

УДК 553.98

КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ДЛЯ ОЦЕНКИ НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА ДОЮРСКОЙ ЧАСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ-КАРАМАНДЫБАС

К.К. Манкенов

Вопросы о перспективности нефтегазоносности палеозойских отложений Мангышлакского осадочного бассейна до настоящего времени остаются открытыми, несмотря на длительную историю изучения и большие объемы выполненных исследований. В первую очередь это связано с несовершенством применявшихся ранее поисковых и разведочных технологий и достаточностью выявленных запасов открытых месторождений в мезозойской части разреза. При текущей ситуации естественного истощения запасов в мезозойских отложениях есть необходимость постановки поисково-разведочных работ на глубокозалегающие горизонты палеозоя.

В статье приводятся общие сведения об изученности региона, а также на основании доказанных фактов нефтегазоносности отдельных площадей и полученных последних результатов бурения поднимается вопрос о нефтегазовом потенциале доюрских отложений.

Ключевые слова: доюрские отложения, углеводородный потенциал, вертикальная миграция, эффективность нефтепоисковых работ.

Несмотря на длительную историю и большие объемы выполненных на Южном Мангышлаке и, в частности, на месторождении Узень геолого-геофизических исследований, геологическое строение доюрского комплекса и развитие территории в тектоническую эпоху его формирования остались слабо изученными. Это снижает эффективность нефтепоисковых работ, затрудняет выбор поисковых объектов и приводит к недостаточно обоснованной оценке перспектив нефтегазоносности стратиграфических подразделений.

В 1952–1965 гг. были получены первые сведения о строении доюрского комплекса Южного Мангышлака при выполнении средне- и мелкомасштабных грави- и аэромагнитных съемок, которые были дополнены рекогносцировочными маршрутными исследованиями методом корреляционных преломленных волн и методом отраженных волн. На основании этих материалов Б.Ф. Дьяковым, Н.Н. Черепановым, В.А. Лапшовым, А.Б. Коганом, И.М. Пасуманским, А.И. Димаковым, Н.В. Неволиным и др. составлены структурные схемы строения предъюрской поверхности размыва, проведено первое тектоническое районирование территории и были наме-

чены зоны с различной степенью дислоцированности доюрских образований.

Структуры пермо-триасового комплекса Скифско-Туранской плиты сформировались за счёт тектонических процессов растяжения на этапе зарождения пермо-триасовых бассейнов и сжатия – на завершающем этапе их закрытия. На рубеже триасовой и юрской эпох и, возможно, в начале юры произошла перестройка структурного плана. Господствующие в триасе напряжения растяжения сменяются тектоническими процессами сжатия в результате столкновения с Закавказским, Иранским и Памирским микроконтинентами. Сжатие привело к интенсивному складкообразованию в области Южно-Бозашинского и Центрально-Мангышлакского палеорифтов, инверсии последнего и частичному размыву триасовых отложений [1]. Таким образом, верхнепермско-триасовое время характеризовалось разнообразием палеотектонических и связанных с ними палеогеографических обстановок осадконакопления: смена континентальной седиментации, существовавшая в поздней перми – раннем триасе, на морскую – поздний оленёк и средний триас, и вновь на смешанные – в позднем триасе (рис. 1–2).

Система	Отдел	Тектонические этапы	Палеогеографические обстановки в момент седиментации	Еустат. кривая
Четверт	Четвертич.	Орогенез Столиновлеия Индийского и Арабского континента с Евразийской сводовой податия, сдвиговые разломы, эрозия	Континентальные аллювиально-озерные, прибрежно-морские	Суча
	Плиоцен			
Неогеновая	Миоцен	Закрытие океана Неотетиса (нолизия)	Прибрежно морское мелководье внутреннего шельфа	Суча
	Олигоцен		Морские мелководье и прибрежные низменные равнины, периодически заливаемые морем	
Палеогеновая	Эоцен	Относительно стабильный тектонический режим без явного влияния регионального сжатия и расширения- шельфовый режим	Морские относительно глубоководные (внешне-шельфовые). В сев. части- литоральные прибрежно-морские.	Суча
	Палеоцен		Относительно глубоководные не компенсированные осадками	
Меловая	Верхний	Локальный задуговый рифтогенез и спрединг (субдукция Неотетиса под Закавказжий и Эльзбургский блоки)	Относительно глубоководные внешнего шельфа в условиях стабилизации (пенеленизации в условиях аридного климата) приморских областей питания	Суча
	Нижний	Расширение морского шельфового бассейна углубление бассейна	Шельфовые в условиях жаркого, умеренно влажного климата	
		Столкновение микроконтинентов- поднятие Туранской плиты- эрозия	Прибрежно-морские низменности, периодически заливаемые морем	
Юрская	Верхний	Пенеленизация областей сноса уменьшение терригенной материи и накопление карбонатно-глинистых пород	Морские мелководье (литораль) с неустойчивой береговой линией	Суча
	Средний		Прибрежно-морское мелководье, слабо засоленные лагуны; климат умеренно аридный	
	Нижний	Общая трансгрессия при относительно спокойном тектоническом режиме	В основном мелководный внутренний шельф открытого моря, временами относительно глубоководные условия	
Триасовая	Верхний	Тектоническое сжатие (закрытие Палеотетиса)- Киммерийский орогенез- образование Мангышлакской складчатости- Массивная эрозия- регрессия моря	Низменные и слабо освоенные аккумулятивные равнины с аллювиальным, аллювиально озерным, озерно болотным осадконакоплением в условиях гумидного климата	Суча
	Средний		Прибрежно-морское мелководье, низменные прибрежные равнины, периодически заливаемые морем, на востоке- аллювиально-озерные и озерные	
	Нижний		Морские мелководные с повышенной соленостью, на востоке- прибрежно-морские	
Палеозой (Пермь)		Прогибание Центрально-Мангышлакской зоны- Трансгрессия морских вод из океана Палеотетиса	Морские мелководные (внутренний шельф) с нормальной соленостью, местами прибрежно-морские (литораль), в начале цикла- образование прибрежных низменных равнин	Суча
			Распадение связанное с рифтогенезом	

Рисунок 1. Сводная тектоно-стратиграфическая характеристика Мангышлакского осадочного бассейна [2]

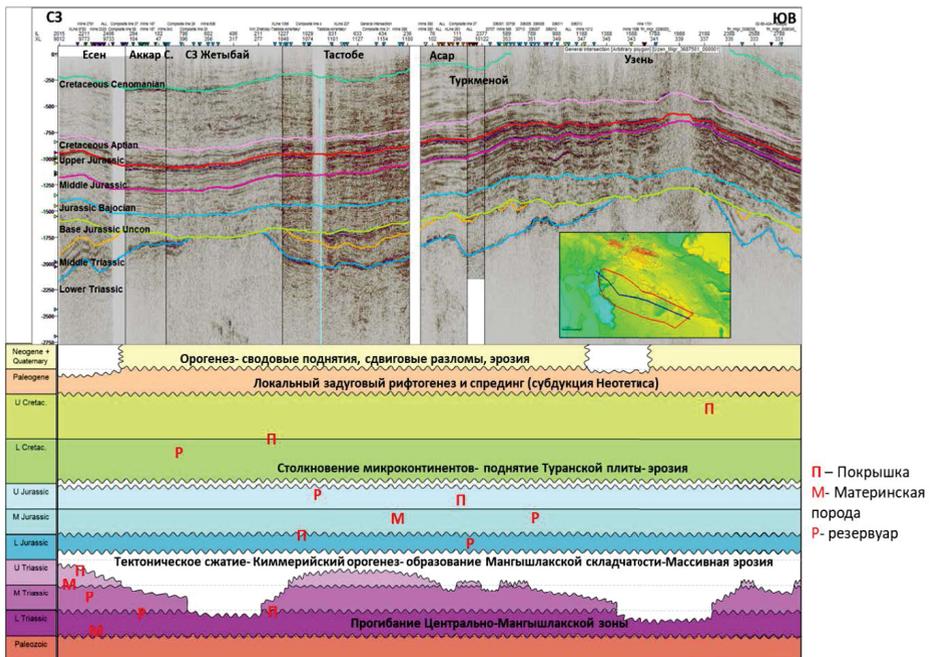


Рисунок 2. Хроностратиграфия Жетыбай-Узенской ступени [2]

Исследуемый разрез относится к Жетыбай-Узенскому типу и подразделяется на 2 наиболее характерных подтипа – восточный и западный.

Восточный подтип пространственно связан с северо-восточной частью Жетыбай-Узенской ступени, наиболее детально изучен на месторождении Узень и стратиграфически охватывает отложения перми, нижнего триаса, среднего триаса (в глубоких топодепрессиях), нижней, средней и верхней юры, нижнего и верхнего мела, палеоген-неогена (рис. 1). В разрезе присутствуют сокращенные по мощности верхнекелловей-оксфордские карбонатно-терригенные отложения, играющие роль покрывки, и множество зональных и локальных флюидопоров по всему разрезу [2]. Установлена промышленная нефтегазоносность: в аален-келловейском комплексе – 13 продуктивных горизонтов газа, а в неоком-альбском – 12. В отложениях нижнего триаса получены непромышленные притоки нефти в разведочных скважинах 120, 1-T, 113, 6244 и 116.

Подтверждением нефтегазоносности доюрского комплекса являются последние результаты испытаний в отложениях нижнего триаса на месторождении Узень-

Карамандыбас. В апреле 2020 г. произведена перфорация 4 объектов в интервале 2128–2147 м в скважине 1920. По результатам испытания получены низкие дебиты жидкости и нефти, среднемесячный показатель за июль составили: $Q_{ж} = 21,56 \text{ м}^3$, $Q_{н} = 7,69 \text{ т/с}$, обводненность – 57,5%.

Данный факт доказывает, что дальнейшее изучение и поиски залежей углеводородов, связанных с крупными объектами палеозойских поднятий, представляется высокоперспективным. При этом, учитывая отсутствие планомерного и целенаправленного изучения в предыдущие периоды, можно предположить, что ранее пробуренные скважины на выявленных по палеозою поднятиях были заложены не в оптимальных условиях по доюрскому комплексу. На представленном разрезе (рис. 3), наблюдаем, что разведочная скважина 115R вскрыла отложения оленёка нижнего триаса юго-восточнее экранированной с юго-востока разломом структуры и не добурена до палеозойской структуры (P-C?) ниже 2500 м (около 300 м) ОГ VI. В аналогичных неоптимальных условиях пробурена и скважина 120R. Свое влияние на результаты оказали, скорее всего, и технологии бурения, применявшиеся в то время.

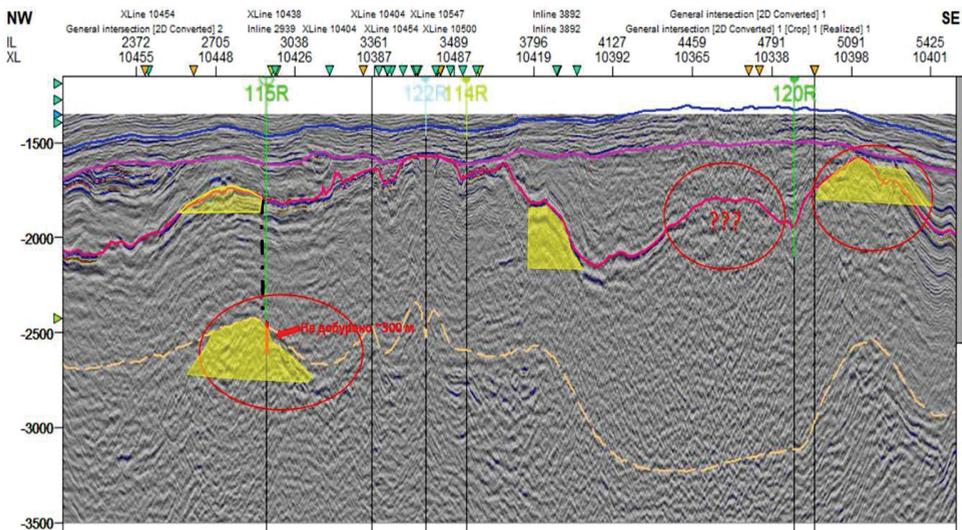


Рисунок 3. Временной сейсмический разрез через глубокие разведочные скважины 115R и 120R

Основными очагами генерации углеводородов служили материнские породы триасового и юрского комплекса, при этом: 1) присутствует влияние дополнительных источников углеводородов в системе, вероятно, палеозойского происхождения, что подтверждается последними результатами

геохимических исследований проб флюидов; 2) жидкие углеводороды в меловых и юрских коллекторах относятся к триасовому и юрскому периодам, последний из которых имеет смешанный тип керогена (II и III тип) [2].

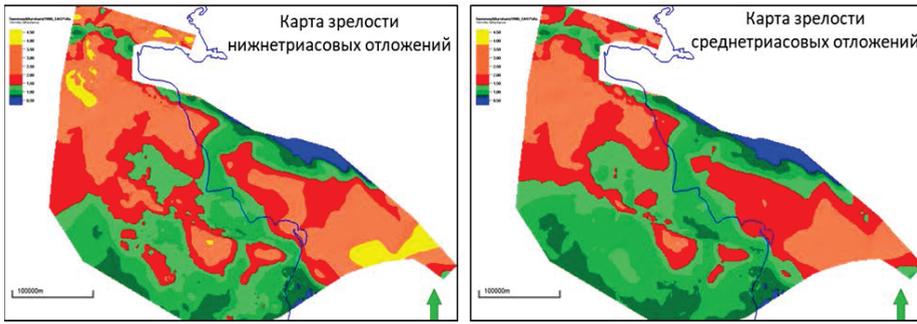


Рисунок 4. Карты термической зрелости триасовых нефтематеринских пород Мангышлакского осадочного бассейна [2]

Присутствие в юрской нефти Айрантакыра микрофасии более древних, чем в породах-коллекторах, позволяет сделать вывод о наличии подтока углеводородов из доюрских отложений, что ещё раз подтверждает общую закономерность, выявленную на месторождениях Жетыбай,

Узень, Сев. Карагие, Ракушечное и др., и что формирование залежей этих месторождений сопровождалось вертикальной или субвертикальной миграцией углеводородов по тектоническим разломам из подстилающих палеозойских отложений [3].

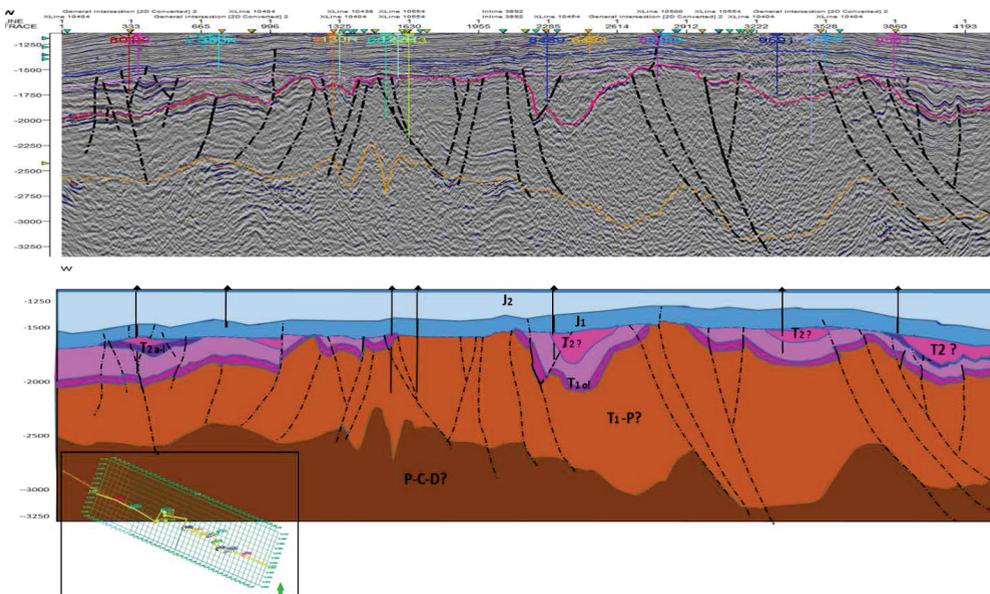


Рисунок 5. Сейсмогеологическая модель доюрской части разреза месторождения Узень-Карамаңдыбас

Промышленные притоки газа и газоконденсата ранее получены из доюрских отложений юго-восточной части Устьурт-Бозашинского бассейна на юге Северного Устьурта, на Куаныш-Коскалинском и Тактакаирском валах и Барсакельмесском и Судачьем прогибах. Интенсивные газопроявления были отмечены на структурах Чибини, Кушкаир Центральный, Мурун, непромышленный приток нефти получен на месторождении Каракудук, а также прямые

признаки углеводородов и подтверждение вероятной продуктивности по данным геофизических исследований были получены на структурах Караумбет Северный и Акчалак. Предполагаемые залежи в палеозое связываются с карбонатными отложениями верхнедевонского, нижне-среднекаменноугольного и каменноугольно-нижнепермского возраста [1]. Присутствие в юрских нефтях микрофасии триасовых и палеозойских – достаточно убедитель-

ный аргумент в пользу нефтегазоносной перспективности доюрских отложений.

В 2017 г. специалистами КМГИ выполнены региональные исследования по оценке углеводородного потенциала в рамках бассейнового моделирования Мангышлакского осадочного бассейна [2]. По результатам исследований выявлено, что нижнетриасовые нефтематеринские породы (далее – НМП) в пределах Жазгурлинской впадины, Карагиинской седловины, Большой Мангышлакской флексуры и Сегендыкской депрессии находятся в стадии генерации жидкого и сухого газа, согласно значениям отражательной способности витринита. Нефтематеринские породы среднетриасовых отложений в погруженных зонах бассейна входят в стадию генерации газа, тогда как остальная часть бассейна находится в основной стадии генерации нефти. Полученная по расчетам симуляции карта коэффициента преобразования показывает ~60–90% реализации генерационного потенциала триасовых отложений.

В то же время НМП юрских пород входят в стадию основной генерации углеводородов в области Жазгурлинской и Сегендыкской впадин, а также охватывают район Казахского залива. Реализация потенциала генерации составляет ~30–40%, в то время как в глубоководной части Каспия коэффициент преобразования углеводородов достигает 80%. В остальных частях бассейна породы находятся на стадии раннего созревания. В связи с этим вклад потенциально материнских юрских пород на суше меньше из-за низкой термической зрелости нефтенасыщения толщи.

Палеозойские отложения также претерпели сильный катагенез в условиях преобладающего опускания данного района: в позднем палеозое – раннем мезозое незначительная часть углеводородов могла сохраниться и образовать залежи в перекрывающих палеозой породах ме-

зозойского возраста (триас, юра и мел). Геохимические исследования также подтверждают теорию, что среднеюрские и среднетриасовые НМП не являются единственными источниками залежей углеводородов на Жетыбай-Узеньской ступени.

По результатам оценки углеводородного потенциала модели Мангышлакского бассейна выявлено, что потенциала триасовых НМП недостаточно для заполнения всех известных ловушек Жетыбай-Узеньской ступени до существующей ресурсной базы, что доказывает наличие субвертикальной миграции из палеозойской части разреза, и это подтверждается геохимическими исследованиями.

Поиск и разведка/доразведка углеводородов включают в себя анализ разнообразной по объему и качеству информации, и современный этап поисково-разведочных работ на нефть и газ осложнен многими объективными причинами, связанными, в частности, с необходимостью освоения глубокозалегающих горизонтов, сложно-дислоцированных структур осадочного чехла и углеводородных систем, находящихся в жестких термобарических условиях. В связи с трудностями открытия новых крупных месторождений в высокопористых коллекторах все больше внимания уделяется плотным, низкопористым породам, роль повышенной трещиноватости в которых является первостепенной.

В связи с этим становится очевидным, что традиционная методика поисковых работ, основанная на представлениях о решающей роли антиклинальных ловушек в локализации залежей, не всегда эффективна. В условиях низкопроницаемого разреза основная роль в аккумуляции углеводородов принадлежит зонам развития вторичных коллекторов. Указанный факт обуславливает необходимость разработки новых методических приемов прогнозирования и поисков подобных зон [4].

Список использованной литературы

1. Воцалевский Э.С., Рабинович А.А., Акчулаков У., Госслинг Д.М., О'Нил В.А., Камалов Х. Неразведанный потенциал в пределах Мангышлакского бассейна (в пределах суши). – Актау – Алматы – Хьюстон, 2004.
2. «Геолого-геофизический анализ и подготовка портфеля перспективных Блоков на недропользование по Прикаспийскому, Устюрт-Бозашинскому, Мангышлакскому бассейнам» Книга 1. Мангышлакский бассейн. – Астана, отчет ТОО «НИИ технологий добычи и бурения «КазМунайГаз», 2016.
3. Ажгалиев Д.К. Закономерности распространения нефтегазоносности в пределах западной части Туранской плиты. – Материалы сайта <http://www.petroleumjournal.kz/index.php?p=article&aid1=83&aid2=427&id=1008&outlang=1>.

4. Хибасов Б.Б. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности месторождений Айрантакыр. – Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР, 2014, № 14, с. 4–12.

5. Крупин А.А и Рыкус М.В. Нефтегазоносность вторичных коллекторов углеводородов в карбонатных породах среднего триаса на месторождениях Южного Мангышлака. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2013, №3, с. 275–287.

ӨЗЕН-ҚАРАМАНДЫБАС КЕН ОРНЫНЫҢ ЮРАҒА ДЕЙІНГІ БӨЛІГІНІҢ МҰНАЙГАЗДЫЛЫҚ ПОТЕНЦИАЛЫН БАҒАЛАУҒА АРНАЛҒАН КЕШЕНДІ ТАЛДАУ

Қ.К. Манкенов

Маңғышлақ шөгінді бассейнінің палеозой шөгінділерінің мұнайгаздылық перспективалары туралы мәселелер ұзақ уақыт зерттелгеніне және жүргізілген зерттеулердің көлеміне қарамастан осы күнге дейін ашық күйінде қалып отыр. Бұл, ең алдымен, бұрын қолданылған іздеу және барлау технологияларының жетілмегендігіне және мезозой бөлігінде табылған ашық кен орындары қорларының жеткіліксіздігіне байланысты. Мезозой шөгінділеріндегі қорлардың табиғи сарқылуының ағымдағы жағдайы кезінде іздеу-барлау жұмыстарын палеозойдың терең жатқан горизонттарына қою қажеттілігі бар.

Мақалада аймақтық зерттелуі туралы жалпы мәліметтер келтірілген, сондай-ақ, жекелеген аудандардың мұнайгаздылығының дәлелденген фактілері мен бұрғылаудың соңғы нәтижелері негізінде Юраға дейінгі шөгінділерінің мұнай-газ потенциалы туралы мәселе көтерілген.

Түйінді сөздер: юраға дейінгі шөгінділер, көмірсутек потенциалы, вертикалды миграция, мұнай іздеу жұмыстарының тиімділігі.

COMPREHENSIVE ANALYSIS FOR APPRAISAL OF OIL AND GAS POTENTIAL IN THE PRE-JURASSIC PART OF THE OZEN-KARAMANDYBAS FIELD

K.K. Mankenov

Questions about the prospects for the oil and gas potential of the Paleozoic sediments of the Mangyshlak sedimentary basin remain open to this day, despite a long history of study and large volumes of research. This is primarily due to the imperfection of previously used prospecting and exploration technologies and the sufficiency of the discovered reserves of discovered deposits in the Mesozoic part of the section. Given the current situation of natural depletion of reserves in the Mesozoic sediments, there is a need to set up prospecting and exploration work in the deep horizons of the Paleozoic.

The article provides general information about the study of the region, and on the basis of the proven facts of oil and gas content of individual areas and the latest drilling results obtained, raised the question of the oil and gas potential of pre-Jurassic deposits.

Key words: pre-Jurassic deposits, hydrocarbon potential, vertical migration, efficiency of oil exploration.

Информация об авторе

Манкенов Кайрат Кемпирбаевич – эксперт, k.mankenov@niikmg.kz.
ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан