

УДК 551.435.172; 550.8.056

МРНТИ 38.53.21

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108751>

Получена: 23.05.2024.

Одобрена: 28.01.2025.

Опубликована: 31.03.2025.

Оригинальное исследование

Фациальная изменчивость отложений в юрской продуктивной толще месторождения Бурмаша

Б.Х. Нугманов, Е.В. Алексеева

Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз», г. Актау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. Основой разработки месторождения и обоснования коэффициентов извлечения нефти является точная геологическая модель. Достоверность геологической модели зависит от особенностей строения залежи месторождения. Трудности при построении модели возникают из-за высокой литолого-фациальной изменчивости пород. В статье рассмотрены особенности строения горизонта Ю-IX байосского яруса средней юры нефтяного месторождения Бурмаша с учётом новых данных сейсмики методом общих глубинных точек 3D (далее – МОГТ 3D) и данных бурения скважин.

Цель. Представление новой геологической модели продуктивной залежи месторождения Бурмаша по данным сейсморазведки МОГТ 3D и данным бурения, а также определение условий осадконакопления в период формирования залежи.

Материалы и методы. В научной работе использованы новые данные интерпретации сейсморазведки МОГТ 3D. Были проанализированы срезы атрибутов eXchroma, спектральной декомпозиции, RMS и V_p/V_s в пределах продуктивного горизонта, а также данные бурения всего фонда скважин месторождения.

Результаты. В результате проведённой работы были уточнены границы палеорусловых отложений продуктивного горизонта и определены условия осадконакопления продуктивной залежи. Полученные данные показывают важность применения современных методов геологоразведки для представления достоверной геологической модели.

Заключение. Результаты проведенной работы позволяют более точно представить геологическое строение, оценить запасы углеводородного сырья, а также дают возможность дальнейшего планирования рациональной системы разработки месторождения. Это позволит повысить эффективность добычи, снизить риск вскрытия заглинизированной части разреза, а также размещать точки новых скважин в зонах с улучшенными коллекторскими свойствами.

Ключевые слова: структура, сейсмика, сейсморазведка, горизонт, песчаное «тело», разлом.

Как цитировать:

Нугманов Б.Х., Алексеева Е.В. Фациальная изменчивость отложений в юрской продуктивной толще месторождения Бурмаша // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2025. Том 7, №1. С. 8–18.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108751>.

UDC 551.435.172; 550.8.056

CSCSTI 38.53.21

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108751>

Received: 23.05.2024.

Accepted: 28.01.2025.

Published: 31.03.2025.

Original article

Facies variability of sediments in the Jurassic productive strata of the Burmasha oilfield

Bekbolat Kh. Nugmanov, Yekaterina V. Alexeyeva

Branch of KMG Engineering LLP KazNIPImunaigaz, Aktau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: The foundation for field development and the justification of oil recovery factors relies on a precise geological model. The reliability of this geological model depends on the specific characteristics of the deposit structure. Challenges in constructing the model arise from the significant lithological and facies variability of rocks. This article examines the structural features of the Yu-IX horizon of the Middle Jurassic Bajocian Stage of the Burmasha oilfield, incorporating new seismic data using the 3D common depth point (3D CDP) method and well drilling data.

Aim: Presentation of a new geological model of the productive strata of the Burmasha oilfield based on the 3D CDP and drilling data, and determination of sedimentation conditions during the deposit formation.

Materials and methods: The study applies new data from the interpretation of the 3D CDP seismic survey. It analyzes cross slices of the eXchroma attributes, spectral decomposition (SD), RMC and Vp/Vs within the productive horizon, as well as drilling data from the entire well stock of the field.

Results: The study results in the clarification of the boundaries of paleorubic deposits of the productive horizon and the determination of the sedimentation conditions in the productive strata. The data obtained show the importance of using modern exploration methods to provide a reliable geological model.

Conclusion: The findings of this study provide a more accurate representation of the geological structure, estimate the reserves of hydrocarbon raw materials (hereinafter HRM), and enable further planning of an efficient system for the field development. All this will enhance the efficiency of hydrocarbon production, mitigate the risk of penetrating the clay-rich sections, and enable a strategically positioned new wells in areas with beneficial reservoir properties.

Keywords: *structure; seismics; seismic exploration; horizon; sandy “body”; fault.*

To cite this article:

Nugmanov BK, Alexeyeva YV. Facies variability of sediments in the Jurassic productive strata of the Burmasha oilfield. Kazakhstan journal for oil & gas industry. 2025;7(1):8–18. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108751>.

ӨОЖ 551.435.172; 550.8.056

FTAXP 38.53.21

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108751>

Қабылданды: 23.05.2024.

Мақұлданды: 28.01.2025.

Жарияланды: 31.03.2025.

Түпнұсқа зерттеу

Бурмаша кен орнының өнімді қалыңдығындағы юралық шөгінділердің фациальды өзгергіштігі

Б.Х. Нұғманов, Е.В. Алексеева

ҚМГ Инжиниринг «ҚазНИПИмұнайгаз» филиалы, Ақтау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Кен орнын игерудің және мұнай алу коэффициенттерін негіздеудің бастауы дәл геологиялық модель болып табылады. Геологиялық модельдің сенімділігі кен орнының құрылымының ерекшеліктеріне байланысты. Модельді құрудағы қиындықтар жыныстардың литологиялық-фациальды өзгергіштігінің жоғары болуына байланысты туындайды. Мақалада 3D жалпы тереңдік нүктелерінің әдісімен (бұдан әрі – ЖТНӨ 3D) сеймиканың жаңа деректерін және ұңғымаларды бұрғылау деректерін ескере отырып, Бурмаша мұнай кен орнының орта юрадағы Ю-IX байос деңгейіндегі көкжиек құрылымының ерекшеліктері қарастырылған.

Мақсаты. ЖТНӨ 3D сейсмикалық барлау деректері мен бұрғылау деректері бойынша Бурмаша кен орнының өнімді кен орнының жаңа геологиялық моделін ұсыну, сондай-ақ кен орнын қалыптастыру кезеңінде шөгінділердің жиналу жағдайларын анықтау.

Материалдар мен әдістер. Ғылыми жұмыста ЖТНӨ 3D сейсмикалық барлауды интерпретациялаудың жаңа деректері пайдаланылды. Өнімді горизонт шегінде eXchroma, спектрлік ыдырау, RMS және Vp/Vs атрибуттарының бөлімдері, сондай-ақ кен орнының бүкіл ұңғымалар қорының бұрғылау деректері талданды.

Нәтижелері. Жүргізілген жұмыс нәтижесінде өнімді горизонттың палеоруслды шөгінділерінің шекаралары нақтыланды және өнімді кен орнының шөгу жағдайлары анықталды. Алынған мәліметтер сенімді геологиялық модельді ұсыну үшін заманауи геологиялық барлау әдістерін қолданудың маңыздылығын көрсетеді.

Қорытынды. Жүргізілген жұмыстың нәтижелері геологиялық құрылымды дәлірек көрсетуге, көмірсутек шикізатының қорларын бағалауға мүмкіндік береді, сондай-ақ кен орнын игерудің ұтымды жүйесін одан әрі жоспарлауға мүмкіндік береді. Мұның бәрі өндірістің тиімділігін арттыруға, кесудің сазданған бөлігін ашу қаупін азайтуға, сондай-ақ коллекторлық қасиеттері жақсартылған аймақтарда жаңа ұңғымалардың нүктелерін орналастыруға мүмкіндік береді.

Негізгі сөздер: құрылым, сейсмикалық, сейсмикалық барлау, горизонт, құмды «дене», жарылыс.

Дәйексөз келтіру үшін:

Нұғманов Б.Х., Алексеева Е.В. Бурмаша кен орнының өнімді қалыңдығындағы юралық шөгінділердің фациальды өзгергіштігі // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2025. 7 том, №1. 8–18 б.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108751>.

Введение

Эффективность поиска, разведки, подсчёта или пересчёта запасов углеводородного сырья, а также разработки месторождения во многом определяется точной геологической моделью. В свою очередь, качество построенной геологической модели зависит от геометрии залежи месторождения. Трудности при построении модели возникают из-за высокой литолого-фациальной изменчивости.

В статье представлены особенности строения нефтяного месторождения Бурмаша, расположенного на территории Мангистауской области Казахстана. Бурмаша является одним из небольших месторождений по запасам нефти. Нефтеносность была установлена в 1975 г., когда в разведочной скважине 3 был получен фонтан нефти из горизонта Ю-IX.

Впервые площадь Бурмаша выявлена в 1965 г. по результатам сейсморазведки на площади Южный Карасыз-Таспас способом плоского фронта [1], и отмечено её сложное строение. Позднее в 1993–1994 гг. выполнены детальные сейсморазведочные работы МОГТ на площади Восточный Жетыбай – юг Карамандыбаса, что позволило значительно уточнить строение площади Бурмаша.

Последний пересчёт запасов с представленной геологической моделью был выполнен в 2009 г. В декабре 2019 г. на месторождении были проведены полевые сейсморазведочные работы новым МОГТ 3D площадью 31,2 км² [2].

С целью изучения геологического строения по новым данным сейсмики и бурения был прослежен горизонт Ю-IX, являющийся продуктивным на изучаемой площади.

В пределах горного отвода месторождение вскрыто 22 скважинами, из которых 3 поисковых, 2 разведочных, 1 оценочная и 16 эксплуатационных. В пределах контура нефтеносности залежи продуктивного горизонта (далее – ПГ) насчитывается 19 скважин.

В 1975–1979 гг. керн отобрали по 5 скважинам (1–3, 6 и 7), а после последнего подсчёта запасов из скважин 12, 122 и 123. Результаты по новым данным керна показаны в табл. 1.

По материалам обработки и интерпретации полученных сейсмических данных проводилась корреляция отражающих горизонтов (далее – ОГ), и были построены структурные карты по целевым 8 ОГ в отложениях мезозоя и палеозоя: IIa (подшва альбских отложений), III1 (подшва готерива), III (кровля юрских отложений), IV (сейсмический репер в отложениях оксфорда), Ю-IX (кровля байосский ярус), V1 (подшва юрских отложений) (рис. 1), V3 (репер в низах оленекских отложений триаса), VI (предположительно размытая поверхность палеозойских отложений).

Продуктивным является горизонт Ю-IX. На рис. 1 перепад глубин изучаемого горизонта

составляет от 1000 м в северо-восточной части участка и до 1790 м в северо-западной части. Горизонт имеет унаследованное тектоническое строение с моноклинальным погружением антиклинального поднятия в юго-западном направлении с углом падения пород, в среднем составляющим около 10°.

При сокращении глубины залегания пород в структурном плане происходит постепенное выполаживание горизонта. На севере изученного работами МОГТ 3D участка частично наблюдается надвинутая часть регионального Беке-Башкудукского разлома F1. Севернее были выделены три малоамплитудных (около 5 м) тектонических разрывных нарушения субширотного простирания f_1 , f_2 и f_3 , (рис. 1). Разломы прослеживаются с подошвы юрских отложений, ограничивающих поднятие в исследуемом горизонте с юго-восточного, южного и северного направлений. С юго-востока поднятие осложнено тектоническим нарушением f_1 .

Материалы и методы

Для изучения фациальной изменчивости отложений юрской продуктивной толщины месторождения Бурмаша использовались современные методы геофизического анализа и интерпретации данных, а именно:

1. Сейсморазведка МОГТ 3D. Данные были собраны с помощью высококачественных сейсмических датчиков, обеспечивающих детальную запись отраженных сигналов от различных геологических слоёв.

2. Данные бурения. Важным компонентом исследования стали данные бурения скважин, материалы геофизических исследований скважин (далее – ГИС), исследования кернового материала, которые были собраны за весь период разработки месторождения.

3. Интеграция данных. Для достижения более полной картины фациальной изменчивости все полученные данные были интегрированы в единую геоинформационную систему. Построены карты по кровле коллектора, карты эффективных толщин. Это позволило провести комплексный анализ и сопоставить результаты сейсмической интерпретации с данными бурения, что в свою очередь дало возможность выявить закономерности и тенденции в распределении фаций в юрской продуктивной толще.

4. Статистический анализ. Для обработки полученных данных был применён статистический анализ, который включал корреляционные исследования и кластерный анализ. Были построены корреляционные схемы. Это позволило выделить группы схожих по характеристикам участков и определить ключевые факторы, влияющие на фациальную изменчивость.

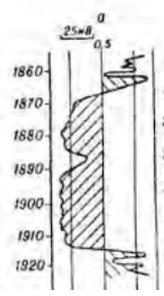
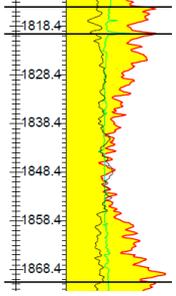
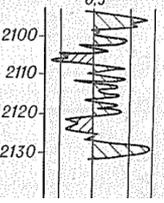
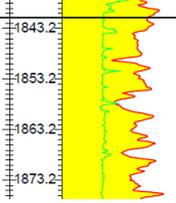
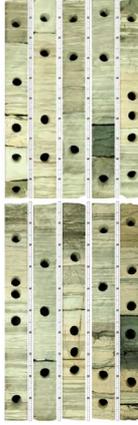
Фациальная характеристика ПГ Ю-IX в пределах участка Бурмаша

Площадь сейсмической съёмки в 4 раза больше самого горного отвода месторождения

Бурмаша, что позволяет достоверно установить геологическое строение залежи и определить характер осадконакопления в период её формирования. В работе был проанализирован срез по атрибуту eXchroma средней части рассматриваемого горизонта, по которому обычно определяются палеоруслы [3].

Удалось установить, что нефтеносность данного горизонта предположительно связана с флювиальным объектом, так называемым песчаным «телом» [4], проходящим через свод структуры, простирающимся далее в юго-восточном направлении и переходящим в возможную часть дельтовой системы.

Таблица 1. Таблица выделенных фаций
Table 1. Table of identified facies

Фация Facies	Субфация Subfacies	Микрофация Microfacies	Электрометрическая модель по В.С. Муромцеву Electrometric model by V.S. Muromtsev	Электрометрическая характеристика Electrometric characteristic	Фото керна Photo of the core	Литологическое описание пород по керну Lithological description of rocks from the core
Аллювиальная / дельтовая равнина (CA) Alluvial/Deltaic plain	Рукавообразные каналы (CA1) Channel deposits	Отложения заброшенного канала (CA1b) Deposits of an abandoned channel				Скважина №123 Глубина 1820–1825 м. Крепкий мелкозернистый песчаник серого цвета, с редкими тонкими глинистыми налётами на плоскости наслоения. Глубина 1825–1835 м. Песчаник среднезернистый, имеются редкие тонкие глинистые налёты на плоскостях наслоения с запахами УВ. Отмечается буроватый оттенок. средней крепости. Well No. 123 Depth 1820–1825 m. Sturdy fine-grained sandstone of grey colour, with rare thin clay deposits on the sheeting plane. Depth 1825–1835 m. Sandstone is medium-grained, with rare thin clay deposits on sheeting planes with HC odours. Brownish tinge is noted. Medium hardness.
	Пойменные / озерные (CA6) Flood plain facies / Lake facies	С преобладанием глин (CA6b) Clays predominant				Скважина №12 Глубина 1836–1856 м. Переслаивание глин и алевролитов. Алевролит песчанистый, серый, с тонкими слоями глинистого и углистого материала. Слоистость прерывистая и горизонтальная. Глины темно-серые, с прослойками серого алевролита с включениями и фрагментами ОРО. Песчаник мелкозернистый, алевролитовый, полимиктовый, серый. Well No. 12 Depth 1836–1856 m. Clay and siltstone interlayering. Siltstone is sandy, of grey color, with thin layers of clayey and carbonaceous material. Layering is discontinuous and horizontal. Clays are dark grey, with interlayers of grey siltstone with the inclusions and fragments of the PRs. Sandstone is fine-grained, silty, polymictic, of grey color.

ОРО / PRs – остатки растительных организмов / plant remains

На рис. 2–3 представлены сопоставление среза по атрибуту eXchroma и карты эффективных толщин продуктивного горизонта, а также скважинных данных в виде корреляционных схем вдоль песчаного «тела» восточного и западного бортов структуры ПГ. На данном срезе атрибута отображаются линейно-вытянутые зоны, относящиеся, возможно, к каналным отложениям флювиального генезиса. Скважины 113 и 108, приведенные на данных рисунках,

при условии относительной близости с позиции местоположения отображают комплексы пород разного типа. Поскольку местоположение скважины 108 обусловлено попаданием на участок с наличием канала, согласно срезам атрибута eXchroma, то и разрез данной скважины отражает ~40-метровое высокопористое песчаное «тело» [4] по отношению к скважине 113, которая в свою очередь не вскрыла породы подобного комплекса в пределах уровня ПГ.

На карте эффективных толщин обозначена область повышенных толщин, относительно выдержанная по ширине, которая уверенно сопоставляется с каналом, выделенным на срезе атрибута.

На корреляционных схемах вдоль песчаного «тела» по линии скважин 103-6-121-108-120-114-7-2 выделяются продуктивные толщины от 20 до 40 м, в то время как в скважинах 112 и 113 пойменной части залежь лишь пласты небольших толщин. На переходной зоне в скважине 122 продуктивные толщины увеличиваются до 15 м, и в скважине 120, вскрывающей песчаное «тело», толщины опять достигают 37 м.

На рис. 4 представлена новая геологическая модель залежи с учётом новых данных сеймики МОГТ 3D и данных бурения новых 5 эксплуатационных (121–125) и одной оценочной (12) скважин в сравнении с ранее утверждённой моделью 2009 г.

В целом по месторождению Бурмаша суммарные геологические запасы нефти по промышленной категории C_1 увеличились, по сравнению с ранее утверждёнными запасами, на 615 тыс. т, или на +20,6%, а по категории C_2 уменьшились на 403 тыс. т, или на 68,9%. Основной причиной роста запасов нефти категории C_1 является увеличение объёмов нефтенасыщенных пород на 5841 тыс. m^3 и увеличение площади на 540 тыс. m^2 .

Изменение площади и объёмов произошло в результате уточнения строения залежи по материалам интерпретации 3D сеймики, переинтерпретации геофизических исследований и за счёт уточнения границы песчаного «тела». Увеличение промышленных запасов нефти произошло в связи с переводом запасов из категории C_2 в категорию C_1 , т.к. ранее категория C_1 присваивалась только по границе песчаного «тела», а восточному и западному участку присваивалась категория C_2 .

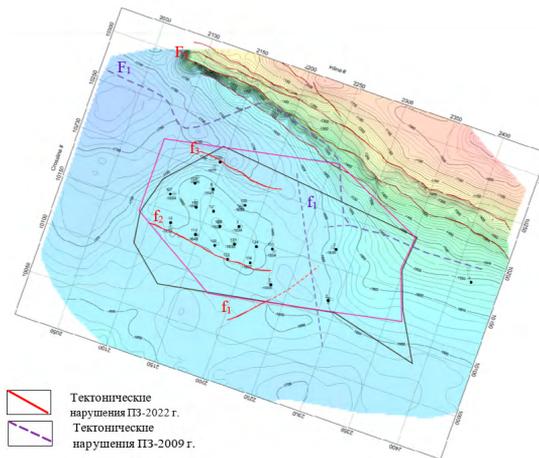
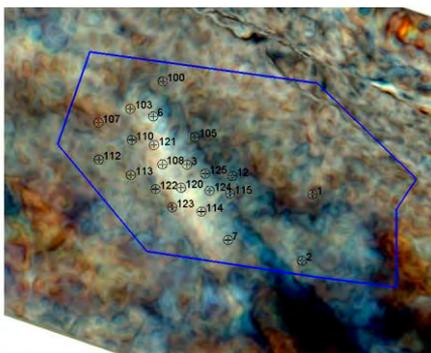
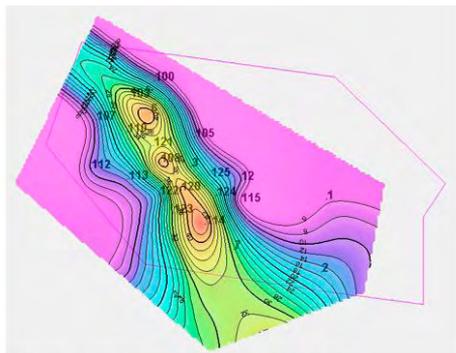


Рисунок 1. Структурная карта по кровле горизонта Ю-IX месторождения Бурмаша
Figure 1. Structural map of the Burmasha deposit Yu-IX horizon top



Срез по атрибуту eXchroma



Карта эффективных толщин

Рисунок 2. Сопоставление eXchroma с картой эффективных толщин месторождения Бурмаша в горизонте Ю-IX
Figure 2 Comparison of eXchroma with the net oil pay map of the Burmasha deposit in the Yu-IX horizon

а) срез по атрибуту eXchroma / eXchroma attribute slice; б) карта эффективных толщин / net oil pay map

Определённые условия осадконакопления при формировании песчаного «тела» позволяют отнести его к дельтовым фациям рукавообразного канала. Как видно из табл. 1, отложения дельтовых протоков обычно сложены песчаниками мелкозернистыми, хорошо отсортированными, что наглядно представлено результатами литологического описания кернового материала скважины 123, в которой преобладает песок. Для скважины 12 свойственно переслаивание глин и алевролитов, что характерно для пойменной фации [5].

Были рассмотрены и другие атрибуты сейсмики для установления условий осадконакопления в период формирования залежи. На рис. 5 приводится сопоставление срезов по атрибутам спектральной декомпозиции (*англ.* Spectral Decomposition, далее – SD), среднеквадратичное значение (*англ.* Root Mean Square, далее – RMS) и отношение скорости продольных волн к скорости поперечных волн (*англ.* P-wave velocity / S-wave velocity, далее – Vp/Vs), интерпретация выполнена с помощью нейронной сети (*англ.* Neural Network, далее – NN) в пределах ПГ.

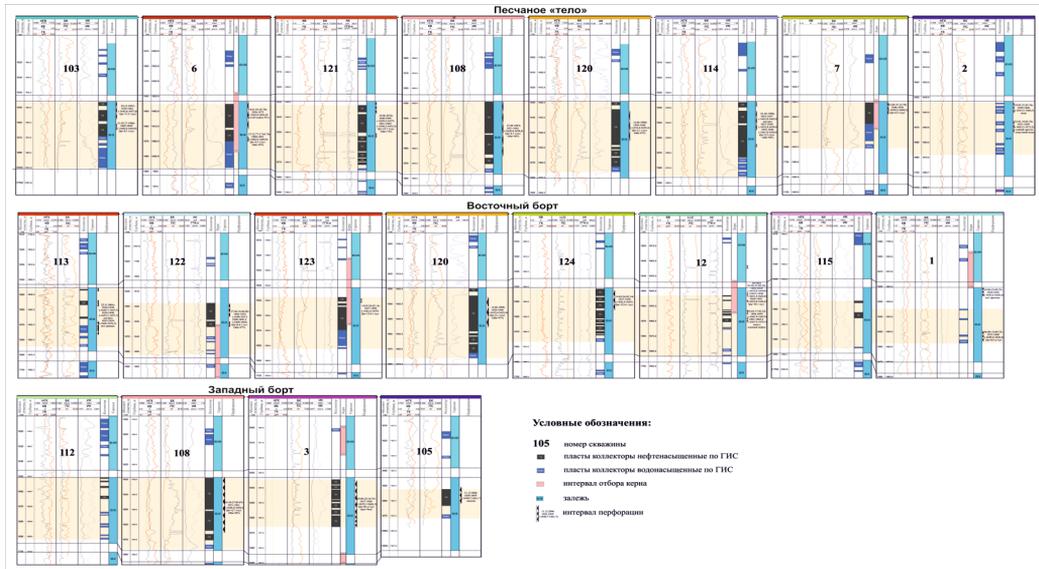


Рисунок 3. Корреляционные схемы месторождения Бурмаша в горизонте Ю-IX
Figure 3. Correlation diagrams of the Burmasha oilfield in the Yu-IX horizon

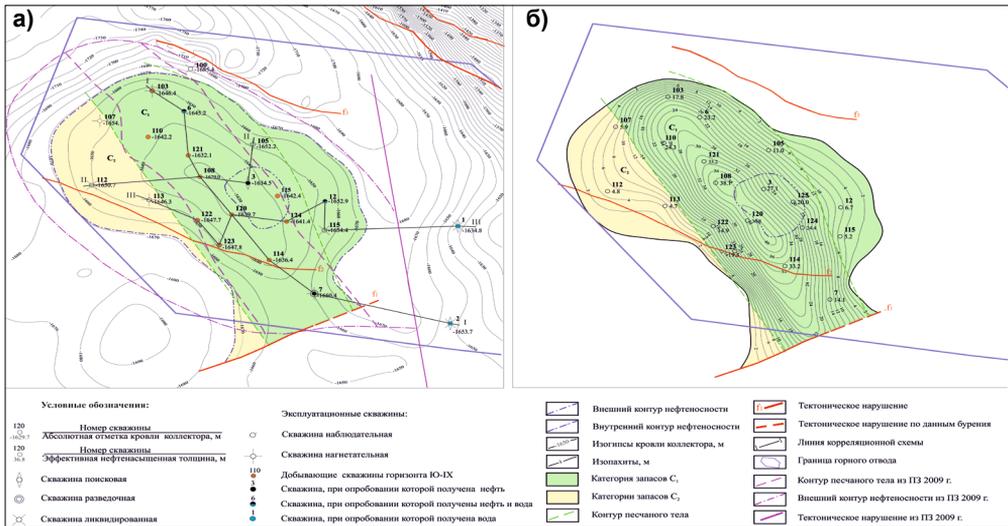


Рисунок 4. Горизонт Ю-IX месторождения Бурмаша
Figure 4. Yu-IX horizon of the Burmasha oilfield

а) структурная карта по кровле / top structure map; б) карта эффективных нефтенасыщенных толщин / net oil pay map

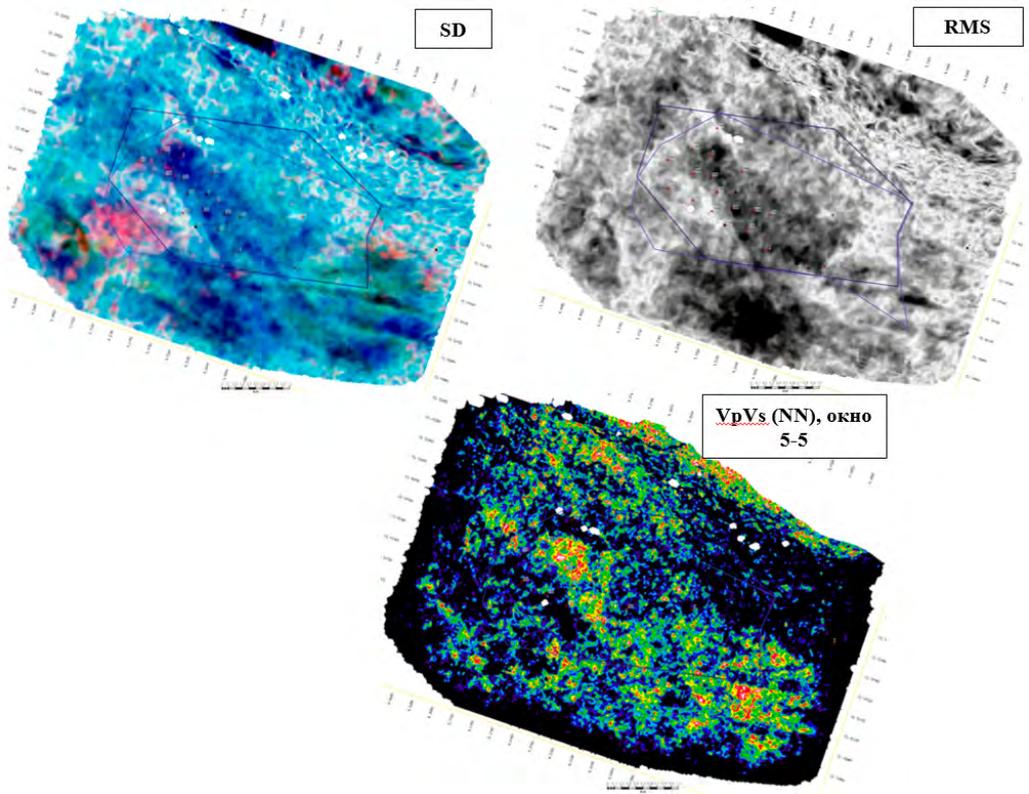


Рисунок 5. ПГ Ю-IX. Сопоставление срезов по атрибутам SD, RMS и VP/Vs (NN)
Figure 5. Pay horizon Yu-IX. Comparison of slices by SD, RMS and VP/Vs attributes (NN)

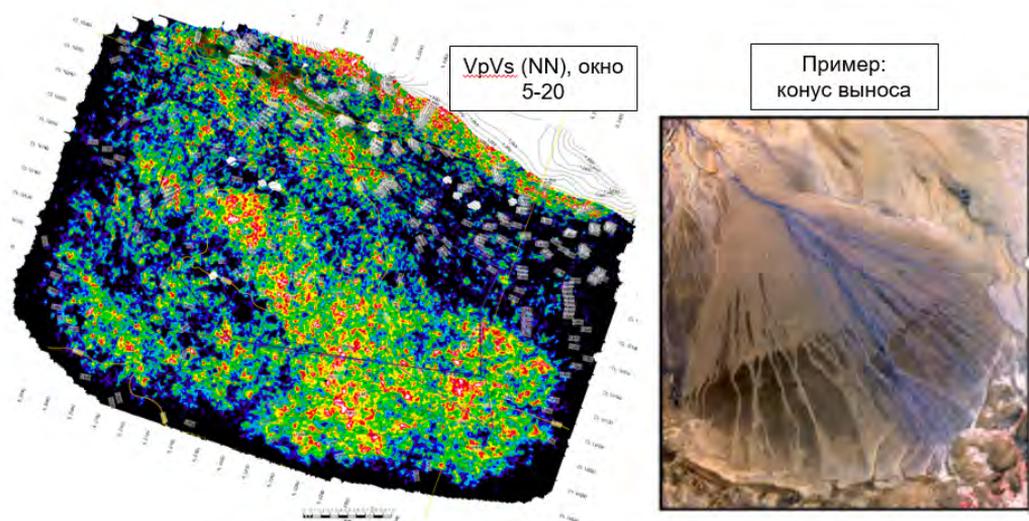
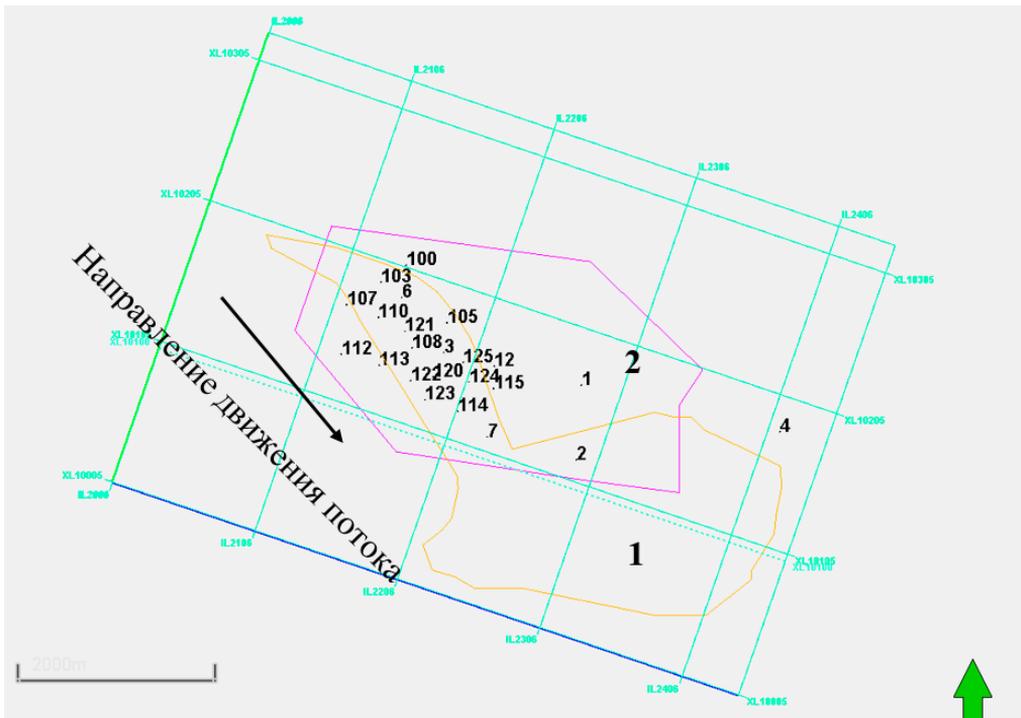


Рисунок 6. Пример интерпретации среза атрибута Vp/Vs (NN) в окне 5–20 мс
Figure 6. Example of interpretation of the Vp/Vs (NN) attribute slice in a 5–20 ms interval



1 – фация флювиального типа
2 – фация прибрежно-морского типа

Рисунок 7. ПГ Ю-IX. Фациальная схема
Figure 7. Pay horizon Yu-IX. Facies diagram

Срезы SD и RMS отображали в пределах участка работ относительно интересную картину. Во-первых, опираясь на геометрические атрибуты, допустимо проследить разветвление сети каналов, что может представлять собой возможную проксимальную часть конуса выноса. Во-вторых, срез по атрибуту V_p/V_s отмечает на данном участке относительно улучшенные, по отношению к окружающему фону осадков, коллекторские свойства.

Рис. 6 приводит интерпретацию среза по атрибуту V_p/V_s по аналогии с формой рельефа, представляющую собой конус выноса.

На формирование флювиальных конусов выноса пород влияет скорость потока. Когда поток достигает предгорной равнины, скорость резко снижается, что приводит к отложению потока осадков в форме веерообразного конуса выноса, при этом вязкая или жидкая сила потока, попадая на равнину, либо немедленно разгружает массив грубых обломков в песчанистую среду (что характерно для вязких селевых потоков), либо разделяется на прямые русловые каналы, по которым дальше распространяется материал различной крупности, приобретая грубую сортировку по пути. «Тёплые» цвета на срезе по атрибуту V_p/V_s говорят о пониженных значениях, что в свою очередь свидетельствует о возможном

изменении углеводородного насыщения либо о возможном изменении коллекторских свойств в пределах рассматриваемого комплекса пород.

Рис. 7 приводит схематичное фациальное деление участка работ согласно описанной выше теории [6].

Обсуждение

Результаты проведенных исследований месторождения Бурмаша позволяют сделать важные выводы относительно геологического строения, особенностей осадконакопления и перспективности дальнейшей разработки. Использование современных методов сейсморазведки МОГТ 3D и анализа данных бурения позволило уточнить структурное и фациальное строение продуктивного горизонта Ю-IX. Рассмотрим основные аспекты и их влияние на интерпретацию полученных данных.

Тектонические и осадочные особенности

Структурный анализ показал, что залежь имеет сложное строение, обусловленное наличием надвинутостей и тектонических нарушений. Это подтверждается картой структурных элементов и срезами по различным сейсмическим атрибутам. Особое внимание

привлекли малоамплитудные разрывные нарушения f_1 , f_2 и f_3 , которые существенно влияют на распределение коллекторских свойств. Их учёт позволяет более точно определить границы залежи и планировать дальнейшее бурение.

Важным аспектом стало уточнение условий осадконакопления. Анализ срезов по атрибутам $eXchngma$, RMS и Vp/Vs позволил установить связь нефтеносности с дельтовыми песчаными телами и каналами флювиального происхождения. Данная интерпретация была подтверждена сопоставлением карт эффективных толщин и данных бурения. Результаты показали, что наиболее перспективные участки расположены в областях, связанных с песчаными каналами, имеющими улучшенные фильтрационно-ёмкостные свойства.

Переоценка запасов

Проведённые работы позволили уточнить геологические запасы нефти в пределах продуктивного горизонта Ю-IX. Увеличение объёмов нефтенасыщенных пород и площади залежи свидетельствует о значительном потенциале месторождения для дальнейшей разработки. Перевод запасов из категории S_2 в S_1 подтверждает эффективность новых методов исследования и их роль в повышении достоверности оценки ресурсов.

Ограничения и перспективы

Несмотря на полученные результаты, остаются вопросы, требующие дальнейшего изучения. Например, не до конца изучена

природа некоторых тектонических нарушений и их влияние на фациальную изменчивость пород. Дополнительные исследования с использованием методов геодинамического моделирования и высокоточного kernового анализа могут предоставить более полное представление о параметрах коллектора. Также перспективным направлением является использование методов компьютерного вычисления для интерпретации сложных данных и прогнозирования свойств коллектора в малопокрытых бурением участках.

Заключение

Данные бурения скважин, а также kernового материала полностью подтверждают результаты интерпретации сейсморазведочных работ МОГТ 3D. По результатам работ бурения и сейсмоки были проанализированы различные атрибуты, протрассированы малоамплитудные нарушения взбросового характера, рассчитаны размеры структуры, уточнено геологическое строение залежи, её генезис и развитие. Эти результаты предоставили возможность более детально определить контур нефтеносности, что является важным шагом для выбора рациональной и эффективной системы разработки месторождения, а также минимизировать риски и увеличить добычу нефти. Комплексный подход, включающий бурение, анализ kernового материала и интерпретацию данных сейсморазведки, обеспечил получение высокоточной геологической модели, которая ляжет в основу дальнейших этапов разработки залежи.

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.

Благодарность. Авторы выражают большую признательность Жупаргалиеву Н.Б. за оказанную помощь и консультации при проведении научной работы.

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом: Нугманов Б.Х. – контроль за выполнением работы, редакция рукописи; Алексеева Е.В. – интерпретация данных исследования, проверка результатов, написание рукописи.

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.

Appreciation. The authors express their great gratitude to Zhupargaliev N.B. for the assistance and advice provided during the scientific work.

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Bekbolat Kh. Nugmanov – supervision of the work, revision of the manuscript; Yekaterina V. Alexeyeva – interpretation of study data, verification of the results, writing the manuscript.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мурзагалиев Д., Батухин В. Отчет о работе сейсмопартии 32-33/64-65, проводившей исследования МОВ (СПФ) в пределах Южного Мангышлака на площадях Жалганой, Туркменой, Северной Жетыбай, Кокумбай в Мангистауском районе Гурьевской области КазССР в 1965 г. Актау: Фонд «МНГР», 1965. 72 с.
2. Отчет о работе сейсмической партии 1/93 «Результаты детальных сейсморазведочных работ МОГТ на площади Восточный Жетыбай – Южного Карамандыбаса в Мангистауском и Каракиянском районах Мангистауского области Республики Казахстан. Актау: АО «Мангистаумунайгеофизика», 1994. 54 с.
3. Кирзелёва О.Я., Кирьянова Т.Н., Фёдорова М.Д., и др. Палеоруслы и палеореки в сейсмических данных (на примере продуктивного пласта Ю3-4 тюменской свиты одного из месторождений Западной Сибири) // Нефть. Газ. Новации. 2021. №4. С. 18–25.
4. Суслов А.А., Вайнерман Б.П. Выделение палеорусл в песчано-глинистых отложениях среднеюрского возраста в программном комплексе «Petrel» // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2019. №6. С. 26–31. doi: [10.32454/0016-7762-2019-6-26-31](https://doi.org/10.32454/0016-7762-2019-6-26-31).
5. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. Ленинград : Недра, 1984. 260 с.
6. Отчет о результатах обработки и интерпретации данных сейсморазведочных работ МОГТ 3D, выполненных в пределах контрактной территории АО «ММГ» на месторождении Бурмаша ПУ «ЖМГ». Актау: ТОО «Профессионал Гео Солоюинс Казахстан», 2020. 56 с.

REFERENCES

1. Murzagaliyev D, Batukhin V. Report on the work of Seismic Party 32-33/64-65, which conducted the MOU research (SPF) within the Southern Mangyshlak on the squares of Zhalgana, Turkmenoy, Northern Zhetymbai, Kokumbai in the Mangistau district of the Guryev region of the Kazakh SSR in 1965. Aktau: Fond «MNGR»; 1965. 72 p. (In Russ).
2. Report on the work of seismic party 1/93 "Results of detailed seismic surveys of the MOGT in the area of Vostochny Zhetymbai – Yuzhny Karamandybas in the Mangistau and Karakiyansky districts of the Mangistau region of the Republic of Kazakhstan. Aktau: Mangistaumunaygeofizika JSC; 1994. 54 p. (In Russ).
3. Kirzeleva OY, Kiryanova TN, Fedorova MD. Paleo-channels and Paleo-rivers in Seismic Data (at the Example of Pay Yu3-4 of the Tyumen Suite at One of the Fields in Western Siberia). *Neft. Gaz. Novatsii*. 2021;4: 18–25. (In Russ).
4. Suslov AA, Vaynerman BP. Allocation of paleochannels in sand-clay sediments of Middle Jurassic age in Petrel Software Complex. *Proceedings of Higher Educational Establishments: Geology and Exploration*. 2019;(6):26–31. doi: [10.32454/0016-7762-2019-6-26-31](https://doi.org/10.32454/0016-7762-2019-6-26-31). (In Russ).
5. Muromtsev VS. *Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel – litologicheskikh lovushek nefti i gaza*. Leningrad: Nedra; 1984. 260 p. (In Russ).
6. Report on the results of processing and interpretation of data from the MOGT 3D seismic surveys performed within the contract territory of MMG JSC at the Burmash PU ZHMG field. Aktau: LLP «Professional Geo Solutions Kazakhstan»; 2020. 56 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Нұғманов Бекболат Хасанұлы

ORCID [0009-0008-4418-3773](https://orcid.org/0009-0008-4418-3773)

e-mail: b.nugmanov@kmge.kz.

***Алексеева Екатерина Васильевна**

ORCID [0009-0007-3754-1264](https://orcid.org/0009-0007-3754-1264)

e-mail: e.alexeyeva@kmge.kz.

AUTHORS' INFO

Bekbolat Kh. Nugmanov

ORCID [0009-0008-4418-3773](https://orcid.org/0009-0008-4418-3773)

e-mail: b.nugmanov@kmge.kz.

***Yekaterina V. Alexeyeva**

ORCID [0009-0007-3754-1264](https://orcid.org/0009-0007-3754-1264)

e-mail: e.alexeyeva@kmge.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author