

Двадцать лет топтания на месте

Преимущества Закона «О СРП», принятого 20 лет назад, так и не были востребованы в России

Андрей КОНОПЛЯНИК,
доктор экономических наук, профессор
кафедры «Международный нефтегазов-
ый бизнес» РГУ нефти и газа (НИУ)
им. И. М. Губкина, советник генерально-
го директора ООО «Газпром экспорт»;
Наталья ТРОШИНА,
инженер отдела исследования
энергетического комплекса мира
и России ИНЭИ РАН;
Юлия ПОПОВА,
экономист 2 категории
ООО «НИИГазэкономика»

В 2016 г. исполнилось 20 лет с момента вступления в силу Закона «О соглашениях о разделе продукции» («О СРП»). Его принятие означало начало реализации на практике концепции (философии) множественности инвестиционных режимов в российском недропользовании, закреплённой ранее в Законе «О недрах». Статья 12 Закона «О недрах» в его первой версии (от 21.02.1992 г.) устанавливала возможность правоотношений между государством-собственником недр и инвестором-недропользователем на основе нескольких форм договорных отношений. В её завершающем параграфе указывалось, что «лицензия на право пользования недрами закрепляет перечисленные (в приведённых выше в этой статье закона восьми подпунктах – Авт.) условия и форму договорных отношений недропользования, в том числе на условиях концессии, договора о разделе продукции, контракта на предоставление услуг (с риском и без риска)...» Впоследствии, правда, в эту статью вносились многочисленные корректировки, фактически сузившие зону множественности инвестиционных режимов недропользования (см. табл. 2 в [1]).

ВЫБОР ДЛЯ ИНВЕСТОРОВ

Основными и наиболее широко распространёнными в мире типами производственных соглашений между инвестором-недропользователем и принимающей страной являются:

- лицензионные соглашения (административное право плюс унифицированная система налогообложения);
- концессионные соглашения (гражданское право плюс унифицированная система налогообложения);
- соглашения о разделе продукции (гражданское право плюс индивидуализированная – от проекта к проекту и внутри каждого проекта в рамках его жизненного цикла – система налогообложения) [2].

При этом в рамках унифицированных систем налогообложения законодателем могут вводиться системные и несистемные льготы для отдельных проектов, их групп, территорий/акваторий и т. п. Тем не менее это не меняет налоговой природы таких соглашений – установление сначала единого уровня налоговых сборов (рассчитанных не от возможности недропользователя заплатить налоги и остаться с прибылью с учётом доли ресурсной ренты в цене по данному конкретному проекту, а от потребности государства в деньгах «здесь и сейчас»), а потом (быть может) предоставление отдельных льгот в качестве временного изъятия из общего инвестиционно-запретительного правила. Приведём медицинскую аналогию: сначала фиксируется общая температура по больнице, затем выявляются её отклонения от средней по палатам и отделениям – от морга, где температура поддерживается на отрицательном уровне, до отделения с большими лихорадкой и малярией, где она может зашкаливать за плюс сорок.

Таким образом, в случае полномасштабной реализации положения статьи 12 Закона «О недрах» в его первоначальной редакции в стране была бы создана

конкуренция между инвестиционными режимами недропользования. Это давало бы возможность компаниям-недропользователям выбирать наиболее эффективный инвестиционный режим пользования недрами в рамках законодательно обусловленной их матрицы (см. например, [3-5] и другие публикации автора на эту тему на его сайте: www.konoplyanik.ru). А государство могло бы понимать, какой из режимов требует дальнейшего совершенствования для повышения его привлекательности в целях поощрения и защиты инвестиций и расширения тем самым базы налогообложения в стране со всеми вытекающими положительными прямыми, косвенными и мультипликативными для неё эффектами [6].

Матрица инвестиционных режимов недропользования в России в случае реализации этой концепции представляла бы своего рода «инвестиционное меню» [7] и включала бы следующие элементы (см. рис. 1):

- стандартный лицензионный режим. Он опирается, во-первых, на административное право, при котором государству всегда «выше» по своему правовому статусу в рамках недропользовательского проекта в системе отношений «суверен – агент», чем инвестор, поэтому диктует ему свои условия. А во-вторых, на унифицированную систему налогообложения, не учитывающую дифференциацию по природным (а значит, и по экономическим) условиям различных недропользовательских инвестпроектов;

- лицензионный режим с изъятиями по отдельным проектам и территориям. Этот режим лучше, чем предыдущий. Он даёт возможность методами «ручного управления» (путём односторонних временных индивидуальных льгот, например за счёт временного понижения налоговых ставок или сокращения номенклатуры налоговых платежей, вплоть до полного отказа от них на какой-то период) предоставить отдельным инвестици-

онным проектам способность преодолеть порог рентабельности. Плох он тем, что государство-собственник недр может в одностороннем порядке с лёгкостью забрать предоставленные льготы (примеры общеизвестны, «имя им – легион...»), поскольку государство в состоянии иметь иное, чем у компании-недропользователя, представление о «приемлемой» для последнего экономике проекта;

- режим соглашений о разделе продукции, сочетающий гражданско-правовой режим недропользования и индивидуализированную систему (в идеале – оптимального) распределения монетизируемой ресурсной ренты за полный срок разработки месторождения между государством-собственником недр (сувереном) и компанией-недропользователем (агентом). Именно гражданско-правовая система недропользования (равные права и встречная ответственность сторон) даёт возможность устанавливать механизмы максимизации ресурсной ренты и её оптимального распределения между сторонами на основе переговорного, то есть доказательно-соревновательного процесса;

- концессионный режим (гражданское право и унифицированная или с изъятиями, как в двух типах лицензионного режима, налоговая система). Привлекательность такой схемы для инвестора заключается в неизменных налоговых условиях в течение всего срока реализации проекта, но большей простоте его реализации, чем переговорный механизм СРП. В то же время это означает (как и в случае с СРП) расширение так называемой «стабилизационной оговорки» на весь срок реализации проекта. Данный механизм позволяет просчитать экономику проекта, снижает её неопределённость и страхует от односторонних действий любой из его сторон по изменению первоначальных условий проекта. Он даёт возможность частичной компенсации недостатков унифицированного налогового режима (вызванных неоптимальным распределением ресурсной ренты при его применении), его неизменностью на срок реализации проекта, то есть снижением рисков непредсказуемых изменений системы налогообложения, от чего не застрахован инвестор-недропользователь в рамках лицензионного режима.

При этом у каждого недропользовательского инвестрежима была бы своя конкурентная ниша [3-5, 8].

Благие намерения и суровая ПРАКТИКА

Однако полномасштабной реализации этой концепции не случилось. Вектор благих намерений и суровая практика разошлись. Законопроект о концессиях (вторая его версия, для российских и иностранных инвесторов) не был поддержан Государственной Думой. (На первую версию – только для иностранных инвесторов – президентом страны в 1993 г. было наложено вето – на наш взгляд, совершенно обоснованно, ибо в стране с 1991 г. действует национальный режим инвестиций и инвестиционной деятельности). Но зато был принят, хотя и с большим трудом и незначительным перевесом голосов, закон «О СРП», зона и механизм применения которого тут же стали обрастать различными обременениями [9].

Тем не менее до начала 2000 годов в стране существовало временное окно возможностей (пусть и неширокое) по подготовке проектов СРП. При этом нефтяные компании проявили заинтересованность в их осуществлении и реализации. Это во многом определялось низкими ценами на нефть во второй половине 1990-х, а также существовавшей в то время налоговой системой, состоящей из многочисленных (до 47!) налогов, сборов и платежей. Причём в массе своей они были привязаны не к прибыли, а к валовой выручке недропользователей. Такая ситуация приводила к парадоксальным результатам. Например,

в 1997 г. сумма издержек и налогов нефтяных компаний превышала их валовую выручку [10]. Поэтому во время парламентских слушаний по СРП в 1997 г. нефтяные компании, работающие в России, представили перечень из 250 месторождений, которые они хотели бы разрабатывать на условиях СРП.

Но буквально за несколько лет ситуация кардинально изменилась. В 2001–2003 гг. была осуществлена налоговая реформа для нефтяной отрасли – приняты законы 126-ФЗ 2001 г. (о введении НДС) и 65-ФЗ 2003 г. (о внесении дополнения в часть вторую Налогового кодекса РФ). Это фактически положило конец развитию концепции множественности инвестиционных режимов недропользования и дифференциации нефтегазового налогообложения [3, 11].

При этом в процессе «убийства СРП» сошлись воедино интересы двух «групп влияния», доминировавших тогда в системе принятия решений в нефтяной отрасли. С одной стороны, крупного российского нефтяного частного бизнеса, ещё недавно выступавшего за СРП, с другой стороны, фискальных ведомств (Минфина, Госналогслужбы и других), а за ними и тогдашнего Минэкономразвития и торговли, получившего с 2000 г. статус уполномоченного государственного органа по СРП.

Первые действовали под неафишируемым лозунгом «убрать конкурента» [12, 13]. Истинной их целью было не допу-

Рис. 1. Благие намерения и суровая практика по реализации концепции множественности инвестрежимов для российского недропользования



стить иностранные компании инвестировать напрямую в добывающие проекты в РФ. Ибо иностранцы хотели вкладываться в российскую «нефтянку» только на условиях СРП, в максимальной степени страховавших их от некоммерческих рисков. Но новые российские частные собственники готовы были допустить зарубежное участие лишь через покупку миноритарных пакетов своих акций. И к тому же совсем по другим ценам, нежели те, что были совсем недавно «уплачены» ими на залоговых аукционах [14-16]. Вместе с тем, начавшийся рост цен на нефть на мировом рынке давал им уверенность в том, что за счёт быстро увеличивающейся ценовой ренты (непредвиденных доходов – windfall profits) они смогут компенсировать издержки инвестиционно-непривлекательной лицензионной системы недропользования. Особенно это касалось месторождений с высокой долей ренты в цене. За счёт механизма НДС с плоской шкалой нефтяные компании могли в таких случаях платить меньше в бюджет, чем при СРП [17].

Госведомства же были против СРП по иным причинам. Минэкономразвития ужаснулось от одной мысли о том, какое количество высокопрофессиональных переговорщиков потребуется ему собрать (или подготовить) для работы в соответствующих переговорных комиссиях для перевода на СРП хотя бы части из тех вышеупомянутых 250 месторождений, которые были заявлены во время парламентских слушаний.

В свою очередь, фискальные органы пугала сложность налогового администрирования. Ведь проще работать по единому «налоговому лекалу» со всеми компаниями, чем обосновывать оптимальный уровень и динамический характер распределения горной ренты по каждому конкретному проекту. Кроме того, Минфин и Госналогслужба всегда считали, игнорируя «кривую Лэффера» [1] и дифференциальный характер горной ренты, сколько налогов можно собрать с проекта не на практике, а на бумаге (вне зависимости от экономических реалий – убивает ли это проекты или сохраняет их рентабельными). Поэтому для фискальных ведомств точка отсчёта при оценке механизма СРП всегда была единой и сводилась к утверждению о «выпадающих» бюджетных доходах при СРП по сравнению с инвестиционно-запретительным лицензионным режимом, когда компании ратовали за переход от нерентабельного для них лицензионного режима недропользования к

обеспечивающему им приемлемую рентабельность режиму СРП.

Однако, как было неоднократно показано [14, 17-18], последнее утверждение является абсолютно экономически несостоятельным. Ибо сумму налоговых сборов в рамках СРП надо сравнивать не со 100%, посчитанными (нарисованными на бумаге) в рамках гипотетического применения лицензионной системы, а с нулем, поскольку при запретительном налогообложении в рамках лицензионной системы сбора налогов не будет вовсе, ибо не будет самого проекта или он уйдёт в тень.

В итоге при выборе между эффективностью распределения монетизируемой ресурсной ренты (на что и нацелен механизм индивидуализируемого налогообложения) и простотой налогового администрирования (в рамках унифицированной системы, игнорирующей сам факт наличия дифференциальной ресурсной ренты) законодателем был выбран второй путь и введён НДС с плоской шкалой. Это обеспечило плюсы для налогового ведомства (простота расчёта и удобства для мытаря) [19-20], но минусы для страны [3, 18, 21-22]. Ибо механизм НДС – это инвестиционно-запретительный налоговый режим, ведущий к форсированной отработке лучших и к отказу от разработки средних и мелких месторождений, экономика которых хуже из-за «антиэффекта масштаба». Следствием этого является более раннее прекращение рентабельной разработки месторождений и в конечном счёте сокращение налогооблагаемой базы недропользования. Опять возобладала не долгосрочные цели государства, а краткосрочные интересы отдельных – преимущественно фискальных – ведомств.

Такой унифицированный налоговый режим не создаёт возможностей для нахождения оптимального распределения ресурсной ренты между государством-собственником недр и инвестором-недропользователем в рамках проектов с различными природно-климатическими и горно-геологическими условиями. Напротив, он предопределяет борьбу за предоставление индивидуальных налоговых и иных льгот, которые только и могут сделать разработку месторождений рентабельной. Поэтому побеждает не тот, кто предлагает более эффективную и выгодную для страны в долгосрочном плане схему разработки проекта, а у кого сильнее административный ресурс, лоббистские возможности в органах власти, кто ближе к этой самой власти. Это создавало до-

полнительные преимущества нескольким крупным компаниям в противовес множеству мелких и средних, действовало в направлении усиления концентрации и монополизации отрасли. В этих условиях дальнейшее развитие лицензионной системы, построенной на применении НДС и таможенной пошлины, должно было неизбежно привести законодателя к необходимости возврата к концепции множественности инвестрежимов. Либо же к введению сначала разовых, а потом и превращающихся в систему индивидуальных льгот, отклонений от запретительного (ибо негибкого, недифференцированного, неиндивидуализированного) базисного налогового режима. В итоге был избран второй путь [23]. Как говорится, «тех же щей, да пожизне влей...»

При отсутствии льгот разработка месторождения, расположенного в более сложных, чем «средняя температура по больнице» условиях, начинает резко тормозиться. Потенциальные участники проекта, не видя перспектив возврата инвестиций, начинают выходить из него. Перестройка, как известно, несомнима с ускорением, поэтому происходит неизбежное торможение работ со всеми вытекающими негативными последствиями (замедление означает удорожание). Приход же новых участников, привлечённых ресурсной базой, взамен выбывших, приводит зачастую к пересмотру технических решений. А это ведёт к ещё большим задержкам (по принципу эффекта домино) и т. п. Иными словами, начинается лавинообразный вал задержек и удорожаний, который зачастую бывает трудно остановить. Это удаётся сделать, как правило, ценой ещё больших «уступок» со стороны государства (временным отказом в пользу инвестора-недропользователя от части ресурсной ренты), чтобы компенсировать накопившиеся – из-за установленного государством неэффективного режима недропользования – дополнительные затраты и риски инвестора.

Многие происходящие с проектом изменения, на первый взгляд не имеющие отношения к инвестиционному режиму недропользования и к действующей налоговой системе (технические решения, институциональная структура проектного консорциума и т. д.), могут быть объяснены именно этими факторами. То есть резко антиинвестиционным по сравнению с СРП характером лицензионного режима недропользования. Он замедляет осуществление любого проекта, находящегося в более сложных, чем

«средняя температура по больнице», природных условиях. И в первую очередь тех проектов, которые расположены «по краям» ресурсного спектра осваиваемых месторождений и являются зоной приоритетного применения СРП [4-5, 8]. Но как это можно доказать?

При прочих равных

Хорошей иллюстрацией преимуществ СРП по сравнению с лицензионным режимом являлось бы сопоставление двух идентичных или близких по своим природно-климатическим характеристикам реальных проектов, если один из них реализуется на основе СРП, а второй – в рамках стандартного лицензионного режима. Даже при узкой линейке выбора проектов СРП в России нам удалось подобрать такую пару – проект СРП «Сахалин-2» (первая фаза) и проект «Приразломное». Результаты сравнения – разительны. Увы, не в пользу лицензионной системы (собственно, «что и требовалось доказать»).

Природно-климатические условия обоих проектов и технические решения по их осуществлению сопоставимы (см. табл. 1). Но экономические результаты (сроки подготовки и запуска, эволюция институциональной структуры, перипетии принятия и реализации технического решения) – кардинально различаются (см. табл. 2).

Совпадают или близки основные природно-климатические условия обоих проектов. На Приразломном минимальная температура воздуха – минус 48 °С; погодное окно (свободное ото льда Печорское море) – 4 месяца в году; ледовые условиях – 9–10 баллов. На Пильтун-Астохском месторождении минимальная температура воздуха – минус 42–44 °С; погодное окно (свободное ото льда Охотское море) – 6 месяцев; ледовые условия – 9–10 баллов.

Глубины воды над залежью и удалённость от берега у обоих проектов принципиально не отличаются: Приразломное – глубина воды 19–20 м, удалённость от берега – 60 км; «Сахалин-2» (ПА-1) – 32 м и 16 км соответственно. То есть большая удалённость от берега в одном случае компенсируется (уравновешивается) меньшими глубинами воды, в другом – наоборот.

Технологические схемы проектов «Приразломное» и «Сахалин-2» (1-я фаза) похожи. В обоих случаях используются стационарные гравитационные платформы, палубное основание которых поставлено на металлический кессон. Он выполняет функции искусственного металлического острова – вместо насыпно-

Табл. 1. «Приразломное» и «Сахалин-2» (1-я фаза): сходные природные условия и технологии освоения

Характеристики	«Приразломное»	«Сахалин-2» (1-я фаза)
Местоположение	Печорское море	Шельф о-ва Сахалин
Глубина воды над залежью	19–20 м	32 м
Удалённость от берега	60 км	16 км
Минимальная температура	48 град. Цельсия	-42... -44 град. Цельсия
Ледовые условия	9-10 баллов	9-10 баллов
«Погодное окно» (нет льда)	4 мес.	6 мес.
Платформа: стационарная гравитационная (искусственный остров)	Металлический кессон 126x126м (изготовлен в Северодвинске)	Металлический кессон 111x111м (изготовлен в Комсомольске-на-Амуре)
Верхнее основание (с вторичного рынка)	Б/У в НЕледовых условиях (Хаттон, Северное море), в итоге 90% модернизации, перерасход средств и др.	Б/У в ледовых условиях (море Бофорта), модернизирована в Ю. Корею
Кол-во скважинных очон	36	32

Табл. 2. «Приразломное» и «Сахалин-2» (1-я фаза): разные экономические результаты



го, намывного, замороженного, создаваемых на более мелких глубинах вод, например, в море Бофорта.

Размеры искусственных островов (стационарных гравитационных платформ) в обоих случаях близки: «Приразломное» – металлический кессон 126x126м, «Сахалин-2» – 111x111м. Оба кессона изготовлены в России: для «Приразломного» – компанией «Росшельф» в Северодвинске в 1995–2002 гг., для «Сахалина-2» – в Комсомольске-на-Амуре в 1997–1998 гг.

Палубные основания в обоих случаях импортные, бывшие в употреблении, прошедшие полный эксплуатационный цикл в своей «предыдущей жизни» («Хаттон» и «Моликпак» соответственно). Они были приобретены на вторичном рынке и впоследствии модернизированы. Причём глубина модернизации им потребовалась принципиально разная.

И вот тут-то начинаются почти детективные сюжеты, которые во многом обусловлены, на наш взгляд, именно раз-

личием систем недропользования в рамках двух проектов.

Именно наличие системы СРП позволило первоначальным акционерам проекта «Сахалин-2», которые запускали его в эксплуатацию, быстро и эффективно – за три года после вступления соглашения по проекту в силу (см. табл. 2) – ввести его в эксплуатацию. Столь же быстро и эффективно был разрешён внутренний конфликт интересов, сложившийся в то время в консорциуме. Именно ясность и предсказуемость экономических результатов, определяемых механизмом СРП и защищённых «дедушкиной оговоркой» (статья 2.7 Закона «О СРП») от некоммерческих рисков и налоговых новаций принимающей страны, давали возможность быстрого проведения всех этих действий.

В случае же с проектом «Приразломное» всё происходило с точностью до наоборот. В итоге прошло 10 лет с момента выдачи лицензии до фактического начала работ по этому проекту, а затем ещё 10 лет до его ввода в эксплуатацию, то есть в итоге – долгий 21 год (против 3 лет на первой фазе «Сахалина-2»). Как говорится, почувствуйте разницу...

Итак, приведём немного более подробную историю модернизации платформ «Хаттон» и «Моликпак» для работы в российских условиях и конфликта интересов акционеров, чтобы наши выводы не показались голословными.

«МОЛИКПАК»:

ОТ МОРЯ БОФОРТА К САХАЛИНУ

Платформа «Моликпак» была построена в 1984 г. в Японии. Однако изначально она была не добывающей, а разведочной. Она работала в канадской Арктике, в море Бофорта, на глубине воды 15 м, а с 1990 по 1997 гг. находилась там же на консервации. На шельфе Сахалина платформу нужно было установить на глубине воды более 30 м. Чтобы поднять её на нужную высоту над уровнем моря, было принято решение провести её техническую модернизацию.

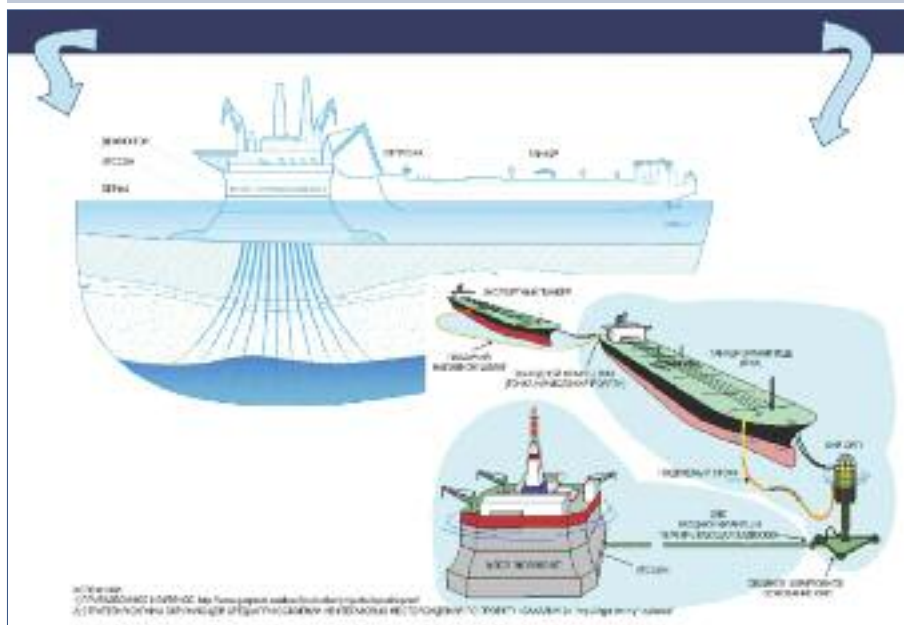
В 1998 г. платформа была отбуксирована из моря Бофорта в Южную Корею для модернизации и переоборудования. В том же году эти работы были завершены. Затем она была транспортирована в Россию и установлена на стальное основание, изготовленное на Амурском судостроительном заводе. При этом новое основание в Комсомольске изготовили за рекордные 14 месяцев. Основание было заполнено песком, который обеспечил прочную фиксацию сооружения на

морском дне. И уже в сентябре 1998 г. всю платформу с новым основанием установили на Сахалине. Ещё через год с помощью переоборудованной платформы «Моликпак» получили первую в России шельфовую нефть [24].

Реализация проекта «Сахалин-2» включает в себя два этапа. Первый был ориентирован на сезонную разработку нефтяных запасов в рамках «погодного окна». Этот период ограничивался полугодовым отрезком, в течение которого поверхность моря не скована льдом. Данный этап предусматривал разработку нефтяных залежей Астохского участка Пильтун-Астохского месторождения с производственно-добывающего ком-

ства нефтепромысловых сооружений, ни морской добычи углеводородов. Лицензия «Росшельфу» была выдана в качестве обеспечения под будущие «конвертируемые товарные потоки» – нефть и газ, – которые ей предстояло добыть с помощью привлечённых для этого специализированных компаний. При этом планировалось привлечь проектное финансирование с международного рынка капитала (то есть речь изначально шла бы о необходимости вхождения в проект стратегического и финансового иностранного инвестора). Понятно, что начинать работу надо было с освоения более мелкого по запасам нефтяного Приразломного месторождения. Прибыль от его разработки

Рис. 2. Проекты «Приразломное» vs «Сахалин-2» (1-я фаза)



плекса «Витязь». С 1999 по 2008 годы платформа «Моликпак» была центральным объектом данного комплекса, в состав которого входили также двухкорпусное плавучее нефтехранилище для хранения и отгрузки нефти – танкер «Оха», одноякорный причал и подводный трубопровод (см. рис. 2) [25].

«ХАТТОН»: ОТ СЕВЕРНОГО МОРЯ К ПЕЧОРСКОМУ

Работы над проектом морской ледостойкой стационарной платформы (МЛСП) «Приразломная» начались в 1994 г., через год после выдачи компании «Росшельфу» лицензии на добычу нефти и газа на месторождения Штокмановское и Приразломное. У этой только созданной компании не было опыта ни строитель-

следовало (когда-нибудь впоследствии) пустить на освоение Штокмана. Но главное – сразу же на поддержание функционирования и развитие судостроительного кластера на базе входящих в «Росшельфу» предприятий. За счёт данных средств можно было бы как продолжить развитие традиционной военной составляющей указанных предприятий (строительство атомных подводных лодок), так и развёртывать нефтегазовую составляющую – сооружение морских платформ (преимущественно свайных металлических) для разведки и добычи нефти и газа на шельфе российской Арктики.

В декабре 1995 г. происходит закладка МЛСП. Строительство должно было занять три года, но сроки не раз переносились. Более того, за период реализа-

ции (2004–2010 гг.) проект радикально изменялся шесть (!) раз (см. рис. 3).

В 1996–1997 гг. было выполнено предварительное проектирование (Front End Engineering and Design – FEED) платформы. Но к 2000 г. подготовка технической документации так и не была завершена [26].

За 7 лет было профинансировано около 1% от стоимости МЛСП. Строился только кессон. В начале 2002 г. готовность объекта составила лишь 15%, поэтому закупили списанную платформу с месторождения Хаттон в качестве основы для будущей МЛСП. И это запустило ещё один эффект домино [27].

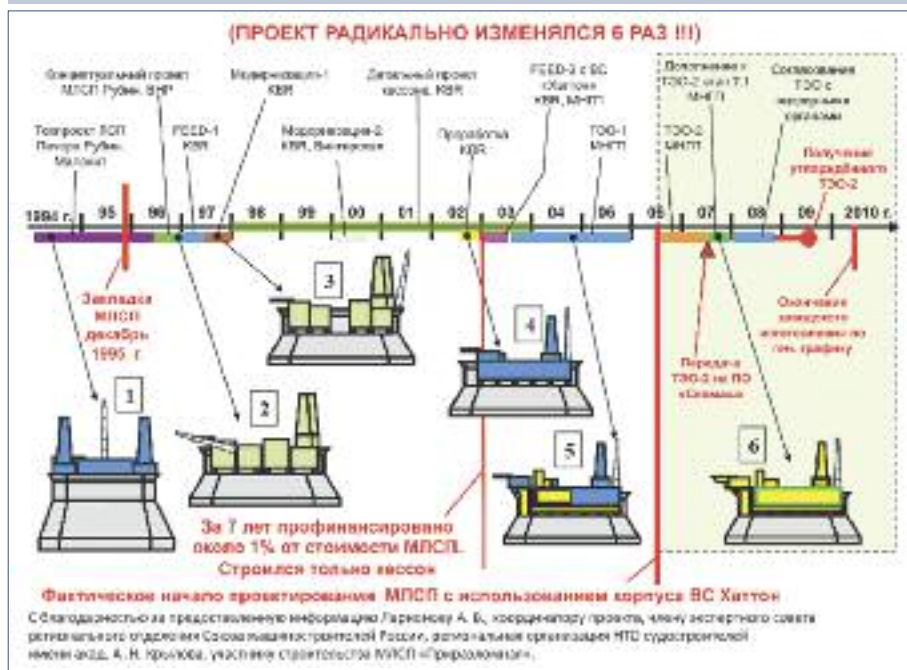
Платформа, построенная в Англии (первая в мире класса TLP – tension-leg platform, на натяжных тросах), зарегистрированная на Каймановых островах, ходила под флагом Норвегии, работала в неарктических (неледовых) условиях Северного моря и пришла в Ставангер на утилизацию. И вместо утилизации её по цене металлолома купила компания «Севморнефтегаз» (см. далее), особо не разбираясь, что там внутри. А внутри специалистами Центра государственного санитарно-эпидемиологического надзора (ЦГСЭН-58) были обнаружены радионуклиды – радиоактивные отходы, ввоз которых на территорию России запрещён, а также множество ёмкостей с токсичными промышленными отходами. При этом на момент покупки и последующей транспортировки в Россию отсутствовал акт о радиационном обследовании на «Хаттоне». По одной из версий у норвежской стороны вообще не были затребованы документы о радиационной обстановке на платформе: одни радовались лёгким деньгам, другие – готовой верхней части «Приразломной» [27].

После покупки на «Хаттоне» предполагалось убрать палубу, модифицировать её и установить на кессонном основании, используя 70% имевшихся частей платформы (см. рис. 3). В октябре 2002 г. платформа была отбуксирована в Мурманск для снятия палубы. В декабре 2003 г. стало ясно, что график строительства не выдерживается, поэтому был дополнительно заключён субдоговор на один из оставшихся блоков [26].

Однако несоответствие палубы техническим требованиям принуждало к новым проектно-конструкторским работам. К 2005 г. выяснилось, что большую часть оборудования и конструкций североморской платформы в условиях Арктики использовать нельзя – это показали итоги зимовок «Хаттон» в Мурманске и на «Севмаше». Только в 2006 г. фактиче-



Рис. 3. Стадии реализации проекта МЛСП «Приразломная»



ски началось проектирование МЛСП с использованием корпуса верхних строений платформы (ВСП) «Хаттон». В 2006 г. палуба присоединяется к морскому основанию. В 2009 г. она была смонтирована на выстроенных кессонах при технических замечаниях [28].

Разработка ТЭО МЛСП после покупки «Хаттона» фактически производилась дважды. В первый раз – с полным использованием ВСП «Хаттон» – с июня 2003 г. и в течение более двух с половиной лет. Но проект оказался полностью непригодным и не был утверждён. Но-

вое ТЭО стартовало в июле 2007 г. Оно предполагало использование только корпуса ВСП «Хаттон». Фактическая поставка утверждённого ТЭО состоялась в июне 2009 г. (см. рис. 3).

Заводское изготовление МЛСП по генеральному графику должно было занять два года (с середины 2008-го по середину 2010-го), а фактическое время разработки ТЭО со всеми корректировками, согласованиями и переделками заняло шесть лет (с июня 2003-го по июнь 2009-го), то есть длилось в три раза дольше, чем само строительство.

Но и с изготовлением МЛСП всё прошло не так гладко. Реальный расчётный график, предложенный ПО «Севмаш» в 2008 г., предполагал трёхлетний цикл строительства – начало в августе 2008 г., окончание в августе 2011-го. Однако заказчиком был предложен график (не подтверждённый расчётами), сокращённый на 40% (на 15 месяцев – до июня 2010 г.).

Поздняя корректировка ТЭО (фактическая поставка откорректированного ТЭО на 7 месяцев позже, чем по генеральному графику) привела к соответствующей задержке начала работ. Кроме того, понатребовалось дополнительно приобрести 135 закупочных пакетов (на 50% больше, чем планировалось). Объём работ по весу увеличился на 9% (на 2850 т), по трудоёмкости – на 19% (на 2 млн человеко-часов). Совокупное влияние более поздних сроков поставки ТЭО и увеличения объёмов работ удлинит сроки заводского изготовления МЛСП. При этом сдвиг по первой причине составил 7 месяцев, а по второй – ещё 5 месяцев.

В течение 2009–2010 гг. вёл монтаж оборудования и шли пуско-наладочные работы. С установкой обеих частей вертолётной площадки был окончательно сформирован внешний вид платформы [26].

Первую стадию строительства платформы завершили в 2010 г., в ноябре её отбуксировали на судостроительный завод Мурманска для балластирования, а с 15 августа 2011 г., несмотря на неполную готовность, началась транспортировка на место установки. В сентябре 2011 г. платформа прибыла на место, и вокруг неё были размещены защитные бермы [28].

Однако запланированное на 2011 г. начало добычи снова перенесли по причине истечения срока службы старого оборудования. В июне 2012 г. по результатам аудита всеми экспертами отмечено соответствие МЛСП «Приразломная» международным стандартам, и в апреле она была зарегистрирована в порту Нарьян-Мара (Ненецкий АО).

В мае 2013 г. «Газпром нефть шельф» принимает в управление морскую ледостойкую стационарную платформу «Приразломная» (см. рис. 2). В декабре 2013 г. на Приразломном месторождении началась добыча нефти [29].

Глубокая модернизация (более чем на 90%), а точнее фактически полная перестройка платформы «Хаттон» при её трансформации в платформу «Приразломная» дала основание группе авторов и участников её строительства отнести

её к платформам полного цикла постройки. В то время как «Моликпак» проекта «Сахалин-2» была отнесена к платформам модернизированным. Данная классификация базируется на предложенной этими авторами системе из трёх основных подходов к постройке [30]:

1) глубокая модернизация платформ, бывших в эксплуатации;

2) строительство высокотехнологичных верхних строений вне России, а менее технологичных опорных оснований – в РФ;

3) сооружение платформ в кооперации верфей на территории РФ с привлечением как российских, так и иностранных субподрядчиков.

Первый и второй подходы использовались при создании объектов для шельфа о. Сахалин (проекты «Сахалин-1, 2»). Третий подход применялся и применяется при строительстве платформ для месторождений Северного Каспия, Балтики и Баренцева моря.

(Окончание следует)

Библиография

- [1] Конопляник А. «Ножницы Кудрина», «серп Силуанова», что дальше? // Нефть России. № 10/2015. С.18–24 (часть 1); № 11-12/2015. С.10–15 (часть 2).
- [2] Наиболее детальную библиотеку различных видов/типов производственных соглашений в мировой нефтегазовой и горно-добывающей отрасли, национального горного и нефтегазового законодательства по наиболее широкому спектру стран (более 180) представляет компания Barrows Company (www.barrowscompany.com), в значительной степени на основе её данных, – Ассоциация международных нефтяных переговорщиков (AIPN – www.aipn.org).
- [3] Конопляник А. Реформы в нефтяной отрасли России (налоги, СП, концессии) и их последствия для инвесторов. – М.: «Олита», 2002, 217 с.
- [4] Конопляник А. Множественность инвестиционных режимов в российском недропользовании: миф или отложенная реальность? / В кн.: Влияние изменений налоговой политики на развитие нефтяной отрасли («Круглый стол»). – С.5–44, 63–64. – ИНП РАН / Открытый семинар: Экономические проблемы энергетического комплекса (семинар А. С. Некрасова) / 135-е заседание от 27.11.2012. – Изд-во ИНП РАН, М.: 2013, 64 с.
- [5] Konoplyanik A. Multiple Investment Regimes for Russian Subsoil Resources: Work in Progress or Utopia? (Chapter 2, pp.29–60). – In: Foreign Investment in the Energy Sector: Balancing Private and Public Interests. Edited by Eric De Brabandere, Leiden University, and Tarcisio Gazzini, VU University Amsterdam. – Brill-Nijhoff, Nijhoff International Investment Law Series, June 2014, xxvi+286 pp.
- [6] Конопляник А. Анализ эффекта от реализации нефтегазовых проектов СП в России для бюджетов разных уровней (к вопросу об оценке воздействия на социально-экономическое положение страны крупномасштабных инвестиций в реализуемые на условиях СП нефтегазовые проекты) // Нефтяное хозяйство. 2000. № 10. С. 24–30.
- [7] Конопляник А. Инвестиционное меню / Нефтегазовая Вертикаль. 2004. № 16. С. 32–34.
- [8] Konoplyanik A. Alternative Investment Regimes for Direct Foreign and Domestic Investments in Russian Subsoil // The Harriman Review Occasional Paper Jan 2013, vol. 19, no. 1 (2013), (57+32 pp.). URL: http://www.harrimaninstitute.org/research/harriman_review.html
- [9] История борьбы за СП в России, перипетии его принятия, фальсификаций и различных протестных кампаний

со стороны оппонентов, многочисленные аргументы в пользу его принятия и многочисленные обвинения против СП вообще и в России в частности – обо всём этом существует многочисленная библиография. Наиболее активными участниками полемики с аргументами в пользу СП являлись (и остаются) лидеры группы разработчиков законодательства о СП в России – М. Субботин (www.concessions.ru) и её руководитель, один из авторов настоящей статьи (www.konoplyanik.ru), депутаты Госдумы 1-го и 2-го созывов от фракции «Яблоко» – А. Мельников и А. Михайлов (www.yabloko.ru).

[10] Министерство топлива и энергетики Российской Федерации. Основные концептуальные положения развития нефтегазового комплекса России // Нефтегазовая Вертикаль. 2000. № 1 (специальный выпуск). 113 с.

[11] Дьячкова Е. Экономическое регулирование нефтегазовой отрасли в постсоветской России. – М.: ООО «Геоинформмарк», 2011, с.172.

[12] Конопляник А. Спор про СП: убрать конкурента // Ведомости. 2003. 17 марта. С. 4.

[13] Konoplyanik A. PSA debate: Getting rid of rival // Oil, Gas & Energy Law Intelligence (OGEL). Vol.1 – issue 3, July 2003. URL: www.gasandoil.com/ogel

[14] Конопляник А. Политика российских компаний в отношении СП // Нефть России. 2002. № 9. С. 32–34.

[15] Konoplyanik A. Would Russian Oil Companies really like to have a PSA regime in Russia? // Oil & Gas Journal, December 23, 2002, p. 20–26.

[16] Конопляник. Как собирать нефтяную ренту... чтобы не пропадали стимулы к инвестициям и «не убежали» капиталы? // Нефть России. 2003. № 5. С. 44–47.

[17] Конопляник А. Борьба против СП: кому она выгодна и почему? Некоторые вопросы экономической теории и последствия их применения на практике // Нефть и капитал. 2003. № 6. С. 12–18.

[18] Конопляник А. Ошибка президента. В чьих интересах в России фактически ликвидирован режим СП // Нефть России. 2003. № 9. С. 62–67; 2003. № 10. С. 47–49.

[19] Конопляник А. Выдержит ли скважина? О резервах улучшения законопроекта по налогу на добычу полезных ископаемых // Нефть и капитал. 2001. № 6. С. 12–16.

[20] Конопляник А. С новыми налогами, господа! Анализ ожидаемых результатов от налоговой реформы нефтяной отрасли // Нефть и капитал. 2002. № 1. С. 6–10.

[21] Konoplyanik A. The Fight Against PSAs In Russia: Who is to Benefit and Why Not the State? // International Energy Law & Taxation Review, Issue 10, October 2003, p.277–286.

[22] Конопляник А. Ухудшение экономических условий возвращает на повестку дня законодателей вопрос целесообразности реабилитации СП // Нефть и капитал. 2009. № 3. С. 18–23.

[23] Блестящий анализ первоначального установления, впоследствии отказа, а затем возврата к дифференциации налогообложения в нефтегазовой отрасли России содержится в работе [11].

[24] Официальный сайт компании Sakhalin Energy – оператора проекта «Сахалин-2»: http://www.sakhalinenergy.ru/ru/company/company_assets/platforma_molikpak.wbp

[25] Официальный сайт ПАО «Газпром»: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/lng/sakhalin2/>

[26] «Приразломная» почти готова. История одной платформы // Нефть и капитал. № 4/2011 / <http://www.indpgr.ru/nik/2011/04/41318.html>

[27] Платформа преткновения, или Почём «Хаттон» из офшора? 30 марта 2004 г. URL: <http://www.pravda.ru/economics/industry/shipbuilding/>

[28] Двадцать лет освоения, а нефти до сих пор нет: «Приразломный» – первый мучительный арктический шельфовый проект России // ЭКО. 2013. № 4. URL: <http://ecotrends.ru/about-the-journal/1570-2013-04-02>

[29] Официальный сайт ООО «Газпром нефть шельф»: <http://shelf-neft.gazprom.ru/about/history/>

[30] Бородин В. В., Васюков Н. Н., Калистратов Н. Я., Ларионов А. В., Никитин В. С., Попов В. М., Русанов А. В. О создании и развитии специализированной верфи «Арктика – шельф» // Арктика и Север. 2014. № 17. С. 6–27. ■