УДК 622.691.4, 622.692.4

Е.И. Крапивский, Д.А. Махно

ОБОСНОВАНИЕ МАРШРУТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДА ПО ТРАНСПОРТИРОВКЕ СМЕСИ СЖИЖЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ С КОВЫКТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В КИТАЙСКУЮ НАРОДНУЮ РЕСПУБЛИКУ

Проведен обзорный анализ маршрутов строительства трубопровода для транспортировки углеводородного сырья с Ковыктинского месторождения в Китайскую Народную Республику (КНР). Ключевыми особенностями являются транспортировка углеводородов (природного газа и газового конденсата) в виде сжиженной смеси, а также выбор маршрута для экспорта углеводородов в КНР не с помощью подключения к «Силе Сибири», а по индивидуальному маршруту, и выделены достоинства такого варианта. Проведен анализ экологических рисков рассмотренных вариантов маршрута трубопровода, предварительный расчет начальных капиталовложений, предполагаемый экономический эффект в точки зрения программы газификации регионов и развития газовой промышленности в России. Описана принципиальная схема создания и транспортировки смеси сжиженных углеводородов трубопроводным транспортом. Стабильность смеси обеспечивается определенным режимом транспортировки — поддержанием низкой температуры (в диапазоне -40…-50° С) и высокого давления (12 МПа).

Ключевые слова: газовый конденсат, газопровод «Сила Сибири», Ковыктинскоегазоконденсатное месторождение, природный газ, смесь сжиженных углеводородов.

DOI: 10.25018/0236-1493-2018-5-0-193-205

Введение

Ковыктинское газоконденсатное месторождение (ГКМ) — одно из крупнейших газовых месторождений в мире. Ковыктинское ГКМ было выявлено в результате сейсморазведочных работ еще в 1975—1976 гг. Официальная дата открытия — 1987 г. Месторождение расположено в необжитой местности на севере Иркутской области, в 450 км к северо-востоку от г. Иркутск.

Площадь месторождения составляет около 7,5 тыс. м^2. Территориально почти полностью принадлежит северо-восточной части Жигаловского района (административный центр п. Жигалово), частично входит в Казачинско-Ленский район (административный центр п. Казачинск). В разработку объекта предполагается вовлечь всю правобережную часть Жигаловского района, южную часть правобережья Усть-Кутского района и юго-западную часть Казачинско-Ленского района.

Ковыктинское ГКМ представляет собой высокогорное плато, покрытое темнохвойной тайгой (в отдельных районах —

ISSN 0236-1493. Горный информационно-аналитический бюллетень. 2018. № 5. С. 193–205.
© Е.И. Крапивский, Д.А. Махно. 2018.

Характеристика продукции скважин Ковыктинского месторождения [1]

Characteristics of production of wells of the Kovykta field

Площадь месторождения, км^2	7499,5
Глубина залегания (по вертикали), м	2838—3388
Толщина продуктивного пласта, м	78
Эффективная толщина, м	29
Пористость песчаника, %	10—19
Газонасыщенность	0,6—0,9
Пластовое давление, МПа	25,7
Пластовая температура, °С	55
Содержание конденсата, г/м^3	67,0
Содержание CH_4 в газе, моль/%	90,3
Запасы категории С1+С2, трлн м^3	2,5
Ожидаемый годовой уровень добычи газа, млрд м^3/год	25

на вечной мерзлоте) и расположено в пределах Лено-Ангарского плато, входящего в южную часть Средне-Сибирского плоскогорья.

Геологически Ковыктинское ГКМ расположено на юге Сибирской платформы в пределах Ангаро-Ленской ступени. Согласно нефтегеологическому районированию данная территория относится к Ангаро-Ленской нефтегазоносной области (НГО) Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП). Ангаро-Ленская ступень (прогиб) представляет собой моноклиналь, ограниченную озером Байкал и Байкальской складчатой областью на востоке и северо-востоке, Катангской седловиной на севере и Непско-Ботуобинской антеклизой на западе и северо-западе.

Площадь Ангаро-Ленского прогиба составляет около 500 тыс. км^2. Кристаллический фундамент прогиба состоит из метаморфизованных пород, относящихся к архей-протерозойскому возрасту. Фундамент прогиба раздроблен многочисленными разломами на несколько блоков, погруженных от обрамления в центральную часть участка, образуя Ангаро-Ленскую ступень, или «Иркутский амфитеатр».

Месторождение характеризуется антиклинальным типом ловушки и литологически экранированной залежью с глубиной залегания 2838—3388 м и высотой около 150 км. Продуктивными являются пласты П2 и П1 парфеновского горизонта с мощностью 14—33 и 38—54 м соответственно. Данные сведены в таблице.

Запасы месторождения по категориям С1+С2 составляют более 2,5 трлн м^3 природного газа, 2,3 млрд м^3 гелия и более 115 млн т газового конденсата. Доразведка северной части месторождения может обеспечить прирост запасов ориентировочно до 3 трлн м^3 газа. Разведанный потенциал Ковыктинского месторождения может обеспечить добычу более 25 млрд м^3/год газа в течение более 30 лет. В 2001 г. опытно-промышленную эксплуатацию объекта начала компания «РУСИА Петролеум». В 2011 г. «Газпром» получил лицензию на разработку Ковыктинского месторождения. В настоящее время месторождение находится в стадии опытно-промышленной эксплуатации, продолжаются геологоразведочные работы, исследования добычных возможностей имеющегося фонда эксплуатационных скважин. Проводятся испытания мембранной технологии из-

влечения гелия в промысловых условиях [2, 4, 13].

Проект по поставке природного газа с Ковыктинского месторождения в КНР

21 мая 2014 г. «Газпром» и CNPC (КНР) заключили соглашение о долгосрочных поставках российского газа в КНР. Для реализации планируется задействовать ресурсную базу Ковыктинского и Чаяндинского месторождений, а осуществляться транспортировка будет по магистральному газопроводу «Сила Сибири», строящемуся с осени 2014 г. Общая протяженность трассы составит около 3000 км (800 км — Ковыкта–Чаянда, 2200 км — Чаянда–Благовещенск). Поставки газа в Китай по «Силе Сибири» ориентировочно должны начаться не ранее 2019—2021 гг. в объеме 5 млрд м^3/год и в течение нескольких лет (в процессе полного освоения месторождений) вырасти до 38 млрд м^3/год. Общая стоимость проекта по строительству газопровода «Сила Сибири» и обустройству Ковыктынского и Чаяндинского месторождений в 2014 г. оценивалась в 55 млрд долл. Летом 2016 г. стало известно, что ориентировочная стоимость проекта снижена до 44,3 млрд долл., но с учетом изменившегося курса рубля по отношению к доллару итоговая стоимость проекта выросла. Газпромбанк оценивает общие инвестиции в проект около 2,9 трлн руб. (вместо 1,9 трлн руб. в 2014 г.) [2, 13].

С целью переработки газа и извлечения ценных компонентов (этана, пропана, бутана, пентан-гексановой фракции, гелия) на пути следования «Силы Сиби-

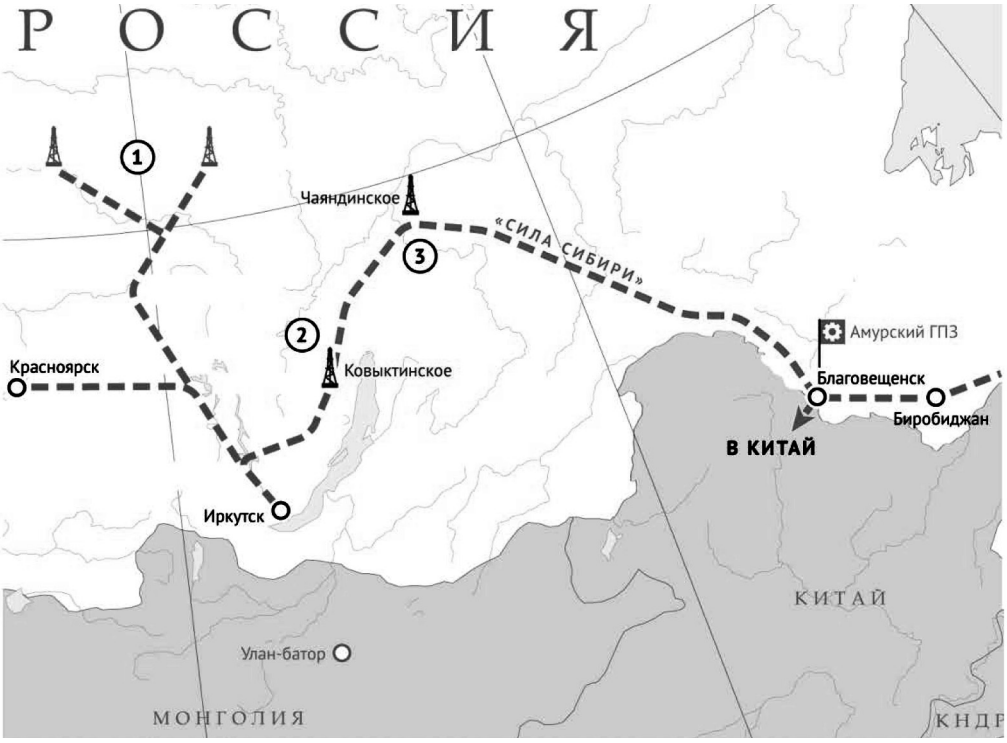

Рис. 1. Схема реализации проекта «Сила Сибири». Центры газодобычи: 1 — Красноярский; 2 — Иркутский; 3 — Якутский

Fig. 1. Plan for the implementation of the project «The Power of Siberia». Gas production centers: 1 — Krasnoyarsk, 2 — Irkutsk, 3 — Yakutsk

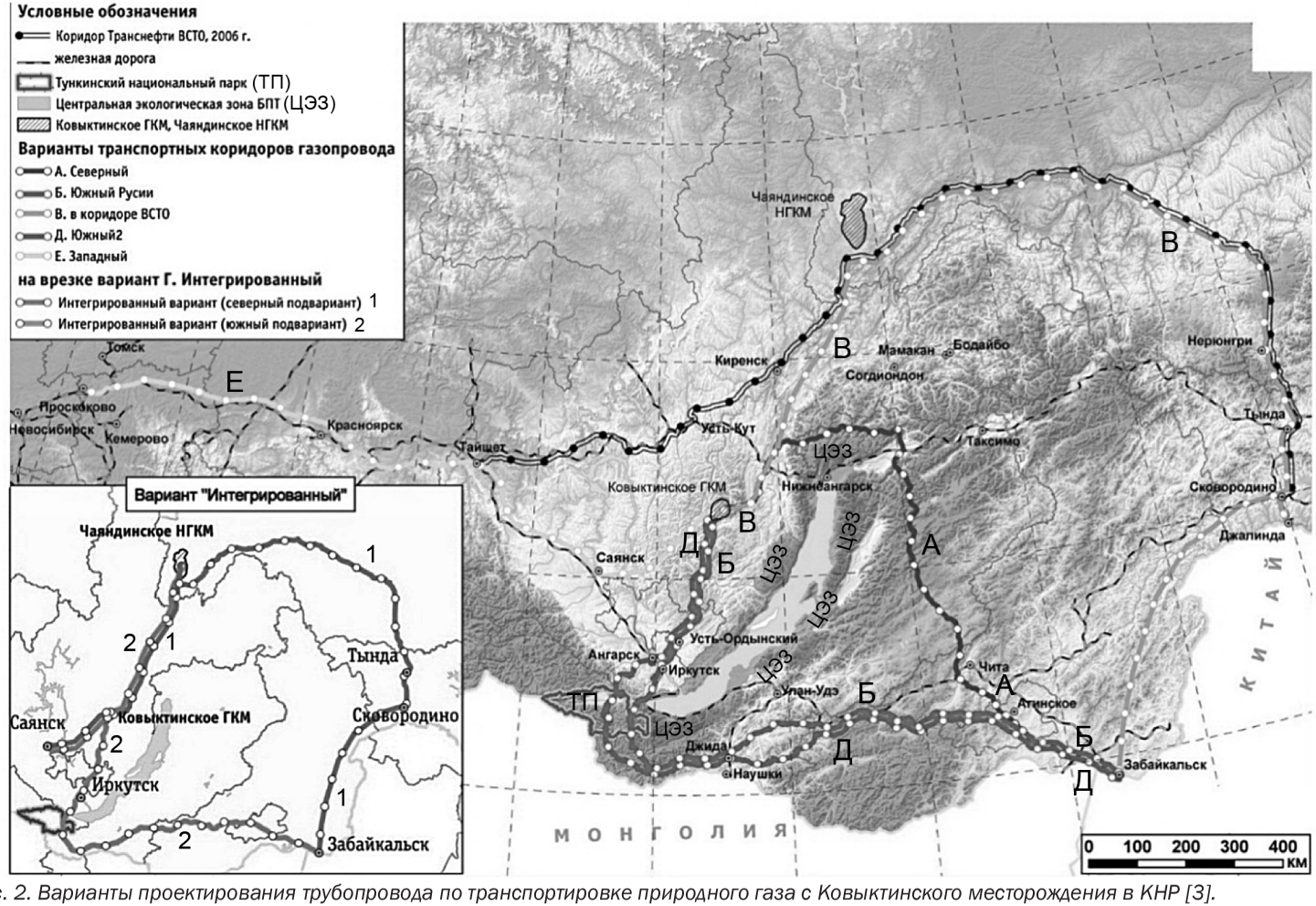

Рис. 2. Варианты проектирования трубопровода по транспортировке природного газа с Ковыктинского месторождения в КНР [3].
Fig. 2. Options for designing a pipeline to transport natural gas from the Kovykta field to China

ри» (г. Свободный, Амурская область) в октябре 2015 г. официально началось строительство крупнейшего в мире газоперерабатывающего завода — Амурский ГПЗ. Мощность завода составит 42 млрд м^3/год, стоимость по предварительным оценкам — 790,6 млрд руб.

Проект будет на грани окупаемости в связи с большими капиталовложениями и ограниченными объемами контрактованных объемов газа для Китая. Поэтому проект считается экономически эффективным только в случае учета перспективы дальнейшего развития экспорта газа в КНР.

Альтернативные варианты маршрутов трубопровода в КНР

Изначально прокладка трубопровода для транспорта природного газа в КНР с Ковыктинского месторождения планировалась по отдельному маршруту, отличающемуся от нынешнего. Первый подробный анализ маршрутов транспортировки ресурсов Ковыкты поводился в 2007 г. группой отечественных ученых. Схема рассмотренных вариантов маршрутов представлена на рис. 2. Нами проанализированы альтернативные варианты маршрутов доставки газа с Ковыктинского месторождения в Китай. Все они имеют ряд преимуществ перед «Силой Сибири»:

• Индивидуальный маршрут для экспорта ресурсов только Ковыктинского месторождения, не связанный с другими газотранспортными системами. В случае возникновения чрезвычайных происшествий на «Силе Сибири», отдельный газопровод от Ковыкты в Китай будет выполнять роль резервной линии. В дальнейшем и другие центры газодобычи могут быть подключены к магистрали «Ковыкта-Китай», сформировав Южный вариант «Силы Сибири».

• Сравнительно меньшая протяженность трассы, за счет чего снижаются капиталовложения, затраты на транспорт газа и себестоимость продукции, упрощается эксплуатация трубопровода.

• Изначально для транспорта необходимых объемов продукции не потребуется газопровод большого диаметра, а в случае применения технологий транспорта углеводородов в виде сжиженной смеси — потребуется трубопровод диаметром не более 500 мм.

• Большинство альтернативных вариантов маршрутов предусматривают не только решение основной задачи — экспорта природного газа в КНР. Они позволяют решить задачу газификации газодобывающего и транзитных регионов, а также развитие уже существующей в районе проектируемого трубопровода газохимической промышленности и создание новых производств по переработке сырья Ковыктинского месторождения.

В ходе анализа были рассмотрены ключевые маршруты, предлагаемые в качестве альтернативных — «Северный», «Южный» и «Западный». Оценка проводилась по критериям экологической безопасности, экономической эффективности и простоты строительства.

«Северный» маршрут»

Северный маршрут: Ковыктинское ГКМ — Улькан — Северобайкальск — Нов. Уоян — Улан-Удэ — Петровск-Забайкальский — Хилок — Чита — Забайкальск — Маньчжурия. Общая протяженность трассы составляет 2100 км. Большая часть маршрута будет проходить в Республике Бурятия— 1375 км.

В проектируемом коридоре трубопровод пересекает особо охраняемую природную территорию (ООПТ) регионального значения — государственный заказник Туколонь. Кроме того, большая часть трассы пройдет по малонарушенным (эталонным) экосистемам вне ООПТ, имеющим важное значение для сохранения биоразнообразия природы. В част-

ности, около 30% длины трассы должно пересечь малонарушенные лесные массивы и подгольцовые экосистемы севера Республики Бурятия. Учитывая отсутствие в подобных районах (Витимское плоскогорье, Северо-Байкальское нагорье) имеющихся транспортных коридоров, новый коридор будет оказывать новое для данных районов антропогенное влияние на малонарушенные экосистемы. Очень высока вероятность нахождения в данных местообитаниях редких и охраняемых видов растений и животных. Особое значение имеет высокая заболоченность данного региона, особенно болота межгорных котловин Витимского плоскогорья (район пос. Окунево). Помимо многочисленных малых рек на севере, имеющих нерестовое значение, трасса пересекает р. Верхняя Ангара, которая является крупной нерестовой рекой и относится к системе Байкальского водного бассейна, это увеличивает экологические риски. Кроме того, многочисленные малые реки на севере имеют нерестовое значение [3, 5].

Вся трасса располагается в пределах 7—10-балльной сейсмической зоны. Наиболее опасным участком является пересечение рифтовой зоны (переход через реку Верхняя Ангара, в районе которой фиксировались землетрясения до 10 баллов.

Также отрицательное влияние на возможность строительства трубопровода в этом направлении оказывают неблагоприятные экзогенные геологические процессы — термокарст в областях междуречий и речных долин, солифлюкция на протяжении всей трассы, курумы в районе Станового нагорья, оврагообразование вследствие эрозии почв на Витимском плоскогорье, русловые процессы в местах водных переходов через крупные реки: Верхняяя Ангара, Витим, Каренга, Ингода; эоловая аккумуляция территорий [3].

Предварительный экономический анализ устанавливал начальные капиталовложения около 7 млрд долл. На сегодняшний день, с учетом инфляции, стоимость проекта составит около 450 млрд руб. Ожидается сравнительно малый положительный экологический эффект от перевода отопительных систем, прилегающих к трассе населенных пунктов и предприятий с твердого и жидкого топлива на газообразное ввиду их малочисленности и слабой заселенности.

«Южный маршрут»

Южный маршрут: Ковыктинское ГКМ — Чикан — Верхоленск — Ангарск — Утата — Петропавловка — Джида — Окино-Ключевской Баялга — Хилок — Ленинский — здравница Дарасун — Судунтуй — Новая Заря — Забайкальск — Маньчжурия. Общая протяженность — 1943 км. Учитывая протяженность, отсутствие усложняющих именно этот маршрут условий строительства, а также попутное газоснабжение транзитных областей, данный вариант является самым привлекательным с экономической точки зрения.

Маршрут пересекает территорию Тункинского национального парка (ТНП). Экологическое значение парка, созданного в 1991 г., заключается в охране уникальных экосистем, а также редких и краснокнижных видов растений и животных. Прокладка трубопроводов относится к деятельности, запрещенной на территории национального парка (пункт 2(д) статьи 15 раздела 3 № 33-ФЗ от 14 марта 1995 г.).

Также трасса МГ пересекает различные водные объекты, в том числе реки Селенга (50% водного стока в озеро Байкал) с многочисленными притоками, Лена и Ангара, которые относятся к 1 рыбохозяйственной категории. Многие реки, пересекаемые трубопроводом, имеют горный характер, а некоторые — нерестовое значение [5].

Вся трасса располагается в пределах зоны 7—10 бальной сейсмичности. Наиболее опасным участком является переход через рифтовую зону (Тункинская долина, где возможны землетрясения магнитудой до 10 баллов). Неблагоприятные экзогенные геологические процессы: оползни и сели, термокарст, солифлюкция, русловые процессы в местах водных переходов через реки Ангара, Иркут, Селенга, Ингода, Онон; эоловая аккумуляция [3].

Капитальные затраты на строительство составят приблизительно 480 млрд руб. Данный вариант откроет возможности для масштабной газификации населенных пунктов и административных центров транзитных областей, прогнозируется значительный положительный экономический эффект в результате развития газохимического хозяйства в Ангарске и Саянске, а также от перевода отопительных систем, прилегающих к трассе населенных пунктов и предприятий с твердого и жидкого топлива на газообразное. Газификация региона также положительно скажется на экологической обстановке за счет перевода объектов ТЭК и промышленности на газовое топливо.

Потенциальный спрос на природный газ в Республике Бурятия и Забайкальском крае на данный момент оценивается в 6,5 млрд м^3 в год. Суммарная потребность Иркутской области в природном газе на начальном этапе газификации составит 1,5—2,5 млрд м^3 в год. В дальнейшем, с формированием газораспределительной инфраструктуры и обеспечением готовности потенциальных потребителей к приему газа, объем газопотребления может возрасти до 4—5 млрд м^3 в год. При этом на долю промышленности будет приходиться примерно 80% всего потребляемого газа, на долю коммунальной теплоэнергетики, бытового сектора и аграрного комплекса — 20%. Отметим тот факт, что, несмотря на размещение на территории субъекта огромных запасов природного газа, на данный момент общий уровень газификации Иркутской области составляет 8,1% (в среднем по области газифицировано 17% жилищного фонда, в сельской местности — 14%), тогда как в среднем по России — 66,2%.

«Западный маршрут»

Западный маршрут: Ковыктинское ГКМ — Саянск — Тайшет. Данный вариант трассы магистрального газопровода протяженностью 1635 км в административном отношении пересекает Иркутскую область и Красноярский край. Вариант предполагает интеграцию в Единую Систему Газоснабжения (ЕСГ) и, соответственно, в существующие и перспективные экспортные маршруты, включая газотранспортную систему «Алтай».

Непосредственно на основном участке трассы «Ковыктинское ГМК — Проскоково» этот вариант не затрагивает территории ООПТ. Большая часть трассы проходит по трансформированным экосистемам и в коридорах существующих дорог и трубопроводов. Исключение составляет участок КГКМ—Жигалово, где трасса пересекает массив малонарушенных кедровых лесов, относящихся к I группе. Эти леса имеют высокую экологическую значимость как эталонные экосистемы тайги и местообитания охотничье-промысловых животных (соболь и др.). Также леса I группы по трассе МГ представлены в водоохранных зонах и полосах вдоль рек (Лена, Ока, Ия, Чуна, Бирюса, Чулым, Енисей). Эти крупные водные объекты, пересекаемые трассой МГ, относятся к 1 рыбохозяйственной категории. Многие мелкие реки, пересекаемые трубопроводом, имеют горный характер, а некоторые — нерестовое значение. В случае дальнейшей реализации экспортного потенциала га-

зопровода на китайском направлении может возникнуть необходимость пересечения Зоны Покоя «Укок» — объекта Всемирного Наследия ЮНЕСКО (вместе с Алтайским и Катунским заповедниками под единым названием «Золотые Горы Алтая») [3, 5].

Наиболее опасным участком является Лено-Ангарское плато (особенно Жигаловский разлом, где возможны землетрясения силой до 8—9 баллов). Участки трассы к западу от р. Ангары менее подвержены сейсмическому воздействию (зона 6—7 бальных землетрясений). Наблюдаются карстовые процессы в районе Лено-Ангарского плато, солифлюкция, оврагообразование вследствие эрозии почв; русловые процессы в местах водных переходов через реки Ангара, Ока, Уда, Бирюса, Енисей, Обь; делювиальный смыв в районе перехода через Братское водохранилище [3].

С экономической точки зрения маршрут является привлекательным за счет низких требуемых капиталовложений — 320 млрд руб. Также данный вариант позволит газифицировать транзитные области, что позитивно скажется на экологической и экономической обстановке.

Исходя из вышеизложенного, с точки зрения сохранения экологической стабильности в регионе, наиболее рациональным является маршрут «Западный», как так он оказывает минимальное влияние на особо охраняемые природные территории в районе проектирования. С экономической точки зрения наиболее привлекательным является маршрут «Южный» за счет малой протяженности, а также реализации программы газификации регионов Восточной Сибири.

Транспортировка углеводородов в виде сжиженной смеси природного газа и газового конденсата

Принципиальная схема подготовки смеси сжиженных углеводородов (природного газа и газового конденсата) для транспортирования по низкотемпературным трубопроводам в однофазном жидком состоянии представлена на рис. 3.

Природный газ непосредственно с газоконденсатного месторождения поступает в блок осушки, где из него извлекаются частицы воды, проходит через фильтр (очистка от кислых компонентов, тонкая очистка от ртути и удаление азота). После этого газ проходит многоступенчатый этап охлаждения и повышения давления с добавлением на каждой ступени газового конденсата. С целью обеспечения транспортирования смеси в однофазном жидком состоянии по магистральным трубопроводам природный газ охлаждают до температуры от минус

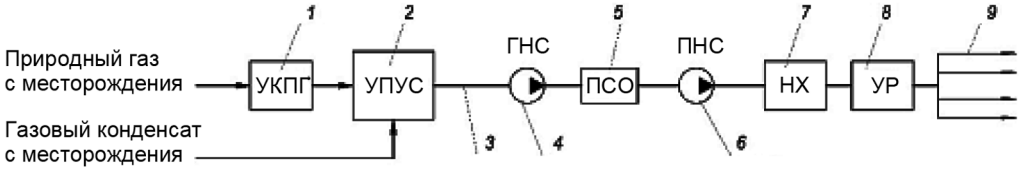

Рис. 3. Принципиальная схема трубопроводного транспорта смеси сжиженных углеводородов: 1 — установка комплексной подготовки газа; 2 — установка получения углеводородной смеси; 3 — трубопровод; 4 — головная насосная станция; 5 — промежуточные станции охлаждения; 6 — промежуточные насосные станции; 7 — низкотемпературное хранилище; 8 — установка регазификации; 9 — подача газа потребителям [10]

Fig. 3. Schematic diagram of pipeline transport of a mixture of liquefied hydrocarbons: 1 — complex gas treatment unit; 2 — receiving unithydrocarbon mixture; 3 — pipeline; 4 — head pumping station; 5 — intermediate cooling stations; 6 — intermediate pumping stations; 7 — low-temperature storage; 8 — regasification unit; 9 — feedgas to consumers)

30 до минус 50 °С и газовый конденсат до температуры от минус 20 до минус 50 °С, затем пропускают охлажденный газ через охлажденный газовый конденсат при дополнительном охлаждении полученной смеси до температуры от минус 40 до минус 50 °С при давлении от 10 до 12 МПа, при весовом содержании конденсата в смеси от 3 до 10%. Полученная смесь сжиженных углеводородов при температуре от минус 50 до минус 40 °С и давлении не более 12 МПа приводится в жидкое состояние. После сжижения она поступает непосредственно в трубопровод [7, 8, 9].

Природный газ с газоконденсатного месторождения поступает на установку комплексной подготовки газа (УКПГ), где производится его очистка, осушка, и отделение от примесей [12]. Затем природный газ и газовый конденсат подаются на установку получения углеводородной смеси (УПУС), где происходит повышение давления одновременно с охлаждением газа и впрыскиванием газового конденсата под высоким давлением до достижения необходимых параметров смеси сжиженных углеводородов (давление не более 12 МПа и температура отминус 40 до минус 50 °С). Часть газа, которая не успевает перейти в сжиженное состояние поступает обратно в нижнюю часть установки смешивания. Процесс подготовки смеси повторяется до тех пор, пока вся смесь не перейдет в однофазное жидкое состояние при вышеуказанных температуре и давлении. Полученная смесь под давлением подается в охлажденный трубопровод. Принципиальным отличием установки подготовки смеси сжиженных углеводородов от установки подготовки СПГ является отсутствие цикла сжижения смеси углеводородов от минус 50 °С до минус 160 °С, что значительно снижает затраты. За основу подготовки смеси сжиженных углеводородов предлагается использовать процесс DMR (Double Mixed Refrigerantprocess) с двумя смесевыми хладагентами фирмы Shell, применяемого в рамках проекта Сахалин-2 [6].

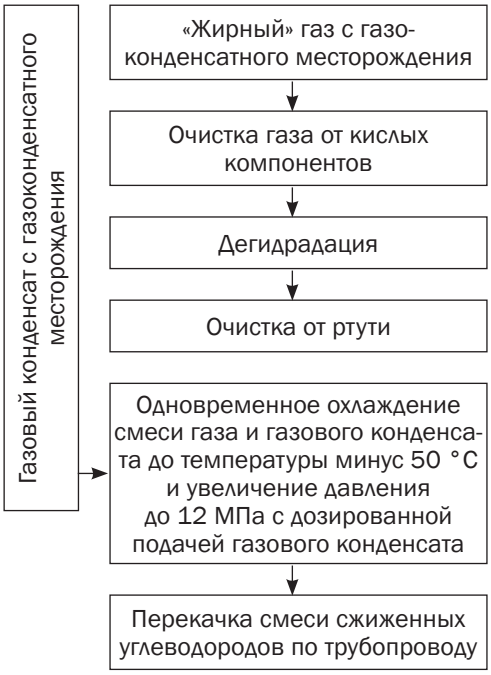

Рис. 4. Схема технологии получения смеси сжиженных углеводородов [10]
Fig. 4. Scheme of technology for producing a mixture of liquefied hydrocarbons

Чтобы предотвратить нагрев газа за счет теплопритока от окружающей среды трубопроводы покрывают тепловой изоляцией (например, из пенополиуретана толщиной 50—70 мм), а вдоль трассы размещают промежуточные станции охлаждения (ПСО). В конечной точке трубопровода размещаются низкотемпературное хранилище (НХ) и установка регазификации (УР) сжиженной углеводородной смеси. На установке регазификации смесь разделяется на составляющие: газ, газовый конденсат, высокомолекулярные соединения. Газ подается вмагистральный газопровод, а газовый конденсат транспортируется трубопроводным или альтернативным транспортом [7, 8, 9].

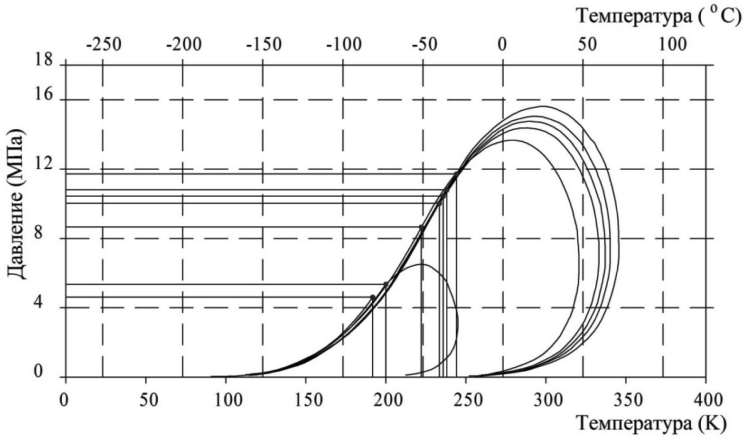

Рис. 5. P–T диаграмма (давление — температура) различных индивидуальных веществ и смесей (в массовых процентах) [11]

Fig. 5. P-T diagram (pressure–temperature) of various individual substances and mixtures in weight percent

На рис. 5 представлены фазовые диаграммы P-T (давление—температура) и критические параметры смеси при различном содержании газового конденсата. Она показывает, что добавление 3% газового конденсата по массе к добываемому природному газу приводит к тому, что критическая температура смеси повышается с минус 73 °С для типичного природного газа и с минус 50,8 °С для пластового газа Ковыктинского месторождения до минус 39,6 °С (критическое давление составляет 10,03 МПа). При добавлении 5% критическая температура смещается до минус 37,1 °С при критическом давлении 10,45 МПа. При содержании газового конденсата 7 и 10% критическая температура составляет минус 34,96 и минус 28,9 °С, а критическое давление — 10,81 и 11,72 МПа соответственно.

Месторождение Ковыктинское является газоконденсатным. Массовое содержание нефти и газового конденсата

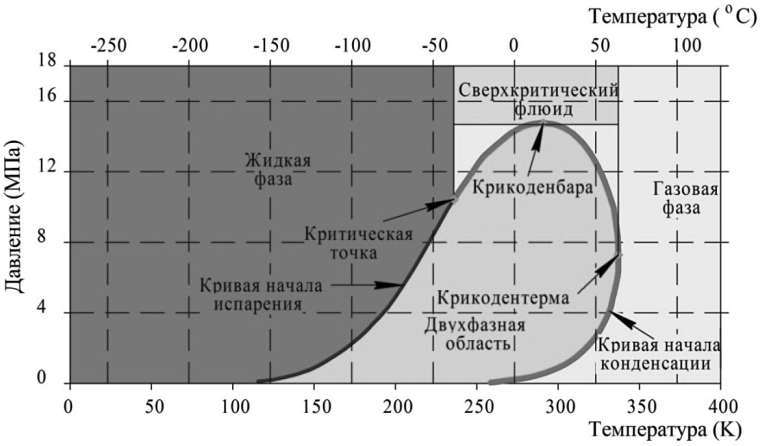

Рис. 6. Диаграмма давление—температура (P—T) смеси газа и газового конденсата в соотношении 95% и 5% [11]

Fig. 6. The pressure–temperature (P–T) diagram of a mixture of gas and gas condensate in a ratio of 95% and 5%

достигает 3—10%. Это является благоприятным фактором для получения смеси природного газа, конденсата и нефти в однофазном состоянии.

Фазовая диаграмма P–T (давление—температура) смеси оптимального соотношения (рис. 6) имеет петлеобразный вид.

На диаграмме «кривая начала испарения» (левая ветвь кривой) — граница однофазного жидкого и двухфазного газожидкостного состояний, а «кривая начала конденсации» (правая ветвь) — граница однофазного газообразного и двухфазного газожидкостного состояний. Между ними заключена область двухфазного состояния (жидкость — газ) этой системы. Левее и над кривой начала испарения лежит область жидкого состояния системы, выше, правее и ниже кривой начала конденсации лежит область парообразного состояния системы. Эти кривые сходятся в критической точке.

Выводы

В статье рассмотрены основные варианты маршрутов экспортного газопровода с Ковыктинского газоконденсатного месторождения в КНР — «Северный», «Южный» и Западный».

Проведен краткий анализ с точки зрения экологической безопасности окружающей среды и начальных капиталовложений.

Так же проведена оценка ситуации с точки зрения реализации государственной программы по газификации субъектов Российской Федерации и Восточной газовой программы.

Предложена и описана технология получения и транспортировки смеси сжиженных углеводородов по трубопроводу.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Довгалев Ю. А.*,*Коротаев Ю. П.* Термобарический прогноз нефтегазоносности глубокозалегающих подсолевых отложений Ковыктинского месторождения [электронный ресурс]: Нефть России. Электронный журнал. — Москва: 1998—2016. — Режим доступа: http://www.oilru.com/nr/87/1167.

2. «Газпром» разработает в начале 2012 г. обоснование инвестиций для Ковыкты и Чаянды [электронный ресурс]: Нефть России. Электронный журнал. — Москва: 1998—2016. — Режим доступа: http://www.oilru.com/news/294088.

3. *Каширцев В. А.*,*Коржубаев А. Г.*, *Садов А. П.* и др. Независимый анализ путей транспортировки углеводородного сырья с Ковыктинского газоконденсатного месторождения. — М.–Иркутск–Нижний Новгород, 2007. — 162 с.

4. Обоснование инвестиций для Ковыктинского газоконденсатного месторождения [электронный ресурс]: ИД «Бюджет». Электронный журнал. — Москва: 2012—2016. — Режим доступа: http://bujet.ru/article/183021.php.

5. Каталог ООПТ [электронный ресурс]: Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации — Режим доступа: http://www.zapoved.ru.

6. *Крапивский Е. И.* Научно-технический прогресс в морской транспортировке нефти и газа: Учебное пособие. — СПб.: НМСУ «Горный», 2013. — 159 с.

7. *Крапивский Е. И.*, *Миннегулова Г. С.*, *Садыкова Р. М.* Особенности строительства подземного низкотемпературного магистрального трубопровода смеси сжиженных углеводородных газов в условиях Крайнего Севера // Горный информационно-аналитический бюллетень. — 2013. — № 12. — С. 270—275.

8. *Крапивский Е. И.*, *Миннегулова Г. С.* Исследование фазовых состояний смесей сжиженных углеводородов газоконденсатных месторождений полуострова Ямал при низких температурах // Газовая промышленность. — 2014. — № 11. — С. 86—90.

9. *Крапивский Е. И.*, *Миннегулова Г. С.* Особенности теплогидравлического расчета подземного низкотемпературного магистрального трубопровода смеси сжиженных углеводородов // Горный информационно-аналитический бюллетень. — 2015. — № 6. — С. 332—338.

10. *Миннегулова Г.С.* Обоснование технологии транспортирования смеси сжиженных углеводородов газоконденсатных месторождений Крайнего Севера по низкотемпературным магистральным трубопроводам: дис .. канд. технич. наук: 25.00.19. — СПб., 2015. — 128 с.

11. *Писаревский В.М.*, *Швец А.Н.* Трубопроводный транспорт газоконденсатной смеси в сверхкритическом состоянии // Газовая промышленность. — 2014. — № 1. — С. 87—90.

12. *Сваровская Н.А.* Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: Учебное пособие. — Томск: Изд. ТПУ, 2004. — 268 с.

13. Ковыктинское газоконденсатное месторождение (Ковыкта) [электронный ресурс]: Neftegaz.RU. Электронный журнал. 2000—2017. — Режим доступа: http://neftegaz.ru/tech_library/view/4189-Kovyktinskoe-gazokondensatnoe-mestorozhdenie-Kovykta.

14. *Changjun Li, Yang Peng, Jingya Dong, Lei Chen*. Prediction of the dew point pressure for gas condensate using a modified Peng—Robinson equation of state and a four-coefficient molar distribution function // Journal of Natural Gas Science and Engineering, Vol. 27, Part 2, November 2015, pp. 967—978.

15. *Nasrifara Kh., Moshfeghian M.* Vapor—liquid equilibria of LNG and gas condensate mixtures by the Nasrifar—Moshfeghian equation of state // Fluid Phase Equilibria, Vol. 200, Issue 1, 15 July 2002, pp. 203—216.

16. *Nefeli Novak, Vasiliki Louli, Stathis Skouras, Epaminondas Voutsas*. Prediction of dew points and liquid dropouts of gas condensate mixtures // Fluid Phase Equilibria, Vol. 457, 15 February 2018, pp. 62—73. ГИАБ

КОРОТКО ОБ АВТОРАХ

Махно Даниил Андреевич[1] — аспирант,
Крапивский Евгений Исаакович[1] — доктор геолого-минералогических наук, профессор,
[1] Санкт-Петербургский горный университет,
Россия, 199106, Санкт-Петербург,

ISSN 0236-1493. Gornyy informatsionno-analiticheskiy byulleten'. 2018. No. 5, pp. 193–205.

E.I. Krapivskiy, D.A. Makhno

SUBSTANTIATION OF LIQUEFIED HYDROCARBON MIXTURE PIPELINE ROUTE FROM KOVYKTA GAS FIELD TO THE PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA

The review and analysis focus on the routes of a pipeline to transport hydrocarbons from Kovykta field to the People's Republic of China (PRC). The key aspects are the transport of hydrocarbons (natural gas and gas condensate) in the form of a liquefied mixture and the export of hydrocarbons to PRC not via the Power of Siberia pipeline but using an individual route with the emphases made on the advantages of such choice. Ecological risks of alternative pipeline routes are analyzed, preliminary calculation of initial investment is performed, and anticipated economic effect from the viewpoint of gas supply program and development of gas industry in Russia is described. The process flow chart of preparing and delivering mixture of liquefied hydrocarbons by pipelines is presented. Stability of gas mixture is ensured by maintenance of certain regime during transportation—low temperature (from 40 to 50°C) and high pressure (12 MPa).

Key words : gas condensate, Power of Siberia gas pipeline, Kovykta gas condensate field, natural gas, liquefied hydrocarbon mixture.

DOI: 10.25018/0236-1493-2018-5-0-193-205

AUTHORS

Makhno D.A.[1], Graduate Student,
Krapivskiy E.I.[1], Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor,
[1] Saint Petersburg Mining University,
199106, Saint-Petersburg, Russia

REFERENCES

1. Dovgalev Yu. A., Korotaev Yu. P. Termobaricheskiy prognoz neftegazonosnosti glubokozalegayushchikh podsolevykh otlozheniy Kovyktinskogo mestorozhdeniya. *Neft' Rossii. Elektronnyy zhurnal*. 1998—2016, available at: http://www.oilru.com/nr/87/1167.

2. «Gazprom» razrabotaet v nachale 2012 g. obosnovanie investitsiy dlya Kovykty i Chayandy. *Neft' Rossii. Elektronnyy zhurnal*. 1998—2016, available at: http://www.oilru.com/news/294088.

3. Kashirtsev V. A.,Korzhubaev A. G., Sadov A. P. *Nezavisimyy analiz putey transportirovki uglevodorodnogo syr'ya s Kovyktinskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya* (Independent analysis of hydrocarbon transport routes from Kovykta gas condensate field), Moscow–Irkutsk-Nizhny Novgorod, 2007, 162 p.

4. Obosnovanie investitsiy dlya Kovyktinskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya. *ID «Byudzhet». Elektronnyy zhurnal*. 2012—2016, available at: http://bujet.ru/article/183021.php.

5. *Katalog OOPT*. Ministerstvo prirodnykh resursov i ekologii Rossiyskoy Federatsii, available at: http://www.zapoved.ru.

6. Krapivskiy E. I. *Nauchno-tekhnicheskiy progress v morskoy transportirovke nefti i gaza*: Uchebnoe posobie (Scientific and technical progress in marine freight of oil and gas: Educational aid), Saint-Petersburg, NMSU «Gornyy», 2013, 159 p.

7. Krapivskiy E. I., Minnegulova G. S., Sadykova R. M. *Gornyy informatsionno-analiticheskiy byulleten'*. 2013, no 12, pp. 270—275.

8. Krapivskiy E. I., Minnegulova G. S. *Gazovaya promyshlennost'*. 2014, no 11, pp. 86—90.

9. Krapivskiy E. I., Minnegulova G. S. *Gornyy informatsionno-analiticheskiy byulleten'*. 2015, no 6, pp. 332—338.

10. Minnegulova G. S. *Obosnovanie tekhnologii transportirovaniya smesi szhizhennykh uglevodorodov gazokondensatnykh mestorozhdeniy Kraynego Severa po nizkotemperaturnym magistral'nym truboprovodam* (Substantiation of technology for transport of liquefied hydrocarbon mixture from gas condensate fields of the far north via low-temperature major pipelines), Candidate's thesis, Saint-Petersburg, 2015, 128 p.

11. Pisarevskiy V. M., Shvets A. N. *Gazovaya promyshlennost'*. 2014, no 1, pp. 87—90.

12. Svarovskaya N. A. *Podgotovka, transport i khranenie skvazhinnoy produktsii*: Uchebnoe posobie (Processing, transport and storage of oil and gas products: Educational aid), Tomsk, Izd. TPU, 2004, 268 p.

13. Kovyktinskoe gazokondensatnoe mestorozhdenie (Kovykta). *Neftegaz.R». Elektronnyy zhurnal*, available at: http://neftegaz.ru/tech_library/view/4189-Kovyktinskoe-gazokondensatnoe-mestorozhdenie-Kovykta.

14. Changjun Li, Yang Peng, Jingya Dong, Lei Chen. Prediction of the dew point pressure for gas condensate using a modified Peng—Robinson equation of state and a four-coefficient molar distribution function. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, Vol. 27, Part 2, November 2015, pp. 967—978.

15. Nasrifara Kh., Moshfeghian M. Vapor—liquid equilibria of LNG and gas condensate mixtures by the Nasrifar—Moshfeghian equation of state. *Fluid Phase Equilibria*, Vol. 200, Issue 1, 15 July 2002, pp. 203—216.

16. Nefeli Novak, Vasiliki Louli, Stathis Skouras, Epaminondas Voutsas. Prediction of dew points and liquid dropouts of gas condensate mixtures. *Fluid Phase Equilibria*, Vol. 457, 15 February 2018, pp. 62—73.