

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ПРИРОСТА МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ЮРУБЧЕНО-КУЮМБИНСКОГО ЦЕНТРА НЕФТЕДОБЫЧИ

Н.В. Мельников, Е.В. Смирнов, М.А. Масленников, А.Н. Процко, Л.В. Боровикова

*Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья,
630091, Новосибирск, Красный просп., 67, Россия*

Юрубчено-Куюмбинский центр нефтедобычи формируется в центральной части Красноярского края, в бассейне среднего течения р. Подкаменная Тунгуска. Он объемлет собой Камовский свод, наиболее приподнятую часть Байкитской антеклизы, и его склоны. Основные запасы нефти (около 820 млн т) содержатся в рифейских залежах уникальных месторождений (Юрубченского и Куюмбинского) Юрубчено-Тохомской зоны (ЮТЗ) нефтегазоаккумуляции.

Первый промышленный приток газа получен в 1973 г. (скв. Куюмбинская-1), нефти — в 1976 г. (скв. Куюмбинская-2, Куюмбинская-9). Юрубчено-Тохомская зона нефтегазоаккумуляции впервые выделена в 1986 г. в «Комплексной программе по оптимизации региональных, поисковых и разведочных работ в Юрубчено-Тохомской зоне газонефтеаккумуляции».

Сегодня в центре нефтедобычи основные запасы и ресурсы нефти, газа и конденсата содержатся в двух нефтегазоносных комплексах – рифейском (основной) и вендском (дополнительный). В настоящей статье рассмотрено распространение, строение и нефтегазоносность резервуаров этих комплексов.

Для продолжения геолого-разведочных работ по поиску и разведке новых месторождений и залежей нефти в Юрубчено-Куюмбинский центр предлагается включить территории, прилегающие к ЮТЗ: Оморинскую ЗНГН, Вайвидинский и Таимбинский перспективные участки, Турамский и Муртайский малоизученные участки. Основной задачей нефтегазопроисковых работ предполагается обеспечение стабильной годовой добычи нефти в Юрубчено-Куюмбинском центре нефтедобычи.

Центр нефтедобычи; Юрубченское, Куюмбинское месторождения; нефтегазоносные комплексы; рифей; венд; участки обрамления.

GEOLOGIC PREREQUISITES FOR INCREMENT OF THE MINERAL RESOURCES BASE OF THE YURUBCHEN–KUYUMBA PETROLEUM PRODUCTION CENTER

N.V. Mel'nikov, E.V. Smirnov, M.A. Maslennikov, A.N. Protsko, and L.V. Borovikova

The Yurubchen–Kuyumba petroleum production center is being formed in the central part of Krasnoyarsk Territory, in the middle reaches of the Podkamennaya Tunguska River. It comprises the Kamo arch, the most elevated area of the Baikit anticline, and its slopes. The main hydrocarbon (HC) resources (app. 820 mln tons) occur in the unique Riphean petroleum fields (Yurubchen and Kuyumba) of the Yurubchen–Tokhomo petroleum accumulation zone (YuT PAZ). The first commercial gas inflow was obtained from the Kuyumbinskaya-1 well in 1973, and that of oil, from the Kuyumbinskaya-2 and 9 wells in 1976. The Yurubchen–Tokhomo petroleum accumulation zone was originally established in 1986 under the 'Complex Plan for Optimization of Regional, Prospecting, and Exploration Works in the Yurubchen–Tokhomo Petroleum Accumulation Zone'. Nowadays the main resources and reserves of oil, gas, and condensate are located in two petroliferous complexes, Riphean (main) and Vendian (supplementary). The extension, structure, and petroleum potential of the reservoirs of these complexes are discussed in the paper. To facilitate continuation of the prospecting and exploration works of the new oil fields and reservoirs, it is proposed to include the adjacent territories of the YuT PAZ (Omoro PAZ, Vaivida and Taimba petroleum prospects, Turama and Mutorai underexplored prospects) into the Yurubchen–Kuyumba petroleum production center. We propose support of stable annual oil production in the Yurubchen–Kuyumba petroleum production center as the main purpose of the petroleum exploration works.

Keywords: petroleum production center; Yurubchen field; Kuyumba field; petroliferous complexes; Riphean; Vendian; marginal territories

ВВЕДЕНИЕ

Территория Юрубчено-Куюмбинского центра нефтедобычи, формирующегося в центральной части Красноярского края, представляет собой Среднесибирское плоскогорье среднего течения Подкаменной Тунгуски и ее притоков (рис. 1).

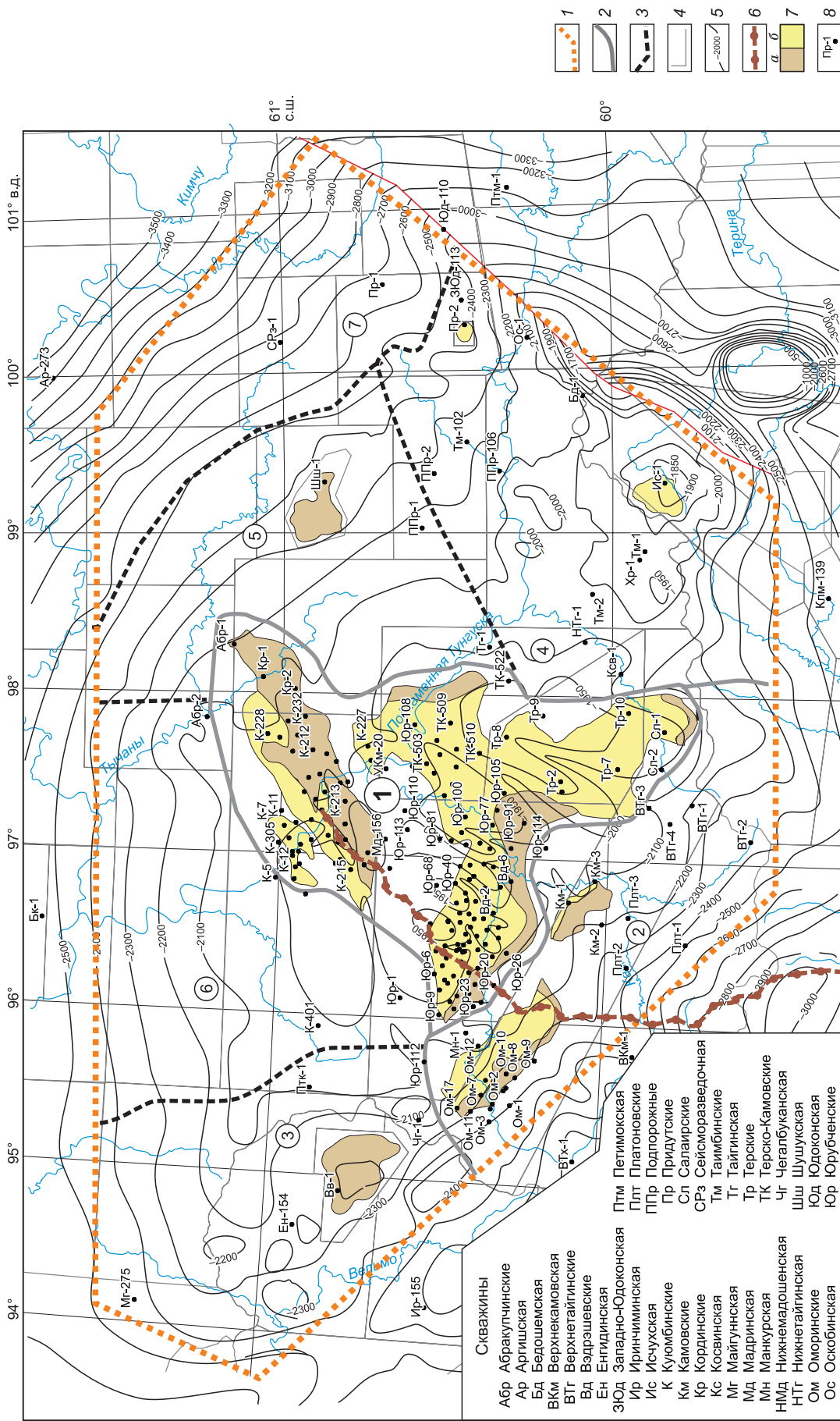


Рис. 1. Юрубчено-Куюмбинский центр нефтедобычи.

1-4 — границы: 1 — Юрубчено-Куюмбинского центра нефтедобычи, 2 — зон нефтегазоаккумуляции, 3 — перспективных участков поисковых работ, 4 — лицензионных участков; 5 — изогипсы подошвы венда (м); 6 — строящийся нефтепровод; 7 — насыщение залежей месторождений: нефтяное (а); 8 — газовое и газонефтяное (б); 8 — скважины. Цифры в кружках: 1, 2 — зоны нефтегазоаккумуляции; 1 — Юрубчено-Тохомская, 2 — Оморинская, 3 — Вайвидинский, 4 — Тамбинский, 5 — Шушукский, 6 — Туррамский, 7 — Мургайский.

С геологической точки зрения это юго-западная часть Сибирской платформы, в пределах Камовского свода Байкитской антеклизы, которая благодаря уникальному соотношению рифейского и вендского нефтегазоносных комплексов представляет собой Юрубчено-Тохомскую зону нефтегазоаккумуляции [Конторович и др., 1976].

Юрубчено-Куюмбинский центр нефтедобычи – первый в красноярской части Лено-Тунгусской провинции. Первоначальная оценка годовой добычи нефти только в Юрубчено-Тохомской зоне нефтегазоаккумуляции оценена в 15—20 млн т. Академик А.А. Трофимук полагал, что возможности добычи в зоне гораздо более оптимистичны и могут быть увеличены в несколько раз. Современная изученность зоны показывает запасы нефти порядка 800—1000 млн т. Это подтверждение прогноза, который отстаивали академики А.А. Трофимук, А.Э. Конторович и В.С. Сурков.

Большой вклад в познание геологического строения и нефтегазоносности территории Юрубчено-Куюмбинского центра нефтедобычи и его основы Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции внесен многими специалистами коллективов геологоразведчиков «Енисейнефтегазгеология» и «Енисейгеофизика», ведущих специалистов научно-исследовательских институтов, Академии наук СССР, Российской академии наук. Ведущими исследователями нефтегазоносности рифейского и вендского нефтегазоносных комплексов были руководители подразделений нефтегазоразведочных организаций — В.Д. Накоряков, И.Г. Левченко, В.А. Кригин, Л.Л. Кузнецов, А.А. Конторович, В.Г. Худорожков, Г.Д. Назимков, А.К. Битнер, А.С. Ефимов, В.И. Бурмин, В.Г. Сибгатулин, В.И. Млотэк, А.М. Иванов и др.

Разработка теоретических и практических вопросов геологии, перспектив нефтегазоносности и направлений геолого-разведочных работ проводится в научно-технических центрах «Роснефть», «Славнефть», «Газпромнефть». Теоретические вопросы геологии, прогноз емкостных коллекторов, оценка ресурсов углеводородов, обоснование масштабов добычи нефти и др. проводится сотрудниками ИНГГ СО РАН, СНИИГГиМСа, ВНИГРИ, ВНИГНИ, МГУ, в том числе авторами настоящей статьи.

Историю геолого-разведочных работ в Юрубчено-Куюмбинском центре нефтедобычи можно разделить на несколько этапов.

Первый охватывает временной промежуток с 1970 по 1986 г., когда объектами поискового бурения являлись локальные поднятия, подготовленные к глубокому бурению по подошве кембрия. В этот период в глубокое бурение введены Куюмбинская, Манкурская, Нижнетайгинская, Усть-Камовская, Тайгинская, Хоркичская, Юрубченская, Вэдрэшевская, Косвинская, Петимокская площади.

В 1972 г. было начато бурение параметрической скв. Куюмбинская-1, открывшее в 1973 г. одноименное нефтегазовое месторождение [Геология..., 1977]. В одной из первых поисковых скважин (скв. 9) из рифейского комплекса в 1976 г. был получен приток нефти дебитом 35.9 м³/сут. Примерно через год промышленная нефтеносность рифейских карбонатных пород была подтверждена получением фонтана нефти 135 м³/сут (на штуцере 10 мм) в скв. 2.

Эти открытия позволили академикам А.А. Трофимуку, Г.И. Марчуку и Б.С. Соколову в 1977 г. обосновать перспективы дальнейшего поиска новых крупных залежей, закладывающих основы для создания на территории Красноярского края новой мощной базы нефтедобычи [Трофимук, 1997].

Кроме Куюмбинской площади поисковые скважины были пробурены на Верхнетайгинской, Косвинской, Оморинской и Юрубченской структурах с целью выделения залежей углеводородов. В 1974—1977 гг. бурились Полигусская, Усть-Камовская, Листвиничная и Верхнетохомская скважины. На Верхнетайгинской и Косвинской площадях притока не получено. В 1981 г. параметрической скважиной Оморинская-1 было открыто Оморинское газоконденсатное месторождение.

В 1981 г. была заложена параметрическая скв. Юрубченская-1, оказавшаяся в зоне отсутствия рифейских отложений. В 1982 г. заложена скв. Юр-2, открывшая месторождение в рифейском НК. В 1984 г. в поисковой скв. Юр-5 при испытании в открытом стволе получен приток нефти дебитом 284 м³/сут.

В 1986 г. для оценки распространения залежи к востоку от Юрубченского участка начато поисковое бурение на Вэдрэшевской площади, где пробурено шесть скважин до глубин 2500 м. Притоки нефти и газа в этих скважинах доказали нефтегазоносность рифейских пород и на этой площади. Юрубченское месторождение оказалось очень крупным.

С 1987 г. начинается второй этап геолого-разведочных работ ЮТЗ и ведутся они в соответствии с «Комплексной программой по оптимизации региональных, поисковых и разведочных работ в Юрубчено-Тохомской зоне газонефтеаккумуляции» [Конторович и др., 1988]. В соответствии с программой и ее дополнениями в ЮТЗ пробурены почти все запланированные поисковые и разведочные скважины с некоторой корректировкой их местоположения [Нефтегазоносные бассейны..., 1994].

С целью оптимизации поисково-разведочного процесса в СНИИГГиМСе разработана многофакторная геологическая модель ЮТЗ. В 1992 и 1995 гг. выполнен подсчет запасов нефти, газа и конденсата Юрубчено-Тохомского месторождения, которые утверждены в ЦКЗ и поставлены на баланс. В это же время произведена оценка прогнозных ресурсов нефти и газа по всей территории Байкитской НГО, а в 2001 г. по заданию комитета «Эвенкияприродресурсы» в КНИИГГиМСе выполнена переоценка перспек-

тивных и прогнозных ресурсов нефти и газа, а также дан прогноз эффективности недропользования. Таким образом, к концу второго этапа (2001 г.) на наиболее поднятой по кровле венда западной части Камовского свода выявлена и оценена Юрубчено-Тохомская зона нефтегазоаккумуляции [Конторович и др., 1988]. В пределах зоны открыты два крупнейших нефтегазовых месторождения — Юрубченское и Куюмбинское — с общими запасами нефти более 800 млн т и газа — 450 млрд м³.

Юрубченское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в южной части Юрубчено-Тохомской ЗНГН, занимает центральную часть Камовского свода. Месторождение многопластовое и многозалежное. Продуктивны отложения рифея и нижней части венда. Текущие извлекаемые запасы нефти на 01.01.2014 г. категории АВС1 + С2 в пределах Юрубченской залежи составляют 526.5 млн т. Основная залежь расположена в каверново-трещиноватых доломитах верхней, эродированной в предвендское время, части рифея, сложенной чередованием глинисто-карбонатных и карбонатных толщ. Мощности карбонатных толщ составляют 450—600 м, глинисто-карбонатных 50—160 м. Зональным флюидоупором служат сульфатно-карбонатные отложения верхнего венда. Общая площадь залежи составляет 7400 км². Денудированная поверхность рифея вскрыта скважинами на абсолютных отметках от –1993 до –2137 м. Тип коллектора преимущественно каверново-трещинный, реже трещинно-каверновый. Открытая пористость доломитов изменяется от 0.1 до 1.0 %, вторичная емкость достигает 5.5 %. Залежь массивная, литологически, тектонически и стратиграфически экранированная. На основании результатов испытания скважин газонефтяной контакт (ГНК) принят на абсолютной отметке –2022 м, а водонефтяной контакт (ВНК) на отметке –2072 м. При таком положении флюидных контактов максимальная высота газовой части залежи составляет 90 м, а нефтяной около 50 м. Этаж нефтегазоносности рифейского комплекса на месторождении достигает 140 м.

В пределах месторождения кроме рифейских доломитов продуктивны терригенные и карбонатные пласты венда, непосредственно залегающие на отложениях рифея и гидродинамически с ними связанные [Нефтегазоносность..., 1990].

Куюмбинское нефтегазоконденсатное месторождение (см. рис. 1) занимает северо-восточную часть Юрубчено-Тохомской ЗНГН. Продуктивным горизонтом является дезинтегрированная толща рифея, представленная преимущественно доломитами. Коллекторские свойства пород аналогичны таковым Юрубченского месторождения. Флюидоупором служат сульфатно-карбонатные отложения верхнего венда. Месторождение состоит из двух самостоятельных групп блоковых залежей – Северо- и Южно-Куюмбинской, отделенных друг от друга узкой зоной пород — неколлекторов. Извлекаемые запасы нефти на 01.01.2014 г. категории АВС1 + С2 составляют 330.3 млн т.

Северо-Куюмбинская залежь нефтегазовая, массивная, сводовая, стратиграфически, литологически и тектонически ограниченная. Дебит нефти достигал 135 м³/сут, газа — 71 тыс. м³/сут. По предварительным оценкам высота залежи достигает 250 м, из которых 170 м составляет нефтяная часть.

Южно-Куюмбинская залежь по типу аналогична Куюмбинской. По предварительным оценкам высота залежи нефти составляет 80 м, дебит нефти достигал 103 м³/сут, газа — до 2 тыс. м³/сут.

В пределах месторождения пластовые давления близки к гидростатическим, а в перекрывающих вендских отложениях давления превышают гидростатические. Начальные пластовые давления в залежах составляют 22.0—21.3 МПа, температура 26—30 °С.

Третий этап работ был начат в связи с началом проектирования и строительства нефтепровода Куюмба—Тайшет. Для подготовки добычи нефти и заполнения нефтепровода началось эксплуатационное бурение с применением новой для Восточной Сибири технологии, а именно с бурением горизонтальных окончаний скважин в нефтеносных частях залежей углеводородов (УВ). Что, в свою очередь, позволило увеличить рабочие дебиты и коэффициенты извлечения нефти.

Таким образом, имеющиеся на сегодняшний день материалы научных и геолого-разведочных работ позволяют высоко оценить перспективы добычи нефти в Юрубчено-Куюмбинском центре.

В последние десятилетия за счет федерального бюджета и средств крупных недропользователей активно ведутся научно-исследовательские работы по стратиграфии, тектонике, нефтегазоносности, палеогеоморфологии и палеогеографии Юрубчено-Куюмбинского центра нефтедобычи. Тем не менее остается множество спорных вопросов, касающихся моделей геологического строения нефтегазоносных комплексов изучаемой территории.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ

На сегодняшний день на территории центра открыто восемь месторождений нефти и газа (рис. 1, 2). Наиболее значительные по запасам — Куюмбинское и Юрубченское нефтегазоконденсатные месторождения. Основные залежи этих месторождений связаны с рифейскими карбонатами.

В юго-западной части Юрубчено-Куюмбинского центра нефтедобычи находится Оморинское нефтегазоконденсатное месторождение с продуктивными пластами оскобинской и катангской свит венда. В пределах Борщевского и Камовского нефтяных месторождений, расположенных северо-западнее и юго-восточнее Оморинского, пробурено по одной скважине, давших притоки нефти из оскобинской свиты.

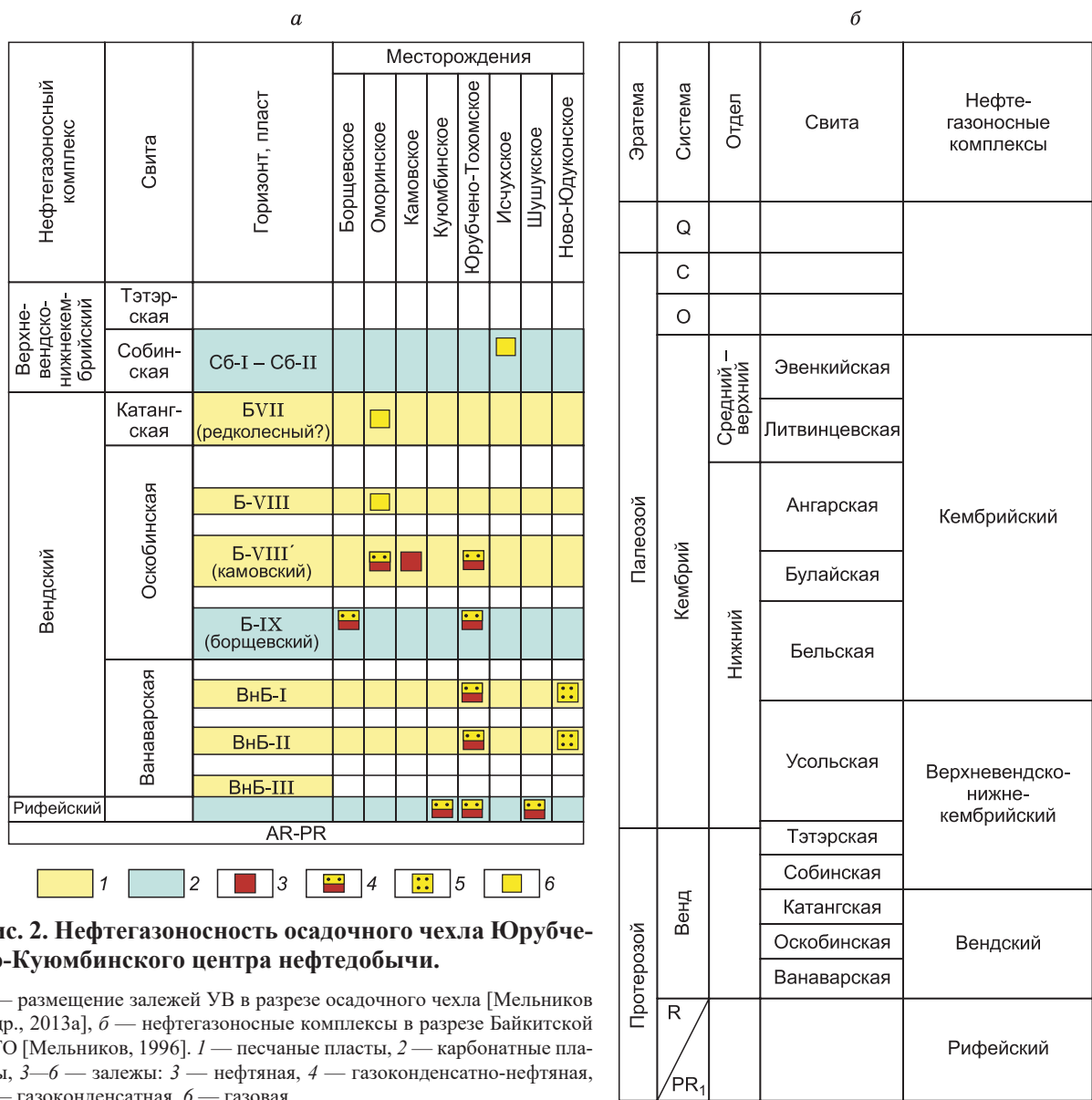


Рис. 2. Нефтегазоносность осадочного чехла Юрубчено-Куюмбинского центра нефтедобычи.

а — размещение залежей УВ в разрезе осадочного чехла [Мельников и др., 2013а], *б* — нефтегазоносные комплексы в разрезе Байкитской НГО [Мельников, 1996]. 1 — песчаные пласты, 2 — карбонатные пласты, 3–6 — залежи: 3 — нефтяная, 4 — газоконденсатно-нефтяная, 5 — газоконденсатная, 6 — газовая.

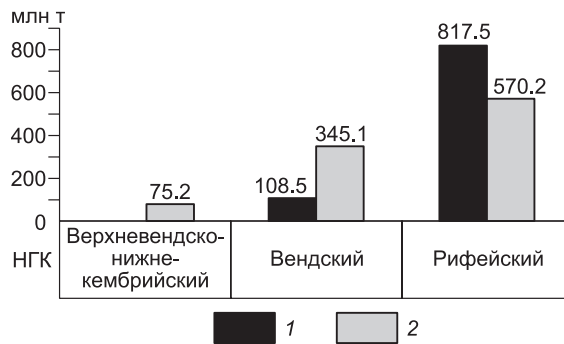
В восточной части исследуемой территории в последние годы были открыты три месторождения: Шушукское нефтяное, Исчухское газовое и Ново-Юдуконское газоконденсатное [Еханин и др., 2013]. В пределах этих месторождений расположено по одной приточной скважине. Залежь газа Исчухского месторождения связана с карбонатным пластом в верхней части собинской свиты венда. Ново-Юдуконское месторождение открыла скв. Придутская-2, которая дала высокодебитный приток из газоконденсатной залежи в ванаварской свите.

В разрезе чехла Юрубчено-Куюмбинского центра нефтедобычи установлено два основных нефтегазоносных комплекса (НГК) — рифейский и вендский. Рифейский НГК характеризуется карбонатными коллекторами трещинного и трещинно-кавернового типов, вендский НГК — продуктивными пластами песчаников. Основные запасы и ресурсы нефти сосредоточены в рифейском НГК (рис. 3).

Рифейский НГК. Разрез рифея представлен чередованием преимущественно карбонатных и глинисто-карбонатных толщ. Преимущественно карбонатными являются юрубченская (450—550 м), куюмбинская (470 м), юктенская (400—500 м), рассолкинская (215 м) и вингольдская (650 м) свиты. Глинисто-карбонатными свитами являются вздрэшевская (200 м), мадринская (280 м), долгоктинская (100 м), копчерская (100 м), токурская (115—140 м) и ирэмэкенская (более 200 м) свиты.

Содержание глинистых и глинисто-карбонатных пород обратно пропорционально содержанию «чистых» карбонатов в разрезе рифея, их доля увеличивается от центра к периферии Юрубчено-Куюмбинского центра нефтегазодобычи. Коллекторы приурочены к карбонатным породам (известняки и до-

Рис. 3. Распределение запасов (1) и ресурсов (2) нефти Юрубчено-Куюмбинского центра нефтедобычи по нефтегазоносным комплексам.



ломиты) с низкой глинистой составляющей [Геология..., 1981; Конторович и др., 1988; Харахинов, Шленкин, 2011].

Позднерифейская тектоническая активизация привела к смятию рифейских пород и горообразованию, последующая эрозия привела к тому, что на предвендскую эрозионную поверхность оказались выведены разновозрастные толщи рифея (рис. 4), в результате был сформирован сложнопостроенный карверно-трещинный карбонатный коллектор [Геология..., 1981], некоторые исследователи называют его «карстово-жильным» [Вахромеев и др., 2014].

Таким образом, изучение рифейского НГК с целью прогноза зон развития улучшенных коллекторов можно условно разделить на пять последовательных этапов.

Основным инструментом решения этой задачи является сейсморазведка с опорой на данные глубокого бурения.

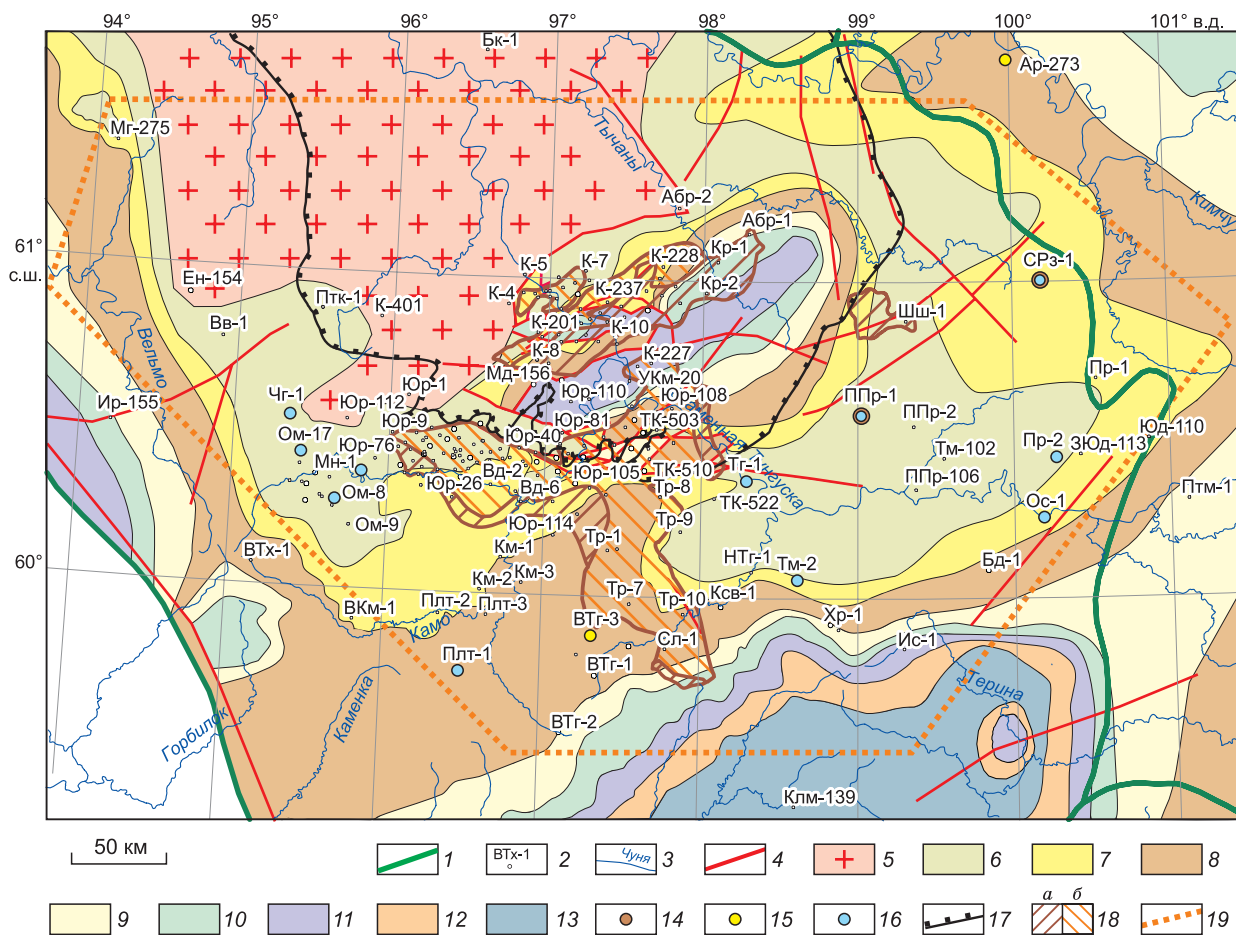


Рис. 4. Рифейский нефтегазоносный комплекс Юрубчено-Куюмбинского центра нефтедобычи.

1 — границы НГО; 2 — глубокие скважины; 3 — гидросеть; 4 — разломы; 5 — выходы на предвендскую эрозионную поверхность кристаллического фундамента; 6—13 — выходы на предвендскую эрозионную поверхность свит рифея и их возрастных аналогов: 6 — делингдэжэнской, мадринской и юрубченской свит, 7 — куюмбинской и долгоктинской свит, 8 — копчерской и юктэнской свит, 9 — рассолкинской свиты, 10 — вингольдинской свиты, 11 — токурской, ирэмэкэнской и шунтарской свит, 12 — киргитейской серии, 13 — нижнеангарской и дашкинской свит; 14—16 — результаты опробования рифейского интервала за контурами месторождений: 14 — притоки нефти, 15 — притоки газа, 16 — притоки пластовой воды и бурового фильтрата; 17 — граница отсутствия отложений непского и тирского горизонтов венда (штрихи в сторону отсутствия), 18 — насыщение залежей: а — нефтяное и нефтегазовое, б — газовое; 19 — граница Юрубчено-Куюмбинского центра нефтедобычи.

Прежде всего, определяются зоны развития рифейских отложений под разновозрастными толщами венда. Основным признаком для выделения рифейских образований считается наличие на сейсмическом разрезе осей синфазности, подклинивающихся под предвендскую эрозионную поверхность (отражающий горизонт R_0).

Следующим этапом является стратификация отложений рифея, выходящих на довендскую эрозионную поверхность. Здесь основная трудность вызвана значительной дислоцированностью пород рифея, фациальной изменчивостью пород, низкой степенью и неравномерностью геолого-геофизической изученности и, как следствие, неоднозначностью корреляции внутририфейских отражающих горизонтов на большой территории.

Третий этап — фациальный анализ рифейских отложений, палеогеографические реконструкции и, соответственно, прогноз зон развития карбонатных толщ. Прогноз во многом определяется современными возможностями сейсморазведки и полнотой отбора керна в скважинах, пробуренных на территории.

Четвертый этап — определение длительности перерыва в осадконакоплении в период между завершением рифейского осадконакопления до начала вендского. На сегодняшний день решение о длительности перерыва определяется объемом отсутствующих осадков из указанного интервала. На рассматриваемой территории перерыв в осадконакоплении, следовательно, и карстование карбонатов длилось дольше там, где над породами рифея распространены наиболее молодые образования венда (катангская свита).

Пятым этапом является прогноз зон развития трещиноватости в карбонатах рифея, обеспечивающих дополнительную проницаемость и, как следствие, высокую нефтеотдачу. Трудности в выполнении прогноза связаны с неприменимостью классических методов исследования трещиноватости [Вахромеев и др., 2014]. Прогноз зон развития карстово-жильного коллектора в рифее на сегодняшний день основывается главным образом на корреляции интервалов поглощений и интервалов притока нефти. Этот принцип был описан еще в 1955 г. по Башкирии А.А. Трофимуком [1955]. Однако изучение высокопроницаемых интервалов разреза затруднено из-за технологических сложностей при первичном вскрытии сложнопостроенного коллектора и выполнимо лишь при больших затратах и большом опыте буровых организаций.

Имеющийся на сегодняшний день фактический материал подтверждает высокие перспективы для обнаружения залежей в рифейских отложениях Юрубчено-Куюмбинского центра нефтегазодобычи. Перспективными являются южная и юго-восточные части, тяготеющие к основным месторождениям Юрубчено-Тохомской зоны. Здесь на площадях пробурены одиночные скважины, вскрывшие выходы карбонатных отложений на предвендскую эрозионную поверхность и перекрытые тирским либо даниловским горизонтами. Однако геологические модели рифея этих площадей (литолого-седиментационные, тектонические, флюидодинамические и др.) и локализация залежей неоднозначны.

Вендский НГК, второй по значимости, составляют непский, тирский горизонты и нижнеданиловский подгоризонт. Пласты-коллекторы выделяются в разрезе ванаварской, оскобинской и в низах катангской свиты (см. рис. 2), региональным флюидоупором для залежей являются глинисто-карбонатные породы остальной части катангской свиты [Мельников, 2009].

Ванаварский резервуар широко распространен на юго-западе Сибирской платформы. На территории Юрубчено-Куюмбинского центра нефтедобычи он имеет ограниченное распространение, отсутствует на большей части Камовского свода и появляется только на его склонах (рис. 5). Коллекторы представлены песчаниками мелко- и среднезернистыми с маломощными прослоями крупнозернистых разностей, алевролитов и алевроаргиллитов.

Наиболее детально они изучены на Собинской и Пайгинской площадях Катангской НГО, в разрезе выделяется от двух до шести пластов-коллекторов, открытая пористость песчаных разностей изменяется от 2 до 21 %, а проницаемость — от 0.01 до 226×10^{-3} мкм². Здесь открыты Собинское и Пайгинское нефтегазоконденсатные месторождения, получены притоки нефти на других площадях.

В пределах Юрубчено-Куюмбинского центра в разрезе ванаварской свиты выделяется 2—3 пласта песчаников [Мельников и др., 2009], их фильтрационно-емкостные свойства в целом хуже, чем на территории Катангской НГО. Поисковыми работами установлены залежи нефти в скв. Юрубченская-18 и скв. Вэдрэшевская-6, являющиеся спутниками крупнейшего Юрубчено-Тохомского газоконденсатно-нефтяного месторождения. В скв. Подпорожная-106 при испытании ванаварского интервала было получено 50 л нефти, но поисковые работы в пределах этой площади не были продолжены. В скв. Исчухская-1 при испытании ванаварской свиты был получен слабый приток газа с пластовой жидкостью. Только скв. Придутская-2 дала промышленный приток и вскрыла самостоятельную газоконденсатную залежь [Мельников и др., 2013б].

Локальными флюидоупорами для залежей могут служить глинистые пласты ванаварской свиты и глинисто-сульфатно-карбонатные породы оскобинской свиты.

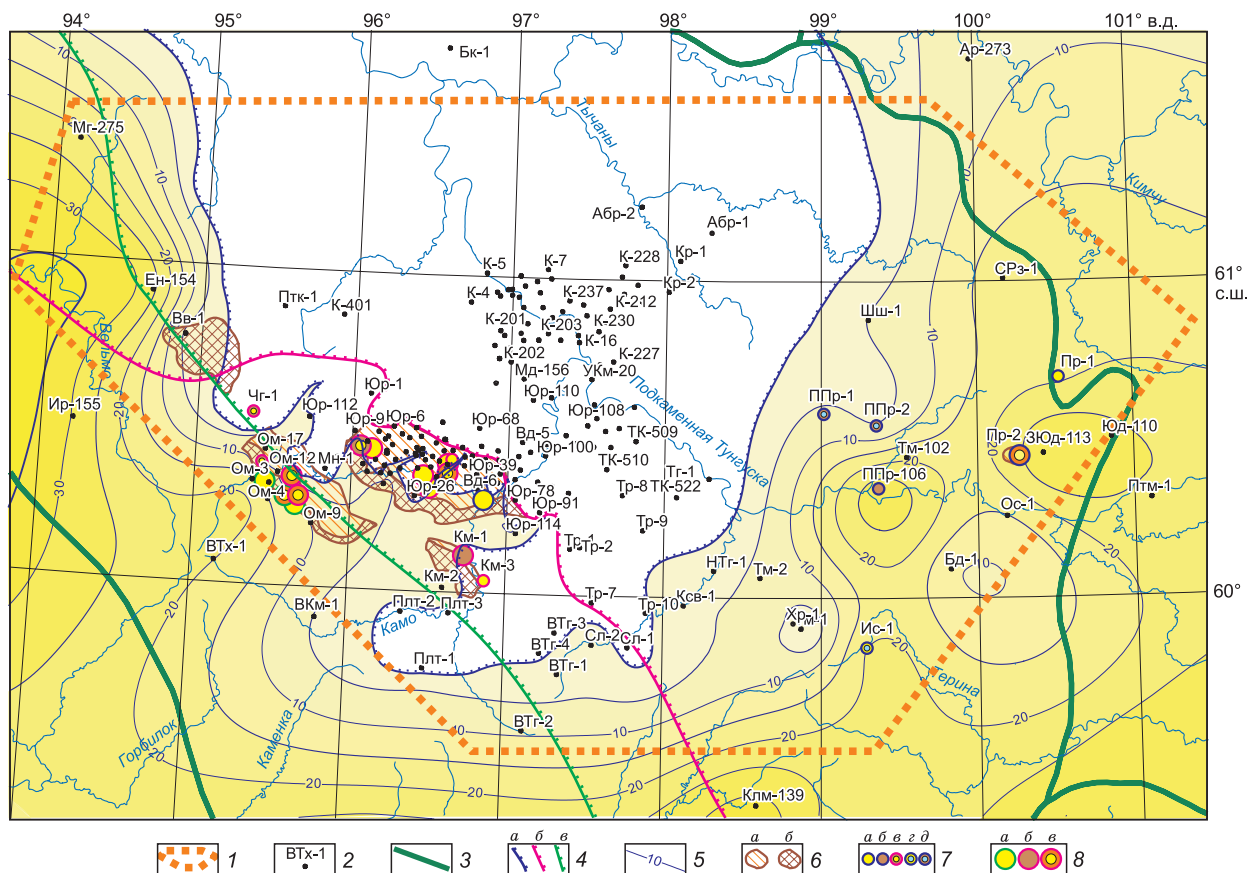


Рис. 5. Вендский нефтегазоносный комплекс Юрубчено-Куюмбинского центра нефтедобычи.

1 — Юрубчено-Куюмбинский центр нефтедобычи; 2 — глубокие скважины; 3 — границы НГО; 4 — границы выклинивания песчаников: *а* — ванаварской свиты, *б* — пласта Б-VIII¹ оскобинской свиты, *в* — пласта Б-VII катангской свиты; 5 — суммарные эффективные толщины песчаников ванаварской свиты (м); *б* — насыщение залежей: *а* — газовое, *б* — нефтегазовое и нефтяное; 7 — притоки флюидов в скважинах дебитом до 10 м³/сут жидкости или 10 тыс. м³/сут газа, заливкой показан состав притока: *а* — газ, *б* — нефть, *в* — нефть и газ, *г* — газ и вода, *д* — нефть и вода; 8 — притоки флюидов в скважинах дебитом более 10 м³/сут жидкости или 10 тыс. м³/сут газа, состав притока: *а* — газ, *б* — нефть, *в* — конденсат и газ.

В разрезе оскобинской свиты выделены следующие пласты-коллекторы (снизу вверх): Б-IX, Б-VIII¹, Б-VIII.

Пласт Б-IX залегает непосредственно на эрозионной поверхности рифея или на породах ванаварской свиты, он продуктивен в пределах Борщевского и Юрубченского месторождений. Пласт представлен доломитами песчаниковидными, кавернозными. Эффективные толщины составляют 2—7 м, пористость изменяется в пределах 2—5 %. По мнению авторов, пласт можно назвать «Борщевский», так как в нем открыта самостоятельная нефтяная залежь на Вайвидинской площади [Мельников и др., 20136].

Пласт Б-VIII¹ (камовский) распространен в западной части исследуемой территории (см. рис. 5), сложен песчаниками и алевролитами преимущественно кварцевого состава. Пласт хорошо прослеживается в скважинах Оморинской площади и имеет толщину 8—11 м, коллекторы в пласте имеют локальное распространение. Тип коллектора поровый, трещинно-поровый. Эффективная мощность пласта Б-VIII¹ на Оморинском месторождении 3—4 м, на Камовском — 6.6—9.1 м. Значения открытой пористости пласта Б-VIII¹ по площади изменяются от 6 до 20 %. При этом значения абсолютной проницаемости варьируют от 0.01×10^{-3} мкм² до 467×10^{-3} мкм². Залежи нефти и газа в пласте Б-VIII¹ открыты на Юрубченском, Камовском и Оморинском месторождениях. Дебиты газа достигают 470 тыс. м³/сут, нефти — 101 м³/сут. Зональным флюидоупором высокого качества являются глинисто- и сульфатно-доломитовые отложения верхов оскобинской и низов катангской свиты.

Пласт Б-VIII выделяется в прикровельной части оморинской свиты, он имеет локальное распространение и продуктивен в одной скважине на Оморинском месторождении. Пласт сложен различными литологическими разновидностями пород — алевролитами, ангидритами, доломитоангидритами, оскобитами, алевроаргиллитами. Пористость по ГИС варьирует от 9 до 15.5 %.

В разрезе катангской свиты в западной части территории исследования выделен песчаный пласт Б-VII, который выклинивается на восточных площадях (см. рис. 5). Пласт Б-VII (редколесный) залегаёт в основании катангской свиты. С пластом связана средняя по запасам залежь газа с конденсатом на Оморинском месторождении. Пласт представлен песчаниками мелко- и среднезернистыми до крупнозернистыми, с прослоями гравелитов, алевролитов, с гнездами ангидрита и доломита. Эффективные толщины пласта изменяются от 2 до 5 м, пористость коллекторов составляет 8—13 %.

Преображенский горизонт также выделяется в низах катангской свиты венда. Горизонт сложен доломитами темно-серыми и серыми тонко- и микрзернистыми, ступково-комковатыми. Толщина горизонта достигает 20 м на ряде площадей в восточной части Байкитской НГО [Масленников, 2009а], пористость коллекторов достигает 6 %, проницаемость – до 10×10^{-3} мкм².

УЧАСТКИ ДЛЯ НАРАЩИВАНИЯ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ЮРУБЧЕНО-КУЮМБИНСКОГО ЦЕНТРА НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

Среди земель, прилегающих к ЮТЗ, в состав Юрубчено-Куюмбинского центра нефтедобычи предлагается отнести Оморинскую зону нефтегазоаккумуляции (ЗНГ), два участка (Вайвидинский и Таимбинский) с притоками УВ и выявленными объектами для завершения поисковых работ и три участка (Турамский, Шушукский и Муторайский), на которых рекомендуется начать работы поискового этапа. Извлекаемые ресурсы нефти указанных территорий составляют порядка 1 млрд т (см. рис. 2).

Оморинская зона нефтегазоаккумуляции

Оморинская зона нефтегазоаккумуляции расположена на юго-западе Юрубчено-Куюмбинского центра нефтедобычи (см. рис. 1). Площадь Оморинской зоны оценивается в 10 000 км². Основная нефтегазоносность здесь связана с вендским нефтегазоносным комплексом. Залежей в рифейском НГК не обнаружено.

Результаты глубокого бурения на юго-западе Камовского свода (Оморинская, Камовская, Платоновская и Верхнетайгинская площади) и сейсморазведки позволяют ожидать открытие новых залежей углеводородов в пластах венда. Распространение коллекторов в вендском НГК в контуре Оморинской ЗНГ ограничивается литологическим фактором — выклиниванием пластов песчаников в северо-восточном направлении, в сторону Юрубченского плато. Кроме того, возможно также тектоническое и структурное ограничение ловушек.

В Оморинской ЗНГ открыты и разведываются Оморинское нефтегазоконденсатное и Камовское нефтяное месторождения в песчаниках венда.

Оморинское нефтегазоконденсатное многозалежное месторождение открыто в 1980 г. параметрической скв. Оморинская-1. Из отложений оскобинской (горизонт Б-VIII) и катангской (горизонт Б-VII) свит получены притоки газа с конденсатом дебитом до 160 тыс. м³/сут на шайбе 8 мм. На сегодня разведанная площадь залежи около 200 км².

В 2004 г. была выявлена новая нефтегазоконденсатная залежь в пласте Б-VIII¹ (скв. Ом-10). В скв. Ом-11 был получен приток нефти. Как литологическое тело этот пласт хорошо прослеживается во всех скважинах Оморинской площади и имеет выдержанную толщину 8—11 м, однако коллекторы в пласте расположены локально. Тип коллектора поровый, трещинно-поровый.

В отложениях ванаварской свиты венда и в рифее, несмотря на наличие в них коллекторов, выделяемых по данным комплексной интерпретации ГИС и данным поинтервальных испытаний скважин, залежей углеводородов на Оморинском месторождении не выявлено. Однако при наличии надежной региональной покрывки и соответствующих структурных условиях песчаники ванаварской свиты на Оморинском участке могут содержать залежи газа и нефти.

Кроме того, не изучены должным образом рифейские отложения Оморинской ЗНГ, так как они опробованы всего в трех скважинах Ом-3, Ом-10, Ом-11. В этих скважинах отложения рифея представлены доломитами с прослоями аргиллитов, мергелей.

Камовское месторождение расположено восточнее Оморинского. Здесь доказана продуктивность оскобинской свиты венда (пласт Б-VIII¹) поисково-оценочной скв. Км-1, в которой в 2007 г. получен промышленный приток нефти дебитом 150 м³/сут.

Эффективная мощность пласта Б-VIII¹ — 9.1 м в скв. Км-1, 6.6 м в скв. Км-2. Залежь литологического типа. Флюидоупором для залежи является вышележающая пачка ангидритодоломитов и глинисто-карбонатные отложения катангской свиты. Подобные залежи можно ожидать на восточном продолжении Камовской площади.

Извлекаемые запасы нефти Оморинской зоны составляют 30 млн т.

Вайвидинский перспективный участок

Вайвидинский участок находится на западной периклинали Камовского свода, в пределах Вайвидинского структурного мыса (рис. 6) [Мельников и др., 2014]. Разрез осадочного чехла составляют соленосный кембрий, карбонатный и терригенный венд. Последний в одних скважинах залегает на кристаллическом фундаменте, в других — на разных по литологии толщах рифея. Площадь Вайвидинского перспективного участка достигает 7000 км².

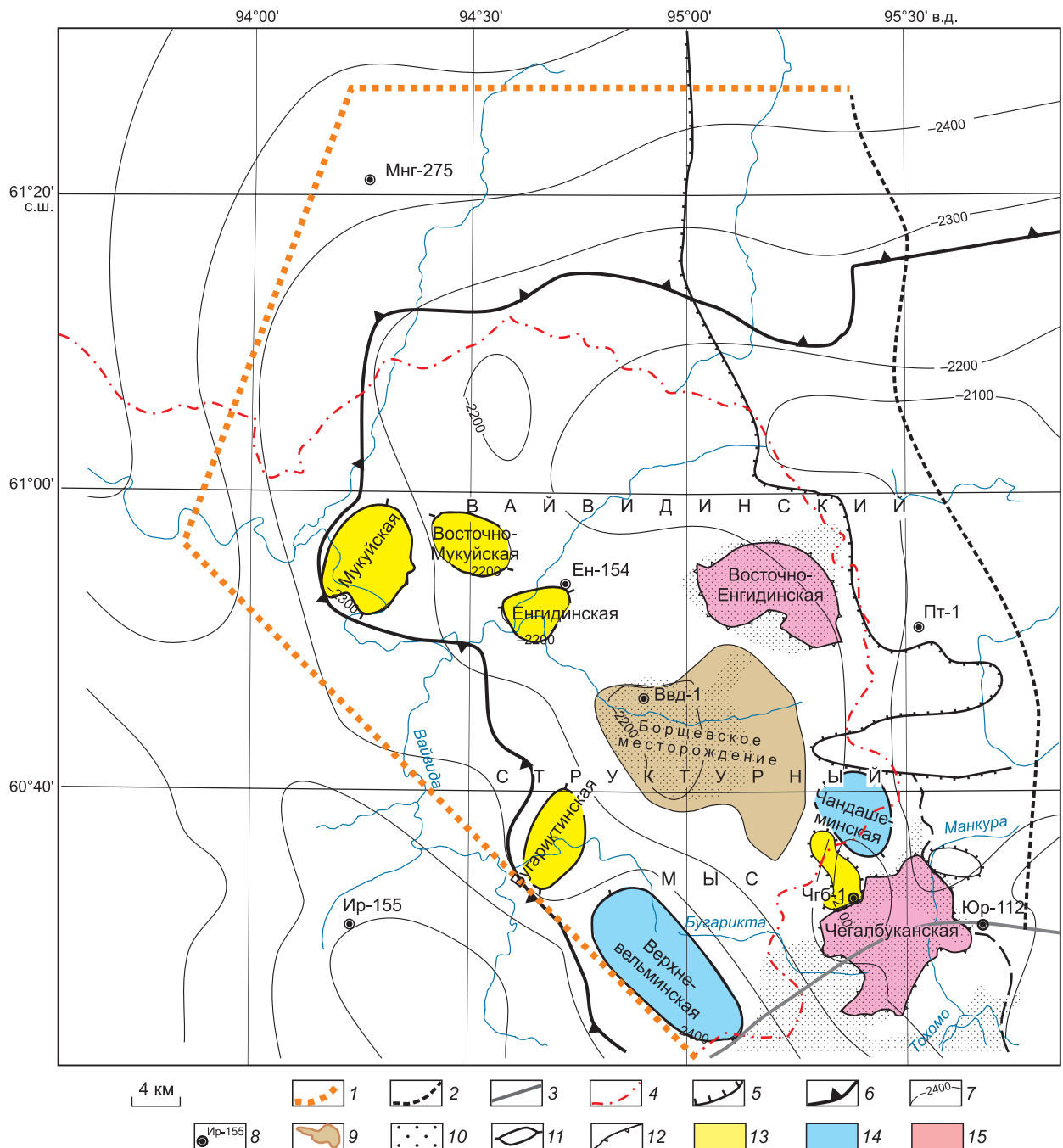


Рис. 6. Вайвидинский перспективный участок поисковых работ [Мельников и др., 2014].

1–6 — границы: 1 — Юрубчено-Куюмбинского центра нефтедобычи, 2 — перспективного Вайвидинского участка поисковых работ, 3 — зон нефтегазоаккумуляции, 4 — административная, 5 — выклинивания ванаварской свиты венда, 6 — Камовского свода; 7 — изогипсы кровли ванаварской свиты (м); 8 — скважины; 9 — Борщевское месторождение; 10 — предполагаемые дельты; 11, 12 — контуры прогнозируемых ловушек: 11 — структурных, 12 — структурно-литологических; 13–15 — извлекаемые ресурсы нефти в ловушках (млн т): 13 — 0–3, 14 — 3–30, 15 — 30–300.

На Вайвидинском участке пробурены шесть скважин. Горизонты коллекторов выявлены в кварцитах рифейского НГК, в песчаниках ванаварской и оскобинской свит и в кавернозных оскобитах нижней части оскобинской свиты вендского НГК.

В настоящее время отсутствуют надежные способы прогноза рифейских залежей на данном участке.

Основные перспективы нефтеносности Вайвидинского участка связаны с вендским нефтегазоносным комплексом. В скв. Вайвидинская-1 был получен приток нефти из карбонатов оскобинской свиты. Предполагаемая площадь месторождения около 450 км², оценка запасов нефти по категории С₂ — 13 млн т. Несоответствие площади и запасов объясняется очень низкой плотностью запасов в карбонатном коллекторе и неопределенностью структурных построений.

На южном окончании Вайвидинского структурного мыса выделена Чегалбуканская структурно-литологическая ловушка [Мельников и др., 2007]. Пробуренная здесь поисковая скв. Чегалбуканская-1 вскрыла под оскобинской свитой венда кварциты рифея, представляющие собой палеогеоморфологический выступ с отсутствием на нем отложений ванаварской свиты нижнего венда.

При бурении из верхней части кварцитов начались проявления нефти, при углублении скважины и изменении состава бурового раствора они прекратились. В керне из средней части толщи кварцитов отмечены выпоты нефти из трещин, однако при последующем испытании приток УВ из интервала 2616—2620 м не получен.

В северо-западной части Вайвидинского перспективного участка в разрезе скв. Майгуннская-275 между отложениями катангской свиты венда и залегающим несогласно (судя по данным сейсморазведки) рифеем были вскрыты две неизвестных ранее толщи пород, верхняя — алевроаргиллитовая (мощностью 380 м) и нижняя — песчаниковая (мощностью 173 м), которые были названы нами тукаланская и светланинская соответственно.

В качестве коллекторов выступают песчаники светланинской толщи. Пористость песчаных тел, по данным ГИС, составляет 6—12 %. Восточнее и севернее скв. Майгуннская-275, по данным сейсморазведки, фиксируется выклинивание толщи песчаников. В зоне выклинивания можно ожидать открытие крупной залежи нефти в вендском НГК.

Таким образом, по результатам бурения основные перспективы нефтегазоносности находятся на участках выклинивания ванаварской свиты венда на востоке Вайвидинского участка. Здесь ожидаются литологические ловушки углеводородов в песчаниковых телах венда, а в последних — более высокие значения пористости и проницаемости.

На Вайвидинском участке сейсморазведочными работами намечены и частично выявлены локальные объекты (см. рис. 1).

Структурные ловушки в основном расположены вдоль западного склона Вайвидинского структурного мыса. Здесь сейсмическими работами МОГТ 2002—2003 гг. в поле распространения ванаварской свиты выявлены шесть локальных структур: Мукуйская, Восточно-Мукуйская, Енгидинская, Бугариктинская, Чандашеминская и Верхневельминская.

Мукуйская, Восточно-Мукуйская и Енгидинская структурные ловушки находятся на северо-западе участка. Здесь толщины свиты меняются от 20 до 90 м, мощности песчаников от 0 до 40 м, площадь от 25 до 100 км², амплитуда от 35 до 70 м. На юге Вайвидинского участка расположены Бугариктинская и Верхневельминская структурные ловушки. Бугариктинская ловушка подобна Мукуйской. Намеченная Верхневельминская ловушка предположительно расположена в песчаниках палеодельты, выделенной в ванаварской свите. В ловушке толщина ванаварской свиты составляет 180—220 м, мощность песчаников 50—65 м, площадь 170 км², амплитуда 100 м.

На северо-востоке Вайвидинского структурного мыса находится Восточно-Енгидинская структурно-литологическая ловушка. Южная граница проведена по изогипсе кровли ванаварской свиты –2270 м, северное окончание ее дано по литологическому ограничению — предполагаемому выклиниванию ванаварской свиты и песчаных пластов. Видимо, здесь находилась палеодолина, где песчаники могли сформироваться в русловых и дельтовых фациях. Мощность ванаварской свиты составляет 20—85 м, толщина песчаников варьирует от 5 до 40 м, площадь ловушки составляет 150 км².

Чегалбуканская структурно-литологическая ловушка в вендском НГК имеет сложное строение, она вытянута с юга на север и северо-восток на 20 км. Ширина ее на юге 12 км, в северо-восточной части достигает 15 км. Площадь ловушки 220 км². В структурном плане ловушка расположена на пологой моноклинали, погружение слоев в юго-западном направлении [Мельников и др., 2007].

Контур ловушки на западе, севере и востоке имеет литологическое ограничение, связанное с выклиниванием песчаников ванаварской свиты. На юго-западе ловушка имеет структурное замыкание по изогипсе –2170. Водонефтяной контакт принят условно по отметке –2170 м, это последнее долбление керна в скв. 1, где есть выпоты нефти и газа. Ниже этой отметки керн не отбирался.

По результатам имеющихся данных по строению ванаварской свиты эффективные нефтегазонасыщенные толщины ($H_{эф}$) в Чегалбуканской ловушке для нефти равны 20 м, для газа — 15 м. Геологические ресурсы нефти Чегалбуканской ловушки оценены в 252 млн т.

Таким образом, на Вайвидинском перспективном участке крупная по запасам нефти залежь может быть открыта в Чегалбуканской структурно-литологической ловушке, в песчаниках дельтового генезиса, в ванаварской свите вендского НГК.

Вероятно также открытие крупной залежи нефти в аналогичной по строению Восточно-Енгидинской структурно-литологической ловушке. По данным сейсморазведочных работ, здесь по отражающему горизонту Б (кровля венда) выявлена структурная ловушка площадью до 150 км², что является дополнительным фактором перспективности Восточно-Енгидинской ловушки. Оценка геологических ресурсов нефти Восточно-Енгидинской ловушки может составить 150 млн т.

Таимбинский перспективный участок

Таимбинский участок расположен у восточного окончания Камовского свода. Здесь выделен Огоньский выступ, Алгамский и Оскобинский валы, Исчухское куполовидное поднятие (рис. 7). Площадь Таимбинского участка достигает 9800 км².

Этаж возможной нефтегазоносности охватывает четыре нефтегазоносных комплекса (сверху вниз): кембрийский, верхневендско-нижнекембрийский, вендский и рифейский. Основные запасы нефти ожидаются в вендском и рифейском НГК [Мельников и др., 2014].

По данным сейсморазведки, рифей распространен по всему Таимбинскому участку, строение рифейских отложений близко таковому в ЮТЗ, рифей составлен чередованием преимущественно карбонатных и глинистых толщ. Первые перспективны на формирование коллекторов трещинно-кавернового типа, вторые представляют собой покрывки. Карбонатные толщи уменьшаются по сравнению с ЮТЗ.

Таимбинский перспективный участок примыкает к расположенной западнее Юрубчено-Тохомской ЗНГН. Отложения рифея залегают на тех же абсолютных отметках, в составе рифея, по данным сейсморазведки, прослежены те же отражающие горизонты. Поэтому высокая перспективность рифейского НГК Таимбинского участка сомнений не вызывает. Выявленная блоковость и полосовидность выходов карбонатных рифейских толщ под отложения венда затрудняет выделение в рифее самостоятельных локальных объектов. Поэтому предлагается первоначально опосредованно искать рифей на вендских структурных объектах Таимбинского участка.

Прогнозируемые залежи в карбонатах рифея по типу нефтегазоконденсатные, массивные, стратиграфические (под несогласием). Залежи имеют сложное строение, часть из них, возможно, тектонически экранирована. Тип коллектора в основном каверново-трещинный. Нефтяные части залежей по аналогии с ЮТЗ имеет высоту до 50 м.

По аналогии с отметками ВНК в блоковых залежах Курумбинского месторождения прогнозируется ВНК в залежах рифея Таимбинского участка. А именно, с севера на юг нефтяные контакты предположительно поднимаются с отметки –2150 м на отметку –2100 м.

Вендский НГК составлен оскобинской и ванаварской свитами. Ванаварская свита содержит два три пласта песчаников — коллекторов. Скопления УВ в ванаварской свите вендского НГК прогнозируются в структурных ловушках.

На Таимбинском перспективном участке открыты Исчухская и Ново-Юдуконская залежи газа в вендском НГК. Кроме того, на участке выявлены шесть локальных объектов. В открытых залежах газа и на выявленных объектах предполагаются нефтяные оторочки (см. рис. 3, 4).

Исчухская залежь газа открыта в 2011 г. на юго-востоке Таимбинского участка. По данным сейсморазведки, залежь находится на вершине Исчухского куполовидного поднятия. Это поднятие проявляется в поверхностях как рифейского, так и вендского НГК. Сюда направлены миграционные потоки УВ с севера по поверхности предвендского перерыва и послонные субвертикальные потоки углеводородов из глубокопогруженных рифейских толщ на юге объекта. В целом по рифейскому и вендскому НГК Исчухский объект это — нефтегазосборная площадь, где вероятно открытие нефтяной оторочки.

В вендском НГК на этом поднятии предполагается распространение пачек песчаников. В скв. Исчухская-1 из собинской свиты получен приток газа 80.6 тыс. м³ (см. рис. 7). Крупные газонефтяные залежи Таимбинского района ожидаются на Алгамском и Оскобинском валах и Тайгикунском мысу. Площади перечисленных объектов, объемы нефтяных частей объектов и оценка ресурсов нефти в вендском и рифейском комплексах приведены в таблице.

Ново-Юдуконская залежь открыта на северо-востоке Таимбинского участка. Месторождение открыла скв. Придутская-2, которая дала промышленный приток и вскрыла самостоятельную газоконденсатную залежь в ванаварской свите. Изначально предполагалось, что ловушка антиклинального типа и связана с Ново-Юдуконской локальной структурой. Однако структура по результатам сейсмических

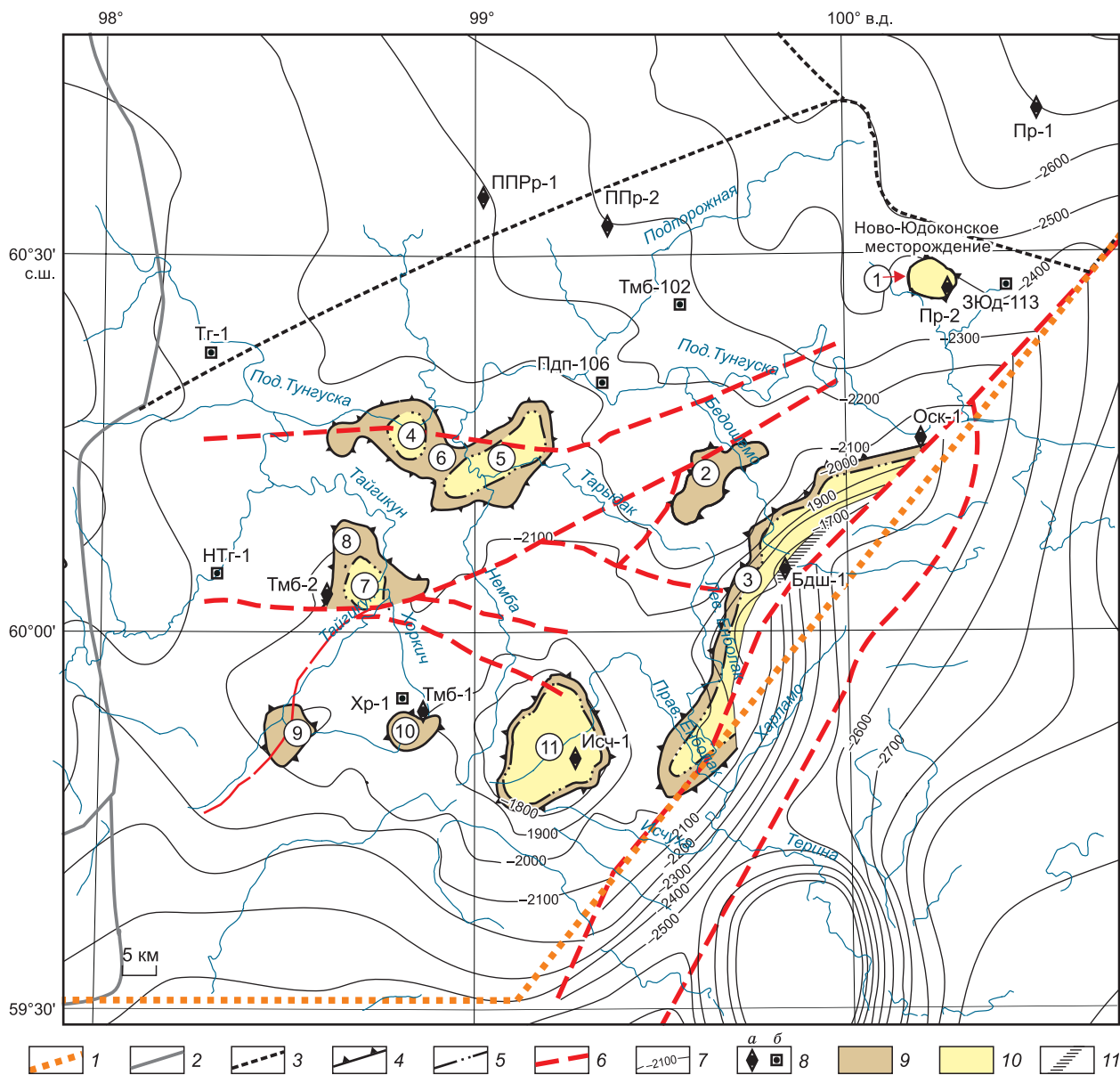


Рис. 7. Таимбинский перспективный участок поисковых работ, по [Мельников и др., 2014] с изменениями.

1—5 — границы: 1 — Юрубчено-Куюмбинского центра нефтедобычи, 2 — зон нефтегазонакопления, 3 — Таимбинского участка поисковых работ, 4 — предполагаемые ВНК по кровле пачки песчаников ванаварской свиты, 5 — предполагаемые ГНК по кровле пачки песчаников ванаварской свиты; 6 — тектонические нарушения; 7 — изогипсы отражающего горизонта R_0 (довендская эрозионная поверхность) (м); 8 — скважины пробуренные: поисковые (а), параметрические (б); 9, 10 — предполагаемое насыщение залежей: 9 — нефтяное, 10 — газовое и газонефтяное; 11 — зона отсутствия коллекторов. Цифры в кружках: 1 — Ново-Юдуконское месторождение; 2—11 — структуры: 2 — Хойский купол, 3 — Оскобинский вал, 4 — Хуларинский купол, 5 — Тарыдакская брахиантиклиналь, 6 — Алгалеский вал, 7 — Яктангский купол, 8 — Тайгикунский мыс, 9 — Гондинский купол, 10 — Хоркинский купол, 11 — Исчухское поднятие.

работ 3D не подтвердилась. По результатам интерпретации данных сейсморазведки было установлено замещение коллекторов непроницаемыми породами и залежь отнесена к литологическому типу.

На северо-западе Таимбинского района по подошве венда оконтурен Алгамский вал площадью 290 км² и амплитудой 60 м. В контуре вала выделены Хуларинский купол в западной части (площадь 70 км², амплитуда 30 м) и Тырыдакская брахиантиклиналь (площадь 125 км², амплитуда 40 м) в его восточной части.

Тайгикунский структурный мыс находится южнее Алгамского вала. Он включает субширотный блок выходов юрубченской и куюмбинской свит под венд. На предвендской поверхности и по кровле

Параметры нефтеносности крупных объектов на Таимбинском перспективном участке

№ п/п	Название объекта	Площадь ловушек, км ²	Объем ловушек, млн м ³		Ресурсы нефти по НГК (геол./извл.), млн т		
			всего	нефтяная часть	вендский	рифейский	всего
1	Алгамский вал	290	260	175	93/31	44/16	137/47
2	Оскобинский вал	330	440	140	160/53	34/14	194/67
3	Тайгикунский мыс	90	240	210	114/37	162/65	276/102
4	Исчухское куполовидное поднятие	200	360	60	110/35	35/15	72/25

ванаварской свиты фиксируется крупный (84 км²) малоамплитудный (50 м) Тайгикунский структурный мыс. В его наиболее приподнятой части выявлен Яктанский купол площадью около 40 км² и амплитудой 25 м. С юга мыс ограничен разрывным нарушением субширотной ориентировки.

Оскобинский вал (площадь 330 км²) занимает юго-восток Таимбинского участка. Это приразломный вал, осложняющий юго-восточный борт Камовского свода. На вершинах вала расположены локальные поднятия размерами (5—6) × 10 км и амплитудами около 350 м.

По восточному склону Оскобинского вала проходит разлом, на котором геологической съемкой зафиксированы гидротермально-метасоматические образования, представленные скарнированными породами (кальцит — кварц-гранатовые скарны). Очевидно, зона метасоматоза захватывает весь разрез осадочного чехла. Поэтому полоса вала вдоль сброса шириной 1500 м интерпретируется как зона отсутствия коллекторов в продуктивных интервалах разреза рифея, венда и кембрия. В этой полосе находится Бедошемская скважина.

Алгамский вал и Тайгикунский структурный мыс находятся на северо-западе Таимбинского участка. Здесь пробурена скв. Тмб-2 близ структурного мыса. Северо-западнее Алгамского вала находится скв. Подпорожная-106. Толщина пластов песчаников в пробуренных скважинах достигает 20—30 м, эффективная толщина меняется от 3 до 18 м. Извлекаемые запасы нефти на этих объектах в вендском НГК предполагаются в диапазоне 30—45 млн т. На этих же территориях перспективен рифейский НГК, в котором возможны более низкие по объему запасы извлекаемой нефти (12—16 млн т) (см. таблицу).

Кроме вышеописанных на Таимбинском участке выявлены три небольших объекта в вендском НГК — Гондинский и Хоркичский куполы на юго-западе и Хойский купол на востоке. Объекты малоамплитудные, предположительно с нефтяными залежами (см. рис. 4). Извлекаемые ресурсы на каждом из этих объектов превышают 10 млн т.

Таким образом, на Таимбинском перспективном участке крупные геологические запасы нефти могут быть разведаны на Алгамском, Тайгикунском и Оскобинском объектах в структурных ловушках вендского НГК и в структурно-литологических ловушках рифейского НГК (см. таблицу).

Турамский участок

Турамский участок находится на северо-западе территории, на юге граничит с Юрубчено-Тохомской ЗНГН. Площадь Турамского участка 9230 км². На участке отсутствуют отложения рифея и терригенного венда. На породах фундамента залегает глинисто-доломитовая катангская свита верхнего венда. Такой разрез вскрыт в четырех скважинах. Юго-западнее на фундаменте залегают терригенные породы венда — ванаварская и оморинская свиты (скв. Енг-154 и Юр-112). Эти территории отнесены к Вайвидинскому участку.

Перспективы нефтегазоносности Турамского участка могут быть связаны с верхневендско-нижнекембрийским НГК, в котором находятся возможные карбонатные резервуары — преображенская пачка катангской свиты, усть-кутская пачка тэтэрской свиты венда и осинская подсвита усольской свиты низов кембрия. Но эти стратиграфические уровни в скважинах не опробованы. Можно предположить дальнюю горизонтальную миграцию углеводородных флюидов из Предъенисейского прогиба с запада и из рифейских центров генерации с востока в Турамский участок.

Перспектива этих предположений представляется маловероятной. Поэтому на Юрубчено-Курумбинском центре нефтедобычи Турамский участок отнесен к территориям с низкой плотностью прогнозных ресурсов углеводородного сырья.

Шушукский участок

Шушукский участок находится в северо-восточной части Юрубчено-Курумбинского центра нефтедобычи, на западе граничит с Юрубчено-Тохомской ЗНГН и Турамским участком. Осадочный чехол представлен отложениями ордовика, кембрия, венда и рифея. Площадь Шушукского участка достигает 9200 км². На участке пробурено три скважины: Шушукская-1 (Шш-1), Тайгинская-1 (Тг-1) и Подпорожная-1 (Ппр-1).

В структурном плане участок расположен на северо-восточном склоне Камовского свода. Отложения рифейского нефтегазоносного комплекса на востоке от ЮТЗ на территории Шушукского участка рассматриваются в качестве основного объекта изучения для наращивания ресурсов углеводородного сырья.

В центральной части участка на Шушукском поднятии пробурена в 2008 г. скв. Шушукская-1, открыто Шушукское нефтяное месторождение. Дебит нефти 1.5 м³/сут при СДУ (средний динамический уровень) 878 м.

Стратиграфическая приуроченность нефтяной залежи Шушукского месторождения дискуссионна: согласно государственному балансу полезных ископаемых, залежь связана с карбонатным пластом базальной части оскобинской свиты, однако некоторые исследователи считают, что залежь сосредоточена в верхней части рифея по аналогии с месторождениями Юрубчено-Тохомской зоны [Масленников, 2009б]. Локальной покрывкой является пласт (до 4 м) аргиллитов, глинистых алевролитов оскобинской свиты. Площадь залежи 270 км², высота залежи 70 м, эффективные нефтенасыщенные толщины 10 м. Предполагается, что на Шушукском поднятии ловушка заполнена на 60 % нефтью и на 40 % газом. По данным [Конторович и др., 2008], залежь предположительно пластовая сводовая газоконденсатно-нефтяная. По данным [Чусов, 2009], запасы нефти по категории С₁ (геол./извл.) составляют 1000/280 тыс. т; по категории С₂ — 51 900/14 500 тыс. т.

Таким образом, на территории участка в условиях регионального погружения поверхности рифея в северо-восточном направлении возможно выделение локальных перегибов, подобных Шушукскому поднятию. В этих перегибах следует ожидать в рифее развития коллекторов трещинного и каверново-трещинного типа.

Муторайский участок

Муторайский участок находится на северо-востоке территории и граничит с Шушукским участком. Площадь участка 7360 км². Осадочный чехол на участке представлен отложениями от рифея до ордовика. На севере участка появляются отложения силура, пермокарбона и триаса. На Муторайском участке пробурено две скважины: Сейсморазведочная-1 и Придутская-1. Севернее находится скв. Аргишская-273.

Основные перспективы Муторайского участка связаны с рифейским и вендским НГК. Свиты рифея Юрубчено-Тохомской ЗНГН прослежены в скв. Аргишская-273. В пределах Муторайского участка, по данным сейсморазведочных работ, распространены разновозрастные толщи рифея — от мадринской до долгоктинской. Перспективы участка связаны со сложнопостроенным коллектором карстово-жильного типа в карбонатных толщах рифея.

На Муторайском участке, по данным сейсморазведочных работ и результатам бурения скважин Чункинская-282 и Аргишская-273, предполагается распространение терригенных отложений ванаварской свиты венда. Очевидно, что в ее составе могут присутствовать одна-две пачки песчаников. В вендском НГК ожидаются ловушки различного типа.

В настоящее время залежей углеводородов нет, связано это с недостаточной изученностью данной территории. Судя по притокам газа и конденсата в скважинах Аргишская-273 и Придутская-2, Муторайский участок является перспективным на обнаружение залежей углеводородов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Первые десятилетия работы Юрубчено-Куюмбинского центра нефтедобычи обеспечены уникальными запасами нефти этих двух месторождений. В этот период продолжающиеся разведочные работы приведут к открытию залежей в рифейском и вендском НГК на ряде участков, обрамляющих уникальные Юрубченское и Куюмбинское месторождения. Вероятно, будут открываться несколько крупных, но в основном средние и мелкие месторождения. Запасы нефти на этих вновь открываемых месторождениях обеспечат длительное сохранение и возможный рост уровня добычи в Юрубчено-Куюмбинском центре.

В южном и западном обрамлении Юрубченского и Куюмбинского месторождений поисковые и разведочные работы можно сосредоточить на Оморинской зоне нефтегазоаккумуляции, Вайвидинском участке (вендский НГК) и Таимбинском участке (рифейский и вендский НГК).

Участки на северном и восточном обрамлении мало изучены поисково-разведочными работами. Их перспективность будет выяснена после проведения сейсморазведки и бурения.

ЛИТЕРАТУРА

Вахромеев А.Г., Данилова Е.М., Разяпов Р.К., Иванишин В.М., Сираев Р.У. Аномально про- ницаемый «трещинно-жильный» и «карстово-жильный» карбонатный коллектор в рифее Юрубчено-То-

хомского нефтегазоконденсатного месторождения (по геолого-промысловым данным горизонтального бурения) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2014, № 4, с. 49—61.

Геология и нефтегазоносность Лено-Тунгусской провинции / Ред. Н.В. Мельников. М., Недра, 1977, 205 с.

Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. М., Недра, 1981, 552 с.

Еханин А.Г., Филипцов Ю.А., Кандауров В.И. Результаты работ на нефть и газ на территории Красноярского края в 2012 году и планы на 2013 год // Природные ресурсы Красноярского края, 2013, № 16, с. 13—14.

Конторович А.А., Конторович А.Э., Кринин В.А., Кузнецов Л.Л., Накоряков В.Д., Сибгатуллин В.Г., Сурков В.С., Трофимук А.А. Юрубчено-Тохомская зона газонефтенакопления — важный объект концентрации региональных и поисково-разведочных работ в верхнем протерозое Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика, 1988, № 11, с. 45—55.

Конторович А.Э., Старосельцев В.С., Мельников Н.В. Нефтегазогеологическое районирование Сибирской платформы // Геология нефти и газа, 1976, № 2, с. 6—16.

Конторович А.Э., Изосимова А.Н., Конторович А.А., Хабаров Е.М., Тимошина И.Д. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления в верхнем протерозое Сибирской платформы // Геология и геофизика, 1996, т. 37 (8), с. 166—195.

Масленников М.А. Перспективы нефтегазоносности преображенского горизонта северо-восточного склона Байкитской антеклизы // Проблемы геологии и освоения недр : сборник научных трудов XIII Международного симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. Томск, 2009а, с. 378—380.

Масленников М.А. Нефтегазоносность венда северо-восточного склона Байкитской антеклизы // Перспективные на нефть зоны и объекты Сибирской платформы / Ред. В.С. Старосельцева. Новосибирск, СНИИГГиМС, 2009б, с. 58—62.

Мельников Н.В. Нефтегазоносные комплексы Лено-Тунгусской провинции // Геология и геофизика, 1996, т. 37 (8), с. 196—205.

Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (стратиграфия, история развития). Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2009, 148 с.

Мельников Н.В., Рудницкая Д.И., Боровикова Л.В. Модель строения Чегалбуканской залежи (с применением метода РеапакРД) // Перспективы развития нефтегазодобывающего комплекса Красноярского края. Сборник материалов научно-практической конференции. Красноярск, КНИИГГиМС, 2007, с. 79—82.

Мельников Н.В., Смирнов Е.В., Боровикова Л.В., Худорожков В.Г. Модели песчаных тел венда на юго-западе Камовского свода // Сборник V Международного научного конгресса «ГЕО-Сибирь-2009». Т. II. Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки полезных ископаемых. Новосибирск, СГГА, 2009, с. 301—309.

Мельников Н.В., Смирнов Е.В., Масленников М.А. Номенклатура продуктивных пластов венда Байкитской нефтегазоносной области (НГО) // Развитие минерально-сырьевой базы нефтедобычи в Восточной Сибири. Материалы совещания, 25—29 августа 2013 г. Красноярск, 2013а, с. 45—48.

Мельников Н.В., Масленников М.А., Боровикова Л.В. Принципы разработки номенклатуры песчаных пластов ванаварской свиты венда Байкитской НГО // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2013б, № 2 (14), с. 19—25.

Мельников Н.В., Вымятнин А.А., Мельников П.Н., Смирнов Е.В. Возможности открытия новых крупных залежей в главном поясе нефтегазоносности Лено-Тунгусской провинции // Геология и геофизика, 2014, т. 55 (5—6), с. 701—720.

Нефтегазоносность древних продуктивных отложений запада Сибирской платформы / А.К. Битнер, В.А. Кринин, Л.Л. Кузнецов. Красноярск, Енисейнефтегазгеология, СНИИГГиМС, 1990, 114 с.

Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 6. Байкитский регион // Под ред. А.Э. Конторовича, Н.В. Мельникова, В.С. Суркова. Новосибирск, 1994, 52 с.

Трофимук А.А. К вопросу об оценке емкости трещиноватых нефтяных коллекторов по промысловым данным // Нефтяное хозяйство, 1955, № 7, с. 51—55.

Трофимук А.А. Сорок лет борения за развитие нефтегазодобывающей промышленности Сибири. Новосибирск, Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ СО РАН, 1997, 369 с.

Харахинов В.В., Шленкин С.И. Нефтегазоносность докембрийских толщ Восточной Сибири на примере Курумбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазонакопления. М., Научный мир, 2011, 420 с.

*Поступила в редакцию
28 июля 2016 г.*