

Р.А. Мочалов

АЛГОРИТМ ВЫБОРА СХЕМЫ ТРАНСПОРТИРОВКИ УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИ ОСВОЕНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ УЧАСТКОВ КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ШЕЛЬФА

Российский континентальный шельф является одним из наиболее перспективных и наименее изученных нефтегазоносных макрорегионов нашей страны. Вовлечение в хозяйственное освоение находящихся в его недрах значительных углеводородных ресурсов позволит обеспечить долгосрочную устойчивость как нефтегазовому комплексу, так и экономике России.

В связи с большой удаленностью большинства нефтегазоносных участков российского континентального шельфа от европейского и азиатского энергетических рынков, а также специфическими природно-климатическими условиями Арктики и Дальнего Востока обеспечение транспортировки продукции потребителям является сложной задачей.

Особенности транспортировки углеводородов с морских месторождений

Транспортировка углеводородного сырья с морских месторождений имеет ряд особенностей. Во-первых, расположенность месторождения на дне акватории требует использования водного способа транспортировки.

Во-вторых, большая удаленность перспективных на нефтегазоносность участков российского континентального шельфа от мировых энергетических рынков и от российской береговой нефтегазотранспортной инфраструктуры вынуждают использование сложных многоэтапных схем транспортировки, состоящих из нескольких используемых последовательно способов транспортировки (например, морской трубопровод–наземный трубопровод–танкер).

Таблица 1

**Преимущества и недостатки различных вариантов
транспортировки углеводородов с шельфа до берега**

Морской трубопровод		Танкеры-челноки	
преимущества	недостатки	преимущества	недостатки
Высокая надежность, всепогодность и всесезонность	Невозможность изменять направление транспортировки	Возможность осуществлять транспортировку одновременно по нескольким направлениям	Прерывистый характер отгрузки и доставки углеводородов
Более короткое расстояние транспортировки (прямая линия)	Крупные единовременные капитальные вложения в строительство	Возможность быстро изменять объемы поставок	Подверженность влиянию природно-климатических условий
Обеспечение непрерывных поставок	Большие сроки строительства морских трубопроводов	Возможность быстро изменять направления поставок	Высокие экологические риски
Низкие потери транспортируемых углеводородов	Невозможность увеличить количество направлений поставок	Отсутствие ограничений на максимальное расстояние транспортировки	Необходимость создавать крупные запасы продукции в терминале отгрузки и в хранилище потребителей
Низкие экологические риски	Невозможность увеличения объемов транспортируемой продукции	Возможность использования в арктических условиях (в сопровождении ледоколов)	Необходимость строительства отгрузочного и приемного терминалов
Низкие эксплуатационные затраты	Ограниченное максимальное расстояние транспортировки	Неограниченная пропускная способность водных путей	Загрязнение акватории проходящими через нее танкерами
Высокая скорость доставки	Невозможность использования трубопроводов в залеженных акваториях	Снижение удельных эксплуатационных затрат при увеличении дальности транспортировки	Высокие эксплуатационные затраты

Источник: составлено автором по материалам [1, 2, 3, 4]

В-третьих, в большинстве случаев перед компаниями-недропользователями встает задача самостоятельного формирования портовой инфраструктуры, включающей объекты для хранения, приема и отгрузки продукции. При этом существует несколько вариантов размещения этих объектов – они могут быть размещены на береговом технологическом комплексе, или непосредственно в море на добывающей платформе или на специальном судне/платформе, установленной поблизости.

Транспортировка углеводородов с морских месторождений до берега может осуществляться либо морским трубопроводом, либо танкерами-челноками, в зависимости от природно-климатических и географических условий. Преимущества и недостатки этих вариантов представлены в табл. 1.

Зарубежный опыт формирования транспортной инфраструктуры

За рубежом освоение арктических шельфовых месторождений началось в 1960–1970-х годах в Северной Америке в заливе Кука и море Бофорта. В 1960-х годах состоялась успешная экспериментальная попытка вывоза нефти с прибрежных месторождений моря Бофорта с помощью арктического танкерного флота. Однако это сопровождалось большим количеством сложностей. Малые глубины требовали высоких затрат на строительство глубоководного арктического порта. Строительство танкеров усиленного ледового класса тоже требовало высоких затрат. В итоге после анализа альтернативных способов транспортировки было принято решение о транспортировке нефти с арктических месторождений моря Бофорта по нефтепроводам до морских портов-терминалов, расположенных на акваториях с относительно легкой ледовой обстановкой, где возможно круглогодичное судоходство [1].

Именно таким образом с 1977 г. транспортируется нефть с месторождений, расположенных в районе залива Прадхо моря Бофорта. Для транспортировки этой нефти была построена транспортная инфраструктура, состоящая из следующих элементов: трансалайкинский магистральный нефтепровод диаметром 1 220 мм и длиной 1 300 км, перевалочная припортовая нефтебаза в районе порта Валдиз, морской отгрузочный нефтепорт Валдиз

в заливе Аляска. В первые годы эксплуатации магистрального нефтепровода тариф на прокачку нефти был достаточно высок и составлял 7 долл. за баррель. По мере подключения к этой системе других месторождений тариф постепенно понижался. Транспортировка арктической нефти из порта Валдиз в настоящее время осуществляется круглогодично, но в зависимости от времени года для этого используются разные суда: в зимний период используются танкеры с ледовым классом грузоподъемностью 40 тыс. т, а в летний период – танкеры неледового класса грузоподъемностью 285 тыс. т.

Подобным образом устроена и газотранспортная инфраструктура для транспортировки арктического природного газа. По магистральному газопроводу природный газ с 1969 г. транспортируется до завода по сжижению природного газа, расположенного около г. Кенау на Аляске, а далее направляется на экспорт. Сжиженный природный газ круглогодично транспортируется судами-газовозами в Японию. Производительность терминала составляет около 1,4 млн т в год. Газотранспортная инфраструктура также включает резервуарный парк объемом 80 тыс. куб. м причал для приема танкеров грузоместимостью до 90 тыс. куб. м. [2].

Необходимо отметить, что строительству трансалюскинских трубопроводов предшествовало масштабное строительство транспортной инфраструктуры для завоза грузов снабжения и обустройства нефтяных и газоконденсатных месторождений, а также грузов для строительства магистральных нефтегазопроводов. Для этого был построен порт Анкоридж (залив Аляска), где в настоящее время перегружаются контейнеры и другие грузы для нефтяников и газовиков. Доставка грузов от порта до месторождений осуществляется автотранспортом. Также для завоза грузов обустройства и снабжения в арктические пункты в 1987 г. был введен в эксплуатацию арктический Кинг порт. Он стал базой флота и снабжения арктических нефтепромыслов. Местоположение порта Кинг Порт было выбрано наиболее близко к району работ, т.е. на мысе Кинг моря Бофорта. Глубина около порта составляет 12–15 м. Навигация в порту круглогодичная, но требуется использование ледоколов. На акватории моря около порта встречаются как однолетние, так и многолетние льды.

Транспортная инфраструктура в Северном и Норвежском морях устроена подобным образом. Транспортировка углеводородов с шельфовых месторождений в незамерзающей части акватории осуществляется в основном по подводным трубопроводам на берег в специализированные порты для перегрузки [3, 4].

Российский опыт формирования транспортной инфраструктуры

В настоящее время на российском шельфе идет практическая реализация проектов «Приразломное месторождение», «Сахалин-1», «Сахалин-2» и «Сахалин-3».

В Сахалинских проектах в качестве принципиальной схемы транспортировки углеводородов с шельфовых месторождений была принята схема, аналогичная применяемой на Аляске. Схема транспортировки углеводородов с шельфовых месторождений о. Сахалин предполагает транспортировку нефти и природного газа по трубопроводам до портов, способных производить круглогодичную отгрузку нефти и СПГ в танкеры и далее потребителям.

В проекте «Сахалин-1» транспортная инфраструктура состоит из следующих объектов: морские трубопроводы, соединяющие платформы с береговым комплексом, береговой комплекс, рассчитанный на подготовку 12 млн т нефти и 8 млрд куб. м газа в год, нефтепровод протяженностью 226 км, по которому нефть транспортируется с берегового комплекса через о. Сахалин и Татарский пролив к нефтеотгрузочному терминалу в п. Де-Кастри, круглогодичный нефтеотгрузочный терминал в п. Де-Кастри, включающий нефтехранилище объемом 170 тыс. т и выносной одноточечный причал, специализированный флот нефтяных танкеров с двойным корпусом класса «Афрамекс» грузоподъемностью до 100 тыс. т. и ледоколы сопровождения. Природный газ поставляется по магистральному газопроводу «Сахалин–Хабаровск–Владивосток», введенному в эксплуатацию в 2012 г. Протяженность газопровода составляет 1 350 км [5].

В проекте «Сахалин-2» транспортная инфраструктура состоит из следующих объектов: морские трубопроводы протяженностью 300 км, соединяющие платформы с береговым комплексом; береговой комплекс, предназначенный для первичной

очистки углеводородов, их разделению по видам (сепарации), последующего компримирования (сжатия) и отправки под давлением в трубопровод и рассчитанный на подготовку 18 млрд куб. м природного газа и 6 млн т нефти в год; трубопровод протяженностью 800 км, по которому нефть и природный газ транспортируются с берегового комплекса через о. Сахалин и к п. Пригородное; завод по производству СПГ мощностью 9,6 млн т в год; нефтехранилище с терминалом отгрузки нефти; причал для отгрузки СПГ; пять танкеров-газовозов для перевозки СПГ вместимостью 145 тыс. куб. м СПГ; четыре нефтяных танкера ледового класса «Афрамекс» с двойным корпусом грузоподъемностью 100 тыс. т нефти [6].

В отличие от Сахалинского шельфа, характеризующегося небольшими расстояниями транспортировки продукции до берега, развитой береговой инфраструктурой по добыче нефти и газа и отсутствием вечной мерзлоты, на российском арктическом шельфе ситуация другая: коммуникации на суше еще не подтянуты к береговой зоне и вообще развиты слабо.

В проекте освоения Приразломного месторождения в Баренцевом море транспортная инфраструктура состоит из следующих объектов: нефтехранилище вместимостью 120 тыс. т, два комплекса устройств прямой отгрузки нефти, два нефтяных танкера ледового класса грузоподъемностью 70 тыс. т, два многофункциональных ледокольных суда снабжения [7].

Методический подход для выбора схемы транспортировки

Создание транспортной инфраструктуры для освоения углеводородных ресурсов арктического и дальневосточного шельфа является достаточно сложной технической задачей. Это связано с необходимостью развития существующих и строительством новых элементов транспортной инфраструктуры: подводных и наземных трубопроводов значительной протяженности, перегрузочных и накопительных терминалов, нефте- и газохранилищ, морских транспортных и вспомогательных судов и других необходимых технических средств.

В настоящее время отсутствует общепринятый подход для определения схемы транспортировки углеводородов, учитыва-

ющий специфику шельфовых проектов, поэтому разработка методического подхода, позволяющего определять доступные и экономически целесообразные варианты транспортировки углеводородов с континентального шельфа является актуальной задачей.

Методический подход состоит из 4-х этапов: алгоритм выбора доступных схем транспортировок, систематизация схем транспортировки, экономическая оценка выбранных схем транспортировки, результаты расчетов и рекомендации.

Этап 1. Алгоритм выбора схемы транспортировки

Алгоритм выбора схемы транспортировки углеводородов с континентального шельфа основан на учете следующих факторов: географическое положение акватории, глубина моря, объем транспортируемой продукции, расстояние транспортировки и другие (рис. 1).

Этап 2. Систематизация схем транспортировки

На основе предложенного алгоритма было сформулировано 7 схем транспортировки углеводородов с континентального шельфа:

1. Транспортировка углеводородов с шельфа до берегового комплекса с помощью морского трубопровода, а далее по берегу наземным трубопроводом.

2. Транспортировка углеводородов с шельфа до берегового комплекса с помощью танкеров-челноков, а далее по берегу наземным трубопроводом.

3. Транспортировка углеводородов с шельфа до берегового комплекса с помощью морского трубопровода, а далее по берегу с помощью инфраструктуры общего пользования (железная дорога, автомобильная дорога).

4. Транспортировка углеводородов с шельфа до берегового комплекса с помощью танкеров-челноков, а далее по берегу с помощью инфраструктуры общего пользования (железная дорога, автомобильная дорога).

5. Транспортировка углеводородов с шельфа до берегового комплекса с помощью морского трубопровода, а далее по морю линейными танкерами.

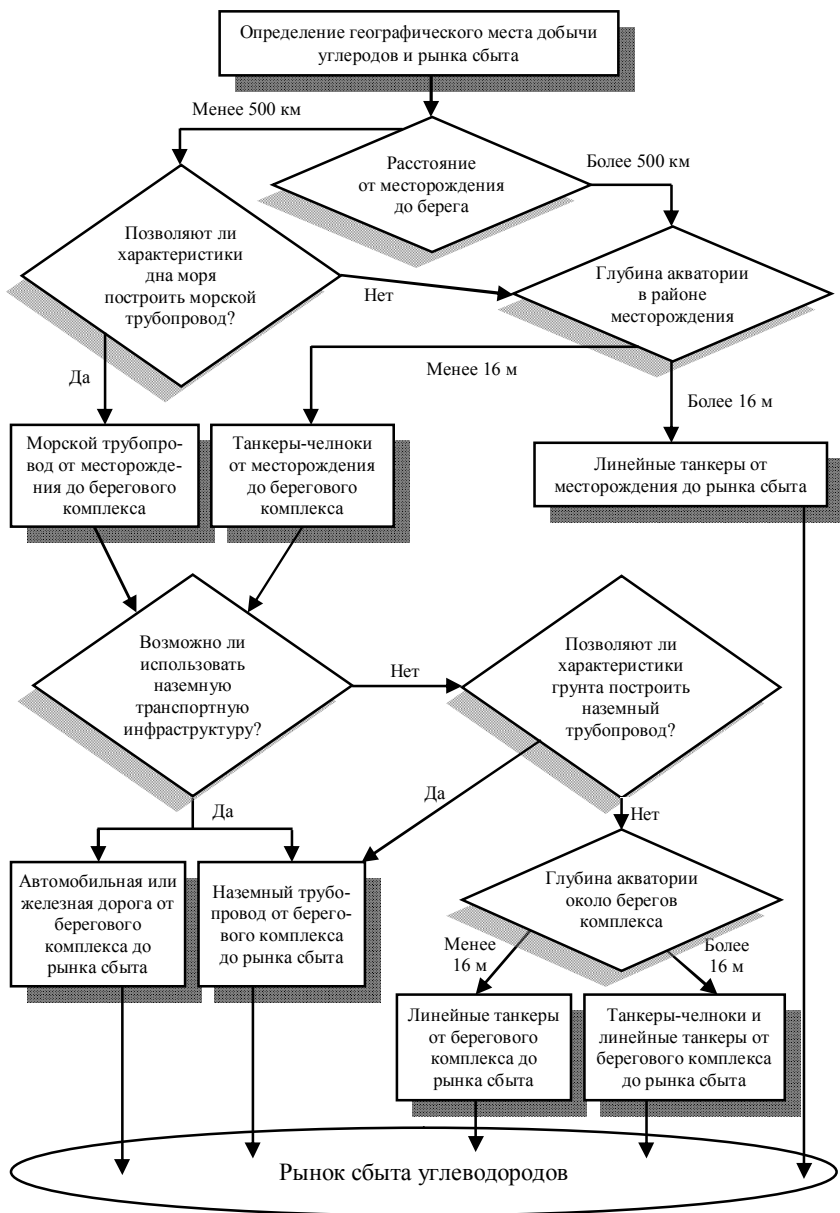


Рис. 1. Алгоритм выбора схемы транспортировки углеводородов с континентального шельфа

6. Транспортировка углеводородов с шельфа до берегового комплекса с помощью танкеров-челноков, а далее по морю линейными танкерами.

7. Транспортировка углеводородов с шельфа до рынка сбыта по морю линейными танкерами без использования берегового комплекса (рис. 2).

Шесть вариантов являются двухэтапными, т.е. предполагают вначале транспортировку углеводородов на ближайший берег, где осуществляется их подготовка и отгрузка для дальнейшей транспортировки. Седьмой вариант предполагает отказ от строительства вспомогательных объектов на берегу и предусматривает размещение всех объектов непосредственно в море, на добывающей платформе или на специальном судне.

Наиболее универсальной схемой транспортировки углеводородов с континентального шельфа является транспортировка линейными танкерами с добывающей платформы непосредственно на рынок сбыта, без промежуточной остановки на берегу. Однако данный вариант предполагает и наибольшие затраты в связи с тем, что объекты хранения, подготовки и отгрузки углеводородов приходится размещать на ограниченной площади морской платформы.

Этап 3. Экономическая оценка выбранных схем транспортировки

На этом этапе проводится расчет диапазона удельных затрат на транспортировку углеводородного сырья для каждой доступной схемы транспортировки. При расчете удельных затрат необходимо воспользоваться формулой:

$$SS = (KV + EZ) / \sum_{i=1}^N Q_i, \quad (1)$$

где SS – удельные затраты на транспортировку углеводородного сырья;

KV – капитальные вложения в строительство транспортной инфраструктуры;

EZ – суммарные транспортные эксплуатационные затраты (без амортизации), рассчитанные с учетом дисконтирования денежных потоков;

N – срок работы транспортной инфраструктуры;

Q_i – объем добычи углеводородов в году i .

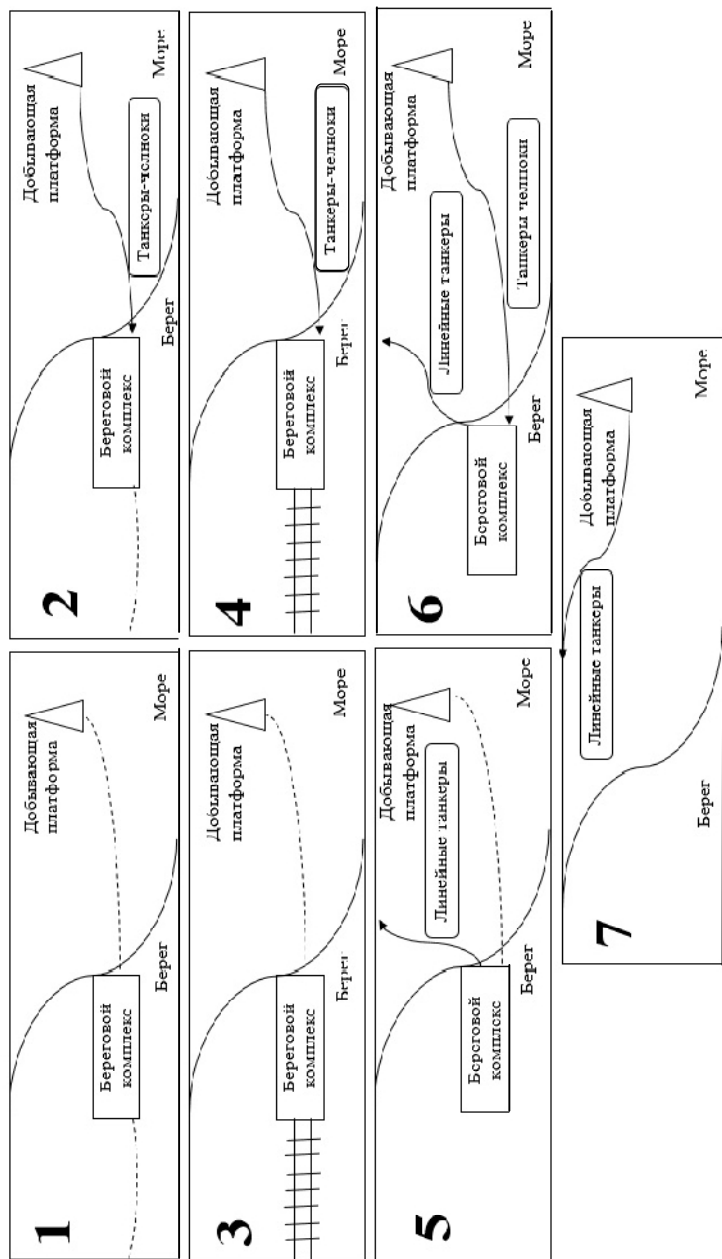


Рис. 2. Семь схем транспортировки углеводородов с морских месторождений

В зависимости от объема добываемых углеводородов, соотношения жидких и газообразных углеводородов, плотности размещения углеводородов по площади шельфа, расстояния от месторождений до берега и других факторов удельные затраты на транспортировку углеводородов будут значительно различаться.

Этап 4. Результаты экономической оценки и рекомендации

Сведения по удельным затратам на транспортировку углеводородов с шельфа приведены в табл. 2.

Таблица 2

Удельные затраты на транспортировку углеводородов с различных участков российского континентального шельфа

№	Участки шельфа	Европейский рынок сбыта		Азиатский рынок сбыта	
		вариант схемы транспортировки углеводородов	удельные затраты на транспортировку нефти, руб. за т	вариант схемы транспортировки углеводородов	удельные затраты на транспортировку нефти, руб. за т
1	Азовское море	№1, №3	менее 1000	№1, №3	более 2000
2	Каспийское море	№1, №3	менее 1000	№1, №3	более 2000
3	Черное море	№2, №4	менее 1000	№2, №4	более 2000
4	Балтийское море	№1, №5, №7	менее 1000	№1, №3, №5	более 2000
5	Японское море	№5, №6, №7	более 2000	№5, №6, №7	менее 1000
6	Охотское море	№5, №6, №7	более 2000	№5, №6, №7	менее 1000
7	Баренцево море	№1, №5, №6, №7	от 1000 до 2000	№6, №7	более 2000
8	Карское море	№6, №7	от 1000 до 2000	№6, №7	более 2000
9	Берингово море	№6, №7	более 2000	№6, №7	от 1000 до 2000
10	Лаптевых море	№6, №7	от 1000 до 2000	№6, №7	от 1000 до 2000
11	Восточно-Сибирское море	№6, №7	более 2000	№6, №7	от 1000 до 2000
12	Чукотское море	№6, №7	более 2000	№6, №7	от 1000 до 2000

Источник: составлено по расчетам автора

На основе полученных результатов можно сделать вывод, что для проектов освоения ресурсов углеводородов на шельфах Охотского, Японского, Берингова, Восточно-Сибирского, Чукотского морей и моря Лаптевых наименьшие удельные транспортные затраты будут достигнуты при экспорте углеводородов на азиатский рынок сбыта. Соответственно, для проектов освоения ресурсов углеводородов на шельфах Азовского, Каспийского, Черного, Балтийского, Баренцева и Карского морей наименьшие удельные транспортные затраты будут достигнуты при экспорте углеводородов на европейский рынок сбыта.

Таким образом, предложенный методический подход позволяет определить доступные схемы транспортировки углеводородов с каждого участка континентального шельфа, а также провести расчет диапазона удельных затрат на транспортировку углеводородов с российского шельфа на европейский и азиатский рынки, что крайне важно при проведении первичной экономической оценки проектов освоения шельфа в условиях недостатка информации.

Литература

1. **Касаткин Р.Г.** Организация транспортировки нефти и газа с арктических шельфовых месторождений: мировой опыт // Мировая экономика. – 2008. – № 1. – С. 57–61.
2. **Фазылов Б.Ш.** Опыт США в освоении арктических нефтегазовых месторождений // Нефть, газ и бизнес. – 2012. – № 4. – С. 13–20.
3. **Новиков А.И.** Проблемы и задачи освоения технологии подводной добычи углеводородов в России // Газовая промышленность. – 2011. – № 13. – С. 38–40.
4. **Фазылов Б.Ш.** Организация добычи углеводородов на континентальном шельфе Северного моря // Нефть, газ и бизнес. – 2012. – № 6. – С. 21–31.
5. **Официальный сайт проекта «Сахалин-1».** Материалы о системе транспортировки нефти. URL: http://www.sakhalin-1.ru/Sakhalin/Russia-Russian/Upstream/about_phases_chayvo1_oiltransport.aspx (дата обращения: 01.02.2015).
6. **Официальный сайт проекта «Сахалин-2».** Материалы о транспортировке углеводородов. URL: <http://gazprom-sh.nl/ru/Ing/technology/pipeline/> (дата обращения: 01.02.2015).
7. **Официальный сайт ОАО «Газпром».** Материалы о проекте «Приразломное месторождение». URL: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/deposits/pnm/> (дата обращения: 01.02.2015).