

Изучение истории формирования Северо-Тамбейского структурного поднятия с использованием данных сейсморазведки 3D

Ю.А. Загоровский

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
e-mail: zagorovskijja@tyuiu.ru

В работе приведены сведения о геолого-геофизической изученности, геологическом строении и запасах газа Тамбейского газоконденсатного месторождения, расположенного на севере полуострова Ямал. Описаны проблемы картирования залежей газоконденсата в меловых и юрских отложениях. Для объяснения причин рекордной многозалежности данного месторождения и неоднородности насыщения массивных резервуаров мелового возраста газом приведены данные палеотектонического анализа, кратко описана методика и перечислены исходные данные. Показаны структурные карты и карты изопахит, показывающие конфигурацию структурных элементов осадочного чехла и фундамента и их эволюцию в юрское и меловое время. Сделаны выводы о том, что отдельные структурные элементы площади работ развивались довольно независимо друг от друга с начала юры и до конца сеномана, и что современную форму и размеры Северо-Тамбейское структурное поднятие приобрело в неоген-квартере. Приведены сведения о газоносности юрского интервала разреза. Молодой возраст Северо-Тамбейского структурного поднятия, уникально высокая плотность размещения на нём газовых и газоконденсатных залежей, неоднородность насыщения массивных резервуаров мелового возраста газом, обширные залежи газоконденсата с аномально высоким пластовым давлением в юрском интервале разреза – все эти факты говорят в пользу гипотезы о том, что Тамбейское газоконденсатное месторождение находится в стадии активного формирования и в настоящее время. Углеводородные газы, поступающие из глубокозалегающих юрских отложений, ещё не успели равномерно распределиться по вышележащим меловым резервуарам.

Ключевые слова: палеотектонический анализ, сейсморазведка, Северо-Тамбейское структурное поднятие, Тамбейское газоконденсатное месторождение, сеноман, аномально высокое пластовое давление, танопчинская свита

Для цитирования: Загоровский Ю.А. (2022). Изучение истории формирования Северо-Тамбейского структурного поднятия с использованием данных сейсморазведки 3D. *Георесурсы*, 24(3), с. 69–76. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.5>

Введение

Тамбейское газоконденсатное месторождение – центр Тамбейского кластера газодобычи, формируемого ПАО «Газпром» на берегу Обской губы в северо-восточной части полуострова Ямал (рис. 1).

Месторождение открыто в 1982 году скважиной № 16 «Главтюменьгеологии». В период с 1980 по 1994 гг. в пределах Северо-Тамбейского структурного поднятия, контролирующего центральную часть Тамбейского месторождения, пробурено 33 поисково-разведочных скважины, открыты и разведаны залежи газа и газоконденсата в 40 пластах песчаников мелового и юрского возраста. По состоянию на 2018 год запасы газа Тамбейского месторождения составили 7,7 триллионов кубометров (Давыдов, 2018). В настоящее время Тамбейское газоконденсатное месторождение является одним из крупнейших в мире по запасам природного газа.

Разрез месторождения типичен для северных и арктических районов Западно-Сибирского осадочного бассейна. Терригенные толщи кайнозойского, мелового и юрского возраста перекрывают комплекс доюрских

горных пород. Какие именно доюрские горные породы залегают на территории Тамбейского месторождения, сказать сложно, так как ни на площади месторождения, ни на севере полуострова Ямал до сих пор нет скважин, вскрывающих подошву юрских отложений. Стратиграфическое расчленение разреза месторождения по данным бурения и сейсморазведки представлено на рис. 2.

До 2011 г. модели залежей газоконденсата базировались на материалах сейсморазведки 2D. В 2009–2011 гг. территория Тамбейского месторождения была покрыта сейсморазведкой 3D (рис. 1). Автор принимал участие в интерпретации 3D сейсморазведочных данных на Северо-Тамбейской площади, выполнял палеотектонический анализ.

Материалы сейсморазведки 3D позволили получить большой прирост геологической информации, детализировать модели залежей углеводородов. Привлекает внимание удивительно резкая изменчивость характера флюидонасыщения пластов песчаников танопчинской свиты аптского возраста (рис. 3, 4). Для построения моделей залежей газоконденсата в этих пластах интерпретатору приходилось проявлять особенную изобретательность. По результатам комплексной интерпретации данных сейсморазведки и бурения в 40 продуктивных пластах было выделено 164 (!) отдельных газовых и газоконденсатных

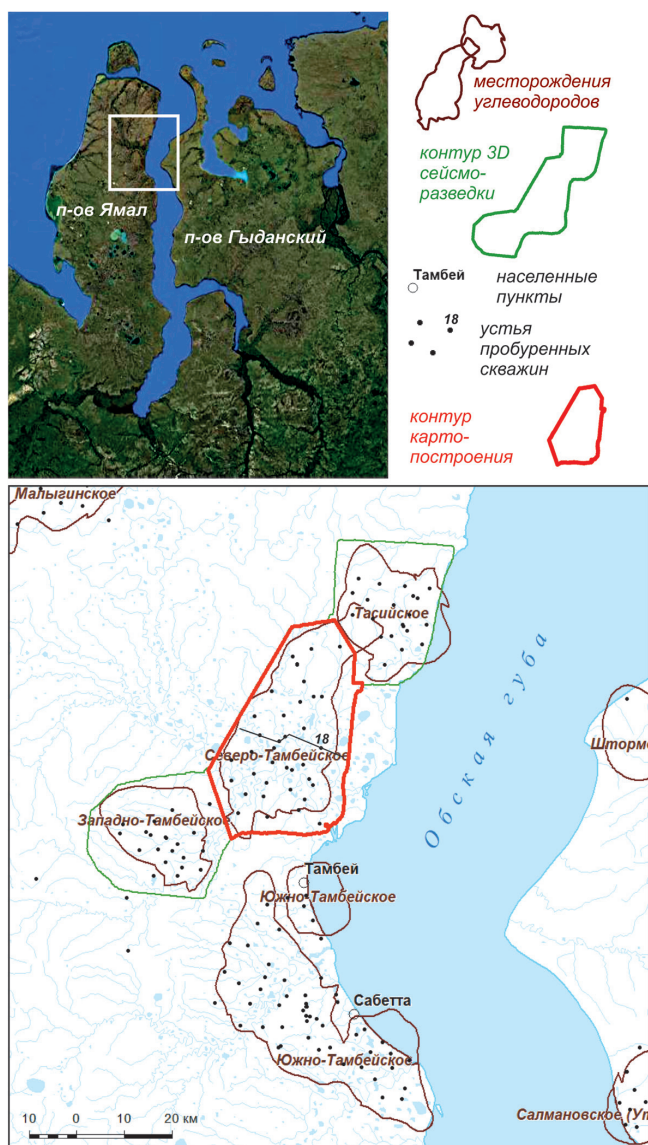


Рис. 1. Географическое положение района работ, изученность его бурением и сейсморазведкой 3D

залежи. Даже среди многопластовых месторождений углеводородов Западно-Сибирского осадочного бассейна это практически рекордное скопление залежей, сосредоточенных в пределах одного структурного поднятия.

Для объяснения причин рекордной многозалежности Тамбейского месторождения и неоднородности насыщения массивных резервуаров мелового возраста газом следует привлечь в том числе и данные палеотектонического анализа.

Методика исследования

Известным методом реконструкции локальных палеотектонических движений является изучение изменения мощности разновозрастных осадочных толщ по площади (метод мощностей).

Практика использования метода мощностей на большом числе примеров показывает, что если оперировать слоями с толщиной не меньше, чем в несколько сотен метров, то в подавляющем числе случаев толщина (мощность) отложений между разновозрастными поверхностями седиментации может приниматься за меру прогибания земной коры с хорошей степенью приближения,

даже без каких-либо поправок на изменение высотного положения поверхности (Белоусов, 1976). Это связано с тем, что большинство осадков, наблюдаемых в геологических разрезах на материках, принадлежит либо к мелководным морским отложениям, образовавшимся на шельфе (на глубине не более 200 м), либо к отложениям прибрежных аллювиальных равнин (где осадки континентальных фаций образуются на высоте не более 100 м над уровнем моря) (Белоусов, 1976). Следовательно, уровень осадкообразования в большинстве случаев менялся мало, и поверхность осадконакопления в общих чертах была субпараллельна общему базису эрозии (поверхности мирового океана). За редкими исключениями, это справедливо для всего осадочного чехла платформ (Белоусов, 1976). Поверхности мощных выдержанных по площади глинистых толщ глубоководно-морского генезиса, маркирующие эпохи глобального повышения уровня мирового океана и наиболее точно показывающие разновозрастные поверхности седиментации, являются наиболее значимыми для палеотектонического анализа. Если принять, что большинство разновозрастных геологических поверхностей при осадконакоплении были субпараллельны базису эрозии и уровню мирового океана, то изменение толщины осадков по площади несёт информацию о тектонических движениях. Уменьшение мощности осадков между первично субгоризонтальными геологическими поверхностями в своде поднятия говорит о его конседиментационном росте, унаследованности. Неизменность или увеличение мощности осадков между первично субгоризонтальными геологическими поверхностями в своде структурного поднятия говорит о постседиментационных тектонических движениях (Наумов и др., 1983) («навешанные» поднятия, «штампованный» тип структур) (рис. 5).

При оперировании мощностями в сотни и тысячи метров метод достаточно надёжно позволяет оценить интегральные характеристики (направление и амплитуду) тектонических движений за период осадконакопления.

Используемые в тексте термины «прогибание» и «воздымание» не несут глобального смысла. Например, описывая образование положительной структуры, мы не соотносим направление локальных движений с региональными (такими как некомпенсированное прогибание Западно-Сибирского бассейна в неокме или воздымание его северной части в олигоцене, сопровождавшееся полным размывом отложений неогена), а подразумеваем только, что относительное воздымание купола локального структурного поднятия происходит за счёт прогибания его крыльев, и, наоборот, крылья прогибаются относительно купола.

Исходные данные

Для реконструкции развития Северо-Тамбейского структурного поднятия в границах съёмки 3D использован анализ достаточно мощных интервалов разреза, так что толщины между использованными горизонтами отражают вертикальные движения структурных элементов, расположенных на площади работ. Все использованные границы приурочены к кровлям и подошвам глинистых толщ, накопленных в условиях относительно глубокого моря, на выровненных ложах древних морей. Поэтому в пределах площади использованные границы можно считать разновозрастными.

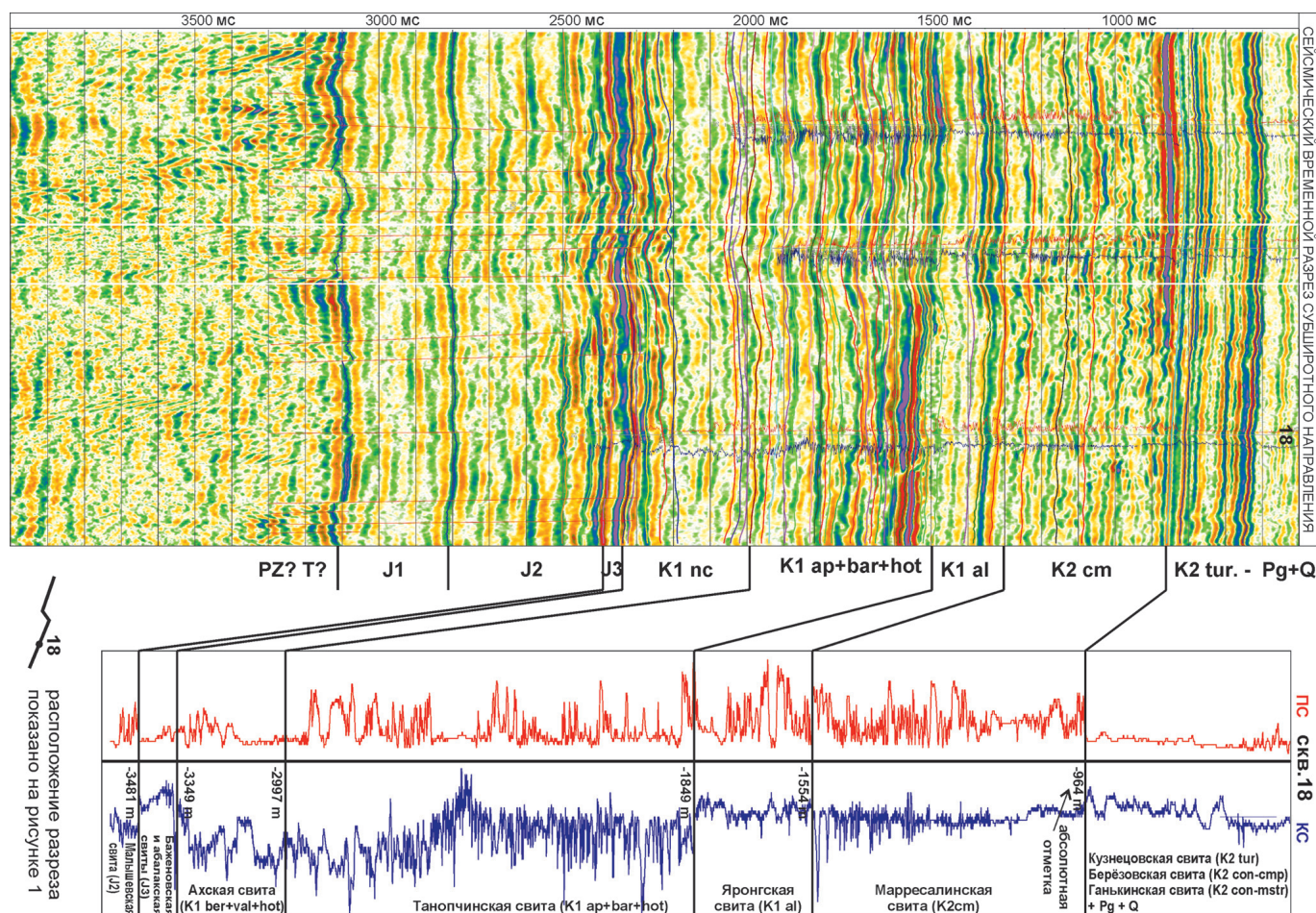


Рис. 2. Геологическое строение площади работ по данным сейсморазведки и бурения

Среди использованных границ (рис. 2) – кровля отложений нижней подсвиты березовской свиты (сантон, коньяк), подошва толщи глин кузнецовской свиты (кровля сеноманских отложений, кровля газоносного пласта ПК1), кровля пласта ХМ2, расположенная ненамного ниже кровли глинистых альбских отложений яронгской свиты и конформная ей, кровля пласта БЯ8 (можно считать примерно конформной кровле готеривских отложений), кровля верхней юры, кровля среднеюрских отложений, кровля тогурской пачки глин тоарского возраста (средняя подсвита джангодской свиты) и поверхность акустического фундамента (доюрского основания).

Структурные карты, использованные для актуализации моделей залежей углеводородов и для тектонического анализа, построены в результате комплексной интерпретации данных сейсморазведки МОГТ 3D и бурения в 2011 году. Для построения структурной карты по кровле сеноманских отложений использованы материалы 32 скважин, по кровле пласта ХМ2 – 33 скважин (одна скважина не картирована в интервале сеномана), по кровле пласта БЯ8 – 26 скважин. Кровлю юрских отложений в пределах Северо-Тамбейского структурного поднятия в 2011 году вскрывала всего лишь одна скважина №18 (рис. 1), она остановлена в среднеюрских отложениях.

Результаты работ

К концу нижнеюрской эпохи значительно расчленённый палеорельеф доюрского основания Западной Сибири стал выровненным участком ложа глубоководного моря,

о чём свидетельствует характерное для Ямало-Гыданской синеклизы Западной Сибири распространение глин тоарского возраста – регионального сейсмогеологического репера (средняя подсвита джангодской свиты, одновозрастна тогурской пачке глин центральных районов бассейна) (Нежданов, 2004). Расположенный в центральной части площади древний выступ доюрского основания (массив трёхгранной формы высотой примерно 100 м (рис. 6а)) оказался целиком погребённым под слоем нижнеюрских отложений и почти не испытывал последующего воздымания (рис. 6б). Зато северная линейно вытянутая цепочка поднятий обнаруживает значительную тектоническую активность на протяжении всего юрского периода. Также продолжают воздымание периферийные участки площади, окаймляющие центр площади работ с юга, о чём свидетельствуют значительные вариации мощности юрских отложений, утоняющихся на приподнятых северных и юго-западных блоках и компенсирующих серию глубоких (60–70 м) вытянутых прогибов (эрозийные долины) центральной и западной частей площади. Возможно предположить, что прогибы были заполнены грубообломочным материалом, поступавшим с размываемых приподнятых участков на востоке, и в них в нижнеюрскую эпоху были сформированы толщи грубообломочных отложений (конгломераты, гравелиты, брекчии).

К началу келловей территория севера Западной Сибири представляла из себя дно мелководного бассейна, о чём свидетельствует распространение мористых отложений малышевской свиты большехетской серии (бат-келловей).

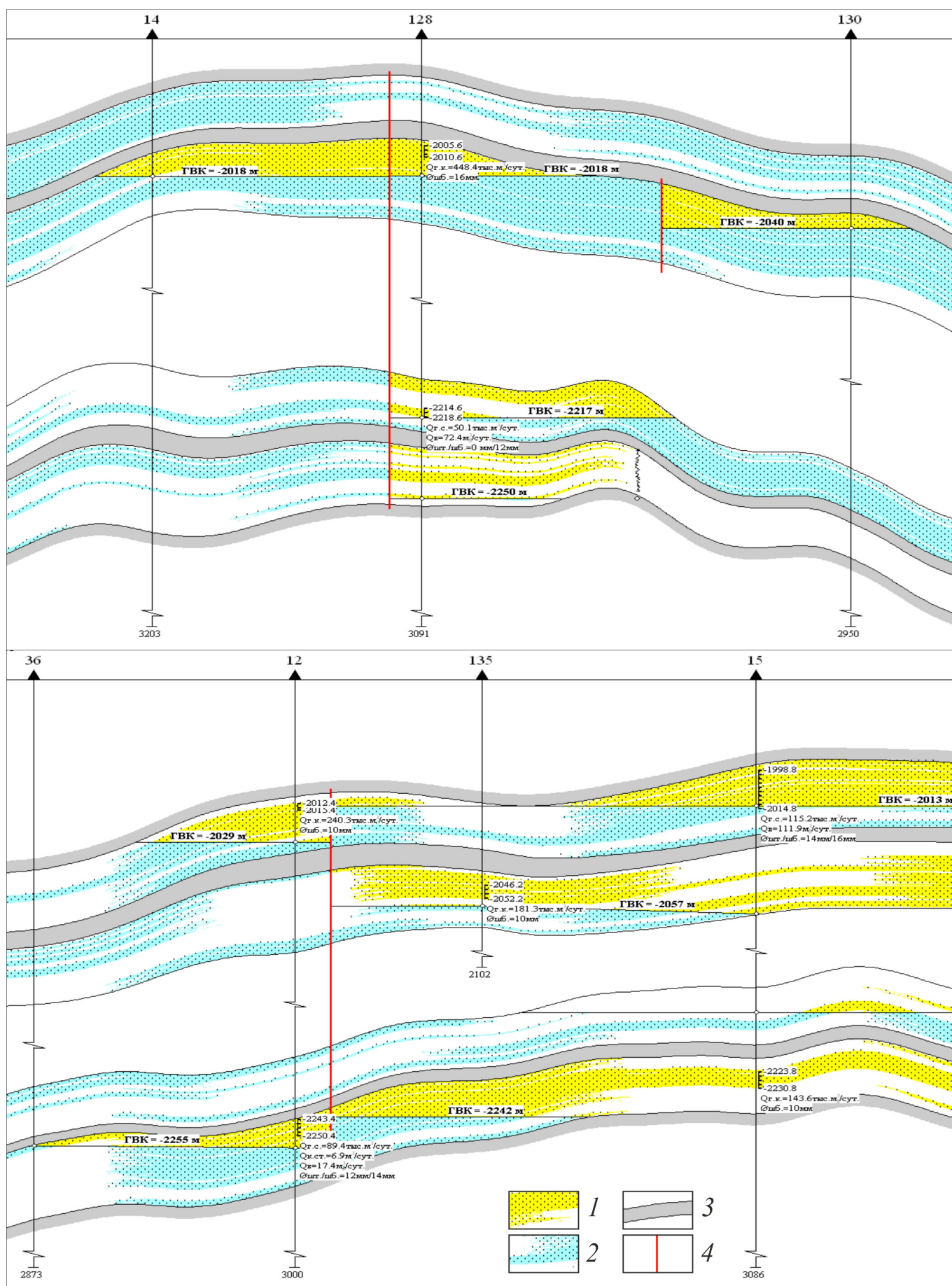


Рис. 3. К особенностям строения залежей газоконденсата в пластах песчаников танопчинской свиты (апт) на Северо-Тамбейской площади (по материалам ООО «ТюменНИИгипрогаз»). 1 – газонасыщенный коллектор, 2 – водонасыщенный коллектор, 3 – глина, 4 – разломы)

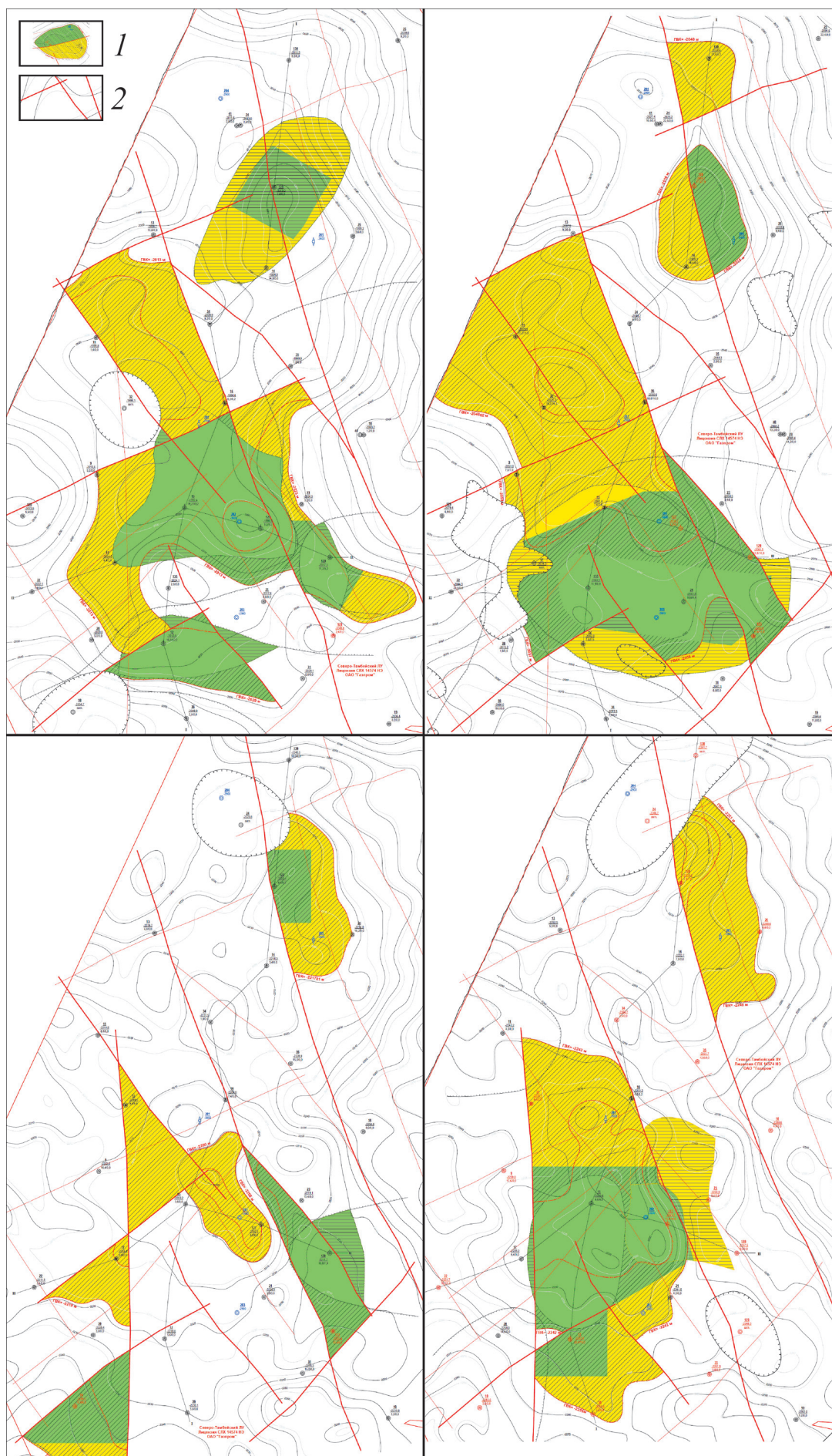


Рис. 4. Модели залежей газоконденсата в пластах танопчинской свиты (апт) Северо-Тамбейского месторождения (по материалам ООО «ТюменьНИИГипрогаз»). 1 – залежи газоконденсата, 2 – разломы

В позднеюрскую эпоху уровень мирового океана значительно повысился (Наг et al., 1987; Нежданов, 2004), на обширной территории современной Западной Сибири образовался внутриконтинентальный бассейн – море, где накапливались толщи глин абалакской и баженовской свит.

На протяжении неокома образовавшийся в поздней юре морской бассейн заполняется осадочным материалом. К концу готерива на площади работ глубоководная впадина баженовского моря была засыпана, уровень моря значительно понизился, территория могла периодически осушаться, на что указывает наличие в барремских пластах нижней части танопчинской свиты прослоев углей.

К концу готерива структурный план территории претерпел значительные изменения (рис. 6б). Северный линейно вытянутый купол древнего заложения сохранился, однако значительно изменил свою форму, разделившись на серию разбросанных изометричных поднятий, а в центральной части территории появился небольшой по площади, но не менее амплитудный, чем северные поднятия, куполок (рис. 6б), совпадающий с центром южного купола современного структурного поднятия (рис. 6в).

Поздне меловая эпоха отличается низким уровнем тектонической активности. Значительная мощность сеноманских отложений весьма выдержана по площади (690–730 м), что свидетельствует о компенсации готеривских прогибов и поднятий субконтинентальными отложениями танопчинской свиты в барреме-апте (рис. 6г). Перекрывающая танопчинские пласты пачка глин альбского возраста (яронгская свита) практически субпараллельна кровле отложений сеномана и слегка (до 20 м) приподнята к центру северного купола, что означает его рост на протяжении сеномана. К концу мелового периода изогипсы кровли сеномана раскрываются на юг (рис. 6д), очаг активного воздымания формируется на территории Западно-Тамбейского участка.

Современную форму Северо-Тамбейское структурное поднятие приобрело в результате восходящих постмеловых движений, коренным образом изменивших

верхнемеловой структурный план площади. На региональный масштаб воздымания указывает полное отсутствие в разрезе севера Западной Сибири неогеновых осадков, сохранившихся в южных частях бассейна (Рудкевич, 1974). Для разреза Северо-Тамбейского месторождения характерны выполаживание снизу вверх и генерализация двухкупольной структуры юрских и меловых поверхностей седиментации таким образом, что современная кровля сеномана имеет вид единой замкнутой структуры с амплитудой в 45–50 м (рис. 6е). Для северо-западной части площади характерна инверсия структурного плана: под сводом поднятия поверхности отложений сеномана расположен прогиб фундамента (рис. 6в, 6е).

По результатам палеотектонического анализа можно сделать вывод, что современный структурный план Северо-Тамбейского поднятия сформирован на неотектоническом этапе. Существовавшие ранее на площади работ локальные структурные поднятия имели гораздо меньшие размеры и подвергались значительным деформациям на протяжении всей истории формирования осадочного чехла.

Выводы

В результате проведения палеотектонического анализа с использованием данных сейсморазведки 3D показано, что Северо-Тамбейское структурное поднятие образовалось на неотектоническом этапе.

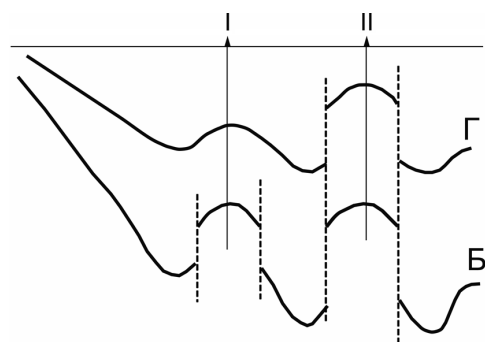


Рис. 5. Принципиальная схема, показывающая связь распределения осадочных горных пород между первично субгоризонтальными геологическими поверхностями с историей развития локальных структурных поднятий: унаследованного (поднятие I) и штампованного (поднятие II)

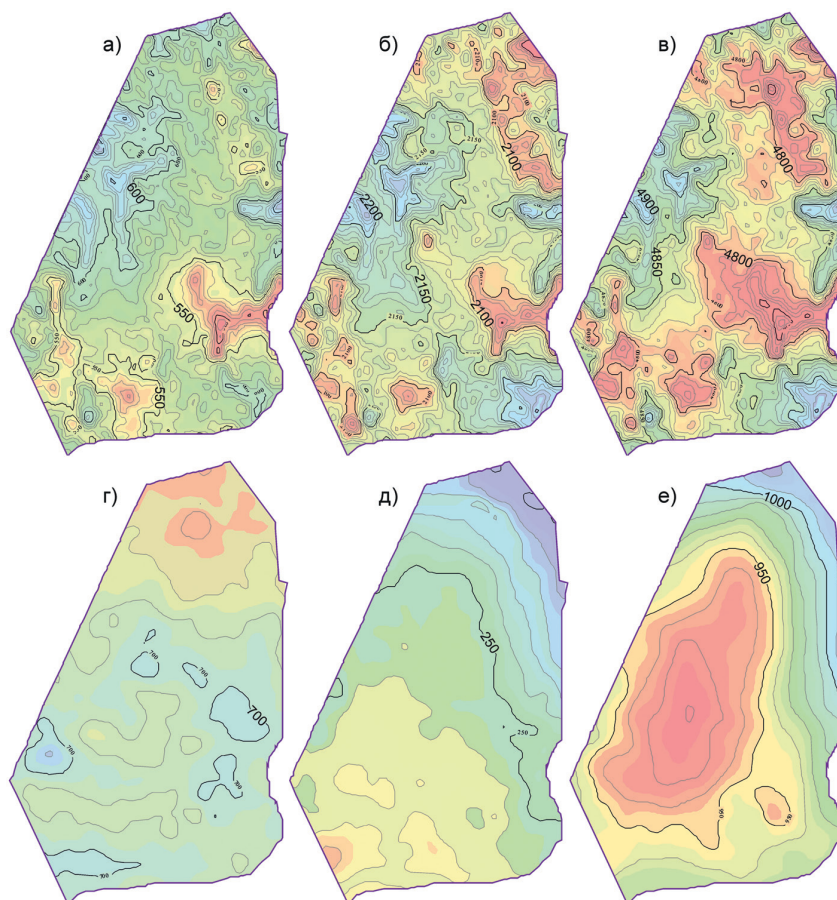


Рис. 6. Морфология поверхности доюрского основания в конце тоара (а), в конце готерива (б), в настоящее время (в); мощность сеноманских отложений (г); изогипсы кровли сеномана в конце мелового периода (д); изогипсы кровли сеномана в современное время (е)

Результаты бурения ряда разведочных скважин в 2012–2015 гг. позволили в целом положительно оценить достоверность прогнозных структурных карт, построенных в 2011 году. Максимальная ошибка в определении глубины кровли среднеюрских отложений составила около 30 м.

Испытание объектов в средне- и нижнеюрских отложениях Тамбейской группы привело к открытию в них газоконденсатных залежей с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) на Тасийском, Северо-Тамбейском и Западно-Тамбейском поднятиях (Нежданов и др., 2016; Митрофанов и др., 2016). Коэффициент аномальности (K_a) пластового давления в пласте Ю₂ на Западно- и Северо-Тамбейской площадях достиг значений 1,74–2,10, что значительно выше, чем было определено по результатам бурения и испытания двух скважин в советский период (1,60–1,69). На Западно-Тамбейском месторождении впервые на севере полуострова Ямал из отложений ачимовской толщи получен приток газоконденсатной смеси. На Тасийском месторождении впервые на севере полуострова Ямал вскрыта кровельная часть нижнеюрских отложений, получены притоки газоконденсата из средне- и нижнеюрских отложений, в том числе высокодебитные. Значения K_a пластового давления составили 1,59–1,85.

Изначально Тамбейское месторождение было разделено на Северо-Тамбейское, Западно-Тамбейское и Тасийское месторождения, приуроченные к одноименным локальным структурным поднятиям. По результатам актуализации модели месторождения в 2017 году установлено единство залежей газоконденсата в среднеюрских отложениях на всех трёх поднятиях (Давыдов, 2018).

Высокую неоднородность характера насыщения и газонасыщенности пластов-коллекторов Тамбейского месторождения возможно объяснить реально существующими разломными нарушениями, сформировавшими литолого-тектонические экраны (которыми традиционно разделяются скважины с разным характером насыщения в одном и том же пласте). Однако, во-первых, в меловой части разреза Северо-Тамбейского поднятия отсутствуют крупные смещения пластов по плоскостям разломов, все разломы малоамплитудные. Во-вторых, следует помнить, что разлом, обусловленный тектоническими движениями, – это в первую очередь зона дезинтеграции горных пород, ослабления горного давления. С образованием разломов и тектоническими движениями всегда связаны и процессы вертикальной миграции пластовых флюидов, в первую очередь – газообразных. Представляется наиболее вероятным, что сложное строение залежей месторождений Тамбейской группы следует объяснять тем, что они находятся в стадии активного формирования, и поступающий из юрских пластов газ (находящийся в них под аномально высоким пластовым давлением) просто не успел распределиться по вышележащим меловым резервуарам (Нежданов, Смирнов, 2021).

Похожие процессы, скорее всего, определяют и строение газовых и газоконденсатных залежей Южно-Тамбейского и Утреннего (Салмановского) месторождений, по неоднородности газонасыщенности пластов почти не уступающих Тамбейскому (Кузнецов и др., 2013). Вероятно, что залежи газоконденсата с АВПД

1,6–2,0 в средне- и нижнеюрских отложениях на Южно-Тамбейском и Утреннем (Салмановском) месторождениях так же присутствуют и будут открыты.

Определять границы зон насыщения можно с учётом капиллярных экранов (Большаков, Неёлова, 2021), обусловленных вариациями фракционного состава и коллекторских свойств неоднородных мелководно-морских и континентальных отложений танопчинской свиты. Разработка методики картирования таких экранов и признание результатов её применения Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых Российской Федерации представляется автору особенно актуальной.

Благодарности/Финансирование

Автор благодарен А.А. Сподобаеву, выполнявшему интерпретацию данных сейсморазведки МОГТ 3D по Северо-Тамбейской площади и научившего автора работать с сейсморазведочными данными. Автор безмерно благодарен А.А. Нежданову, своему научному руководителю, за все научные идеи, которые автор от него усвоил.

Статья подготовлена в рамках реализации государственного задания в сфере науки на выполнение научных проектов, выполняемых коллективами научных лабораторий образовательных организаций высшего образования, подведомственных Минобрнауки России по проекту: «Технологии добычи низконапорного газа сеноманского продуктивного комплекса» (№ FEWN-2020-0013, 2020–2023 гг.).

Литература

- Белосов В.В. (1976). Основные вопросы геотектоники. М: Государственное научно-техническое издательство литературы по геологии и охране недр, 608 с.
- Большаков Ю.Я., Неёлова Е.Ю. (2021). О нетрадиционных явлениях в нефтегазовой геологии и их изучении. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 357(9), с. 65–68. DOI: 10.33285/2413-5011-2021-9(357)-65-68.
- Давыдов А.В. (2018). Новые горизонты. *Журнал «Газпром»*, 4, с. 11–15.
- Кузнецов Г.С., Ровнин Д.В., Селиванова Е.Е. (2013). О коэффициентах газонасыщенности пласта ПК Южно-Тамбейского месторождения. *Горные ведомости*, 5, с. 52–56.
- Митрофанов А.Д., Коробейников А.А., Мязин О.Г., Гиниятуллин Н.С., Чуйков С.Н., Хабибуллин Д.Я. (2016). Пути наращивания газового потенциала п-ова Ямал. *Геология нефти и газа*, 2, с. 18–23.
- Наумов А.Л., Онищук Т.М., Дядюк Н.П., Ивашенко А.Е., Киргинцева Г.А., Романенков В.А. (1983). Региональные тектонические перестройки и газонасыщенность Западной Сибири. *Геотектоника*, 5, с. 67–73.
- Нежданов А.А. (2004). Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования неантиклинальных ловушек и залежей УВ. *Дис. доктора геол.-мин. наук*. Тюмень, 453 с.
- Нежданов А.А., Ахмедсафин С.К., Рыбальченко В.В., Меркулов А.В., Жаринов М.Г., Варягов С.А., Горбунов С.А., Огибенин В.В., Сподобаев А.А., Загоровский Ю.А. (2016). Перспективы и технологии поисков и разведки залежей углеводородов в ачимовских и юрских отложениях Ямало-Ненецкого автономного округа. *Геология нефти и газа*, 2, с. 11–17.
- Нежданов А.А., Смирнов А.С. (2021). Флюидодинамическая интерпретация сейсморазведочных данных: учебное пособие. Тюмень: ТИУ, 286 с.
- Рудкевич М.Я. Палеотектонические критерии нефтегазоносности (1974). М: Недра, 184 с.
- Haq B.U., Hardenbol J., Vail P.R. (1987). Chronology of Fluctuating Sea Levels Since the Triassic. *Science*, 235(4793), pp. 1156–1167. DOI: 10.1126/science.235.4793.1156

Сведения об авторе

Юрий Алексеевич Загоровский – канд. геол.-мин. наук,
доцент кафедры прикладной геофизики, Тюменский ин-
дустриальный университет
Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского, д. 56

Статья поступила в редакцию 17.05.2022;

Принята к публикации 20.07.2022;

Опубликована 30.09.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

The North Tambey uplift history study using 3D seismic data

Yu. A. Zagorovsky

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russian Federation
e-mail: zagorovskijja@tyuiu.ru

Abstract. Paper shows the information about the geological and geophysical exploration of Tambeyskoye natural gas field located in the north of the Yamal Peninsula. The problems with mapping of natural gas deposits in Cretaceous and Jurassic formations are described. The results of formation thickness analysis are presented in order to explain the reasons for the unprecedented concentration of separate natural gas accumulations and the heterogeneous saturation of massive reservoirs in Cretaceous formations. The method of paleotectonic analysis is briefly described, the initial data are reported. Structural and isopach maps are presented. Structural elements and their evolution in Jurassic and Cretaceous time are presented. It was concluded that different structural elements of the work area transformed quite independently until the end of Cenomanian. The modern shape of North Tambey uplift was forming during the Neogene to Quarter age. Natural gas bearing reservoirs in Jurassic formation with the overpressure were reported. The young age of the North Tambey uplift, the unprecedented concentration of separate natural gas accumulations, the and the heterogeneous saturation of massive reservoirs in Cretaceous formations, overpressure in Jurassic formation – all these facts show that the Tambeyskoye natural gas field is under active gas accumulation. Hydrocarbon gases coming from deep Jurassic formations and it was not enough time for gas accumulations to be distributed over the reservoirs of Cretaceous.

Keywords: formation thickness analysis, seismic data, North Tambey uplift, Tambeyskoye natural gas field, Cenomanian, overpressure, Tanopchinskaya formation

Acknowledgements

The author is grateful to A.A. Spodobaev, who interpreted the 3D seismic data of the North Tambeyskaya area and taught the author how to work with seismic data. The author is immensely grateful to authors thesis adviser A.A. Nezhdanov for all the ideas that the author learned from him.

The article was prepared within the framework of the state assignment in the field of science for scientific projects carried out by teams of research laboratories of educational institutions of higher education subordinated to the Ministry of Education and Science of Russia under the project “Technologies of low-pressure gas production of the Cenomanian productive complex” (No. FEWN-2020-0013, 2020-2023).

Recommended citation: Zagorovsky Yu.A. (2022). The North Tambey uplift history study using 3D seismic data. *Georesursy = Georesources*, 24(3), pp. 69–76. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.3.5>

References

- Belousov V.V. (1976). The main issues of geotectonics. Moscow: Gosudarstvennoe nauchno-tekhnicheskoe izdatel'stvo literatury po geologii i okhrane nedr, 608 p. (In Russ.)
- Bolshakov Yu. Ya., Neyolova E. Yu. (2021). Unconventional phenomena in oil and gas geology and their study. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 9(357), pp. 65–68. (In Russ.) DOI: 10.33285/2413-5011-2021-9(357)-65-68
- Davydov A.V. (2018). New horizons. *Gazprom Magazine*, 4, pp. 11–15. (In Russ.)
- Haq B.U., Hardenbol J., Vail P.R. (1987). Chronology of Fluctuating Sea Levels Since the Triassic. *Science*, 235(4793), pp. 1156–1167. DOI: 10.1126/science.235.4793.1156
- Kuznetsov G.S., Rovnin D.V., Selivanova E.E. (2013). On the coefficients of gas saturation of the PK formation of the Yuzhno-Tambeyskoye field. *Gornye vedomosti*, 5, pp. 52–56. (In Russ.)
- Mitrofanov, A.D. Korobeinikov A.A., Myazin O.G., Giniyatullin N.S., Chuikov S.N., Khabibullin D.Ia. (2016). Approaches for gas potential building in the Yamal peninsula. *Geologiya nefi i gaza = Russian oil and gas geology*, 2, pp. 18–23. (In Russ.)
- Naumov A.L., Onishchuk T.M., Dyadyuk N.P., Ivashchenko A.E., Kirgintseva G.A., Romanenkov V.A. (1983). Regional tectonic transformations and natural gas fields in Western Siberia. *Geotektonika*, 5, pp. 67–73. (In Russ.)
- Nezhdanov A.A. (2004). Seismic analysis of oil and gas bearing formations in Western Siberia to estimate the prospects and to map the non-anticlinal hydrocarbon traps. Dr. geol. and min. sci. diss. Tyumen, 453 p. (In Russ.)
- Nezhdanov A.A., Akhmedsadin S.K., Rybalchenko V.V., Merkulov A.V., Zharikov M.G., Variagov S.A., Gorbunov S.A., Ogibenin V.V., Spodobaev A.A., Zagorovskii Yu.A. (2016). Prospects and techniques of hydrocarbon deposits exploration in the Achimov and Jurassic deposits of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug. *Geologiya nefi i gaza = Russian oil and gas geology*, 2, pp. 11–17. (In Russ.)
- Nezhdanov A.A., Smirnov A.S. (2021). Fluid dynamic interpretation of seismic data. Tyumen: Industrial University of Tyumen, 286 p. (In Russ.)
- Rudkevich M.Ya. (1974). Paleotectonic criteria of oil and gas potential. Moscow: Nauka, 184 p. (In Russ.)

About the Author

Yuri A. Zagorovsky – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy),
Associate Professor, Industrial University of Tyumen
56, Volodarsky str., Tyumen, 625000, Russian Federation

Manuscript received 17 May 2022;

Accepted 20 July 2022; Published 30 September 2022