

УДК 662:552.578.2

МРНТИ 38.53.23

<https://doi.org/10.54859/kjogi108579>

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ДОЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНОГО МАНГИСТАУ И ИХ ХАРАКТЕРИСТИКА

К.Х. Боранбаев, **А.К. Боранбаев**

Статья посвящена особенностям геологического строения на примере анализа доюрского комплекса Южного Мангистау с приведением рекомендаций по определению дальнейшего направления поисково-разведочных работ.

Ключевые слова: нефтегазовые комплексы Южного Мангистау, органическое вещество, литолого-фацциальная изменчивость.

На Южном Мангистау к перспективным в нефтегазоносном отношении относятся метаморфизованные комплексы пород осадочного палеозоя, кора выветривания гранитного массива, карбонатно-терригенные толщи нижнего триаса и терригенные отложения верхнего триаса, в которых в середине 70-х гг. прошлого столетия были получены промышленные притоки нефти и газа в пределах Жетыбай-Узеньской и Песчаномысско-Ракушечной зон поднятий и прогибов. При этом весьма интересными оказались факты получения промышленных притоков нефти, наряду с осадочным палеозоем, из апикальной части коры выветривания гранитного массива на месторождении Оймаша.

К концу XX в. в пределах территории Мангистау по доюрским отложениям накопился достаточный объем геолого-геофизического материала, но, несмотря на это, геологическое строение этих комплексов до сих пор считается не до конца выясненным. Нет однозначности в стратиграфическом расчленении триасовых и палеозойских отложений, в характере пространственного распространения пород-коллекторов, по площади структуры, по значениям их фильтрационно-емкостных свойств. Тем не менее на основе систематизации геолого-геохимических данных в доюрских отложениях Южного Мангистау выделяются четыре нефтегазоносных комплекса (далее – НГК): терригенный средне-верхнепалеозойский, кора выветривания гранитного массива, нижнетриасовый карбонатно-терригенный и терригенный верхнетриасовый.

Терригенный средне-верхнепалеозойский состоит из двух толщ: нижняя сложена черными углистыми сланцами и ар-

гиллитами с редкими прослоями темных и светло-серых песчаников, а верхняя – менее плотными породами с преобладанием грубообломочного материала. Некоторыми исследователями нижняя и верхняя пачки условно отнесены, соответственно, к среднему и верхнему палеозою [1].

Песчаники нижнего слоя от мелко- до крупнозернистых, иногда карбонатизированные, состоят преимущественно из крупных обломков кварца, плагиоклазов. Кварц имеет конформную и инкорпорационную структуру. Плагиоклаз частично серитизирован. Кроме этих минералов, присутствуют мусковит, хлоритизированный серицит, обломки кремнистых и эффузивных пород. Цемент в них смешанный, базального и контактового типов, состоящий из силиката и карбоната. Текстура преимущественно слоистая. Следует подчеркнуть, что коллекторские свойства этих песчаников очень низкие, при этом темные песчаники по сравнению с более светлыми различаются повышенной плотностью. Открытая пористость в них не более 3%, газопроницаемость составляет $0,4 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Светло-серые песчаники более пористые, их пористость достигает 7,5%, а проницаемость – $0,6 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Значения этих параметров очевидно занижены, т.к. они были определены по отдельным кусочкам и при изготвлении цилиндров керн разрушался по открытым трещинам, предопределяющим емкостные и фильтрационные свойства коллектора.

Чёрные сланцы и аргиллиты – крепкие, рассланцованные. Структура лепидобластопелитовая. Количество углистого вещества в них достигает 50%. Для чёрных сланцев и аргиллитов характерна высокая битуминозность по трещинам. Необходи-

мо отметить, что дислоцированность чёрных сланцев не одинакова по площади. Если в пределах площади Оймаша она значительная (углы падения до 75–85°), то на остальных площадях (Жиланды, Ацисор, Северное Карагие, Жетыбай и др.) углы падения пород довольно пологие и породы менее дислоцированы. Наибольшие толщины этих отложений вскрыты на Жетыбай-Узеньской зоне поднятий и прогибов (пл. Жетыбай, скв. 25) и в скв. 17 месторождения Оймаша, которые составили, соответственно, 550 м и более 600 м.

В разрезе среднепалеозойских отложений в скв. 9 месторождения Оймаша пластоиспытателем опробован интервал 3750–3788 м, где получены слабые притоки нефти с признаками газа. В этом интервале содержатся тонкие прослои светлых песчаников и алевролитов, которые, как указывалось выше, имеют более высокие значения коллекторских свойств. Природа этих нефтей пока не ясна, но по своим физико-химическим параметрам они резко отличаются от юрских и приближаются к нефтям триаса. Они малопарафинистые, несмолистые, с низкими значениями плотности и высоким выходом фракции до 300°C. По отдельным показателям эти нефти близки к нефтям каменноугольных отложений месторождения Восточный Каракудук (восток Северного Устюрта), где они являются сингенетичными, вмещающим каменноугольные отложения. Нефти месторождения Восточный Каракудук отличаются резко выраженным метановым составом, что свидетельствует о преимущественно гумусовом составе органического вещества.

На Южном Мангистау чёрные сланцы и аргиллиты среднего палеозоя также обогащены гумусовой органикой и содержат битумы по поверхности трещин и напластований.

По данным углепетрографических определений Э.А. Стеценко, выполненных в 1982 г., заключенные в чёрных сланцах и аргиллитах среднего палеозоя Южного Мангистау рассеянные органические вещества (далее – РОВ) находятся на стадии катагенетического преобразования МК1–МК2. На площади Оймаша в связи со значительным влиянием гранитной интрузии на степень катагенетического преобразования вмещающих пород последние в зоне контакта характеризуются повышенной степенью катагенеза РОВ МК3 (площадь

Оймаша, скв. 15, интервал 3673–3680 м) и свидетельствуют о более активном процессе генерации углеводородов. О том, что отдельные прослои палеозоя можно отнести к нефтепроизводящим породам, также свидетельствуют результаты битуминологических анализов по скв. 9 площади Оймаша, где в интервале 3600–3905 м встречены образцы с содержанием органического углерода 0,7–1%, причем битуминозность органических веществ этих пород не превышает 0,1%. Это определено указывает на происходящий здесь же процесс эмиграции подвижных битуминозных компонентов.

Выше чёрных сланцев среднего палеозоя залегают зеленовато-серые туфопесчаники верхнего палеозоя (скв. 14, 17, 20, месторождение Оймаша), которые в пределах площадей Песчаномысского свода сильно размыты вплоть до полного их исчезновения в апикальных частях мелких палеоблоков и имеют локальное распространение в опущенных палеоблоках.

Наибольшие толщины этих отложений вскрыты в Жетыбай-Узеньской зоне поднятий и прогибов и достигают 200 м в скв. 25 месторождения Жетыбай. Перспективы этой толщи в пределах выше-названной зоны к настоящему времени не установлены, т.к. в разрезах единичных скважин, вскрывших эти отложения, по данным геофизических исследований в скважинах продуктивные пласты-коллекторы не выделены, что, по-видимому, объясняется неблагоприятным их структурным положением. Однако перспективы этой толщи нами оцениваются очень высоко в связи с получением в ней промышленных притоков нефти дебитом 50 м³/сут из скв. 20 (интервал 3507–3526 м), пробуренной на структуре Оймаша, которая осложняет свод Песчаномысского поднятия.

В пределах площадей Жетыбай-Узеньской зоны поднятий и прогибов и Беке-Башкудукского вала, где толщины верхнепалеозойских грубообломочных отложений, вероятнее всего, наибольшие, можно ожидать при благоприятных структурных условиях и наличии высокоёмких коллекторов открытия крупных месторождений нефти и газа. Тем более в пределах площади Тенге, по данным сейсмики 3D, в палеозойских отложениях закартирована крупная антиклинальная структура, перспективы которой нами оцениваются очень высоко.

Условно к средне-верхнепалеозойскому НГК следует отнести кору выветривания, развитую в апикальной части гранитного массива, которая сверху перекрывается кровельной непрорванной частью роговиковых черных сланцев. Из этих отложений на площади Оймаша в скв. 12 был получен фонтан нефти дебитом 350 м³/сут (интервал 3720–3773 м). Получение нефти из выветрелой части гранитного массива послужило толчком к изучению генезиса, условий формирования залежей нефти и коллекторских свойств этого комплекса. Но, к сожалению, до настоящего времени так и нет единого мнения о природе этих нефтей.

Граниты были вскрыты в сводовой части структуры Оймаша скв. 9, 10, 12, 18, 19, 20 и 25. Верхняя часть гранитного массива претерпела сильные вторичные изменения, связанные с экзогенными процессами выветривания. Процессы выветривания выражены в развитии структур дробления и вторичной минерализации. Конечным продуктом этих изменений является глинистый минерал каолинит, что свидетельствует о развитии коры выветривания по гранитам. Так, например, в скв. 12 и 25 встречены зоны с сильно выветрелыми гранитами, где частично сохранен только скелет из кварцевых зёрен, а полевые шпаты и другие компоненты преобразованы в глинистую массу.

Результаты люминесцентно-битуминологических исследований, включая люминесцентную микроскопию, подтверждают эпигенетический тип битумоида в выветрелых гранитах. Фоновая битуминозность их не превышает 0,001%. В люминесцентных шлифах хорошо видна приуроченность легкого маслянистого битумоида к сообщающимся микротрещинам. Эти наблюдения позволили И.А. Половниковой и В.В. Грибкову [2] в 1981 г. сделать вывод о формировании залежей в коре выветривания за счёт генерации углеводородов среднепалеозойскими чёрными сланцами и аргиллитами.

Выветрелые граниты являются высокоёмкими коллекторами с проницаемостью 30×10^{-15} м². Подобные ловушки нефти, связанные с корой выветривания гранитов, могут быть неединственными, и поиски скоплений нефти и газа в коллекторах подобного типа являются актуальными, особенно на морских структурах Н и Ракушечное-море.

Среднепалеозойские чёрные сланцы и аргиллиты могут рассматриваться как нефтегазоматеринские породы высокого качества. Региональной покрывкой для средне-верхнепалеозойского НГК служат аргиллиты индского яруса нижнего триаса, доказательством чего является получение из подстилающих терригенных отложений верхнего палеозоя фонтана нефти на площади Оймаша. Кроме того, в рассматриваемом НГК широко распространены зональные покрывки, представленные аргиллитами и сланцами.

Нижнетриасовый НГК в объёме оленекского яруса сложен разнофациальной терригенной и терригенно-карбонатной толщей. Терригенная часть разреза (месторождения Узень, Жетыбай) оленёнка однозначно обоснована фауной аммонидей, где на основе их выделены следующие литолого-стратиграфические пачки (снизу вверх): тиралитовая, колумбитовая и стахеитовая [3]. В свою очередь терригенно-карбонатная часть (месторождения Южный Жетыбай, Тасбулат, Тенге и др.) обоснована в основном комплексом солонатоводных остракод. Последние некоторыми исследователями (В.В. Липатова, Ю.А. Волож, Л.П. Дмитриев и др.) [4] берутся за основу стратиграфического расчленения триаса как единственно возможные показатели возраста карбонатных пород, т.е. этими авторами карбонатно-терригенная часть оленёнка стратифицируется со средним триасом, тем самым ими элементарно нарушен I закон фаций Гресля.

Карбонатно-терригенная часть триаса некоторыми авторами обоснованно была отнесена к оленёкскому ярусу нижнего триаса с выделением в ней вышеназванных литолого-стратиграфических пачек [3, 5].

Нижнетриасовый карбонатно-терригенный НГК характеризуется максимальной для доюрских отложений Южного Мангистау нефтегазоносностью, причём выше приводимые в тексте литолого-стратиграфические пачки в полном объёме распространены в пределах площадей Южный Жетыбай, Тасбулат, Тенге и др., осложняющих южную часть Жетыбай-Узеньской зоны поднятий и прогибов. К западу от этих площадей наблюдается сокращение объёмов этих пачек (месторождения Северо-Западный Жетыбай, Северное Карагие и др.) до полного их выклинивания под нижнеюрские отложения (месторождение

Западный Жетыбай, скв. 24). К северу от этой части наблюдается литолого-фациальное замещение карбонатно-терригенных пород терригенными (скв. 100, месторождение Бектурлы, и скв. 25, месторождение Жетыбай).

В пределах Песчаномысско-Ракушечной зоны поднятия под среднетриасовыми глинами залегает карбонатно-терригенная толща тиралитовой зоны, а на площади Оймаша (Песчаномысский свод) – низы этой толщи в объёме продуктивного горизонта Б. Горизонты А и АБ здесь полностью выпадают из разреза. Таким образом, рассматриваемая карбонатно-терригенная толща в пределах площадей Южного Мангистау регрессивно, со стратиграфическим несогласием перекрывается глинистыми отложениями среднего триаса, а в пределах пл. Западный Жетыбай, скв. 24, эта толща полностью выпадает из разреза, а нижнеюрские отложения трансгрессивно перекрывают красноцветы индского яруса нижнего триаса.

В карбонатно-терригенном НГК нижнего триаса промышленные залежи нефти и газа установлены на площадях Южный Жетыбай, Тасбулат, Западный Тасбулат, Западный Тенге, Каменистое (продуктивные горизонты Т-I, Т-IV), Северо-Ракушечное, Оймаша (продуктивные горизонты А, АБ и Б) и др. Незначительные притоки нефти и газа получены на площадях Узень, Актас, Тенге, Жиланды, Сарсенбай и др. Выявленные месторождения расположены в пределах Жетыбай-Узеньской и Песчаномысско-Ракушечной зон поднятий и прогибов.

Характерным для этого комплекса пород является зональность в распространении высокоёмких карбонатных коллекторов по площади месторождения, которые преимущественно тяготеют к ареалам глубинных разломов. Так, например, в пределах Северо-Ракушечной площади эти коллекторы прослеживаются в виде узкой полосы (ширина не более 500 м) с юго-востока на северо-запад. Все скважины (14, 19, 9, 5, 8, 21, 23 и др.), пробуренные в контуре этой полосы, при раздельном опробовании горизонтов А и Б дали промышленные притоки нефти и газа. По-видимому, эта полоса высокоёмких карбонатных коллекторов связана с тектонической активностью, проявленной в предсреднетриасовое время, в результате

которой образовались зоны трещиноватых коллекторов (рис. 1).

Линейность в распределении зон улучшенных коллекторов, по-видимому, отражает влияние разломов. Подвижки по ним, особенно это относится к активизировавшимся древним разломам, вероятно, создали зоны повышенной трещиноватости. Основные теоретические вопросы происхождения трещиноватости рассмотрены в монографии К.И. Багринцевой [6], в которой автор подчеркивает, что «вопрос влияния разрывных нарушений на формирование трещиноватости очень важен, но слабо разработан, хотя имеется немало примеров наличия повышенной густоты трещин в приразломных зонах и признаётся несомненная роль последних для процессов миграции и образования скоплений углеводородов». Таким образом, связь зон трещиноватости с глубинными разломами позволяет более целенаправленно вести их поиски и рационально размещать поисковые и разведочные скважины.

Верхнетриасовый НГК распространен на территории Южного Мангистау менее широко, чем нижнетриасовый. Этот комплекс трансгрессивно залегает на аргиллитовой толще среднего триаса (анизий-ладинский ярус). Отложения этого комплекса пройдены бурением в юго-западной части Жетыбай-Узеньской зоны поднятий и прогибов на месторождениях Южный Жетыбай, Каменистое, Северо-Западный Жетыбай, Северное Карагие, Тасбулат и Западный Тасбулат; в Песчаномысско-Ракушечном сводовом поднятии на площадях Ракушечное, Жага, Оймаша, Жиланды и Ацисор. Они частично вскрыты в пределах Южно-Мангистауско-Устюртской системы прогибов на площадях Арата, Баскумак, Жанаорпа, Кариман, Курганбай и Каунды.

Литологически разрез верхнего триаса представлен ритмичным чередованием алевролито-песчаных и аргиллитовых пород, а в основании (базальный слой) – гравелитами и конгломератами.

Коллекторами в этих отложениях являются пласты песчаников и гравийно-конгломератовая толща базального слоя. Суммарная толщина их изменяется от 50 до 100 м, открытая пористость от 15 до 21,4%, проницаемость изменяется от $1,2 \times 10^{-15}$ до 10×10^{-15} м².

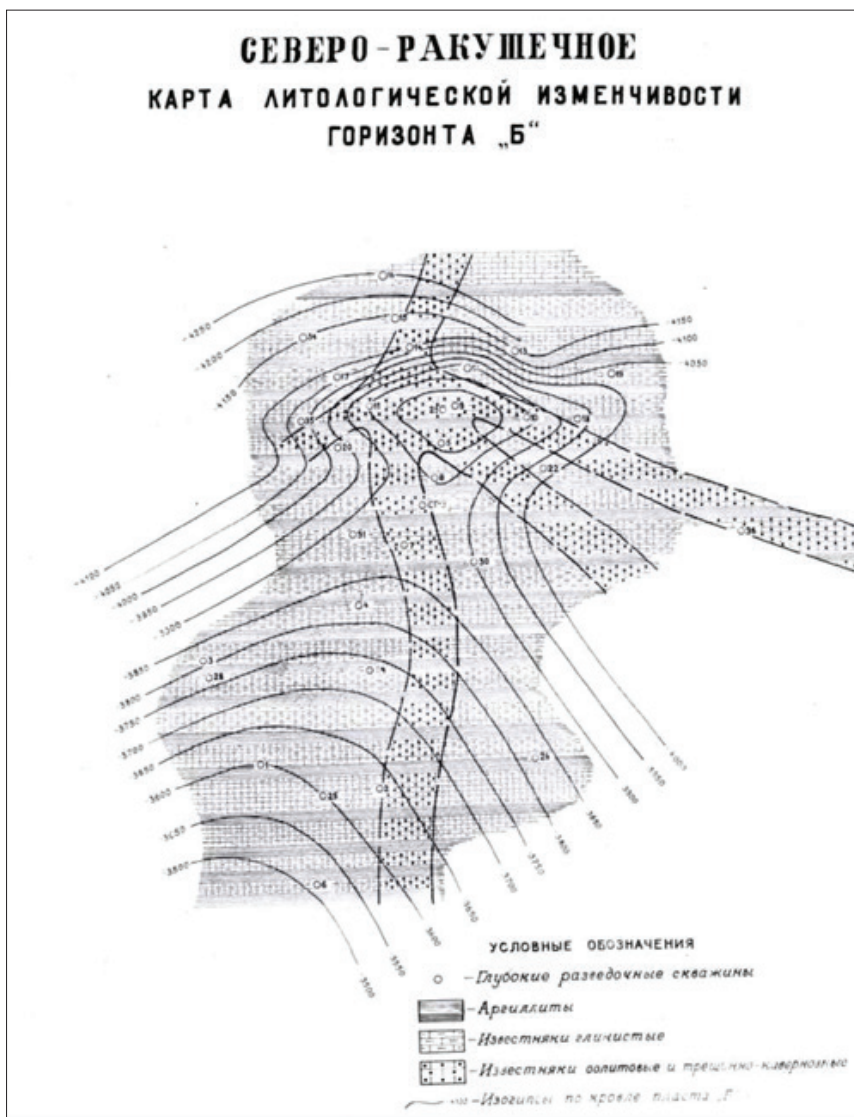


Рисунок 1. Площадь Северо-Ракушечное. Карта литологической изменчивости горизонта Б

Притоки нефти и газа из верхнетриасовых отложений были получены на площадях Южный Жетыбай, Каменистое, Западный Тасбулат, Северо-Западный Жетыбай, Северное Карагие, Северо-Ракушечное и др.

Таким образом, систематизируя результаты опробования, геохимических анализов нефтей, анализов керн можно сделать следующие выводы:

1. Имеющиеся незначительные данные по содержанию органического углерода в осадочных отложениях среднего-верхнего палеозоя и анализ его состава свидетельствуют о сингенетичной приро-

де РОВ. Кроме палеозойских отложений, значительное количество дисперсного органического вещества содержится и в карбонатно-терригенной толще оленёкского яруса, что позволяет сделать вывод о первичной генерации в них углеводородов.

2. Среднепалеозойская нефтегенерирующая толща битуминозных чёрных сланцев и аргиллитов имеет широкое распространение не только в пределах Южного Мангистау, но и всего Арало-Каспийского региона, выше которой залегают грубообломочные верхнепалеозойские породы. Последние почти повсеместно перекрываются континентально-лагуны-

ми красноцветными отложениями индско-го яруса нижнего триаса, которые служат надежным флюидопором для залегающих ниже средне-верхнепалеозойских отложений.

3. НГК, связанный корой выветривания верхнепалеозойского гранитного массива, является перспективным объектом для постановки поисково-разведочных работ в пределах площадей Песчаномыско-Ракушечного свода, а также прилегаю-

щих к нему морских палеозойских структур Нурсултановская и Морская-Ракушечная.

4. Оленёкские карбонатно-терригенные отложения нижнего триаса являются регионально нефтегазоносными для всего Арало-Каспийского региона.

5. Верхнетриасовые терригенные отложения являются перспективным объектом для поисков и разведки в них залежей нефти и газа в пределах площадей Арало-Каспийского региона.

Список использованной литературы

1. Боранбаев К.Х., Руднев А.Н., Титов Б.И. и др. К вопросу о строении и условиях формирования триасовых отложений Мангышлака в связи с перспективами их нефтегазоносности. – Изв. АН. Каз. ССР. Сер. Геол., 1979, №1 // Boranbayev K.Kh., Rudnev A.N., Titov B.I. et al. K voprosu o stroenii i usloviyah formirovaniya triasovykh otlozhenij Mangyshlaka v svyazi s perspektivami ih neftegazonosnosti [On the question of the structure and formation conditions of the Triassic deposits of Mangyshlak in connection with the prospects for their oil and gas potential]. – Izv. Academy of Sciences. KazSSR. Ser. Geol., 1979, №1.

2. Грибков В.В., Беликова А.Р., Гаврилова В.А., Половникова И.А. и др. Комплексное геохимическое и палеонтологическое исследование флюидов и горных пород месторождений и разведочных площадей северного и южного бортов Южно-Мангышлакского прогиба. – ВНИГРИ, фонды, 1981 // Gribkov V.V., Belikova A.R., GavriloVA V.A., Polovnikova I.A. et al. Kompleksnoe geohimicheskoe i paleontologicheskoe issledovanie fljuidov i gornyh porod mestorozhdenij i razvedochnyh plotshadej severnogo i juzhnogo bortov Juzhno-Mangyshlaksogo progiba [Comprehensive geochemical and paleontological study of fields and exploration targets' fluids and rocks of of the northern and southern sides of the South Mangyshlak trough]. – VNIGRI, funds, 1981.

3. Боранбаев К.Х. Перспективы поисков залежей нефти и газа в палеозойских отложениях Южного Мангистау // Boranbayev K.Kh. Perspektivy poiskov zalezhej nefiti i gaza v paleozojskikh otlozhenijah Juzhnogo Mangistau [Prospects for exploration of oil and gas deposits in the Paleozoic deposits of the Southern Mangistau].

4. Арбузов В.Б., Волож Ю.А., Данилин А.Н., Дмитриев Л.П., Козмодемьянский В.В., Липатова В.В., Салов Ю.А., Хафизов И.А. Триас южного Мангышлака. Труды ВНИГНИ. Выпуск 224. – М., Недра, 1981, 210 с. // Arbutov V.B., Volozh Ju.A., Danilin A.N., Dmitriev L.P., Kozmodem'janskij V.V., Lipatova V.V., Salov Ju.A., Hafizov I.A. Trias juzhnogo Mangyshlaka [Triassic deposits of the Southern Mangyshlak]. [Proceedings of All-Russian research geological oil institute]. Issue 224. – Moscow, Nedra, 1981, 210 p.

5. Боранбаев К.Х., Джансеитов Н.С., Боранбаев А.К. и др. Вопросы корреляции триасовых отложений Южного Мангистау. – Геология Казахстана, 2002, №2 // Boranbayev K.Kh., Dzhanseitov N.S., Boranbayev A.K. i dr. Voprosy korrelyacii triasovykh otlozhenij Juzhnogo Mangistau [Issues of correlation of Triassic deposits of the Southern Mangistau]. – Geologija Kazahstana [Geology of Kazakhstan], 2002, №2.

6. Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород. М., Недра, 1982, 256 с. // Bagrintceva K.I. Treshhinovatost' osadochnyh porod [Fracturing of sedimentary rocks]. Moscow, Nedra, 1982, 256 p.

ОҢТҮСТІК МАҢҒЫСТАУДЫҢ ЮРА ШӨГІНДІЛЕРІНІҢ МҰНАЙЛЫ- ГАЗДЫ КЕШЕНДЕРІ ЖӘНЕ ОЛАРДЫҢ СИПАТТАМАСЫ

К.Х. Боранбаев, А.К. Боранбаев

Мақала іздеу-барлау жұмыстарының әрі қарайғы бағытын анықтау бойынша ұсыныстар келтіре отырып, Оңтүстік Маңғыстаудың юраға дейінгі кешенін талдау мысалындағы геологиялық құрылымның ерекшеліктеріне арналған.

Негізгі сөздер: Оңтүстік Маңғыстаудың мұнай-газ кешендері, органикалық заттар, литологиялық-фациалдық өзгергіштік.

OIL AND GAS BEARING COMPLEXES OF THE PRE JURASSIC DEPOSITS OF SOUTHERN MANGISTAU AND THEIR CHARACTERISTICS

K.Kh. Boranbayev, A.K. Boranbayev

The article is devoted to the features of the geological structure on the example of the analysis of the pre-Jurassic complex of the South Mangistau with recommendations for determining the further direction of prospecting and exploration.

Keywords: oil and gas complexes of South Mangistau, organic matter, lithofacies variability.

Информация об авторах

Боранбаев Ким Хусаинович – канд. геол.-мин. наук.

Боранбаев Анвар Кимович – независимый эксперт Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Министерства энергетики Республики Казахстан, jobvaric@mail.ru.