, Republic of Kazakhstan, Mangystau region, Aqtau, 32 micro district

²BRANCH OF KAZNPIMUNAIGAS «KMG ENGINEERING» LLP
 130000, Republic of Kazakhstan, Mangystau region, Aqtau, 35 micro district

³«OPTIMUM» DESIGN INSTITUTE» LLP
 130000, Republic of Kazakhstan, Mangystau region, Aqtau, 3 micro district, building 23

This paper presents the results of many years of research by the authors. The facies-genetic types of Triassic deposits of the Mangyshlak region have been studied in detail. It is shown that the Triassic and especially the Middle and Upper Jurassic sediments are enriched with more dispersed organic matter than in comparison with the layers below and above.

According to the analysis results, the Jurassic and Lower Cretaceous sediments are characterized by abnormal values of dispersed bituminous matter compared to other rocks. The bitumen content is generally low (from 0.01 to 0.5%). Jurassic deposits are characterized by higher values than Lower Cretaceous ones.

At the same time, a detailed study of the distribution of organic residues (including faunal remains) gives grounds to classify the entire Triassic-Jurassic-Lower Cretaceous regional oil and gas complex (with the exception of the lower part of the Neocomian and Triassic) as shallow-marine sediments of stable and moderate sedimentation regimes.

Oil and gas formations, regional patterns of their distribution in the sedimentary cover of the Mangyshlak region, as well as the adjacent oil and gas region, have been studied in detail.

The main oil and gas bearing formations of the Mangyshlak region include the pre-Permian substrate (Devonian, carboniferous), Permian terrigenous-clay and carbonate-chemogenic formation (transitional) (Permian), terrigenous-clay colorful-gray-dark gray-colored (subglenic) (Triassic, Lower Middle Jurassic, Kellovian), carbonate-chemogenic-the clay formation (Oxford-Kimmeridge), the sandy-carbonate-clay formation (Neocom) and the clay-sand formation (apt-Alba) also distinguish them in the northern and southern regions with their common rocks, the nature of development and the degree of research.

Over the next thirty years, associated with the cessation of regular parametric, exploratory drilling, and various seismic operations. Despite the large volume of scientific, technical and other research, studies of promising deposits and territories are conducted extremely poorly. One of the important reasons for this is the interdepartmental, intersectoral variance of the work performed, the low variance of the information received.

In order to increase the efficiency of the exploration and research complex of productive formations, in our opinion, the solution of the issue of oil and gas exploration and exploration in the Mesozoic of the Mangyshlak region should be carried out according to a single intersectoral, interdepartmental program with an assessment of the progress of work on further stages and final results.

KEY WORDS: *Triassic deposits, formation, Mangyshlak peninsula, oil and gas bearing formations.*

Введение. Наряду с текущей тектонической ситуацией, которая четко определяет распределение различных скоплений в комплексах в литолого-фациальных и различных структурных условиях, крайне важны литолого-фациальные и геохимические предпосылки развития нефтегазоносной зоны. В этом смысле в нефтегазовом регионе полуострова Мангышлак существуют факторы, включающие

особенности формирования нефтегазовых литолого-фациальных комплексов и образований, их геохимическое состояние, развитие флюидодинамических систем и их боковое и вертикальное взаимодействие друг с другом [1,2].

Изучение минералогического состава нефтегазоносных пластов региона вместе с кислыми магматическими породами свидетельствует о том, что источниками разломов являлись частично осадочные образования верхнего палеозоя, триасовая часть блочных зон крупных антиклиналей. Однако общее направление развития бассейнов осадочного осадка сохранилось в основном как направление развития регионального геотектонического фона до конца палеогена. В крупных осадочных бассейнах, начиная с Перми и заканчивая мелом, такое постоянное погружение было идеальным фактором для образования сильной толщины осадочных пород.

Триасовые, особенно юрские отложения, обогащены разрозненными органическими веществами по сравнению с поверхностными и нижележащими комплексами [3–5]. Они содержат органические соединения в нескольких формах. Во всем разрезе, особенно в юрских отложениях, преобладает мелкодисперсное углеродно-битуминозное вещество, придающее горной породе темно-серый, часто черный цвет. В общем составе юрских пород мы находим угольные сланцы (мощность 10-20 см и более), они характеризуются жирным блеском, значительно меньшим удельным весом по сравнению с другими угольно-черными глинистыми глинами, выраженными очень слабой силой.

Такие слои распространены в келловее и средней части Юры, где их содержание достигает 2-5% всей мощности среза. Особое место занимают тонкие, 5-10 см, очень редкие слои глинистого угля в верхней части Центрально-юрских отложений. В юрский период и часть триасовых отложений, почти на всех срезах, наблюдала обугленные растительные остатки (в основном листья). Следует отметить, что эти отходы, как и их породы, характеризуются отсутствием железа. Песчаники, алевролиты, и глинистые породы в целом темно-серые, частично светло-серые. Эта возможность позволяет оценить как состояние осадочного осадка, так и состояние дальнейшего изменения осадка в целом как положительный фактор накопления и сохранения органических веществ. Об этом свидетельствует наличие в песчаниках и алевролитах большого количества глауконита, мелких сидеритовых связей в суглинках, а также тонких зерен пирита, которые являются показателями условий восстановления осадочного осадконакопления и диагенеза. Высокое содержание сульфатной серы (до 3,5-5,0%) и зернового железа в черных углеродистых суглинках и снижение их сульфатных и окислительных форм подтверждают это утверждение.

Материалы и методы исследования. В исследуемой зоне из отложений триаса и особенно Юрского периода получены газовые и частично нефтяные проявления из разрезов всех описанных структур Северо-Западного Туркменистана, плато, Северного Карабогаза и Южного Мангышлака [6].

Кроме того, вода обычно не насыщается газом, высокая пластичность (до 180 атм.), который растет черенками. Обычно азот уменьшается, а горючие газы увеличиваются.

Содержание водно-растворенных газов в основном метановое и характеризуется понижением от низкого до высокого содержания соединений, инертные газы присутствуют в подчиненных количествах.

Юрско-триасовые воды обычно характеризуются благоприятным ионно-солевым составом (содержание растворенных органических веществ, аммония, йода, брома,

ненасыщенность вод сульфатами, содержание бензольной и нафтенной кислот, фенолов). Идеальными показателями являются отсутствие или удаленность очагов съемки. Низкая температура пласта, низкая сульфатность (сульфатность) воды, высокая общая минерализация, условия восстановления, низкие гидравлические склоны. Предложение.

Особый интерес представляют разрозненные битуминозные вещества, насыщенные углеводороды с целью поиска и разведки нефти и газа. По результатам анализа юрские и нижнемеловые отложения характеризуются аномальными значениями рассеянного битуминозного вещества по сравнению с другими породами. Содержание битума в целом невелико (от 0,01 до 0,5%). Юрские отложения характеризуются более высокими значениями битума, чем нижнемеловые. При полном отсутствии в битуме различных кислот наблюдается увеличение спиртобензольной (кислой) части. Сходные особенности распространения битуминозных веществ в результате значительного влияния гидрогеологических факторов на характер накопления углеводородов, они вполне приемлемы.

Наибольшие перспективы юрских и триасовых отложений связаны с зонами глубокого изгиба Мангышлакского региона, региональными впадинами, образующими крупную артезианскую газогидродинамическую систему осадочных бассейнов [7,8]. Здесь развит единый нефтегазопроницаемый триасово-юрско-меловой комплекс. С этой точки зрения основными показателями перспектив являются наличие в комплексе нефтяных и газовых месторождений, благоприятные геохимические условия в бассейне, наличие условий сохранения жидкостей от выгрузки и др.

Особо следует отметить фациально-генетическую форму триасовых, юрских и частично нижнемеловых отложений. Некоторые исследователи склоняются к отнесению мощной глинисто-песчаной толщи к континентальным, прибрежно-континентальным образованиям, опираясь на наличие в них углеродистых сланцев, угольных пластов, а также обожженных растительных остатков. Однако детальное изучение характера распределения органических отходов (в том числе фаунистических) дает основание отнести весь триасово-юрско-нижнемеловой региональный нефтегазовый комплекс (за исключением неоком и нижней части триаса) к мелководным морским видам отложений, режимы постоянного и нормального осаждения.

Результаты и их обсуждение. На основании вышеизложенного можно сделать вывод, что, на наш взгляд, триасовые, юрские и нижнемеловые отложения должны иметь достаточно мощные нефтегазопроницаемые слои, нефтегазоколлекторные слои и пачки. Степень нефтегазоносности описываемых образований определяется объемом, конструктивными особенностями и степенью уплотнения коллекторных пластов.

Анализ результатов исследования фильтрационно-емкостных свойств горных пород-коллекторов показывает, что в большинстве случаев коллекторские свойства многослойных терригенно-глинистых образований в результате высокой структурной неоднородности осадков (тонкие переходы глин, алевролитов, песчаников) выражены слабо, особенно в глубоко затонувших регионах. Коллекторы обычно сжимаются в толщу больших неколлекторных пород в виде маломощных слоев [9,10].

Таким образом, для оценки перспектив нефтегазоносности важное значение имеет детальное изучение нефтегазовых образований, региональных закономерностей их распространения в осадочном слое на полуострове Мангышлакского региона. Нефтегазоносная зона Северного Устья характеризуется следующими образованиями (таблица 1).

Таблица 1 – Характеристика основных нефтегазоносных образований Мангышлакского региона

<p>Основные регионально-нефтегазоносные формаций (возраст)</p>	<p>Южная область 1. Общий разрез пород 2. Характер развития 3. Степень изученности</p>	<p>Северная область 1. Общий разрез пород 2. Характер развития 3. Степень изученности.</p>
<p>Допермский субстрат (девон, карбон)</p>	<p>1. Интрузивно-эффузивно-метаморфическая (на сводах и Красноводском плато), а также терригенно-глинистая дислоцированная (в зонах тектонических ступеней и прогибов) формация.</p> <p>2. Составляют ядра Карабогазского свода, Красноводского плато, Шагадам-Дарджинского массива, Песчаномысско-Ракучешного и Шарджа-Айбугирского выступа.</p> <p>3. Изучен в зонах выхода на дневную поверхность и неглубокого залегания. Не изучен в зонах погружений (депрессии, мульды и их борта).</p>	<p>1. Терригенно-глинистая-карбонатная (Прорва-Каратонская зона), карбонатная (на Северном Устюрте) формация.</p> <p>2. В районах западной части Северо-Устюртской впадины и возможно, в ее центральной части нормально-осадочное залегание. На Южно-Эмбинском своде-кристаллические сильно дислоцированные породы.</p> <p>3. Изучен по некоторым скважинам Южно-Эмбинского свода, на пл. Мынсуалмас и др.</p>
<p>Пермская терригенно-глинистая и карбонатно-хемогенная формация (переходная) (пермь)</p>	<p>1. Терригенно-глинистые красноцветные дислоцированные породы Каратауского и Туаркырского массивов, а также вскрытые на пл. Темирбаба, Жетыбай, Юж.Жетыбай и др.</p> <p>2. В виде частично метаморфизованной, дислоцированной осадочной красноцветной (вторично ожелезненной) толщи зонального распространения в пределах депрессии, мульды и на бортах за исключением Карабогазского свода, Красноводского плато и их ступеней.</p> <p>3. Отложения изучены хорошо на обнажениях, отнесены (успешно) к перми песчано-глинистые осадки, вскрытые на пл.Темирбаба, Жетыбай и др.</p>	<p>1. Нижний карбонатно-хемогенный нефтегазоносный (до 1600м) и верхний терригенно-глинистый осадочные комплексы (до 1500м.).</p> <p>2. Развиты повсеместно, на сводах и юго-западе более грубозернистые к центру прогибов и юго-востоке более глинисто-карбонатные.</p> <p>3. Хорошо изучены в Прорва-Каратонском и Южно-Эмбинском районах и на Бузачинском своде.</p>

Продолжение таблицы 1 – Характеристика основных нефтегазоносных образований Мангышлакского региона

<p>Терригенно-глинистые пестро-серо-темно-серо-цветная (субугленосная) триас, нижне-средняя юра, келловей)</p>	<p>1. Нижний, верхний триас, нижняя, средняя юра и келловей терригенно-глинистые в низах пестро-, выше серо- и темно-сероцветныесубугленосные породы, средний триас-глинисто-карбонатный темно-сероцветный комплекс.</p> <p>2. Заполняют наиболее погруженные области Южно-Мангышлакской впадины от Северного Прикарабогазья до горного Мангышлака.</p> <p>3. Юрская часть формации изучена за исключением центральных погруженных зон Жаагурлинской, Сегендыкской и Ассакеауданской депрессии, Триасовые комплексы изучены на приподнятых зонах валов, сводов, ступеней.</p>	<p>1. Мощная терригенно-глинистая красно-пестро- и серо-темно-сероцветная толща.</p> <p>2. Развиты повсеместно в Прорва-Каратонской зоне, на Бузачинском своде, в Северо-Устюртской системе прогибов, за исключением Южно-Эмбинском поднятия.</p> <p>3. Юрская часть разреза изучена на сводах, моноκлиналях Северо-Устюртской системы прогибов, слабо изучена в центральных частях прогибов. Триас частично изучен только на Бузачинском своде и склонах Южно-Эмбинскогоподытия, в Прорва-Каратонской зоне.</p>
<p>Карбонатно-хемогенно-глинистая формация (оксфорд-кимеридж).</p>	<p>1. Известняки с пропласткамиангидритов, доломитов и глин в верхней части разреза.</p> <p>2. Повсеместное региональное развитие (70-300м).</p> <p>3. Вскрыты и изучены на всех поисково-разведочных площадях.</p>	
<p>Песчано-карбонатно-глинистая формация (неоком).</p>	<p>1. Песчано- глинисто-карбонатная толща.</p> <p>2. Повсеместное региональное развитие.</p> <p>3. Вскрыты и изучены на всех поисково-разведочных площадях.</p>	
<p>Глинисто-песчаная формация (апт-альб).</p>	<p>1. Мощная глинисто-песчаная толща.</p> <p>2. Повсеместное региональное развитие.</p> <p>3. Вскрыты и изучены на всех поисково-разведочных площадях.</p>	

1. Комплексы литолого-фациальных нефтегазоносных пород красного цвета (средне-Пермско – нижнетриасовые глины, алевролиты и песчаники), пестрого цвета (песчано-глинистые породы западных районов со среднетриасовыми известняками и мергелями) и серого цвета (терригенно-глинистые породы верхнего триасово-среднеюрского Ааленского слоя). Это мощное нефтегазоносное образование характеризуется, во-первых, широким развитием в глубоко затонувших зонах системы изгибов Северного Устья, а во-вторых, наличием внутриформных эрозий и разломов в залегающих зонах валлообразных возвышений и складов в Доюрской части разрезов образований, что объясняет небольшие и нераспространенные накопления углеводородов в триасовых отложениях. В изолированных районах были обнаружены в основном бортовые районы Северного Устья. Мощность отложений образований колеблется в пределах 3500-5300 м по комплексам, свитам и разведочным площадям.

2. Континентально-морская сероватая субугленосная многослойная терригенная формация байос, бат и келловей мощностью 1500-2000 м.

3. Верхнеюрское глинисто-карбонатное образование уровней оксфорд, кимеридж-титон. Из-за преднеокомной постседиментальной эрозии повсеместно встречается на бузачинском складе и Токубайском хребте. Он имеет незначительную мощность (до 50-80 м) на Южно-Бузачинском изгибе, а максимум (выше 300-350 м) наблюдается в разрезах Северо-Бузачинской впадины, Кольтыкского структурного перемычка, а также в углублениях и мульдах системы изгиба Северного Устья и на их борту [11,12].

4. Морская карбонатно-терригенная формация берриас – валанжина и готерива.

5. Континентально-морская пестроцветная терригенная формация баррема.

6. Терригенное глауконитное образование недельного и альбийского уровней нижнего мела (Сев. Устье, Тюбкараган и др.). Формации Альба нижнего мела на рассматриваемой территории имеют широкое распространение. Мощность каждого из них обычно варьируется от нескольких десятков до 700-800 м.

В южной части полуострова Мангышлакского региона в составе осадочного покрытия можно выделить следующие нефтегазоносные образования (таблица 1).

1. Мощный терригенно – глинисто – карбонатно - глинистый нефтегазоносный комплекс, состоящий из терригенно-глинистых комплексов нижнетриасовых красных, среднетриасовых карбонатно-глинистых и верхнетриасовых серо-пестрых песчано-глинистых пород. В Южно-Мангышлакской низменности все участки триаса являются нефтегазоносными. Основные запасы нефти в триасовых отложениях ограничены среднетриасовым карбонатно-глинистым и частично верхнетриасовым сероцветным песчано-алевролитовым толщам [13,14].

2. Нижне-ортаюра-келловейское песчано-глинистое субугленосное региональное нефтегазоносное образование, состоящее в основном из темно-серых и черных глин, обогащенных органическими веществами, серых песчаников и алевролитов. Основные ресурсы нефти и газа в регионе соответствуют этому образованию.

3. Глинисто-карбонатно-хемогенное образование оксфорд-кимеридж мощностью 70-300 м характеризуется широким развитием, за исключением территории Карабогазового свода и отдельных участков Красноводского плато. Она нефтегазоносна на Юж. Устье, Тюбкарагане, Центр. Сарыкамыше и Сев. Прикарабагазые.

4. Терригенно-глинисто-карбонатное образование неокомы развито повсеместно,

за исключением Карабогазовых сводов и нефтегазоносных месторождений Туккараганской долины, Сев.Прикарабогазье, на Юж.Устюрте, в Жетыбай-Узеньской зоне и др.

5. Глинисто-терригенное образование апт-альба; нефть и газ получены из Тюб-караганском валу.

6. Верхнекеловея песчано-глинистое карбонатное образование.

7. Палеогенное карбонатно-глинистое образование.

8. Неоген (плиоцен) песчано-глинистое образование (Западно-Туркменская нефтегазоносная впадины).

Заключение и выводы. Таким образом, на основании проведенного анализа геолого-геофизической информации можно отметить следующее.

1. Основные перспективы триасовых, юрских и частично нижнемеловых отложений для нефти и газа в регионе связаны с глубоководными зонами, в частности с западной частью Южно-Мангышлакской впадины, в том числе вблизи Северного Карабогазия, а также с каспийским морским шельфом. Эта зона погружения в целом представляет собой Восточную центриклиналь средне-Каспийского осадочного и нефтегазоносного бассейна, крупнейшего когда-то выделенного И.О. Бродом в качестве региональных геотектонических структурно-фациальных нефтегазоносных элементов.

2. Эти отложения являются перспективными также в пределах погруженных зон Ассакеауданской, Дарьялык-Дауданской, Верхнеузбойской впадин. Они мало- или неперспективны на огромной территории Красноводского плато, Юго-Восточного Прикарабогазья, Шорджа-Сарыкамьшской и Центрально-Устюртской зон дислокаций.

3. В связи с переходом на изучение глубоко погруженных зон (Северного Устюрта и Южного Мангышлака) с залеганием перспективных на нефть и газ отложений на глубинах от 2500-3000 до 8000-9000 м необходимо обратить особое внимание на совершенствование научно-методической и технологической обеспеченности изучения зон глубоких погружений в области полевой геофизики, параметрического и поисково-разведочного бурения [15]. С этой точки зрения важнейшими задачами являются повышение геологической и коммерческой информативности исследований, увеличение глубины освещения разрезов, улучшение качества наблюдения за спорными горизонтами, решение вопросов прогнозирования глубины горно-геологических разрезов, структурно-формационных комплексов.

Несмотря на большой объем параметрического, поисково-разведочного бурения, научно-технических и других исследований, исследования перспективных отложений этого бассейна проводились крайне слабо. Одной из важных причин этого является межведомственная, межотраслевая дисперсия выполняемых работ и полученная информация низкого качества.

В целях повышения эффективности и результативности комплекса поисково-разведочных исследований, на наш взгляд, решение вопроса поиска и разведки нефти и газа в мезозое Мангышлакского региона должно проводиться по единой межотраслевой, межведомственной программе с оценкой хода выполнения работ по дальнейшим этапам и конечным результатам. 🌐

Данное исследование финансировалось Комитетом по науке Министерства науки и высшего образования Республики Казахстан (грант № BR21882122).

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Аманниязов К.Н., Ахметов А.С., Кожакмет К.А. Нефтяные и газовые месторождения Казахстана. - Алматы, 2003.- 399 с. [Amanniyazov K.N., Akhmetov A.S., Kozhakhmet K.A. Oil and gas fields of Kazakhstan. -Almaty, 2003. - 399 P.].
- 2 Seitov N., Kozhakhmet K. Asthenosphere as an intermediary between the planet's endogenous activity and the tectonic and magnetic activity of its lithosphere // News of the national academy of sciences of the republic of kazakhstan series of geology and technical sciences.– 2021. – Vol. 6, n. 450. – P. 118-124.
- 3 Marco Brandano, Guillem Mateu-Vicens, Juan Ignacio Baceta. Understanding carbonate factories through palaeoecological and sedimentological signals – Tribute to Luis Pomar // Sedimentology. – 2021. – P. 5-23 <https://doi.org/10.1111/sed.12965>
- 4 Нуралиев Б.Б. Основой для определения стратегии разведки нефти является разломная тектоника // Нефть и газ. – 2008. – № 1. - С. 42-54. [Nuraliev B.B. Osnovoydly aopredeleniyastrategiirazvedkineftiyavlyaetsyarazlomnayatektonika // Neft' igaz. – 2008. – № 1. - S. 42-54.].
- 5 Тауова Н., Есенаманова М.С., Кожакмет К. Геологическое состояние стратиграфического и генетического комплекса Тенгизского месторождения // Известия НАН РК – 2022. – №5. – С. 56. [Tauova N., Esenamanova M.S., Kozhahmet K. Geologicheskoe sostoyanie stratigraficheskogo i geneticheskogo kompleksa Tengizskogo mestorozhdeniya // Izvestiya NAN RK – 2022. – №5. – S. 56.].
- 6 Merekeeva E.K., Qosarbay Q.A. Characteristics of structural elevations ulkendale, tuchisken are localized within the zhazgurli depression // Oil and gas. – 2023. – №1. – С. 7-16.
- 7 Черкешова С.М. Характеристика разрывных нарушений // Поиск. – 2016 - №3 - С. 180-183. [Cherkeshova S.M. Characteristics of discontinuous violations // Search. – 2016. – N. 3. – P. 180-183.].
- 8 Куандыков Б.М., Камалов С.М. Основные задачи геологоразведочных работ на нефти газ в Казахстане // Известия АН РК Серия геологическая. – 1992. – № 4. – С. 54-62. [Kuandykov B.M., Kamalov S.M. Osnovnye zadachi geologorazvedochnyh rabot na nefti gaz v Kazahstane // Izvestiya AN RK Seriya geologicheskaya. – 1992. – № 4. – S. 54-62.].
- 9 Месторождения нефти и газа Казахстана. Справочник. – Алматы, 2005. – 258 с. [Mestorozhdeniya nefti i gazaKazahstana. Spravochnik. – Almaty, 2005. – 258 p.].
- 10 Чакабаев С.Е., Кононов Ю.С. и др. Стратиграфия и коллекторские свойства юрских отложений Южного Мангышлака в связи с их нефтегазоносностью. Тр. Ин-та геологии и геофизики (г.Гурьев) Мингео КазССР. М.: 1971. Вып. 4.- С. 28 - 37. [Chakabaev S.E., Kononov Y.S. and others. Stratigraphy and reservoir properties of the Jurassic deposits of Southern Mangyshlak in connection with their oil and gas content. Tr. Institute of Geology and Geophysics (G.Guryev) MingeoKazSSR. M.: 1971. Issue 4.- pp. 28-37.].
- 11 Кожакмет К.А., Жайханов А.Б., Нугманов Б.Х., КылышбаеваН.Ж. Гидрогеологическое строение Бузачинского артезианского бассейна. (Западный Казахстан) // Вестник Российской Академии естественных наук. 2023 - №3. - С. 64-70. [Kozhahmet K.A., Zhajhanov A.B., Nugmanov B.H., KylyshbaevaN.Zh. Hidrogeologicheskoe stroenie Buzachinskogo artezianskogo bassejna. (ZapadnyjKazahstan) // Vestnik Rossijskoj Akademii estestvennyh nauk. 2023 - №3. - S. 64-70.].

- 12 Мерекеева Е.К., Кожамет К.А., Алексеев А.С. Характеристика структурных поднятий Махат и прибрежное, расположенные в пределах Жазгурлинской депрессии // Нефть и газ. – 2023. – №3. – С. 68–81. [Merekeeva E.K., Kozhahmet K.A., Alekseev A.S. Harakteristika strukturnyh podnyatij Mahat i pribrezhnoe, raspolozhennye v predelah Zhazgurlinskoj depressii // Neft i gaz. – 2023. – №3. – S. 68–81.].
- 13 Черкешова С.М. Тектоника доюрского комплекса // Высшая школа Казахстана. – 2017. – №2. – С. 229-233. [Cherkeshova S.M. Tektonika doyurskogo kompleksa // Vysshaya shkola Kazahstana. – 2017. – №2. – S. 229-233.].
- 14 Иктисанов В.А. Особенность КВД в трещиновато-пористом коллекторе при влиянии притока жидкости в скважину // Нефтепромысловое дело. – 2002. – №4. – С. 30-33. [Iktisanov V.A. Osobennost KVD v treshinovato-poristom kollektore pri vliyanii pritoka zhidkosti v skvazhinu // Neftpromyslovoe delo. – 2002. – №4. – S. 30-33.].
- 15 Токарев А.П., Пьянкова Е.М. Совершенствование методов интерпретации кривых восстановления уровня при исследовании скважин // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №3. – С. 15-25. [Tokarev A.P., Pyankova E.M. Sovershenstvovanie metodov interpretacii krivykh vosstanovleniya urovnya pri issledovanii skvazhin // Neftyanoe hozyajstvo. – 2009. – №3. – S. 15-25.].