

ПЕРСПЕКТИВЫ СОЗДАНИЯ НОРИЛЬСКОГО ТЕХНОХАБА

А.Н. Дмитриевский, Н.А. Еремин, Н.А. Шабалин
Институт проблем нефти и газа РАН
E-mail: a.dmitrievsky@ipng.ru

Анализ и систематизация результатов геолого-разведочных работ в конкретном регионе способствуют выделению и актуализации площадей для последующего геологического изучения. Большой нефтегазовый потенциал – первый и главный фактор привлечения потенциальных инвесторов. Важной задачей в этом направлении является геолого-геофизическое обоснование наличия и размещения углеводородного потенциала в слабоизученных регионах. Даже в случае последующего открытия небольших по размерам месторождений они могут сыграть значительную роль в удовлетворении местных нужд в углеводородном сырье и продуктах его переработки.

Второй существенный фактор – наличие экспортных терминалов и трубопроводных систем, позволяющих осуществлять доставку добываемых углеводородов для отгрузки УВ на танкерах на рынки стран Европы и стран Азиатско-Тихоокеанского региона. Работы в данном направлении в период 2012–2017 гг. выполнялись в Аналитическом центре научно-технического прогнозирования в нефтегазовой отрасли ИПНГ РАН в рамках темы ОНЗ-1 «Геологическое строение и нефтегазоносность Арктики (территории и акватории)». Актуальность работ обусловлена поставленными Президентом Российской Федерации В.В. Путиным на заседании Президиума Госсовета 29 ноября 2012 г. задачами по созданию кластеров по добыче и углубленной переработке полезных ископаемых как точек ускоренного роста, призванных дать мультипликативный эффект для развития экономики севера Красноярского края; а также Планом мероприятий по реализации Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 г.

Авторами рассмотрены результаты анализа объемов «Северного завоза», создания нефтегазоперерабатывающей инфраструктуры и прогнозных объемов нефти и газа, необходимых для обеспечения деятельности Норильских горно-металлургических предприятий, морских портов Диксон и Дудинка.

Устойчивое и поэтапное развитие Арктики, региона стратегических интересов РФ – это не только охрана границ РФ, но и развитие инфраструктуры и транспортных артерий, освоение ресурсов полезных ископаемых. Проведение активных геолого-

разведочных работ на Арктическом шельфе и прилегающей суше позволяет определить нефтегазовый потенциал региона. Очередность ввода в эксплуатацию различных арктических объектов определяется экономической целесообразностью, рентабельностью проектов, наличием технологий и безопасностью освоения ресурсов УВ [Мастепанов А.М. О конкурентоспособности нефтегазовых проектов Арктического шельфа в условиях низких цен на энергоресурсы // Neftegaz.RU. 2017. № 1. С. 20–30].

Таймырский сектор Арктики имеет огромный ресурсный потенциал как твердых полезных ископаемых, так и углеводородного сырья (рис. 1). В его границах располагаются открытые в советское время месторождения меди и никеля (Норильск), а также нефти и газа (Ванкор). Из-за плохо развитой инфраструктуры этот регион является одним из наименее изученных в РФ [Казаис, 2017].

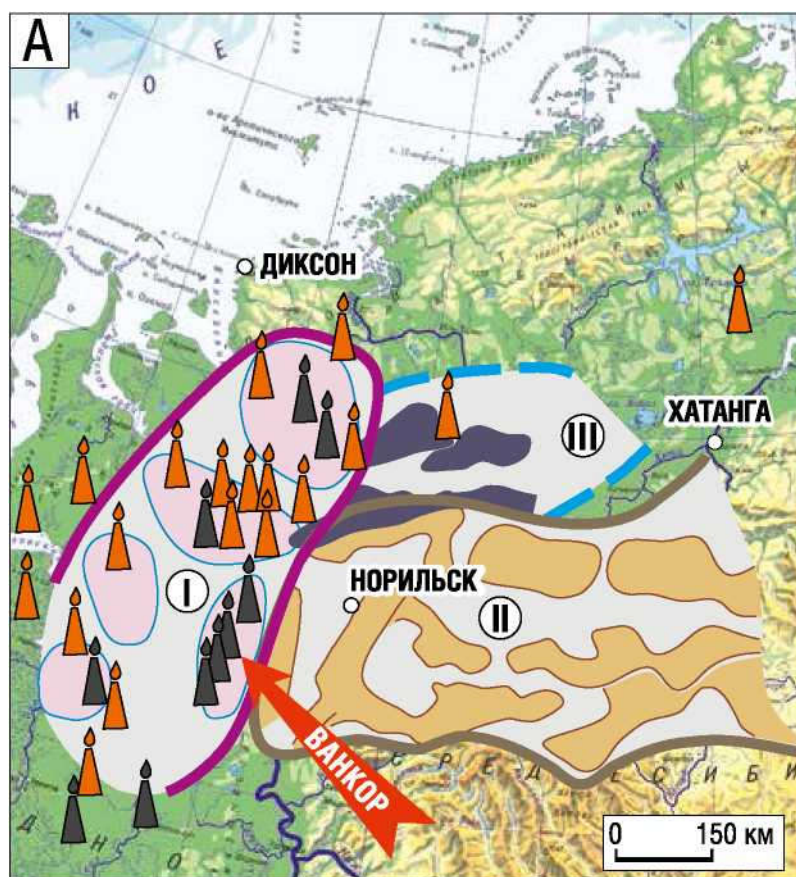


Рис. 1. Ресурсный потенциал Норильского технохаба, где А – область нефтегазонакопления (I – Ванкорская или Усть-Енисейская, II – Норильская, III- Новотаймырская) [Казаис, 2017]

Территория Таймырского Долгано-Ненецкого района Красноярского края России, площадью 879,9 тыс. км², расположена за Полярным кругом и включает в себя полуостров Таймыр, восточную часть полуострова Гыдан, северную часть Среднесибирского

плоскогорья и архипелаг Северная Земля. Жемчужина края – Норильский рудный район, включающий месторождения сульфидных медно-никелевых руд: Норильск 1, Талнахское, Октябрьское, Горозубовское, Норильск 11, Черногорское и Имангдинское.

Руды медно-никелевой провинции, содержащей более половины запасов меди и никеля России, – комплексные и содержат кобальт, платину, родий, иридий, осмий, рутений, золото, серебро, селен, теллур. В недрах района выявлены апатиты, слюда, уголь и другие полезные ископаемые. Общая площадь нефтегазоперспективных земель здесь превышает 550 тыс. км². Климат района резко континентальный. Территория находится в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличается продолжительной холодной зимой (8–9 месяцев) и умеренно теплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха.

Проблема поиска промышленных месторождений нефти и газа в Таймырском Долгано-Ненецком районе, как на начальных этапах освоения его территории, так и по сей день, в первую очередь определена потребностью в экономически эффективном источнике энергии. Необходимость пополнения запасов топлива пароходов, следовавших Великим Северным морским путем, потребовала в начале 20-го века начать поиски и разведку месторождений каменного угля. В 1920 г. при поисках угля были открыты крупные месторождения меди, никеля и платины, обнаруженные еще до 1870 г. Обустройство и освоение крупного медно-никелевого месторождения совпало с заменой паровых судовых двигателей, работающих на угле, на двигатели внутреннего сгорания, источником энергии которых являются жидкие углеводороды.

Потребности в источнике энергии населения и промышленных предприятий в Таймырском Долгано-Ненецком районе решаются путем «Северного завоза». Основной энергоноситель для деревень, поселков и индивидуальных хозяйств – каменный уголь. Для удовлетворения их нужд программой «Северного завоза» на 2017 г. предусмотрен завоз 40 000 т каменного угля, 6500 т дизтоплива, 3800 т сырой нефти и 86 т осветительного керосина, доставляемых Енисейским пароходством из южных районов Красноярского края. Потребности крупных промышленных предприятий и объектов Министерства обороны РФ в энергоносителях не публикуются. В порты Арктики и крупных сибирских рек по Северному морскому пути завозится топливо, оборудование, продовольствие, стройматериалы; в обратном направлении идут лес, полезные ископаемые.

Северный морской путь (СМП) – это кратчайший морской путь между Европейской частью РФ и Дальним Востоком. Конвенцией ООН по морскому праву 1982 г. порядок судоходства по СМП определялся правительством СССР. После распада СССР в 1991 г. СМП открыт для международного судоходства. В настоящее время 6 атомных ледоколов обеспечивают проводку судов. Расчетная максимальная пропускная способность СМП не менее 50 млн т/год. Интенсивное использование СМП при рейсе длиной 5600 км выдвигает необходимость строительства и содержания нефтебаз для дозаправки судов в портах (Игарка, Диксон, Дудинка, Нордвик, Тикси в дельте Лены, Амбарчик в устье Колымы, Певек, Провидение).

С позиции тектоники литосферных плит Арктический сегмент Земли образовался при распаде в палеозой-мезозойское время суперконтинента Пангея, дробления и растаскивания частей континента Лавразия в виде отдельных микроконтинентов и в результате их приращения друг к другу. С раннего палеозоя до триаса включительно на Сибирской платформе происходило последовательное смещение областей интенсивного прогибания и морских бассейнов в северном направлении. На границе силура и девона фаза значительных поднятий в западной части Сибирской платформы сменилась на фазу относительных прогибаний, достигших максимума в среднем-верхнем палеозое и начале триаса, с излиянием трапповой магмы в перми – начале триаса. Енисей-Хатангский региональный прогиб (ЕХРП) сформировался в результате спрединга микроконтинента Таймыр (складчатый/горный Таймыр), отколовшегося в пермско-триасовое время от литосферной плиты Сибирской платформы. В начале позднеюрской эпохи Западно-Сибирская плита приобрела современные очертания с обособлением внутренней и внешней областей и переходной зоны ЕХРП. Единый морской бассейн расширился и стабилизировался.

Осадочный комплекс на Западно-Сибирской плите, ЕХРП и южной части Карского моря сложен отложениями морских и прибрежно-морских фаций верхнеюрского и мелового возраста. В юре произошло заполнение грабенов и впадин, началось формирование сплошного осадочного чехла. Морской бассейн западной части ЕХРП – Усть-Енисейского прогиба смыкается на широте Ванкорской площади с морским бассейном Западно-Сибирской плиты в 60 км к западу от современной долины реки Енисей. На этих отложениях залегает глинисто-алевритовая толща верхнеюрских пород, за исключением отдельных участков мегавалов. Мощность среднетриасовых-юрских

отложений достигает 5 км. Меловые отложения мощностью более 3,5 км залегают с угловым несогласием на подстилающих осадках. Отложения валанжин-сеноманского возраста представлены мощной песчаной толщей.

Ванкорский НГР располагается в восточной части Западно-Сибирской плиты, примыкающей к Сибирской платформе (рис. 2). Для Ванкорского НГР характерны обширные изометрические впадины, разделенные узкими валообразными поднятиями северо-восточного и субмеридионального направления. Рассматриваемая территория находится в пределах Большехетской структурной мегатеррасы, положительного незамкнутого элемента I порядка в пределах Надым-Тазовской синеклизы. В пределах Большехетской мегатеррасы выделяется Сузунское и Лодочное валообразные поднятия. Ванкорская структура осложняет северное окончание Лодочного валообразного поднятия. Ванкорское поднятие представляет собой изометричную структуру, вытянутую с юга на север. По кровле нижнеяковлевской подсквиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой -1600 м, имеет длину 30,3 км и ширину 5,6–13,3 км. Соотношение длинной и короткой осей 2,3–5,4. Высота поднятия 70 м, площадь 269,2 км². Северный и Южный купола замыкаются изогипсой -1580 м. Южный купол имеет высоту 45 м и площадь 115,6 км², а Северный – 20 м и 45,5 км² соответственно.

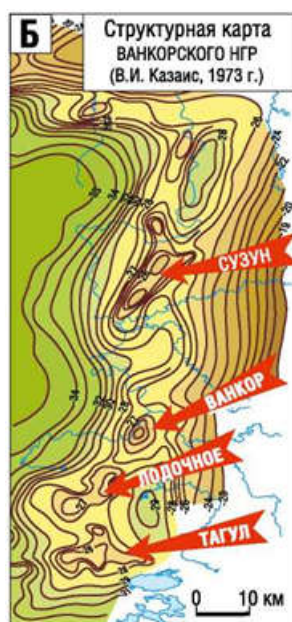


Рис. 2. Структурная карта Ванкорского НГР [Казаис, 2017]

Осадочные отложения, мощностью 7–8 км, здесь формировались в условиях прибрежной литорали в процессе регрессии юрского бассейна. В геологическом строении

Ванкорского НГР принимают участие метаморфические образования архейско-среднепротерозойского возраста, осадочные образования ранне-средне-поздне-палеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста. Глубоким бурением изучены только отложения мезозойско-кайнозойского возраста. Это, в основном, мелкозернистые песчаники, крупнозернистые алевролиты, аркозовые разновидности. Текстура отложений от волнистой и линзовидной до горизонтальной и косослоистой [Ветрова и др., 1989]. Сведения о строении более древних отложений по данным бурения отсутствуют.

К 2011 г. на территории Таймырского Долгано-Ненецкого района, на левобережье реки Енисей в Пур-Тазовской НГО, было открыто 11 месторождений нефти и газа с суммарными геологическими запасами по российским категориям C1+C2 1 773 722 тыс. т условного топлива и 5 месторождений на правом берегу реки Енисей в Енисей-Хатангской НГО с суммарными геологическими запасами по российским категориям C1+C2 409 652 тыс. т условного топлива (ДЕШ, ЕШД). Эти данные хорошо коррелируются с оценками 1979 г., согласно которым объем осадочного выполнения в Енисей-Хатангской НГО до глубины 7 км составляет 1148 тыс. км³. Объем возможных коллекторов 179,2 тыс. км³, в них содержится 9374 млн т условного топлива, в том числе 1765 млн т нефти и 7609 млрд м³ газа [2, 3, табл. 1]. Американская геологическая служба (USGS) в 2008 г. оценила углеводородный потенциал Енисей-Хатангской НГО следующим образом: нефть – 0,797 млрд т или 5 583,74 млн бар. нефти (ММВО); газ – 2,83 трлн м³ или 99 964,26 BCFG; газоконденсатные жидкости (NGL) – 0,382 млрд т или 2 675,15 млн бар. ГКЖ (ММВНGL). Всего – 3 559,9 млрд т нефтяного эквивалента или 24 919,61 млн бар. нефтяного эквивалента (ММВОЕ).

В ходе доразведки и обустройства месторождений в западной части ЕХРП к январю 2016 г. суммарные извлекаемые запасы по российским категориям ABC1+C2 составляют 1 642 451 тыс. т условного топлива, из них две трети – нефть и конденсат [Цифровая карта – на 01.01.2016 г.]. В ходе сейсморазведочных работ в Енисейском заливе к 2010 г. в мезозойских отложениях выявлен ряд локальных поднятий, суммарные начальные локализованные ресурсы которых оцениваются в 1318 млн т нефтяного эквивалента/условного топлива [Мейснер и др., 2010]. Вовлечение этих объемов в разработку в значительной мере поддержит концепцию создания экспортного терминала на полуострове Диксон, предусматриваемого на втором этапе создания Таймырского технохаба/кластера.

Таблица 1

Ресурсы нефти и газа в Енисей-Хатангской НГО на 1979 г.

Нефтегазоносный район	Нефть, млн. тонн	Газ, млрд.м3	Условное топливо, млн.тонн
Малохетский	48	386	434
Танамский	39	302	341
Енисейскийзалив	71	692	763
Агапский	119	1003	1122
Пясинский	27	244	271
Рассохинский	78	653	731
Дудыптинский	91	800	891
Пясино-Хетский	39	200	239
Горбитско-Таймырский	157	921	1078
Пайтуринский	139	1017	1156
Жданихинский	15	10	25

В настоящее время действуют: нефтепровод протяженностью 543 км, диаметром 820 мм, Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе» (терминал ПАО «Транснефть») пропускной способностью 25 млн т/год, газопровод Ванкор–Хальмер–Паютинское месторождение (терминал ПАО «Газпром»), газопровод – Пеляткинское – Дудинка – Норильск пропускной способностью более 4 млн м³/год и конденсатопровод с г. Дудинка, где имеется цех по переработке конденсата. Поставляемая в систему магистральных трубопроводов ПАО «Транснефть» нефть используется для заполнения ВСТО. Газ, поставляемый по газопроводу Пеляткинское – Дудинка – Норильск, используется для нужд ЖКХ и производственных предприятий г. Дудинки, аэропорта Алыкель, г. Норильска и Норильского ГМК. Отсутствие трубопроводов с большой пропускной способностью не позволяет вводить в эксплуатацию обустраиваемые месторождения. Наряду с вариантом строительства трубопроводов с Ванкорского НГР на экспортный терминал на Диксоне выглядит очень прагматичным вариант строительства в г. Дудинке нефтеперерабатывающего завода мощностью 1–3 млн т/год для переработки углеводородов с обустроенных и обустраиваемых месторождений в Ванкорском НГР Пур-Тазовской НГО. Создание в г. Дудинке такого нефтеперерабатывающего завода позволит:

- обеспечить Норильский ГМК и арктические объекты Минобороны необходимыми объемами нефтепродуктов и ГСМ;
- обеспечить нефтебазы морских и речных портов необходимыми объемами нефтепродуктов и ГСМ для заправки судов, следующих по Северному морскому пути;
- решить проблему «Северного завоза» нефтепродуктов не только для северных районов Красноярского края, но и Республики Саха/Якутия;
- частично решить проблему доставки добываемых углеводородов на внутренний рынок;
- активизировать нефтегазопроисследовательские работы на северном борту Тунгусской синеклизы.

Ванкорское месторождение

Ванкорское месторождение открыто в 1988 г. при бурении скважины Ванкорская-1, из которой был получен аварийный фонтан газа. Первый приток нефти на месторождении получен в январе 1991 г. при испытании скважины Ванкорская-6. Ближайший населенный пункт, г. Игарка, находится в 140 км, а районный центр пос. Туруханск – в 300 км к юго-западу от месторождения. Район относится к слабо населённым, с плотностью населения менее 1 человека на км². Ближайшие месторождения, находящиеся в промышленной эксплуатации: Мессояхское, Южно- и Северо-Соленинское, – расположены в 160–180 км к север-северо-западу от Ванкорского месторождения. В 200 км к запад-юго-западу от Ванкорского месторождения находится Заполярное месторождение, на котором расположена ближайшая точка Единой системы газоснабжения России. Месторождение находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород. В среднем толщина этой зоны составляет 450–480 м, толщина деятельного слоя – 0,5–1,0 м. В орографическом отношении район месторождения занимает центральную часть Нижне-Енисейской возвышенности, рельеф которой представляет собой полого-холмистую заболоченную поверхность тундры и лесотундры, изрезанную многочисленными реками и изобилующую озерами. Абсолютные отметки рельефа, как правило, не превышают 50–100 м.

Право пользования недрами Ванкорского лицензионного участка с целью добычи углеводородного сырья и геологического изучения недр южной части Ванкорского месторождения принадлежит ООО «РН-Ванкор» на основании Лицензии КРР 12564 НР от

02.08.2004 г. Эксплуатационное бурение ведется с 2006 г. Месторождение расположено на территории двух лицензионных участков – Ванкорского и Северо-Ванкорского (рис. 3).

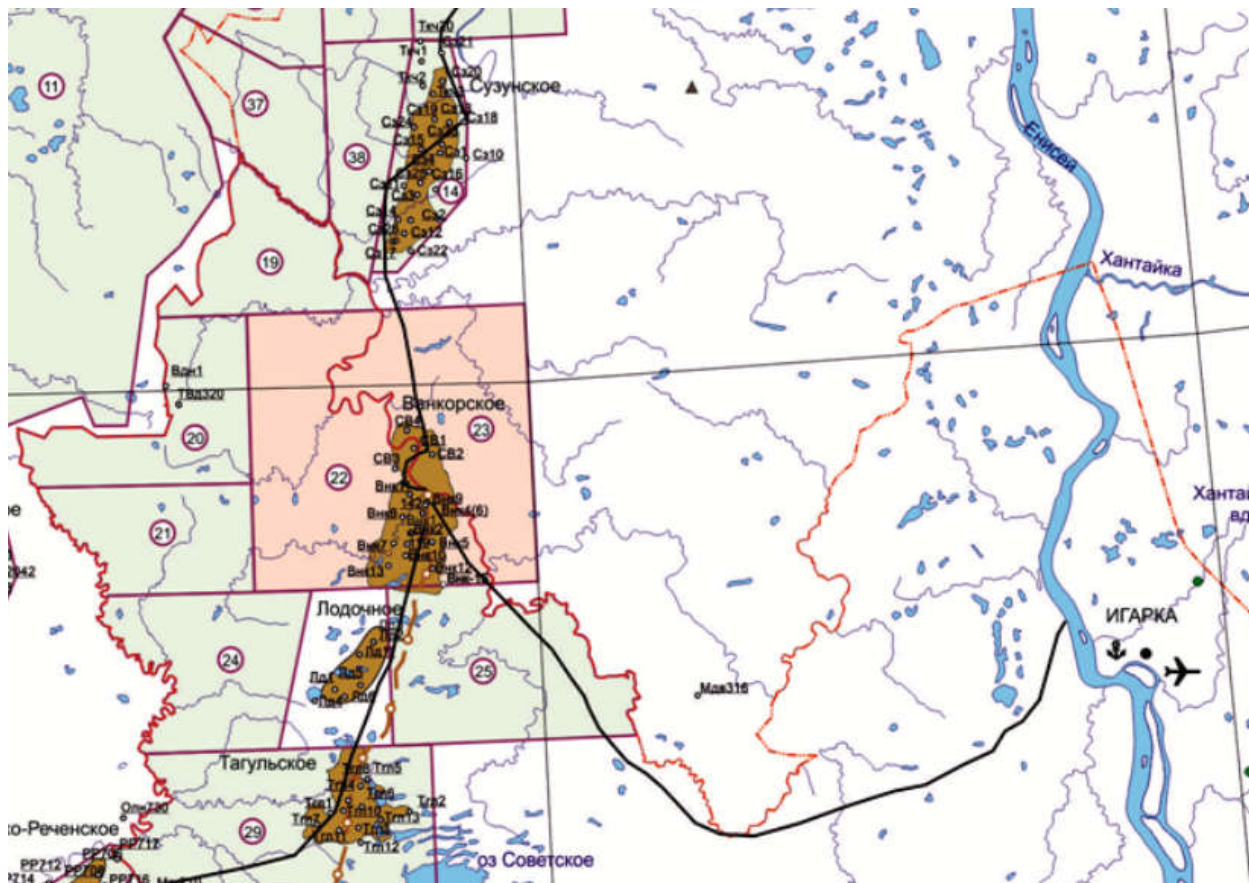


Рис. 3. Ванкорские лицензионные участки. [Источник: выкопировка из обзорной карты Контровича А.А. и др., 2008 г.]

Ванкорское газонефтяное месторождение большей частью расположено в Туруханском районе Красноярского края, часть его территории, в пределах Северо-Ванкорского лицензионного участка, расположена на территории Таймырского Долгано-Ненецкого района Красноярского края. Общая площадь месторождения составляет 447 км². Действующий технологический документ – «Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения» 2012 г. (протокол ЦКР Роснедра №5462 от 15.11.2012 г.). Скважинами Ванкорского месторождения вскрыты юрские, меловые и четвертичные отложения. Причем юрские отложения вскрыты не в полном объеме: в самой глубокой скважине Внк-11 забой находится в вымских отложениях средней юры. Продуктивными являются меловые отложения. Основная продуктивность Ванкорского

месторождения связана с долганским, яковлевским и нижнехетским уровнями (рис. 4). Приток нефти получен в скважине СВн-1 из пласта Сд-IX суходудинской свиты.

Система	Отдел	Ярус	Подъярус	Свита	Состав
Меловая	Верхний	Сеноманский		Долганская	
	Нижний	Альбский	в		
			с		
			н		
		Аптский	в		
			с		
			н		
		Барремский		Малохетская	
		Готеривский	в		
		Валанжинский	н	Суходудинская	
			в		
			с		
		Берриасский	н	Нижнехетская	
			в		
с					
Юрская	Верхний	Титонский		Яновстанская	

Рис. 4. Схема стратиграфического расчленения нижнемеловых отложений Ванкорского НГМ. [Источник: П.А. Фокин, В.Р. Демидова (МГУ), В.М. Яценко, П.В. Ставинский, О.В. Лисунова (Роснефть). Состав и условия образования продуктивных толщ Нижнехетской и Яковлевской свит нижнего мела Ванкорского нефтегазового месторождения (северо-восток Западной Сибири), 2008 г.]

Ванкорское месторождение является многопластовым: в отложениях мелового возраста выявлено семь продуктивных пластов, содержащих семь залежей. Из них залежь Дл-I-III – газовая, залежи в пластах яковлевской свиты (Як-I, Як-II, Як-III-VII) – газонефтяные; в средней части разреза установлены две чисто нефтяные залежи в пластах Сд-IX и Нх-I суходудинской и нижнехетской свит; соответственно, в низах мелового разреза расположена нефтегазоконденсатная залежь пласта Нх-III-IV нижнехетской свиты. Залежи пластов Дл-I-III, Як-I, Як-II, Як III (северная), Нх-I – пластовые, сводовые, литологически экранированные; залежь Нх-III-IV – пластовая, сводовая; залежи пластов Як-III-VII и Сд-IX – массивные, сводовые. Размеры залежей изменяются от 6×3–4 до 33,5×8,5–18,5 км, высота варьирует от 10 до 115 м. Средняя глубина залегания пластов

долганской свиты находится в интервале 995–1015 м, яковлевской – 1650–1671 м, нижнехетской – 2550–2900 м, пласта Сд-IX – 2400 м, Як-III – 1620 м. В кровле долганской свиты выделяются три песчаных пласта-коллектора Дл-I, Дл-II, Дл-III, объединенные гидродинамически в единый продуктивный пласт-коллектор Дл-I-III. Коллекторами пласта Дл-I-III служат алевро-песчаники полевошпатово-кварцевого состава преимущественно с глинистым цементом. Пористость песчаников меняется от 21,4 до 36,6%, проницаемость – от 17,5 до $3128 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Коэффициент песчаности составляет 0,47, расчлененности – 5,5. Коллекторами пластов яковлевской свиты служат песчаники полевошпатово-кварцевого состава различной литификации, от песков с глинистым цементом до крепких плотных разностей с карбонатным цементом. Пористость песчаников меняется от 13 до 32,9%, проницаемость – от 4,5 до $3298,9 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Коэффициент песчаности пласта Як-III-VII составляет 0,673, расчлененности – 14,6. Коэффициент песчаности пластов Як-I и Як-II составляет 0,7 и 0,8, расчлененности – 3,7 и 3,6 соответственно. Коллекторами пласта Сд-IX служат песчаники полевошпатово-кварцевого состава преимущественно с глинистым цементом. Пористость песчаников – до 22%, проницаемость – до $323 \times 10^{-15} \text{ м}^2$. Коэффициент песчаности составляет 0,949, расчлененности – 3,5. Коллекторами пластов нижнехетской свиты служат тонкозернистые песчаники полевошпатово-кварцевого состава. Пористость песчаников пласта Нх-I меняется от 12 до 24%, проницаемость – от 1 до $300 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, коэффициент песчаности пласта составляет 0,372, расчлененности – 3,6. Пористость песчаников пласта Нх-III-IV меняется от 14 до 24,3%, проницаемость – от 4 до $1300 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, коэффициент песчаности пласта составляет 0,684, расчлененности – 10,3.

Основные эксплуатационные объекты: нефтяные Сд-IX и Нх-I, газонефтяной Як-III-VII, нефтегазоконденсатный Нх-III-IV, газовые Дл-I-III и Як-I-II. Максимальный проектный уровень добычи нефти – 25170 тыс. т. Общий фонд скважин составляет 557, в т.ч. добывающих – 261, из них горизонтальных – 252, 9 вертикальных, которые выводятся из консервации; нагнетательных – 174, из них горизонтальных – 62, наклонно-направленных нагнетательных – 112; газовых скважин – 21, газонагнетательных скважин – 6, водозаборных скважин – 76, наблюдательных скважин – 10 шт. Проектом предусмотрено бурение 169 боковых стволов. Накопленная добыча нефти по проекту должна составить 520 147 тыс. т. Проектом предусмотрено достижение КИН по месторождению по категории ВС1 – 0,436.

Залежь пластов Як-III-VII – газонефтяная, массивная, сводовая, содержит нефть повышенной вязкости. Эффективная нефтенасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 6,9 м (скважина Вн-13) до 45,8 м (скважина Вн-4/6), составляя в среднем по залежи 17,5 м. Эффективная газонасыщенная толщина в среднем по залежи составляет 9,1 м. Пласты Як-III-VII представляют собой гидродинамически связанные песчаные тела с зональной неоднородностью 0,2, послойной неоднородностью 0,57, расчлененностью 15,2. Максимальные значения коэффициентов песчаности, проницаемости и пористости приурочены к подошве песчаного пласта-коллектора. Это связано с условиями осадконакопления – формирование пласта Як-III происходило в обстановке меандрирующих русловых каналов. Между пластами Як-III и Як-IV-VII существует постепенный литологический переход, что обеспечивает гидродинамическую связь. По своим свойствам товарная нефть пластов Як-III-VII относится к типу битуминозных (средняя плотность нефти в стандартных условиях после дифференциального разгазирования глубинных проб нефти в среднем равна 902 кг/м^3), по содержанию серы нефть относится к классу малосернистых (в среднем 0,2%), по содержанию парафинов – к малопарафинистым (в среднем 0,94%), по значению вязкости (в среднем 86,74 мПа*с) – к высоковязким; по суммарному содержанию асфальто-смолистых веществ – к смолистым (в среднем 8,96%: асфальтенов в среднем – 0,44%, силикагелевых смол – 8,51%). Потенциальное содержание фракций, выкипающих до 200 °С, составило в среднем 2,6%; до 300 °С – 21,41%. Температура начала кипения нефти +162,93 °С, застывания -43,9 °С. Шифр согласно классификации товарной нефти – 1.4.1.1 ГОСТ Р 51858-2002. Газ, растворенный в нефти пластов Як-III-VII, – сухой, с молярной долей метана в газе однократного разгазирования в среднем 93,84%. Плотность газа в среднем составила около $0,701 \text{ кг/м}^3$ (относительная плотность по воздуху 0,652). В общем объеме выявленных на месторождении начальных объемов нефти на долю единого эксплуатационного объекта Як-III-VII приходится 58%. Разрабатывается объект блочно-квадратной схемой размещения скважин с расстоянием между скважинами 1000 м, длина горизонтального участка добывающих скважин 1000 м.

Нефтеперерабатывающий завод в г. Дудинке мощностью 1–3 млн т/год для переработки углеводородов с обустроенных и обустраиваемых месторождений в Ванкорском НГР Пур-Тазовской НГО и Норильский горно-металлургический комбинат станут первым шагом на пути создания Таймырского технохаба/кластера.

Заключение

Создание многофункционального технохаба/кластера, нацеленного на высокоэффективное изучение и освоение нефтегазоносного шельфа Енисейского залива и западной части Енисей-Хатангской НГО, позволит диверсифицировать экономику региона за счет комплексного исследования и освоения природно-ресурсного потенциала медно-никелевых месторождений Норильского рудного района, создания методов и способов добычи, переработки и реализации продукции с высокой добавленной стоимостью.

Статья написана в рамках выполнения Программы Президиума РАН на 2017 г.

ЛИТЕРАТУРА

- Ветрова Т.Н., Пономаренко З.Ф., Скрылева И.В.* Литолого-петрографические особенности горизонтов-коллекторов и покрышек месторождений западной части Сибирской платформы и Большехетского мегавала [геол. отчет]. Красноярск: Енисейнефтегазгеология, 1989. 117 с.
- Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Шабалин Н.А.* Актуальные проблемы развития нефтегазового сектора Таймырского автономного округа Красноярского края // Фундаментальный базис инновационных технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России: тез. докл. М., 2016. С. 44–52. (XXI Губкинские чтения).
- Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Шабалин Н.А.* Углеводородный потенциал Енисей-Хатангской НГО в пределах Таймырского АО и степень его освоения [Электронный ресурс] // Вторая конференция SPE по разработке месторождений в осложненных условиях в Арктике, Россия, Москва, 15–17 октября 2013 г. – Режим доступа: <http://dx.doi.org/10.2118/166815-RU>
- Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Шабалин Н.А.* Углеводородный потенциал севера Сибирской платформы // Тр. РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. 2017. № 1. С. 16–33.
- Еремин Н.А., Кондратюк А.Т., Еремин Ал.Н.* Ресурсная база нефти и газа арктического шельфа России [Электронный ресурс] // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика:

Электрон. науч. журн. 2010. Вып. 1(1). 15 с. – Режим доступа: <http://www.oilgasjournal.ru> (Дата обращения 01.12.2017).

Еремин Н.А., Шабалин Н.А., Данилова М.В. Углеводородный потенциал Пур-Тазовской НГО в пределах Таймырского автономного округа и степень его освоения // Фундаментальный базис инновационных технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России: тез. докл. М., 2013. С. 41–42. (XX Губкинские чтения).

Еремин Н.А., Шабалин Н.А. Углеводородный потенциал арктической зоны северо-запада Красноярского края и степень его освоения // X Всероссийская науч.-техн. конф. «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России», Москва, 10–12 февраля 2014 г.: тез. докл. М., 2014. С. 9.

Казаис В.И. Стратегия ускоренной геологоразведки Арктики и Антарктики // NefteGaz.RU. 2017. № 1. С. 76–82.

Мейснер Л.Б. и др. Изучение геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности недр Енисейского и Хатангского заливов [геол. отчет]. Геленджик: Южморгеология, 2010. 1324 с.

Ульмасвай Ф.С., Еремин Н.А., Шабалин Н.А., Сидоренко Св.А. Нефтегазовый потенциал Анабаро-Ленского прогиба // Neftegaz.Ru. 2017. № 1. С. 48–54.