

УДК 553.044

DOI 10.31087/0016-7894-2022-1-9-22

## Геологические модели, прогноз зон нефтегазоаккумуляции в нижне-среднекембрийских отложениях Бахтинского мегавыступа и сопредельных территорий

© 2022 г. | В.А. Кринин

Красноярский отдел НФ ФГБУ «ВНИГНИ», Красноярск, Россия; vkrinin@vnigni.ru

Поступила 07.10.2021 г.

Доработана 06.12.2021 г.

Принята к печати 15.12.2021 г.

**Ключевые слова:** *Бахтинский мегавыступ; геологические модели; выступы фундамента; усольский, эльганский и толбачанский горизонты; летнинская свита; бельский силл; зоны нефтегазоаккумуляции.*

**Аннотация:** Вопрос о промышленной нефтегазоносности нижне-среднекембрийских отложений Бахтинского мегавыступа и граничащих с ним территорий все еще является актуальным. В 1980-х гг. в процессе геолого-разведочных работ на нефть и газ на ряде площадей, где проводилось параметрическое и поисковое бурение, были получены притоки нефти и газоконденсата с промышленными дебитами из усольского, чарского, наманского и зелеевского горизонтов. С тех пор, в течение 30 лет, поисковые работы на этой территории не ведутся. Адекватной оценки углеводородного потенциала как отдельных ловушек с залежами нефти и газа в кембрийских отложениях, так и территории в целом пока не существует в силу неопределенности представлений о его геологическом строении. В статье на основе комплексного моделирования геологического строения нижне-среднекембрийских отложений Бахтинского мегавыступа и смежных районов Курейской синеклизы и Байкитской антеклизы рассмотрены вопросы структурно-тектонического районирования территории по кровле усольского горизонта и подошве летнинской свиты среднего кембрия, проведен анализ соленасыщения определенных стратиграфических подразделений, а также пространственного положения бельского силла относительно кровли усольского горизонта. Предложена модель строения и дана датировка возраста предподневендских выступов фундамента рассматриваемой территории. По результатам обобщения полученных данных выявлены прогнозируемые зоны нефтегазоаккумуляции в кембрийских отложениях, которые необходимо изучить комплексом геолого-геофизических методов и определить достоверную количественную оценку ресурсного потенциала.

*Для цитирования:* Кринин В.А. Геологические модели, прогноз зон нефтегазоаккумуляции в нижне-среднекембрийских отложениях Бахтинского мегавыступа и сопредельных территорий // Геология нефти и газа. – 2022. – № 1. – С. 9–22. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-9-22.

## Lower-Middle Cambrian deposits of Bakhtinsky mega-uplift and neighbouring areas: geological models and prediction of oil and gas accumulation zones

© 2022 | V.A. Krinin

Krasnoyarsk Department of All-Russian Research Geological Oil Institute Novosibirsk Branch, Krasnoyarsk, Russia; vkrinin@vnigni.ru

Received 07.10.2021

Revised 06.12.2021

Accepted for publication 15.12.2021

**Key words:** *Bakhtinsky mega-uplift; geological model; basement high; Usolsky, Elgyansky and Tolbachansky horizons; Letninsky Formation; Belsky sill; oil and gas accumulation zones.*

**Abstract:** The issue of commercial oil and gas content in the Lower-Middle Cambrian deposits of the Bakhtinsky mega-uplift and neighbouring areas still remains urgent. In 1980s, commercial inflows of oil and gas condensate were obtained here from Usolsky, Charsky, Namansky, and Zeledevsky horizons on a number of sites, where stratigraphic and prospecting drilling was carried out during the course of geological exploration for oil and gas. Since then, there has been no prospecting in the area for 30 years. Because uncertainty in understanding the geological structure, there is still no adequate assessment of hydrocarbon potential of individual traps containing oil and gas accumulations in the Cambrian sediments, or in the area as a whole. Basing on integrated modelling of geological structure of the Lower-Middle Cambrian deposits in the Bakhtinsky mega-uplift and neighbouring areas of the Kureisky syncline and Baykitsky antecline, the authors discuss structural and tectonic zoning of the territory looking at the Middle Cambrian Usolsky Horizon Top and Letninsky Formation Bottom, analyse salt content in certain stratigraphic units, as well as spatial position of the Belsky sill relative to the Usolsky Horizon Top. A structural model and dating the pre-Later Vendian Basement uplifts in the territory under consideration is also presented. The results of the obtained data consolidation allowed identifying the predicted zones of accumulation in Cambrian deposits, where further geological and geophysical multidiscipline studies are required to carry out a reliable quantitative evaluation of resource potential.

For citation: Krinin V.A. Lower-Middle Cambrian deposits of Bakhtinsky mega-uplift and neighbouring areas: geological models and prediction of oil and gas accumulation zones. *Geologiya nefi i gaza*. 2022;(1):9–22. DOI: 10.31087/0016-7894-2022-1-9-22. In Russ.

## Введение

В структурно-тектоническом отношении рассматриваемая территория полностью охватывает площадь Бахтинского мегавыступа, а в некоторых геологических моделях — и примыкающие к нему отдельные районы Курейской синеклизы и Байкитской антеклизы. На этой территории пробурено 76 параметрических и поисковых скважин. При этом изученность ниже-среднекембрийских отложений как по разрезу, так и по площади здесь остается низкой, поскольку только в 19 скважинах эти отложения вскрыты на полную мощность. На данной территории проведен значительный объем геофизических работ, но их эффективность ограничена сложными сейсмогеологическими условиями верхней части платформенного чехла, наличием в нем многочисленных базитовых тел разного морфологического строения. Сравнение региональных структурных схем, построенных в разные годы по основным отражающим горизонтам вендских и рифейских отложений исследовательскими коллективами (ПГО «Енисейгеофизика», ЗАО «Красноярскгеофизика», СНИИГТиМС, ИНГГ СО РАН и др.), свидетельствует о значительном разбросе абсолютных отметок, которые по кровле венда достигают –630 м, по кровле рифея — –325 м, по поверхности фундамента — –4400 м. Столь существенные расхождения результатов картирования естественно не могут удовлетворять методическим требованиям к локальному прогнозу нефтегазоперспективных ловушек.

В связи с этим в пределах рассматриваемой территории до сих пор остаются актуальными задачи прогноза и выявления зон возможного нефтегазонакопления. Для их уточнения проанализированы геолого-геофизические материалы, полученные по результатам бурения глубоких и большинства структурно-колонковых скважин, сейсморазведочных работ по ряду региональных профилей, построены региональные геологические модели выступов фундамента под верхневендскими отложениями, структуры по кровле усольского горизонта нижнего кембрия, по подошве летнинской свиты среднего кембрия, а также получены данные об изменениях мощности и соленасыщенности отдельных литолого-стратиграфических подразделений, распределении базитовых интрузий в разрезе толбачанского горизонта (сурингдаконская свита, верхнебельская подсвита) относительно кровли усольского горизонта.

## Методика работ

Структурно-тектоническая модель предпоздневендских выступов фундамента построена по данным бурения глубоких скважин на Юрубченской (скважины 1, 6, 9, 66, 67, 112), Куюмбинской (скважины 4, 401, 406), Енгидинской (скв. 154) площадях Байкитской антеклизы, в пределах Бахтинского ме-

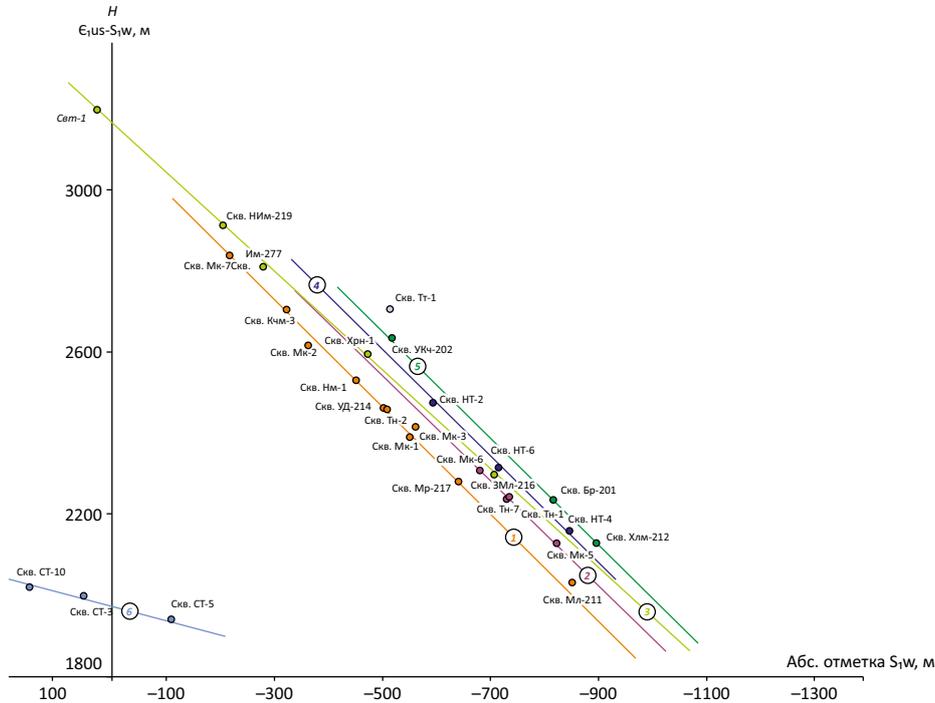
гавыступа на Таначинской (скв. 7), Моктаконской (скважины 2, 3, 6), Кочумдекской (скв. 3), Марской (скв. 217), Верхне-Амнунаканской (скв. 187), Байкитской (скв. 1) площадях, вскрывших непосредственно структурно-вещественные образования фундамента, а также расчетным способом по скважинам с забоями, достигшими верхневендских отложений, которые характеризуются региональной выдержанностью мощности. Для уточнения контуров выступов фундамента, которые контролируются глубинными разломами, использовались также данные, полученные по результатам двух региональных субширотных сейсмических профилей, обработанных по маршрутам: северному, пересекающему Бахтинский мегавыступ и Катангскую седловину, и южному, проходящему через Бахтинский мегавыступ до западного борта Непско-Ботубинской антеклизы, и результаты интерпретации потенциальных полей.

Структурно-тектонические модели, построенные по кровле усольского горизонта и подошве летнинской свиты, основываются на данных анализа геолого-геофизических материалов глубоких скважин, непосредственно вскрывших эти литолого-стратиграфические подразделения, а также на расчетных значениях по скважинам, их не вскрывшим, в том числе структурно-колонковым. Расчетные отметки глубин получены по графикам связи, установленной между отметками кровли венлокского и лудловского ярусов и соответственно суммарными мощностями осадочных пород, включая магматические тела, между ними и отметками кровли усольского горизонта и подошвы летнинской свиты (рис. 1, 2). На графиках можно выделить несколько зон, соответствующих определенным элементам регионального структурного плана, поэтому расчет прогнозируемой глубины залегания реперных горизонтов производился индивидуально с учетом взаимосвязи параметров по каждой зоне. Распределение зон с разными особенностями связей между анализируемыми параметрами строго подчиняется простиранию основных структурных элементов по поверхности фундамента и платформенного чехла. Структурно-тектоническое районирование Бахтинского мегавыступа и сопредельных территорий по названным стратиграфическим уровням в региональном плане стало возможным в условиях интенсивной интрузивности платформенного чехла, благодаря использованию данных по неглубоким поисковым и структурно-колонковым скважинам. Возможности сейсморазведки по картированию структур по этим границам весьма ограничены в силу отсутствия надежно прослеживаемых отражающих горизонтов в рассматриваемой части разреза.

Модели изменения мощности усольского горизонта, суммарной мощности эльгянского и толбачанского горизонтов, суммарной мощности булайской, бираминской, имбакской, хурингдинской,

**Рис. 1.** Связь между абсолютными отметками кровли венлокского яруса и мощностью отложений, включая интрузии, в разрезе от кровли венлокского яруса до кровли усольского горизонта

**Fig. 1.** Correlation between the subsea depth of the Wenlock Top and thickness of the deposits (including intrusions) in the interval of the Wenlock Formation Top to the Usolsky Horizon Top

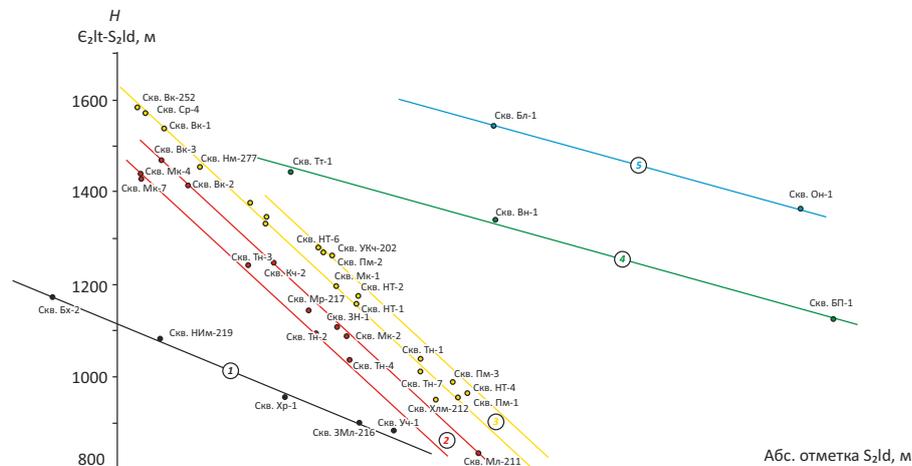


1 — основание Хурингдинского выступа в зоне структур облекания биогермных построек; 2 — Тынепская впадина, восточная часть Хурингдинского выступа; 3 — основание Хурингдинского выступа, зона отсутствия структур облекания биогермных построек; 4 — зона нижнетунгусских площадей; 5 — северная часть Бахтинского мегавыступа; 6 — Турухано-Норильская гряда

1 — basal part of Khuringdinsky uplift in the zone of structures draping the biohermal buildups; 2 — Tynepsky depression, eastern part of Khuringdinsky uplift; 3 — basal part of Khuringdinsky uplift, zone of absence of structures draping the biohermal buildups; 4 — zones of Nizhetungussky areas; 5 — northern part of the Bakhtinsky mega-uplift; 6 — Turukhano-Norilsky ridge

**Рис. 2.** Связь между абсолютными отметками кровли лудловского яруса и мощностью отложений, включая интрузии, в разрезе от кровли лудловского яруса до подошвы летнинской свиты

**Fig. 2.** Correlation between the subsea depth of the Ludlow Top and thickness of the deposits (including intrusions) in the interval of the Ludlow Formation Top to the Letninsky Formation Bottom

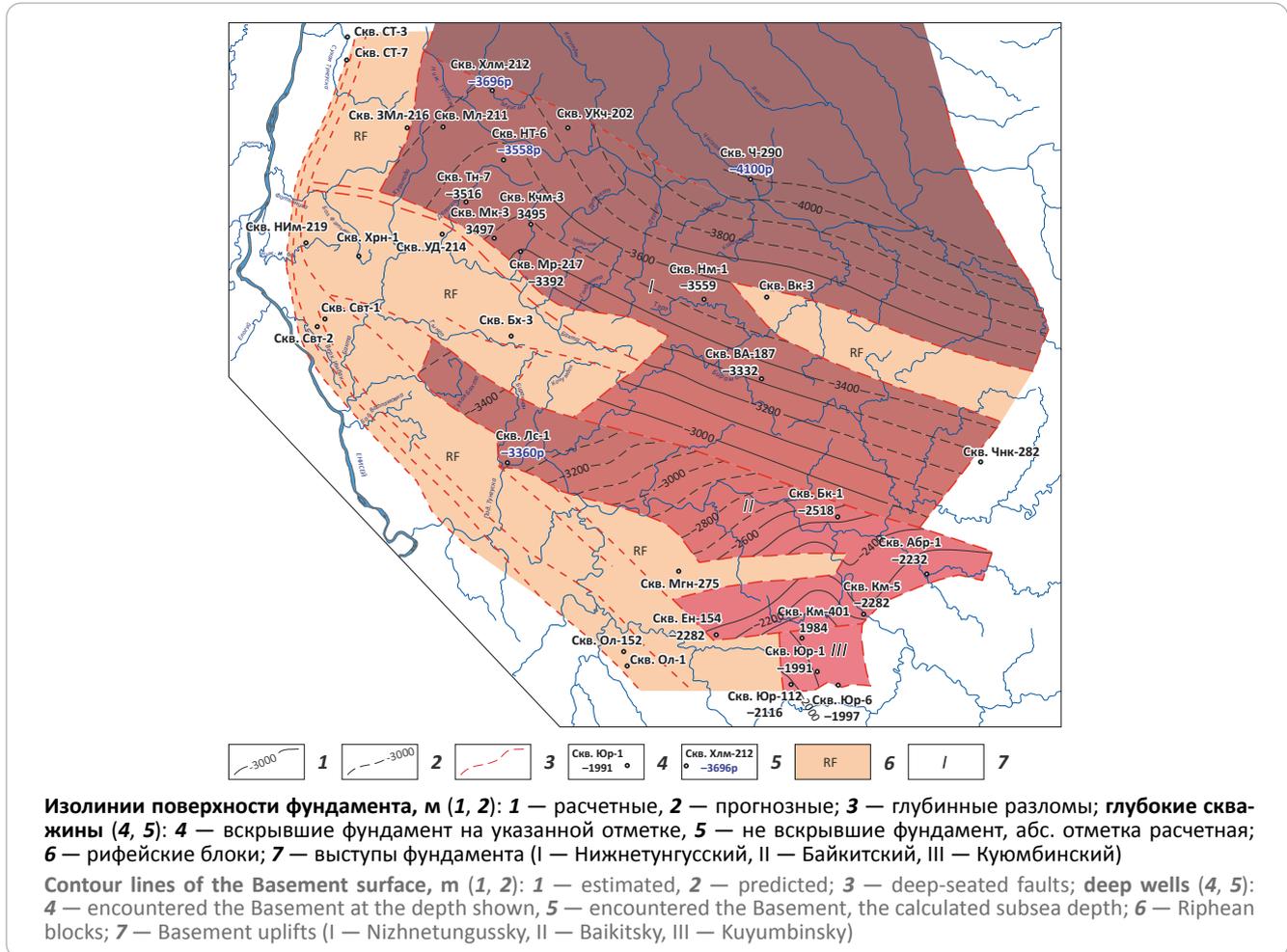


1 — Тынепская впадина, Малкитконский вал; 2 — юго-восточная часть Тынепской впадины, Кочумдекский выступ; 3 — северная часть Хурингдинского выступа, северо-восточный борт Бахтинского мегавыступа; 4 — центральная часть Бильчанского выступа; 5 — северная часть Бильчанского выступа

1 — Tynepsky depression, Malkitkonsky swell; 2 — south-eastern part of Tynepsky depression, Kochumdeksky uplift; 3 — northern part of Khuringdinsky uplift, north-eastern shoulder of Bakhtinsky mega-uplift; 4 — central part of Bilchansky uplift; 5 — northern part of Bilchansky uplift



**Рис. 3.** Структурно-тектоническая модель предпоздневендских выступов фундамента  
**Fig. 3.** Structural and tectonic model of pre-Upper Vendian Basement uplifts



оленчиминской свит построены на основе корреляции материалов ГИС по скважинам, вскрывшим разрезы ниже-среднекембрийских отложений. По комплексу ГИС установлена соленасыщенность каждого из этих литолого-стратиграфических подразделений.

Построению модели положения интрузий относительно кровли усольского горизонта предшествовала их идентификация в разрезах эльгянско-го и толбачанского горизонтов по данным анализа материалов ГИС глубоких скважин, где это было возможно, уточнялась модель по результатам изучения кернa и шлама.

С учетом анализа представленных геологических моделей составлены схемы прогнозируемых зон нефтегазоаккумуляции в усольском горизонте и в отложениях тойонского и амгинского ярусов. При их выделении принимались во внимание особенности строения выступов кристаллического фундамента, усольского и таначи-дельтулинского резервуаров, характер распределения соленасыщенности в отложениях нижнего – среднего кембрия, положение интрузий в разрезе относительно нефтегазоносных резервуаров.

### Структурно-тектоническая модель выступов фундамента

Предпоздневендские выступы кристаллического фундамента рассматриваемой территории обособляются в самостоятельные блоки: Тунгусский, Байкитский, Куюмбинский, которые занимают обширные площади и залегают на разных глубинах под платформенным чехлом (рис. 3). Наиболее высокое гипсометрическое положение их поверхностей отмечается в пределах северного борта Байкитской антеклизы (–2000...–2600 м), а в северном направлении, на Бахтинском мегавыступе, происходит погружение до отметок –3900 м. По вещественному составу образования фундамента представлены гнейсами и гранитоидами, в разной степени преобразованными тектонотермальными процессами в условиях зеленосланцевой и амфиболитовой фаций регионального метаморфизма. Минеральные ассоциации пород фундамента однотипны и, по-видимому, представляют собой единый структурно-вещественный комплекс, слагающий некогда крупный тектонический массив, впоследствии расколотый на блоки. Конфигурация выступов обусловлена разломами глубинного зало-

жения. Поверхности сместителей разломов имеют преимущественно вертикальное и субвертикальное падение. Амплитуды смещения по разломам между блоками достигают 500 м и более. Между блоками фундамента широко развиты горизонтальные сдвиги, что ярко проявляется в структурном рисунке между Тунгусским и Байкитским, а также Байкитским и Куюмбинским выступами. Установлено доминирующее северо-западное простирание и северное падение их поверхностей. Опущенные блоки фундамента, расположенные между Тунгусским и Байкитским выступами, представлены дислоцированными рифейскими отложениями и морфологически близки тектоническим элементам типа грабен-рифтов. Возрастные датировки гранитоидов, слагающих поверхности выступов, полученные разными изотопными методами, варьируют от 1650 до 3129 млн лет. Наиболее древними являются гранитоиды Юрубченской площади (скважины 1, 6, 9, 66, 67, 112) с возрастом 2377–3129 млн лет, Енгидинской площади Куюмбинского блока (скв. 154) с возрастом 2587 млн лет. На Таначинской (скв. 7) и Моктаконской (скв. 2) площадях в пределах Тунгусского блока возрастные датировки составляют 1650–1704 млн лет. Таким образом, омоложение образований фундамента происходит в северном направлении по мере погружения выступов под платформенный чехол Курейской синеклизы, что, возможно, обусловлено более глубокой эрозией блоков в пределах Байкитской антеклизы по сравнению с Бахтинским мегавыступом. Кроме того, не исключено, что на отдельных участках Байкитского и Тунгусского блоков они прорваны позднепротерозойскими гранитными интрузивами, возраст которых датирован по образцам, отобранным в Верхнеамнунаканской и Байкитской скважинах, в диапазоне 1555–1560 млн лет. Ранее авторами статьи [1], с учетом геологических данных по Байкитской антеклизе, допускалось отнесение и отдельных гранитоидов Куюмбинского блока к интрузивам, подтверждаемое определениями возраста гранитоидов калий-аргоновым методом (1425–1485 млн лет), вскрытых скв. Куюмбинская-4. В соответствии с тектоническим районированием фундамента Сибирской платформы [2], рассматриваемая территория входит в состав позднеархейской складчатой системы, однако приведенные выше возрастные датировки дают основание относить ее структурно-вещественные образования скорее к карелидам ранне-позднепротерозойских складчатых систем. На отдельных участках образования фундамента прорваны долеритами (скв. Куюмбинская-5) с возрастом 668–715 млн лет определенным калий-аргоновым методом, что может свидетельствовать о проявлении на рассматриваемой территории венд-рифейского, основного по составу, магматизма. Долериты раннерифейского возраста (1480–1570 млн лет), залегающие в делингдэкэнской толще раннерифейского возраста, также вскрыты скв. Юрубченская-30.

### **Структурно-тектоническая модель по кровле усольского горизонта**

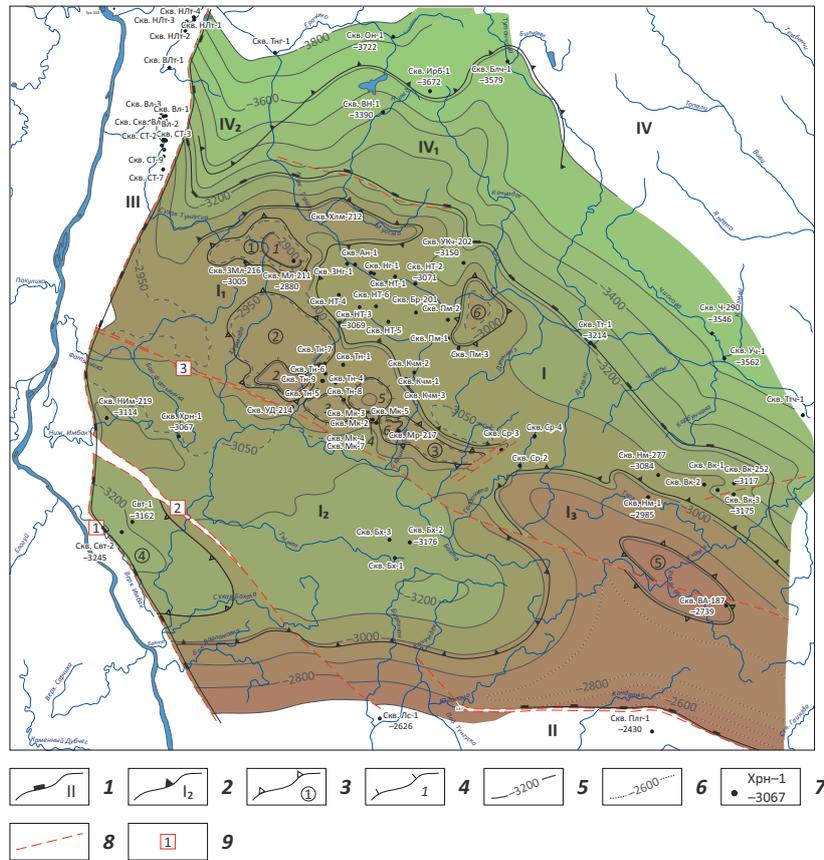
На рассматриваемой территории в объеме усольского стратиграфического горизонта выделяются: в Светлинском фациальном районе — усольская свита, в Тынепском и Сурингдаконском — марская, моктаконская, ясенгская свиты [3]. Пространственное положение границ и специфика геологического строения переходных зон между этими районами еще недостаточно изучены. Поэтому выделение кровли усольского горизонта опиралось на распознавание единого реперного глинисто-карбонатного горизонта, одинаково хорошо идентифицируемого в разрезах всех фациальных районов. Структурно-тектоническая модель по кровле усольского горизонта представлена на рис. 4. На Бахтинском мегавыступе в Тынепском и Сурингдаконском фациальных районах отложения усольского горизонта являются природным резервуаром, с которым связаны скопления нефти и газа на Моктаконской и Усть-Дельтулинской площадях. В структурном районировании по кровле усольского горизонта Бахтинский мегавыступ на юге обособляется от Байкитской антеклизы по зоне Полигусовского глубинного разлома, на западе граничит с Турухано-Норильской грядой по серии разломов, на юго-западе отделяется от погребенных под платформенным чехлом рифейских образований Енисейского кряжа. Особенностью структурного плана Бахтинского мегавыступа является пологое строение всех без исключения его структурных элементов. Максимальная амплитуда мегавыступа составляет около 400 м. Северная и южная его части почти в равных по площади пропорциях разделяются одноименным глубинным разломом широтного простирания. Северная часть осложнена Хурингдинским выступом амплитудой около 100 м. В приразломной зоне выступа выявлена группа положительных малоамплитудных (30–50 м) локальных структур. Южная часть мегавыступа представлена крупной депрессией, выделенной под названием «Тынепская впадина», она ограничена с трех сторон глубинными разломами и имеет выраженное плоское днище и пологие борта. Самая юго-западная часть мегавыступа, заключенная между Имангдино-Летнинской и Кулино-Бахтинской зонами разломов, выделяется как Имбакский прогиб. В плане названным структурным элементам I порядка примерно соответствуют границы фациальных районов, что свидетельствует об их генетической связи.

### **Структурно-тектоническая модель по подошве летнинской свиты**

Летнинская свита среднекембрийского возраста выделяется в Бахтинской и Туруханской фациальных областях и сложена преимущественно мергелями красными, пестроцветными, серыми доломитами, аргиллитами вишнево-красными, зеленовато-серыми, прослоями известняков [3]. Совместно со своим стратиграфическим аналогом, нижнеэвенкийской подсвитой, она является лито-



**Рис. 4.** Структурно-тектоническая модель Бахтинского мегавыступа и сопредельных территорий по кровле усольского горизонта  
**Fig. 4.** Structural and tectonic model of Bakhtinsky mega-uplift and neighbouring areas at the Usolsky Horizon Top



**Границы структурно-тектонических элементов (1–4):** 1 — надпорядковых (I — Бахтинский мегавыступ, II — Байкитская антеклиза, III — Турухано-Норильская гряда, IV — Курейская синеклиза), 2 — I порядка (I<sub>1</sub> — Хурингдинский выступ, I<sub>2</sub> — Тынепская впадина, I<sub>3</sub> — Учаминский мегавал, IV<sub>1</sub> — Бильчанский выступ, IV<sub>2</sub> — Ерачиминский структурный залив), 3 — II порядка (1 — Малкитконский вал, 2 — Дельтулинское куполовидное поднятие, 3 — Сурингдаконский вал, 4 — Имбакский прогиб, 5 — Бираминский вал, 6 — Пойменное куполовидное поднятие), 4 — локальные поднятия (1 — Сиговое, 2 — Усть-Дельтулинское, 3 — Таначинское, 4 — Северо-Моктаконское, 5 — Восточно-Моктаконское); **изолинии поверхности усольского горизонта, м (5, 6):** 5 — расчетные, 6 — прогнозные; 7 — пробуренные глубокие скважины; 8 — разломы; 9 — глубинные разломы (1 — Имангдино-Летнинский, 2 — Бахтинский, 3 — Кулино-Бахтинский)

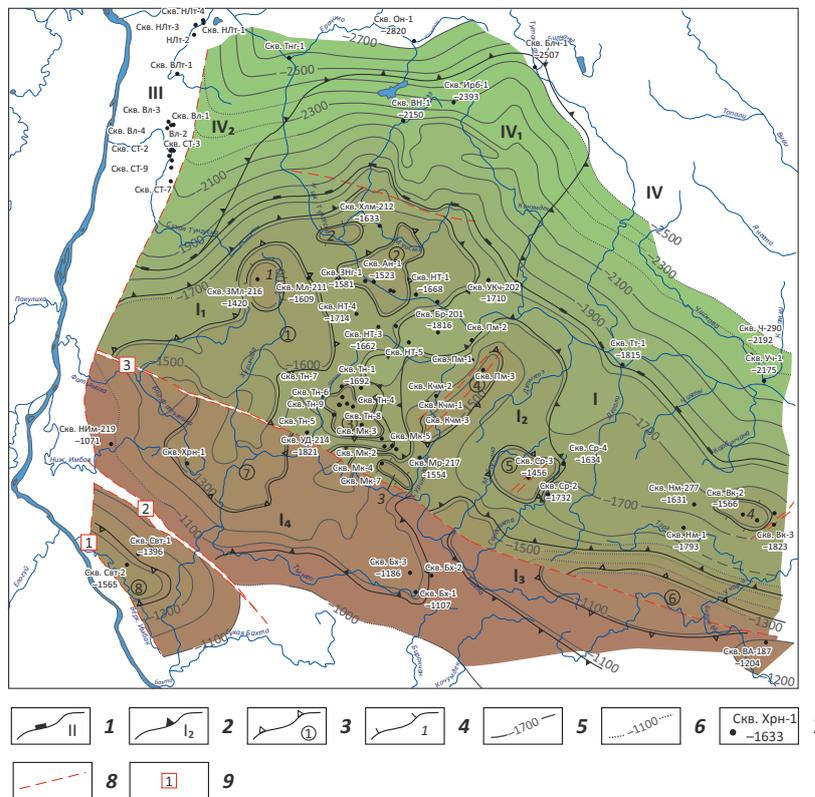
**Boundaries of structural and tectonic elements (1–4):** 1 — super-order (I — Bakhtinsky mega-uplift, II — Baikitsky antecline, III — Turukhano-Norilsky ridge, IV — Kureisky syncline), 2 — I-st order (I<sub>1</sub> — Khuringdinsky uplift, I<sub>2</sub> — Tynepsky depression, I<sub>3</sub> — Uchaminsky megaswell, IV<sub>1</sub> — Bilchansky uplift, IV<sub>2</sub> — Erachiminsky structural tongue), 3 — II-nd order (1 — Malkitkonsky swell, 2 — Deltulinsky dome, 3 — Suringdakonsky swell, 4 — Imbasky trough, 5 — Biraminsky swell, 6 — Poimenny dome), 4 — local highs (1 — Sigovy, 2 — Ust-Deltulinsky, 3 — Tanachinsky, 4 — North Mокtakonsky, 5 — East Mокtakonsky); **contour lines of Usolsky Horizon surface, m (5, 6):** 5 — estimated, 6 — predicted; 7 — deep wells drilled; 8 — faults; 9 — deep-seated faults (1 — Imangдино-Letninsky, 2 — Bakhtinsky, 3 — Kulino-Bakhtinsky)

логическим репером в пределах рассматриваемой территории, а в северной части Бахтинского мегавыступа — покрывкой для залежей газа в таначинской и дельтулинской свитах на Моктаконской, Таначинской, Нижнетунгусской площадях.

Структурно-тектоническое районирование, выполненное по подошве летнинской свиты, представлено на рис. 5. Бахтинский мегавыступ по этому литолого-стратиграфическому уровню выделяется практически в тех же границах, что и по усольскому. Отдельные морфологические отличия обусловлены, по-видимому, влиянием на его структуру внедрившихся в триасовое время базитовых интрузий, которые отсутствуют в усольском горизонте, а

также наличием в последнем органогенных построек и частичным размывом подстилающих летнинскую свиту отложений нижнего — среднего кембрия. При этом увеличивается контрастность как мегавала, так и в целом отдельных, осложняющих его, крупных структурных элементов. Максимальная амплитуда составляет 700 м за счет высокого гипсометрического положения Тынепской впадины, приподнятой относительно пограничных с ней Хурингдинского выступа и Имбакского прогиба. Особенно заметные вертикальные смещения, достигающие на отдельных участках 400 м, отмечаются в Бахтинской тектонической зоне. Весьма значительными по протяженности являются горизонтальные сдвиги структур вдоль разрывов платформенного

**Рис. 5.** Структурно-тектоническая модель Бахтинского мегавыступа по подошве летнинской свиты  
**Fig. 5.** Structural and tectonic model of Bakhtinsky mega-uplift at the Letninsky Formation Bottom



**Границы структурно-тектонических элементов (1–4):** 1 — надпорядковых (I — Бахтинский мегавыступ, II — Байкитская антеклизия, III — Турухано-Норильская гряда, IV — Курейская синеклизия), 2 — I порядка (I<sub>1</sub> — Хурингдинский выступ, I<sub>2</sub> — Кочумденский выступ, I<sub>3</sub> — Учаминский мегавал, I<sub>4</sub> — Тынepcкая впадина, IV<sub>1</sub> — Бильчанский выступ, IV<sub>2</sub> — Ерачиминский структурный залив), 3 — II порядка (1 — Малкитконский вал, 2 — Ногинское куполовидное поднятие, 3 — Таначинское куполовидное поднятие, 4 — Пойменный вал, 5 — Сурингдаконское куполовидное поднятие, 6 — Бирамбинский вал, 7 — Фатьяниховский прогиб, 8 — Имбакский прогиб), 4 — локальные поднятия (1 — Сиговое, 2 — Усть-Нимдинское, 3 — Южно-Моктаконское, 4 — Вакунайское); **изолинии подошвы летнинской свиты, м (5, 6):** 5 — расчетные, 6 — прогнозные; 7 — пробуренные глубокие скважины, 8 — разломы; 9 — региональные разломы (1 — Имандино-Летнинский, 2 — Бахтинский, 3 — Кулино-Бахтинский)

**Boundaries of structural and tectonic elements (1–4):** 1 — super-order (I — Bakhtinsky mega-uplift, II — Baikitsky anteclise, III — Turukhano-Norilsky ridge, IV — Kureisky synecclise), 2 — I-st order (I<sub>1</sub> — Khuringdinsky uplift, I<sub>2</sub> — Kochumdeksky uplift, I<sub>3</sub> — Uchaminsky megaswell, I<sub>4</sub> — Tynepcay depression, IV<sub>1</sub> — Bilchansky uplift, IV<sub>2</sub> — Erachiminsky structural tongue), 3 — II-nd order (1 — Malkitkonsky swell, 2 — Noginsky dome, 3 — Tanachinsky dome, 4 — Poimenny swell, 5 — Suringdakonsky dome, 6 — Birambinsky swell, 7 — Fatyanihovsky trough, 8 — Imbaksy trough), 4 — local highs (1 — Sigovy, 2 — Ust-Nimdinsky, 3 — South Moktakonsky, 4 — Vakunaisky); **contour lines of Letninsky Formation Bottom, m (5, 6):** 5 — estimated, 6 — predicted; 7 — deep wells drilled, 8 — faults; 9 — regional faults (1 — Imangdino-Letninsky, 2 — Bakhtinsky, 3 — Kulino-Bakhtinsky)

чехла. В структурном плане появляются линейные навешенные структуры (Пойменный вал) блокового строения, ограниченные на крыльях дизъюнктивными нарушениями. Судя по структурному рисунку, можно говорить об унаследованности структурных планов между ниже-среднекембрийскими отложениями, за исключением отдельных локальных поднятий.

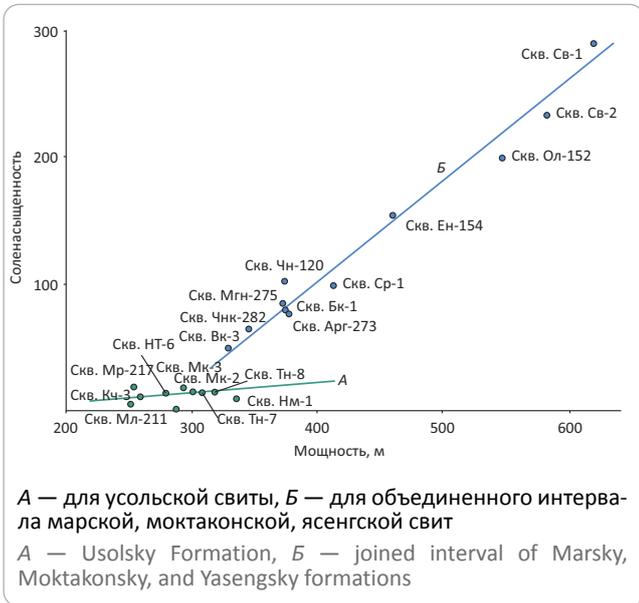
**Характеристика мощности и соленасыщенности усольского горизонта**

В зависимости от мощности и соленасыщенности усольского горизонта существенно изменяются фильтрационно-емкостные и экранирующие свойства разных частей его разреза. Между ними отмечается тесная связь (рис. 6). С учетом этого проведено фациальное районирование усольского

горизонта с прогнозом границы между усольской свитой, развитой в юго-западной части Бахтинского мегавыступа, на северном борту Байкитской антеклизы и на южном борту Курейской синеклизы, и преимущественно карбонатным разрезом, представленным марской, моктаконской и ясенгской свитами, выделенными в северной части Бахтинского мегавыступа (рис. 7). Конфигурация границы соответствует изопаките суммарной мощности солей в усольском горизонте, равной 50 м (рис. 8). К северу от нее происходит резкое сокращение мощности солей до 25 м (скв. Хурингдинская-1), далее она варьирует в пределах от 0 до 20 м. Сокращение в разрезе мощности солей предопределило появление в усольском горизонте пластов-коллекторов и их нефтегазонасыщение в ловушках биогермного типа на Моктаконской и Усть-Дельтулин-



**Рис. 6.** Связь между мощностью и соленасыщенностью усольского горизонта  
**Fig. 6.** Correlation between thickness and salt saturation of the Usolsky Horizon

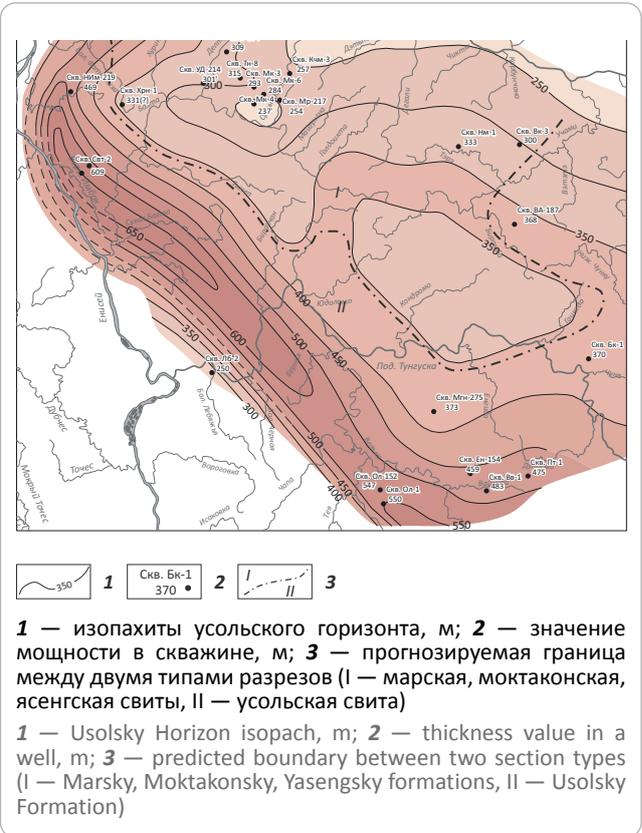


ской площадях. К югу и юго-западу от фациальной границы, на Светлой площади, мощность усольского горизонта достигает максимальных значений (609 м) исключительно за счет интенсивного соленасыщения при практически неизменной мощности вмещающих карбонатных отложений между скважинами Хурингдинская-1 (306 м) и Светлая-1 (319 м). Здесь усольский горизонт выполняет роль регионального флюидоупора и не представляет интереса с точки зрения нефтегазоносности.

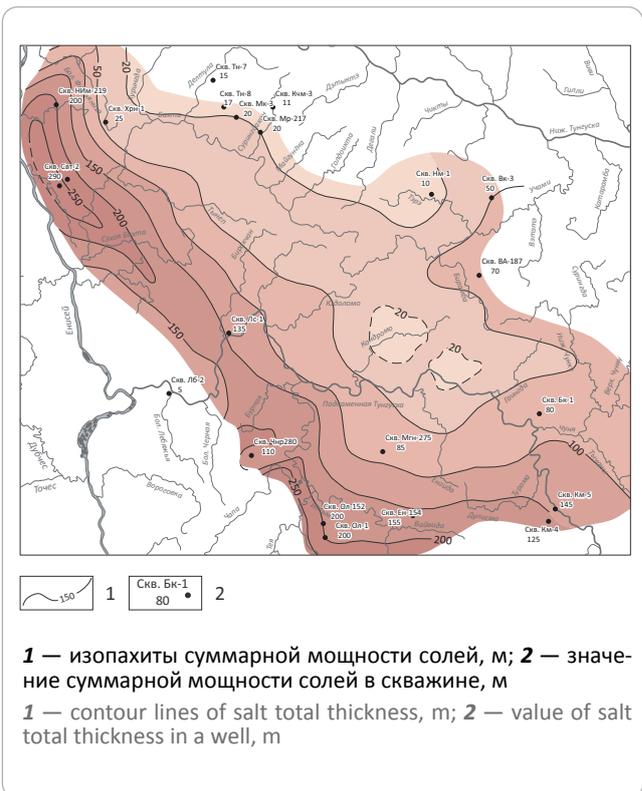
**Характеристика общей мощности и соленасыщенности эльганского и толбачанского горизонтов**

В составе этих горизонтов в Светлинском, Тынепском, Сурингдаконском фациальных районах выделяются карбонатно-соленосная сурингдаконская, карбонатные бурусская и абакунская свиты, в Байкитско-Катангском районе — соленосно-карбонатная бельская свита [3]. Модель изменения общей суммарной мощности эльганского и толбачанского горизонтов представлена на рис. 9. По строению и соленасыщенности сурингдаконская свита является стратиграфическим аналогом верхнебельской подсвиты. При этом отмечается довольно тесная связь между мощностью рассматриваемых стратиграфических подразделений и суммарной мощностью солей в толбачанском горизонте, но при этом имеют место и очевидные различия в характере взаимосвязи между рассматриваемыми параметрами, что обуславливает их территориальную обособленность (рис. 10). Граница раздела между разрезами хорошо согласуется с изопакитами общей мощности эльганского и толбачанского горизонтов, равной 550 м, и мощностью солей, равной 100 м (рис. 11, см. рис. 9). Типично бельский тип разреза

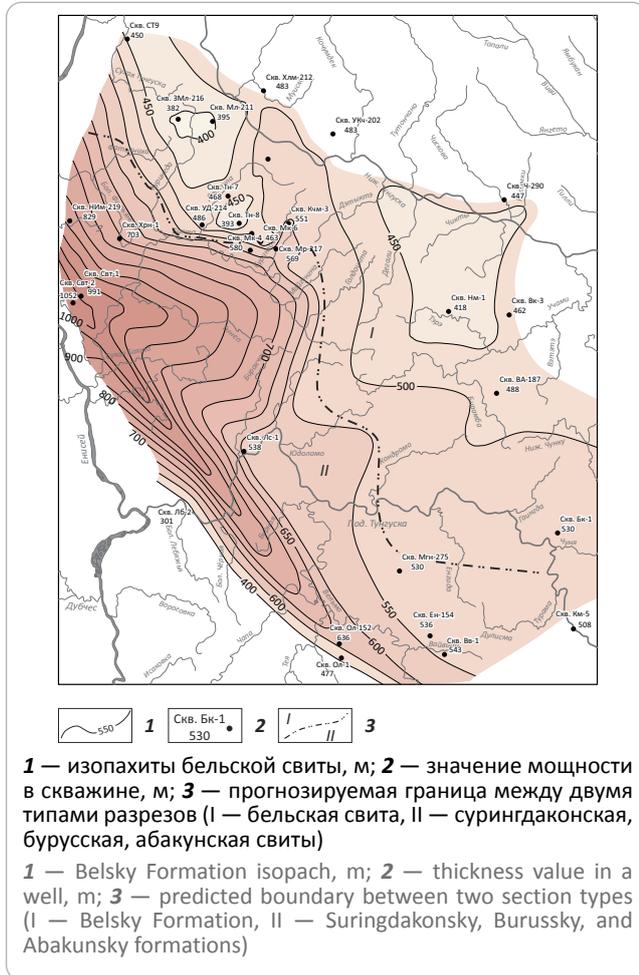
**Рис. 7.** Схема общей мощности усольского горизонта  
**Fig. 7.** Scheme of Usolsky Horizon total thickness



**Рис. 8.** Схема суммарной мощности солей в усольском горизонте  
**Fig. 8.** Scheme of salt total thickness in Usolsky Horizon



**Рис. 9.** Схема общей мощности эльганского и толбачанского горизонтов  
**Fig. 9.** Scheme of total thickness of Elgyansky and Tolbachansky horizons

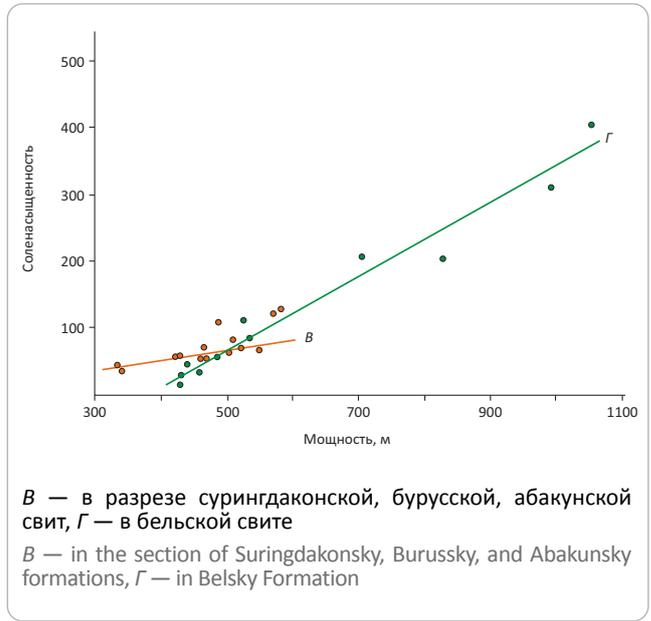


развит только в Имбакском прогибе Бахтинского мегавыступа и далее, к юго-востоку, переходит в пределы Байкитской антеклизы. Напротив, для северо-восточной части мегавыступа и южного борта Курейской синеклизы распространен другой тип разреза в составе сурингдаконской, бурусской, абакунской свит. Отсюда следует, что в северо-восточном направлении в полосе примерно в 40–60 км от границы разных типов разреза перспективы нефтегазоносности бурусской и абакунской свит повышаются за счет улучшения фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов и наличия в сурингдаконской свите соленосного флюидоупора мощностью 50–100 м.

**Характеристика суммарной мощности булайской, бираминской, имбакской, хурингдинской, оленчиминской свит**

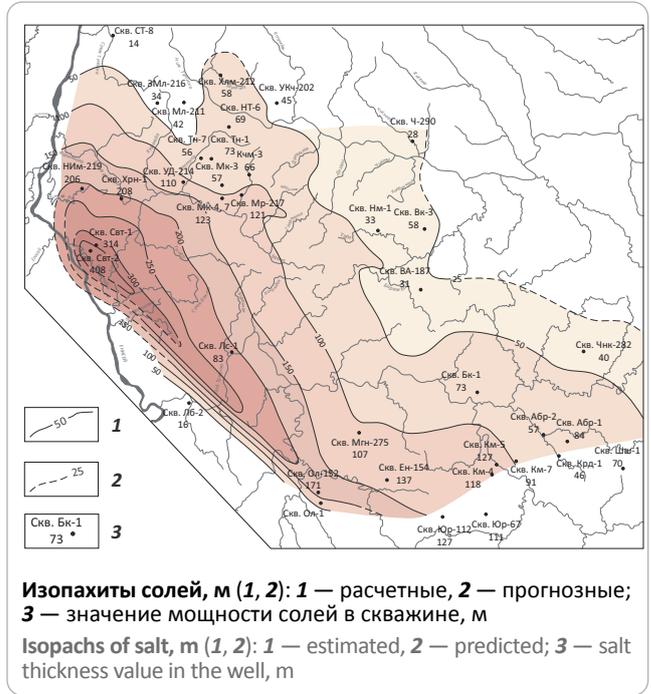
Перечисленные свиты слагают разрез нижнего – среднего кембрия в объеме тойонского, амгинского и нижней половины майского ярусов [3]. Состав нижних трех свит сульфатно-карбонатный, двух верхних – карбонатно-соленосный. Характер изменения их общей мощности свидетельствует об

**Рис. 10.** Связь между мощностью эльганского, толбачанского горизонтов и соленасыщенностью  
**Fig. 10.** Correlation between thickness of Elgyansky and Tolbachansky horizons and salt saturation



**В** — в разрезе сурингдаконской, бурусской, абакунской свит, **Г** — в бельской свите  
**B** — in the section of Suringdakonsky, Burusky, and Abakunsky formations, **G** — in Belsky Formation

**Рис. 11.** Схема суммарной мощности солей в эльганском и толбачанском горизонтах  
**Fig. 11.** Scheme of salt total thickness in Elgyansky and Tolbachansky horizons



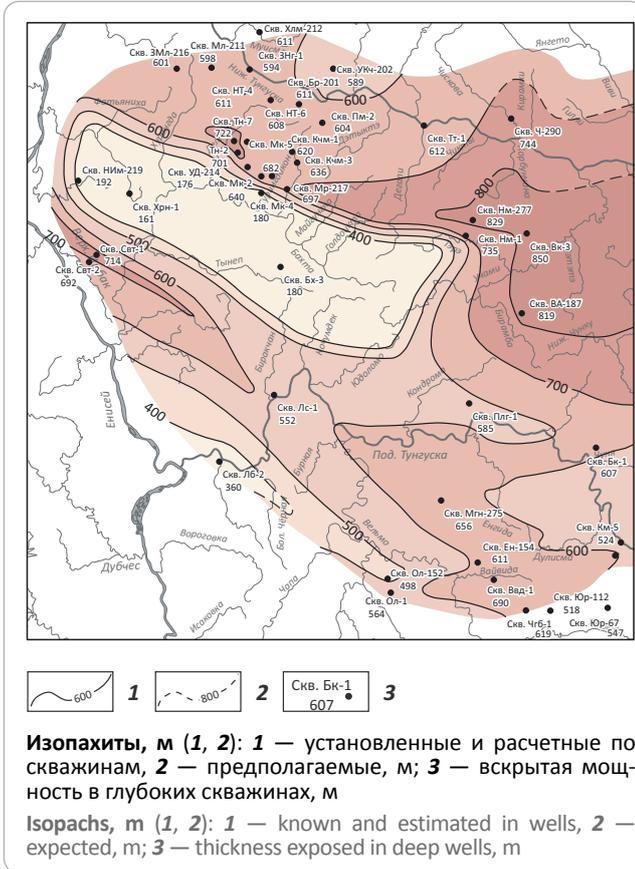
**Изопахиты солей, м (1, 2): 1** — расчетные, **2** — прогнозные; **3** — значение мощности солей в скважине, м  
**Isopachs of salt, m (1, 2): 1** — estimated, **2** — predicted; **3** — salt thickness value in the well, m

обособлении большого по площади участка с минимальными значениями в юго-западной части Бахтинского мегавыступа, ограниченного изопахитой 550 м (рис. 12). Учитывая, что мощность булайской свиты является повсеместно стабильной, изменения общей мощности связаны с вышележающими бираминской, имбакской, хурингдинской, оленчиминской свитами, которые по своему строению,



**Рис. 12.** Схема суммарной мощности булайской, бираминской, имбакской, хурингдинской, оленчиминской свит

**Fig. 12.** Scheme of total thickness of Bulaisky, Biraminsky, Imbasky, Khuringdinsky, and Olenchiminsky formations



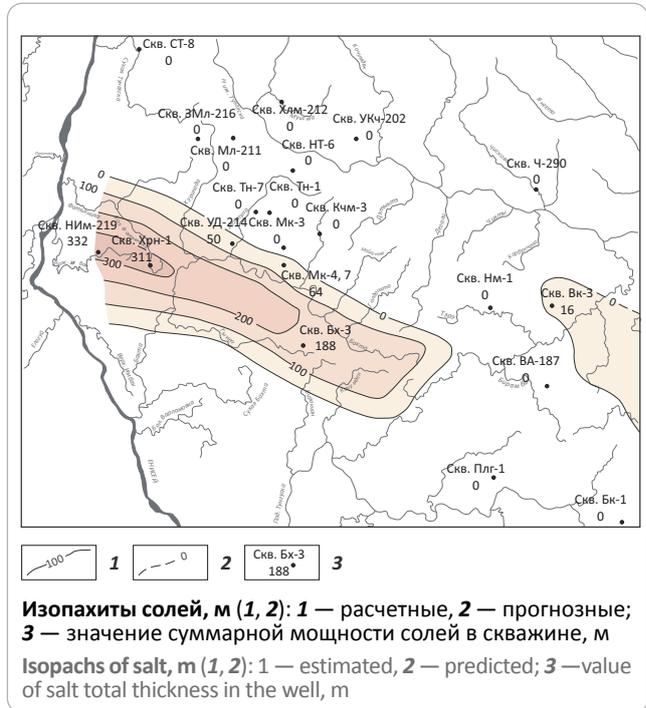
составу и возрасту выделяются в самостоятельный фациальный район. Соленасыщенность разрезов хурингдинской и оленчиминской свит в плане соответствует участку минимальных суммарных мощностей всего ансамбля свит (рис. 13). Контуры солеродного палеобассейна очерчиваются нулевой изопахитой, за пределами которого в раннемайское время, по-видимому, существовала, пенепленизированная карбонатная платформа. На фоне окружающей суши с начала амгинского времени в пределах современной Тынепской впадины существовал морской водоем, обмелевший в майское время, на заключительном этапе развития которого, в периоды аридизации климата, происходила садка солей. Таким образом, рассматриваемый интервал разреза под булайской свитой не может считаться надежным флюидоупорным комплексом из-за его нарушения базитовыми интрузиями.

### Модель пространственного положения бельского силла

Под бельским силлом здесь имеется в виду пластовая интрузия, присутствующая в большинстве разрезов толбачанского горизонта на большей части Бахтинского мегавыступа и прилегающих территорий Байкитской антеклизы и Курейской синеклизы. Этот силл, залегающий над усольским нефтегазо-

**Рис. 13.** Схема суммарной мощности солей в оленчиминской и хурингдинской свитах

**Fig. 13.** Scheme of total thickness of salt in Olenchiminsky and formations



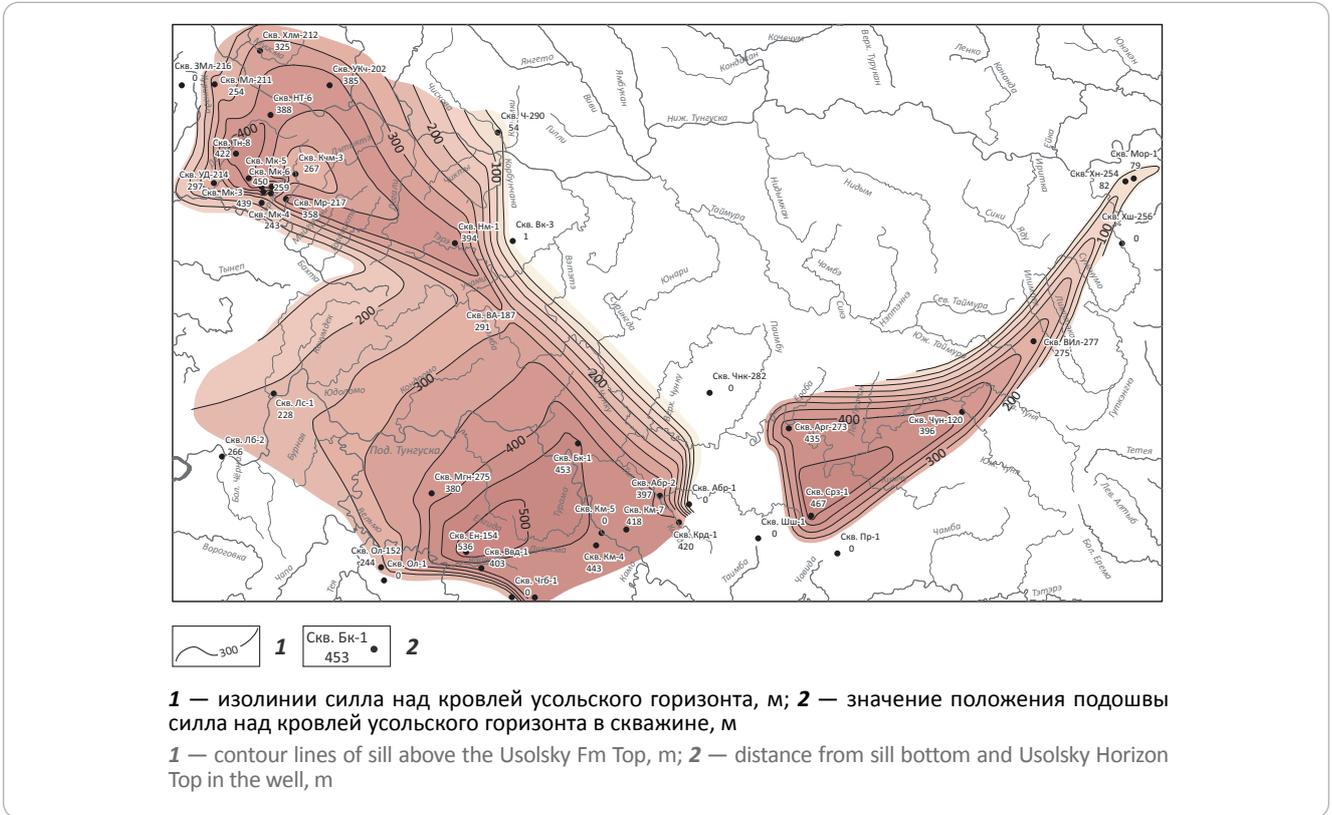
носным горизонтом, локализован в соленасыщенной верхнебельской подсите и суригдаконской свите. Придерживаясь мнения о негативном влиянии базитового магматизма на нефтегазоносность платформенного чехла [4], в статье представлена модель высотного положения бельского силла над кровлей усольского горизонта (рис. 14). Оказалось, что в его распределении по разрезу и площади наблюдаются определенные тенденции: градиентные переходы на более высокие стратиграфические уровни в зонах глубинных разломов и фациальных замещений, максимальное удаление от кровли усольского горизонта в пределах длительно и унаследованно развивающихся крупных положительных структурно-тектонических элементов. В этой связи перспективы нефтегазоносности горизонтов коллекторов, находящихся на максимальном удалении от силла, должны считаться наиболее предпочтительными.

### Прогнозируемые зоны нефтегазоаккумуляции

Анализ представленных геологических моделей позволяет выделить на Бахтинском мегавыступе перспективные зоны нефтегазоаккумуляции в отложениях усольского горизонта нижнего кембрия и в таначинской, дельтулинской свитах нижнего – среднего кембрия.

Моктаконо-Таначинская зона нефтегазоаккумуляции находится в бассейне р. Бахты и протягивается в широтном направлении примерно на 260 км при ширине 15–35 км (рис. 15). В структурно-тектоническом отношении она приурочена к ос-

Рис. 14. Схема положения интрузий в разрезе толбачанского горизонта  
 Fig. 14. Scheme of intrusions position in Tolbachansky Fm sections

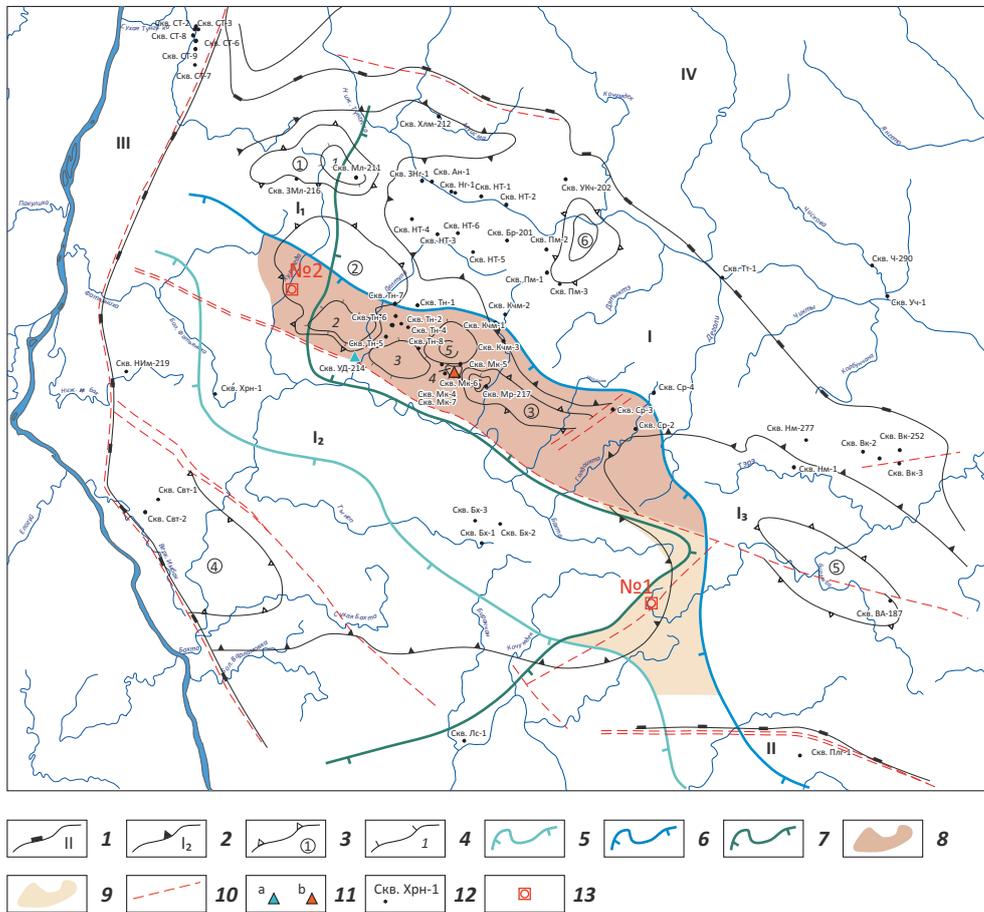


нованию Хурингдинского выступа с осложняющими его Дельтулинским куполовидным поднятием и Сурингдаконским валом. Южная граница зоны нефтегазонакопления контролируется Бахтинским разломом, северная принята по значению суммарной мощности солей в сурингдаконской свите, равной 70 м, что позволяет относить ее к флюидоупору с удовлетворительным качеством. Мощность солей в подошве усольского горизонта в данной зоне не превышает 20 м, поэтому они не являются барьером для миграции УВ из нефтематеринских пород рифея. Ее нефтегазоносность подтверждается промышленными притоками нефти и газа, полученными из карбонатных пластов-коллекторов марской и моктаконской свит в поисковой скв. Моктаконская-1 и в параметрической скв. Усть-Дельтулинская-214. По общему групповому составу нефть Моктаконского скопления относится к малосмолистому ароматическо-нафтенометановому классу с низкими плотностью ( $822,4 \text{ кг/м}^3$ ) и смолистостью (3,22 %) и высокой сернистостью (2,04 %). Групповой состав сернистых компонентов и их распределение по фракциям имеют однотипный характер с нефтями осинского горизонта Братского месторождения на Ангаро-Ленской ступени и Среднеботуобинского месторождения Непско-Ботуобинской антеклизы. Среди характерных особенностей моктаконской нефти можно отметить, прежде всего, высокое содержание циклических УВ, особенно аренов, при низкой плотности и смолистости и высоком выходе

дистиллята, высокую сернистость и специфичность распределения сероорганических соединений, сложность строения высокомолекулярных аренов, высокое содержание в отбензиненной нефти низкомолекулярных *n*-алканов и изопреноидов. Не исключено, что эти особенности состава нефти обусловлены влиянием высоких температур, возможно в результате воздействия триасового базитового магматизма. Свободный газ продуктивных пластов Моктаконской площади состоит в основном из метана (72,05 %), тяжелых УВ (15,53 %), азота (10,1 %), диоксида углерода (1,4–5 %). В свободном газе Усть-Дельтулинской площади присутствует сероводород (в некоторых пробах до 24,5 %), диоксид углерода (до 8 %), азот (до 5 %). Коэффициент сухости газа изменяется от 15,12 до 82,85. Здесь наращивание ресурсов возможно по результатам поисковых работ на вновь выявленных по данным проведенного анализа локальных структурах (Усть-Дельтулинской, Таначинской, Северо-Моктаконской, Восточно-Моктаконской), суммарная оценка локализованных ресурсов которых, с учетом плотностей запасов нефти и газа, рассчитанная для Моктаконского скопления и с допущением заполнения ловушек наполовину, составляет: свободного газа — около 128 млрд  $\text{м}^3$ , нефти (извлекаемые) — 103 млн т. Определенный резерв УВ-ресурсов в этой зоне возможен за счет ловушек в усольском горизонте, еще не выявленных в пределах Дельтулинского куполовидного поднятия и Сурингдаконского вала.



**Рис. 15.** Схема прогнозируемых зон нефтегазоаккумуляции в отложениях усольского горизонта  
**Fig. 15.** Scheme of predicted oil and gas accumulation zones in the deposits of Usolsky Horizon



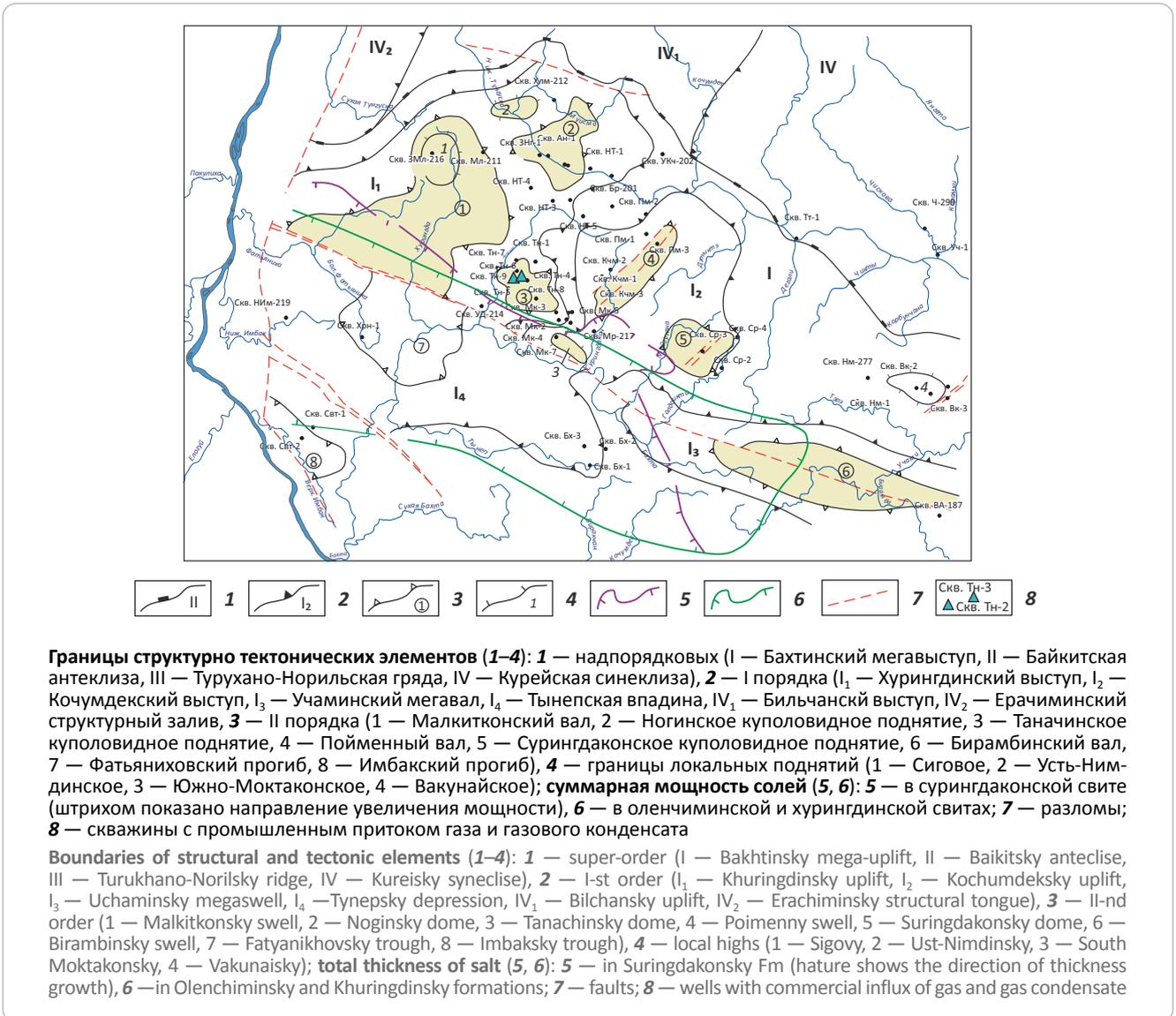
**Границы структурно тектонических элементов (1–4):** 1 — надпорядковых (I — Бахтинский мегавыступ, II — Байкитская антеклизы, III — Турухано-Норильская гряда, IV — Курейская синеклиза), 2 — I порядка (I<sub>1</sub> — Хурингдинский выступ, I<sub>2</sub> — Тынепская впадина, I<sub>3</sub> — Учаминский вал), 3 — II порядка (1 — Малкитконский вал, 2 — Дельтулинское куполовидное поднятие, 3 — Сурингдаконский вал, 4 — Имбакский прогиб, 5 — Бираминский вал, 6 — Пойменное куполовидное поднятие), 4 — локальные поднятия (1 — Сиговое, 2 — Усть-Дельтулинское, 3 — Таначинское, 4 — Северо-Моктаконское, 5 — Восточно-Моктаконское); **суммарная мощность солей (5, 6):** 5 — в усольском горизонте (штрихом показано направление увеличения мощности), 6 — в сурингдаконской свите и ее аналогах; 7 — расстояние интрузии от кровли усольского горизонта (штрихом показано направление увеличения расстояния интрузии от кровли горизонта), м; **прогнозные зоны нефтегазоаккумуляции (8, 9):** 8 — Моктаконо-Таначинская, 9 — Верхне-Учаминская; 10 — разломы; 11 — скважины с промышленными притоками (a — газа, b — нефти); 12 — глубокие скважины; 13 — рекомендуемые параметрические скважины (1 — Верхне-Учаминская, 2 — Дельтулинская)

**Boundaries of structural and tectonic elements (1–4):** 1 — super-order (I — Bakhtinsky mega-uplift, II — Baikitsky antecline, III — Turukhano-Norilsky ridge, IV — Kureisky syneclysea), 2 — 1-st order (I<sub>1</sub> — Khuringdinsky uplift, I<sub>2</sub> — Tynepsky depression, I<sub>3</sub> — Uchaminsky megaswell), 3 — II-nd order (1 — Malkitkonsky swell, 2 — Deltulinsky dome, 3 — Suringdakonsky swell, 4 — Imbaksky trough, 5 — Biraminsky swell, 6 — Poimenny dome), 4 — local highs (1 — Sigovy, 2 — Ust-Deltulinsky, 3 — Tanachinsky, 4 — North Mokatkonsky, 5 — East Mokatkonsky); **total thickness of salt (5, 6):** 5 — in Usolsky Horizon (hature shows the direction of thickness growth), 6 — in Suringdakonsky Fm and its analogues; 7 — distance between the intrusion and Usolsky Horizon Top (hature shows the growth direction of distance between intrusion localization and horizon top), m; **predicted zones of oil and gas saturation (8, 9):** 8 — Mokatkon-Tanachinsky, 9 — Upper Uchaminsky; 10 — faults; 11 — wells with commercial inflows (a — gas, b — oil); 12 — deep wells; 13 — recommended locations of stratigraphic wells (1 — Upper Uchaminsky, 2 — Deltulinsky)

Помимо усольского горизонта, в Моктаконо-Таначинской зоне нефтегазоаккумуляции выявлены небольшие газоконденсатные залежи в таначинской и дельтулинской свитах. Региональной покрывкой для этих залежей служат породы летнинской свиты. Флюидоупорные свойства летнинской покрывки ухудшаются на участках, где она прорвана интрузиями. Коллекторами являются пористо-кавернозные известняки и доломиты с высокими фильтрационно-емкостными свойства-

ми. Строение ловушек блоковое, блоки ограничены дизъюнктивными нарушениями, часто залеченными дайками долеритов. В составе свободного газа, полученного при испытании скважин, содержание тяжелых УВ варьирует от 3,32 до 8,72 %, диоксида углерода — от 7,7 до 93,5 %, азота — от 1,05 до 60 %. Плотность газового конденсата варьирует от 0,7971 (скв. Таначинская-3) до 0,8336 г/см<sup>3</sup> (скв. Моктаконская-1) и он содержит до 5,63 % серы. Из-за сложного строения ловушек оценка УВ-потенциала этого

**Рис. 16.** Схема прогнозных зон нефтегазоаккумуляции в таначинской и дельтулинской свитах  
**Fig. 16.** Scheme of oil and gas accumulation zones predicted in Tanachinsky and Deltulinsky formations



комплекса при существующем уровне изученности затруднена. Основными факторами, определяющими его продуктивность, являются: наличие тектонически нарушенной положительной структуры, минимальная соленасыщенность подстилающих отложений усольского и верхней части толбачанского горизонтов, степень интродуцированности резервуара и летнинского флюидоупора. Наиболее перспективными на поиски газоконденсатных залежей в рассматриваемой зоне нефтегазоаккумуляции являются: Таначинское и Сурингдаконское куполовидные поднятия, южная часть Малкитконского и Пойменные валы (рис. 16).

Верхне-Учаминская перспективная зона нефтегазоаккумуляции намечается в истоках бассейнов рек Учамы и Юдоломо и характеризуется низкой степенью изученности. В структурно-тектоническом отношении она расположена на юго-восточном борту Тынепской впадины, с северо-запада и юго-востока контролируется глубинными разло-

мами, на других направлениях — оптимальными значениями соленасыщенности разрезов усольского горизонта (см. рис. 16). Локальный структурный план этой зоны, состав и физико-химические свойства пластовых флюидов остаются неизученными, однако общегеологические предпосылки позволяют рассчитывать на развитие здесь залежей УВ в ловушках, аналогичных Моктаконо-Таначинской зоне. Наибольший интерес с точки зрения нефтегазоносности отложений нижнего – среднего кембрия представляет северный блок Бираминского вала (см. рис. 16).

**Выводы**

1. В методическом отношении при проведении геолого-разведочных работ на нефть и газ в сложных геологических условиях не только Бахтинского мегавыступа, но и большинства других территорий Сибирской платформы, где геофизические методы не всегда являются эффективными, целесообразно

шире использовать комплексирование сейсморазведки с колонковым бурением на региональном, а в ряде районов и на поисково-оценочном (стадия выявления ловушек) этапах.

2. Поисковые работы для выявления и подготовки объектов под глубокое бурение целесообразно планировать не на отдельные локальные поднятия, подтверждение которых часто бывает сомнительным, а целенаправленно на объекты, расположенные в пределах перспективных зон нефтегазоаккумуляции, что обеспечит повышение успешности параметрического и поискового бурения.

3. Образование зон нефтегазоаккумуляции в отложениях нижнего – среднего кембрия Бахтинского мегавыступа и сопредельных территорий тесно связано с глубинными разломами, корни которых находятся в фундаменте платформы. Глубинные разломы, как правило, определяют границы фациальных замещений, зон перераспределения базитовых тел в осадочном чехле, а также структуру фундамента и являются основными миграционными системами для УВ.

4. В формировании зон нефтегазоаккумуляции кембрия важную роль играет характер распределения соленосных отложений в разрезе усольского, толбачанского горизонтов, майского яруса, а также базитовых интрузий. Представленные модели соленасыщения рассмотренных стратиграфических подразделений позволяют детализировать литолого-фациальное районирование кембрийских отложений Бахтинского мегавыступа и смежных с ним территорий.

5. Платформенный чехол, залегающий на большей части предпозднекембрийских выступов фундамента, следует относить к участкам с низкими перспективами нефтегазоносности. Напротив, краевые части выступов, сопряженные с глубинными разломами и тяготеющими к ним зонами фациального замещения, являются благоприятными для образования зон нефтегазоаккумуляции.

6. Нижне-среднекембрийский газоносный комплекс отложений в объеме дельтулинской и таначинской свит в пределах Моктаконо-Таначинской и Верхне-Учаминской перспективных зон нефтегазоаккумуляции имеет второстепенное значение по приоритетности для поисков в нем промышленных скоплений УВ.

7. Нижнекембрийский нефтегазоносный комплекс отложений в составе абакунской, марской, моктаконской, ясенгской свит является основным целевым объектом для поисковых работ в пределах названных перспективных зон нефтегазоаккумуляции в связи с оценкой их промышленного УВ-потенциала.

8. Представляется целесообразным бурение параметрических скважин в пределах Верхне-Учаминской и Моктаконо-Таначинской перспективных зон нефтегазоаккумуляции для уточнения геологического строения платформенного чехла и оценки ресурсного потенциала. Заложение скв. 1 рекомендуется в истоках р. Учамы, на Восточно-Майгунском локальном поднятии, скв. 2 — в среднем течении р. Хурингда на Дельтулинском куполовидном поднятии (см. рис. 16).

## Литература

1. Шибистов Б.В., Кринин В.А., Метрикин Д.С., Михайлова З.В. К вопросу о кристаллическом фундаменте в юго-западной части Сибирской платформы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2017. – № 1. – С. 3–11.
2. Анциферов А.С., Бакин В.Е., Варламов И.П. и др. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 552 с.
3. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (стратиграфия, история развития). – Новосибирск: СНИИГиМС, 2018. – 177 с.
4. Кринин В.А., Порозов И.И. Влияние позднепермско-раннетриасового магматизма на нефтегазовый потенциал осадочных бассейнов сибирской платформы на примере Анабаро-Хатангской седловины // Геология нефти и газа. – 2019. – № 2. – С. 25–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-2-25-38.

## References

1. Shibistov B.V., Krinin V.A., Metrikin D.S., Mikhailova Z.V. Crystalline basement in the southwest of the Siberian platform. *Geology and Mineral Resources of Siberia*. 2017;(1):3–11. In Russ.
2. Antsiferov A.S., Bakin V.E., Varlamov I.P. et al. Geologiya nefiti i gaza Sibirskoi platformy [Oil and gas geology of the Siberian Platform]. In: A.E. Kontorovich, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk, eds. Moscow: Nedra; 1981. 552 p. In Russ.
3. Mel'nikov N.V. Vend-kembriiskii solenosnyi bassein Sibirskoi platformy (stratigrafiya, istoriya razvitiya) [Vindian-Cambrian salt-bearing basin (Stratigraphy, evolution history)]. Novosibirsk: SNIIGiMS; 2018. 177 p. In Russ.
4. Krinin V.A., Porozov I.I. Influence of late Permian-early triassic magmatism on petroleum potential of sedimentary basins within the siberian platform: an example of the Anabar-Khatanga saddle. *Geologiya nefiti i gaza*. 2019;(2):25–38. DOI: 10.31087/0016-7894-2019-2-25-38. In Russ.

### Информация об авторах

#### Кринин Владимир Александрович

Кандидат геолого-минералогических наук,  
Ведущий научный сотрудник  
Красноярский отдел Новосибирского филиала  
ФГБУ «ВНИГНИ»,  
660000 Красноярск, пр-т Мира, д. 55  
e-mail: vkrinin@vnigni.ru  
ORCID: 0000-0001-6610-2884

### Information about authors

#### Vladimir A. Krinin

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences,  
Leading Researcher,  
Krasnoyarsk Department  
of All-Russian Research Geological Oil Institute Novosibirsk Branch,  
55, prospekt Mira, Krasnoyarsk, 660000, Russia  
e-mail: vkrinin@vnigni.ru  
ORCID: 0000-0001-6610-2884



# 19-я Северо-Каспийская региональная выставка «Атырау Нефть и Газ»

6–8 апреля 2022  
Казахстан, Атырау

Подробная информация:  
[www.oil-gas.kz](http://www.oil-gas.kz)



НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ