



ҚазГерМұнай

ЖАУАПҚЕРШІЛІГІ ШЕКТЕУЛІ СЕРІКТЕСТІГІ
БІРІККЕН КӘСІПОРНЫ



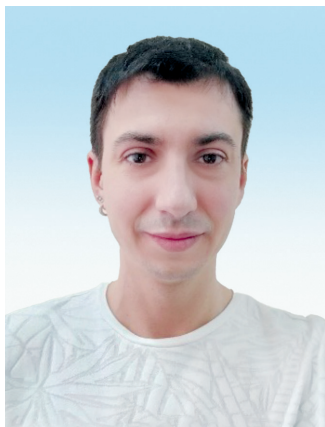
**ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫНЫҢ
ТӘУЕЛСІЗДІК КҮНІ ҚҰТТЫ БОЛСЫН!**

**С ДНЕМ НЕЗАВИСИМОСТИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН!**

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ДОМАНИКОИДНЫХ ПОЗДНЕДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ КОБЛАНДЫ-ТАМДИНСКОГО ВЫСТУПА



А.А. ЖАНСЕРКЕЕВА¹,
докторант,
старший научный сотрудник,
a.zhanserkeyeva@satbayev.university



И.В. АФОНИН²,
кандидат геол.-мин. наук,
доцент, старший научный
сотрудник лаборатории
структурной петрологии и
минерагении,
heaven05@list.ru

¹SATBAYEV UNIVERSITY,
Республика Казахстан, 050000, г. Алматы, ул. Сатпаева, 22

²НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ,
Россия, 634000, г. Томск, пр. Ленина, 36

Приведена литолого-геохимическая характеристика верхнедевонских отложений структуры Кобланды северо-восточной части Прикаспийской впадины. На основе кернового материала скважины Кобланды-3 из верхнедевонских отложений подсолевого комплекса, получены результаты пиролитических и изотопных исследований. Установлены интервалы керогеново-кремнисто-карбонатных пород, обогащенных органическим веществом, которые по комплексу микро- и макрохарактеристик могут быть отнесены к доманикоидным отложениям. Доманикоидная высокоуглеродистая формация соседнего Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна является доказанной нефтегазоматеринской толщей.

Генерационный потенциал установленных доманикоидных отложений скважины Кобланды-3 характеризуется высокими значениями ТОС 0,1 – 5,7 %, степень выработанности керогена варьирует от 0,1 – 0,3, что соответствует ГЗН (главная зона нефтеобразования). Установлено три литотипа доманикоидных отложений, образовавшихся в преимущественно глубоководных морских условиях. Наличие в разрезе потенциальных биогермных построек по соседству с доманикоидными нефтегазоматеринскими отложе-

ниями указывает на формирование перспективной углеводородной системы в пределах Кобланды-Тамдинской зоны.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Прикаспийская впадина, Карачаганак-Кобландинская тектоническая ступень, Кобланды-Тамдинская зона, подсолевой комплекс, поздний девон, доманикоиды, генерационный потенциал, катагенетическая зрелость, изотопный анализ, абсолютная геохронология.

ҚОБЛАНДЫ-ТАМДЫ КӨТЕРІЛУІ СОҒҒЫ ДЕВОНДЫҚ ДОМАНИКОИД КЕНДЕРЛЕРДІҢ ГЕОХИМИЯЛЫҚ СИПАТТАМАСЫ

А.А. ЖАНСЕРКЕЕВА¹, докторант, аға ғылыми қызметкер, a.zhanserkeyeva@satbayev.university

И.В. АФОНИН², геол.-мин. ғылымдарының кандидаты, доцент, құрылымдық петрология және минералогия зертханасының аға ғылыми қызметкері, heaven05@list.ru

¹SATBAYEV UNIVERSITY,

Қазақстан Республикасы, 050000, Алматы қ., Сәтпаев к-сі, 22

²ҰЛТТЫҚ ЗЕРТТЕУ ТОМСК МЕМЛЕКЕТТІК УНИВЕРСИТЕТІ,

Ресей, 634000, Томск, Ленин даңғылы, 36

Мақалада Каспий ойпатының солтүстік-шығыс бөлігіндегі Қобыланды құрылымының жоғарғы девон шөгінділерінің литологиялық және геохимиялық сипаттамасы берілген. Тұзасты кешенінің жоғарғы девон шөгінділерінен Қобыланды-3 ұңғымасының кендік материалы негізінде пиролитикалық және изотоптық зерттеулердің нәтижелері келтірілген. Органикалық заттармен байытылған керогенді-кремнийлі-карбонатты жыныстардың интервалдары белгіленді, оларды микро- және макросипаттамалар кешені бойынша доманикоидты шөгінділерге жатқызуға болады. Көршілес Еділ-Жайық мұнай-газ бассейнінің доманикоидты жоғары көміртекті қабаты дәлелденген мұнай-газ көзі бірлігі болып табылады.

Қобыланды-3 ұңғымасының белгіленген доманикоидты шөгінділерінің генерациялық потенциалы 0,1-5,7% жоғары ТОС мәндерімен сипатталады, керогеннің сарқылу дәрежесі 0,1-0,3 аралығында ауытқиды, бұл негізгі мұнай түзілу аймағына сәйкес келеді. Негізінен терең теңіз жағдайында түзілген доманикоидты шөгінділердің үш литотипі анықталды. Доманикоидты мұнай және газ көздері кен орындарының маңайындағы ықтимал биогермиялық құрылымдардың учаскесінде болуы Қобыланды-Тамды аймағының тұз алды кешенінің шегінде перспективалы көмірсутек жүйесінің қалыптасуын көрсетеді.

ТҮЙІН СӨЗДЕР: Каспий маңы шөгінді бассейні, Қарашығанақ-Қобданды тектоникалық аймағы, Кобланды-Тамды зонасы, тұз асты кешені, соңғы девон, доманикоидтар, генерациялық потенциал, катагенетикалық кемелдену, изотоптық талдау, абсолютті геохронология.

GEOCHEMICAL CHARACTERISTICS OF THE DOMANIKOID-TYPE LATE DEVONIAN STRATA OF THE KOB LANDY-TAMDY UPLIFT

A.A. ZHANSERKEYEVA¹, PhD candidate, Chief Researcher, a.zhanserkeyeva@satbayev.university

I.V. AFONIN², Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Associate Professor, Lead researcher of the Laboratory of structural petrology and mineralogy, heaven05@list.ru

¹SATBAYEV UNIVERSITY,

22, Satbayev st., Almaty, 050000, Republic of Kazakhstan

²NATIONAL RESEARCH TOMSK STATE UNIVERSITY,

36, Lenin Ave., Tomsk, 634000, Russia

The article presents the lithological and geochemical characteristics of the Upper Devonian sediments of the Koblandy structure in the northeastern part of the Precaspian Basin. Based on the core data from the Koblandy-3 well from the Upper Devonian strata of the presalt complex, the results of RockEval and isotopic analysis are presented. Intervals of kerogen-siliceous-carbonate rocks enriched in organic matter have been established, which, according to a complex of micro- and macrocharacteristics, can be attributed to domanikoid-type sediments. The Domanikoid high-carbon formation of the neighboring Volga-Ural Basin is an effective source rock.

The generative potential of the established domanikoid-type sediments of the Koblandy-3 well is characterized by high TOC values of 0.1-5.7%, the Production Index (PI) varies from 0.1-0.3, which corresponds to the oil window. Three lithotypes of domanikoid-type sediments deposited in predominantly deep marine environment have been established. The association of potential reef bodies in the vicinity of domanikoid-type source rocks indicate in favor of petroleum system within the upper Devonian presalt complex of the Koblandy-Tamdy uplift zone.

KEY WORDS: *Precaspian Basin, Karachaganak-Koblandy tectonic zone, Koblandy-Tamdy uplift, presalt complex, Late Devonian, Domanikoid-type, generative potential, thermal maturity, isotopic analysis, absolute geochronology.*

Введение. Изучение геохимических характеристик подсолевого разреза в пределах северо-восточной бортовой зоны Прикаспийской впадины является актуальным вопросом в связи планированием геологоразведочных работ и перспективных зон нефтегазонакопления.

Согласно схеме структурно-тектонического районирования подсолевого комплекса Прикаспийской впадины, Кобланды-Тамдинская зона является юго-восточным замыканием Карачаганак-Кобландинской тектонической ступени, к западу от которой установлено Нагумановское нефтегазовое месторождение.

Скважина Кобланды-3 вскрыла подсолевой комплекс на структуре Кобланды мощностью 450 метров, забой скважины на глубине 6737 м [1,2].

По данным сейсмопрофилирования структуры Кобланды и Тамды усложняют единую моноклираль, ограниченную Илекским разломом на севере и Троицким на юге. Кобланды-Тамдинская зона простирается до 55-70 км в северо-западном направлении вдоль северного борта Прикаспийской впадины и Соль-Илецкого поднятия Волго-Уральской антеклизы с погружением в сторону Центрально-Прикаспийской депрессии (рисунки 1).

Следует отметить низкую геолого-геофизическую изученность Кобланды-Тамдинской зоны, в связи с чем имеющийся каменный материал скв. Кобланды-3 был детально изучен современными геохимическими методами.

В пределах соседнего Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна хорошо изучены отложения доманикоидной высокоуглеродистой формации (ВУФ), с характерным повышенным содержанием органического вещества, карбонатного материала и кремнезема [3], которые взяты в качестве аналога.

В зонах развития повышенных мощностей доманикоидных отложений в пределах Камско-Кинельской системы прогибов отмечаются нефтепроявления, в связи с чем ВУФ рассматривается не только как нефтегазоматеринская толща, но и в качестве нетрадиционного резервуара [4-5].

В рамках настоящих исследований проведены литолого-геохимическая характеристика верхнедевонских отложений скв. Кобланды-3 и их сравнение с домани-

коидными отложениями с целью оценки генерационного потенциала. Дополнительно изучены изотопные характеристики карбонатов с целью установления условий образований и возраста отложений.

Строение и условия образования среднефранко-турнейской ВУФ в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции детально описаны в работах [3-5].

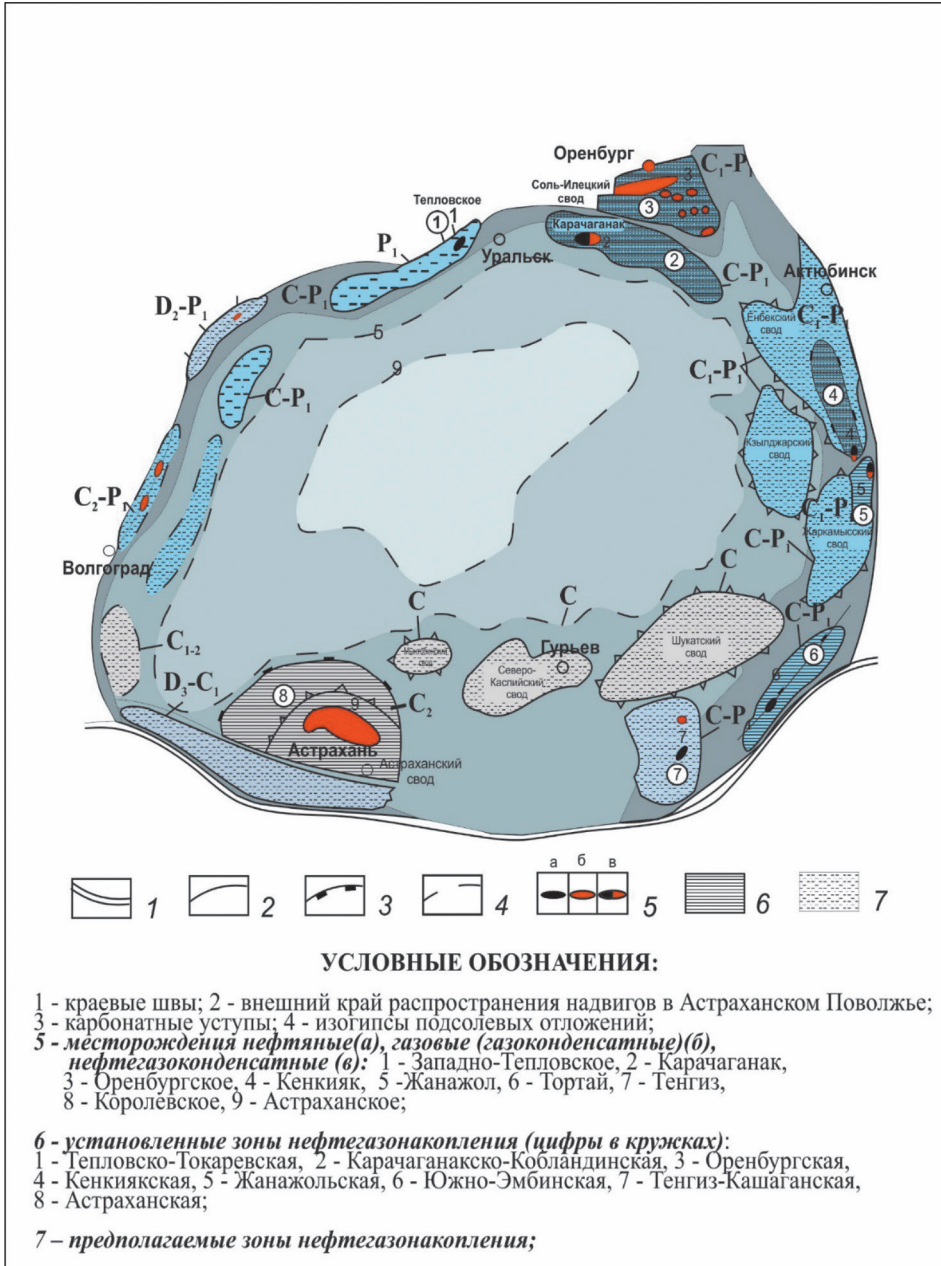


Рисунок 1 – Схема размещения зон нефтегазоаккумуляции и месторождений углеводородов палеозойского комплекса Прикаспийской впадины (заимствовано у Х.Б. Абилхасимова, 2017)

Материалы и методы исследований.*Минеральный состав и литологическая характеристика*

Для проведения геохимических исследований было отобрано 5 образцов преимущественно карбонатных доломитовых пород из интервала отбора керна 6299,4 – 6302,06 м и 17 образцов из интервала 6421,4 – 6430,6 м скважины Кобланды-3. После очистки образцов были выбраны наиболее представительные образцы для изучения минерального состава методом XRD, генерационного потенциала – методом RockEval, также был изучен изотопный состав углерода и кислорода по трем образцам и выполнено определение абсолютного возраста пород.

Пробоподготовка и комплексные геохимические исследования выполнены на оборудовании Томского регионального центра коллективного пользования Национального исследовательского Томского государственного университета.

Рентгеноструктурный анализ

Пробоподготовка для рентгеноструктурного анализа валового состава осуществлялась путем дробления и истирания проб до пудры размером $\leq 0,071$ мм. Измерения производились с помощью дифрактометра X'PERT PRO, фирмы PANalytical. Рентгенограммы снимались с шагом около 0,02 в интервале 9 – 81 град. Полученные дифрактограммы расшифровывались посредством сравнения серии базальных отражений с эталонными в программе PDF-2 [Липсон, Стипл, 1972]. Количественные соотношения минералов подсчитывались с использованием интенсивностей и корундовых чисел [Пушаровский, 2000].

По результатам XRD преобладающим минералом является доломит, содержание которого достигает 90 – 93 %, кальцит присутствует в меньшем количестве 7 – 10 %, в основном в виде прожилков белого цвета. Во всех образцах отмечается глинистая составляющая в следовых количествах. В качестве акцессорного минерала присутствует пирит в виде мелких зерен в количестве до 5 %, отчетливо определяемый макроскопически под оптическим микроскопом. Результаты рентгеноструктурного анализа и литологическая характеристика представлены в *таблице 2*.

Пиролит RockEval

Пиролитический анализ 6 образцов скважины Кобланды-3 был выполнен на установке «Rock-Eval 6 Turbo» французской фирмы VINCI Technologies. Для исследования генерационного потенциала и катагенетической зрелости органического вещества осадочных пород образцы анализировались в цикле «BulkRock». Предварительно образцы керна были очищены от внешних загрязнений, с целью получения корректных и сопоставимых результатов все образцы измельчались до размера зерна менее 0,5 мм. Измельчение керна выполняли вручную в ступке с последующим ситованием. Достоверность результатов анализа на приборе Rock-Eval 6 Turbo обеспечивается поверкой стандартного образца «IFP 160000». Результаты пиролитических исследований представлены в *таблице 1*.

Изотопный состав углерода и кислорода

Методика проведения изотопного масс-спектрометрического анализа состоит из двух этапов. Первый этап заключается в химической подготовке проб – в переводе

Таблица 1 – Результаты пиролитических исследований Rock-Eval образцов
керна площади Кобланды

Стратиграфия	Скважина	Глубина отбора, м	Литология	ТОС(%)	Tmax(°C)	HI	S1 - (mg/g)	S2 - (mg/g)	S1+S2	S3 - (mg/g)	ROC(%)	ROC/ ТОС	PI	OI
D3 fr	Коб-3	6299,96	тонкослоистый сланцеватый доломит черного цвета	1,38	458	87	0,55	1,2	1,75	0,2	1,22	0,88	0,31	14
D3 fr	Коб-3	6301,7	тонкослоистый сланцеватый доломит черного цвета	0,11	439	136	0,05	0,15	0,2	0,42	0,08	0,73	0,25	382
D3 fr	Коб-3	6424,3	тонкослоистый сланцеватый доломит черного цвета	0,36	494	67	0,07	0,24	0,31	0,25	0,32	0,89	0,23	69
D3 fr	Коб-3	6425,8	тонкослоистый сланцеватый доломит черного цвета	0,17	498	82	0,05	0,14	0,19	0,37	0,14	0,82	0,26	218
D3 fr	Коб-3	6427,5	тонкослоистый сланцеватый доломит черного цвета	5,71	478	64	0,48	3,66	4,14	0,32	5,31	0,93	0,12	6
D3 fr	Коб-3	6430,28	тонкослоистый сланцеватый доломит черного цвета	1,31	492	49	0,27	0,64	0,91	0,25	1,21	0,92	0,29	19

Сокращения: ТОС: Общее содержание углерода (%). S1: Свободные УВ, до 300°C (мг УВ/г породы). S2: УВ-продукты пироллиза керогена и смолисто-асфальтеновых веществ, 300-6500С (мг УВ/г породы). S3: Количество двуокиси углерода. Tmax: Температура максимального выхода УВ (пик S2) при пироллизе керогена (0С.). PI: Индекс продуктивности S1/(S1 + S2). HI: водородный индекс (мг УВ/г Сорг). OI: кислородный индекс (мг УВ/г Сорг). ROC: Индекс продуктивности S1/(S1 + S2). ROC: остаточный органический углерод.

твердых проб в форму газообразного диоксида углерода (CO₂); второй этап-изменение изотопного состава С и О диоксида углерода на масс-спектрометре DELTA V ADVANTAGE (ThermoFinnigan, Германия, 2008г). Масс-спектрометрические изотопные измерения изотопного состава проб выполнялись на масс-спектрометре нового поколения DELTA V ADVANTAGE, оснащенный двухканальной вязкостной системой напуска и газовым интерфейсом GasBench II.

Изотопный масс-спектрометрический метод является относительным, вариации изотопного состава выражаются в величинах $\delta^{13}\text{C}$ и $\delta^{18}\text{O}$, которые показывают разницу между изотопным составом образца и стандарта, отнесенную к изотопному составу стандарта, измеряются в промилле (‰). В качестве стандартных образцов в лаборатории изотопных методов используются стандартные образцы МАГАТЭ (СО) и образцы сравнения (ОСр) по углероду и кислороду: TEX-1661С и TEX-1687С, представляющие собой углекислый газ из баллонов емкостью 1 л. Погрешность изотопных анализов с учетом химподготовки по аттестованным методикам не превышает $\pm 0,5$ ‰.

Изотопное датирование карбонатных пород методом Pb/Pb

Подготовка препаратов карбонатных пород для исследования свинец-свинцовым методом является важным этапом в процессе исследования. Методика подготовки карбонатных проб включала стадии тщательной подготовки 4 образцов керна с глубины 6299, 96 м, 6423 м, 6427 м и 6430, 3 м (рисунк 2).

Исходный материал, представленный в виде образцов керна карбонатных пород, подвергался распиловке на циркулярной пиле. Итоговые размеры готовой пластины размером 27×12×4 мм подвергались грубой шлифовке на шлифовальных листах марки MIRKA Escowet, с постепенным уменьшением зернистости абразива, начиная от 28-40 микрон, и заканчивая 3-5 микронами. Переход от предыдущей размерности абразива к следующей сопровождался промывкой образца и его очищением от абразивных частиц. Отшлифованная поверхность подвергалась частичному растворению в 1 н HCl для удаления вторичных минеральных образований. Доводочная полировка исследуемой поверхности осуществлялась с применением

поликристаллических алмазных паст MetaDi Ultra и поликристаллических алмазных суспензий MetaDi Supreme фирмы Buehler. Размерность алмазного абразива уменьшалась также последовательно: 3 мкм–1 мкм–0,25 мкм. Каждый переход на новую размерность абразива сопровождался полным очищением изготавливаемого препарата от абразива предыдущей размерности с применением ультразвуковой ванны. Образец полировался до получения плоской зеркальной поверхности с учетом пор и естественной трещиноватости.

Аналитические исследования выполнялись с использованием системы лазерной абляции Analyte Excite (193 нм), где устанавливалась инертная среда, обеспеченная герметичностью ячейки. Выбитые лазерным импульсом частицы вещества из ячейки потоком несущего газа направлялись на входную щель масс-спектрометра Agilent 7900, где они, проходя через индуктивно-связанную плазму, ионизировались. Далее ионы через серию конусов попадали непосредственно в квадрупольный масс-спектрометр и разделялись на основании отношения массы к заряду. Детектор получает сигнал, пропорциональный концентрации частиц с таким соотношением.

Концентрация элементов в пробе определялась путём градуировки с использованием элементных стандартов — NIST-612, а также для избегания матричного эффекта использовался стандарт карбонатных пород WC-1 [Roberts et al., 2017], подходящий для определения отношений при свинец-свинцовом датировании. Средние погрешности воспроизводимости отношений $^{206}\text{Pb}/^{204}\text{Pb}$ и $^{207}\text{Pb}/^{204}\text{Pb}$ составляют 0,09 % и 0,11 % соответственно.

Результаты и обсуждение.

Генерационный потенциал и катагенетическая зрелость

Степень катагенетической зрелости высокая, параметр T_{max} для образцов с выходом пика S2 выше 1 составляет 458–492 °С, что соответствует стадии МК4–АК и указывает на высокую степень катагенетической преобразованности ОБ, таким образом, нефтегазоматеринская порода частично реализовала начальный генерационный потенциал. С глубиной отмечается увеличение значений T_{max} (таблица 1).

Содержания органического углерода (ТОС) варьирует в широких пределах от 0,1 % до 5,7 %. Остаточный генерационный потенциал (S1+S2) варьирует от 0,2 до 4 мг УВ/г породы, в связи с высокой термической зрелостью потенциальных НГМТ, исходный генерационный потенциал мог достигать не менее 7 – 10 мг УВ/г породы. Вариации показателя ОI находятся в интервале от 6 до 382, увеличиваясь в средней части разреза. Значения водородного индекса (HI) являются остаточными и составляют 49 – 136 мг УВ/г Сорг, исходные расчетные значения HI могли достигать 600 – 700 мг УВ/г Сорг. Коэффициент преобразованности керогена составляет 0,1 – 0,3, что соответствует ГЗН. По итогам обобщения литологических и геохимических характеристик выделено три основных литотипа, описание которых приведено в таблице 2. По комплексу описанных в таблице 2 критериев, вскрытые в скв. Кобланды темноцветные керогеново-карбонатно-кремниевые отложения можно уверенно отнести к доманикоидному типу. В качестве аналога использованы хорошо изученные доманикоидные отложения из синхронных франско-турнейских отложений Волго-Уральского бассейна [4–5].

Изотопные особенности

По результатам изотопного анализа углерода и кислорода трех представительных образцов скв. Кобланды-3, отобранных с глубин 6299,96-6430, 3 м, установлены тяжелые изотопы кислорода $\delta^{18}\text{O}$ от 31,4 ‰ до 31,7 ‰, что указывает на условия глубокого соленого моря (рисунок 2), вариация значений $\delta^{13}\text{C}$: от -0,9 ‰ до -2,4 ‰, что указывает на восстановительные условия осадконакопления потенциальных НГМТ.

Распределение величин $\delta^{13}\text{C}$ и $\delta^{18}\text{O}$ в пределах описанного разреза выглядит достаточно однородным, что указывает на близкие условия осадконакопления. Тем не менее, для исследуемого фрагмента разреза, отмечается общий тренд на утяжеление изотопного состава углерода (в значительной степени) и кислорода (не значительно) (рисунок 3). Это может указывать на изменение палеогеографической обстановки, выраженной в поступлении в бассейн осадконакопления пресных вод (?).

По данным литолого-геохимического анализа в образце №5001 (таблица 2) выделяются отдельные плотные кремнистые прослои, под микроскопом различимы кремнистые остатки спикул кремнистых губок. При сопоставлении полученных данных по $\delta^{13}\text{C}$ с международной шкалой наблюдается общее облегчение изотопного состава [Salzman, Thomas, 2011], что может быть связано с биогенным фактором либо с наличием углеводов.

Следует отметить, что ранее изотопный состав углерода и кислорода подсолевых отложений Кобланды-Тамдинской зоны не изучался, в связи с чем представленные результаты являются предварительными и требуют дальнейшего уточнения.

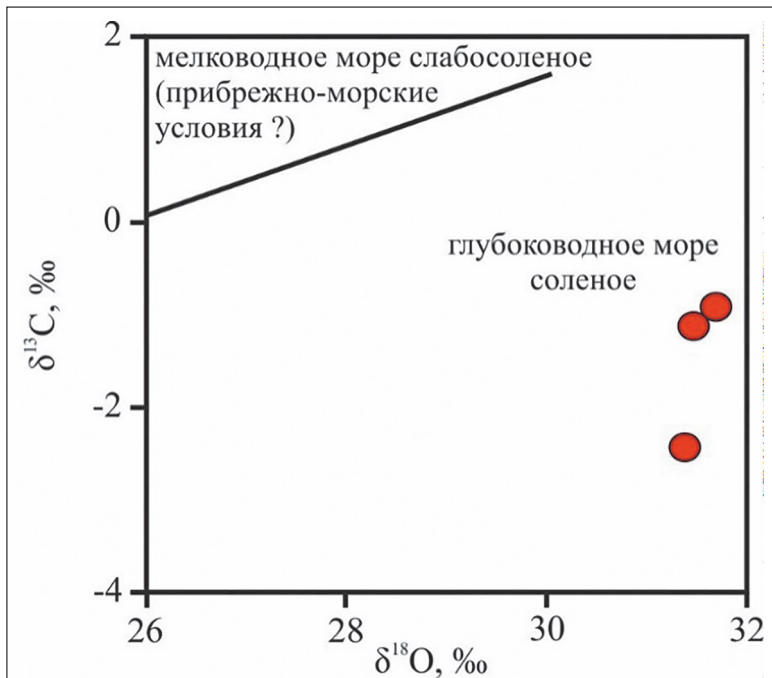


Рисунок 2 – Вариации изотопного состава углерода от изотопного состава кислорода карбонатной составляющей пород площади Кобланды. Линия показывает разделение соленых глубинных вод и менее соленых (мелководных) вод

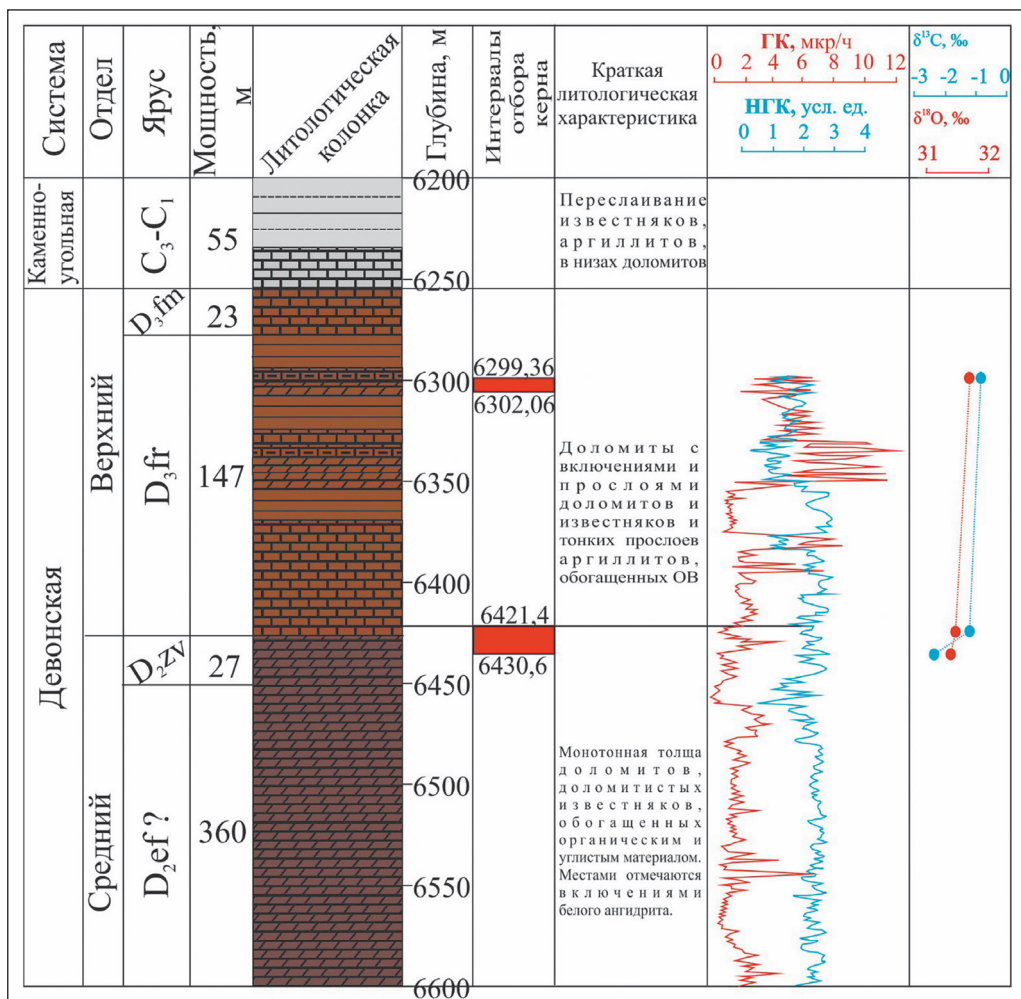


Рисунок 3 – Литолого-стратиграфическая колонка для исследуемого фрагмента разреза, вскрытого скважиной Кобланды-3

Абсолютная геохронология

Вопросы стратиграфии северного борта Прикаспийской впадины остаются малоизученными, по итогам изотопных исследований 4 образцов установлен абсолютный возраст карбонатных пород. Возрастные датировки образцов керна площади Кобланды укладываются в сравнительно небольшой возрастной диапазон 370 – 380 млн лет, что соответствует границе живетского и франского ярусов согласно международной хроностратиграфической шкале 2022 г. (рисунок 4). Необходимо в дальнейшем проводить комплексирование с литолого-стратиграфическими методами с целью установления возрастных взаимоотношений в пределах подсолевого комплекса Кобланды-Тамдинской зоны.

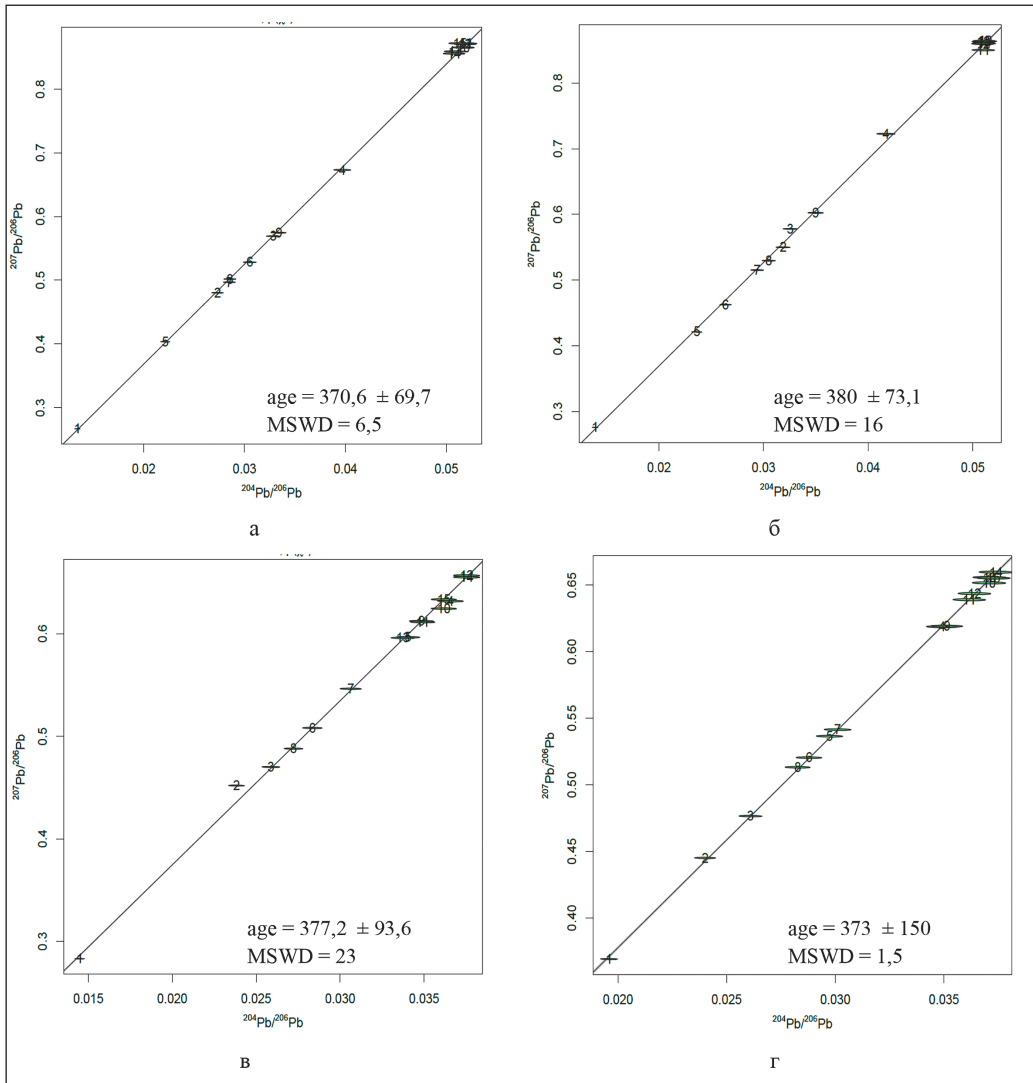


Рисунок 4 – Конкордии для образцов скважины Кобланды-3 по результатам Рb-Рb датирования (а – глубина 6299, 96 м, б – глубина 6423 м, в – глубина 6427 м, г – глубина 6430, 3 м)

Выводы. На основании комплексного литолого-геохимического изучения верхнедевонских отложений скважины Кобланды-3 установлены доманикоидные отложения с богатым генерационным потенциалом и высокой степенью термической зрелости. В качестве аналога были использованы синхронные доманикоидные отложения Волго-Уральского бассейна, которые являются доказанной нефтегазоматеринской толщей для многих действующих месторождений. Доля обогащенных ОВ пород в подсолевом разрезе площади Кобланды варьирует в связи с тонким ритмичным переслаиванием кремнисто-карбонатных и керогеново-карбонатных разностей. Условия образования отложений относятся к преимущественно глубоководным впадинам с некомпенсированным осадконакоплением.

Таблица 2 – Литолого-геохимическая характеристика доломитовых отложений скв. Кобланды-3


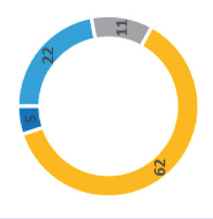

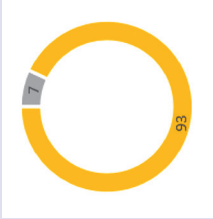

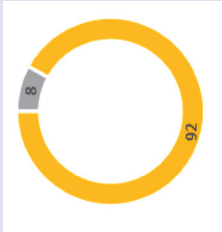
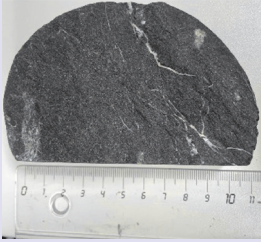
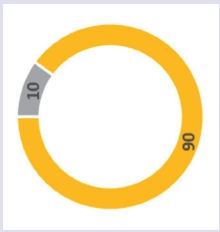

№ образца	Литофация	Фото керна	Минеральный состав (XRD)	Геохимическая характеристика	Условия осадконакопления
5001	Темноцветный плотный керогеново-кремнисто-карбонатный ритмит. В пределах кремнистых интервалов под микроскопом отмечаются спикулы губок, округлые скелеты радиоларий	 6299,96 м		Параметр Tmax=458 °С, индекс выработанности керогена 0,3, что соответствует ГЗН, остаточный Согр составляет 1,4 %. Текущий водородный индекс 87 мг УВ/ г породы. Нефтематеринская порода частично реализовала генерационный потенциал	Глубоководные морские условия с восстановительной средой
5007	Брекчия из обломков темно-серого известняка и темноцветной керогеново-карбонатной породы, залеченная прожилками кальцита	 6423 м			Относительно глубоководные морские условия, глубоководные конуса выноса

Таблица 2 – Литолого-геохимическая характеристика доমানикоидных отложений скв. Кобланды-3

5016	<p>Темноцветный известковистый доломит со сланцеватой текстурой. Под микроскопом отмечаются кристаллы пирита</p> <p>Глубина 6427,5 м</p>	 <p>6427,5 м</p>		<p>Параметр Tmax=478 °С, индекс выработанности керогена низкий 0,12, что соответствует начальной стадии ГЗН, Согр составляет 5,7 %. Текущий водородный индекс 64 мг УВ/г породы. Отмечается высокое значение S2 3,7 мг УВ/г и ROS 5,3 %. Высокий генерационный потенциал</p>	<p>Глубоководные морские условия с восстановительной средой</p>
5021	<p>Темноцветный известковистый доломит со сланцеватой текстурой с тонкими прожилками кальцита. Под микроскопом отмечаются кристаллы пирита</p> <p>Глубина 6430,28 м</p>	 <p>6430,28 м</p>		<p>Параметр Tmax=492 °С, индекс выработанности керогена 0,3, что соответствует стадии ГЗН, Согр составляет 1,3 %. Текущий водородный индекс 49 мг УВ/г породы. Содержание остаточного органического углерода ROS 1,2 %. Низкий исходный генерационный потенциал</p>	<p>Глубоководные морские условия с восстановительной средой</p>

- Кварц
- Глины
- Кальцит
- Доломит
- Пирит

Учитывая высокую степень катагенетической преобразованности по данным RockEval, доманикоидные отложения исследуемого района частично реализовали свой генерационный потенциал, что указывает на возможность миграции генерированных углеводородов в структурные ловушки.

Возникновение потенциальных очагов генерации контролируется также ареалом распространения нефтематеринских толщ, в связи с чем прогнозирование площади развития НГМТ и зон развития потенциальных биогермных ловушек требует дальнейшего изучения. 

Работа выполнена при поддержке грантового финансирования научных и научно-технических проектов Комитетом науки Министерства образования и науки Республики Казахстан, грант ИРН АР00025, «Разработка региональной цифровой модели геологического строения территории Прикаспийского осадочного бассейна Казахстана».

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Абилхасимов Х.Б. Перспективы нефтегазоносности Кобланды-Тамдинского поднятия Северного борта Прикаспийской впадины // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. – 2020. – №1. – С. 4-18. [Abilhasimov H.B. Perspektivy neftegazonosnosti Koblandy-Tamdinskogo podnyatiya Severnogo borta Prikaspijskoj vpadiny // Vestnik neftegazovoj otrasli Kazahstana. – 2020. – №1. – S. 4-18.]
- 2 Куандыков Б.М., Матлошинский Н.Г., Сентгиорги К. и др. Нефтегазоносность палеозойской шельфовой окраины севера Прикаспийской впадины. – Алматы, 2011. – 280 с. [Kuandykov B.M., Matloshinskij N.G., Sentgiorgi K. idr. Neftegazonosnost' paleozojskoj shel'fovoj okrainy severa Prikaspijskoj vpadiny. – Almaty, 2011. – 280 s.]
- 3 Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Фадеева Н.П., Гатовский Ю.А., Сулова А.А., Сауткин Р.С., Пронина Н.В., Большакова М.А., Завьялова А.П., Чупахина В.В., Петракова Н.Н., Мифтахова А.А. Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности // Георесурсы. Спецвыпуск. – 2017. – Ч.1. – С. 112–124. [Stupakova A.V., Kalmykov G.A., Korobova N.I., Fadeeva N.P., Gatovskij Yu.A., Suslova A.A., Sautkin R.S., Pronina N.V., Bol'shakova M.A., Zav'yalova A.P., Chupahina V.V., Petrakova N.N., Miftahova A.A. Domanikovye otlozheniya Volgo-Ural'skogo bassejna – tipy razreza, usloviya formirovaniya i perspektivy neftegazonosnosti // Georesursy. Specvypusk – 2017. – Ch. 1. – S. 112–124.]
- 4 Fadeeva N.P., Kozlova E.V., Poludetkina E.N., Shardanova T.A., Pronina N.V., Stupakova A.V., Kalmykov G.A., Khomyak A.N. The hydrocarbon generation potential of the domanik formation in the Volga-Ural petroliferous basin // Moscow University Geology Bulletin. – 2015. – № 70(6). – P. 521-529.
- 5 Xinping L., Zhijun J., Philippov V., Obryadchikov O., Dakang Zh., Quanyou L., Uspensky B., Morozov V. Sedimentary characteristics and evolution of Domanik facies from the Devonian – Carboniferous regression in the southern Volga-Ural Basin // Marine and Petroleum Geology. – 2020. – Vol. 119. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2020.104438>.