



ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА ЗОНЫ СОЧЛЕНЕНИЯ АНАБАРСКОЙ И СЮГДЖЕРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЕЙ

Л. В. Рябкова, О. Н. Лебедева, Н. В. Мангазеева

Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, Новосибирск, Россия

Для расширения ресурсной базы нефтегазовой промышленности России и обеспечения трубопровода ВСТО углеводородами необходимо исследовать новые нефтегазоперспективные земли с целью выявления продуктивных объектов. На основании анализа материалов глубокого бурения и тематических научно-исследовательских работ рассмотрены особенности строения нефтегазоносных комплексов в зоне сочленения Анабарской и Сюгджерской нефтегазоносных областей, возможности формирования ловушек нефти и газа в вендских и нижнекембрийских карбонатных отложениях и в районах развития среднекембрийских рифогенных массивов. Выполнен прогноз площадей вероятного развития коллекторов и флюидоупоров. Выделены зоны нефтегазонакопления, которые могут являться первоочередными для постановки геолого-разведочных работ на юге Анабарской нефтегазоносной области. Предложено провести сейсмические исследования для локализации поисковых объектов и выбора участка под поисковое бурение.

Ключевые слова: Сибирская платформа, Анабарская и Сюгджерская нефтегазоносные области, нефтегазоносные комплексы, венд, кембрий, фациальные регионы, рифогенные массивы, перспективные зоны нефтегазонакопления.

PROSPECTS OF THE SEDIMENTARY COVER PETROLEUM COMPLEXES IN THE AREAS OF JUNCTION OF THE ANABAR AND SYUGDZHER PETROLEUM REGIONS

L. V. Ryabkova, O. N. Lebedeva, N. V. Mangazeeva

Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk, Russia

To enlarge the resource base of the oil and gas industry of Russia and provide the ESPO pipeline with hydrocarbons, it is necessary to explore new oil and gas potential lands for the purpose of identification of pay zones. On the basis of analyzed evidence from deep drilling and thematic researches, the authors consider structural features of petroleum complexes in the areas of junction of the Anabar and Syugdzher petroleum regions, possibilities of oil-and-gas traps being formed in Vendian and Lower Cambrian carbonate deposits and in areas of Middle Cambrian reef massifs. Areas of probable development of reservoirs and fluid caprocks are forecast. Oil and gas accumulation zones which can be of high priority in carrying out geological studies in the south of the Anabar petroleum region are identified. It is proposed that seismic studies for the purpose of localizing prospects and choosing a prospect drilling site should be performed.

Keywords: Siberian Platform, Anabar and Syugdzher petroleum regions, petroleum complexes, Vendian, Cambrian, facies regions, reef massifs, zones promising for oil-and-gas accumulation.

DOI 10.20403/2078-0575-2018-1-68-80

Особенности геологии рассматриваемой территории

Перспективность зоны сочленения Анабарской и Сюгджерской нефтегазоносных областей (НГО) в нефтегазовом отношении определяется ее резко выраженной положительной структурой; наличием крупных рифогенно-аккумулятивных массивов; фациальной неоднородностью разреза в целом при широком развитии оолитовых и обломочных пород; непосредственным соседством с потенциально нефтематеринскими отложениями доманикового типа; наличием толщи вечномерзлых пород, изолирующей нижележащую часть разреза от влияния поверхностных факторов.

К факторам, снижающим перспективы территории, можно отнести отсутствие устойчивых изолирующих горизонтов; многообразные проявления траппового магматизма и зон кимберлитов; широкое

развитие дизъюнктивных нарушений, приведшее к значительной вертикальной проницаемости осадочного чехла. Обводненные зоны траппов и кимберлитов могут влиять на гидравлический режим осадочного чехла как гидравлические «окна».

Осадочный чехол зоны сочленения Анабарской и Сюгджерской НГО представлен преимущественно карбонатными породами венда, кембрия, ордовика и силура. На крайнем юго-востоке территории (Западно-Вилуйская НГО) в отдельных скважинах вскрыты отложения рифея. Фундамент имеет сложное блоковое строение, его поверхность погружается в юго-западном, южном и юго-восточном направлениях на 1,5–4 км и более. Здесь наблюдается широкое развитие разрывных нарушений, захватывающих как осадочный чехол, так и фундамент. Блоковое строение отражается на особенностях формирования чехла. Выделяемые здесь рифогенно-ак-



кумулятивные комплексы кембрийского возраста связаны с определенными системами разломов, активизация которых в соответствующие периоды седиментации обеспечивала необходимые условия для роста рифогенных построек [1].

Рассматриваемая территория – область положительных новейших движений. Восходящие неотектонические движения, несомненно, повлияли на увеличение плотности разрывной сети, что повысило проницаемость чехла и открыло пути активной вертикальной миграции флюидов. Но эта же территория характеризуется сплошным распространением многолетнемерзлых пород. Среднегодовая температура горных пород составляет $-2,9... -8,8\text{ }^{\circ}\text{C}$, мощность многолетнемерзлых пород составляет 100–600 м [3]. Зона активного водообмена полностью проморожена прогрессирующим плиоцен-плейстоценовым похолоданием. Зона промороженных пород наиболее приподнятых частей Сюгджерской седловины и юга Анабарской антеклизы охватывает отложения верхнего кембрия, а в погруженных частях – отложения ордовика и перекрывающие их более молодые породы.

Несмотря на суровые мерзлотные условия в зоне сплошного и прерывистого распространения криогенной толщи обнаружены проявления и скопления жидкой нефти. Это связано с тем, что температура замерзания восточносибирской низкосернистой нефти составляет $-48\text{ }^{\circ}\text{C}$, что значительно ниже среднегодовой температуры горных пород [2]. При оттаивании в летний период промороженной породы, содержащей нефть, можно получить незначительный приток нефти. Примером тому служат Кюэнеликянские источники нефти. Судя по геологической карте, здесь обнажены нефтенасыщенные карбонатные отложения чукукской свиты среднего кембрия. При бурении и испытании промороженных нефтенасыщенных пород в скважине при использовании буровых растворов положительной температуры можно получить только незначительные притоки нефти. Получить же промышленный приток нефти из промороженных пород-коллекторов без специальных методов воздействия на пласт не удастся. Попытка освоения горизонта в криолитозоне при температуре около $-9\text{ }^{\circ}\text{C}$ на глубине 100–200 м не увенчалась успехом, приток нефти плотностью $0,93\text{ г/см}^3$ быстро прекратился [3].

Вся промороженная толща в настоящее время является надежным флюидоупором. Нефтяные, газовые, битумные включения, отмечаемые в ее разрезах, были сформированы в домезозойский период. Углеводороды, поступавшие в последующие периоды, накапливались в подмерзлотных толщах.

Нефтегазоматеринскими породами служат, вероятнее всего, мощные толщи рифейских отложений, сформировавшиеся в пределах Курейской синеклизы и Ыгыаттинской впадины. Кроме того, возможно, что это отложения куонамской свиты, развитые в северо-западной и северо-восточной

частях рассматриваемой территории [5]. Миграция углеводородов из окружающих впадин становилась все более интенсивной по мере того, как породы, выполняющие эти впадины, переходили в зоны все более интенсивного уплотнения, что обеспечивало поступление углеводородов в ловушки. С учетом структурного фактора фронт потоков пластовых флюидов продвигался с запада и юго-востока в северном направлении.

В зоне сочленения Анабарской и Сюгджерской нефтегазоносных областей в разрезах венда и кембрия глубоких скважин, а также в обнажениях обнаружены многочисленные нефтегазопоявления, свидетельствующие о высоких перспективах территории при наличии соответствующих ловушек. По физико-химическим свойствам, групповому и фракционному составу эти нефти близки к таковым Иреляхского и Среднеботуобинского месторождений [4].

Наличие битумных полей, в том числе и крупного Южно-Анабарского, в зонах выходов кембрийских отложений на дневную поверхность свидетельствует о существовании в прошлом гигантской нефтяной залежи на северо-востоке территории, флюидоупор которой был разрушен в средне-позднепалеозойское время, но к юго-западу в крупных ненарушенных блоках под надежным флюидоупором могли сохраниться залежи нефти, сопоставимые по размерам с Талаканским месторождением.

Нефтегазоносные комплексы

В соответствии со схемой нефтегазогеологического районирования рассматриваемая территория приурочена к зоне сочленения Анабарской и Сюгджерской потенциально нефтегазоносных областей, входящих в состав Лено-Тунгусской провинции.

В отложениях осадочного чехла в зоне сочленения Сюгджерской и Анабарской нефтегазоносных областей выделяются вендский, верхневендско-нижнекембрийский, кембрийский и силурийско-ордовикский нефтегазоносные комплексы (НГК) (рис. 1, 2). На юго-востоке территории в Западно-Вилуйской НГО осадочный чехол наращивается снизу рифейскими отложениями.

Основные перспективы связаны с отложениями венда и кембрия, промышленная нефтегазоносность которых доказана южнее на площадях Непско-Ботуобинской НГО.

Рифейский НГК

Отложения рифейского возраста по данным глубокого бурения развиты на юго-востоке изучаемой территории в Ыгыаттинской впадине и представлены аргиллитом-алевритовыми породами с прослоями песчаников разномеристых и гравелитовых. Вскрытая глубоким бурением мощность отложений составляет 19–53 м. Породы не обладают коллекторскими свойствами, резервуары не выделены. Нефтегазопоявлений не отмечено. Кровля рифейских отложений резко погружается

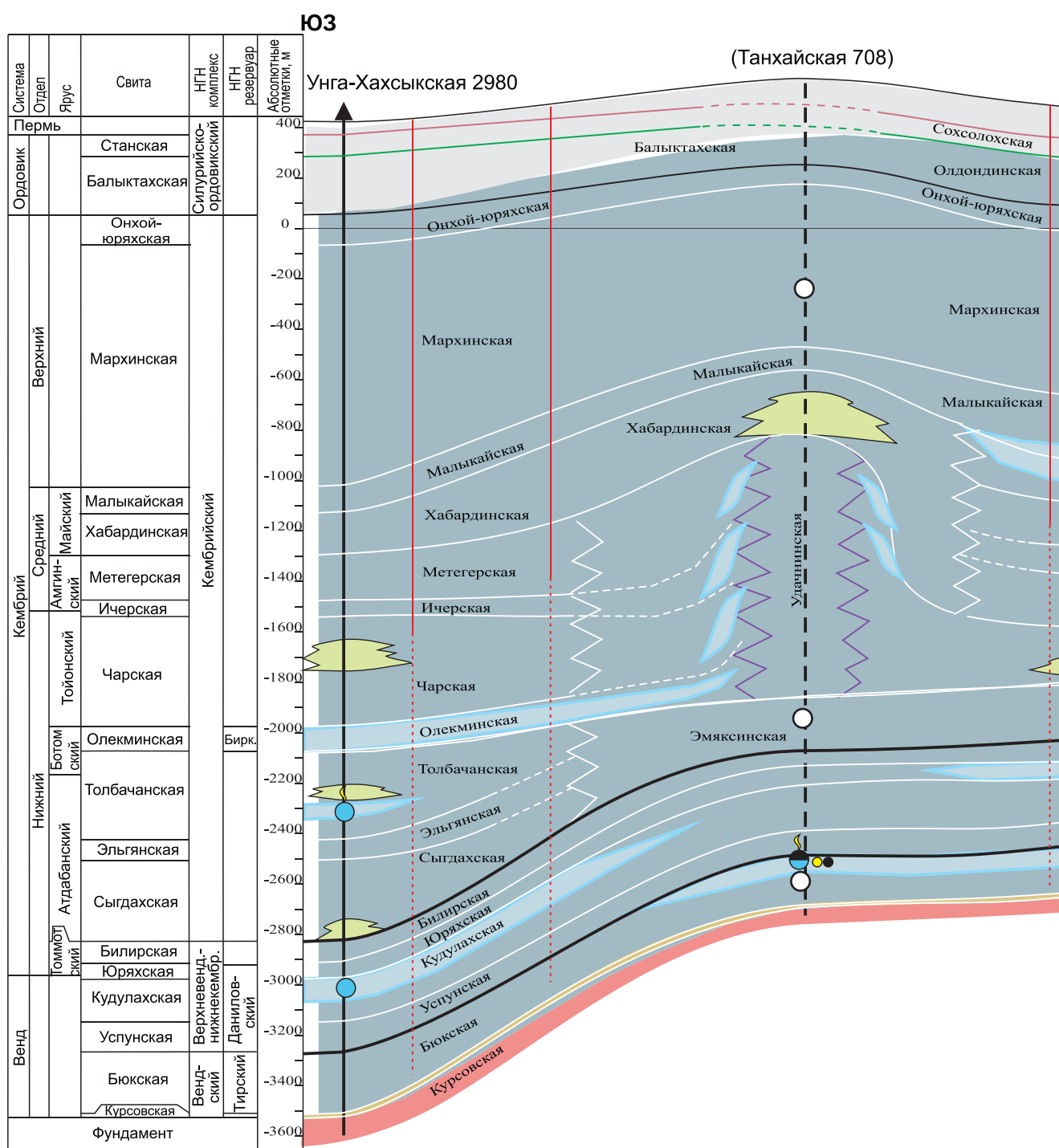


Рис. 1. Геологический разрез по линии скважин Унга-Хахсыкская 2980 – Орто-Силигирская 2621

Породы: 1 – малопроницаемые и непроницаемые преимущественно карбонатные, 2 – проницаемые преимущественно карбонатные, 3 – проницаемые терригенные, 4 – фундамента; 5 – интрузии долеритов; 6 – многолетнемерзлые породы; 7 – притоки пластовой воды (а), с растворенным газом (б), с пленкой нефти (в); 8 – нефтегазопроявления; 9 – отсутствие притока; 10 – предполагаемая залежь УВ; 11 – разрывные нарушения; чук. – чукукский, с/д – толща сахарных доломитов, н/б – нижнебилирский, бир. – биркинский, н/б – нижнебилирский, в/д – верхнеданиловский

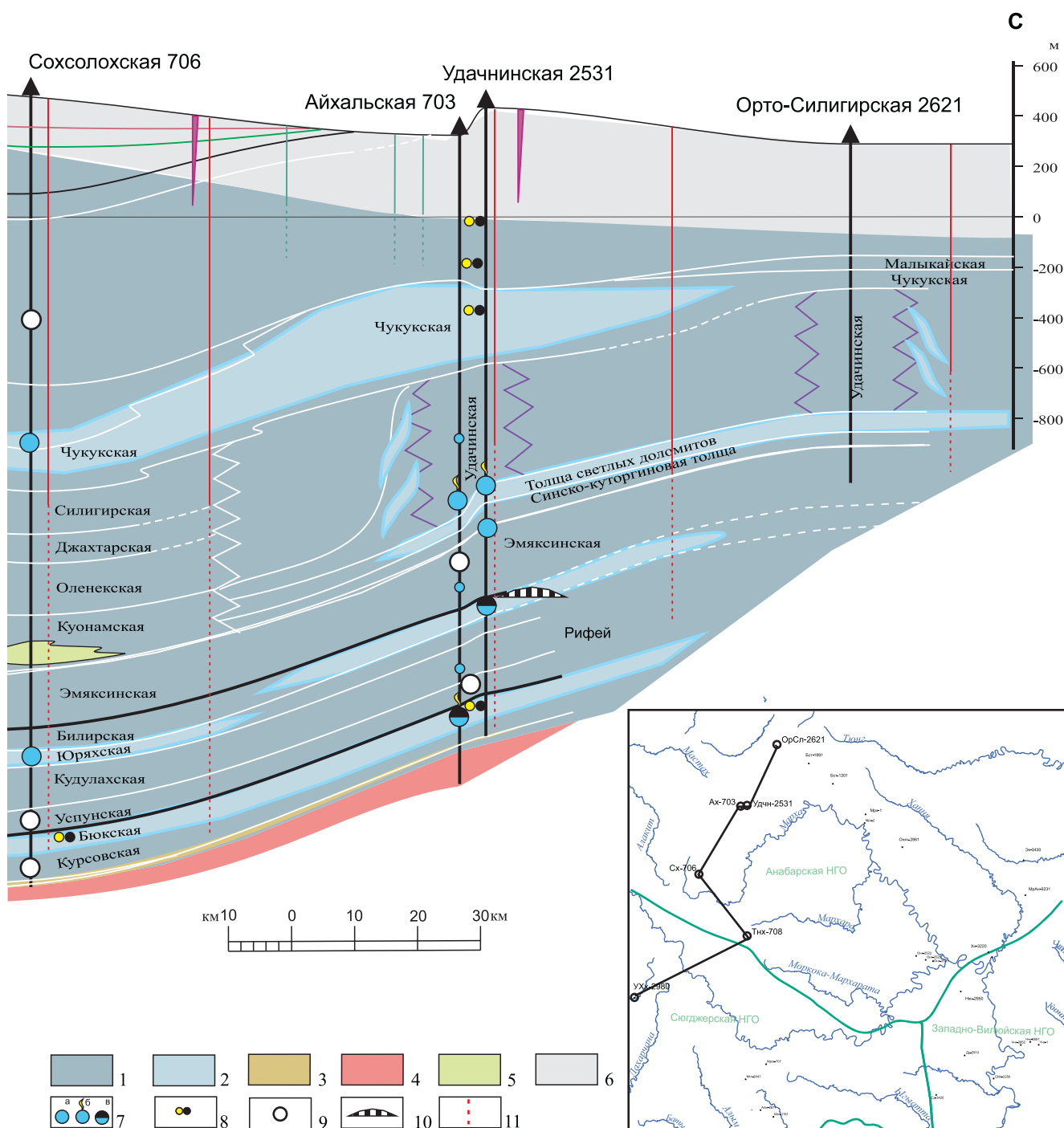
на восток с 2674 до 4194 м. Здесь рифейский НГК бесперспективен.

Вендский НГК

Этот НГК включает два резервуара: непский и тирский.

Непский резервуар в западной и центральной частях рассматриваемой площади представлен тер-

ригенными отложениями курсовской свиты, а на востоке разрез наращивается снизу такими же образованиями талахской, хоронохской и бетинчинской свит. Толщины непского резервуара изменяются от 5–18 до 155–348 м соответственно. Песчаники с прослоями алевролитов и аргиллитов курсовской свиты обладают низкими емкостно-фильтрационными свойствами. При испытании этих отложений



только в Сюльдюкарской скважине был получен незначительный приток слабогазированной пластовой воды. Песчаные коллекторы хорошего качества талыхского и вилучанского горизонтов имеют водяное насыщение. Нефтегазопроявлений не отмечено.

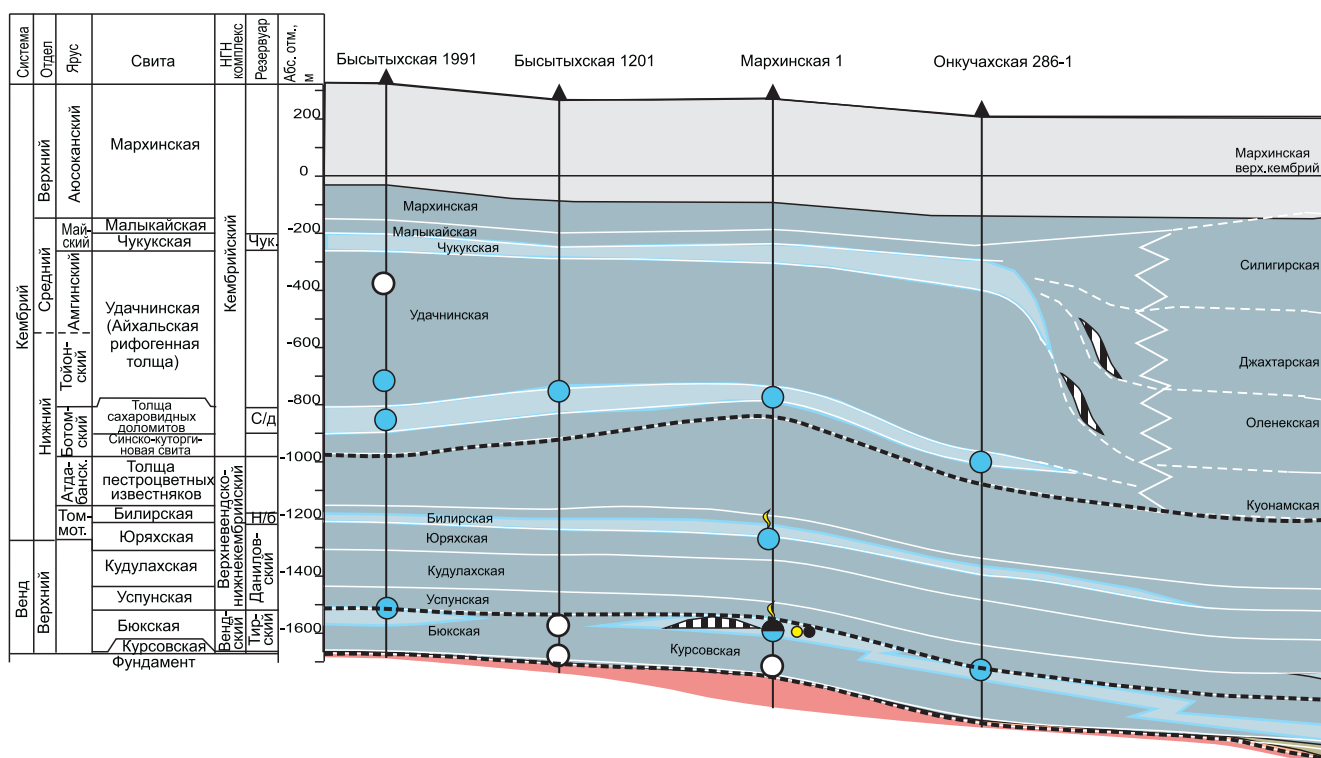
Флюидоупором для непского резервуара служат плотные карбонатные породы верхнебюкской подсвиты мощностью 160–210 м.

Тирский резервуар представлен отложениями бюкской свиты и ее возрастного аналога – старореченской свиты. Бюкская свита подразделяется на две подсвиты.

Песчаная линза ботубинского горизонта нижнебюкской подсвиты, мощностью 9–38 м развита в восточной части рассматриваемой территории. Хо-

рошими коллекторскими свойствами ($K_n = 8–14\%$) обладают песчаники ботубинского горизонта, вскрытые в Онхойдохской, Ханинской и Дюданской скважинах, из которых были получены притоки пластовой воды с растворенным газом дебитом до 80–296 м³/сут. Формирование газовой залежи возможно на северо-востоке песчаной линзы ботубинского горизонта.

Верхнебюкская подсвита в юго-восточной и юго-западной частях территории мощностью 220–240 м сложена плотными глинисто-карбонатными породами и играет роль флюидоупора среднего качества для терригенных отложений венда. В северной и центральной частях изучаемого района экранирующие свойства флюидоупора существен-



но снижаются. При сокращенных толщинах (менее 220 м) в верхней части бюкской свиты появляются кавернозные карбонатные породы, затронутые процессами древнего выветривания (рис. 3). Открытая пористость доломитов изменяется в широких пределах (от 4 до 15–20 %), тип коллектора порово-трещинный и каверно-порово-трещинный. Отложения бюкской свиты здесь могут служить резервуаром для миграции и аккумуляции пластовых флюидов. В Айхальской, Мархинской и Мархинско-Андоиской скважинах при испытании верхней части бюкской свиты были получены притоки сильно газированной пластовой воды с пленкой нефти (дебит от 6,7 до 50,5 м³/сут). В Танхайской скв. 708 керн верхней части верхнебюкской подсвиты был нефтенасыщен, а при опробовании этого интервала получено 40 л нефти без признаков воды. Зона вероятного накопления углеводородов протягивается от Мархинско-Андоиской и Эикской скважин на северо-запад, где в крупных ненарушенных блоках, могли сохраниться нефтяные литологические залежи с элементами тектонического экранирования на глубине 1800–2400 м.

Флюидоупором продуктивных отложений тирского резервуара служат глинистые доломиты успунской свиты, толщина которой изменяется от 165 м на юго-востоке до 80 м на севере.

Верхневендско-нижнекембрийский НГК

Данный комплекс выделяется в интервале карбонатных отложений успунской, кудулахской, юряхской и билирской свит.

Образования успунской свиты литологически представлены плотными доломитами, доломит-ангидритами с прослоями известняков, аргиллитов

и мергелей. Толщина отложений свиты сокращается с юго-запада на северо-восток от 152 до 79 м. На юго-западе территории в разрезе свиты коллекторы не выделяются, на северо-востоке (в Бысытхской скважине), в основании успунской свиты прослежен маломощный прослой кварцевого песчаника, позволяющий предполагать здесь наличие предданиловского перерыва в осадконакоплении. В верхней части успунской свиты выделены водонасыщенные проницаемые интервалы (*нижнеданиловский резервуар*), из которых в скважинах Бысытхской 1991, Эйикской 3430 и Мархинской 2 получены притоки пластовой воды дебитами 1,2–12,6 м³/сут с растворенным газом и пленкой нефти.

Кудулахская свита, которая относится к *верхнеданиловскому резервуару*, представлена доломитами микро-тонкозернистыми, перекристаллизованными, в верхней части – известняками доломитовыми с примесью глинистого материала. Толщина свиты в соответствии с унаследованным развитием территории сокращается в северо-восточном направлении от 170 м в Унга-Хахсыкской скважине до 124 м в Бысытхской скв. 1201. Повсеместно в интервале кудулахской свиты выделяются водонасыщенные пласты-коллекторы. Доломиты обладают лучшими емкостно-фильтрационными свойствами, чем известняки: открытая пористость достигает 10,7–13,08 %, проницаемость 0,4·10⁻³ мкм². Эффективные толщины составляют 20,8–33,4 м (Удачинская и Бысытхская скважины). На всей изучаемой территории отложения кудулахской свиты служат резервуаром для пластовых флюидов. При испытании отложений кудулахской свиты получены притоки пластовой воды дебитами 3,6–10,8 м³/сут.

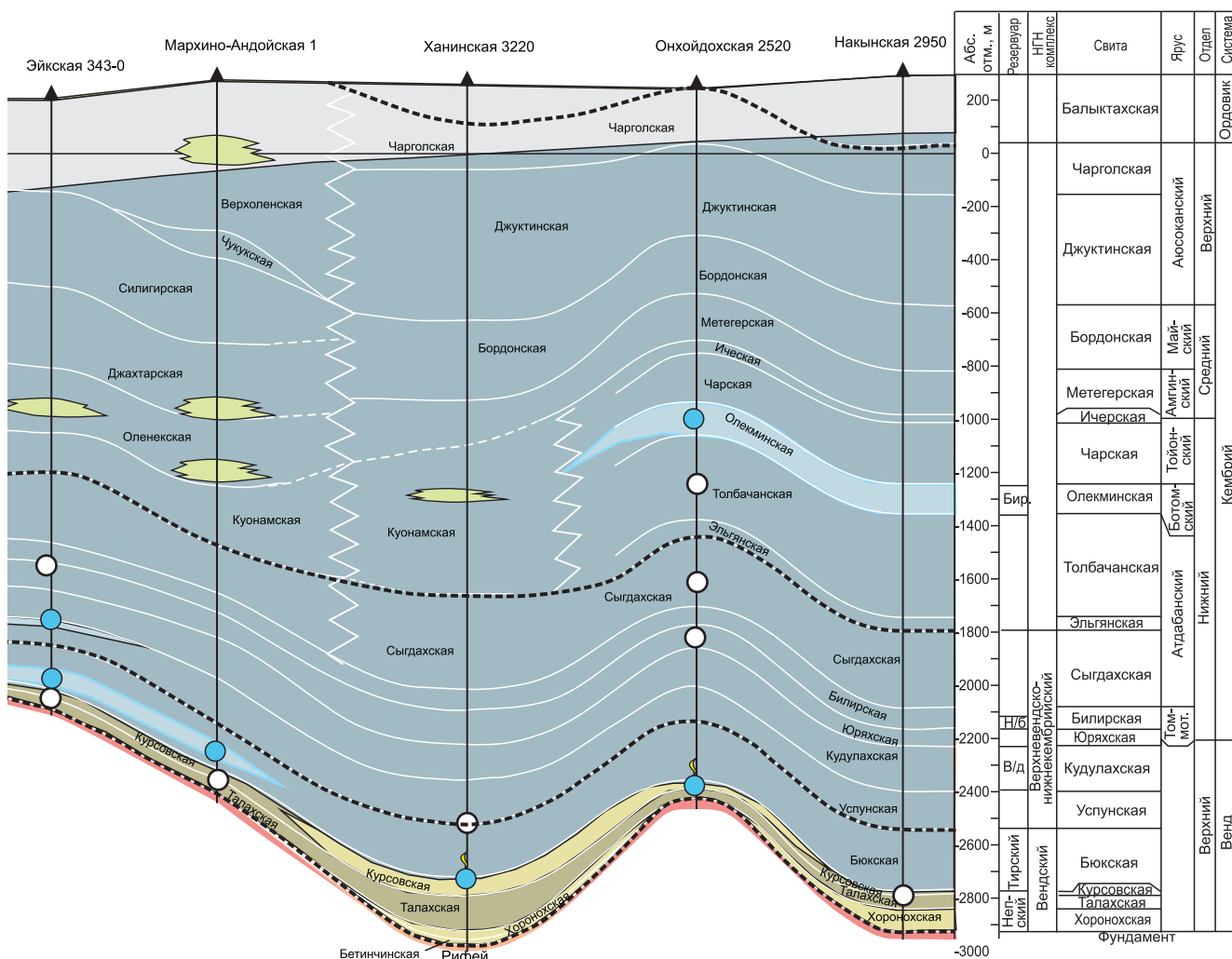
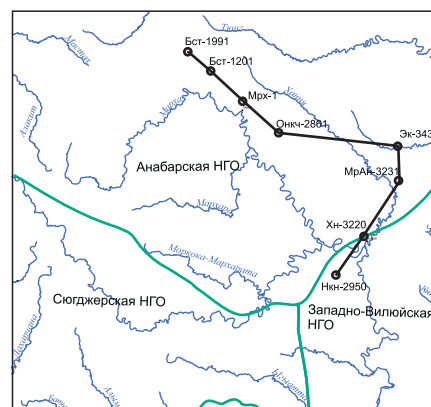
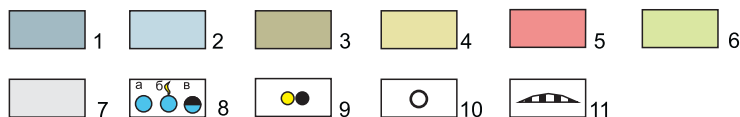


Рис. 2. Геологический разрез по линии скважин Бысытыхская 1991 – Накынская 2950

Породы: 1 – малопроницаемые и непроницаемые преимущественно карбонатные, 2 – проницаемые преимущественно карбонатные, 3 – малопроницаемые и непроницаемые преимущественно терригенные, 4 – проницаемые преимущественно терригенные, 5 – фундамента; 6 – интрузии долеритов; 7 – многолетнемерзлые породы; 8 – притоки пластовой воды (а), с растворенным газом (б), с пленкой нефти (в); 9 – нефтегазопроявления; 10 – отсутствие притока; 11 – предполагаемая залежь УВ; остальные усл. обозн. см. на рис. 1



Отложения юряхской и билирской свит на большей части рассматриваемой зоны имеют преимущественно свойства флюидоупора. Юряхская свита мощностью 75–94 м представлена доломитами, часто мергелистыми, участками глинистыми, известняками, с прослоями доломитовых мергелей и аргиллитов. Билирская свита толщиной 60–88 м сложена доломитами и известняками с прослоями мергелей и аргиллитов. Породы часто ангидритизированы. Отдельные пласты доломитов с хорошими емкостно-фильтрационными свойствами были выделены в доломитах билирской свиты (*нижнебилирский резервуар*). Общая пористость водонасыщенных пород

по ГИС составляет 7–11 %. Притоки пластовой воды до 17,8 м³/сут были получены при совместном испытании юряхской и билирской свит в скважинах Сохолохской и Мархинской 2. При испытании отложений билирской свиты получены притоки пластовой воды дебитами 4,7–6,2 м³/сут с пленкой нефти в Удачнинской и Садынской скважинах. Предполагается, что коллекторскими свойствами обладают породы нижнебилирской подсвиты мощностью 40–50 м в зоне пересечения крупных разрывов (рис. 4). Литологические газонефтяные залежи могли сформироваться и сохраниться в северо-восточной части зоны развития коллекторов, вверх по восстанию пластов

в крупных ненарушенных блоках. В этой предполагаемой зоне отметки кровли бирирского резервуара составляют –1200–2000 м.

Флюидоупором служат как плотные глинисто-карбонатные породы верхнебирирской подсвиты, так и вышележащие: на юге – отложения сыгдахской, эльганской и толбачанской свит, в центральной части и на севере – эмяксинской (толща пестроцветных известняков) свиты. Толщина флюидоупора сокращается в северо-восточном направлении от 730 м до 166 м.

Кембрийский НГК

Кембрийский НГК расположен в зоне сочленения трех фациальных регионов (ФР), выделенных в пределах Сибирской платформы – Юдомо-Оленекского, Анабаро-Синского и Туруханско-Олекминского, отвечающих трем типам отложений соответственно: сланцевому, карбонатному и соленосному [7]. Ввиду фациального изменения отложений кембрия по латерали нефтегазоносные резервуары комплекса рассматриваются с учетом этих особенностей.

На юге рассматриваемой площади в Сюджерском районе *Туруханско-Олекминского ФР* кембрийский НГК представлен отложениями олекминской, чарской, ичерской, метегерской, бордонской, джуктинской и чарголской свит, сформированными в условиях внутреннего шельфа.

Верхним экраном среднего качества служат породы бордонской, джуктинской и чарголской свит (верхоленская серия) толщиной от 767–927 м в центральной части до 1345 м на западе в Унга-Хахсыкской скважине и до 1031–1134 м на востоке в Дюданской и Чучуканской скважинах. Отложения представлены мергелями, аргиллитами, глинистыми известняками, доломитами с включениями ангидритов.

Как уже было показано, нижним флюидоупором кембрийского НГК здесь служат породы сыгдахской, эльганской и толбачанской свит. В зоне перехода от солевого к бессолевому типу разреза, в нижней части толбачанской свиты (атовский горизонт) по заключению ГИС выделяются водонасыщенные пласты-коллекторы, из которых при испытании в скважинах Унга-Хахсыкской, Мегеляхской, Онхойдохской и Среднемархинской были получены притоки пластовой воды дебитами 12–32,6 м³/сут.

Образования олекминской свиты (*биркинский потенциально продуктивный резервуар*) толщиной 99–106 м сложены плотными известняками мелкозернистыми с прослоями известковистого песчаника доломитами и доломитами скрытокристаллическими, кавернозными, с гнездами ангидрита. Породы участками трещиноваты, обогащены темным битуминозным веществом. Участки развития коллекторов выявлены в переходной бессолевой зоне между двумя фациальными регионами. При испытании в процессе бурения в скважинах Онхой-

дохской и Чучуканской получены притоки пластовой воды дебитами 69 и 121,7 м³/сут соответственно. В Унга-Хахсыкской скважине при исследовании пород олекминской свиты опробователем пород на кабеле (ОИПК) получено 15 л пластовой воды и 40 л газа, поддерживающего горение; в Садынской скважине – 6,5 л пластовой воды, 4,5 л газа. В северо-восточном направлении известняки олекминской свиты фациально замещаются плотными доломитами удачининской свиты, которые служат латеральным экраном для мигрирующих углеводородов. Можно предположить наличие газонефтяной литологически экранированной залежи на глубине 1000–1500 м в среднем течении р. Мархара, между скважинами Танхайской и Онкучахской (рис. 5).

В юго-западных частях территории в отложениях кембрийского комплекса пород-коллекторов не выявлено. Водонасыщенные пласты-коллекторы определены в отдельных интервалах чарской и метегерской свит на юго-востоке территории. Суммарные толщины отложений чарской, ичерской и метегерской свит изменяются от 570 до 750 м.

В Мархинско-Вилуйской области и Далдыно-Мархинской банке *Анабаро-Синского ФР* разрез кембрийского НГК комплекса, сформированный в условиях внешнего шельфа, имеет сложное строение. На западе фациальной области разрез начинается с отложений удачининской свиты, которые перекрыты образованиями хабардинской и малыкайской свит (Танхайская скважина). Севернее разрез начинается с пород синско-куторгиновой свиты и толщи сахаровидных доломитов, сформированных в условиях открытого бассейна и в зоне перехода к внешнему шельфу. Выше по разрезу залегают отложения удачининской и чукукской свит (Айхальская и Удачининская скважины) (см. рис. 1). Еще севернее, в Орто-Силигирской скважине, в разрезе выделяются удачининская и малыкайская свиты. В восточной части области снизу вверх выделены толща сахаровидных доломитов, удачининская и чукукская свиты (Бысытыхские, Мархинские, Онкучахская скважины).

Основа рифоподобных сооружений – породы удачининской свиты (айхальской рифогенной толщи), представленные доломитами и известняками светло-серыми, скрытокристаллическими, доломитизированными, иногда кавернозными за счет растворения мелкокристаллической соли. В целом это малопроницаемая толща, коэффициент ее открытой пористости колеблется в пределах 3–9 %, проницаемость – от 0,7 до 3 мД. Характерной особенностью древних рифогенных образований является их повышенная плотность по отношению к вмещающим карбонатным породам. Под влиянием вторичных процессов в рифогенной толще формируются участки локального разуплотнения, представляющие практический интерес как потенциальные коллекторы с высокими фильтрационно-емкостными свойствами. При испытании



удачнинской свиты в Айхальской и Бысытыхских скважинах притоки пластовой воды составляли 1,2–3 и 17,3–351 м³/сут соответственно. В разрезах гидрогеологических скважин близ трубки Удачная в нижней части рифогенно-обломочной толщи отмечаются тонкие прослои кавернозных доломитов и известняков, часто обильно насыщенных нефтью [4]. Указанное сочетание плотных и проницаемых разностей в рифогенных образованиях благоприятно для нефтегазоаккумуляции.

Синско-куторгиновая свита представлена темно- и коричневато-серыми, битуминозными известняками, иногда ангидритизированными с прослоями известняковых песчаников. В разрезе свиты с большим количеством прослоев известняковых песчаников велика вероятность развития коллекторов.

Толща *сахаровидных доломитов* перекрывает отложения синско-куторгиновой свиты, охватывает большую площадь и представлена доломитами мелкозернистыми, с неясно-слоистой текстурой, кавернозными. Часть пор заполнена кремнеземом и битумом. Отложения свиты обладают хорошими емкостно-фильтрационными свойствами, что доказывается получением притоков пластовой воды дебитами от 185–283 (скважины Онкучахская и Бысытыхская 1201) до 915–972 м³/сут (скважины Мархинская и Удачная 2531).

Латеральным северным экраном для массивных резервуаров удачинской свиты и толщи сахаровидных доломитов служат плотные глинисто-карбонатные отложения куонамской, джахтарской и силигирской свит Юдомо-Оленекского ФР.

Рифоподобные постройки выполняют функцию барьера между внутришельфовой областью и предрифовым бассейном. Эрозия сооружения, обусловленная волноприбойными процессами, приводит к накоплению на его склонах перемытого и впоследствии сцементированного органогенного обломочного материала. Органогенные, биоморфные (водорослевые) карбонатные образования относительно узкой полосой окаймляют рифогенные постройки. Клиноформоподобные образования хорошо видны на сейсмических разрезах [6]. В этих зонах резко возрастает доломитизация верхних частей свит, в них выявлены огромные полости (до 18 м в вертикальном сечении), прослеживающиеся с наклоном 50–60° на глубину более 100 м. Коэффициент проницаемости достигает здесь 176 мД [8].

В процессе развития рифогенного комплекса зоны роста рифов перемещались в северо-восточном направлении, и вместе с ними перемещались и окаймляющие их зоны развития биоморфных образований, что отражается в сложных разрезах Далдино-Мархинской карбонатной банки [7]. Породы-коллекторы слагают линзы обломочных пористых и проницаемых известняков, залегающие с резкими контактами на склонах рифогенных построек (контакт прислонения). Наличие глинистых отложений, перекрывающих постройки, обеспечивает гидроди-

намическую изоляцию залежей, связанных с осыпными образованиями (см. рис. 1, 2).

Рифогенные постройки удачинской свиты перекрыты отложениями хабардинской, чукукской и малыкайской. Хабаровская свита мощностью 122–164 м сложена красноцветными мергелями, пестроцветными глинистыми доломитами, аргиллитами и гипсами, формировавшимися в условиях внутреннего шельфа. Малыкайская свита толщиной от 37 до 250 м представлена чередующимися в разрезе пачками доломитов красно- и зеленоцветных, обычно сульфатизированных мергелей доломитовых, алевролитистых и глинисто-алевритистых доломитов. Отложения хабардинской и малыкайской свит имеют в основном низкие коллекторские свойства. Только в Сохолохской скважине при испытании нижней части малыкайской свиты была получена жидкость дебитом 44,6 м³/сут.

Чукукская свита (*чукуцкий резервуар*) представлена пористо-кавернозными доломитами, песчаниками, гравелитами, конгломератами доломитовыми, обломочно-оолитовыми известняками и доломитами. Для пород характерна загипсованность, соленасыщенность, пропитка битумом. Отложения чукукской свиты развиты непосредственно над барьерно-рифовой системой и облекают последнюю. Максимальные толщины свиты 286–345 м смещены к западу от барьерно-рифовой системы и сокращаются до полного выклинивания на северо-востоке за пределами Мархино-Вилуйской фациальной области. На севере рассматриваемой территории отложения чукукской свиты выходят на поверхность. К ним, скорее всего, и приурочены Кюэнеликянские источники нефти. Коэффициент открытой пористости отложений чукукской свиты варьирует в широких пределах – от долей до 10–11 % и даже до 26–31 %, а проницаемость – до 473 мД, в отдельных случаях – до 9129 мД. Высокие коллекторские свойства связаны, вероятно, с палеогипергенными преобразованиями при перерыве в осадконакоплении. В колонковых скважинах вблизи Айхальской глубокой скважины кавернозные доломиты чукукской свиты и водорослевые известняки мархинской пропитаны нефтью.

В зоне развития коллекторов чукукского резервуара нефтяные залежи могли сохраниться в крупных ненарушенных блоках юго-западнее границы выклинивания ордовикских отложений и выхода верхнекембрийских отложений на дневную поверхность (см. рис. 5). Пластовые, литологически и тектонически экранированные залежи располагаются в интервале глубин от 600–700 до 1000 м.

Нижним флюидоупором кембрийского нефтегазоносного комплекса являются пестроцветные известняки и мергели эмяксинской свиты. Верхним флюидоупором служат отложения мархинской и онхой-юряхской свит (переслаивание мергелей доломитистых и аргиллитов с доломитами и известняками). Толщина флюидоупора низкого качества

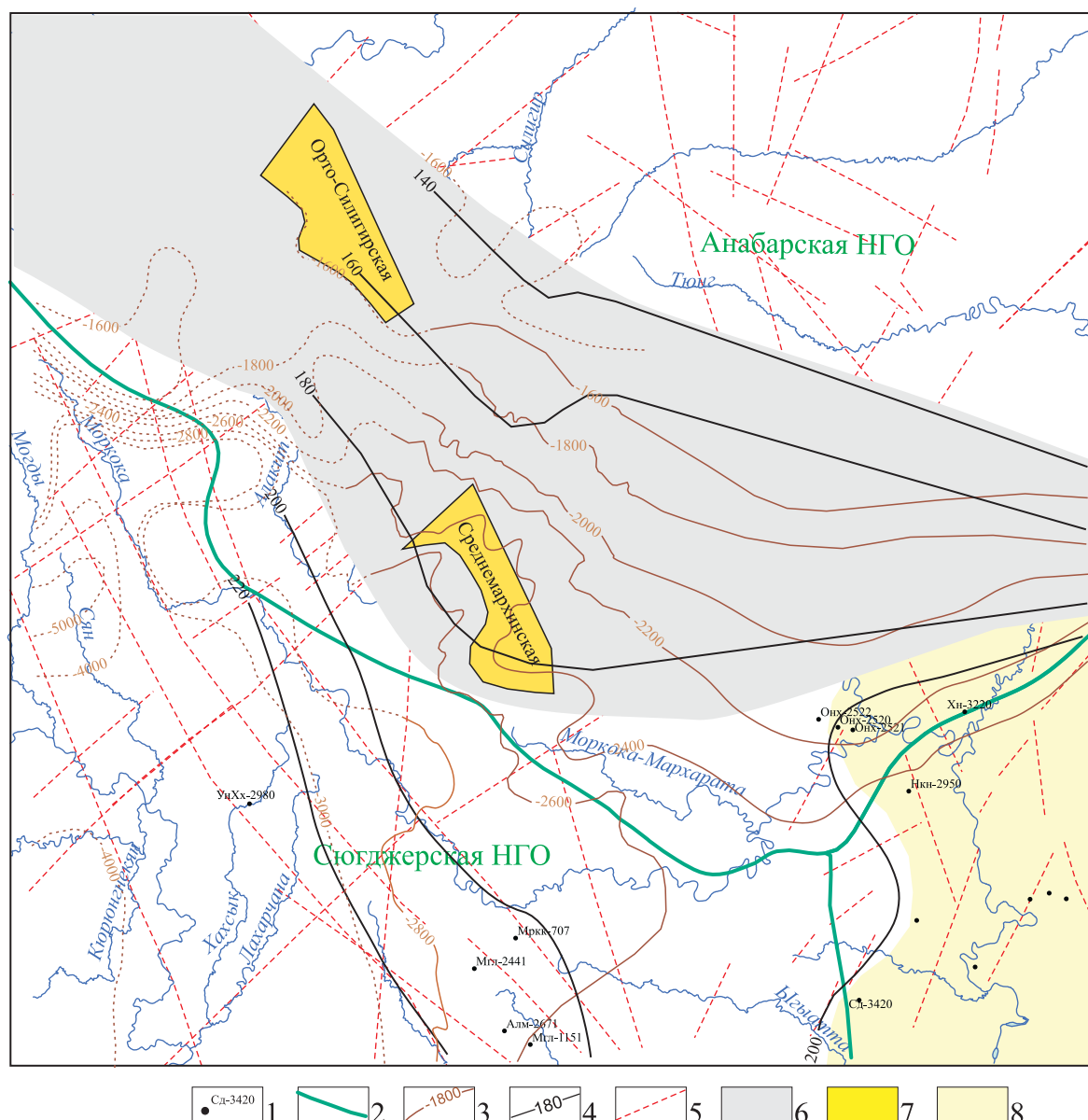


Рис. 3. Схема перспектив вендского НГН комплекса юга Анабарской НГО (тирский резервуар)

1 – глубокие скважины (Мгл – Мегеляхская, Алм – Алымджахская, Мрк – Моркокинская, УнХх – Унга-Хахсыкская, Сх – Сохолохская, Ах – Айхальская, Удч – Удачнинская, Ор-Сл – Орто-Силигрская, Бст – Бысытхская, Мрх – Мархинская, Онкч – Онкучахская, Эк – Эйская, МрАн – Мархинско-Андо́йская, Онх – Онхойдохская, Хн – Ханинская, Нкн – Накынская, Сд – Садынская); 2 – границы НГО; 3 – изогипсы кровли буюкской свиты; 4 – изопахиты буюкской свиты; 5 – разрывные нарушения; 6 – зона развития коллекторов; 7 – предполагаемые залежи УВ; 8 – поле распространения преимущественно терригенных отложений венда мощностью 20–420 м

сокращается от 1009 на западе до 455 м на востоке и северо-востоке, в том числе и за счет разрушения пород при выходе на дневную поверхность. При сокращении толщин в разрезе мархинской свиты, где повышается количество алевроитовых и глинистых известняков и прослоев известняковых конгломератов, появляются водонасыщенные пласты-коллекторы (Удачнинская скважина). Улучшают качество флюидоупора многолетнемерзлые породы, толщина которых здесь составляет 100–350 м. Но сохранение залежей углеводородов отложений среднекембрийского возраста в зоне сокращенных толщин флюидоупора, т. е. на северо-востоке территории, маловероятно.

В Верхнеоленинской области Юдомо-Оленекского ФР кембрийский НГК, сформированный в условиях открытого бассейна, представлен отложениями куонамской, оленекской, джахтарской, силигрской, чукукской и малыкайской свит. На востоке, в Муно-Оленекской области из разреза последовательно выпадают отложения малыкайской (Мархинско-Андо́йская скважина) и чукукской (Эйская скважина) свит.

На западе в Сохолохской скважине куонамская свита толщиной 221 м сложена переслаиванием аргиллитов и мергелей с редкими прослоями доломитов и известняков [7], а на востоке она имеет мощность 194–150 м и сложена водорос-

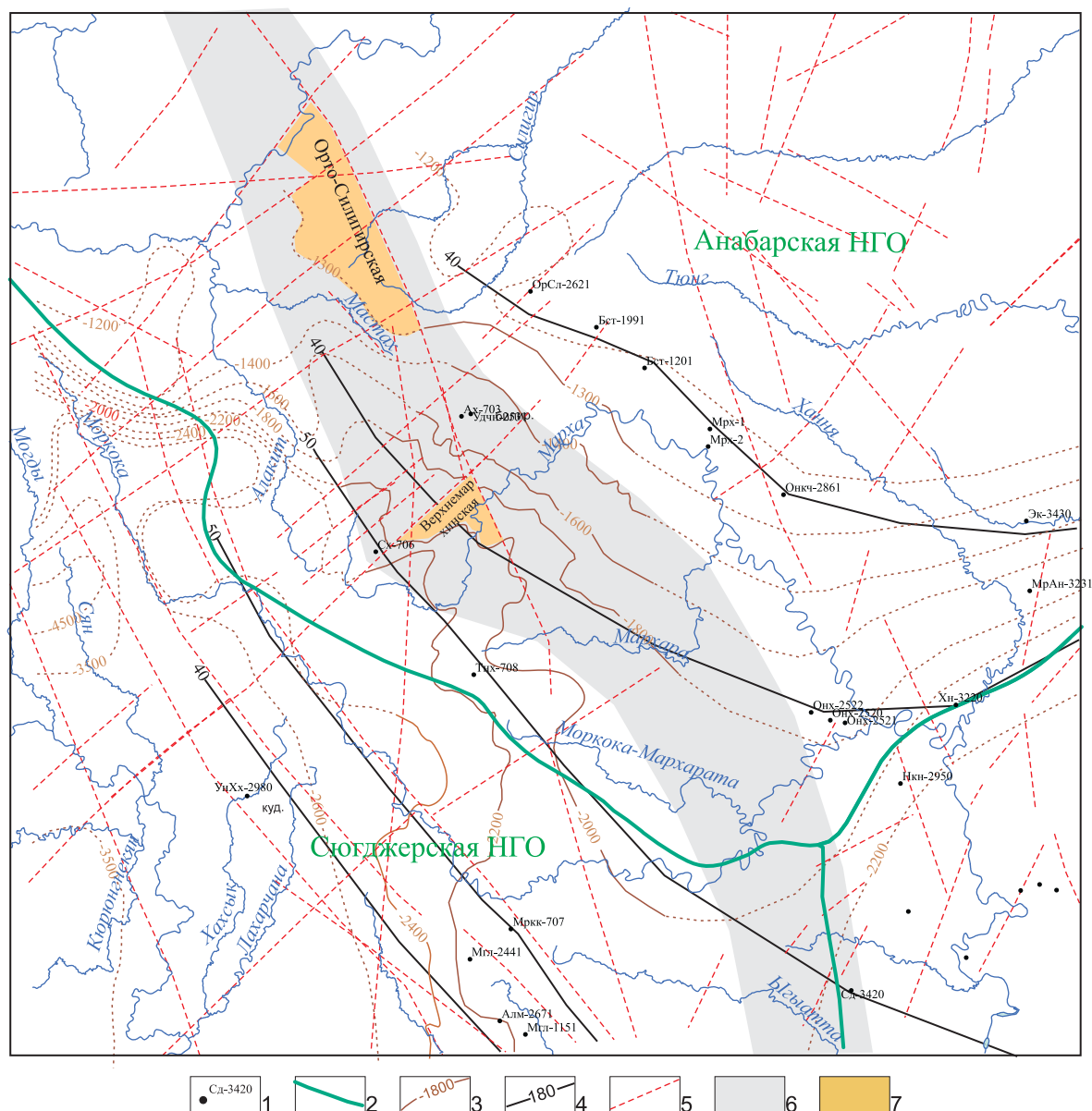


Рис. 4. Схема перспектив верхневендско-нижнекембрийского НГН комплекса юга Анабарской НГО (билирский резервуар)

1 – глубокие скважины; 2 – границы НГО; 3 – изогипсы кровли билирской свиты; 4 – изопохиты нижне-билирской подсвиты; 5 – разрывные нарушения; 6 – зона развития коллекторов; 7 – предполагаемые залежи УВ; остальные усл. обзн. см. на рис. 3

левыми известняками с прослоями глинистых известняков, мергелей и черных аргиллитов. К северо-востоку мощность свиты сокращается до 30 м, она представлена горючими сланцами, аргиллитами с маломощными прослоями тонкодетритового известняка. В отложениях свиты коллекторы отсутствуют.

Оленекская, джахтарская и силигирская свиты сложены переслаиванием известняков и мергелей в разном соотношении. Эти отложения обычно низкопроницаемые (открытая их пористость до 5 %, очень редко до 10 %) и могут рассматриваться как флюидоупоры.

В Юдомо-Оленекском ФР отложения чукукской свиты (чукуцкий резервуар) вскрыты скважинами Сохсолохской и Мархинско-Андонойской, где их мощ-

ность составляет 150 и 99 м соответственно. Зона развития отложений чукукской свиты окаймляет Котуй-Анабарскую карбонатную платформу и Далдыно-Мархинскую рифовую банку Анабаро-Синского ФР. Банково-рифово-баровый и обломочно-шельфовый верхнесклоновый комплексы чукукской свиты, судя по описаниям разрезов скважин [4, 7], обладают высокими емкостно-фильтрационными свойствами.

Верхним флюидоупором служат глинисто-карбонатные отложения мархинской, онхой-юряхской и олдондинской свит на западе и мархинской – на северо-востоке. Толщина флюидоупора на западе изменяется от 800 до 600 м, на северо-востоке сокращается до 500 м и менее за счет срезания при выходе на дневную поверхность. Улучшают качество

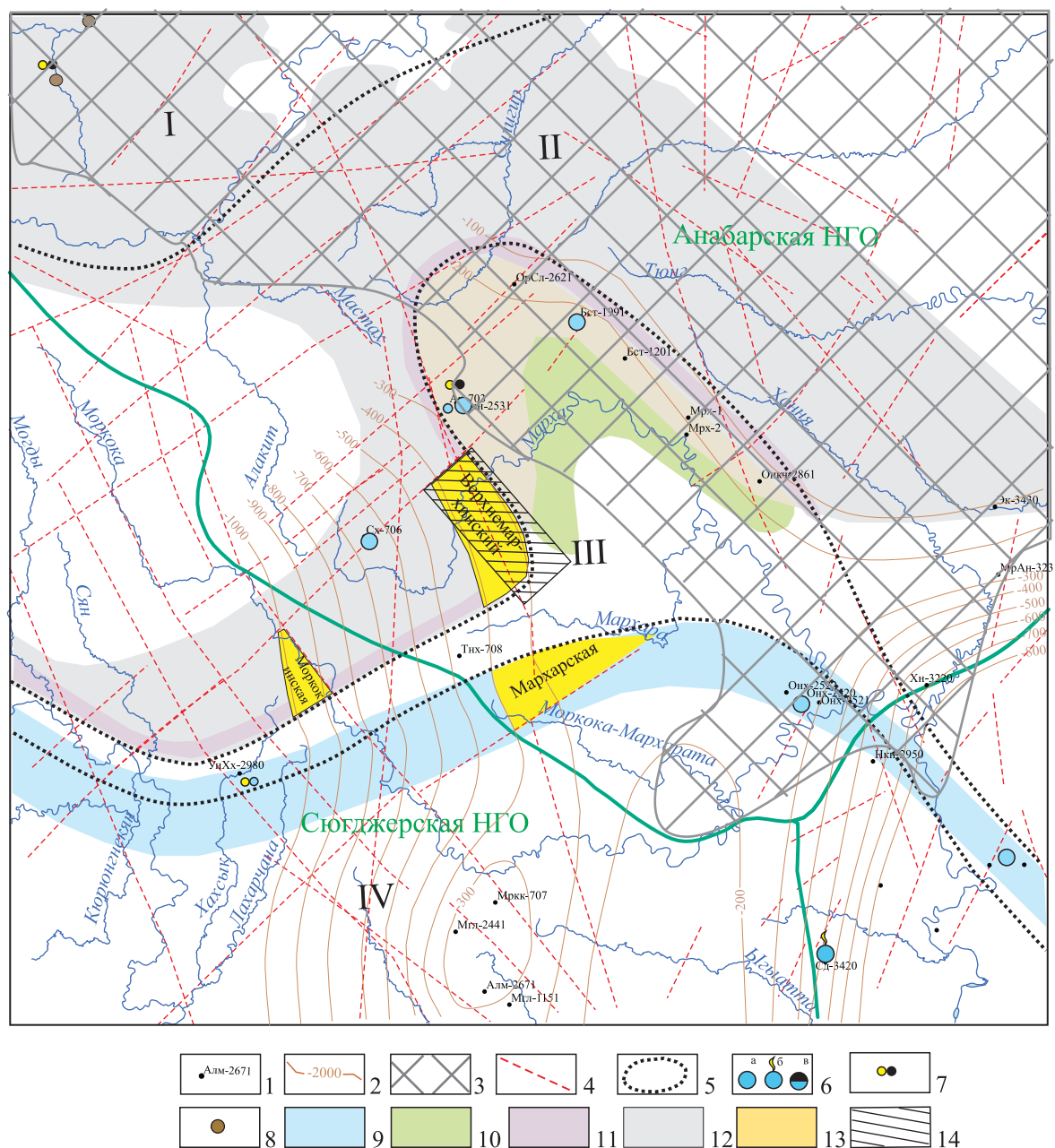


Рис. 5. Схема перспектив нефтегазоносности потенциально продуктивных резервуаров олекминской и чукукской свит кембрийского комплекса

1 – параметрические и поисковые скважины; 2 – изогипсы подошвы мархинской свиты верхнего кембрия; 3 – зона отсутствия отложений ордовика и выхода отложений мархинской свиты кембрия на дневную поверхность; 4 – основные и второстепенные разломы осадочного чехла; 5 – границы фациальных регионов (I – Анабаро-Синского (Котуй-Анабарский район), II – Юдомо-Оленекского (Верхнеоленинская область), III – Анабаро-Синского (Мархинско-Вилуйская область и Далдыно-Мархинская банка), IV – Турухано-Иркутско-Олекминского (Сюджерской район)); 6 – полученные при испытании в скважинах притоки: а – пластовой воды, б – разгазированной воды, в – воды с пленкой нефти; 7 – нефтегазопроявления; 8 – Кюэнеликанские источники нефти; зоны развития коллекторов: 9 – биркинского резервуара, 10 – толщи сахарных доломитов и удачининской свиты, 11 – биоморфных карбонатных образований, 12 – чукукской свиты; 13 – прогнозируемые ловушки; 14 – первоочередной объект исследования; остальные усл. обозн. см. на рис. 3

флюидопора многолетнемерзлые породы, толщи- на которых на западе составляет 100–350 м, на северо-востоке достигает 500–700 м, охватывая отложения не только мархинской свиты, но и силигирской.

Залежи нефти здесь могли накапливаться, вероятнее всего, в коллекторах чукукской свиты на небольшом удалении от Далдыно-Мархинской

карбонатной банки и сохраниться при толщинах отложений мархинской свиты более 600 м (см. рис. 5).

Силурийско-ордовикский НГК

Отложения ордовика развиты на юго-западе рассматриваемой территории и согласно залегают на породах кембрия, а их мощность изменяется от



320 м и более до полного выклинивания к северо-востоку в скважинах Айхальской и Удачинской. Отложения представлены сероцветными доломитами и известняками, прослоями пестроокрашенных мергелей и аргиллитов.

Силурийские отложения, сложенные преимущественно известняками, в меньшей мере мергелями и известково-глинистыми сланцами, известны в тех же районах, что и ордовикские. Они повсеместно залегают с угловым и стратиграфическим несогласием на различных горизонтах ордовика. Порой в разрезе присутствуют органогенно-обломочные известняки, коралловые известняки и ракушняк [4].

Небольшая толщина ордовикско-силурийских отложений, разделенных региональными перерывами, и близость к дневной поверхности не позволяет оценивать их перспективы высоко.

Нижним флюидоупором силурийско-ордовикского НГК служат отложения мархинской, онхой-юряхской свит верхнего кембрия и олдондинской свиты нижнего ордовика. Верхним флюидоупором служат промороженные отложения среднего ордовика и силура, состоящие из красно-коричневых мергелей, аргиллитов с прослоями доломитов и алевролитов.

Перспективы нефтегазоносности

Выявление новых зон нефтегазоаккумуляции и оценка перспектив нефтегазоносности территории сочленения Сюджерской и Анабарской НГО необходимы для ускоренного определения возможностей энергоснабжения предприятий алмазодобывающей промышленности за счет местных источников сырья. На высокие перспективы этого региона указывает широкое распространение в скважинах и в разрезах поверхностных обнажений различных нефтебитумо- и газопроявлений. Оптимальное расположение тектонически экранированных литологических ловушек нефти и газа по отношению к путям миграции углеводородов, возникающих в результате проявления неотектонических движений, существенно увеличивает перспективы территории. Если рассматривать закономерности размещения залежей углеводородов Непско-Ботубинской, Катангской, Байкитской НГО, ясно, что залежи приурочены к зоне резкого сокращения объема трапповых тел в осадочном чехле, поступающих со стороны Тунгусской синеклизы. Подобным условиям удовлетворяет положение выделяемых зон нефтегазоаккумуляции. Широкое распространение межпластовых интрузии предположительно триасового возраста отмечено на юге, юго-востоке и юго-западе изучаемого региона, где в процессе проводки скважин выявлены трапповые тела в отложениях успунской свиты венда, сыгдахской, толбачанской, чарской, верхоленской свит кембрия и в породах ордовика. В центральной части и на севере территории тела траппов в разрезе скважин не отмечены

(см. рис. 1, 2). Наличие кимберлитовых трубок не снижает перспективность площадей. К примеру, Мирнинская группа месторождений нефти и газа на севере Непско-Ботубинской антеклизы соседствует с алмазоносной территорией.

По палеогеографическим условиям накопления карбонатных отложений венда и кембрия на рассматриваемой территории можно выделить четыре основных резервуара, перспективных для накопления и сохранения углеводородов: в вендском НГК – тирский, в верхнекембрийско-нижнекембрийском – нижнебилярский, в кембрийском – биркинский и чукуцкий. Перспективные ловушки намечены в зоне развития коллекторов, в крупных наиболее приподнятых слабонарушенных или ненарушенных тектонических блоках и отображены на схемах перспектив (см. рис. 3–5). Предполагается газонефтяное насыщение коллекторов в ловушках. Плотность начальных геологических ресурсов углеводородов в перспективных зонах составляет 10–50 тыс. т/км².

Первоочередным объектом геолого-геофизических исследований предлагается Верхнемархинский участок, расположенный на пересечении перспективных зон нефтегазоаккумуляции тирского, нижнебилярского и чукуцкого резервуаров: между скважинами Удачинской, Сохолохской и Танхайской (см. рис. 5). Здесь породы продуктивных горизонтов залегают в интервале глубин 600–3000 м.

Для выявления ловушек углеводородов и определения места заложения поисковой скважины целесообразно проведение сейсморазведочных работ, которые позволили бы картировать литофациальные особенности карбонатных отложений буюнской свиты, нижнебилярской подсвиты и рифогенного комплекса среднего кембрия. В случае подтверждения прогнозов здесь есть вероятность открытия залежи нефти, сопоставимой по запасам с таковой Талаканского месторождения. Поисковые скважины рекомендуется закладывать в крупных слабонарушенных и ненарушенных блоках, ближе к пересечению региональных разрывных нарушений, вверх по восстанию пласта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Арчegov В. Б. Блокная делимость и источники нефти на юге Анабарской антеклизы в связи с развитием нефтегазового комплекса Сибирской платформы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т. 3, № 4. – Точка доступа: http://www.ngtp.ru/rub/4/53_2008.pdf.
2. Ахметов А. Ф., Копытина Е. В., Колобов А. Н. Свойства нефтей Талаканского месторождения и полученных нефтепродуктов // Башкирский химический журнал. – 2007. – Т. 14, № 4. – С. 37–40.
3. Вожов В. И., Гурари Ф. Г., Сурнин А. И. Геотермические условия нефтегазоносности Сибирской платформы // Сов. геология. – 1983. – № 10. – С. 49–56.
4. Геология, гидрогеология и геохимия нефти и газа южного склона Анабарской антеклизы /

Е. И. Бодунов, В. Л. Белецкий, Г. С. Фрадкин и др. – Якутск: Изд-во ЯФ СО АН СССР, 1986. – 176 с.

5. **Нефтематеринские** формации, нефти и газы докембрия и нижнего – среднего кембрия Сибирской платформы / Т. К. Баженова, М. В. Дахнова, Т. П. Жеглова и др. – М.: ВНИГНИ, 2014. – 124 с.

6. **Нижне-среднекембрийский** рифогенный барьер на севере Сибирской платформы – объект первоочередных нефтегазопоисковых работ / Ю. А. Филиппов, Н. В. Мельников, А. С. Ефимов и др. // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – № 2 (18). – С. 25–35.

7. **Стратиграфия** нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кембрий Сибирской платформы. В 2 т. Т. 1. Стратиграфия / под ред. А. Э. Конторовича. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2016. – 497 с.

8. **Сухов С. С., Варламов А. И.** Кембрийские рифовые образования Якутии (к истории исследований и перспективам их нефтегазоносности) // Актуальные вопросы геологии нефти и газа Сибирской платформы. – Якутск: Изд-во ЯФ СО РАН, 2004. – С. 63–78.

REFERENCES

1. Archegov V. [Block boundaries and oil sources in the south of the Anabar antecline in connection with the development of the oil and gas complex of the Siberian platform]. *Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika – Petroleum Geology. Theory and practices*, 2008, vol. 3, no. 4. Available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/53_2008.pdf. (In Russ.).

2. Akhmetov A. F., Kopytina E.V., Kolobov A.N. [Oil properties of the Talakanskoye field and obtained oil products]. *Bashkirskiy khimicheskiy zhurnal – Bashkir chemical journal*, 2007, vol. 14, no. 4, pp. 37–40. (In Russ.).

3. Vozhov V.I., Gurari F.G., Surnin A.I. [Geothermal conditions of oil-and-gas content of the Siberian platform]. *Sovetskaya geologiya – Soviet Geology*, 1983, no. 10, pp. 49–56. (In Russ.).

4. Bodunov E. I., Beletskiy V.L., Fradkin G.S., et al. *Geologiya, gidrogeologiya i geokhimiya nefti i gaza yuzhnogo sklona Anabarskoy anteklizy* [Geology, hydrogeology and geochemistry of oil and gas of the southern slope of the Anabar antecline]. Yakutsk, YaF SB AS USSR Publ., 1986. 176 p. (In Russ.).

5. Bazhenova T. K., Dakhnova M.V., Zheglova T.P., et al. *Neftematerinskie formatsii, nefti i gazy dokembriya i nizhnego – srednego kembriya Sibirskoy platformy* [Oil-source formations, oils and gases of Precambrian and Lower-Middle Cambrian of the Siberian platform]. Moscow, VNIGNI Publ., 2014. 124 p. (In Russ.).

6. Filiptsov Yu.A., Mel'nikov N.V., Efimov A.S., et al. [Lower-Middle Cambrian reef barrier in the north of the Siberian platform – a target of high-priority oil and gas exploration]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri – Geology and mineral resources of Siberia*, 2014, no. 2 (18), pp. 25–35. (In Russ.).

7. Kontorovich A.E., ed. *Stratigrafiya neftegazonosnykh basseynov Sibiri. Kembriy Sibirskoy platformy* [Stratigraphy of oil and gas bearing basins of Siberia. Cambrian of the Siberian platform]. In 2 vols. Novosibirsk, INGG SB RAS Publ., 2016. 497 p. (In Russ.).

8. Sukhov S.S., Varlamov A.I. [Cambrian reef formations of Yakutia (to the history of researches and prospects of their oil-and-gas content)]. *Aktual'nye voprosy geologii nefti i gaza Sibirskoy platformy* [Topical issues of petroleum geology of the Siberian platform]. Yakutsk, SB RAS YaF Publ., 2004, pp. 63–78. (In Russ.).

© Л. В. Рябкова, О. Н. Лебедева, Н. В. Мангазеева, 2018