

**Микроклиноформное строение пласта БТ₁₀ как фактор,
контролирующий формирование газовых залежей
юго-востока Ямало-Ненецкого автономного округа**

**А. Н. Фищенко¹, Р. Р. Шакиров², Ю. В. Михеев^{1*}, С. И. Кулагин¹,
И. А. Михайлов¹, А. А. Сокольникова¹**

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия

²ООО «Кынско-Часельское нефтегаз», г. Тюмень, Россия

*e-mail: YVMikheev2@tnc.rosneft.ru

Аннотация. Микроклиноформная модель шельфовых пластов неокома в последнее время находит все больше сторонников среди геологов-практиков, поскольку позволяет эффективно решать проблемы, возникающие при освоении сложных резервуаров. Согласно современным представлениям, микроклиноформное строение обусловлено интенсивной проградацией дельтовых комплексов в периоды форсированной регрессии.

В статье продемонстрирована эффективность микроклиноформной концепции при построении геологической модели залежи в горизонте БТ₁₀ Западно-Часельского месторождения, находящегося в южной части Русско-Часельского крупного вала на юго-востоке Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО). Микроклиноформное строение объекта было закартировано по кубу второй производной волнового поля, которая более чувствительна к изменению толщин и пористости песчаных пластов. В результате комплексных исследований были построены корреляционные профили и палеогеологическая карта стратиграфического несогласия — кровли пласта БТ₁₀, отражающая микроклиноформное строение объекта. Полученные результаты позволили построить модель газовой залежи и оценить ее запасы.

На Западно-Часельском и соседнем Южно-Русском месторождениях в пластах группы БТ уже открыты залежи углеводородов, что повышает перспективы данного интервала в пределах юго-восточной части ЯНАО. Это ставит задачу более детального его изучения на основе микроклиноформной концепции.

Ключевые слова: микроклиноформная модель; неоком; Западная Сибирь; пласт БТ₁₀; юго-восток Ямало-Ненецкого автономного округа

**Microclinoform structure of the БТ₁₀ horizon as a factor
controlling the formation of gas fields in the southeastern part
of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug**

**Anzhelika N. Fischenko¹, Ravil R. Shakirov², Yuri V. Mikheev^{1*},
Sergey I. Kulagin¹, Ivan A. Mikhailov¹, Anastasia A. Sokolnikova¹**

¹Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, Russia

²Kynsko-Chaselskoe neftegaz LLC, Tyumen, Russia

*e-mail: YVMikheev2@tnc.rosneft.ru

Abstract. The microclinoform model of the Neocomian shelf reservoirs is becoming more and more supported by practicing geologists, since it allows to effectively address the problems arising in the development of complex reservoirs. According to modern concepts, the microclinoform structure is due to the intense progradation of delta complexes during periods of forced regression.

The article demonstrates the effectiveness of the microclinoform concept in building a geological model of an accumulation in BT₁₀ horizon of Zapadno-Chaselsky field, which is located in the southeastern part of the Russko-Chaselsky large swell in the southeast of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug. The microclinoform structure of the target was mapped based on the data volume of the second derivative of the wave field, which is more sensitive to changes in thicknesses, and porosities of sand reservoirs. As a result of comprehensive studies, correlation profiles and a GDE map of stratigraphic unconformity (top of BT₁₀) were built reflecting the microclinoform structure of the target. The results were used to build a model of a gas reservoir and estimate its reserves.

Hydrocarbon discoveries have already been made in the BT group of reservoirs at Zapadno-Chaselsky field and neighboring Yuzhno-Russkoye field that improves the potential of this interval within the southeastern part of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug. This poses the task of its more detailed study based on the microclinoform concept.

Key words: microclinoform model; Neocomian; Western Siberia; BT₁₀ reservoir; the southeast of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug

Введение

Выявление микроклиноформного строения шельфовых продуктивных пластов, по нашему мнению, является одним из самых важных открытий в нефтегазовой геологии неокома Западной Сибири за последние несколько десятилетий. Сама идея родилась еще в ходе разработки макроклиноформной модели объекта. Так, например, в монографии [1] приводится микроклиноформная модель пласта БВ₁₂ Северо-Варьеганского месторождения, датированная 1987 годом. Микроклиноформному строению пласта БС₁₀²⁻³ Тевлинско-Рускинского месторождения посвящены работы Я. Г. Аухатова [2, 3], причем в последней он отмечает, что впервые такая модель была предложена им, а затем принята ТПП «Когалымнефтегаз» в 1995 году.

В статье А. В. Гачегова с соавторами приведены данные по микроклиноформному строению пласта БС₁₀²⁻³ на Северо-Конитлорской и Северо-Кочевской площадях [4].

Весьма значимым в данном направлении можно считать цикл исследований, посвященный микроклиноформному строению пласта БВ₁₀ Самотлорского месторождения [5–7], в котором новая концепция открыла новые возможности трехмерного моделирования шельфовых резервуаров и оптимизации процесса их разработки. В это же время вышла статья С. Н. Варламова и Г. Д. Ухловой [8], посвященная микроклиноформному строению мелководно-морских отложений в центральной части Западно-Сибирской плиты.

В свете современных представлений [9] микроклиноформное строение шельфовых резервуаров прибрежно-морского генезиса можно интерпретировать как результат форсированной регрессии морского бассейна, обусловленный падением относительного уровня моря в районе предшествующей береговой линии.

С одной стороны, стадия форсированной регрессии является закономерным этапом развития бассейна седиментации, поэтому микроклиноформные отложения должны быть распространены достаточно широко. Косвенно об этом можно судить по появлению в последнее время целого ряда публикаций на данную тему. Так, в работе Л. Н. Ивановой с соавторами приведены новые данные по микроклиноформному строению продуктивного горизонта БВ₁₀ одного из крупнейших месторождений Западной Сибири [10]. В статье Ю. В. Ендаловой с соавторами предложена микроклиноформная модель строения валанжина Восточно-Уренгойского месторождения [11]. В статье Н. С. Корочкиной описана микроклиноформная (линзовидная) модель строения пласта БС₈ Верхнесалымского месторождения, закартированы границы приклинивания шельфовых пластов к верхней границе циклита [12]. В публикации Ю. Ю. Бушаевой с соавторами приведена микроклиноформная модель пласта БВ₁₀ одного из нефтегазовых месторождений Западной Сибири, позволившая увязать водонефтяные контакты в разных частях объекта и переоценить запасы углеводородов [13]. В статье А. С. Меледина и В. А. Белкиной [14] предложена микроклиноформная модель пластов БВ₁₀₋₁₁ одного из месторождений Нижневартовского района, внешняя проверка которой подтвердила ее улучшенные прогностические свойства. В работах [15–17], соавтором и автором которых является В. С. Дручин, предложены микроклиноформные модели шельфовых пластов Имилорского месторождения.

С другой стороны, микроклиноформное строение шельфовых пластов неокома Западной Сибири стало предметом глубоких исследований достаточно поздно. Вероятная причина этого — высокие скорости прогибания и седиментации [18], которые, с нашей точки зрения, «затушевывают» проявления форсированной регрессии. Прямые доказательства микроклиноформного строения пластов в скважинах — наличие фациальных несогласий между глинистыми отложениями шельфа и лагун — прибрежной равнины [10], а также результаты детальной корреляции разрезов по сетке эксплуатационных скважин [7]. Обоснованием микроклиноформного строения шельфовых пластов по сейсмическим данным являются взаимоотношения отражений от внутренних неоднородностей пласта и регионального отражения, связанного с трансгрессивной глинистой пачкой, по схеме кровельного прилегания или эрозионного среза. Примеры таких взаимоотношений приведены в работах [8, 10, 12, 17].

Вместе с тем, как отмечено в статье [19], секвенс-стратиграфическая концепция пока не стала общепринятой основой изучения фациально-стратиграфической структуры Западно-Сибирского осадочного бассейна. То же самое можно сказать и об одной из ее составляющих — микроклиноформной модели шельфовых пластов неокома. Поэтому публикация новых данных, иллюстрирующих ее эффективность при решении конкретных поисковых и разведочных задач, является весьма актуальной. Соответственно, цель данной статьи — изложение опыта нефтегазогеологического моделирования шельфового пласта БТ₁₀ на основе микроклиноформной модели на Западно-Часельском месторождении в юго-восточной части Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО).

Объект и методы исследований

Объект исследования — продуктивный пласт БТ₁₀ в юго-восточной части ЯНАО. Стратиграфически пласт относится к отложениям позднего валанжина заполярной свиты. Отложения пласта формировались в условиях шельфовой части клиноформы комплекса пластов БС₈₋₉ (Цимбалюк, Важенина и др., 2021).

Основанием для постановки работ стали результаты строительства поисковой скв. 2П на Западно-Часельском месторождении, контролируемом одноименным локальным поднятием в южной части крупной структуры II порядка — Русско-Часельского крупного вала. По данным интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС), в пласте БТ₁₀ был выявлен новый перспективный объект, при испытании давший приток газа с водой ($Q_{г\text{ сеп.}}$ — 44,26 тыс. м³/сут, $Q_{в}$ — 200,8 м³/сут). Таким образом, в пласте БТ₁₀ была выявлена новая газовая залежь. Перспективы этого объекта ранее не рассматривались, поскольку пласт БТ₁₀ в купольной части Западно-Часельской структуры имеет водяное насыщение по результатам интерпретации (ГИС) в скв. 1П Западно-Часельской, пробуренной севернее на расстоянии четырех километров и вскрывшей пласт выше по абсолютным отметкам на 25 м.

Поскольку разрывных нарушений в описываемой части разреза выявлено не было, полученные результаты бурения потребовали пересмотра ранее принятой фациально-стратиграфической модели пласта БТ₁₀ в исследуемом районе. Для решения этой задачи был пересмотрен весь имеющийся геолого-геофизический материал, включающий в себя:

- результаты сейсморазведочных работ 3D-сейсмопартии (СП) № 39/14-16, которая выполняла в 2015 году полевые сейсмические работы 3D на Западно-Часельской и в 2016 году на Западно-Кынской площадях (Кулагин, Сахипова и др., 2017);
- результаты бурения скважин в пределах Кынско-Часельского лицензионного участка, включая результаты седиментационного анализа имеющегося керна;
- результаты региональных исследований по юго-восточной части ЯНАО (Цимбалюк, Важенина и др., 2021).

Метод исследования — сеймостратиграфический и динамический анализ сейсмических данных, совмещенный с анализом строения пласта по комплексу ГИС и керна в точках скважин и палеогеографическими реконструкциями.

Результаты фациально-стратиграфического моделирования

По результатам детального сеймостратиграфического анализа волнового поля с учетом скважинных данных установлено, что интервал пласта БТ₁₀ на временных разрезах характеризуется микроклиноформным строением. Соответственно, в качестве концептуальной основы исследования была использована микроклиноформная модель — представление шельфовых пластов неокома, основы которой изложены в упомянутых ранее работах.

В соответствии с принятой концепцией на временных разрезах были прослежены:

- отражающий горизонт (ОГ) НБТ₁₀¹, приуроченный к подошве пласта БТ₁₀;

- ОГ НБТ₁₀, приуроченный к подошве, перекрывающей пласт БТ₁₀ маркирующей глинистой пачке;
- ОГ НБТ₁₀⁰⁻¹, приуроченный к кровле микроклиноформы, содержащей газонасыщенный резервуар в скв. 2П.

Толщина изучаемого пласта в пределах площади исследования в среднем составляет 60 м. Это сопоставимо с длиной сейсмической волны, поэтому на стандартном временном разрезе он представлен одной фазой волнового поля. С целью увеличения разрешенности сейсмической записи был рассчитан куб второй производной волнового поля, которая более чувствительна к изменению толщин и пористости песчаных прослоев коллектора. При такой трансформации на временных разрезах более детально выделяются маломощные линзы, зоны выклинивания, замещения, фациальные переходы. Сечение палеокуба второй производной, выровненное на ОГ НБТ₁₀¹, показано на рисунке 1. В результате данного методического приема удалось увеличить разрешенность сейсмической записи и более уверенно проследить целевое отражение НБТ₁₀⁰⁻¹.

Для картирования зоны развития пласта БТ₁₀⁰⁻¹ использовались интегральные динамические параметры, которые вычислялись по амплитуде отраженного сигнала в скользящем временном окне. В эту группу входят средняя амплитуда, суммарные отрицательные или положительные амплитуды. Как правило, наблюдается связь между амплитудами (интенсивностью) отражений и изменением мощности пласта, поэтому эти параметры эффективны при проведении атрибутного анализа.

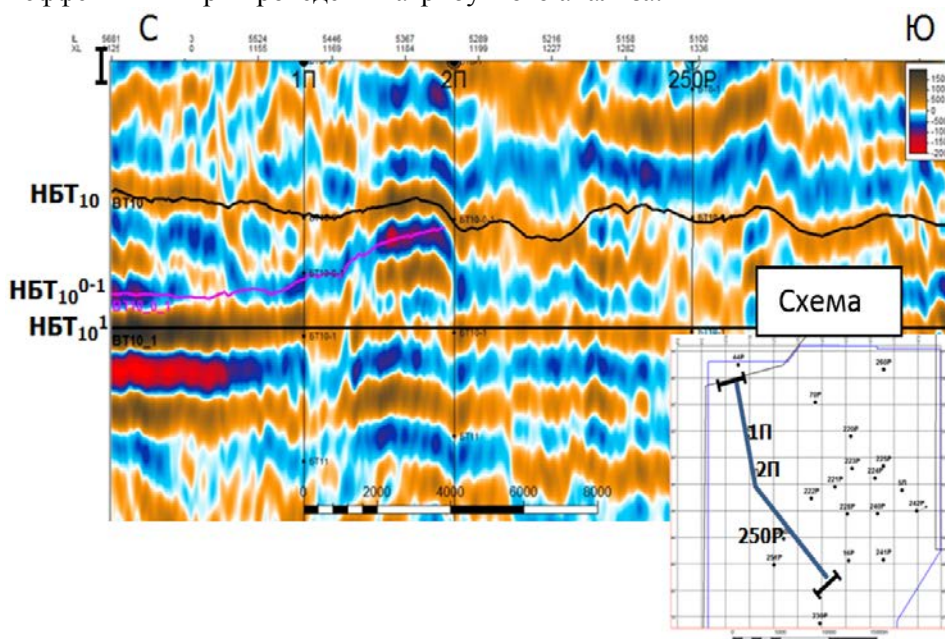


Рис. 1. Пример прослеживания ОГ НБТ₁₀¹, НБТ₁₀⁰⁻¹, НБТ₁₀ на фрагменте сечения палеокуба второй производной волнового поля

Согласно материалам региональной работы в юго-восточной части ЯНАО, исследуемая территория относится к области дельтового осадконакопления (Цимбалюк, Важенина и др., 2021). Поэтому на рисунке 2 приведены:

- принципиальная схема формирования дельтового комплекса, заимствованная из (Allen, Mercier, 1988) и положенная в основу палеогеографических реконструкций объекта;
- временной палеоразрез по линии скважин 251Р, 250Р, 70П, на котором выделена зона хаотичной сейсмической записи в интервале пласта БТ₁₀, предположительно связанная с развитием дельтовых лопастей в пласте БТ₁₀⁰⁻¹;
- карта атрибута «сумма отрицательных амплитуд», рассчитанного в окне прослеживания пласта.

Упомянутая зона хаотичной сейсмической записи, интерпретируемая как дельтовая лопасть, отражается на карте сейсмического атрибута в виде динамических аномалий с низкими значениями (см. рис. 2, красный цвет).

Высокая латеральная неоднородность динамического атрибута указывает на принадлежность отложений к крупному дельтовому комплексу, а полосовидное распределение динамических аномалий дает основание предполагать, что рассматриваемые микроклиноформы сформировались в результате бокового наращивания при продвижении фронта дельты в северном и северо-западном направлении.

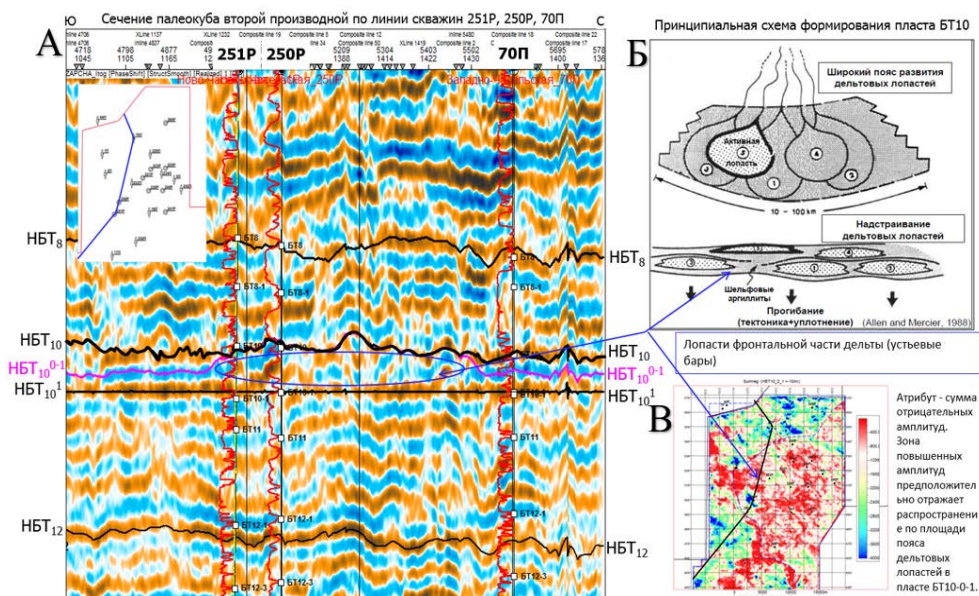


Рис. 2. Картирование зон развития по площади дельтовых лопастей в пласте БТ₁₀⁰⁻¹:
 А — временной палеоразрез по линии скважин 251Р, 250Р, 70П; Б — принципиальная схема формирования дельтового комплекса (Allen, Mercier, 1988); В — карта атрибута «сумма отрицательных амплитуд», рассчитанного в окне прослеживания пласта

На рисунке 3 приведена микроклиноформная модель объекта исследования, построенная на основе описанной выше комплексной интерпретации сейсмических и скважинных данных:

- палеогеологическая схема поверхности стратиграфического несогласия, перекрытой трансгрессивной глинистой пачкой;

- три корреляционных профиля, отображающих микроклиноформные взаимоотношения пластов $БТ_{10}^0$ и $БТ_{10}^{0-1}$;
- фрагмент вертикального сечения куба второй производной волнового поля, иллюстрирующий микроклиноформную структуру исследуемого интервала.

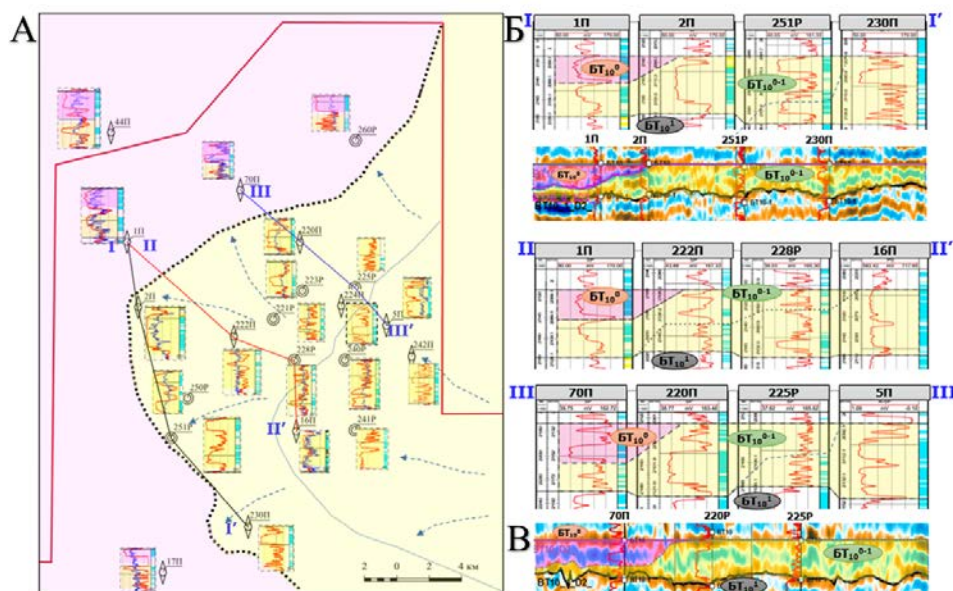


Рис 3. Микроклиноформная модель строения горизонта $БТ_{10}$ в районе исследования:

А — палеогеологическая схема поверхности стратиграфического несогласия, перекрытой трансгрессивной глинистой пачкой; Б — корреляционные профили, отображающие микроклиноформные взаимоотношения пластов $БТ_{10}^0$ и $БТ_{10}^{0-1}$; В — фрагмент вертикального сечения куба второй производной волнового поля, иллюстрирующий микроклиноформную структуру исследуемого интервала

На указанной палеогеологической схеме показана область распространения пласта $БТ_{10}^0$, ограниченная пунктирной границей его выклинивания, и область залегания пласта $БТ_{10}^{0-1}$ непосредственно под глинистой покрышкой. Граница выклинивания пласта $БТ_{10}^0$ проведена на основе комплексирования результатов динамического анализа и корреляции разрезов скважин.

Принятая модель условий осадконакопления согласуется с данными седиментационного описания керна скв. 17П Ново-Часельской, находящейся южнее изучаемой территории на 7 км. По данным описания керна, в интервале пластов $БТ_{11}$ – $БТ_{12}$ выделены распределительные каналы дельтовых отложений.

Результаты построения модели газовой залежи в пласте $НБТ_{10}^{0-1}$

Структурная карта по ОГ $НБТ_{10}^{0-1}$ была построена от ОГ $НБТ_{10}^1$ через интервальную мощность. Интервальная мощность рассчитана по изохорам ($НБТ_{10}^1$ – $НБТ_{10}^{0-1}$) с постоянной скоростью 3 600 м/с, определенной по данным акустического каротажа. В результате в районе скв. 2П закартирована

небольшая структурная ловушка размером 4*2,5 км и амплитудой около 20 м, контролирующая самостоятельную газовую залежь с ГВК -2 098,6 м (рис. 4). На рисунке представлены структурная карта по кровле коллектора, карта эффективных газонасыщенных толщин пласта БТ₁₀⁰⁻¹ и геологический разрез объекта исследования, отображающий его микроклиноформное строение и контролируемую им газонасыщенность.

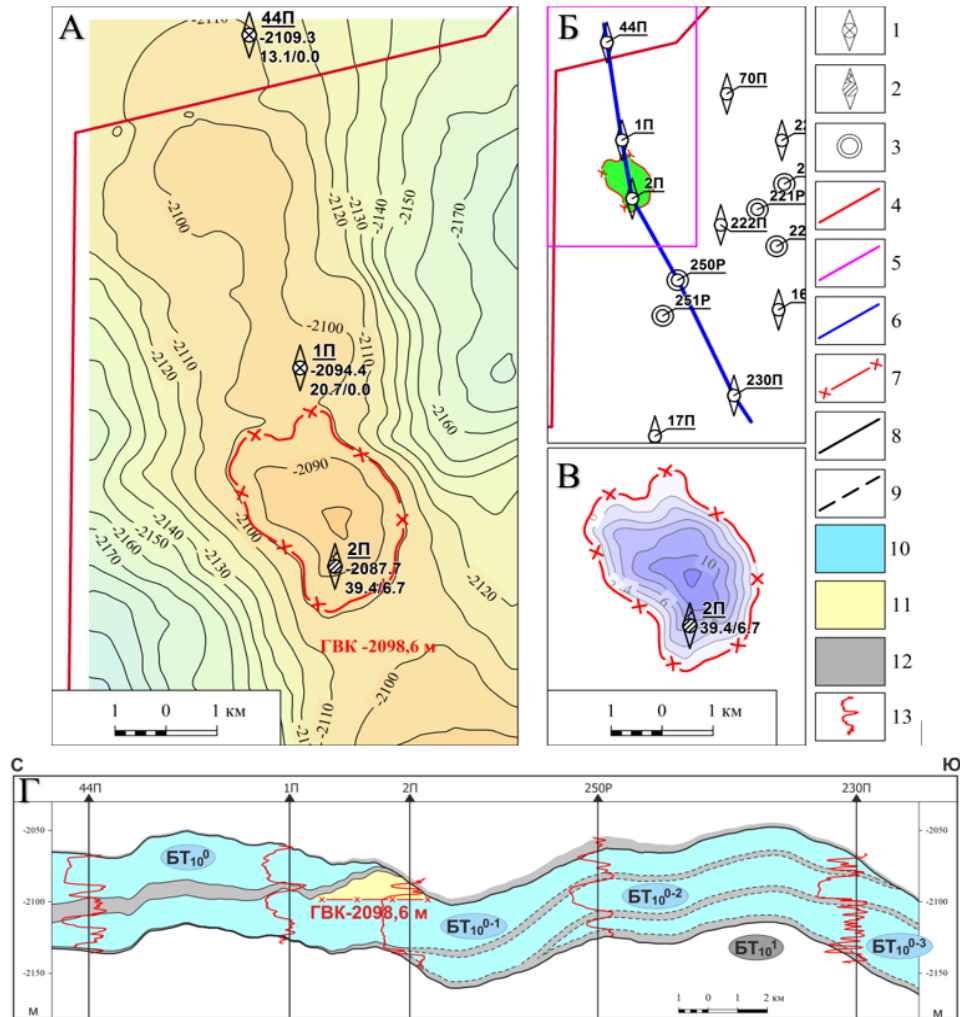


Рис. 4. Геологическая модель газовой залежи в продуктивном пласте БТ₁₀⁰⁻¹ в районе скв. 2П: А — структурная карта по кровле коллектора пласта БТ₁₀⁰⁻¹; Б — линия разреза через газовую залежь; В — карта эффективной газонасыщенной толщины; Г — геологический разрез в интервале пласта БТ₁₀: 1 — поисковая скважина, водоносная по ГИС; 2 — поисковая скважина, давшая приток газа и воды; 3 — разведочная скважина; 4 — границы Кынско-Часельского лицензионного участка; 5 — границы структурной карты по кровле БТ₁₀⁰⁻¹; 6 — линия геологического разреза; 7 — контур газонасыщенности; 8 — стратиграфические границы микроклиноформ пласта БТ₁₀; 9 — предполагаемые стратиграфические границы микроклиноформ пласта БТ₁₀; 10 — песчаные водоносные отложения; 11 — песчаные газонасыщенные отложения; 12 — глинистые отложения; 13 — фрагмент кривой метода ПС

Обсуждение результатов

Согласно современным представлениям, микроклиноформное строение шельфовых резервуаров неокома Западной Сибири можно объяснить с позиции бокового наращивания разреза, происходящего в результате интенсивной проградации дельтовых лопастей в периоды форсированной регрессии.

Микроклиноформная модель шельфовых пластов в последнее время находит все больше сторонников среди геологов-практиков, поскольку позволяет эффективно решать проблемы, возникающие при освоении резервуаров со сложным характером насыщения. Данная концепция становится основой построения геолого-гидродинамических моделей конкретных объектов и принятия эффективных решений по их доразведке и разработке.

В данной статье показано, как применение микроклиноформной концепции дало возможность, во-первых, объяснить противоречивый характер насыщения горизонта БТ₁₀, который до недавнего времени рассматривался как гидродинамически единый резервуар, во-вторых, детализировать внутреннее строение объекта в районе скв. 2П, в-третьих, построить геологическую модель газовой залежи, которая стала основой для подсчета запасов.

Для картирования микроклиноформного строения горизонта БТ₁₀ был рассчитан куб второй производной волнового поля, существенно повысивший разрешенность сейсмической записи. В результате его интерпретации удалось проследить отражение НБТ₁₀⁰⁻¹, связанное с газонасыщенной микроклиноформой.

В результате исследований установлено, что кровля продуктивного горизонта БТ₁₀ в рассматриваемом районе представляет собой поверхность стратиграфического несогласия. Совместная интерпретация результатов сейсмостратиграфического, динамического анализа сейсмических данных совместно со скважинной информацией позволила построить палеогеологическую карту этой поверхности, на которой отображены зоны распространения пластов БТ₁₀⁰ и БТ₁₀⁰⁻¹.

Полученные данные стали основой построения непротиворечивой модели структурной газовой залежи в пласте БТ₁₀⁰⁻¹ и оценки ее запасов.

Практическое значение проведенных исследований не ограничивается Западно-Часельской площадью. Схожее геологическое строение имеет весь перспективный комплекс пластов БТ₈ — БТ₁₂, приуроченный к шельфовой части макроклиноформных комплексов. На Западно-Часельском и соседнем Южно-Русском месторождениях в нем уже открыты залежи углеводородов, что создает предпосылки для более детального изучения данного интервала на основе микроклиноформной концепции.

Выводы

1. Согласно современным представлениям, микроклиноформное строение шельфовых резервуаров неокома Западной Сибири объясняется интенсивной проградацией дельтовых лопастей в периоды форсированной регрессии. Данное явление привело к образованию гидродинамически разобщенных резервуаров в пределах кажущихся едиными крупными песчаных горизонтов.

2. В статье приведен пример успешного применения микроклиноформной модели для объяснения наблюдаемых отношений флюидов в горизонте БТ₁₀ Западно-Часельского месторождения. Полученные результаты стали основой построения модели газовой залежи и оценки ее запасов.

3. На Западно-Часельском и соседнем Южно-Русском месторождениях в пластах группы БТ уже открыты залежи углеводородов, что повышает перспективы данного интервала в пределах юго-восточной части ЯНАО. Это ставит задачу более детального его изучения на основе микроклиноформной концепции.

4. Для картирования микроклиноформного строения пластов группы БТ необходимо применять комплексный подход, включающий детальный анализ сейсмических данных повышенной разрешенности и результатов бурения скважин.

Библиографический список

1. Трушкова, Л. Я. Клиноформы неокома. Уникальный тип нефтегазоносных резервуаров Западной Сибири = Neocomian Clinoforms — unique type of petroleum reservoirs of Western Siberia : монография / Л. Я. Трушкова, В. П. Егошкин, Ф. З. Хафизов ; под редакцией О. М. Прищепа. — Санкт-Петербург : ВНИГРИ, 2011. — 125 с. — (Труды ВНИГРИ). — Текст : непосредственный.

2. Аухатов, Я. Г. Влияние надвиговых движений на характер строения продуктивных пластов Тевлинско-Рускинского месторождения (Среднее Приобье) / Я. Г. Аухатов. — Текст : непосредственный // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов. Академия наук Республики Башкортостан. — 2008. — № 12. — С. 52–53.

3. Аухатов, Я. Г. Микроклиноформная модель строения продуктивного пласта БС₁₀²⁻³ Тевлинско-Рускинского месторождения (Среднее Приобье, Западная Сибирь) / Я. Г. Аухатов. — Текст : непосредственный // Виртуальные и реальные литологические модели. Материалы 10-го Уральского литологического совещания : 75-летию Института геологии и геохимии УрО РАН посвящается (Екатеринбург, 21–22 октября 2014 г.) / Отв. ред. А. В. Маслов. — Екатеринбург : Институт геологии и геохимии им. академика А. Н. Заварицкого УрО РАН, 2014. — С. 22–24.

4. Изучение геологического строения пласта БС₁₀²⁻³ на Северо-Конитлорской и Северо-Кочевской площадях с целью оценки перспектив нефтеносности / А. В. Гачегов, А. А. Потрясов, Т. Ю. Костылева, А. Н. Шайхутдинов. — Текст : непосредственный // Вестник Пермского государственного технического университета. Нефть и газ. — 2004. — Т. 3, № 5. — С. 135–141.

5. Иванов, Д. Н. Механизм построения трехмерной геологической модели клиноформных отложений пласта БВ₁₀ Мыхпайской площади Самотлорского месторождения / Д. Н. Иванов, Ю. В. Михеев. — Текст : непосредственный // Сборник трудов десятой научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО — Югры». — Ханты-Мансийск, 2007 г. — Т. 2. — С. 398–405.

6. Особенности геологического строения локальных клиноформ пласта БВ₁₀¹⁻² Самотлорского месторождения / А. С. Грищенко, Р. Х. Гильманова, Э. Р. Мустаева, С. Л. Рыжов. — Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2009. — № 9. — С. 18–23.

7. Уточнение геологического строения БВ₁₀¹⁻² методом корреляции клиноформ / Э. Р. Мустаева, А. С. Грищенко, С. Л. Рыжов, Р. Р. Яруллин. — Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2010. — № 7. — С. 50–54.

8. Варламов, С. Н. «Микроклиноформная» модель строения мелководно-морских отложений (Центральная часть Западно-Сибирской плиты) / С. Н. Варламов, Г. Д. Ухлова. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2009. – № 9. – С. 13–14.
9. Catuneanu, O. Sequence stratigraphy : methodology and nomenclature / O. Catuneanu, W. E. Galloway, C. G. St. C. Kendall [et al.]. – DOI 10.1127/0078-0421/2011/0011. – Direct text // Newsletters on Stratigraphy. – 2011. – Vol. 44, Issue 3. – P. 173–245.
10. Принципиальная фациальная модель осадочного бассейна клиноформного типа / Л. Н. Иванова, Л. В. Лапина, М. В. Лебедев, Р. Б. Яневиц. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 10. – С. 7–11.
11. Ендалова, Ю. В. Микроклиноформная модель валанжинских отложений Восточно-Уренгойского месторождения / Ю. В. Ендалова, О. С. Малыгина, Н. В. Янкова. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 10. – С. 24–27.
12. Корочкина, Н. С. Особенности построения сейсмогеологической модели шельфового пласта БС₈ Верхнесалымского месторождения / Н. С. Корочкина. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2016. – № 4. – С. 15–21.
13. Уточнение геолого-геофизической концепции строения шельфовых пластов / Ю. Ю. Бушаева, А. С. Прохшин, С. С. Шевелев, С. Г. Паняк. – Текст : непосредственный // Успехи современной науки. – 2017. – Т. 2, № 8. – С. 164–168.
14. Меледин, А. С. Геологическое строение пластов БВ₁₀₋₁₁ по комплексу геолого-промысловых данных / А. С. Меледин, В. А. Белкина. – Текст : непосредственный // Территория Нефтегаз. – 2018. – № 1–2. – С. 32–38.
15. Обоснование геологических моделей залежей Имилорского месторождения / В. С. Дручин, В. Е. Касаткин, С. В., Лагутина [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации) : материалы десятой Международной научно-практической конференции (посвященной 60-летию Тюменского индустриального университета) (24 ноября 2016 г.). – Тюмень, 2016. – Т. 1 : Геология, геофизика. Гидрогеология, геотермия и геокриология. Экология, промышленная безопасность. – С. 96–100.
16. Прослеживание зональных глинистых покрышек в ачимовской толще Имилорского месторождения / В. С. Дручин, Р. Н. Хасанов, В. И. Шаламова, А. С. Осипенко. – Текст : непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 9. – С. 5–10.
17. Дручин, В. С. Уточнение геологического строения неантиклинальных залежей нефти на месторождениях Широтного Приобья на основе концептуальных моделей : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка месторождений» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минеральных наук / Дручин Виталий Сергеевич. – Тюмень, 2019. – 19 с. – Текст : непосредственный.
18. Ершов, С. В. Сиквенс-стратиграфия берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири / С. В. Ершов. – DOI 10.15372/GiG20180711. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2018. – Т. 59, № 7. – С. 1106–1123.
19. Проблемы и методы стратификации (на примере юрско-меловых отложений северо-востока Западной Сибири) / В. А. Балдин, В. П. Игошкин, Н. З. Мунасыпов, И. Н. Низамутдинова. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2020. – № 3. – С. 17–30.

References

1. Trushkova, L. Ya., Egoshkin, V. P., & Hafizov, F. Z. (2011) Neocomian Clinofolds - unique type of petroleum reservoirs of Western Siberia. St. Petersburg, VNIGRI Publ., 125 p. (In Russian).
2. Aukhatov, Ya. G. (2008). Vliyanie nadvigovykh dvizheniy na kharakter stroeniya produktivnykh plastov Tevlinsko-Russkinskogo mestorozhdeniya (Srednee Priob'e). Geology. The bulletin of the department of earth sciences and natural resources of the academy of sciences of the Republic of Bashkortostan, (12), pp. 52-53. (In Russian).

3. Aukhatov, Ya. G. (2014). Mikroklinoformnaya model' stroeniya produktivnogo plasta BS₁₀²⁻³ Tevlinsko-Russkinskogo mestorozhdeniya (Srednee Priob'e, Zapadnaya Sibir'). Virtual'nye i real'nye litologicheskie modeli. Materialy 10-go Ural'skogo litologicheskogo soveshchaniya: 75-letiyu Instituta geologii i geokhimii UrO RAN posvyashchaetsya, Ekaterinburg, October, 21-22, 2014). Ekaterinburg, Institut geologii i geokhimii im. akademika A. N. Zavarickogo UrO RAN Publ., pp. 22-24. (In Russian).
4. Gachegov, A. V., Potryasov, A. A., Kostyleva, T. Yu., & Shaikhutdinov, A. N. (2004). Izuchenie geologicheskogo stroeniya plasta BS₁₀²⁻³ na Severo-Konitlorskoy i Seve-ro-Kochevskoy ploshchadyakh s tsel'yu otsenki perspektiv neftenosnosti. Bulletin of the Perm State Technical University. Oil and gas, 3(5), pp. 135-141. (In Russian).
5. Ivanov, D. N., Mikheev, Yu. V. (2007). The mechanism of constructing a three-dimensional geological model of clinoform deposits of the BV₁₀ formation of the Mykhpayskaya area of the Samotlor deposit. Proceedings of the tenth scientific and practical conference "Ways to realize the oil and gas potential of KhMAO-Yugra". Khanty-Mansiysk, 2, pp. 398-405.
6. Grischenko, A. S., Gilmanova, R. Kh., Mustaeva, E. R., & Ryzhov, S. L. (2009). Geological structure peculiarities of layer BV₁₀¹⁻² local clinoforms of samotlor field. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, (9), pp. 18-23. (In Russian).
7. Mustaeva, E. R., & Grischenko, A. S., Ryzhov, S. L., & Yarullin, R. R. (2010). Specification of geological structure of BV₁₀¹⁻² formation by means of clinoform correlation method. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, (7), pp. 50-54. (In Russian).
8. Varlamov, S. N. & Ukhlova, G. D. (2009). "Microwedge-form" structure model of shallow-sea deposits (Central part of West-Siberian flag). Burenie i nef't', (9), pp. 13-14. (In Russian).
9. Catuneanu, O., Galloway, W. E., Kendall, Ch. G. St. C., Miall, A. D., Posamentier, H. W., Strasser, A., & Tucker, M. E. (2011). Sequence stratigraphy : methodology and nomenclature. Newsletters on Stratigraphy, 44(3), pp. 173-245. (In English). DOI: 10.1127/0078-0421/2011/0011
10. Ivanova, L. N., Lapina, L. V., Lebedev, M. V., & Yanevits, R. B. (2012). Principled facies model of a sedimentary basin of the clinoform type. Oil Industry, (10), pp. 7-11. (In Russian).
11. Endalova, Yu. V., Malygina, O. S., & Yankova, N. V. (2012). Microclinoform model of valanginian deposits in the Vostochno-Urengoiskeye field. Oil Industry, (10), pp. 24-27. (In Russian).
12. Korochkina, N. S. (2016). Specialty of shelf layer BS₈ seismo-geological subsurface model building of Upper-Salym field. Russian Geophysics, (4), pp. 15-21. (In Russian).
13. Bushueva, Yu. Yu., Prohoshin, A. S., Shevelev, S. S., & Panyak, S. G. (2017). Update of the concept of shelf reservoirs geological-geophysical structure. Uspekhi sovremennoy nauki, 2(8), pp.164-168. (In Russian).
14. Meledin, A. S. & Belkina, V. A. (2018). Geological structure of the BV₁₀₋₁₁ horizons by the complex of field-geologic data. Oil and Gas Territory, (1-2), pp. 32-38. (In Russian).
15. Druchin, V. S., Kasatkin, V. E., Lagutina, S. V., Grishkevich, V. F., Gilmanova, N. V. Dolmatova, S. S., & Moskalenko, N. Yu. (2016). Justification of geological models of deposits of the Imilorskoye field. Geologiya i neftegazonosnost' Zapadno-Sibirskogo megabasseyna (opyt, innovatsii): materialy desyatoy Mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii (posvyashchennoy 60-letiyu Tyumenskogo industrial'nogo universiteta), November, 24, 2016. T. 1: Geologiya, geofizika. Hidrogeologiya, geotermiya i geokriologiya. Ekologiya, promyshlennaya bezopasnost'. Tyumen, pp. 96-100. (In Russian).
16. Druchin, V. S. Khasanov, R. N., Shalamova, V. I., & Osipenko, A. S. (2017). Identification of zonal clay cap rocks in Imilor deposit of Achimovsky stratum. Geology, Geophysics and development of oil and gas fields, (9), pp. 5-10. (In Russian).
17. Druchen, V. S. (2019). Utochnenie geologicheskogo stroeniya neantiklinal'nykh zalezhey nef'ti na mestorozhdeniyakh Shirot'nogo Priob'ya na osnove kontseptual'nykh modeley. Avtoref. diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. Tyumen, 19 p. (In Russian).
18. Ershov, S. V. (2018). Sequence stratigraphy of the Berriasian-Lower Aptian deposits of West Siberia. Geology and geophysics, 59(7), pp. 891-904. (In English). DOI: 10.15372/GiG20180711
19. Baldin, V. A., Igoshkin, V. P., Mynasypov, N. Z., & Nizamutdinova, I. N. (2020). Problems and methods of stratification (as exemplified by Jurassic-Cretaceous sediments in northeastern West Siberia), Russian Geophysics, (3), pp. 17-30. (In Russian).

Сведения об авторах

Фищенко Анжелика Николаевна, исполняющая обязанности заместителя генерального директора по геологии и ГРП — начальник управления ГРП Западная Сибирь, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Шакиров Равиль Рамильевич, начальник управления геологического сопровождения проектов, ООО «Кынско-Часельское нефтегаз», г. Тюмень

Михеев Юрий Владимирович, главный менеджер управления ГРП Западная Сибирь, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, e-mail: YVMikheev2@tnc.rosneft.ru

Кулагин Сергей Иванович, менеджер управления ГРП Западная Сибирь, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Михайлов Иван Алексеевич, главный специалист ГРП Западная Сибирь, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Сокольникова Анастасия Алексеевна, начальник отдела по оценке потенциала УВ ГРП Западная Сибирь, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Information about the authors

Anzhelika N. Fischenko, Acting Deputy General Director for Geology and Exploration, Head of West Siberia Exploration Division, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Ravil R. Shakirov, Head of Geological Support Division, Kynsko-Chaselskoe neftegas LLC, Tyumen

Yuri V. Mikheev, General Manager of West Siberia Exploration Division, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen, e-mail: YVMikheev2@tnc.rosneft.ru

Sergey I. Kulagin, Manager of West Siberia Exploration Division, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Ivan A. Mikhailov, Chief Specialist of West Siberia Exploration Division, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen

Anastasia A. Sokolnikova, Team Leader, HC Potential Assessment, West Siberia Exploration Division, Tyumen Petroleum Scientific Center LLC, Tyumen