

Конторович В.А., Ибрагимова С.М., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Конторович Д.В., Соловьев М.В.

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, GusevaSM@ipgg.sbras.ru, KalininAY@ipgg.sbras.ru, KalininaLM@ipgg.sbras.ru, KontorovichDV@ipgg.sbras.ru, SolovevMV@ipgg.sbras.ru

ИСТОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ АНТИКЛИНАЛЬНЫХ СТРУКТУР-ЛОВУШЕК И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ОСАДОЧНЫХ МЕГАКОМПЛЕКСОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции основные запасы и ресурсы углеводородов сконцентрированы в юрско-меловых отложениях осадочного чехла, локализованы в песчаных резервуарах и контролируются антиклинальными структурами. При этом с юга на север существенно меняются и омолаживаются этажи продуктивности. Выполненные в ИНГГ СО РАН исследования показали, что существенное отличие перспектив нефтегазоносности осадочных комплексов в различных регионах Западной Сибири в значительной мере связано с особенностями формирования и современным строением антиклинальных структур-ловушек для залежей углеводородов. Перспективы нефтегазоносности осадочных мегакомплексов, комплексов и отдельных резервуаров в различных частях Западно-Сибирского бассейна связаны с их геологическим строением, положением в разрезе и глубиной залегания нефтепроизводящих толщ, дизъюнктивной тектоникой. В то же время подавляющее большинство нефтегазовых месторождений Западно-Сибирской провинции приурочено к антиклинальным структурам, и этажи нефтегазоносности напрямую связаны с их выраженностью в рельефах различных стратиграфических уровней, этот фактор является одним из наиважнейших.

Ключевые слова: юрско-меловые отложения осадочного чехла, антиклинальная структура, перспективы нефтегазоносности осадочных мегакомплексов, Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция.

Для цитирования: Конторович В.А., Ибрагимова С.М., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Конторович Д.В., Соловьев М.В. История формирования антиклинальных структур-ловушек и нефтегазоносность осадочных мегакомплексов Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2026. - Т.21. - №4. - https://www.ngtp.ru/rub/2026/26_2026.html EDN: JIODDD

Введение

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция (НГП) – одна из крупнейших в мире по запасам и ресурсам углеводородов. Залежи, в основном, сосредоточены в песчаных резервуарах юрско-меловых отложений осадочного чехла, контролируются антиклинальными ловушками.

Распределение углеводородов в Западной Сибири имеет выраженную зональность [Геология нефти и газа..., 1975; Нестеров, Салманов, Шпильман, 1971]. Южные и центральные районы провинции являются преимущественно нефтеносными. Так, в Томской,

Новосибирской, Омской областях и на юге Тюменской доля нефти составляет 82% от суммарных начальных извлекаемых запасов. Максимальная концентрация нефтяных запасов (96%) приходится на Широтное Приобье (Ханты-Мансийский автономный округ – Югра (ХМАО)). Северные и арктические территории (Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО) и юг Карского моря) являются преимущественно газоносными, где свободный газ составляет 92% извлекаемых запасов (рис. 1).

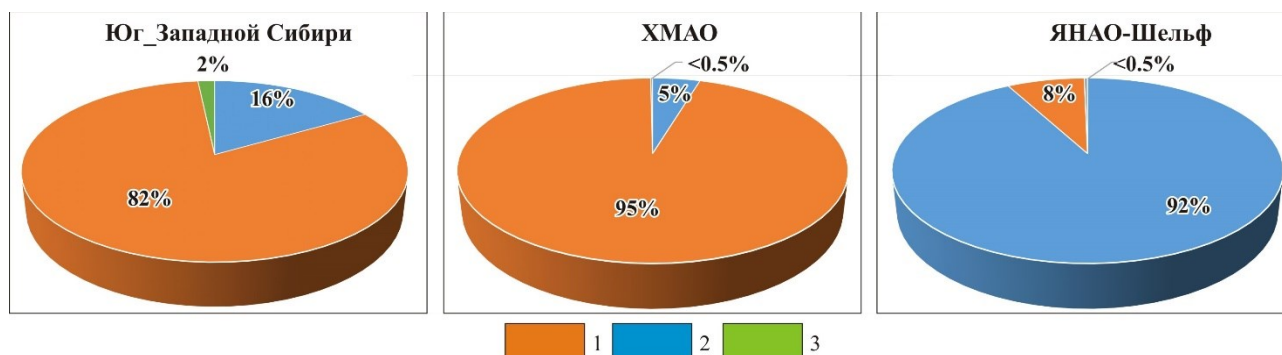


Рис. 1. Диаграммы распределения суммарных извлекаемых запасов углеводородов по регионам и типам флюида

1 - нефть, 2 - газ, 3 - конденсат.

В направлении с юга на север отмечается омоложение продуктивных комплексов провинции. Согласно исследованиям [Геология нефти и газа..., 1975; Нестеров, Салманов, Шпильман, 1971], юрские отложения наиболее перспективны на юге, неокомские (берриас-нижний апт) – в ХМАО, а апт-альб-сеноманские – в северных и арктических районах (рис. 2).

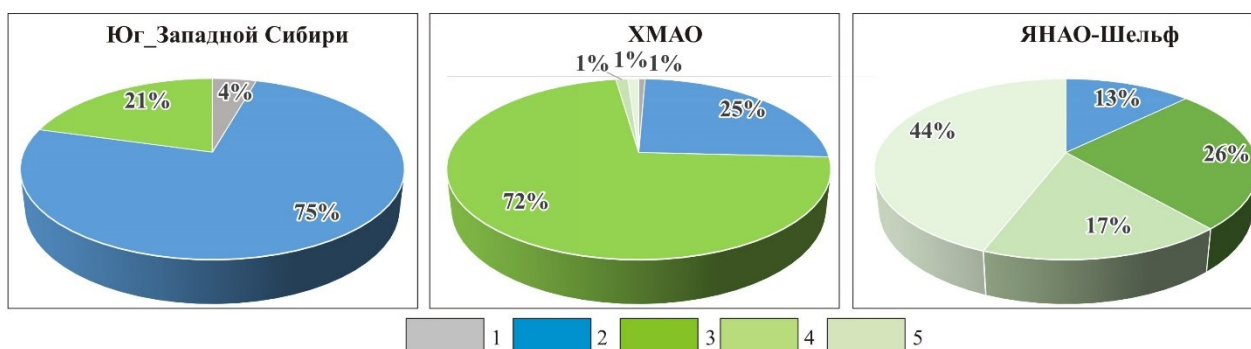


Рис. 2. Диаграммы распределения суммарных извлекаемых запасов углеводородов по регионам и комплексам

1 - палеозой, 2 - юра, 3 - неоком, 4 - апт-альб, 5 - сеноман.

В южных и центральных районах Западной Сибири нефтепроизводящей толщей традиционно являются глинисто-кремнисто-карбонатные породы баженовской свиты, которые находятся в главной зоне нефтеобразования. Эта 20-40-метровая пачка уникально обогащена аквагенным веществом и по оценкам академика А.Э. Конторовича и его коллег

могла сгенерировать более 80% нефти в бассейне. Все нефтяные залежи верхней юры и неокома образованы за счет баженовской нефтепроизводящей формации [Геология нефти и газа..., 1975; Прогноз месторождений..., 1981; Конторович и др., 1999].

Западная Сибирь уникально богата не только нефтью, но и газом. На севере источником газа выступают нефтепроизводящие формации юры (угленосные и субугленосные континентальные и мелководно-морские толщи) и аптские угленосные отложения, находящиеся соответственно в главной и верхней зонах газообразования [Конторович и др., 1999, 2013].

Большинство нефтегазовых месторождений приурочены к антиклинальным структурам – локальным, куполовидным поднятиям и валам. Залежи осложнены зонами литологического замещения коллекторов, разрывными нарушениями и т.д., но наиболее значимым является структурный фактор.

Согласно исследованиям ИНГГ СО РАН, существенные различия в нефтегазоносности юрских, неокомских, апт-альбских и сеноманских отложений в районах Западной Сибири обусловлены главным образом с особенностями формирования антиклинальных структур-ловушек.

В настоящей работе на базе комплексного анализа сейсмогеологических разрезов и палеоразрезов, структурных карт и карт изопахит сейсмогеологических мегакомплексов выполнен структурно-тектонический анализ, на конкретных эталонных объектах рассмотрена история формирования и современное строение антиклинальных структур, контролирующих залежи углеводородов в различных осадочных комплексах.

Структурные карты и сейсмогеологические разрезы характеризуют современную архитектуру осадочного чехла, карты изопахит сейсмогеологических мегакомплексов и палеоразрезы служат основой для палеоструктурного анализа, который в настоящей работе выполнялся с использованием метода мощностей [Белоусов, 1940; Гарецкий, Яншин, 1960; Яншин, 1965; Машкович, 1976].

Нефтегазоперспективные и сейсмогеологические мегакомплексы

На начальном этапе изучения Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна Ф.Г. Гурари, Т.И. Гурова, В.П. Казаринов, А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Г.Э. Прозорович и другие исследователи отмечали в своих трудах, что крупнейшие скопления углеводородов приурочены к отложениям, которые перекрыты выдержанными по площади глинистыми пачками-флюидоупорами [Казаринов, 1958, 1963; Гурари и др., 1968]. В 1968 г. исследователи предложили выделять региональные, зональные и локальные флюидоупоры и

нефтегазоносные комплексы [Гурари и др., 1968]. Позднее Ю.Н. Карогодин, А.Э. Конторович, Э.Э. Фотиади, В.И. Демин и др. дополнили классификацию, выделив мегарегиональные флюидоупоры и комплексы [Геология нефти и газа..., 1975; Карогодин, 1974].

В осадочном чехле Западной Сибири выделены три основных нефтегазоперспективных мегакомплекса: юрский (на севере триас-юрский), неокомский (берриас-нижеаптский) и апт-альб-сеноманский. За счет зональных и локальных глинистых пачек эти мегакомплексы делятся на нефтегазоперспективные комплексы.

Юрский мегакомплекс перекрыт баженовской свитой и ее возрастными аналогами (верхняя юра, волжский ярус), неокомский – кошайской (на севере нейтинской) пачкой (нижний мел, апт), апт-альб-сеноманский – кузнецовской свитой (верхний мел, турон). В верхней части разреза залегают турон-кайнозойские отложения, которые особого интереса в отношении нефтегазоносности не представляют. В тоже время тектонические процессы, которые происходили в конце позднего мела и, особенно, в кайнозое оказали существенное влияние на современную архитектуру и нефтегазоносность осадочного чехла Западно-Сибирского бассейна.

Мегарегиональные флюидоупоры Западно-Сибирского бассейна повсеместно представлены выдержанными по толщине морскими трансгрессивными глинистыми пачками. Они формировались в эпохи тектонического покоя на обширных территориях, что позволяет рассматривать их кровлю (поверхность) как квазиизохронный уровень выравнивания. В силу этих особенностей данные горизонты служат надежными реперами для проведения палеоструктурных и палеотектонических реконструкций [Конторович и др., 2001; Конторович, 2009].

Глинистые пачки характеризуются аномально низкими акустическими свойствами по сравнению с вмещающими породами. Именно к таким геологическим уровням приурочены сейсмические реперы – наиболее энергетически выраженные отражающие сейсмические горизонты. Стратификация реперных сейсмических горизонтов, контролирующих основные осадочные нефтегазоносные мегакомплексы, приведена в табл. 1.

Отражающий горизонт А формируется на границе осадочного чехла и домезозойского основания (фундамента), отражающий горизонт Б приурочен к кровле триас-юрского мегакомплекса, неокомский мегакомплекс в кровле контролируется отражающим горизонтом М, апт-альб-сеноманский – отражающим горизонтом Г. На сейсмогеологических разрезах часто выделяется отражающий горизонт С, приуроченный к кровле мела; на севере бассейна – отражающие горизонты М₁ и Т_{mp}, формирующиеся соответственно на яронгском региональном флюидоупоре (кровля апта) и кровле тампейской серии триаса.

Таблица 1

Стратификация реперных отражающих сейсмических горизонтов

Индексы отражающих горизонтов	Стратиграфическая приуроченность (Западная Сибирь)
А	Подощва осадочного чехла / кровля домезозойского основания (фундамента).
Т _{mp}	Подощва юры / кровля терригенного триаса.
Б	Кровля баженовской свиты (верхняя юра, волжский ярус) / кровля юрского (на севере триас-юрского) мегакомплекса.
М	Кровля кошайской (нейтинской) пачки (нижний мел, низы апта) кровля неокомского (берриас-нижнеаптского) мегакомплекса.
М ₁	Кровля танопчинской свиты, кровля апта / кровля аптского комплекса.
Г	Подощва кузнецовской свиты (верхний мел, турон) / кровля сеномана / кровля апт-альб-сеноманского мегакомплекса.
С	Кровля ганькинской свиты, кровля мела / кровля турон-маастрихтского комплекса.

На рис. 3 приведен сейсмогеологический разрез по профилю Reg_19, характеризующий современную архитектуру мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. Профиль Reg_19 пересекает территорию Западной Сибири в широтном направлении и проходит в 100 км к северу от г. Ноябрьск.

Структуры-ловушки южных и центральных районов Западной Сибири

Южные районы Западной Сибири. В южных районах Западной Сибири, на территории Томской, Омской, Новосибирской областей и юге Тюменской области все антиклинальные ловушки, контролирующие залежи углеводородов, сформированы над относительно монолитными эрозионно-тектоническими выступами фундамента, которые испытывали тенденцию к относительному росту, главным образом, в юре и берриасе; на последующих этапах развития структуры практически не развивались (рис. 4).

Ниже рассмотрены современное строение и история формирования Западно-Останинского поднятия, с которым связано одноименное нефтяное месторождение, расположенное на территории Томской области в Пудинском нефтегазоносном районе Васюганской нефтегазоносной области (НГО). Залежь нефти на месторождении локализована в оксфордских песчаных пластах Ю₁¹⁻² васюганской свиты, залегающих под баженовской свитой, которая является нефтепроизводящей, и одновременно выполняет роль регионального флюидоупора для залежей в песчаных пластах горизонта Ю₁.

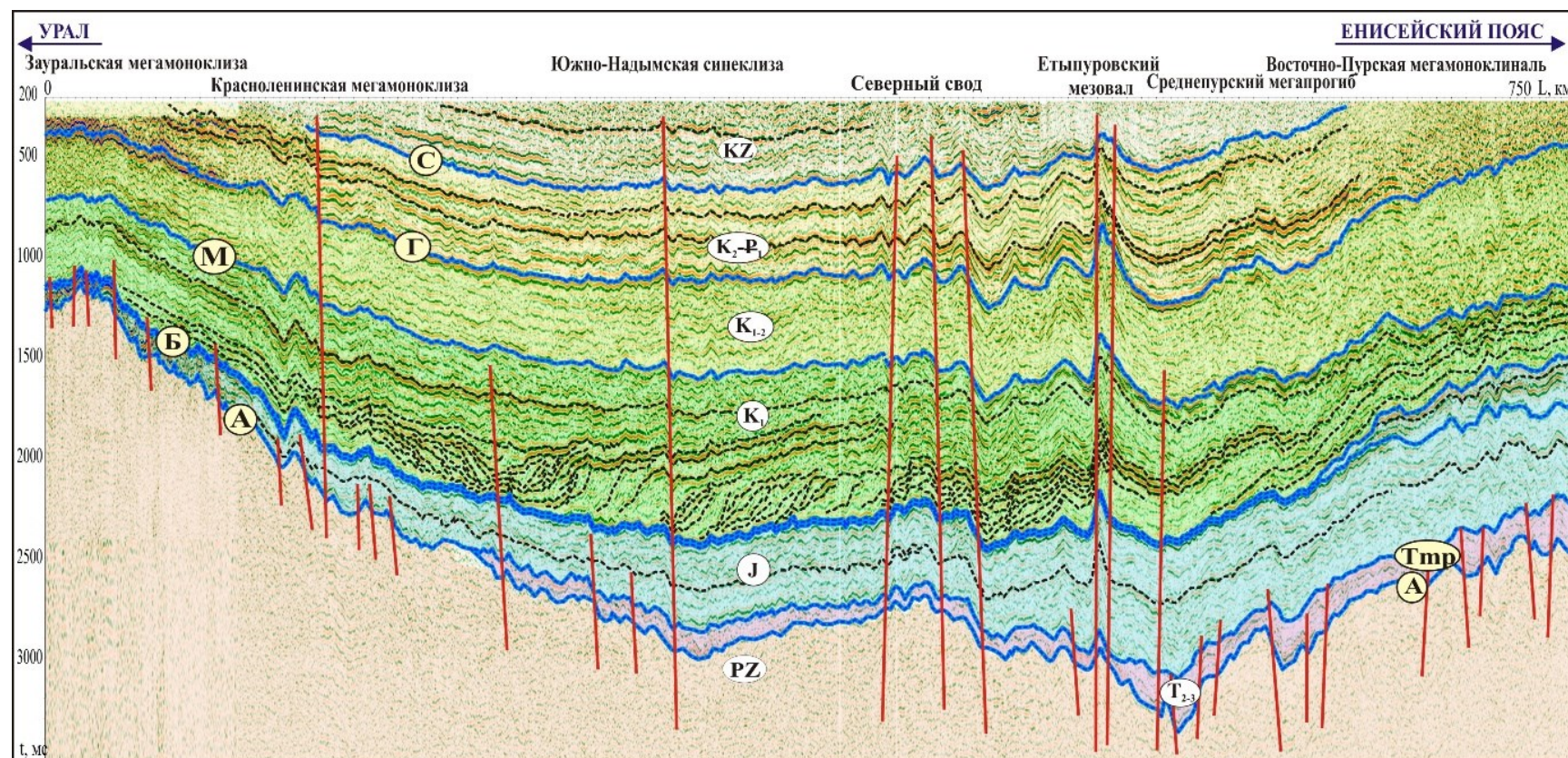


Рис. 3. Сейсмогеологический разрез по региональному профилю Reg 19
(Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция, Ямало-Ненецкий автономный округ)

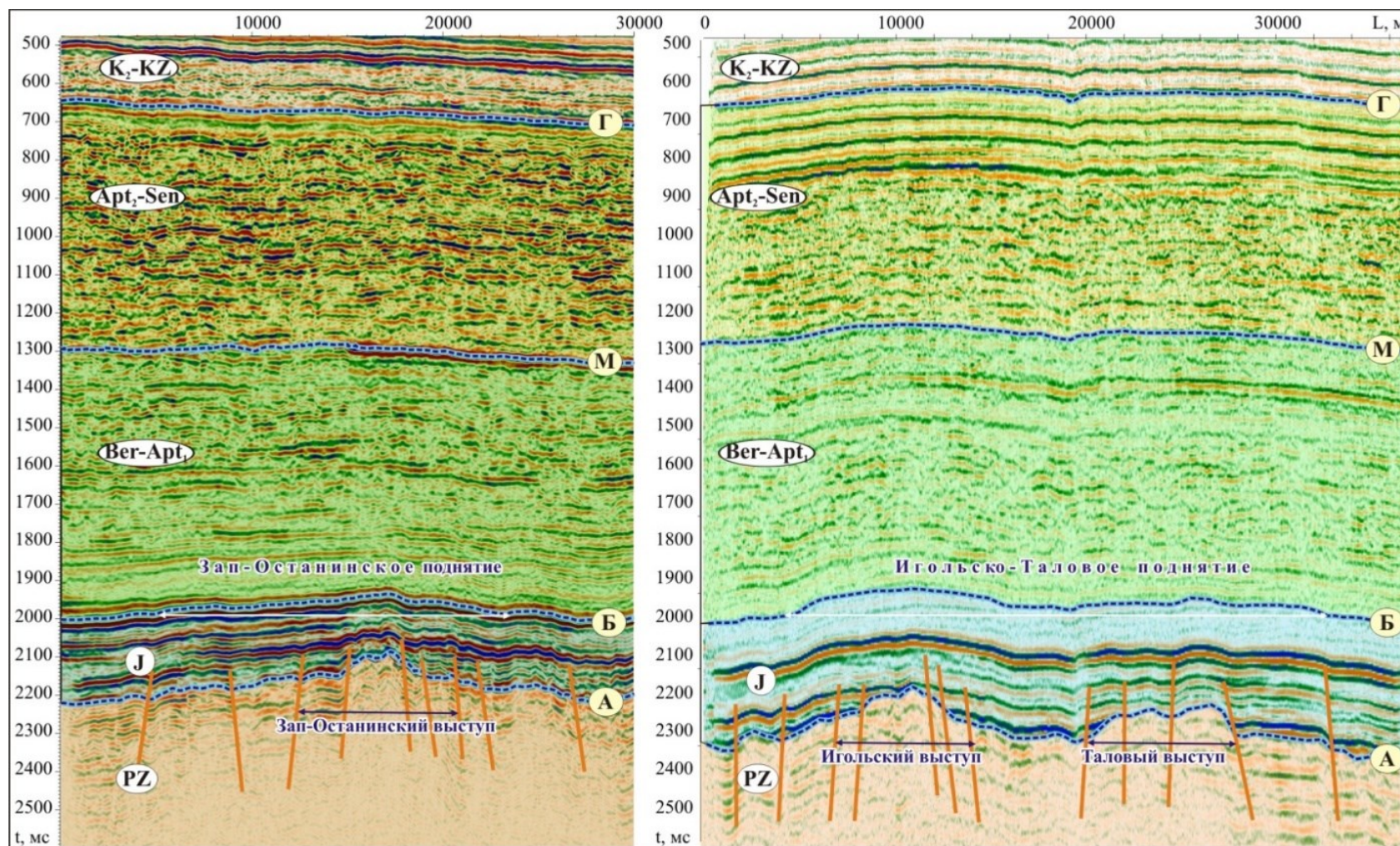


Рис. 4. Сейсмогеологические разрезы по профилям, пересекающим Западно-Останинское и Игольско-Таловое месторождения (Томская область)

На рис. 5 приведены структурные карты по реперным отражающим горизонтам и карты изопахит сейсмогеологических мегакомплексов, которые характеризуют современное строение и динамику формирования Западно-Останинского поднятия. Западно-Останинское поднятие надежно выделяется в структурных планах кровли палеозоя и юры. При этом от подошвы осадочного чехла к кровле юры площадь поднятия увеличивается с 40 до 55 км², а амплитуда уменьшается от 110 до 45 м. В структурных планах отражающих горизонтов М и Г Западно-Останинское поднятие отсутствует. В рельефе кровли неокома получил развитие вытянутый в северо-западном направлении вал, осложненный серией малоамплитудных куполов, в структурном плане кровли сеномана – погружающаяся в северо-западном направлении моноклираль, неосложненная локальными положительными структурами.

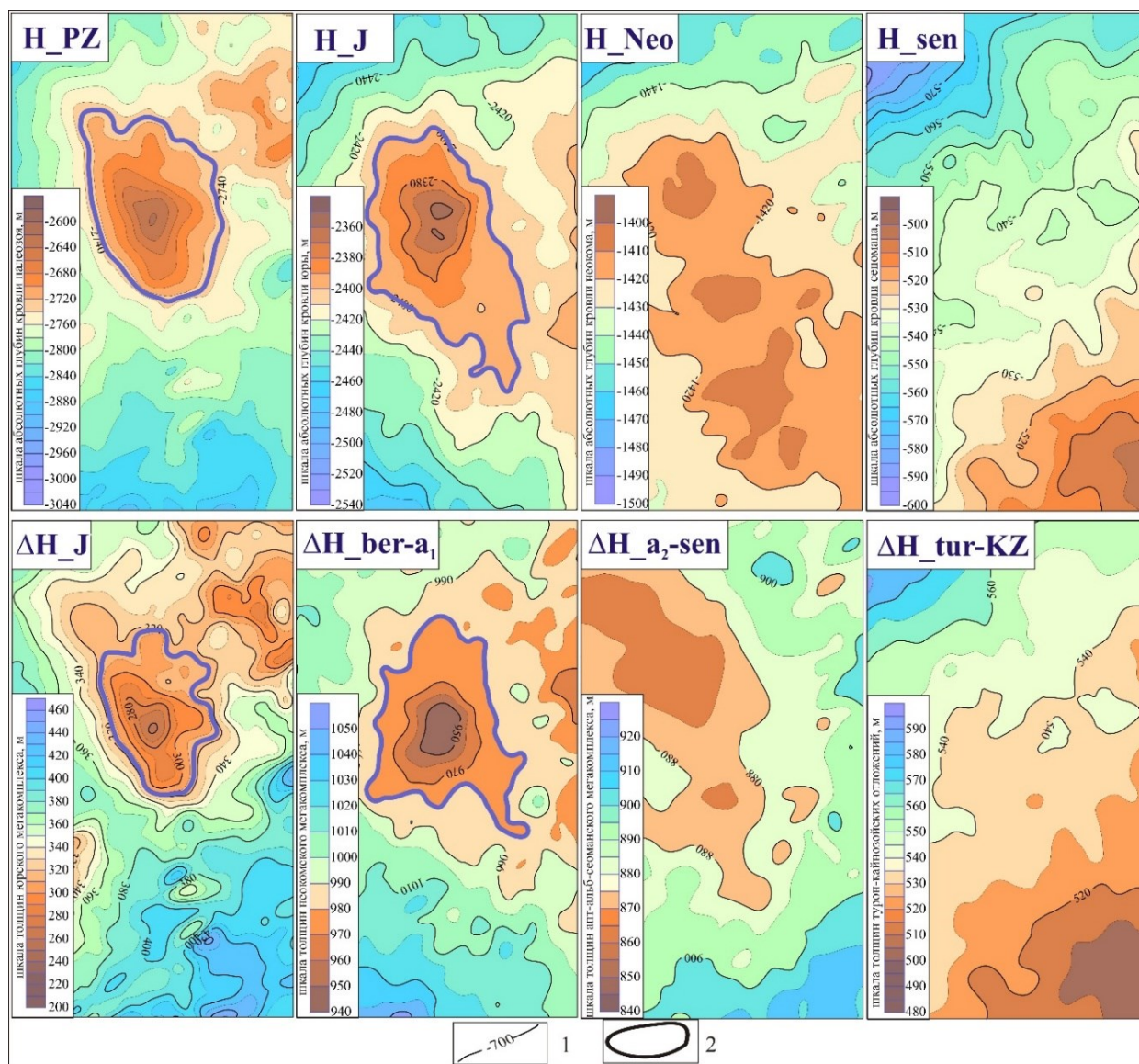


Рис. 5. Структурные карты и карты изопахит сейсмогеологических мегакомплексов (Западно-Останинская площадь, Чузиско-Чижапская седловина, Томская область)

1 - изогибсы/изопахиты, 2 - контуры замкнутых положительных структур.

Анализ карт изопахит мегакомплексов показал, что на протяжении юрского периода и берриасского века Западно-Останинский палеозойский выступ фундамента испытывал относительный рост. Контуры палеоструктур на картах толщин юры и неокома во многом наследуют очертания поднятий, зафиксированных в современных структурных планах отражающих горизонтов А и Б. На более поздних этапах тектонический режим принципиально изменился, и вертикальные движения перестали доминировать. Так, современная моноклираль в рельефе кровли сеномана, погружающаяся на северо-запад, отражает иной масштабный процесс: региональное позднемел-кайнозойское погружение осевой части Западно-Сибирского бассейна относительно его юго-восточного складчатого обрамления [Конторович и др., 2001; Конторович, 2009].

Наиболее крупные структуры–ловушки для нефтегазовых залежей в юрских резервуарах формировались над серией близкорасположенных выступов доюрского основания, которые интенсивно развиваясь в юре и берриассе, вытягивали за собой межблоковые зоны, образуя в рельефе кровли юры относительно крупные поднятия. В частности, над серией таких выступов появилась Игольско-Таловая структура, с которой связано одно из наиболее крупных на юго-востоке Западной Сибири месторождение, залежь нефти которого также локализована в оксфордских песчаных пластах Ю₁¹⁻² горизонта Ю₁ и контролируется антиклинальной структурой, выделенной в рельефе отражающего горизонта Б (см. рис. 4).

На Игольско-Таловой площади в рельефе кровли палеозоя над эрозионно-тектоническими выступами выделяются необъединенные в единую структуру Игольское и Таловое поднятия, площади которых составляют 290 и 95 км² соответственно, амплитуды превышают 100 м. В структурном плане кровли юры эти локальные поднятия объединяются и формируют структуру III порядка – Игольско-Таловое куполовидное поднятие, площадь которого увеличивается до 560 км², амплитуда сокращается до 80 м. В баррем-кайнозойское время Игольско-Таловое куполовидное поднятие практически не развивалось, поэтому в рельефах кровли неокома и сеномана не выделяется [Конторович и др., 2017б].

В южных районах Западной Сибири по аналогичному сценарию происходило формирование подавляющего большинства антиклинальных структур, с которыми связаны нефтегазовые месторождения – поднятия III-IV порядков надежно выделяются в рельефах кровли палеозоя и юры и отсутствуют в структурных планах неомских и апт-альб-сеноманских резервуаров. Это обстоятельство, в свою очередь, предопределило то, что в этом регионе юрские отложения являются наиболее перспективными и в них сконцентрировано более 80% извлекаемых запасов углеводородов (см. рис. 2).

Широтное Приобье. На территории ХМАО антиклинальные структуры осадочного

чехла обычно формировались над эрозионно-тектоническими выступами доюрского основания. Однако, в отличие от южных районов Западной Сибири, приподнятые блоки фундамента в этом регионе испытывали тенденцию к относительному росту на протяжении юрского и раннемелового периодов. В результате унаследованного развития и вертикальных тектонических движений локальные куполовидные поднятия и валы, служащие ловушками для многопластовых нефтяных залежей, сформировались как в юрских горизонтах, так и в кошайской пачке алымской свиты (отражающий горизонт М) и в берриас-барремских резервуарах.

Наличие подобных структурных ловушек обусловило концентрацию основных запасов нефти ХМАО в неокомских отложениях (см. рис. 2). Залежи в песчаных пластах, как правило, сопровождаются существенно меньшими по объему запасами в юрских отложениях.

В качестве примера приведена характеристика Вачимского месторождения, которое расположено на Сургутском своде. Залежи нефти на месторождении локализованы в берриас-готтеривских песчаных пластах АС₄-АС₉ и батском горизонте ЮС₂ тюменской свиты. При этом извлекаемые запасы нефти неокомских резервуаров в 30 раз превышают запасы юры.

На Вачимской площади в рельефах кровли палеозоя, юры и неокома выделяются Южно-Вачимское и Северо-Вачимское поднятия, сформированные над эрозионно-тектоническими выступами доюрского основания; в структурном плане кровли сеномана получила развитие погружающаяся в северном направлении приподнятая зона, осложненная малоамплитудными куполами; поднятия отсутствуют (рис. 6, 7).

Амплитуды структур, контролирующих залежи Вачимского месторождения, уменьшаются от кровли палеозоя к кровле неокома с 75-80 м до 20-30 м. При этом площадь Южно-Вачимского поднятия возрастает с 90 до 110 км², Северо-Вачимского – сокращается от 105 до 40 км².

Анализ карт изопахит сейсмокомплексов позволяет сделать вывод о том, что Южно-Вачимский и Северо-Вачимский палеозойские эрозионно-тектонические выступы испытывали тенденцию к относительному росту в юре, неокоме и апт-альбе, и интенсивность вертикальных тектонических движений существенно падала со временем – на картах изопахит сейсмогеологических мегакомплексов контрастность палеоподнятий уменьшается вверх по разрезу. В турон-кайнозойское время в центральной части рассматриваемой площади формировалась приподнятая зона, раскрывающаяся в юго-восточном направлении, в направлении центральной, наиболее приподнятой части Сургутского свода.

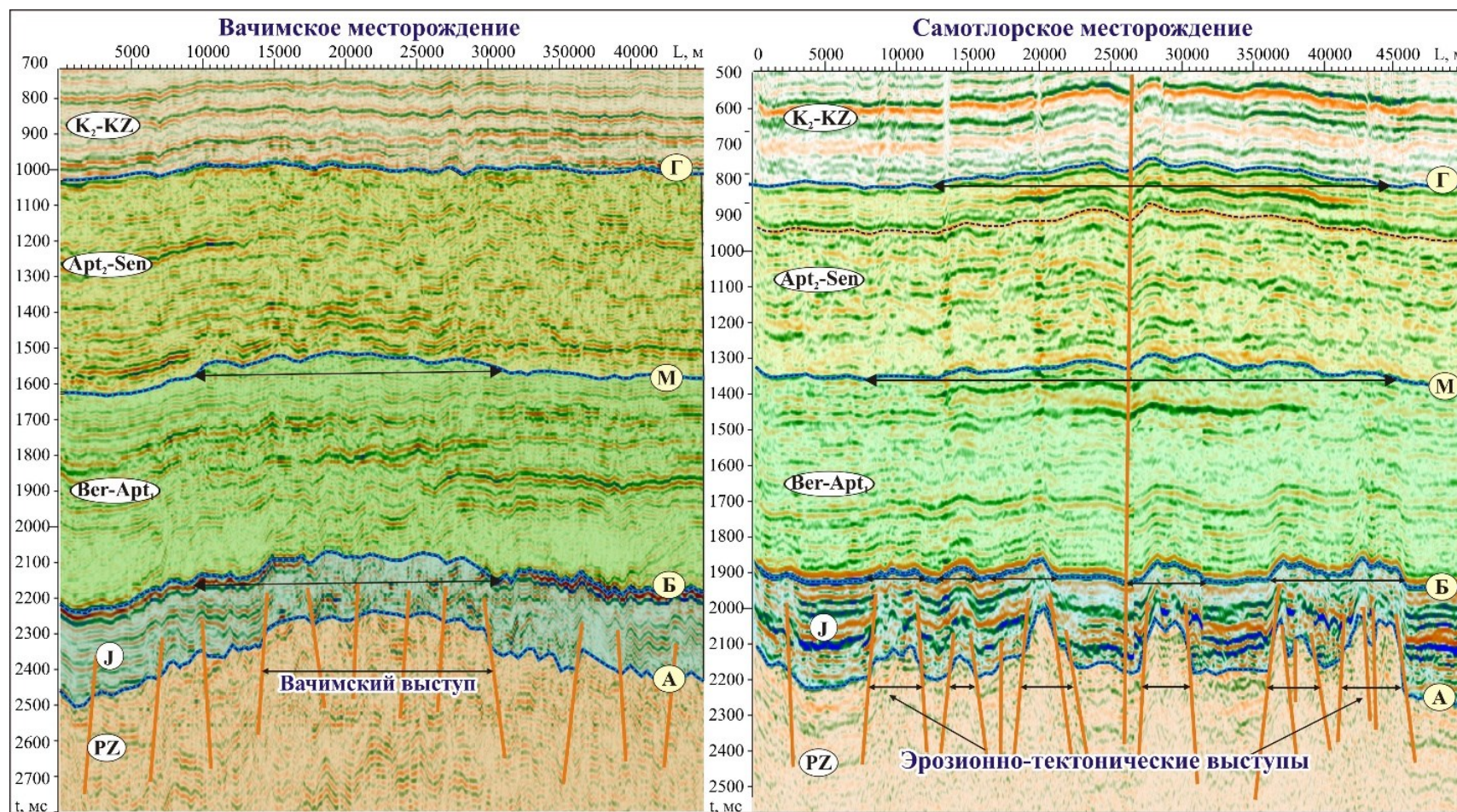


Рис. 6. Сейсмогеологические разрезы по профилям, пересекающим Вачимское и Самотлорское месторождения
(Ханты-Мансийский автономный округ – Югра)

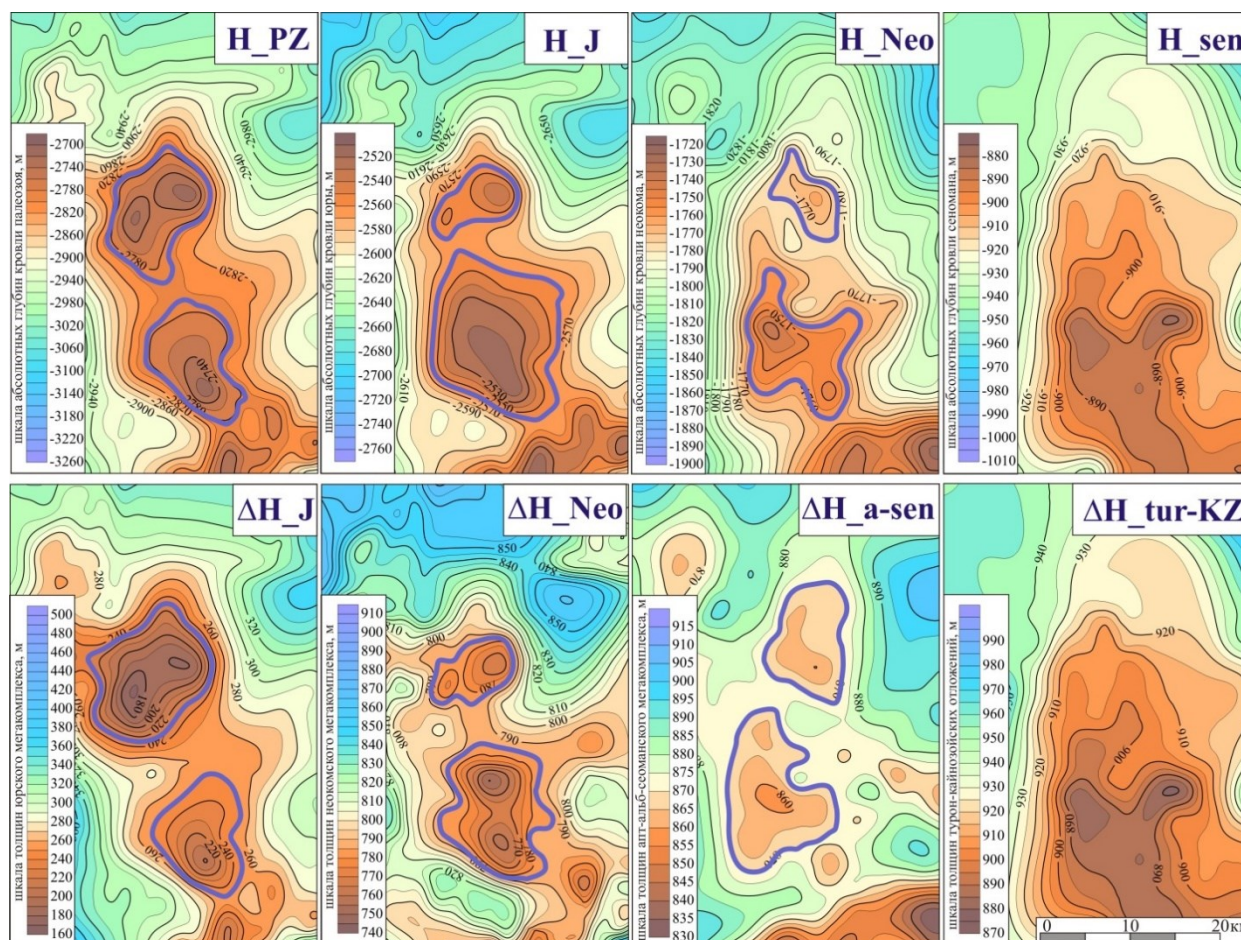


Рис. 7. Структурные карты и карты изопакт сейсмогеологических мегакомплексов (Вачимская площадь, Сургутский свод, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра)

Усл. обозначения см. на рис. 5.

По этому сценарию появилось подавляющее большинство мезозойских структур Широтного Приобья – эрозионно-тектонические выступы фундамента унаследовано развивались в юре и раннем мелу и не испытывали тенденцию к относительному росту в позднем мелу и кайнозое, что и предопределило высокие перспективы неокомского мегакомплекса, с которым, как отмечалось ранее, связано более 80% Западно-Сибирской нефти.

Исключения составляют поднятия, расположенные вблизи Колтогорско-Уренгойской рифтовой системы – Айтульский, Варьеганский и др. валы, которые продолжали формироваться в позднем мелу и кайнозое. К структурам этого типа относится и расположенное на Нижневартовском своде Самотлорское поднятие, с которым связано наиболее крупное в Западной Сибири нефтяное месторождение.

Выше отмечено, что на юге бассейна в рельефе кровли юры наиболее крупные поднятия сформированы над серией близкорасположенных эрозионно-тектонических выступов фундамента. Аналогичная ситуация отмечается и в центральной части бассейна.

Самотлорское поднятие в структурных планах меловых горизонтов сформировано над серией контрастных выступов. На этой площади в структурных планах кровли палеозоя и юры выделяются разрозненные, отдельно стоящие поднятия и купола, которые в рельефе кровли неокома объединяются в крупную структуру, контролирующую уникальные нефтяные залежи в берриас-барремских резервуарах. Самотлорское поднятие продолжало формироваться и в позднем мелу в кайнозойское время, что предопределило появление ловушек и, как следствие, залежей в апт-альб-сеноманских отложениях (см. рис. 6). В тоже время извлекаемые запасы неокома на этом месторождении в 240 раз превышают запасы апт-альб-сеноманского комплекса и в 70 раз запасы юры.

Структуры-ловушки северных и арктических регионов Западной Сибири

Как отмечено ранее, на севере Западно-Сибирской НГП сконцентрированы в основном газовые месторождения. Основные запасы приурочены к антиклинальным ловушкам и сосредоточены в апт-альб-сеноманском мегакомплексе [Геология нефти и газа..., 1975; Особенности геологического строения..., 2004; Скоробогатов, Строганов, 2006; Казаненков и др., 2014; Конторович, 2024].

В структурно-тектоническом плане Мессояхская наклонная гряда рассекает всю провинцию в широтном направлении, разделяя север Западной Сибири на два ключевых региона [Конторович, 2024]: Надым-Тазовский (к югу от гряды); Ямало-Гыданский (на крайнем севере). Распределение запасов свободного газа в апт-альб-сеноманском мегакомплексе кардинально отличается для этих регионов.

На Уренгойском, Медвежьем, Ямбургском и др. месторождениях Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО, расположенных южнее Мессояхской гряды, основные запасы газа локализованы в сеноманских отложениях. На мегакомплекс приходится 66% газа, из которых 64% сосредоточено в сеномане и лишь 2% – в апт-альбе.

На Тамбейском, Южно-Тамбейском, Салмановском, Малыгинском и др. месторождениях Ямальской и Гыданской НГО (крайний север Западной Сибири) газоносность более равномерно распределена по разрезу. На мегакомплекс приходится 60% газа, при этом в апт-альбе сконцентрировано 40%, а в сеномане – 20% (рис. 8).

Различия между Надым-Тазовским и Ямало-Гыданским регионами проявляются и в характере строения газовых залежей [Конторович, 2024; Конторович и др., 2017a]. Так, в Надым-Тазовском междуречье преобладают массивные залежи, приуроченные к высокоамплитудным антиклинальным структурам; при этом более 90% свободного газа апт-альб-сеноманского мегакомплекса здесь локализовано в песчаном горизонте ПК₁ под

кузнецовским (туронским) региональным флюидоупором. В свою очередь, для Ямало-Гыданского региона характерны пластово-сводовые залежи. Наиболее крупные запасы газа здесь сосредоточены в группе ТП (серия средне-верхнеаптских песчаных пластов таноупчинской свиты) под яронгским (ханты-мансийским) региональным флюидоупором. Из-за разделения 5-10-метровыми глинистыми пачками данные резервуары гидродинамически изолированы, образуя в совокупности масштабные многопластовые аптские залежи.

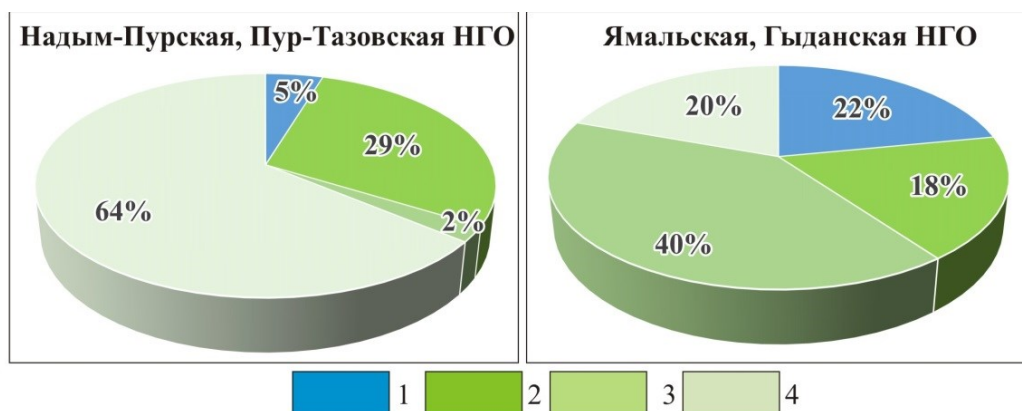


Рис. 8. Диаграммы распределения запасов свободного газа по регионам и комплексам
1 - юра, 2 - неоком, 3 - апт-альб, 4 - сеноман.

Результаты структурно-тектонического анализа, выполненного в ИНГГ СО РАН, свидетельствуют о том, что дифференциация запасов газа по нефтегазоносным комплексам во многом обусловлена тектоническим фактором. В частности, она связана с различиями в истории развития и динамике формирования структур-ловушек в Надым-Тазовском и Ямало-Гыданском регионах.

Эти особенности строения отчетливо фиксируются на региональных сейсмических разрезах [Конторович, 2024]. На рис. 9 представлены широтные сейсмогеологические разрезы по профилям, пересекающим Западно-Сибирскую НГП. Так, на профиле Reg_26, проходящем через Надым-Пурскую и Пур-Тазовскую НГО, в рельефе отражающего горизонта Г (кровля сеномана) четко выделяются высокоамплитудные поднятия (Медвежье, Юбилейное, Уренгойское и Южно-Русское), к которым приурочены уникальные по запасам массивные сеноманские залежи газа.

На сейсмогеологическом разрезе по профилю Reg_3, пересекающему Ямальскую и Гыданскую НГО, в рельефе отражающего горизонта Г контрастные антиклинальные структуры отсутствуют. Исключение составляет Арктическое поднятие, осложняющее расположенный в Приуральской зоне Нурминский мегавал. На Геофизическом, Салмановском и Гыданском месторождениях амплитуды структур существенно уменьшаются вверх по разрезу, и в рельефе кровли сеномана выделяются небольшие малоамплитудные поднятия.

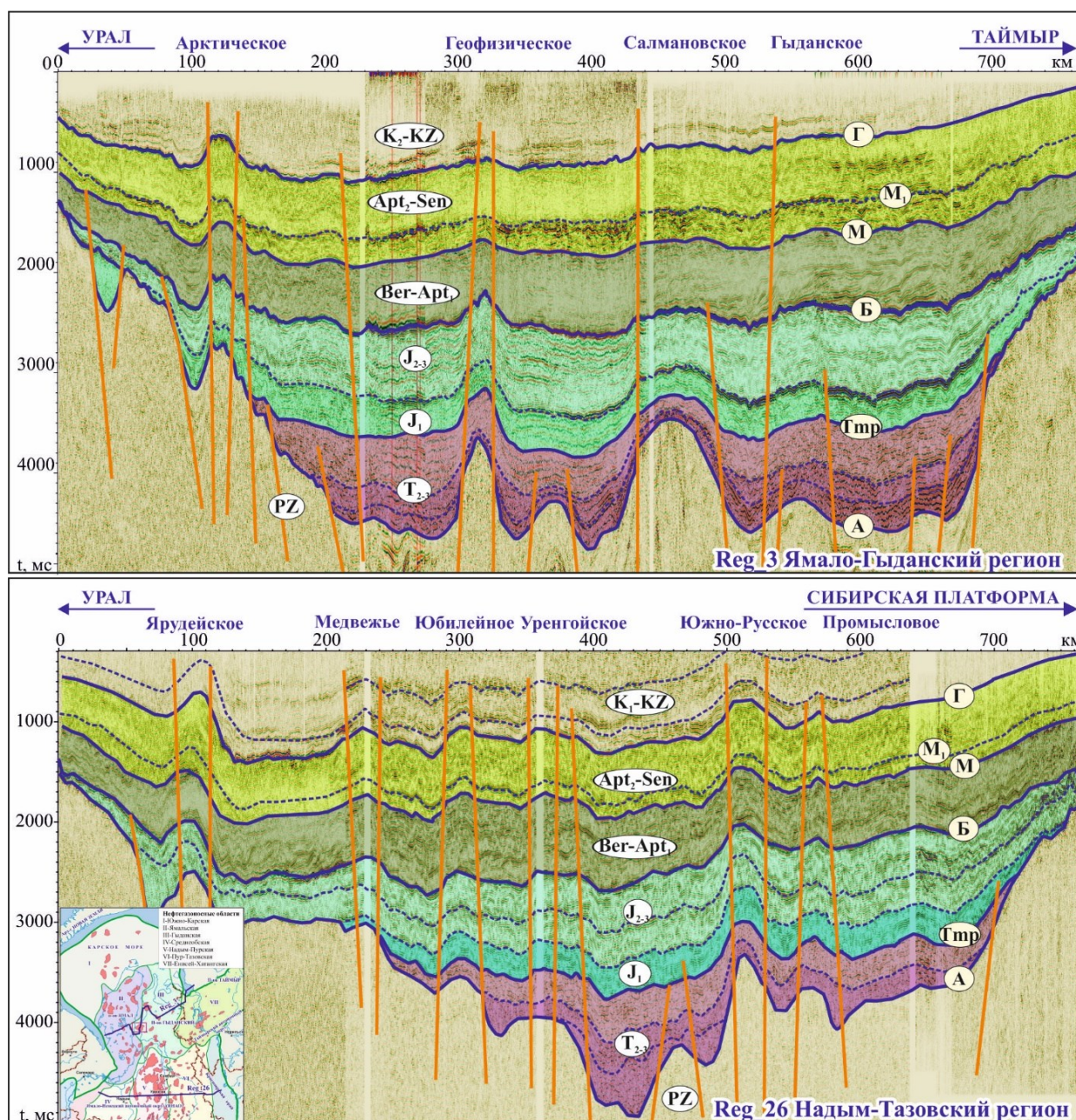


Рис. 9. Сейсмогеологические разрезы по профилям Reg_3 и Reg_26
(Ямало-Ненецкий автономный округ)

Ниже рассмотрены модели формирования антиклинальных ловушек в северных и арктических регионах Западной Сибири на конкретных примерах.

Ямало-Гыданский регион. Ранее отмечено, что в южных и центральных районах Западной Сибири подавляющее число нефтегазовых месторождений контролируются антиклинальными структурами осадочного чехла, образованными над эрозионно-тектоническими выступами фундамента. На юге бассейна приподнятые относительно монолитные палеозойские блоки либо совокупность близкорасположенных блоков испытывали тенденцию к относительному росту в юре и берриасе, в Широтном Приобье – в

юре и раннем мелу. В Ямальной и Гыданской НГО большинство залежей осадочного чехла также контролируются поднятиями, сформированными над контрастными эрозионно-тектоническими выступами домезозойского основания (см. рис. 9) [Конторович и др., 2017а, 2018]. В частности, над такими выступами в рельефах юрских и меловых горизонтов образованы Гыданское и Геофизическое поднятия, с которыми связаны одноименные нефтегазоконденсатные месторождения [Торопова, Конторович, 2019; Аюнова, Конторович, 2024] (рис. 10).

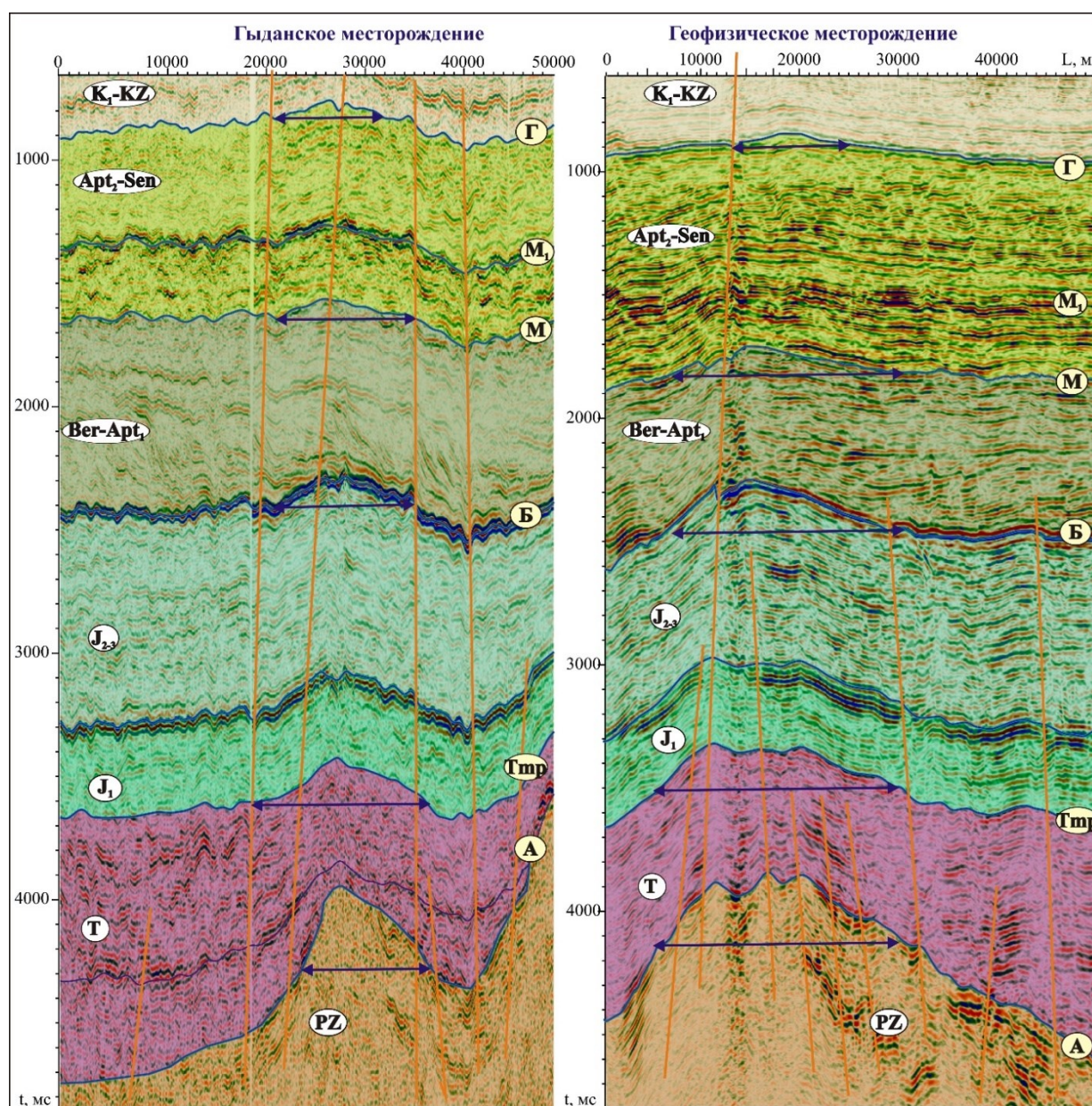


Рис. 10. Сейсмогеологические разрезы по профилям, пересекающим Гыданское и Геофизическое месторождения (Ямало-Ненецкий автономный округ)

На Гыданском месторождении залежи свободного газа открыты в неокомском, аптальбском и сеноманском осадочных комплексах.

Гыданское поднятие выделяется в структурных планах всех реперных мезозойских стратиграфических уровней. При этом вверх по разрезу от кровли юры к кровле сеномана площадь структуры сокращается в 6 раз – с 1250 до 215 км², а амплитуда уменьшается в 4 раза – от 125 до 35 м (рис. 11).

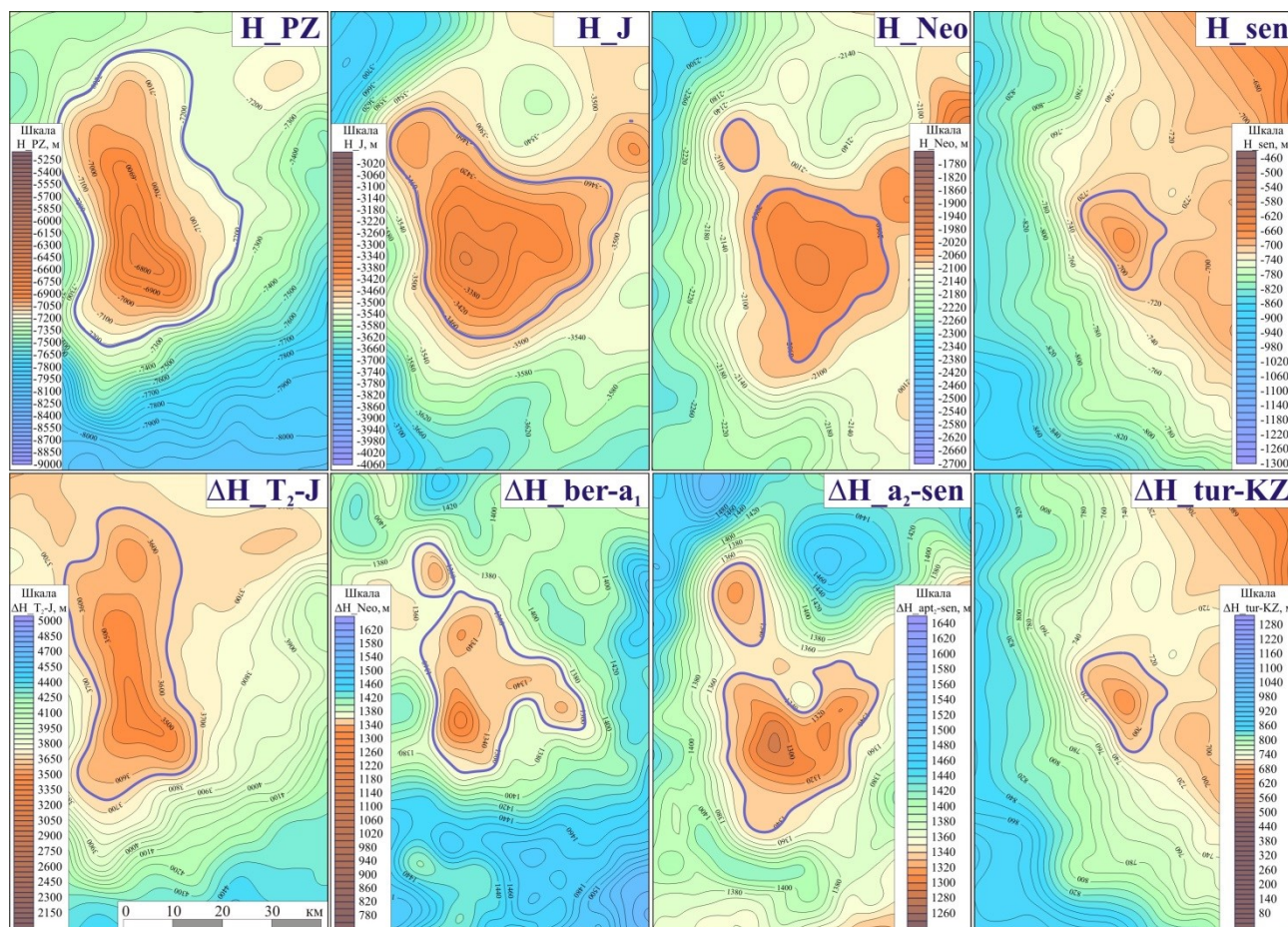


Рис. 11. Структурные карты и карты изопахит сейсмогеологических мегакомплексов (Гыданская площадь, Ямало-Гыданская мегаседловина, Ямало-Ненецкий автономный округ)
Усл. обозначения см. на рис. 5.

Гыданское поднятие испытывало тенденцию к относительному росту и формировалось в течение всего мезозоя и кайнозоя – поднятие находит отражение на картах изопахит всех сейсмогеологических мегакомплексов (см. рис. 11). При этом интенсивность образования структуры со временем затухала. Современное Гыданское поднятие, выделяемое в структурных планах кровли неокома и в перекрывающих нейтинскую пачку продуктивных аптских пластах группы ТП, испытало на себе влияние вертикальных тектонических движений, происходивших в альб-сеноманское и турон-кайнозойское время; сеноманская структура – только турон-кайнозойских. Это предопределило то, что в рельефе отражающего горизонта М Гыданское поднятие имеет площадь 620 км² при амплитуде 55 м; в рельефе отражающего горизонта Г площадь поднятия уменьшается до 215 км², амплитуда уменьшается до 30 м. Площадь поднятия

сокращается почти в 3 раза, амплитуда – в 2 раза, соответственно, существенно сокращается и объем ловушки.

По аналогичному сценарию происходило формирование структур-ловушек на большинстве месторождений Ямало-Гыданского региона.

Учитывая, что все месторождения Ямальской и Гыданской НГО являются многопластовыми, и газовые залежи на них локализованы в пластах группы ТП, залегающих непосредственно на нейтинской пачке, именно в них сконцентрированы основные запасы газа этого региона [Бочкарев и др., 2010].

На Гыданском месторождении запасы свободного газа апт-альба в 13 раз превышают запасы сеномана, на Мылыгинском и Салмановском месторождениях – соответственно в 26 и 16 раз; на Тамбейском, Южно-Тамбейском, Северо-Парусовом месторождениях – в 6-8 раз и т.д.

Единственным исключением в регионе является Нурминский мегавал (западная часть Ямальской НГО) и связанные с ним структуры. Как и большинство поднятий территории, они приурочены к выступам фундамента и росли в юрско-меловое время, однако сохранили высокую интенсивность развития и в постсеноманский период. Харасавэйское, Нейтинское, Бованенковское и Крузенштернское поднятия, в пределах которых открыты одноименные месторождения, отличаются линейной формой и четкой выраженностью по кровле сеномана. Влияние этих факторов отразилось на распределении газа: на данных объектах апт-альбские запасы превышают сеноманские в меньшей степени – всего в 1,5-3 раза.

Надым-Тазовский регион. В Надым-Пурской и Пур-Тазовской НГО, где более 60% запасов газа сконцентрировано в сеноманских отложениях, появление структур-ловушек происходило по принципиально иным законам [Конторович, 2024; Конторович и др., 2016].

Ниже рассмотрены современное строение и история формирования Медвежьего мезовала, с которым связана уникальная по запасам сеноманская газовая залежь (рис. 12).

В рельефе подошвы осадочного чехла на Медвежьей площади выделены три локальных поднятия: Медвежье, Центрально-Медвежье и Северо-Медвежье, к северу от которых расположено Ныдинское поднятие. Площади наиболее крупных и контрастных Медвежьего и Ныдинского поднятий составляют 845 и 230 км² соответственно, амплитуды – 210 и 110 м.

В структурном плане кровли юры Медвежье, Центрально-Медвежье и Северо-Медвежье поднятия объединяются (по изогипсе -3310 м) в единый Медвежий вал площадью 1865 км² и амплитудой 330 м. Ныдинское поднятие здесь оконтурено на отметке -3270 м, сохраняет площадь и очертания, амплитуда уменьшается до 90 м.

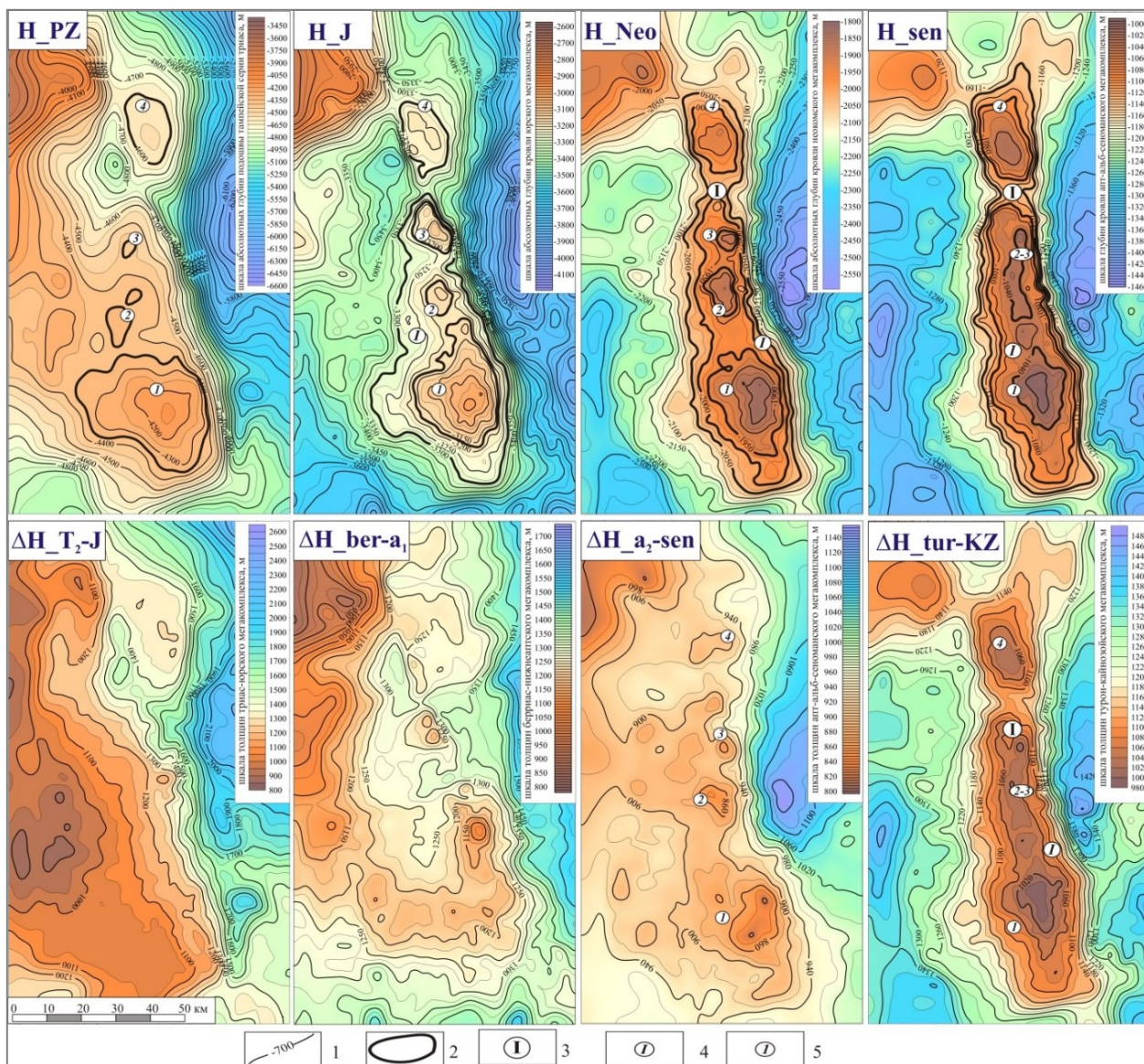


Рис. 12. Структурные карты и карты изопакит сейсмогеологических мегакомплексов (Медвежья площадь, Медвежий мезовал, Ямало-Ненецкий автономный округ)

1 - изогипсы/изопакиты, 2 - контуры замкнутых положительных структур, 3 - номер Медвежьего мезовала, 4 - номер Медвежьего вала, 5 - номера локальных поднятий: 1 - Медвежье, 2 - Центрально-Медвежье, 3 - Северо-Медвежье, 4 - Ныдинское.

Выше по разрезу эти элементы объединяются, в кровле неокома и сеномана Медвежий вал и Ныдинское поднятие контролируются единой замкнутой изогипсой, образуя крупную линейную структуру северного простирания – Медвежий мезовал, площадь которого в рельефе кровли неокома составляет 2015 км², амплитуда – 225 м. В структурном плане кровли сеномана площадь поднятия возрастает до 2165 км², амплитуда уменьшается до 150 м.

Анализ карт изопакит сейсмогеологических мегакомплексов показал, что Медвежий мезовал, который является ловушкой для уникальной сеноманской газовой залежи, в качестве единой структуры не формировался на протяжении триасового, юрского, раннемелового периодов и сеноманского века. В триасе и юре на исследуемой площади появилась

погружающаяся в северо-восточном направлении монокликаль; в неокоме и апт-альб-сеномане на фоне продолжающегося погружения территории в северо-восточном направлении, тенденцию к относительному росту испытывали относительно небольшие по размерам поднятия и купола.

Образование уникальной антиклинальной ловушки произошло исключительно благодаря постсеноманским турон-кайнозойским вертикальным тектоническим движениям (см. рис. 12).

По аналогичному сценарию развивалось большинство структур Надым-Тазовского региона. На рис. 13 представлены выровненный по отражающему горизонту Г палеоразрез и современный сейсмогеологический разрез по композитному профилю, который пересекает Медвежье, Юбилейное и Ямсовейское месторождения.

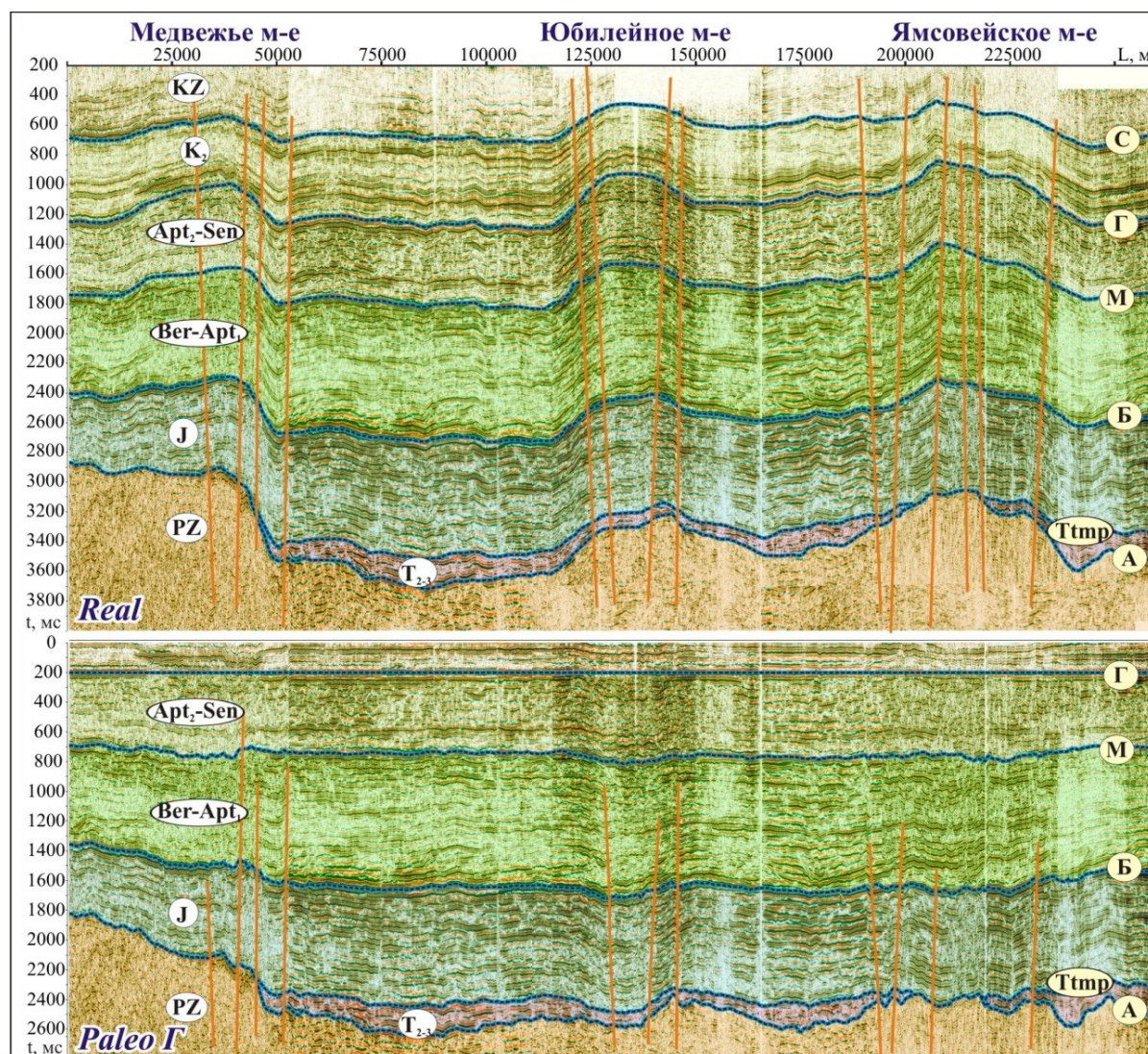


Рис. 13. Современный временной разрез (Real) и палеоразрез, выровненный на кровлю сеномана (Paleo Г), по композитному профилю Comp_П

Анализ этих материалов позволяет отметить:

- все три поднятия сформированы над слабоконтрастными приподнятыми блоками фундамента;
- на палеоразрезе в рельефах отражающих горизонтов Б и М данные структуры не выделяются. Это доказывает, что на протяжении юры, раннего мела и сеномана (в периоды накопления юрского, неокомского и апт-альб-сеноманского мегакомплексов) поднятия еще не существовали;
- на современном сейсмогеологическом разрезе в рельефах отражающих горизонтов Г и С и «нижезалегающих» А, Тmp, Б и М четко фиксируются высокоамплитудные контрастные поднятия. Это указывает на то, что структуры сформировались исключительно на постсеноманском этапе – в конце позднего мела и кайнозое;
- отражающие горизонты Г и С «залегают» квазипараллельно. Данный факт подтверждает, что решающую роль в формировании этих уникальных по запасам ловушек сыграли кайнозойские вертикальные тектонические движения.

Приведенная выше характеристика структурно-тектонического строения и истории формирования Медвежьего мезовала показала, что площадь этой структуры вверх по разрезу увеличивается, а амплитуда несколько уменьшается. При этом увеличение площади поднятия происходит за счет объединения отдельных поднятий в единый крупный замкнутый тектонический элемент, а уменьшение амплитуд связано с тем, что отдельные купола современного поднятия испытывали тенденцию к незначительному росту в неокоме и апт-альб-сеномане.

Данная тенденция характерна для большинства структур Надым-Тазовского междуречья. Яркий пример – Уренгойское месторождение. Если в планах кровли палеозоя, юры и неокома Уренгойский вал, Ен-Яхинское и Песцовое поднятия обособлены, то в рельефе кровли сеномана они сливаются в единую замкнутую структуру I порядка. Именно эта мегаструктура контролирует уникальную сеноманскую залежь газа с начальными запасами более 7 трлн. м³. Похожим образом – за счет объединения элементов – увеличивается площадь Ямбургской и ряда других структур региона.

Завершая характеристику северных районов Западной Сибири, необходимо подчеркнуть, что к северу и к югу от Мессояхской наклонной гряды современное строение и динамика формирования антиклинальных структур-ловушек значительно отличаются, что оказало существенное влияние на газоносность апт-альбских и сеноманских отложений в Ямало-Гыданском и Надым-Тазовском регионах [Конторович, 2024].

На рис. 14 приведена карта изопакит отложений, залегающих между баженовской и

кузнцовской свитами (берриас-сеноман), и структурная карта по кровле сеномана, на которых цветными кружками показаны центры месторождений, дифференцированные по преобладающим запасам газа, локализованным в апт-альбе и сеномане. Первая карта характеризует тектонические процессы, протекавшие в берриас-сеномане, вторая – постсеноманские тектонические движения.

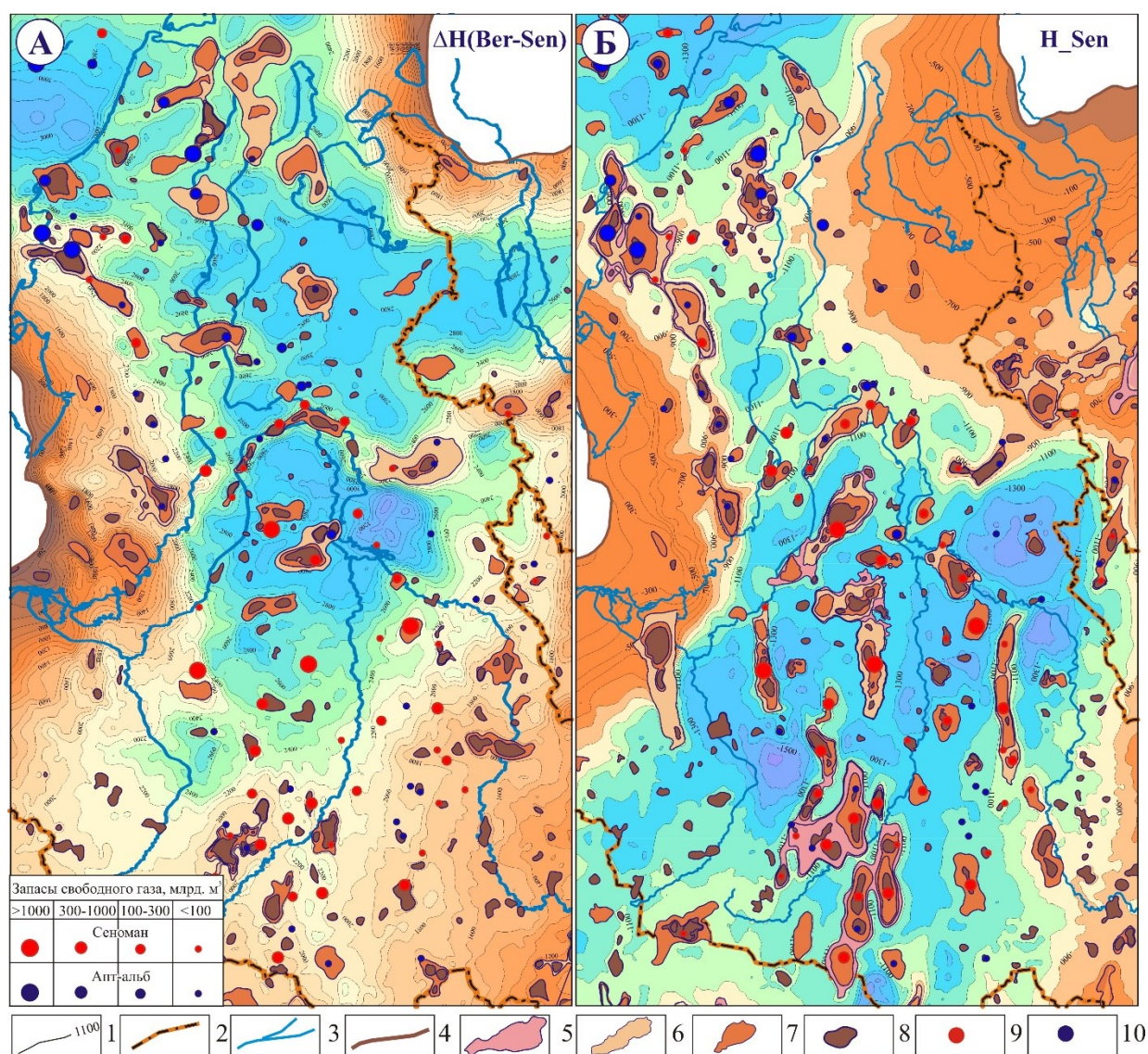


Рис. 14. Карта изопакит берриас-сеноманских отложений / $\Delta H(\text{Ber-Sen})$ / и структурная карта по кровле сеномана / H_{Sen} /

1 - изогипсы/изопакиты, 2 - административные границы, 3 - реки, 4 - зоны отсутствия отложений; положительные структуры: 5 - I порядка, 6 - II порядка, 7 - III порядка, 8 - IV порядка; центры месторождений с преобладающими запасами: 9 - сеномана, 10 - апт-альба.

Анализ структурной карты рельефа кровли кузнцовской свиты показывает, что большинство антиклиналей в Надым-Тазовском междуречье имеют линейную форму. Они представляют собой контрастные, вытянутые на север валы, амплитуда которых по кровле

сеномана достигает 150-300 м.

Согласно анализу карты толщин берриас-сеноманских отложений, современные линейные структуры отсутствовали в раннемеловую и сеноманскую эпохи. В этот период на Ямбургской, Уренгойской, Русской и ряде других площадей (Южно-Русской, Вынгапуровской, Етыпуровской) развивались только мелкие изометричные поднятия. Появление крупных линейных структур-ловушек уникальных сеноманских газовых залежей связано исключительно с последующими (постсеноманскими) вертикальными тектоническими движениями.

К северу от Мессояхской гряды в Ямало-Гыданском регионе антиклинальные структуры обычно имеют изометричную форму или слегка вытянуты на северо-запад и в широтном направлении. Как правило, это куполовидные поднятия с небольшой амплитудой, редко более 40-50 м по отражающему горизонту Г. Исключением является западная часть Ямальской НГО. Нурминский мегавал и осложняющие его Арктическое, Нейтинское, Бованенковское и Крузенштернское поднятия имеют линейную форму, а их амплитуда по кровле сеномана достигает 200 м.

Согласно анализ карты изопакит, все антиклинальные структуры этого региона активно формировались в раннем мелу и сеномане, в рельефах юрских, неокомских и апт-альбских резервуаров к турону эти поднятия уже сформированы, а на постсеноманском этапе развития незначительно прирастили амплитуды. Такое строение антиклинальных объектов предопределило то, что в этом регионе апт-альбские отложения существенно более перспективны в отношении газоносности, чем сеноман.

Заключение

Основные запасы углеводородов в Западно-Сибирской НГП сосредоточены в песчаных резервуарах юрско-мелового осадочного чехла и контролируются антиклинальными структурами. При этом этажи продуктивности существенно омолаживаются с юга на север: если в южных районах наиболее перспективна юра, то в ХМАО – неоком (берриас-нижний апт), а в северных и арктических регионах – апт-альб-сеноман.

Исследования ИНГГ СО РАН показали, что такие различия в нефтегазоносности комплексов напрямую обусловлены особенностями формирования и современным строением локальных антиклинальных ловушек.

Безусловно структурно-тектонический фактор является не единственным. Перспективы нефтегазоносности осадочных мегакомплексов, комплексов и отдельных резервуаров в различных частях Западно-Сибирского бассейна связаны с их геологическим строением,

положением в разрезе и глубиной залегания нефтепроизводящих толщ, дизъюнктивной тектоникой и т.д.

В тоже время, учитывая то, что подавляющее большинство нефтегазовых месторождений Западно-Сибирской НГП приурочено к антиклинальным структурам, и этажи нефтегазоносности напрямую связаны с их выраженностью в рельефах различных стратиграфических уровней, этот фактор является одним из наиважнейших.

Финансирование. Работа выполнена в рамках государственной программы фундаментальных научных исследований – Проект FWZZ-2026-0044 «Разномасштабные цифровые геологические модели и ресурсы углеводородов Сибирского сектора Арктической зоны России; разработка технологий комплексной интерпретации геолого-геофизических материалов, как основа наращивания минерально-сырьевой базы России».

Литература

Аюнова Д.В., Конторович В.А. История тектонического развития и динамика формирования антиклинальных структур-ловушек Гыданской НГО (на примере Геофизического месторождения) // Геофизические технологии. - 2024. - № 4. - С. 4-18. DOI: [10.18303/2619-1563-2024-4-4](https://doi.org/10.18303/2619-1563-2024-4-4)

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

Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Кочергин М.О., Нестеров И.И. (мл), Огнев Д.А. Особенности геологического строения зоны сочленения Карского моря и Гыданского полуострова и прогноз ее нефтегазоносности // Горные ведомости. - 2010. - №10. - С. 6-18. EDN: [QAWWRH](https://www.edn.ru/entry/10.18303/2619-1563-2024-4-4)

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

Геология нефти и газа Западной Сибири / Ред. А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Ю.Г. Эрвье. - М.: Недра, 1975. - 679 с.

Гурари Ф.Г., Гурова Т.Н., Казаринов В.П., Конторович А.Э., Нестеров И.И., Перозин Г.Н., Прозорович Г.Э., Ростовцев Н.Н., Сорокина Е.Г. Литолого-геохимические факторы формирования и размещения залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской плиты // Материалы по литологии и геохимии нефтегазоносных бассейнов Сибири. - Новосибирск: СНИИГиМС, 1968. - С. 5-10.

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 ресурсов углеводородов // Геология нефти и газа. - 2014. - № 1. - С. 27-49. EDN: [RUMRCV](https://www.edn.ru/entry/10.18303/2619-1563-2024-4-4)

Казаринов В.П. Мезозойские и кайнозойские отложения Западной Сибири. - М.: Гостоптехиздат, 1958. - 324 с.

Казаринов В.П. Этажи нефтегазоносности в мезозойских осадках Западной Сибири.

Проблемы сибирской нефти. - Новосибирск: Изд-во СО АН СССР, 1963. - С. 46-57.

Карогодин Ю.Н. Ритмичность и осадконакопления и нефтегазоносность. - М.: Недра, 1974. - 196 с.

Конторович А.Э., Буриштейн Л.М., Малышев Н.А., Сафронов П.И., Гуськов С.А., Ершов С.В., Казаненков В.А., Ким Н.С., 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 // Геология и геофизика. - 2013. - Т. 54. - № 8. - С. 1179-1226. DOI: [10.1016/j.rgg.2013.07.011](https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.011)

Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А., Меленевский В.Н., Москвин В.И., Фомин А.Н., Махнева Е.Н. Нефтематеринские формации Западной Сибири: старое и новое видение проблемы // Органическая геохимия нефтепроизводящих пород Западной Сибири. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, 1999. - С. 10-12. EDN: [TIWBWQ](https://www.edn.ru/tiwbwq)

Конторович В.А. Апт-альб-сеноманские газовые залежи северных и арктических регионов Западной Сибири // Наука и техника в газовой промышленности. - 2024. - № 1. - С.45-58.

Конторович В.А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // Геология и геофизика. - 2009. - Т. 50. - № 4. - С. 461-474. DOI: [10.1016/j.rgg.2009.03.012](https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.03.012)

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 газоносность структур Надым-Пурского междуречья // Геология и геофизика. - 2016. - Т. 57. - № 8. - С. 1583-1585. DOI: [10.1016/j.rgg.2016.08.010](https://doi.org/10.1016/j.rgg.2016.08.010)

Конторович В.А., Аюнова Д.В., Губин И.А., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Конторович А.Э., Малышев 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. - 2017а. - Т. 58. - № 3-4. - С. 423-444. DOI: [10.1016/j.rgg.2016.09.010](https://doi.org/10.1016/j.rgg.2016.09.010)

Конторович В.А., Аюнова Д.В., Гусева С.М., Калинина Л.М., Калинин А.Ю., Канаков М.С., Соловьев М.В., Сурикова Е.С., Торопова Т.Н. Сейсмогеологическая характеристика осадочных комплексов и нефтегазоносность Ямальской, Гыданской и Южно-Карской нефтегазоносных областей (Арктические зоны Западной Сибири, шельф Карского моря) // Геофизические технологии. - 2018. - № 4. - С. 10-26. DOI: [10.18303/2619-1563-2018-4-3](https://doi.org/10.18303/2619-1563-2018-4-3)

Конторович В.А., Аюнова Д.В., Захрямина М.О., Калинина Л.М. История формирования верхнеюрских залежей на юго-востоке Западной Сибири (на примере Игольско-Талового нефтяного месторождения) // Геология и геофизика. - 2017б. - Т. 58. - № 10. - С. 1240-1250. DOI: [10.1016/j.rgg.2016.07.008](https://doi.org/10.1016/j.rgg.2016.07.008)

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. EDN: [USJNNL](https://www.edn.ru/usjnnl)

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

Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Шпильман К.А. Нефтяные и газовые месторождения

Западной Сибири. - Москва: Недра, 1971. - 463 с.

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

Прогноз месторождений нефти и газа / А.Э. Конторович, Э.Э. Фотиади, В.И. Демин, В.Б. Леонтович, А.А. Растигин. - М.: Недра, 1981. - 307 с.

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

Торопова Т.Н., Конторович В.А. История тектонического развития и нефтегазоносность центральной части полуострова Гыданский (северо-восток Западной Сибири) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2019. - Т. 14. - № 3. - http://www.ngtp.ru/rub/2019/28_2019.htm
DOI: [10.17353/2070-5379/28_2019](https://doi.org/10.17353/2070-5379/28_2019)

Янин А.Л. Общие особенности строения и развития молодых платформ // Молодые платформы, их тектоника и перспективы нефтегазоносности. - Москва: Наука, 1965. - С. 7-18.

This is an open access article under the CC BY 4.0 license

Received 29.09.2026

Published 21.10.2026

Kontorovich V.A., Ibragimova S.M., Kalinin A.Yu., Kalinina L.M., Kontorovich D.V., Solov'ev M.V.

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch Russian Academy of Sciences (IPGG SB RAS), Novosibirsk, Russia, KontorovichVA@ipgg.sbras.ru, GusevaSM@ipgg.sbras.ru, KontorovichVA@ipgg.sbras.ru, GusevaSM@ipgg.sbras.ru, KalininAY@ipgg.sbras.ru, KalininaLM@ipgg.sbras.ru, KontorovichDV@ipgg.sbras.ru, Solov'evMV@ipgg.sbras.ru

GENESIS HISTORY OF ANTICLINAL TRAP STRUCTURES AND OIL AND GAS POTENTIAL OF SEDIMENTARY MEGASYSTEMES OF WESTERN SIBERIA

In the West Siberian petroleum province, the main hydrocarbon reserves and resources are concentrated in Jurassic-Cretaceous strata of the sedimentary cover, localized in sandstones reservoirs and controlled by anticline structures. Furthermore, productive stages vary significantly and become younger from south to north. Research conducted at the IPGG SB RAS has shown that the significant differences in the petroleum potential of sedimentary strata in various regions of Western Siberia are largely related to the formation characteristics and modern structure of anticline structures–traps for hydrocarbon accumulations. The petroleum potential of sedimentary megasystemes, and individual reservoirs in various parts of the West Siberian Basin is related to their geological structure, the position in the section and the depth of source rocks, disjunctive tectonics, and other factors. At the same time, given that the overwhelming majority of oil and gas fields in the West Siberian petroleum province are confined to anticlinal structures, and the levels of oil and gas-bearing capacity are directly related to their expression in the relief of various stratigraphic levels, this factor is one of the most important.

Keywords: *Jurassic–Cretaceous strata of the sedimentary cover, anticlinal structure, oil and gas potential of sedimentary megasystemes, West Siberian petroleum province.*

For citation: Kontorovich V.A., Ibragimova S.M., Kalinin A.Yu., Kalinina L.M., Kontorovich D.V., Solov'ev M.V. Formation history of anticlinal trap structures and oil and gas potential of sedimentary megacomplexes of Western Siberia. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2026, vol. 21, no. 4, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2026/26_2026.html EDN: JIODDD

References

Ayunova D.V., Kontorovich V.A. History of tectonic development and dynamics of the formation of anticlinal structures-traps of the Gydan oil and gas field (using the example of the Geophysical field). *Geofizicheskie tehnologii*, 2024, no. 4, pp. 4-18. (In Russ.). DOI: [10.18303/2619-1563-2024-4-4](https://doi.org/10.18303/2619-1563-2024-4-4)

Belousov V.V. The thickness of sediments as an expression of the regime of oscillatory movements of the earth's crust. *Sovetskaya geologiya*, 1940, no. 2-3, pp. 14-28. (In Russ.).

Bochkarev V.S., Brekhuntsov A.M., Kochergin M.O., Nesterov I.I. (ml), Ognev D.A. Features of the geological structure of the junction zone of the Kara Sea and the Gydan Peninsula and forecast of its oil and gas potential. *Mining Vedomosti*, 2010, no. 10, pp. 6-18. (In Russ.).

Features of the geological structure and development of unique gas accumulations in the extreme north of Western Siberia. O.M. Ermilov, Yu.N. Karogodin, A.E. Kontorovich, Yu.G. Ter-Sahakyan, S.E. Agalakov, S.Yu. Belyaev, L.S. Borisova, G.F. Bukreeva, L.M. Burshtein, V.N. Gordeev, V.V. Dmitruk, I.V. Zhilina, V.A. Kontorovich, V.O. Krasavchikov, O.I. Suprunenko, I.M. Chupova, E.A. Fursenko. Novosibirsk, Publishing House SB RAS, 2004, 140 p. (In Russ.). EDN: [QKENWJ](https://www.ngtp.ru/rub/2026/26_2026.html)

Garetskiy R.G., Yanshin A.L. Tectonic analysis of thicknesses. *Methods for studying tectonic structures*. Moscow: Publishing House of the USSR Academy of Sciences, 1960, pp. 115-166. (In Russ.).

Gurari F.G., Gurova T.N., Kazarinov V.P., Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Perosio G.N., Prozorovich G.E., Rostovtsev N.N., Sorokina E.G. Lithological and geochemical factors of the formation and placement of oil and gas accumulations in the Mesozoic strata of the West Siberian Plate. *Materials on the lithology and geochemistry of oil and gas basins of Siberia*. Novosibirsk: SNIIGGiMS, 1968, pp. 5-10. (In Russ.).

Karogodin Yu.N. *Rhythm and sedimentation and oil and gas potential*. Moscow: Nedra, 1974, 196 p. (In Russ.).

Kazanenkov V.A., Ershov S.V., Ryzhkova S.V., Borisov E.V., Ponomareva E.V., Popova N.I., Shaporina M.N. Geological structure and oil and gas content of regional Jurassic and Cretaceous reservoirs in the Kara-Yamal region and forecast of the distribution of hydrocarbon resources in them. *Geologiya nefti i gaza*, 2014, no. 1, pp. 27-49. (In Russ.). EDN: [RUMRCV](#)

Kazarinov V.P. *Mesozoic and Cenozoic strata of Western Siberia*. Moscow: Gostoptekhizdat, 1958, 324 p. (In Russ.).

Kazarinov V.P. Stages of oil and gas potential in Mesozoic strata of Western Siberia. *Problems of Siberian oil*. Novosibirsk: Publishing House SO AN USSR, 1963, pp. 46-57. (In Russ.).

Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Malyshev N.A., Safronov P.I., Guskov S.A., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Kim N.S., Kostyreva E.A., Melenevsky V.N., Livshits V.R., Polyakov A.A., Skvortsov M.B. Historical-geological modeling of hydrocarbon generation in the Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin of the Kara Sea (basin modeling). *Geologiya i geofizika*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 917-957. (In Russ.). DOI: [10.1016/j.rgg.2013.07.011](#)

Kontorovich A.E., Danilova V.P., Kostyreva E.A., Melenevsky V.N., Moskvina V.I., Fomin A.N., Makhneva E.N. Oil source formations of Western Siberia: old and new vision of the problem. *Organic geochemistry of oil-producing rocks of Western Siberia*. Novosibirsk, Publishing House SB RAS, 1999, p. 10-12. (In Russ.). EDN: [TIWBWQ](#)

Kontorovich V.A. Aptian-Albian-Cenomanian gas accumulations of the northern and arctic regions of Western Siberia. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*, 2024, no. 1, pp. 45-58.

Kontorovich V.A. The Meso-Cenozoic tectonics and petroleum potential of West Siberia. *Geologiya i geofizika*, 2009, vol. 50, no. 4, pp. 346-357. (In Russ.). DOI: [10.1016/j.rgg.2009.03.012](#)

Kontorovich V.A., Ayunova D.V., Gubin I.A., Ershov S.V., Kalinin A.Y., Kalinina L.M., Kanakov M.S., Solov'ev M.V., Surikova E.S., Shestakova N.I. Seismic stratigraphy, formation history and gas potential of the Nadym-Pur interfluvial area (West Siberia). *Russian Geology and Geophysics*, 2016, vol. 57, no. 8, pp. 1248-1258. (In Russ.). DOI: [10.1016/j.rgg.2016.08.010](#)

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. Tectonic evolution of the Arctic onshore and offshore regions of the West Siberian petroleum province. *Geologiya i geofizika*, 2017a, vol. 58, no. 3-4, pp. 343-361. (In Russ.). DOI: [10.1016/j.rgg.2016.09.010](#)

Kontorovich V.A., Ayunova D.V., Guseva S.M., Kalinina L.M., Kalinin A.Yu., Kanakov M.S., Solov'ev M.V., Surikova E.S., Toropova T.N. Seismogeological characteristics of sedimentary structures and oil and gas potential of the Yamal, Gydan and South Kara oil and gas regions (Arctic zones of Western Siberia, shelf of the Kara Sea). *Geofizicheskie tekhnologii*, 2018, no. 4, pp. 10-26. (In Russ.). DOI: [10.18303/2619-1563-2018-4-3](#)

Kontorovich V.A., Ayunova D.V., Zakhryamina M.O., Kalinina L.M. History of Upper Jurassic reservoirs in southeastern West Siberia (case study of Igol-Talov oil field). *Geologiya i geofizika*, 2017b, vol. 58, no. 10, pp. 1240-1250. (In Russ.). DOI: [10.1016/j.rgg.2016.07.008](#)

Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O., Kontorovich A.A., Suprunenko O.I. Tectonic structure and history of the West Siberian geosyncline development in the Mesozoic and Cenozoic. *Geologiya i geofizika*, 2001, vol. 42, no. 11-12, pp. 1832-1845. (In Russ.). EDN: [USJNNL](#)

Mashkovich K.A. *Methods of paleotectonic research in oil and gas exploration*. Moscow: Nedra, 1976, 221 p. (In Russ.).

Nesterov I.I., Salmanov F.K., Shpilman K.A. *Oil and gas fields of Western Siberia*. Moscow: Nedra, 1971, 463 p. (In Russ.).

Oil and gas field forecast. A.E. Kontorovich, E.E. Fotiadi, V.I. Demin, V.B. Leontovich, A.A. Rastigin. Moscow, Nedra, 1981, 307 p. (In Russ.).

Oil and gas geology of Western Siberia. Editors A.E. Kontorovich, I.I. Nesterov, F.K. Salmanov, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk, Yu.G. Hervieu. Moscow: Nedra, 1975, 679 p. (In Russ.).

Skorobogatov V.A., Stroganov L.V. *Gydan: geological structure, hydrocarbon resources, future...* Moscow: OOO Nedra-Business Center, 2006, 261 p. (In Russ.).

Toropova T.N., Kontorovich V.A. Structural history and petroleum potential of the central part of the Gydan peninsula (northeast of Western Siberia). *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2019, vol. 14, no. 3, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2019/28_2019.html (In Russ.). DOI: [10.17353/2070-5379/28_2019](https://doi.org/10.17353/2070-5379/28_2019)

Yanshin A.L. General features of the structure and development of young platforms. *Young platforms, their tectonics and oil and gas potential*. Moscow, Nauka, 1965, pp. 7-18. (In Russ.).