

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/28_2019

УДК 551.24:553.98:551.763(571.121)

Торопова Т.Н.Акционерное общество «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья» (АО «СНИИГГиМС»), Новосибирск, Россия, toropova@sniiggims.ru**Конторович В.А.**Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, Новосибирск, Россия, KontorovichVA@ipgg.sbras.ru

ИСТОРИЯ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ПОЛУОСТРОВА ГЫДАНСКИЙ (СЕВЕРО-ВОСТОК ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)

На базе комплексного анализа структурных карт, карт изопахит сейсмокомплексов, сейсмических разрезов и палеоразрезов выполнен структурно-тектонический и палеотектонический анализ центральной части Гыданской нефтегазоносной области, восстановлена история формирования Утреннего, Геофизического и Гыданского поднятий, контролирующих наиболее крупные на исследуемой территории залежи углеводородов.

Сделаны выводы о том, что на протяжении мезозойско-кайнозойской истории центральная часть Гыданской нефтегазоносной области испытывала влияние разнонаправленных региональных тектонических движений, а приуроченные к выступам фундамента крупные положительные структуры испытывали тенденцию к относительному росту на всех этапах тектонического развития. Унаследованное развитие поднятий и наложение более молодых процессов на более древние предопределило уменьшение размеров и амплитуд структур вверх по разрезу.

В центральной части Гыданской нефтегазоносной области основные скопления углеводородов локализованы в аптских песчаных пластах танопчинской свиты, а сеноманские залежи в большинстве случаев незначительны по запасам. В результате проведенных исследований сделан вывод о том, что невысокий потенциал сеноманского резервуара связан исключительно с тектоническим фактором – низкой интенсивностью роста структур на постсеноманском этапе развития. Наличие в разрезе апт-альбских отложений нейтинской пачки, яронгского (ханты-мансийского) флюидоупора и серии зонально-развитых глинистых пачек - покрывшек, разделяющих аптские песчаные пласты, обладающие хорошими коллекторскими свойствами, а также увеличение амплитуд и размеров структур в рельефе кровли танопчинской свиты предопределило формирование многопластовых месторождений Гыданской нефтегазоносной области, на которых значительные по запасам газовые залежи сконцентрированы в аптском резервуаре.

Ключевые слова: *аптский резервуар, сеноман, нейтинская пачка, яронгский флюидоупор, сейсмический горизонт, залежь углеводородов, Гыданская нефтегазоносная область.*

Введение

Одной из наименее изученных территорий Западно-Сибирской провинции является Гыданская нефтегазоносная область (НГО), расположенная на северо-востоке Западно-Сибирской плиты. В настоящее время в центральной части Гыданской НГО отработана сеть

региональных сейсмических профилей, и пробурена параметрическая скв. Гыданская 130, глубина которой составляет 6126 м. Скважина вскрыла практически весь мезозойско-кайнозойский осадочный чехол, в том числе полный разрез юры и тампейскую серию триаса. Поскольку ранее в центральной части Гыданского полуострова бурением изучены только меловые отложения, параметрическая скважина позволила изучить литологический состав и стратифицировать разрез юрско-триасовых отложений. Скважина испытана в четырех интервалах нижнемеловых пород. Признаки газоносности установлены только в интервале пласта БГ₂₀ ахской свиты.

Анализ новых материалов позволяет уточнить стратификацию отражающих сейсмических горизонтов (ОГ) и детализировать модель геологического строения мезозойско-кайнозойских отложений региона (рис. 1).

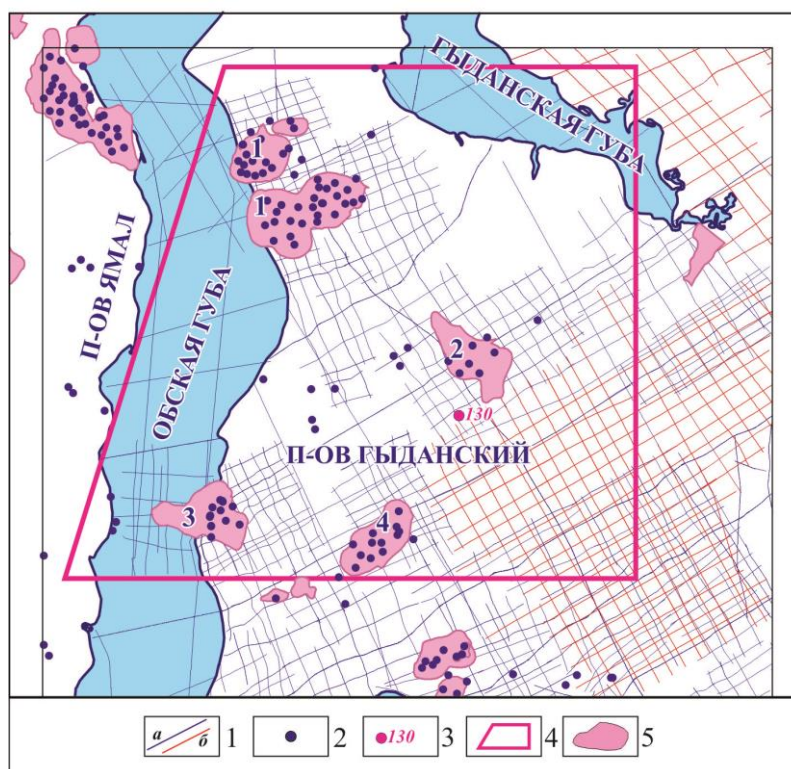


Рис. 1. Схема изученности центральной части Гыданской нефтегазоносной области

1 - сейсмические профили МОГТ, отработанные в период 1980-2010 гг (а) и после 2010 г (б), 2 - скважины, 3 - параметрическая скв. Гыданская-130, 4 - район исследований, 5 - месторождения: 1 - Салмановское, 2 - Гыданское, 3 - Геофизическое, 4 - Солетско-Ханавейское.

В нефтегазоносном отношении рассматриваемый район расположен в центральной части Гыданского полуострова, частично охватывает Северо-Гыданский, Гыданский и Напалковский нефтегазоносные районы Гыданской НГО, в пределах которых открыты Гыданское газовое, Салмановское и Геофизическое нефтегазоконденсатные месторождения.

Гыданская НГО является преимущественно газоносной, на долю газа приходится более

95% суммарных запасов углеводородов этого региона, наиболее перспективными в отношении газоносности являются меловые, в первую очередь, аптские отложения (пласты ТП₁₋₁₅) [Скоробогатов, Строганов, 2006; Казаненков и др., 2014]. Промышленные залежи углеводородов в рассматриваемом районе также сконцентрированы в альбских (пласты группы ХМ), неокомских (пласты ТП₁₆₋₂₇, БГ₈) и сеноманских (горизонт ПК₁) отложениях; на Геофизическом месторождении газоконденсатная залежь открыта в батском горизонте Ю₂. По составу флюида апт-альб-сеноманские залежи преимущественно газовые, неокомские – газоконденсатные; промышленные притоки нефти на Геофизическом и Салмановском месторождениях получены из берриасских песчаных пластов неокома.

На севере Западной Сибири подавляющее большинство залежей углеводородов контролируется антиклинальными ловушками. На исследуемой территории Геофизический вал и Гыданское куполовидное поднятие контролируют залежи одноименных месторождений, к Утреннему куполовидному поднятию приурочено Салмановское многопластовое месторождение.

Согласно построенной в ИНГГ СО РАН карте тектонического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [Конторович и др., 2001] значительная часть района исследований расположена в пределах крупной отрицательной надпорядковой структуры – Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы (рис. 2).

На севере мегасинеклиза граничит с Ямало-Гыданской мегаседловиной, на северо-востоке – с Гыданским и Северо-Гыданским мегавыступами и разделяющим их Центральногогыданским мегаврезом, которые примыкают к Предтаймырской мегамоноклизе. На западе Антипаютинско-Тадебеяхинская мегасинеклиза ограничена Восточно-Пайхойской мегамоноклизой, на юге – линейной надпорядковой положительной структурой – Мессояхской наклонной грядой, осложненной Нижнемессояхским мезовалом и серией положительных структур III-IV порядков.

На исследуемой территории выделены три крупные положительные структуры, которые осложняют «разнознаковые» тектонические элементы. Расположенное в северо-западной части района исследований Утреннее поднятие осложняет южную часть Ямало-Гыданской мегаседловины; Геофизический вал находится в пределах Антипаютинско-Тадебеяхинской мегасинеклизы, в зоне сочленения двух отрицательных структур I порядка – Тадебеяхинской и Яптиксалинской мегавпадин; Гыданское куполовидное поднятие расположено в западной части одноименного мегавыступа – полузамкнутой положительной структуры I порядка, в пределах которой рельеф кровли юры регионально воздымается в северо-восточном направлении – в направлении обрамления Западно-Сибирской плиты.

Задача исследований: осуществить построение набора структурных карт и карт

изопахит сейсмокомплексов, сейсмогеологических разрезов и корреляционных схем; выполнить структурно-тектонический анализ и восстановить мезозойско-кайнозойскую историю тектонического развития центральной части Гыданской НГО; восстановить этапы формирования антиклинальных структур - ловушек для залежей углеводородов и оценить влияние тектонических процессов и литологических факторов на нефтегазоносность осадочных комплексов.

Сейсмогеологическая характеристика

Разрез мезозойско-кайнозойских отложений северо-востока Западной Сибири по характеру волновой картины и наличию сейсмических реперов можно разделить на серию сеймостратиграфических мегакомплексов, отвечающих крупным этапам геологического развития территории [Конторович, 2009].

Характеристика отражающих горизонтов

Анализ временных разрезов позволяет выделить в мезозойско-кайнозойской части разреза исследуемой территории пять динамически выраженных регионально-развитых ОГ (табл. 1, рис. 2).

Таблица 1

Стратификация основных отражающих горизонтов

Индекс ОГ	Возраст отложений	Стратиграфическая приуроченность
Ив	подошва терригенного триаса	кровля тампейской серии
Б	верхняя юра-нижний мел, кровля волжского яруса - низы берриаса	кровля гольчихинской свиты
М	нижний мел, баррем-нижнеаптский	кровля пласта ТП16 танопчинской свиты
М1	нижний мел, аптский	кровля танопчинской свиты (пласт ТП1)
Г	верхний мел, альб-сеноманский	кровля марресалинской свиты

ОГ Ив приурочен к подошве терригенного триаса, залегающего в основании мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. На отдельных участках ОГ динамически слабо выражен, но в целом достаточно уверенно поддается корреляции по сейсмическим разрезам.

ОГ Б формируется на кровле гольчихинской свиты, датируемой верхами волжского яруса - низами берриаса. На временных разрезах ОГ Б выделяется как динамически выдержанная отражающая граница, которая прослеживается по интенсивному отрицательному экстремуму сейсмической записи, расположенному между двумя амплитудно-выраженными максимумами.

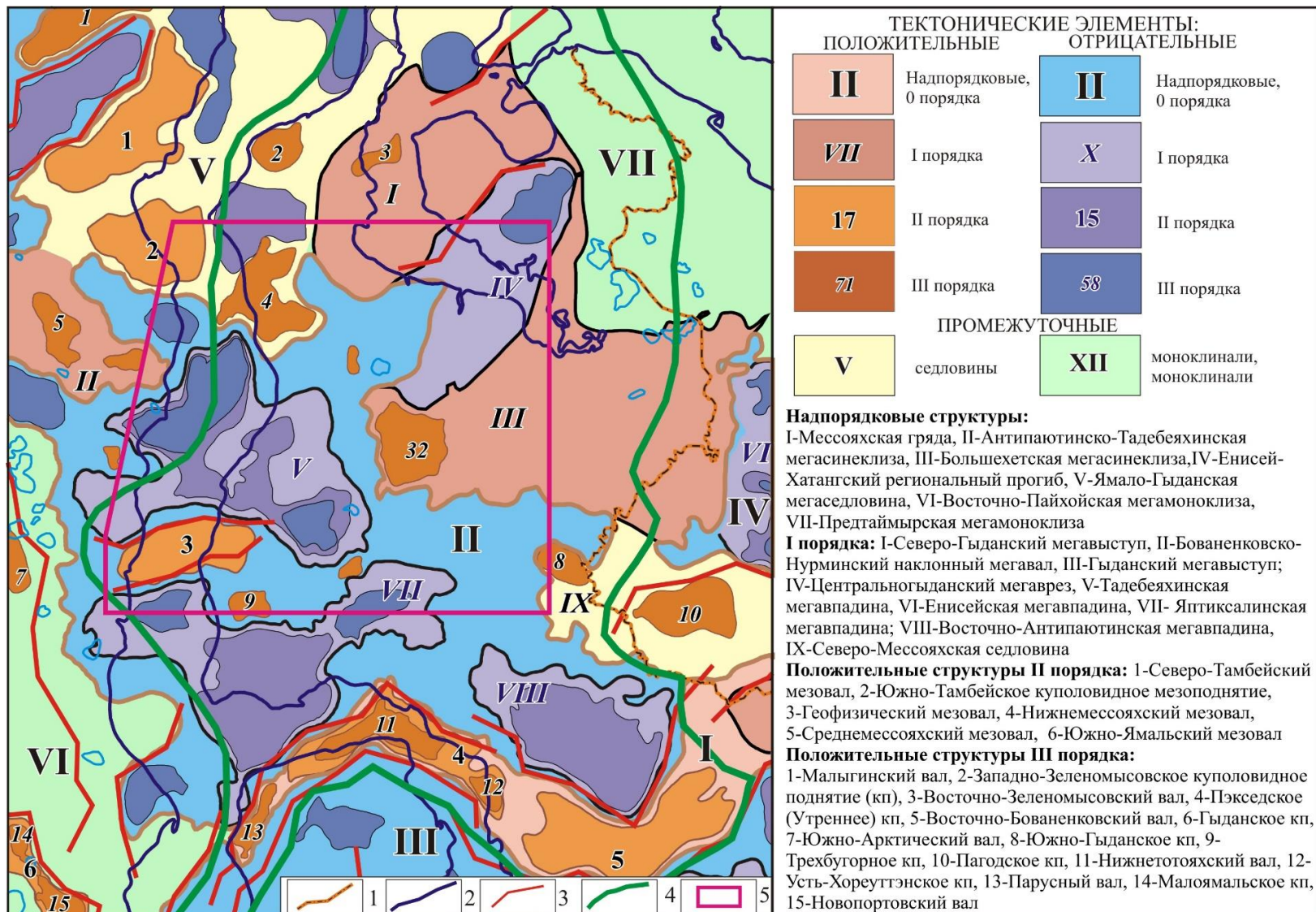


Рис. 2. Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [Конторович и др., 2001]
 1 - административные границы, 2 - береговая линия, 3 - разломы, 4 - границы Гыданской нефтегазоносной области, 5 - район исследований.

Горизонт характеризуется динамической выразительностью, обладает высоким энергетическим уровнем, надежно коррелируется на временных разрезах и является основным сейсмическим репером на территории Западной Сибири.

Отражающий горизонт М приурочен к нейтинской глинистой пачке (аналог кошайской пачки), залегающей в кровле неокома; *ОГ М₁* контролирует кровлю танопчинской свиты (кровля пласта ТП₁, кровля апта). ОГ М и М₁ картируются по отрицательным экстремумам сейсмической записи, приуроченным к верхней и нижней частям динамически выраженного высокоамплитудного интервала сейсмического разреза. Горизонты имеют переменную интенсивность и динамическую выразительность, и их однозначная фазовая корреляция бывает затруднена в силу перераспределения энергии сейсмической записи между отдельными фазами цугов сейсмических колебаний. В тоже время на исследуемой территории горизонты М и М₁ достаточно надежно прослеживаются на временных разрезах и позволяют осуществлять кондиционные структурные построения.

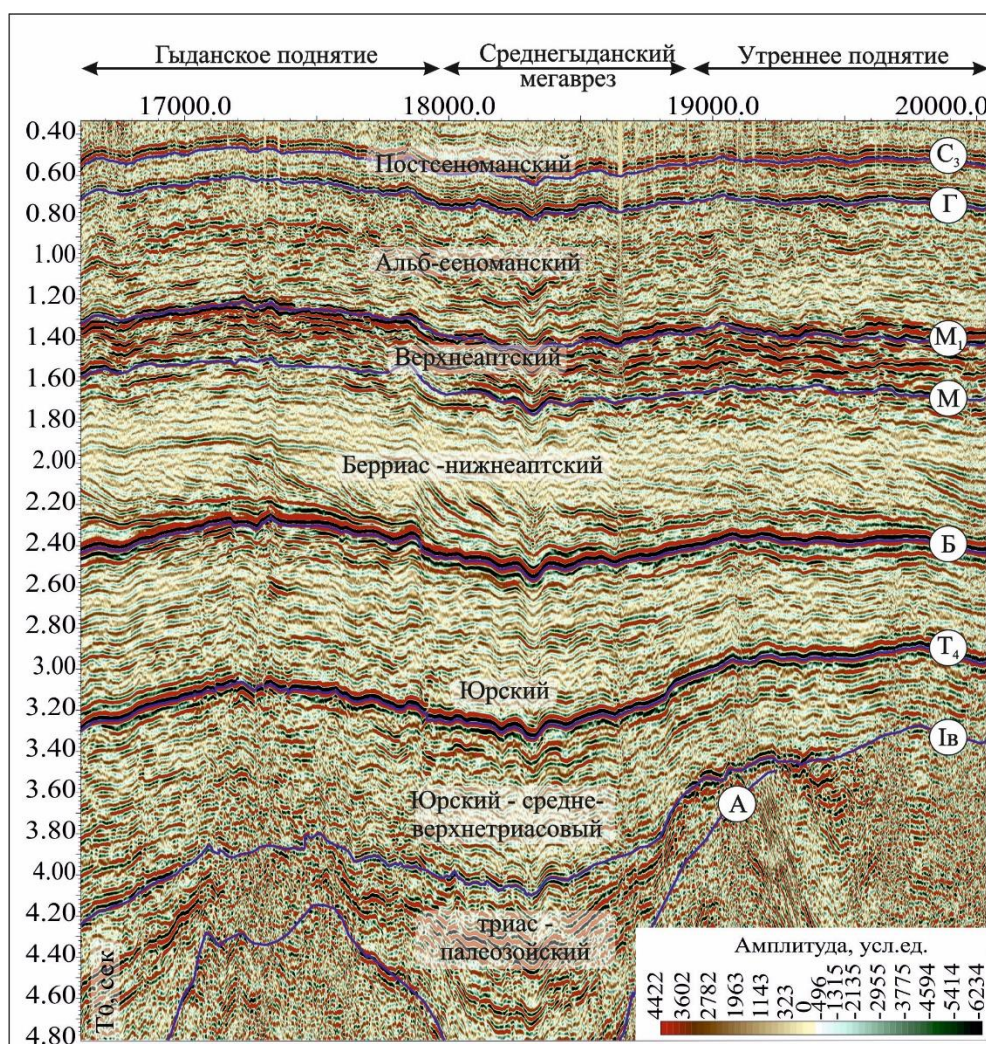


Рис. 3. Сейсмогеологические комплексы Гыданской нефтегазоносной области (профиль 108_R)

Отражающий горизонт Г приурочен к кровле марресалинской свиты и, наряду с горизонтом Б, является одним из наиболее надежных сейсмических реперов в Западной Сибири. Горизонт Г, характеризующий рельеф кровли регионально газоносного на севере бассейна сеноманского комплекса, обладает высоким энергетическим уровнем и динамической выразительностью. На исследуемой территории в северо-восточном направлении, в направлении обрамления Западно-Сибирской плиты по мере воздымания рельефа интенсивность и динамическая выразительность горизонта падает.

Характеристика сейсмогеологических мегакомплексов

Благодаря наличию сейсмических реперов на территории исследований выделено пять сейсмогеологических мегакомплексов, по объему совпадающих с основными осадочными, нефтегазоперспективными мегакомплексами: триас-юрский, берриас-нижнеаптский (неокомский), верхнеаптский, альб-сеноманский и турон-кайнозойский (постсеноманский).

Триас-юрский мегакомплекс на временных разрезах контролируется ОГ Iв в подошве и ОГ Б в кровле. В Гыданской НГО триас-юрский мегакомплекс залегает на палеозойских платформенных отложениях, ниже которых на временных разрезах фиксируется хаотический рисунок сейсмической записи, отвечающий дислоцированным образованиям фундамента (см. рис. 2).

На севере Западной Сибири в основании мезозойско-кайнозойского осадочного чехла залегает терригенный триас, в составе которого выделены пурская, варенгаяхинская и витютинская свиты, объединяемые в тампейскую серию, сложенную песчаниками, алевролитами и аргиллитами.

Выше по разрезу залегают отложения юры, которые на исследуемой территории формировались в континентальных, прибрежно-морских и мелководно-морских условиях и представлены зимней, левинской, шараповской, китербютской, надояхской, лайдинской, вымской, леонтьевской, мальшевской и гольчихинской свитами.

Близкие литолого-акустические параметры определяют отсутствие реперного сейсмического отражения на границе между триасовыми и перекрывающими их юрскими отложениями. На временных сейсмических разрезах весь триас-юрский сейсмогеологический мегакомплекс характеризуется переменнo-амплитудной субпараллельной сейсмофацией. Внутри мегакомплекса надежно прослеживается приуроченный к кровле китербютской свиты ОГ T₄, который позволяет разделить мегакомплекс на два комплекса триас-нижнеюрский и средне-верхнеюрский. Горизонт T₄ обладает высоким энергетическим уровнем и является одним из наиболее надежных сейсмических реперов на севере Западной Сибири.

Берриас-нижнеаптский (неокомский) мегакомплекс на территории исследования представлен ахской свитой и нижней частью танопчинской свиты. Мегакомплекс

контролируется ОГ Б в подошве и ОГ М - в кровле.

На большей части Западно-Сибирского бассейна и, в частности, на рассматриваемой территории неокомские отложения представлены двумя толщами. Нижняя часть комплекса имеет клиноформное строение с косослоистым рисунком сейсмической записи; верхняя шельфовая часть мегакомплекса отвечает толще пород, залегающей субпараллельно нейтинской пачке. Эта часть неокомского разреза характеризуется переменнo-амплитудной субпараллельной сейсмофацией, при этом выделяемые здесь отражения прослеживаются квазипараллельно горизонту М, несколько погружаясь в северо-западном направлении.

Верхнеаптский мегакомплекс в пределах изучаемой территории представлен верхней частью танопчинской свиты, сложенной, главным образом, переслаивающимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами. На временных разрезах мегакомплекс контролируется ОГ М в подошве и ОГ М₁ в кровле.

Мегакомплекс характеризуется аномально высокими для меловых отложений амплитудами сейсмической записи. Несмотря на то, что устойчивые, прослеживаемые на значительных расстояниях ОГ внутри аптского сейсмокомплекса отсутствуют, выделяемые здесь цуги неустойчивых по латерали сейсмических колебаний обладают чрезвычайно высоким энергетическим уровнем. В работах многих исследователей отмечалось, что на севере Западной Сибири одним из источников сухого биогенного газа-метана являются аптские углистые пласты [Ермаков и др., 1970; Конторович и др., 2013; Кругликов и др., 1980; Вышемирский, Конторович, 1998]. Вероятно, именно с обладающими аномально-низкими акустическими характеристиками углистыми пластами связан высокоамплитудный рисунок сейсмической записи аптского мегакомплекса.

Альб-сеноманский мегакомплекс в пределах исследуемой территории представлен яронгской и марресалинской свитами, которые сложены чередующимися песчаниками, алевролитами, аргиллитами и глинами, формировавшимися в преимущественно континентальных условиях. На временных разрезах альб-сеноманский мегакомплекс характеризуется переменнo-амплитудным субпараллельным рисунком сейсмической записи. Основание мегакомплекса контролируется ОГ М₁, кровля – ОГ Г.

Постсеноманский мегакомплекс представлен преимущественно морскими глинистыми толщами кузнецовской, березовской, ганькинской свит и кайнозойскими отложениями. К подошве мегакомплекса приурочен ОГ Г, внутри мегакомплекса выделяется серия устойчивых ОГ, прослеживаемых субпараллельно горизонту Г.

Структурная характеристика

Структурный план ОГ Iв характеризует рельеф подошвы мезозойско-кайнозойского осадочного чехла; абсолютные глубины залегания подошвы терригенного триаса изменяются

от 5100 м на Утренней площади, расположенной в южной части Ямало-Гыданской мегаседловины на северо-западе исследуемой территории, до 9000 м в районе Тадебяхинской мегавпадины, осложняющей Антипаютинско-Тадебяхинскую мегасинеклизу (рис. 4А).

В рельефе подошвы триасового поднятия фиксируется региональное погружение территории в южном направлении. При этом между Геофизическим и Утренним поднятиями на севере и Геофизическим валом на юге выделяется вытянутая в северо-западном направлении депрессионная зона, осложненная серией контрастных впадин.

В центральной части Гыданской НГО в рельефе подошвы триас-юрских отложений выделяются три крупные положительные структуры. Анализ временных сейсмических разрезов позволяет сделать вывод о том, что Гыданское и Геофизическое поднятия приурочены к контрастным монолитным выступам фундамента, над которыми резко сокращается мощность триас-нижнеюрских отложений. Утренняя структура сформирована над двумя палеозойскими выступами – северным и южным, которые разделены глубокой депрессией, в пределах которой мощность палеозойских платформенных отложений резко возрастает.

В восточной части исследуемой территории расположено Гыданское куполовидное поднятие, к востоку от которого находится Восточно-Гыданское локальное поднятие. В рельефе горизонта Iв структуры оконтурены на абсолютной отметке -7210 м; площади поднятий составляют, соответственно, 1575 и 270 км², амплитуды - 435 и 75 м. На абсолютной глубине 7250 м Гыданское и Восточно-Гыданское поднятия объединены в более крупный замкнутый тектонический элемент.

На северо-западе района исследований находится Утреннее куполовидное поднятие, которое в рельефе горизонта Iв имеет изометричную форму и контролируется изогипсой - 6000 м; площадь структуры составляет 2325 км², амплитуда - 470 м.

Расположенный в юго-западной части района Геофизический вал в структурном плане подошвы триаса вытянут в широтном направлении и осложнен двумя куполами. Структура контролируется изолинией, проведенной на абсолютной отметке -7210 м, имеет площадь 1515 км² и амплитуду 930 м.

Структурный план ОГБ (рис. 4Б) отображает рельеф гольчихинской свиты, залегающей в кровле юры.

Структурные планы кровли и подошвы триас-юрского мегакомплекса в значительной мере подобны, но характеризуются рядом отличий. В рельефе кровли юры четко проявляется региональное погружение территории в юго-западном направлении от полуострова Таймыр к осевой части Западно-Сибирского бассейна.

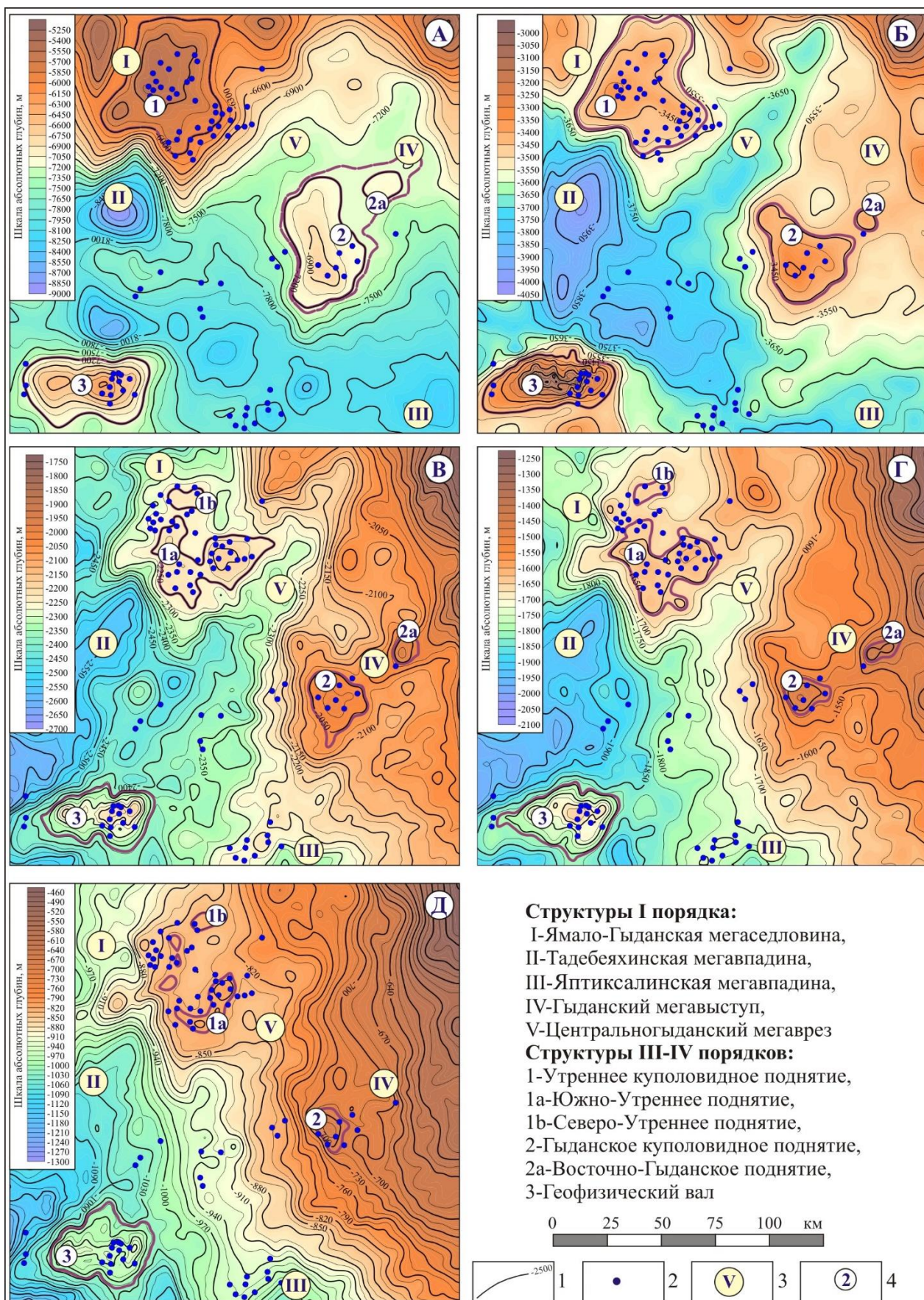


Рис. 4. Структурные карты по подошве тампейской серии триаса (А), юрского (Б), неокомского (В), верхнеаптского (Г) и сеноманского (Д) мегакомплексов
 1 - изогипсы, 2 - скважины, 3 - номера структур I порядка, 4 - номера структур III-IV порядков.

При этом наиболее высокие абсолютные отметки кровли триас-юрского мегакомплекса, составляющие 3000 м, фиксируются не в районе Утренней структуры, а на северо-востоке исследуемой территории, в зоне, примыкающей к Предтаймырской мегамоноклизе. Наиболее погруженная зона, где абсолютные глубины залегания кровли юры достигают 4000 м, остается на западе, в осевой части Тадебеяхинской мегавпадины.

В структурном плане кровли триас-юрского мегакомплекса также выделяются три крупных поднятия, разделенных погруженными зонами. Расположенные на северо-западе Утреннее куполовидное поднятие и юго-западе исследуемой территории Геофизический вал практически не меняют своих очертаний и площадей, но теряют в контрастности. В структурном плане этой поверхности Утреннее поднятие контролируется изогипсой -3530 м, имеет площадь 2430 км² и амплитуду 150 м, Геофизический вал оконтурен на абсолютной глубине 3455 м, площадь структуры составляет 1560 км², амплитуда - 430 м.

На расположенной в восточной части рассматриваемого района Гыданской площади структурная обстановка меняется более существенно. В рельефе кровли юрского мегакомплекса между Утренним и Гыданским поднятиями выделяется вытянутый в северо-восточном направлении линейный прогиб – Центрально-Таймырский мегаврез. При этом к юго-востоку от этой линейной депрессии формируется вытянутая полузамкнутая положительная структура Гыданский мегавыступ, в пределах которого глубина залегания кровли юры регионально уменьшается в направлении северо-восточного обрамления Западно-Сибирской плиты. В структурном плане горизонта Б осложняющие мегавыступ Гыданское куполовидное поднятие и Восточно-Гыданский купол оконтурены на абсолютной отметке - 2465 м и не объединены в единый замкнутый тектонический элемент. Гыданское поднятие имеет площадь 1250 км² при амплитуде 125 м, площадь Восточно-Гыданского купола составляет 105 км², амплитуда – 50 м.

В целом от подошвы к кровле юры рельеф центральной части Гыданской НГО существенно выполаживается. Если в структурном плане подошвы триас-юрского мегакомплекса перепад отметок составлял 3900 м, то в рельефе кровли юры не превышает 1000 м. Одновременно вверх по разрезу уменьшается и контрастность Утреннего, Геофизического и Гыданского поднятий.

Структурные карты по ОГ М, М₁ и Г отображают рельефы неокомского, верхнеаптского и альб-сеноманского мегакомплексов (рис. 4В-Д). В целом, тенденции, отмеченные при характеристике триас-юрских поверхностей, находят отражение и в рельефах этих горизонтов.

Все меловые поверхности, подобно кровле юры, регионально погружаются в юго-западном направлении - от Предъенисейской мегамоноклизы к наиболее погруженным частям

Тадебеяхинской мегавпадины. При этом вверх по разрезу рельеф территории продолжает нивелироваться. Абсолютные отметки кровли неокома изменяются в диапазоне от -1720 до -2600 м, перепад глубин составляет 880 м; кровли аптского мегакомплекса - от -1220 до -2000 м, перепад – 780 м; кровли сеномана от -460 до -1120 м, перепад – 680 м.

Одновременно вверх по разрезу существенно меняются очертания и уменьшаются площади и амплитуды антиклинальных структур, в первую очередь Утреннего и Гыданского поднятий.

Утренняя структура в рельефах ОГ М и М₁ разделяются на Южно-Утреннее и Северо-Утреннее поднятия. Наиболее крупное Южно-Утреннее поднятие в структурных планах кровли и подошвы аптского мегакомплекса имеет V-образную форму; Северо-Утренний купол изометричен и несколько вытянут в широтном направлении. При этом в рельефах горизонтов М и М₁ площадь Южно-Утренней структуры составляет 1050-1090 км², амплитуда падает до 45-55 м.

Вверх по разрезу рельеф Утренней площади продолжает выполаживаться. В структурном плане горизонта Г на юге площади можно выделить вытянутое в широтном направлении Южно-Утреннее поднятие, площадь которого сокращается до 276 км², амплитуда падает до 12 м. В центральной и северной частях площади выделяется серия небольших по размеру малоамплитудных куполов. В частности, площадь Северо-Утреннего купола не превышает 70 км², а амплитуда - 5 м.

Гыданское поднятие и расположенный к востоку от него Восточно-Гыданский купол вверх по разрезу также существенно теряют в размерах и амплитуде. Площадь Гыданского поднятия в рельефах горизонтов М, М₁ и Г составляет 565, 550 и 215 км² соответственно, амплитуды структуры - 50, 45 и 35 м. Восточно-Гыданский купол выделяется в структурных планах горизонтов М и М₁ и отсутствует в рельефе кровли сеномана.

Геофизический вал, расположенный в юго-западной части исследуемой территории, в структурных планах меловых горизонтов практически не меняет своих очертаний, но существенно теряет в амплитуде. От кровли юры к кровле сеномана амплитуда поднятия уменьшается в 5 раз: с 430 до 85 м.

Подводя итог проведенных исследований, отмечены наиболее важные моменты:

1. Структурные планы всех мезозойских реперных стратиграфических уровней в значительной мере подобны. В рельефах кровли триас-юрского, неокомского, аптского и альб-сеноманского мегакомплексов отмечается региональное погружение территории в юго-западном направлении, от северо-восточного обрамления Западно-Сибирской плиты (полуостров Таймыр) к наиболее погруженной части Тадебеяхинской мегавпадины, осложняющей Антипаютинско-Тадебеяхинскую синеклизу.

2. В рельефах кровли юры и меловых горизонтов Утреннее и Гыданское куполовидные поднятия, расположенные в юго-восточной части Ямало-Гыданской мегаседловины и в северо-восточной части Гыданского мегавыступа соответственно, отделены линейной полузамкнутой депрессией - Центральнотаймырским мегаврезом.

3. Все крупные положительные структуры Гыданской НГО приурочены к эрозионно-тектоническим выступам фундамента. Вверх по разрезу размеры и амплитуды Утренней и Гыданской структур существенно уменьшаются; Геофизический вал в рельефах всех мезозойско-кайнозойских горизонтов сохраняет форму и размер, но существенно теряет в контрастности. Параметры структур приведены в табл. 2.

Таблица 2

Параметры структур

Уровень	Подошва триаса			Кровля юры			Кровля неокома			Кровля апта			Кровля сеномана		
	L,м	A,м	S,км ²	L,м	A,м	S,км ²	L,м	A,м	S,км ²	L,м	A,м	S,км ²	L,м	A,м	S,км ²
Утреннее	6000	470	2325	3530	150	2430	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Южно-Утреннее	-	-	-	-	-	-	2250	55	1050	1655	35	1090	825	12	276
Северо-Утреннее	-	-	-	-	-	-	2250	20	129	1665	8	110	835	4	70
Гыданское	7210	435	1575	3465	125	1250	2055	50	565	1515	45	550	710	35	215
Вост-Гыданское	7210	75	270	3465	50	105	2010	45	116	1460	25	112	-	-	-
Геофизическое	7210	930	1515	3455	430	1560	2370	169	1042	1810	152	1114	1020	85	1168

История тектонического развития

При палеотектонических реконструкциях для восстановления истории тектонического развития территории использован «метод мощностей» [Белоусов, 1940; Гарецкий, Яншин, 1960; Машкович, 1976; Нейман, 1984]. Все реперные отражающие сейсмические горизонты, контролирующие сейсмогеологические мегакомплексы, формируются на выдержанных по толщине трансгрессивных морских глинистых пачках, получивших развитие на огромных территориях Западно-Сибирского бассейна. Это позволяет рассматривать их в качестве квазиизохронных поверхностей выравнивания [Конторович и др., 2001, 2016, 2017]. С учетом этого в рамках «метода мощностей» зоны повышенных толщин комплексов можно рассматривать в качестве областей относительного прогибания, зоны пониженных толщин комплексов – в качестве участков, испытывавших тенденцию к относительному воздыманию.

Триас-юрский этап

Толщины триас-юрских терригенных отложений изменяются на исследуемой территории в интервале от 2000 до 5000 м (рис. 5А). Анализ карты толщин и сейсмогеологических разрезов показал, что в триас-юрское время современной тенденции погружения юго-западных районов исследуемой территории относительно северо-восточных не наблюдалось и вытянутые в юго-восточном направлении полузамкнутые структуры

Гыданский мегавыступ и Центральногыданский мегаврез также не формировались. На этом этапе развития наибольшую тенденцию к росту испытывало Утреннее поднятие, и происходило региональное погружение юго-восточных районов исследуемой территории относительно северо-западных. К моменту завершения образования гольчихинской свиты амплитуда Утреннего поднятия в палеорельефе подошвы триас-юрского мегакомплекса составляла 250 м.

В это время на погружающемся в юго-восточном направлении моноклиномальном склоне формировалась терраса, осложненная Гыданским куполовидным поднятием, которое вытянуто в северном направлении, и к началу мела его амплитуда в рельефе подошвы терригенного триаса составляла 125 м.

Анализ геолого-геофизических материалов позволяет сделать вывод о том, что эрозионно-тектонические выступы фундамента, к которым приурочены Гыданское поднятие и Геофизический вал, испытывали тенденцию к относительному росту в триасе и продолжали унаследовано развиваться в юре.

В волжском палеорельефе подошвы тампейской серии триаса амплитуда Гыданского палеоподнятия составляла 250 м, а Геофизического вала достигала 700 м.

Берриас-раннеаптский этап

Толщины берриас-нижнеаптских отложений изменяются в интервале от 800 до 1600 м (рис. 5Б). Анализ карты толщин неокомских отложений позволяет сделать вывод о том, что в берриас-раннем апте в региональном плане территория исследований развивалась по тем же законам, что и в триас-юрское время – юго-восточные районы продолжали погружаться относительно северо-западных. На фоне этого процесса тенденцию к относительному росту продолжало испытывать Гыданское куполовидное поднятие и чрезвычайно интенсивно развивался Геофизический вал. К моменту формирования нейтинской пачки амплитуда Гыданского поднятия в рельефе кровли юры составляла 30 м, а Геофизического вала превышала 350 м. При этом Геофизический вал практически не поменял своих очертаний, а Гыданское палеоподнятие приобрело сложную V-образную форму.

Утреннее куполовидное поднятие в качестве единой замкнутой структуры в берриас-раннем апте не развивалось, и на этой площади тенденцию к относительному росту испытывали небольшие по размерам купола.

В целом, тектонические процессы, заложенные в триасе и юре, предопределили развитие исследуемой территории в неокоме, при этом интенсивность региональных тектонических движений и относительного роста положительных структур существенно снизились.

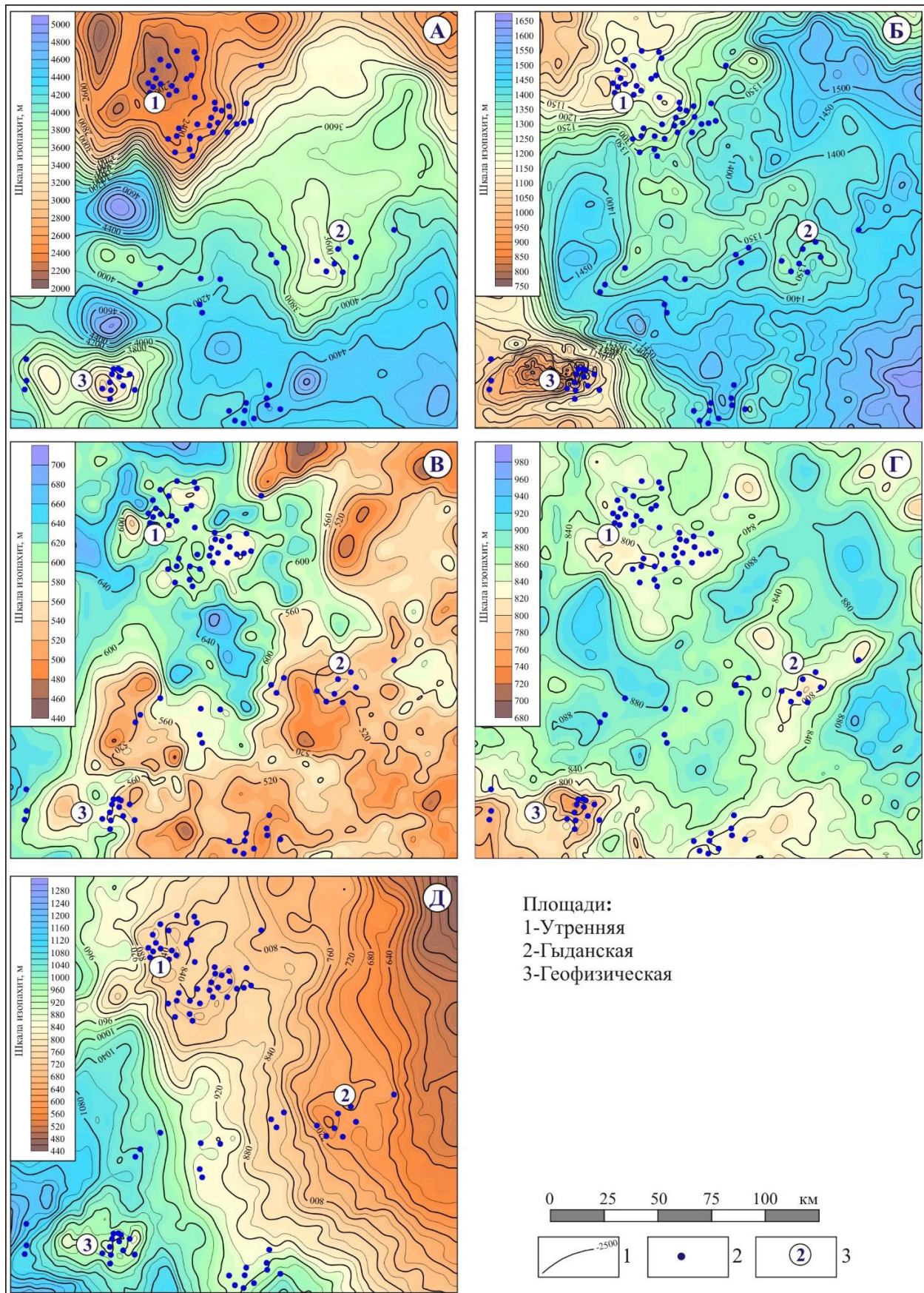


Рис. 5. Карты изопакит триас-юрского (А), берриас-нижнеаптского (некомского) (Б), верхнеаптского (В), альб-сеноманского (Г) и постсеноманского (турон-кайнозойского) (Д) мегакомплексов

1- изопакиты, 2 - скважины, 3 - номера площадей.

Позднеаптский этап

Толщины верхнеаптского мегакомплекса изменяются в диапазоне от 420 до 700 м (рис. 5В). Анализ карты изопахит отложений, залегающих между горизонтами М и М₁, позволяет сделать вывод о том, что на этом этапе развития тренд регионального погружения территории сменился на противоположный. В апте северо-западные районы исследуемой территории начали интенсивно погружаться относительно восточных и юго-восточных, и на этом фоне в депрессионной зоне оказалось Утреннее поднятие. В это время интенсивно формировалось Гыданское палеоподнятия, которое несколько сместилось к югу относительно современной структуры, и развивались отдельные купола, расположенные на Утренней площади. Геофизический вал в позднем апте практически не испытывал тенденцию к росту.

Альб-сеноманский этап

Толщины альб-сеноманских отложений изменяются в интервале от 690 до 910 м (рис. 5Г). В альб-сеноманское время на исследуемой территории региональных тектонических движений практически не происходило и доминировали процессы образования положительных и разделяющих их отрицательных структур. На этом этапе развития тенденцию к относительному росту испытывали все выделенные на исследуемой территории поднятия. Наиболее интенсивно формировался Геофизический вал, который сохранил свои очертания; на Гыданской площади тенденцию к росту испытывали Гыданское, Восточно-Гыданское поднятия и расположенный к северу от них купол; на северо-западе исследуемой территории, на Утренней площади интенсивно образовывалось вытянутое в широтном направлении и осложненное двумя куполами Южно-Утреннее поднятие, и тенденцию к относительному росту испытывали два расположенных к северу от него купола.

Постсеноманский этап

Толщины постсеноманских отложений в центральной части Гыданского полуострова изменяются в интервале от 475 до 1170 м (рис. 5Д).

Постсеноманский, в первую очередь, кайнозойский этап развития, оказал существенное влияние на формирование ловушек и газоносность арктических регионов Западной Сибири [Конторович и др., 2017]. В это время на севере бассейна происходило два принципиально важных процесса: интенсивное прогибание осевой части Западно-Сибирского бассейна относительно структур обрамления и формирование в рельефе кровли сеномана и нижележащих меловых и юрских горизонтов высокоамплитудных антиклинальных структур – ловушек, контролирующих уникальные газовые залежи.

Первый процесс нашел отражение на исследуемой территории в виде регионального погружения юго-восточных районов относительно северо-западных. Тренд регионального погружения территории в юго-западном направлении, от полуострова Таймыр к наиболее

погруженным частям Антипаютинско-Гадебяхинской синеклизы, который четко фиксируется в современных рельефах юрских и меловых горизонтов, не находит отражения на картах изопахит триас-меловых сейсмокомплексов и сформирован благодаря молодым тектоническим движениям.

Что касается процессов формирования высокоамплитудных антиклинальных структур, то в Гыданской НГО в постсеноманское время они протекали значительно менее интенсивно, чем на сопредельных территориях севера Западной Сибири в Ямальской, Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО.

Анализ карты изопахит турон-кайнозойских отложений позволяет отметить, что на этом этапе развития в центральной части Гыданской НГО на фоне регионального погружения территории в юго-западном направлении достаточно интенсивно формировался Геофизический вал, и незначительную тенденцию к относительному росту продолжали испытывать Гыданская структура и вытянутое в широтном направлении Южно-Утреннее поднятие. Это привело к тому, что в современном рельефе кровли сеномана под туронским флюидоупором сформированы незначительные по размерам Гыданская и Южно-Утренняя структуры с амплитудами 10-35 м. Более активный постсеноманский рост Геофизического вала предопределил и образование в рельефе горизонта Г крупной структуры, амплитуда которой превышает 80 м.

Подводя итог анализа истории тектонического развития исследуемой территории, сформулированы основные выводы:

1. На протяжении мезозойско-кайнозойской истории тектонического развития центральная часть Гыданской НГО испытывала влияние разнонаправленных региональных тектонических движений. В триас-юрское и берриас-раннеаптское время территория погружалась в юго-восточном направлении, в позднем апте - в северо-западном, в альб-сеномане доминировали вертикальные движения, в постсеноманское время территория погружалась в юго-западном направлении от складчатого обрамления Западно-Сибирской плиты к осевой части бассейна. Именно постсеноманские региональные тектонические движения предопределили современное региональное погружение юрских и меловых структурных поверхностей в юго-западном направлении.

2. Относительно крупные положительные структуры центральной части Гыданской НГО Утреннее, Гыданское куполовидные поднятия и Геофизический вал приурочены к выступам фундамента и испытывали тенденцию к относительному росту на всех этапах мезозойско-кайнозойской истории развития региона. Унаследованное развитие структур и наложение более молодых процессов на более древние предопределило уменьшение размеров и амплитуд структур вверх по разрезу. В постсеноманское время

наименее интенсивно развивались структуры Утренней и Гыданской площадей. Это привело к тому, что от кровли неокома к кровле сеномана площадь и амплитуда Южно-Утреннего поднятия сократились в 4 раза; площадь и амплитуда Гыданского поднятия уменьшились, соответственно, в 2,5 и 1,5 раза. Геофизическое поднятие в качестве цельного тектонического элемента интенсивно формировалось в триас-юрское и неокомское время и продолжало испытывать тенденцию к росту в турон-кайнозой. Это предопределило тот факт, что в рельефе всех горизонтов Геофизический вал практически не меняет своих очертаний, но его амплитуда существенно падает вверх по разрезу от 430 м в рельефе кровли юры до 170 м в кровле неокома и до 85 м в кровле сеномана.

Нефтегазоносность

На севере Западной Сибири основные скопления углеводородов сконцентрированы в меловых, в первую очередь, в апт-альб-сеноманских отложениях и контролируются антиклинальными структурами [Ермилов и др., 2004].

В Надым-Пурском междуречье, где находится большинство разрабатываемых с середины 70-х гг. прошлого столетия уникальных газовых залежей, основные запасы локализованы в сеноманском песчаном горизонте ПК₁. В этом регионе запасы сеноманского газа составляют более 90% суммарных запасов, а залежи в неокомских и апт-альбских песчаных пластах носят второстепенный сопутствующий характер.

В центральной части Гыданской НГО ситуация иная. Здесь основные запасы углеводородов сконцентрированы в песчаных пластах ТП таноупчинской свиты, а сеноманские залежи в большинстве случаев незначительны. Так, на исследуемой территории на Гыданском и Салмановском месторождениях в сеноманском резервуаре сконцентрировано, соответственно, 2,8% и 5,3% суммарных запасов углеводородов, а на Геофизическом месторождении, где открыта наиболее крупная в Гыданской НГО сеноманская залежь, – 35%.

Причины такого перераспределения газовых залежей между резервуарами приведены ниже.

Сеноманские залежи. В Арктических регионах Западной Сибири крупные и уникальные сеноманские залежи газа контролируются контрастными поднятиями. Эти залежи сконцентрированы в высокочемких, с коэффициентами пористости до 30-35% песчаных пластах горизонта ПК₁ и сверху экранируются туронским (кузнецовским) региональным флюидоупором. Сеноманские пласты-коллекторы разделены алевролитоглинистыми пропластками, которые с одной стороны не насыщены газом, с другой, не являются флюидоупорами. Эти обстоятельства предопределяют то, что все сеноманские залежи являются массивными. Еще одной особенностью сеноманских залежей является то, что контролирующие их антиклинальные ловушки практически всегда полностью насыщены

газом, и высоты залежей практически совпадают с амплитудами контролирующих их антиклинальных структур.

В Гыданской НГО сеноманские залежи углеводородов имеют аналогичное строение. В этом регионе сеноманские отложения представлены марресалинской свитой, сложенной песчаниками с прослоями невыдержанных по латерали пластов алевроитов и глин (рис. 6). Разрез свиты содержит 9 песчаных горизонтов группы ПК, в верхней части резервуара залегает песчаный горизонт ПК₁, с которым связано большинство залежей этого комплекса. Сеноманский резервуар в Гыданской НГО также перекрыт надежным флюидоупором – мощными глинистыми толщами кузнецовской, березовской и ганькинской свит.

Незначительные запасы газа в сеноманском резервуаре Гыданской НГО связаны исключительно с тектоническим фактором – отсутствием высокоамплитудных значительных по площади поднятий – ловушек для залежей углеводородов. Выше отмечено, что на исследуемой территории амплитуды Южно-Утреннего и Гыданского поднятий в рельефе кровли сеномана составляют 10-35 м, площади – 70 и 215 км², соответственно.

Примером этому служат расположенные в Надым-Пурском междуречье Медвежье и Ямсовейское месторождения, где сеноманские залежи углеводородов контролируются поднятиями, площади которых составляют 1300-2300 км², амплитуды - 150-300 м [Конторович и др., 2016].

В данном случае именно размеры и амплитуды структур-ловушек, выделенных в рельефе горизонта Г, предопределили небольшие запасы сеноманских газовых залежей Гыданского и Салмановского месторождений.

На расположенном в юго-западной части исследуемой территории Геофизическом валу площадь и амплитуда структуры в рельефе горизонта Г составляют, соответственно, 1020 км² и 85 м. Запасы газа, сконцентрированного в сеномане, здесь в 5-10 раз больше, чем на Салмановском и Гыданском месторождениях.

Аптские залежи углеводородов также, как правило, приурочены к антиклинальным структурам.

Выше отмечено, что в Надым-Пурском междуречье более 90% суммарных запасов сконцентрировано в сеноманском резервуаре, а залежи в неокомских и апт-альбских песчаных пластах носят второстепенный сопутствующий характер. На этой территории в рельефе неокомских и аптских песчаных пластов также выделяются высокоамплитудные антиклинальные структуры, а незначительное количество газовых залежей в апт-альбских и неокомских резервуарах Надым-Пурской НГО объясняется низким качеством нейтинского (кошайского) флюидоупора и отсутствием в разрезе апт-альб-сеномана выдержанных на значительных территориях глинистых пачек – региональных и зональных флюидоупоров.

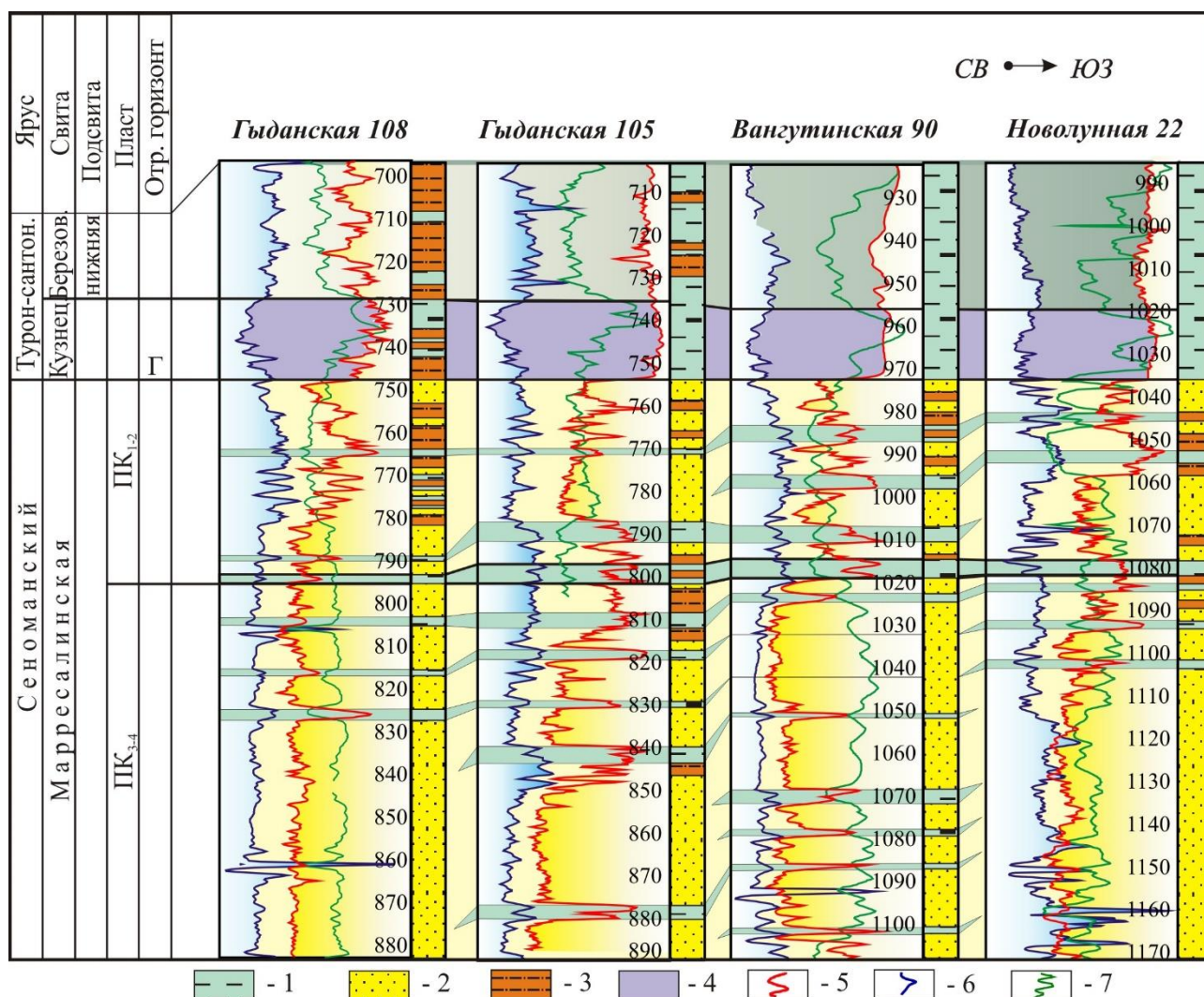


Рис. 6. Корреляционная схема сеноманского резервуара

1 - глинистые породы; 2 - песчаники; 3 - алевролитовые породы; 4 - кузнецовский региональный флюидоупор; 5 - кривая ПС, 6 - кривая КС, 7 - кривая ИК.

В Гыданской НГО хорошими экранирующими свойствами обладает раннеаптский нейтинский флюидоупор и регионально развитая 15-30-метровая глинистая пачка яронгской свиты, способная выполнять роль надежного флюидоупора для залегающих в верхней части танопчинской свиты аптских пластов группы ТП (рис. 7). Глинистые пачки, разделяющие аптские песчаные пласты группы ТП, хотя и характеризуются небольшими мощностями, могут служить вполне надежными экранами.

Выше отмечено, что в Гыданской НГО площади и амплитуды антиклинальных структур существенно увеличиваются вниз по разрезу. Так в рельефе кровли танопчинской свиты, с которой связаны наибольшие запасы газа этого региона, объем ловушек по отношению к кровле сеномана увеличивается в 3 раза.

Кроме того, наличие экранов, разделяющих пласты-коллекторы группы ТП, предопределяют то, что аптские залежи являются не массивными, а пластовыми.

В отличие от массивных залежей для формирования крупных многопластовых скоплений газа в близкорасположенных песчаных резервуарах не требуется чрезвычайно больших амплитуд структур – залежи в гидродинамически не связанных пластах по «принципу этажерки» наращивают друг друга, образуя совокупное крупное скопление.

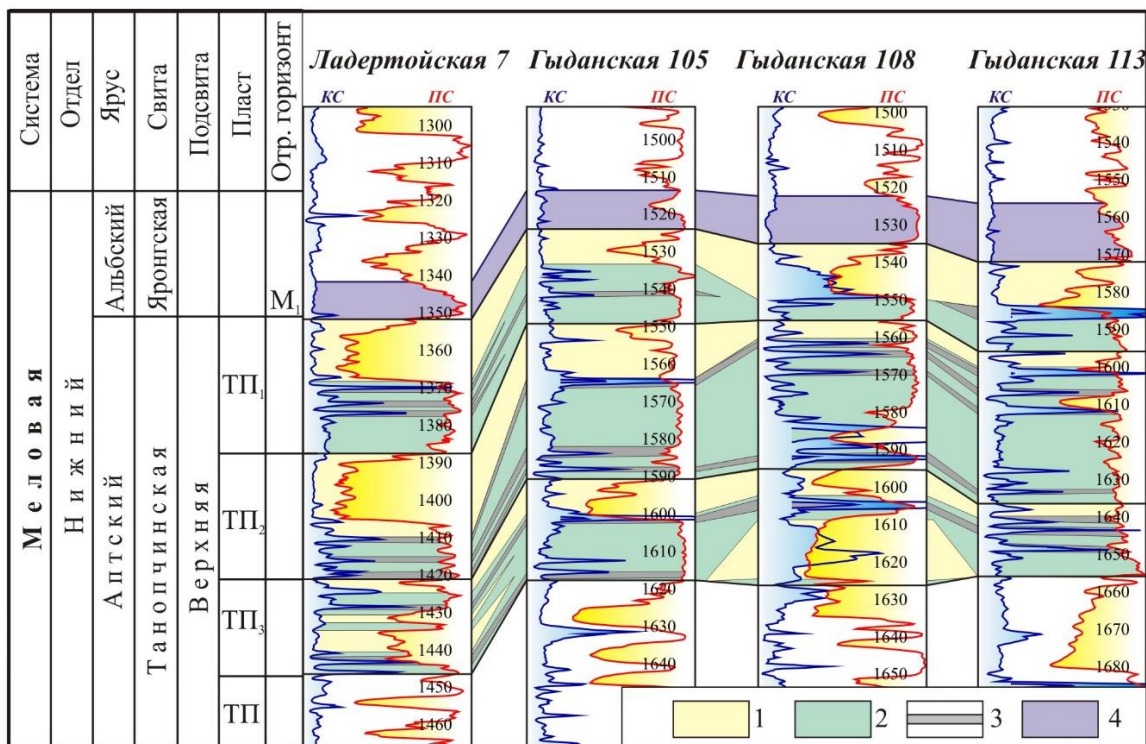


Рис. 7. Корреляционная схема верхней части верхнеаптского резервуара

1 - песчаные пласты, 2 - глинисто-алевритистые тощи, 3 - углистые пропластки, 4 - яронгский региональный флюидоупор.

Таким образом, наличие регионального яронгского флюидоупора и зонально-развитых глинистых пачек, разделяющих пласты группы ТП, залегающих в верхней части танопчинской свиты, а также увеличение амплитуд и размеров структур предопределили формирование многопластовых месторождений и значительных по запасам газовых залежей в аптском резервуаре Гыданской НГО.

Заключение

Арктические регионы Западной Сибири, в административном отношении охватывающие территорию Ямало-Ненецкого автономного округа, являются одной из крупнейших в мире газоносных провинций, в которой основные запасы газа сконцентрированы в апт-альб-сеноманских отложениях.

В Надым-Пурском междуречье, где находится большинство разрабатываемых с середины 70-х гг. прошлого столетия уникальных залежей, основные запасы газа локализованы в сеноманском песчаном горизонте ПК₁, а залежи в неокомских и апт-альбских

песчаных пластах носят второстепенный сопутствующий характер.

В центральной части Гыданской НГО, которая выступала в качестве объекта исследований в настоящей работе, основные скопления углеводородов локализованы в аптских песчаных пластах танопчинской свиты, а сеноманские залежи в большинстве случаев незначительны по запасам.

Результаты проведенного структурно-тектонического анализа показали, что невысокий потенциал сеноманского резервуара Гыданской НГО связан исключительно с тектоническим фактором. В этом регионе интенсивность относительного роста структур на постсеноманском этапе развития не сопоставима с процессами формирования поднятий в других регионах севера Западной Сибири: в Надым-Пурском междуречье, Пур-Тазовской НГО и на западе Ямальской НГО. Это обстоятельство предопределило тот факт, что в Гыданской НГО в рельефе кровли сеномана отсутствуют крупные высокоамплитудные структуры - ловушки, способные концентрировать значительные по запасам массивные газовые залежи в горизонте ПК₁.

С другой стороны, в разрезе апт-альбских отложений Гыданской НГО хорошими экранирующими свойствами обладает нейтинская пачка, развит яронгский (ханты-мансийский) региональный флюидоупор и серия зонально-развитых глинистых пачек - покрывок, разделяющих аптские песчаные пласты, обладающие хорошими коллекторскими свойствами. Наличие надежных флюидоупоров, а также увеличение амплитуд и размеров структур в рельефе кровли танопчинской свиты благоприятно сказалось на формировании многопластовых месторождений Гыданской НГО, на которых значительные по запасам газовые залежи сконцентрированы в аптском резервуаре.

Именно эти обстоятельства предопределили то, что в Гыданской НГО аптские резервуары обладают существенно большим потенциалом и содержат существенно более значительные запасы газа, чем сеноманский резервуар.

Работа выполнена в рамках государственных контрактов и работ с недропользователем за 2015-2018 гг. в АО «СНИИГГиМС» и программы фундаментальных научных исследований ИНГГ СО РАН (№ проекта в ИСГЗ ФАНО: 0331-2016-0040) при финансовой поддержке РФФИ Ресурсы Арктики, проект 18-05-70105.

Литература

Белоусов В.В. Мощность отложений как выражение режима колебательных движений земной коры // Советская геология. – 1940. - № 2-3. - С. 14-28.

Вышемирский В.С., Конторович А.Э. Эволюция образования углеводородных газов в истории Земли // Геология и геофизика. – 1998. - Т. 39. - № 10. - С. 1392-1401.

Гарецкий Р.Г., Янин А.Л. Тектонический анализ мощностей // Методы изучения тектонических структур. - М.: Изд-во АН СССР, 1960. - С. 115-166.

Ермаков В.И., Лебедев В.С., Немченко Н.Н., Ровенская А.С., Грачев А.В. Изотопный состав углерода природных газов севера Западно-Сибирской низменности в связи с вопросом их генезиса // Доклады АН СССР. – 1970. - Т. 190. - №3. - С. 683-686.

Ермилов О.М., Каргодин Ю.Н., Конторович А.Э., Тер-Саакян Ю.Г., Агалаков С.Е., Беляев С.Ю., Борисова Л.С., Букреева Г.Ф., Буриштейн Л.М., Гордеев В.Н., Дмитрук В.В., Жилина И.В., Конторович В.А., Красавчиков В.О., Супруненко О.И., Чупова И.М., Фурсенко Е.А. Особенности геологического строения и разработки уникальных залежей газа крайнего севера Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2004. – 140 с.

Казаненков В.А., Ершов С.В., Рыжкова С.В., Борисов Е.В., Пономарева Е.В., Попова Н.И., Шапорина М.Н. Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них углеводородов // Геология нефти и газа. – 2014. - № 1. - С. 27-49.

Конторович А.Э., Буриштейн Л.М., Мальшев Н.А., Сафронов П.И., Гуськов С.А., Ершов С.В., Казаненков В.А., Ким Н.С., Конторович В.А., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Лившиц В.Р., Поляков А.А. Скворцов М.Б. Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование) // Геология и геофизика. – 2013. - Т.54 - № 8. - С. 1179-1226.

Конторович В.А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2009. - Т.50. - № 4. - С. 461-474.

Конторович В.А., Аюнова Д.В., Губин И.А., Ершов С.В., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Канаков М.С., Соловьев М.В., Сурикова Е.С., Шестакова Н.И. Сейсмостратиграфия, история формирования и газонасность структур Надым-Пурского междуречья // Геология и геофизика. – 2016. - Т. 57. - №8. - С. 1583-1585.

Конторович В.А., Аюнова Д.В., Губин И.А., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Конторович А.Э., Мальшев Н.А., Скворцов М.Б., Соловьев М.В., Сурикова Е.С. История тектонического развития арктических территорий и акваторий Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика. – 2017. - Т.58. - № 3-4. - С. 423-444.

Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. – 2001. - Т.42. - № 11-12. - С. 1832-1845.

Кругликов Н.М., Лобков В.А., Прасолов Э.М., Тихомиров В.В., Яковлев О.Н. Особенности геохимии газов Западной Сибири как показатель условий скопления углеводородов // Условия нефтегазоносности и особенности формирования месторождений нефти и газа на Западно-Сибирской плите. - Л., 1980. - С.75-92.

Машкович К.А. Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа. - М.: Недра, 1976. - 221 с.

Нейман В.Б. Теория и методика палеотектонического анализа / 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Недра, 1984. - 80 с.

Скоробогатов В.А., Строганов Л.В. Гыдан: геологическое строение, ресурсы углеводородов, будущее... - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. - 261 с.

Toropova T.N.

Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS), Novosibirsk, Russia, toropova@sniiggims.ru

Kontorovich V.A.

Federal state funded academic institution Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, KontorovichVA@ipgg.sbras.ru

STRUCTURAL HISTORY AND PETROLEUM POTENTIAL OF THE CENTRAL PART OF THE GYDAN PENINSULA (NORTHEAST OF WESTERN SIBERIA)

On the basis of a comprehensive analysis of structural maps, isopach maps of seismic sequences, seismic sections, the structural-tectonic and paleotectonic analysis of the central Gydan petroleum region was performed, and the formation history of the Utrennee, Geofizicheskoye and Gydan domes, controlling the main largest hydrocarbon accumulations was reconstructed.

It was concluded that during the Mesozoic-Cenozoic history the central part of the Gydan petroleum region was influenced by multidirectional regional tectonic movements, and large positive structures confined to basement highs experienced an increasing tendency towards a relative growth at all stages of tectonic development. The inherited development of domes and superposition of younger processes to more ancient ones generated a decrease in size and amplitudes of structures up the section.

The central part of the Gydan petroleum region is characterized by main localized hydrocarbon accumulations in Aptian psammitic beds of the Tanopchin Formation, and Cenomanian accumulations in most cases are insignificant by reserves. As a result of conducted researches it was concluded that the poor potential of the Cenomanian reservoir of the Gydan petroleum region is associated exclusively with tectonic factor – the low intensity of structures growth during the post-Senomanian stage of development.

The presence of the Neutinsk member, Yarong (Khanty-Mansi) seal and a series of zonally well-developed argillaceous members-cap rocks, dividing Aptian psammitic beds with good reservoir properties in the section of Aptian-Albian accumulations of the Gydan petroleum region as well as an increase in amplitudes and sizes of structures in the Tanopchin Formation top topography made realizable the formation of multilayer fields of the Gydan petroleum region, where gas accumulations with significant reserves are concentrated in the Aptian reservoir.

Keywords: *Aptian reservoir, Cenomanian, Neutinsk member, Yarong seal, seismic marker, hydrocarbon accumulation, Gydan petroleum region.*

References

Belousov V.V. *Moshchnost' otlozheniy kak vyrazhenie rezhima kolebatel'nykh dvizheniy zemnoy kory* [Formations thickness as an expression of the regime of oscillatory movements of the earth's crust]. *Sovetskaya geologiya*, 1940, no. 2-3, pp. 14-28.

Ermakov V.I., Lebedev V.S., Nemchenko N.N., Rovenskaya A.S., Grachev A.V. *Izotopnyy sostav ugleroda prirodnykh gazov severa Zapadno-Sibirskoy nizmennosti v svyazi s voprosom ikh genezisa* [Carbon isotope composition of natural gases in the north of the West Siberian Lowland in connection with the question of their genesis]. *Doklady AN SSSR*, 1970, vol. 190, no. 3, pp. 683-686.

Ermilov O.M., Karogodin Yu.N., Kontorovich A.E., Ter-Saakyan Yu.G., Agalakov S.E., Belyaev S.Yu., Borisova L.S., Bukreeva G.F., Burshteyn L.M., Gordeev V.N., Dmitruk V.V., Zhilina I.V., Kontorovich V.A., Krasavchikov V.O., Suprunenko O.I., Chupova I.M., Fursenko E.A. *Osobennosti geologicheskogo stroeniya i razrabotki unikal'nykh zalezhey gaza kraynego severa Zapadnoy Sibiri* [Features of the geological structure and the development of activity the important gas accumulations in the far north of Western Siberia]. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, 2004, 140 p.

Garetskiy R.G., Yanshin A.L. *Tektonicheskiy analiz moshchnostey* [Tectonic power analysis].

Metody izucheniya tektonicheskikh struktur. Moscow: Izd-vo AN SSSR, 1960, pp. 115-166.

Kazanenkov V.A., Ershov S.V., Ryzhkova S.V., Borisov E.V., Ponomareva E.V., Popova N.I., Shaporina M.N. *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' regional'nykh rezervuarov yury i mela v Karsko-Yamal'skom regione i prognoz raspredeleniya v nikh uglevodorodov* [Geological structure and petroleum potential of the regional developed Jurassic and Cretaceous reservoirs in the Kara-Yamal region and the forecast for their hydrocarbons distribution]. *Geologiya nefti i gaza*, 2014, no. 1, pp. 27-49.

Kontorovich A.E., Burshteyn L.M., Malyshev N.A., Safronov P.I., Gus'kov S.A., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kontorovich V.A., Kostyreva E.A., Melenevskiy V.N., Livshits V.R., Polyakov A.A., Skvortsov M.B. *Istoriko-geologicheskoe modelirovanie protsessov naftidogeneza v mezozoysko-kaynozoyском osadochnom bassejne Karskogo morya (basseynovoe modelirovanie)* [Historical and geological modeling of petroleum genesis processes in the Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin of the Kara Sea (basin modeling)]. *Geologiya i geofizika*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 1179-1226.

Kontorovich V.A. *Mezozoysko-kaynozoyская tektonika i neftegazonosnost' Zapadnoy Sibiri* [Mesozoic-Cenozoic tectonics and petroleum potential of Western Siberia]. *Geologiya i geofizika*, 2009, vol. 50, no. 4, pp. 461-474.

Kontorovich V.A., Ayunova D.V., Gubin I.A., Ershov S.V., Kalinin A.Yu., Kalinina L.M., Kanakov M.S., Solov'ev M.V., Surikova E.S., Shestakova N.I. *Seysmostratigrafiya, istoriya formirovaniya i gazonosnost' struktur Nadym-Purskogo mezhdurech'ya* [Seismostratigraphy, the formation history of the gas bearing structures in the Nadym-Pur interfluve]. *Geologiya i geofizika*, 2016, vol. 57, no. 8, pp. 1583-1585.

Kontorovich V.A., Ayunova D.V., Gubin I.A., Kalinin A.Yu., Kalinina L.M., Kontorovich A.E., Malyshev N.A., Skvortsov M.B., Solov'ev M.V., Surikova E.S. *Istoriya tektonicheskogo razvitiya arkticheskikh territoriy i akvatoriy Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii* [History of tectonic development of the Arctic territories and shelf areas of the Western Siberia petroleum province]. *Geologiya i geofizika*, 2017, vol. 58, no. 3-4, pp. 423-444.

Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O., Kontorovich A.A., Suprunenko O.I. *Tektonicheskoe stroenie i istoriya razvitiya Zapadno-Sibirskoy geosineklizy v mezozoe i kaynozoe* [Tectonic structure and development history of the Western Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic]. *Geologiya i geofizika*, 2001, vol. 42, no. 11-12, pp. 1832-1845.

Kruglikov N.M., Lobkov V.A., Prasolov E.M., Tikhomirov V.V., Yakovlev O.N. *Osobennosti geokhimii gazov Zapadnoy Sibiri kak pokazatel' usloviy skopleniya uglevodorodov* [Peculiarities of gas geochemistry in Western Siberia as an indicator of hydrocarbon accumulation conditions]. *Usloviya neftegazonosnosti i osobennosti formirovaniya mestorozhdeniy nefti i gaza na Zapadno-Sibirskoy plite*. Leningrad, 1980, pp.75-92.

Mashkovich K.A. *Metody paleotektonicheskikh issledovaniy v praktike poiskov nefti i gaza* [Methods of paleotectonic studies in the practice of oil and gas exploration]. Moscow: Nedra, 1976, 221 p.

Neyman V.B. *Teoriya i metodika paleotektonicheskogo analiza* [Theory and methodology of paleotectonic analysis]. 3-e izd., pererab. i dop. Moscow: Nedra, 1984, 80 p.

Skorobogatov V.A., Stroganov L.V. *Gydan: geologicheskoe stroenie, resursy uglevodorodov, budushchee...* [Gydan: geological structure, hydrocarbon resources, future ...]. Moscow: OOO «Nedra-Biznestsentr», 2006, 261 p.

Vyshemirskiy V.S., Kontorovich A.E. *Evolutsiya obrazovaniya uglevodorodnykh gazov v istorii Zemli* [The evolution of hydrocarbon gas formation in the Earth history]. *Geologiya i geofizika*, 1998, vol. 39, no. 10, pp. 1392-1401.