

УДК 551.243
МРНТИ 38.17.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108755>

Получена: 27.05.2024.

Одобрена: 28.05.2025.

Опубликована: 30.06.2025.

Оригинальное исследование

Анализ геологического строения месторождения Жетыбай Южный

А.А. Кожалакова

Филиал КМГ Инжиниринг «КазНИПИмунайгаз», г. Актау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Актуальность работы обусловлена необходимостью уточнения блокового строения триасового комплекса на территории месторождения Жетыбай Южный. Особое внимание уделяется продуктивности горизонта T_2B , приуроченного к среднетриасовым отложениям. Для интерпретации и анализа использованы как исторические геолого-геофизические материалы, так и современные данные 3D сейсморазведки, что позволило оценить перспективность исследуемого горизонта.

Цель. Целью настоящей работы является исследование особенностей геологического строения и нефтегазоносности триасового комплекса Южно-Жетыбайского месторождения. В рамках четырех этапов подсчета запасов (1972, 1983, 2010, 2023 гг.) была проведена комплексная интерпретация данных бурения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин, а также данных 3D сейсморазведки. Особое внимание в статье уделено оценке продуктивности горизонта T_2B на основе анализа как новых, так и архивных материалов.

Материалы и методы. В качестве основных источников информации использованы результаты опробования и перфорации скважин, а также данные 3D сейсмических исследований, проведенных на месторождении в последние годы.

Результаты. Уточнено строение триасового комплекса, в т.ч. отражающего горизонта T_{1o_bot} , к которому приурочена залежь T_1B . Установлено наличие предполагаемой нефтегазоконденсатной залежи в горизонте T_2B , что подтверждено результатами опробования продуктивных интервалов.

Закключение. На основе новых данных 3D сейсморазведки были перестроены структурные карты, уточнен структурный план залежи T_1B , выявлено блоковое строение. В пределах Нормальского свода рекомендуется проведение дополнительных 3D сейсморазведочных работ для точного картирования тектонических нарушений. Построена структурная карта по горизонту T_2B , что подтверждает его продуктивность. Учитывая, что контакты залежи приняты условно, необходимо доразведать предполагаемую площадь её распространения. После выполнения вышеуказанных мероприятий рекомендуется провести оперативный подсчет запасов углеводородов по горизонту T_2B .

Ключевые слова: Жетыбай Южный, структура, сейсморазведка, отражающий горизонт, интерпретация, тектоника, продуктивный горизонт, залежь.

Как цитировать:

Кожалакова А.А. Анализ геологического строения месторождения Жетыбай Южный // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №2. С. 21–29. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108755>.

UDC 551.243
CSCSTI 38.17.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108755>

Received: 27.05.2024.

Accepted: 28.05.2025.

Published: 30.06.2025.

Original article

Geological Structure Analysis of the Zhetybay South Field

Aizhan A. Kozhalakova

Branch of KMG Engineering LLP KazNIPImunaigaz, Aktau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: This study addresses the need to refine the block structure of the Triassic sequence in the Zhetybay South field, with a focus on the hydrocarbon productivity of the T₂V horizon, which is associated with Middle Triassic deposits. By integrating legacy geological and geophysical data with modern 3D seismic survey results, the analysis provides an updated interpretation of the structural framework and highlights the exploration potential of the target interval.

Aim: This paper investigates the geological framework and hydrocarbon potential of the Triassic succession in the Zhetybay South field. Drawing on both legacy and recent data—from exploratory and production wells to 3D seismic surveys – the study synthesizes results from four reserve estimation campaigns conducted in 1972, 1983, 2010, and 2023. Particular emphasis is placed on reassessing the productivity of the T₂V horizon.

Materials and methods: The primary data sources include well testing and perforation results, along with 3D seismic surveys conducted at the field in recent years.

Results: The structure of the Triassic sequence has been refined, including the reflective horizon T_{1o_bot}, which hosts the T₁V accumulation. The presence of a potential oil and gas condensate accumulation within the T₂V horizon has been identified and confirmed by testing results from productive intervals.

Conclusion: The integration of new 3D seismic data has enabled the revision of structural maps, clarification of the T₁V accumulation's structural setting, and identification of a block-faulted framework. In the Normaul Arch area, additional 3D seismic acquisition is recommended to improve fault mapping. A structural map of the T₂V horizon has also been developed, providing further support for its productivity. Since reservoir contacts are currently assumed, delineation of the accumulation's potential extent remains necessary. Following these efforts, an operational reserve estimation for the T₂V horizon is recommended.

Keywords: Zhetybay South; structural interpretation; 3D seismic survey; reflective horizon; tectonic framework; productive interval; hydrocarbon accumulation.

To cite this article:

Kozhalakova AA. Geological Structure Analysis of the Zhetybay South Field. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2025;7(2):21–29. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108755>.

ӨОЖ 551.243
ГТАХР 38.17.17

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108755>

Қабылданды: 27.05.2024.

Мақұлданды: 28.05.2025.

Жарияланды: 30.06.2025.

Түпнұсқа зерттеу

Оңтүстік Жетібай кен орнының геологиялық құрылысын талдау

А.А. Қожалақова

ҚМГ Инжиниринг «ҚазНИПИМұнайгаз» филиалы, Ақтау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Жұмыстың өзектілігі Оңтүстік Жетібай кен орнының аумағындағы триас кезеңіне жататын кешенінің блоктық құрылысын нақтылау қажеттілігіне байланысты. Ортаңғы триас шөгінділерімен шектесетін Т₂В горизонтның өнімділігіне ерекше назар аударылады. Түсіндіру және талдау үшін тарихи геологиялық-геофизикалық материалдар да, 3D сейсмикалық барлаудың заманауи деректері де пайдаланылды, бұл зерттелетін горизонттың перспективалылығын бағалауға мүмкіндік берді.

Мақсаты. Бұл жұмыстың мақсаты Оңтүстік Жетібай кен орнының триас кешенінің геологиялық құрылымы мен мұнай-газдылығының ерекшеліктерін зерттеу болып табылады. Қорларды есептеудің төрт кезеңінің (1972, 1983, 2010, 2023 жж.) шеңберінде іздеу-барлау және пайдалану ұңғымаларын бұрғылау деректері, сондай-ақ 3D сейсмикалық барлау деректері кешенді түсіндірілді. Мақалада жаңа және мұрағаттық материалдарды талдау негізінде Т₂В горизонтының өнімділігін бағалауға ерекше назар аударылды.

Материалдар мен әдістер. Негізгі ақпарат көзі ретінде ұңғымаларды сынау және тесу нәтижелері, сондай-ақ соңғы жылдары кен орнында жүргізілген 3D сейсмикалық зерттеулердің деректері пайдаланылды.

Нәтижелері. Триас кешенінің құрылымы нақтыланды, оның ішінде Т₁о_{bot} шағылыстыратын горизонт, оған Т₁В шоғыры орайластырылған. Болжалды мұнай-газ конденсаты кен орнының болуы Т₂В горизонт деңгейінде анықталды, бұл өнімді интервалдарды сынау нәтижелерімен расталды.

Қорытынды. 3D сейсмикалық барлаудың жаңа деректерінің негізінде құрылымдық карталар қайта құрылды, Т₁В кен орындарының құрылымдық жоспары нақтыланды, блоктық құрылым анықталды. Нормал күмбезі шегінде тектоникалық бұзылуларды дәлірек картаға түсіру үшін қосымша 3D сейсмикалық барлау жұмыстарын жүргізу ұсынылады. Құрылымдық карта оның өнімділігін растайтын Т₂В горизонтында салынған. Кен орнының байланыстары шартты түрде қабылданғанын ескере отырып, оның болжамды таралу аймағын жете зерттеу қажет. Жоғарыда аталған іс-шараларды орындағаннан кейін көмірсутектер қорларын Т₂В горизонты бойынша жедел есептеу ұсынылады.

Негізгі сөздер: Жетібай Оңтүстігі, құрылым, сейсмикалық барлау, шағылысу горизонты, интерпретация, тектоника, өнімді горизонт, залежь.

Дәйексөз келтіру үшін:

Қожалақова А.А. Оңтүстік Жетібай кен орнының геологиялық құрылысын талдау // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №2. 21–29 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108755>.

Введение

Южно-Жетыбайское месторождение было открыто в 1968 г. бурением поисковой скважины 95, в которой была зафиксирована продуктивность среднеюрских отложений. Этот факт стал важной вехой в развитии нефтегазоразведки на юге Мангистауского региона. В дальнейшем в 1972 г. на данном месторождении были активизированы поисково-разведочные работы. Это было обусловлено тем, что в параметрической скважине 4 был получен высокодебитный фонтан газа с конденсатом, вскрывшим продуктивные вулканогенно-карбонатные отложения среднего триаса.

За весь период изучения Южно-Жетыбайского месторождения было выполнено четыре официальных этапа подсчёта запасов: в 1972, 1983, 2010 и 2023 гг. [1–4] Эти оценки основывались на совокупности данных бурения, геофизических исследований, а также сейсмической информации, накопленной в результате длительного геологоразведочного процесса.

Цель настоящего исследования – уточнение геологического строения триасового комплекса месторождения, включая тектоническую нарушенность, литолого-стратиграфические особенности [5–7], а также выявление и оценка перспектив нефтегазоносности горизонта T_2B с опорой на современные методы 3D сейсморазведки.

Объект исследования – Южно-Жетыбайское нефтегазовое месторождение, расположенное в пределах Жетыбай-Узеньской тектонической ступени южной части Мангистауской области.

Предмет исследования – строение и тектоническая структура триасовых отложений, отражающие горизонты (далее – ОГ) и их нефтегазоносные характеристики, включая анализ коллекторских свойств и распределение залежей в пределах горизонта T_2B .

История изучения месторождения

Исследование Южно-Жетыбайского региона началось в начале 1960-х гг. XX в. В 1962–1964 гг. Илийской геофизической экспедицией треста «Казгеофизтрест» были выявлены радиогеохимические и гравиметрические аномалии в пределах участка Каржау, расположенного в 4,5–5 км к югу от Жетыбайского поднятия. Эти аномалии имели линейные размеры 13×4 км и интерпретировались как антиклинальное поднятие в пределах мезозойских отложений.

В 1965–1967 гг. трестом «Мангышлакнефть-газразведка» была выполнена серия структурно-поисковых бурений на площади Каржау. Результатом стало построение первой структурной карты по подошве туронского яруса, которая зафиксировала террасовидное образование, осложняющее общее моноклинальное погружение пород в юго-западном направлении от Жетыбайского поднятия.

На основании этих данных в 1967 г. было начато бурение поисковой скважины 31 объединением «Мангышлакнефть». Параллельно в 1967–1968 гг. на площади проводились сейсмические работы методом отражённых волн (далее – МОВ) [8]. По III ОГ, приуроченному к известнякам в подошве валанжинского яруса, было выявлено локальное поднятие размерами $3,5 \times 2,0$ км с амплитудой порядка 20 м.

Особенно значимым моментом стало получение фонтанного притока газа с конденсатом из вулканогенно-карбонатных отложений среднего триаса в 1972 г., что стало основанием для активизации изучения триасового комплекса.

Результаты интерпретации 3D МОГТ

В 2019 г. на территории Южно-Жетыбайского месторождения компанией ТОО «БИДЖИПИ Геофизические услуги (Казахстан)» были проведены полевые 3D сейсморазведочные работы методом многоволновой глубинной томографии (далее – МОГТ). Работы охватили площадь в $25,87$ км², что позволило значительно повысить разрешающую способность сейсмического моделирования в пределах изучаемой территории.

Целью проведения 3D сейсмических исследований являлось детальное изучение геологического строения юрско-меловых и триасово-палеозойских отложений. Особое внимание было уделено выявлению перспективных зон, уточнению структурных форм целевых горизонтов, а также оценке нефтегазоносности пород с целью последующего построения геологической модели залежей углеводородов (далее – УВ).

Обработку полученных сейсмических данных выполняло ТОО «Professional Geo Solutions Kazakhstan» (далее – PGS), которое занималось постсъёмочной интерпретацией в 2020 г. Результатом комплексной обработки и анализа данных стало построение серии структурных карт по ключевым ОГ, включая I (подошва палеогеновых отложений), II (подошва сенон-туронских), IIa (подошва альбских), III1 (подошва готеривских), III (кровля юры), IV1 (репер в оксфорде), V1 (подошва нижнеюрских), а также глубинные горизонты – T_{2a_bot} (подошва анизийского яруса) и T_{1o_bot} (подошва оленекского яруса) [9].

Дополнительно были построены карты продуктивных горизонтов Ю-II-A (Б, В), Ю-III, Ю-IV и до Ю-XII, что позволило проследить распространение потенциально продуктивных пластов по площади.

Географически район исследований включает как континентальные, так и прибрежные участки. Акватория Каспийского шельфа в пределах Юго-Западной части Мангышлака занимает свыше 55 тыс. км², включая территорию континентального склона и сопредельные зоны.

Геологическое строение месторождения

Южно-Жетыбайское месторождение расположено в пределах Жетыбай-Узенской тектонической ступени, которая представляет собой часть южного борта Южно-Мангышлакского прогиба (рис. 1). Район характеризуется сложным геологическим строением, проявляющимся в линейном развитии локальных антиклинальных поднятий, которые приурочены к определённым тектоническим линиям субширотного и северо-восточного простирания.

В структурном отношении Южно-Жетыбайская структура осложнена двумя локальными поднятиями: собственно Южно-Жетыбайским и Нормальским. Оба поднятия ориентированы в субширотном направлении и вытянуты к юго-востоку.

На востоке Южно-Жетыбайское поднятие сочленяется с Актасским, а на западе его структура осложняется Кызылским поднятием, которое формирует западную пологую периклиналь. С севера на юг в пределах ступени прослеживаются Узень-Карамандыбасская, Жетыбайская и Тенге-Тасбулатская антиклинальные линии, при этом Южно-Жетыбайская структура приурочена к наиболее погруженной Тенге-Тасбулатской линии.

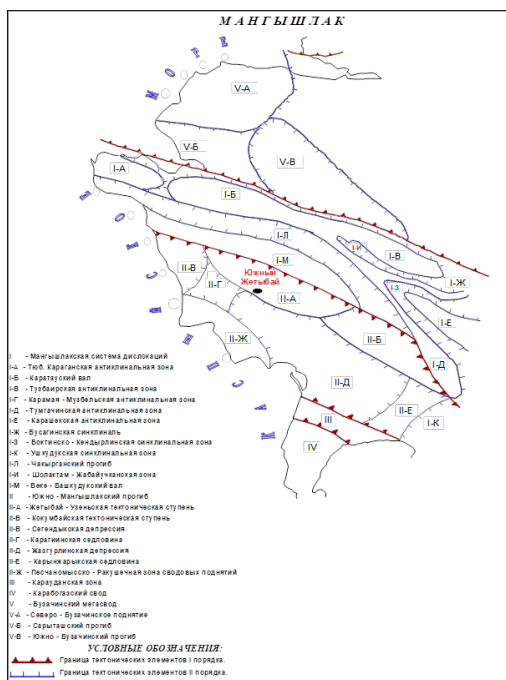


Рисунок 1. Тектоническая схема Южного Мангышлака

Figure 1. Tectonic Map of South Mangyshlak

Тектонические особенности

Свод месторождения Жетыбай Южный представляет собой тектонически осложнённую структуру, которая сформирована системой

продольных и поперечных разломов. Основные тектонические элементы, определяющие блоковое строение, включают разломы F₁, F₂, F₃ и f₁. Они формируют субпараллельные зоны с различными амплитудами и направленностью простирания.

По данным сейсмической интерпретации, нарушение F₁ располагается в центральной части Южно-Жетыбайского поднятия и простирается параллельно разлому F₂, имея амплитуду около 300 м. На западном фланге расстояние между ними сокращается, что указывает на сжатие структуры. Нарушение F₃ представлено в виде высокоамплитудного разлома, ограничивающего продуктивную зону в южной части поднятия.

Ввиду отсутствия новых сейсмических материалов в районе Нормальского поднятия для построения структурных карт на этом участке были использованы структурные карты из отчёта о работе сейсмопартии 4-5/67-68, проводившей в 1967–1968 гг. сейсмические исследования МОВ на площадях Каржау и Жанаорпа, а также скважинные данные. Выделенные на Южно-Жетыбайском поднятии тектонические нарушения были протрассированы на территорию Нормальского поднятия согласно анализу несоответствий характера насыщения скважинных данных.

В районе Нормальского поднятия по данным интерпретации скважин 40 и 41 дополнительно выявлено малоамплитудное нарушение f₃, ранее не фиксировавшееся. Все эти тектонические элементы оказывали существенное влияние на формирование и экранирование залежей УВ.

Суммарные значения амплитуд по основным нарушениям представлены в табл. 1:

Таблица 1. Амплитуды тектонических нарушений по ОГ T_{2a_bot}
Table 1. Fault throws, T_{2a_bot} horizon

Нарушение Fault	Амплитуда, м Amplitude, m		
	Запад West	Центр Middle	Восток East
F ₁	120 м	90 м	85 м
F ₂	330 м	170 м	380 м
f ₁	-	325 м	30 м
F ₃	10 м	50 м	10 м

Визуализация структурных форм представлена на рис. 2, где можно проследить развитие поднятий и взаиморасположение разломов по ОГ T_{2a_bot}.

Характеристика ОГ T_{2a_bot}

ОГ T_{2a_bot}, соответствующий подошве анизийского яруса среднего триаса, играет ключевую роль в построении структурной модели и интерпретации тектонического строения месторождения. Анализ сейсмических материалов (рис. 2) показывает, что регион формирования

Южно-Жетыбайского месторождения находился под воздействием интенсивных тектонических процессов, особенно в период осадконакопления нижнего триаса, отложения которого претерпели наиболее значительные деформации [1].

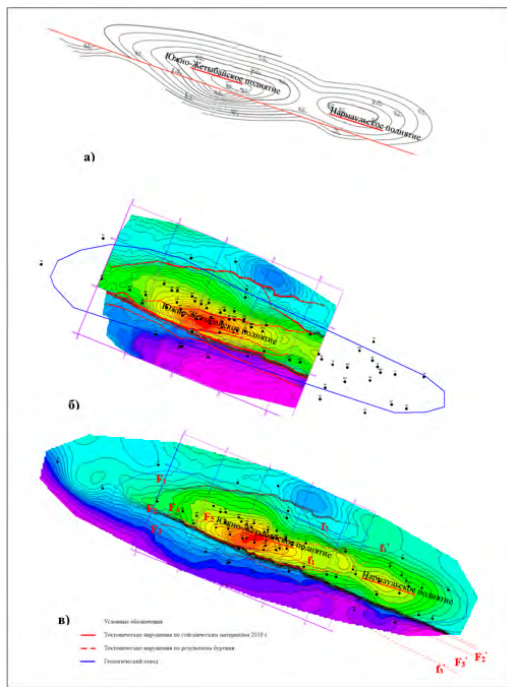


Рисунок 2. Интерпретация ОГ по T_{1a}
Figure 2. Interpretation of the T_{1a} Reflective Horizon

а) структурная карта по ОГ T_{1a_bot} (подошва анизийского яруса, 1967–1968 гг.) / Structural map of the T_{1a_bot} reflective horizon (base of the Anisian stage, 1967–1968); б) структурная карта по ОГ T_{1a_bot} (Южно-Жетыбайское поднятие, PGS, 2020 г.) / Structural map of the T_{1a_bot} reflective horizon (South Zhetybay Uplift, PGS Kazakhstan LLP, 2020); в) структурная карта по ОГ T_{2a_bot} согласно материалам обработки PGS, 2020 г. (Южно-Жетыбайское поднятие), материалам 1967–1968 гг. и скважинным данным (Нормаульское поднятие) / Structural map of the T_{2a_bot} reflective horizon based on PGS Kazakhstan LLP data (2020, South Zhetybay Uplift), 1967–1968 materials, and well data (Normaul Uplift)

Согласно более ранним исследованиям, Южно-Жетыбайская структура по подошве анизийского яруса представляла собой относительно простое антиклинальное поднятие протяжённостью около 12 км и шириной около 2 км, с амплитудой около 400 м (рис. 2, а). Однако по результатам 3D сейсмической съёмки, выполненной в 2019 г., была существенно уточнена структурная поверхность подошвы анизийских отложений. Новые данные позволили выделить ряд взбросовых нарушений, ранее не фиксировавшихся, что в целом изменило представления о тектоническом строении горизонта.

Результаты комплексной интерпретации позволяют охарактеризовать структурный план как следствие действия компрессионных напряжений, приведших к формированию структуры «цветкового» типа в центральной части месторождения. Эта структура представлена чередующимися интрузивно приподнятыми и сдвигово-опущенными тектоническими фрагментами, разделёнными сетью разломов различной амплитуды и протяжённости. Внутренний свод складки значительно осложнён системой нарушений, характеризующихся не только повышенными амплитудами, но и малым расстоянием между тектоническими линиями, что свидетельствует о высокой степени тектонической активности. Особое внимание следует уделить разлому F2, осложняющему структуру с юга. Он существенно влияет на форму свода в пределах триасовых отложений. Южное крыло складки имеет более крутой угол наклона по сравнению с северным. Амплитуда сброса в районе Южно-Жетыбайского поднятия составляет порядка 300 м, а в пределах Нормаульского поднятия — около 350 м.

Нефтегазоносность горизонта T_2B

Продуктивный горизонт T_2B приурочен к отложениям анизийского яруса среднего триаса (T_{2an}) и подразделяется на три литологические пакки – А, Б и В:

- пакки А и Б характеризуются либо отсутствием коллекторских свойств, либо выраженным глинистым заполнением порового пространства, что обуславливает их низкую продуктивность и водонасыщенность;
- пакка В имеет подтверждённую продуктивность и представляет наибольший интерес с точки зрения разработки. Она вскрыта рядом скважин, опробована, и из неё получены притоки нефти и газа.

Глубина залегания продуктивных интервалов горизонта T_2B варьирует от 2931,9 до 3488,1 м, эффективная толщина пласта составляет от 7,2 до 41,2 м (в среднем 22,4 м). В южной части Южно-Жетыбайского поднятия, отсечённой от сводовой зоны разломом F3, установлена газоконденсатная залежь, а в пределах Нормаульского поднятия – нефтяная залежь.

Южно-Жетыбайское поднятие

В пределах Южно-Жетыбайского поднятия продуктивная часть залежи вскрыта тремя скважинами. В то же время зона отсутствия коллекторов, охватывающая основную часть свода, была вскрыта 13 скважинами: 26, 29, 30 и др.

Наличие коллекторов и продуктивность подтверждаются результатами опробования в скважине 39, где был получен приток газа с дебитом газа 24,7 тыс. м³/сут, конденсата – 2,88 м³/сут, до абсолютной отметки -3342,7 м.

По данным переинтерпретации геофизических исследований (далее – ГИС), подошва газо-

насыщенного пласта в скважинах 27 и 39 установлена соответственно на абсолютных отметках -3278,1 и -3343,2 м. Верхняя граница газоконденсатной залежи принята по данным скважины 39 на уровне -3343 м.

По характеру природного резервуара залежь является пластовой, сводовой, тектонически и литологически ограниченной с общей высотой около 74 м. Учитывая ограниченность вскрытия и влияние разломов, полное оконтуривание залежи затруднено.

Нормаульское поднятие

В пределах Нормаульского поднятия продуктивная часть залежи вскрыта семью скважинами. Зона отсутствия коллектора была зафиксирована в скважинах 24 и 37.

Промышленная продуктивность подтверждена опробованием четырёх скважин:

- скважина 12: приток нефти и газа из интервалов 2987–2992 и 3002–3013 м (абсолютные отметки от -2838,3 до -2864,3 м);
- скважина 14: приток нефти с дебитом 23 м³/сут до отметки -2991,3 м;
- скважина 17: приток нефти из интервалов 3029–3032 и 3042–3046 м (отметки от -2878,9 до -2895,9 м), дебит 10,3 м³/сут;
- скважина 18: приток нефти до отметки -2902,9 м, дебит – 6,5 м³/сут.

Контакт «нефть – вода» по данным скважины 14 принят на абсолютной отметке -2985 м. Залежь классифицируется как пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная, её размеры составляют 3,2 × 1,3 км, высота – 135 м.

Таким образом, по результатам геолого-геофизических материалов, данных испытаний горизонта Т₂В и интерпретации 3D сейсмике была построена новая уточнённая структурная карта предполагаемого продуктивного горизонта Т₂В.

Результаты

Результаты настоящего исследования позволили внести следующие важные дополнения в научное понимание геологического строения Южно-Жетыбайского месторождения:

- впервые выполнена комплексная интерпретация 3D сейсмических данных, полученных в 2019 г., с последующим построением обновлённых структурных карт по ключевым ОГ, включая Т_{2а_bot} и Т_{1о_bot};
- уточнена блоковая структура месторождения с детализацией тектонических элементов: были впервые зафиксированы малоамплитудные нарушения f1 и f3', оказывающие влияние на характер распространения залежей и продуктивных зон;
- проведено сопоставление ранее полученных геофизических материалов (1967–1968 гг.) с новыми 3D данными (2020 г.), что позволило выявить отличия в морфологии структуры и пересмотреть представления о её амплитуде, форме и тектонических ограничителях;
- подтверждена промышленная продуктивность горизонта Т₂В как в газоконденсатной, так и в нефтяной части, на основе данных по притокам УВ в ряде скважин (12, 14, 17, 18 и 39);
- выделены перспективные участки для бурения и опытно-промышленной отработки,

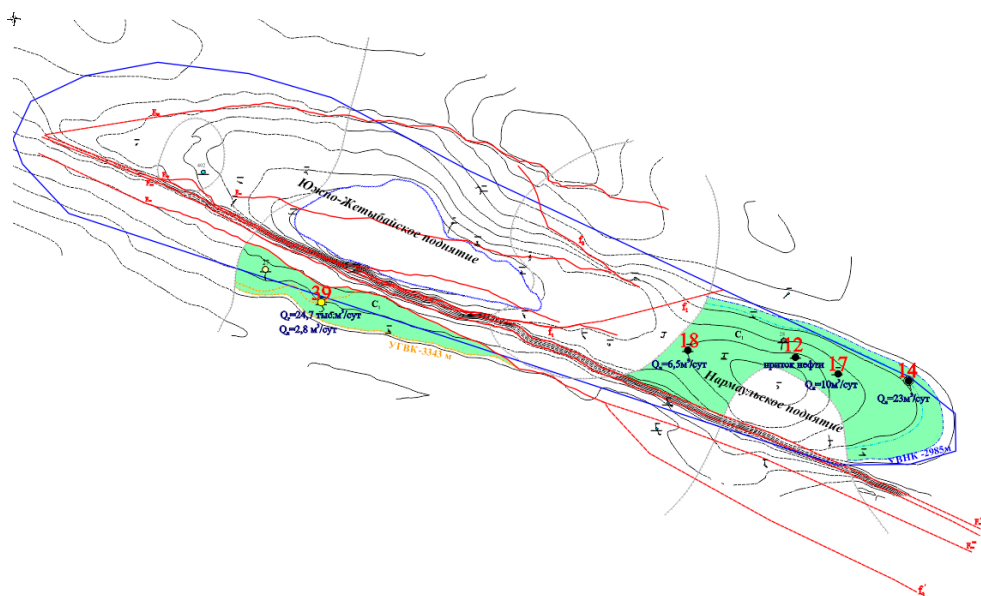


Рисунок 3. Структурная карта продуктивного горизонта Т₂В
Figure 3. Structural Map of the Productive Т₂В Horizon

особенно в пределах Нормaulьского свода и южной части Южно-Жетыбайского поднятия.

Заключение и предложения

Проведённый комплекс геолого-геофизических исследований, включая 3D сейсморазведку, бурение и интерпретацию ГИС и гидродинамических исследований, позволил существенно углубить понимание структуры горизонта T_2B и подтвердить его продуктивность. В то же время остаются неоконтуренные участки, требующие доразведки.

На основании анализа полученных данных предлагается:

1. Провести дополнительные 3D сейсморазведочные работы в пределах Нормaulьского поднятия, где сохраняется высокая степень геологической неопределённости.

2. Выполнить расширенный комплекс геофизических и гидродинамических исследований в скважинах, вскрывших перспективные интервалы.

3. Провести оперативный пересчёт запасов УВ по горизонту T_2B с учётом уточнённой геологической модели.

4. Провести гидроразрыв пласта и опытно-промышленные испытания в скважинах с подтверждённой продуктивностью.

5. Организовать бурение новых поисково-разведочных скважин в пределах Южно-Жетыбайского и Нормaulьского поднятий с целью оконтуривания залежей и последующего промышленного освоения.

Реализация указанных мероприятий позволит повысить точность прогноза залежей УВ и подготовить объект к следующей стадии – опытно-промышленной разработке.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was not supported by any external sources of funding.

Competing interests. The authors declare that they have no competing interests.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Коростышевский М.Н., Попова Л.А., Коллеганов К.Г., и др. Подсчёт запасов нефти и газа месторождения Жетыбай Южный (Мангышлакская область Казахская ССР) по состоянию на 1 сентября 1975 г. Фонды КазНИПнефти, 1973. Отчёт №211.
2. Коростышевский М.Н. Подсчёт запасов нефти и газа по месторождению Жетыбай Южный Мангышлакской области Казахской ССР по состоянию на 1 июля 1983 г. Том I. Фонды КазНИПнефти, 1983. Отчёт №5/82.
3. Мукашев К.И., Райкулова Л.Х. Пересчёт запасов свободного газа и конденсата месторождения Жетыбай Южный по состоянию изученности 01.01.2011 г. Мунай Газ Инжиниринг Групп, 2011. Отчёт.
4. Кожалакова А.А., Юргенс Е.Г. Пересчёт запасов УВС газоконденсатных залежей месторождения Жетыбай Южный. ТЭО КИГ, КИК. Фонды КазНИПнефти, 2023. Отчёт.
5. Боранбаев К., Герштанский О., Ступак С., Боранбаев А.К. Краткая геологическая характеристика территории Мангистауской нефтегазоносной области. Актау : НИПнефтегаз, 2014. 29 с.
6. Попков В.И., Клычников А.В., Паламарь В.П., и др. Особенности геологического строения, бурения и освоения доюрских отложений Южного Мангышлака. 1982.
7. Арбузов В.Б., Волож Ю.А., Данилин А.Н., и др. Триас Южного Мангышлака. Москва : Недра, 1981. 210 с.
8. Малинин А.М., Арбузов В.Б., и др. Отчёт о работе с/п 4-5/67-68, проводившей в 1967–1968 гг. сейсмические исследования МОВ на площадях Каржау и Жанаорпа в Шевченковском районе Гурьевской области КазССР по состоянию на 1 ноября 1968 г. Фонд ПОМН, 1968.
9. Шестаков А.Г. Отчёт о результатах обработки и интерпретации данных сейсморазведочных работ МОГТ 3D, выполненных в пределах контрактной территории АО «Мангистаумунайгаз» на месторождении Жетыбай Южный ПУ «Жетыбаймунайгаз» в 2019, 2020 гг. PGS, 2020 г.

REFERENCES

1. Korostyshevskiy MN, Popova LA, Kolleganov KG, et al. Podschyt zapasov nefi i gaza mestorozhdeniya Zhetybay Yuzhnyy (Mangyshlakskaaya oblast' Kazahskaya SSR) po sostoyaniyu na 1 sentyabrya 1975 g. KazNIPineft funds; 1973. Report No. 211. (In Russ).
2. Korostyshevskij MN. Podschyt zapasov nefi i gaza po mestorozhdeniyu Zhetybay Yuzhnyy Mangyshlakskey oblasti Kazahskoy SSR po sostoyaniyu na 1 iyulya 1983 g. Vol. I. KazNIPineft funds; 1983. Report No. №5/82. (In Russ).
3. Mukashev KI, Raykulova LH. Pereschyt zapasov svobodnogo gaza i kondensata mestorozhdeniya Zhetybay Yuzhnyy po sostoyaniyu izuchennosti 01.01.2011 g. Munay Gaz Engineering Group; 2011. Report. (In Russ).
4. Kozhalakova AA, Yurgens YG. Pereschyt zapasov UVS gazokondensatnykh zalezhey mestorozhdeniya Zhetybay Yuzhnyy. TEO KIG, KIK. KazNIPineft funds; 2023. Report. (In Russ).

5. Boranbayev K, Gershtanskiy O, Stupak S, Boranbayev A. *Kratkaya geologicheskaya kharakteristika territorii Mangistauskoy neftegazonosnoy oblasti*. Aktau: NIPIneftegaz; 2014. 29 p. (In Russ).
6. Popkov VI, Klychnikov AV, Palamar VP, et al. *Osobennosti geologicheskogo stroeniya, bureniya i osvoeniya doyerskikh otlozheniy Yuzhnogo Mangyshlaka*. 1982. (In Russ).
7. Arbuzov VB, Volozh YA, Danilin AN, et al. *Trias Yuzhnogo Mangyshlaka*. Moscow: Nedra; 1981. 210 p. (In Russ).
8. Malinin AM, Arbuzov VB, et al. Otchyot o rabote s/p 4-5/67-68, provodivshey v 1967–1968 gg. seysmicheskiye issledovaniya MOV na ploshchadyah Karzhau i Zhanaorpa v Shevchenkovskom rajone Gur'evskoy oblasti KazSSR po sostoyaniyu na 1 noyabrya 1968 g. POMN founds; 1968. Report. (In Russ).
9. Shestakov AG. Otchyot o rezul'tatakh obrabotki i interpretatsii dannykh seysmorazvedochnykh rabot MOGT 3D, vypolnennykh v predelakh kontraktnoy territorii AO «Mangystaunaygaz» na mestorozhdenii Zhetybay Yuzhnyy PU «Zhetybaymunaygaz» v 2019, 2020 gg. PGS; 2020. Report. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ

Кожалакова Айжан Ашиковна

ORCID [0009-0000-7964-5538](https://orcid.org/0009-0000-7964-5538)

e-mail: a.kozhalakova@kmge.kz.

AUTHOR'S INFO

Aizhan A. Kozhalakova

ORCID [0009-0000-7964-5538](https://orcid.org/0009-0000-7964-5538)

e-mail: a.kozhalakova@kmge.kz.