

УДК 338.9
ББК 65.9(2Р)30-2
П 781

П 781 **Проблемы и перспективы модернизации российской экономики** / отв. ред. А.В. Алексеев, Л.К. Казанцева. – Новосибирск : ИЭОПП СО РАН, 2014. – 328 с.

ISBN 978-5-89665-272-4

В сборнике опубликованы статьи сотрудников Института экономики и организации промышленного производства СО РАН, содержащие результаты исследований, выполненные по Программе IX.84.1. Экономика как вероятностная система: статистические и теоретические исследования, прикладные выводы.

Рассмотрены народнохозяйственные и отраслевые особенности технологического перевооружения обрабатывающей и добывающей промышленности, изучен международный опыт. Проанализированы институциональные факторы развития технологической системы, а также экологические проблемы и их влияние на общественное здоровье в регионах РФ.

Сборник представляет интерес для научных работников, занимающихся анализом и моделированием экономических процессов, а также для преподавателей, аспирантов и студентов экономических вузов.

ISBN 978-5-89665-272-4

УДК 338.9
ББК 65.9(2Р)30-2

© ИЭОПП СО РАН, 2014 г.
© Коллектив авторов, 2014 г.

И.В. Филимонова, И.В. Проворная

НЕФТЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА

Значительный потенциал энергетических ресурсов России сосредоточен на востоке страны. Эффективное освоение преимущественно российским капиталом энергетического потенциала Дальнего Востока и на этой основе развитие высокотехнологичных отраслей перерабатывающей промышленности – важное условие сохранения национального суверенитета России над обширными восточными территориями, увеличения численности и повышения уровня жизни населения на востоке страны, проведение недискриминационной интеграции в экономическое пространство АТР.

В настоящее время происходит активное развитие нефтяного комплекса в регионе. Территориально Дальний Восток делится на два основных центра нефтедобычи – Якутский и Сахалинский. Ближайшие годы добыча нефти в Республике Саха (Якутия) и на Сахалине выйдет на максимальный уровень. Этому будет способствовать выход на проектную мощность Талаканского месторождения, ввод в разработку Среднеботуобинского, а также начало разработки нефтяной оторочки Чайндинского месторождений. Однако для поддержания добычи нефти после 2015–2020 гг. уже сейчас в регионе необходимо резкое увеличение объема геолого-разведочных работ и обеспечение расширенного воспроизводства минерально-сырьевой базы, чтобы обеспечить долгосрочный стабильный уровень производства жидких углеводородов. В соответствии с планом поддержания и расширения нефтедобычи на Дальнем Востоке необходимо синхронизированное по срокам развитие нефтепереработки – увеличение мощности и глубины переработки действующих НПЗ (Комсомольский и Хабаровский), а также строительство новых (Приморский) – как для удовлетворения местных нужд, так и на экспорт.

Одним из приоритетных направлений развития современной нефтяной промышленности России является диверсификация направлений и способов поставок на мировые рынки. Дальний Восток – ключевой регион для выхода России на быстро растущие рынки стран АТР, где уже происходит формирование экспортной

транспортной инфраструктуры – строительство нефтепроводной системы ВСТО-1 и ВСТО-2, спецморнефтепорта в Козьмино, а также нефтепроводов «Северный Сахалин–Де-Кастри», «Северный Сахалин–Южный Сахалин».

Формирование новых крупных центров нефтегазового комплекса на Дальнем Востоке, развитие производственной (добывающей, перерабатывающей) и транспортной инфраструктуры становится все более важной задачей не только социально-экономического развития регионов Дальнего Востока и обеспечения энергетической безопасности России, но и служит реализации российских геополитических интересов.

1. Сырьевая база

В геологическом плане Дальневосточный федеральный округ (ДФО) включает восточную часть Лено-Тунгусской и Хагангско-Вилуйскую нефтегазоносные провинции (НГП), выявлена Охотоморская НГП, состоящая из девяти нефтегазоносных и перспективно нефтегазоносных областей (НГО, ПНГО) на о-ве Сахалин, морской и шельфовой зоне Охотоморского сектора Тихого океана. На нефтегазоносные провинции Дальнего Востока приходится значительная доля прогнозируемых ресурсов нефти и газа, при этом доля запасов высокодостоверных категорий пока составляет только 3 % от общероссийского показателя.

В Дальневосточной федеральном округе и шельфах дальневосточных морей сосредоточено около 5,0 млрд т начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти или около 6,0 % НСР нефти России; разведанные и предварительно оцененные запасы нефти в регионе превышают 900 млн т, степень разведанности – 16 %, в то время как в целом по стране – 44 %.

Наибольшими начальными суммарными ресурсами нефти среди регионов Дальнего Востока и самой низкой степенью разведанности (10,5 %) располагает Республика Саха (Якутия). Крупнейшими месторождениями республики являются Среднеботуобинское (ООО «Таас-Юрях» с долевым участием ОАО «Роснефть»), Талаканское (ОАО «Сургутнефтегаз») и Чайандинское (ОАО «Газпром»), доля суммарных извлекаемых запасов нефти категории АВС₁ этих месторождений составляет более 92 % запасов республики, доля суммарных извлекаемых запасов

нефти с учётом категории C_2 – около 67 %. Крупнейшими недропользователями республики являются ОАО «Сургутнефтегаз», ООО «Таас-Юрях Нефтегаздобыча» и ОАО «Газпром», на их долю приходится более 80 % разведанных и предварительно оцененных запасов региона [1].

Также значительной ресурсной базой располагает шельф Охотского моря, где находятся крупнейшие месторождения Аркутун-Дагинское, Одопту-море (Центральный и Южный купол) и Чайво – недропользователь Exxon Neftegas Ltd в рамках проекта «Сахалин-1», а также Пилтун-Астохское месторождение, принадлежащее Sakhalin Energy Investment Company Ltd. (проект «Сахалин-2»). Месторождения введены в эксплуатацию, ведётся добыча, что обуславливает более высокую по сравнению с Якутией степень разведанности (18,6 %). Разведанные запасы нефти этих месторождений превышают 85 % запасов Охотского моря, а по категории ABC_1 – 90 %.

Наиболее освоенная область Дальнего Востока – Сахалинская область, где степень разведанности составляет почти 60 %. Три крупнейших континентальных месторождения Сахалинской области (Центральная Оха, Монги – ОАО «Роснефть» и Окружное – ЗАО «Петросах») по суммарным извлекаемым запасам нефти составляют 33 % от общего объема Сахалинской области.

2. Современное состояние

Добыча нефти. Добыча нефти на Дальнем Востоке началась с вводом в разработку месторождений континентальной части Сахалинской области – Центральная Оха (1923 г.), Катангли (1929 г.), Эхаби (1937 г.), Восточное Эхаби (1946 г.) старейшей компанией России – «Сахалинморнефтегаз». Сырьевая база этих месторождений истощена, степень выработанности запасов в настоящее время по большинству залежей превышает 80 %.

Мощным стимулом к развитию добычи нефти на Дальнем Востоке стало строительство нефтепровода ВСТО и спецморнефтепорта в Козьмино, а также нефтепроводов «Северный Сахалин – Де-Кастри», «Северный Сахалин – Южный Сахалин». Рост добычи нефти на Дальнем Востоке связан с вводом в промышленную эксплуатацию в 2004–2005 г. проекта «Сахалин-1» на шельфе о. Сахалин, в конце 2008–2009 г. – Талаканского место-

рождения в Республике Саха (Якутия) и в 2009 г. – выходом на круглогодичную добычу нефти по проекту «Сахалин-2».

Добыча жидких углеводородов – нефти с конденсатом на Дальнем Востоке в 2012 г. составила 20,9 млн т, в том числе в Республике Саха (Якутия) – 6,8 млн т, в Сахалинской области – 14,09 млн т (табл. 1).

Основной прирост добычи нефти в 2012 г. в регионе приходится на Республику Саха (Якутия) благодаря значительному росту объемов добычи «Сургутнефтегазом» на Талаканском и Алинском месторождениях – с 5,4 млн т в 2011 г. до 6,6 млн т в 2012 г. (прирост составил 23 %). В конце 2011 г. начата разработка Северо-Талаканского месторождения в Якутии. Объем добычи нефти в 2012 г. в Республике Саха (Якутия) увеличился до 6,8 млн т – с 5,6 млн т в 2011 г. (прирост составил 21 %).

После некоторого спада добычи нефти в 2009–2010 гг. на шельфах дальневосточных морей, в 2011 г. возобновился рост добычи по проекту «Сахалин-1», однако по итогам 2012 г. падение добычи составило 10 % к предыдущему году – с 7,9 млн т в 2011 г. до 7,1 млн т в 2012 г. По проекту «Сахалин-2» и на континентальных месторождениях, разрабатываемых «Роснефть-Сахалинморнефтегаз», сохранилась отрицательная тенденция или стагнация добычи нефти.

Крупнейшие производители и нефтедобывающие проекты на Дальнем Востоке: проект «Сахалин-1» (оператор – «Эксон Нефтегаз Лимитед») – 7,1 млн т, «Ленанефтегаз» (контролируется «Сургутнефтегазом») – 6,6 млн т, проект «Сахалин-2» (оператор – консорциум «Сахалин Энерджи») – 5,5 млн т.

«Сахалин-1». Проект включает разработку месторождений Чайво, Одопту и Аркутун-Даги, разведанные и предварительно оцененные запасы которых составляют около 240 млн т нефти и 460 млрд куб. м газа. Реализация проекта «Сахалин-1» началась в 2004 г. по условиям Соглашения о разделе продукции. Оператором проекта является компания Exxon Neftegas Limited (доля в проекте составляет 30 %), кроме того в проекте участвуют Sodeco (30 %), «Роснефть» (20 %) и ONGC (20 %). В настоящее время разрабатываются месторождения Чайво и Одопту, добыча которых за всё время составила более 50 млн т нефти. Разработка месторождения Аркутун-Даги предусмотрено в рамках второго этапа проекта, а начало добычи намечено на 2014 г.

Таблица 1

Добыча нефти на Дальнем Востоке, тыс. т

Компания	2000	2005	2010	2011	2012	2012/2011, %
Республика Саха (Якутия)	401	412	3519	5602	6806	121
"Ленанефтегаз" (контролируется "Сургутнефтегазом")	208	259	3319	5385	6599	123
"Иреляхнефть" (контролируется "Алроса")	42	54	100	112	95	85
"Якутская топливно-энергетическая компания" (до июля 2010 г. "Якутгазпром", контролируется физическими лицами)	147	74	87	84	87	104
"Таас-Юрях Нефтегазодобыча" (контролируется Urals Energy)	–	22	8	17	20	118
"Алроса-Газ" (контролируется "Алроса")	4	4	5	4	4	110
"Сахатранснефтегаз" (контролируется Правительством Республики Саха (Якутия))	–	–	0,2	0,2	0,3	150
Сахалинская область	3362	4014	14765	15234	14085	92
"Эксон НЛ" (проект "Сахалин-1")	-	387	6982	7892	7090	90
"Сахалин Энерджи Инвестмент Компани ЛТД" (проект "Сахалин-2")	1672	1637	6047	5759	5509	96
"Роснефть-Сахалинморнефтегаз"	1473	1870	1665	1516	1420	94
"Петросах" (контролируется Urals Energy)	217	121	71	68	65	96
Дальний Восток, всего	3764	4427	18284	20836	20890	100
Добыча в России	323224	469986	505130	511420	518043	101
Доля Восточной Сибири и Дальнего Востока в России	1,2	0,9	3,6	4,1	4,0	99

Источники: Итоги производственной деятельности отраслей ТЭК России // ТЭК России. – № 1. – 2000–2012 гг.; Сводные показатели производства энергоресурсов в Российской Федерации // Инфо ТЭК. – № 1. – 2000–2012 гг.; Статистика // Разведка и добыча. – № 1. – 2005–2012 гг.

«Сахалин-2». Проект включает разработку Пильтун-Астохского (нефтяного) и Лунского (газового) месторождений, разведанные и предварительно оцененные запасы которых составляют около 110 млн т нефти и 600 млрд куб. м газа. Также в рамках проекта функционирует завод по сжижению газа, мощностью около 10 млн т в год. Добыча с Пильтун-Астохского месторождения началась в 1999 г. по условиям Соглашения о разделе продукции. Оператором проекта является компания Sakhalin Energy, её акционеры – «Газпром» (50 %), Royal Dutch Shell (27,5 %), Mitsui (12,5 %) и Mitsubishi (10 %). На первом этапе добыча проводилась сезонным способом в летний период. На втором этапе с целью круглогодичной добычи нефти и газа были установлены платформы на Пильтун-Астохского и Лунском месторождениях. С 2009 г. происходит транспортировка нефти и газа по трубопроводам до экспортного нефтяного терминала и завода СПГ на юге о. Сахалин в Корсаково.

Переработка нефти. Переработку нефти на Дальнем Востоке осуществляют два крупных НПЗ – Комсомольский НПЗ, контролируется «Роснефтью», и Хабаровский НПЗ, контролируются «Альянсом»), а также мини-НПЗ компании «Петросах» на Сахалине.

Мощность Комсомольского НПЗ составляет 8 млн т нефти в год, а его загрузка в 2012 г. составила 94 %. Мощность Хабаровского НПЗ составляет 4,35 млн т в год, при этом переработка в 2012 г. составила 3,9 млн т с загрузкой мощностей 90 %. Мощность мини-НПЗ компании «Петросах» на Сахалине составляет порядка 200 тыс. т в год, переработка – 65 тыс. т.

Общая мощность дальневосточных заводов по сырью в 2012 г. составила 12,3 млн т, первичная переработка – 11,4 млн т нефти.

Несмотря на планы по развитию нефтеперерабатывающих мощностей, в Республике Саха (Якутия) до сих пор потребности в нефтепродуктах удовлетворяются почти полностью за счёт привозного сырья, и лишь малая часть – за счёт продукции промышленных установок. Так, в настоящее время республика ввозит около 1,2 млн т нефтепродуктов, затрачивая значительные средства на транспортировку. Реализация планов по расширению и строительству новых НПЗ позволит обеспечить бесперебойность поставок в условиях плохой транспортной связи с другими регионами, снизить стоимость продуктов.

На территории республики функционируют две установки компании «ЯТЭЖ» по переработке газового конденсата на Средневилюйском и Мастахском ГКМ, Талаканская установка по производству битума («Сургутнефтегаз») для собственных нужд в объеме 17,5 тыс. т в год, введенная в марте 2011 г., а также первая очередь Таас-Юряхской нефтеперерабатывающей установки [2].

В настоящее время в Республике Саха (Якутия) существует потенциал роста мощностей по переработке нефти за счёт законсервированных (в силу финансовых и административных проблем) заводов:

√ Витимский малогабаритный нефтеперерабатывающий комплекс («Саханефтегаз») мощностью 50 тыс. т в год, строительство завершено, однако с 2003 г. находится в консервации;

√ Иреляхский нефтеперерабатывающий завод (ЗАО «Иреляхнефть») проектной мощностью 250 тыс. т в год, строительство не завершено, законсервирован в 2002 г.

Основная часть сырья на НПЗ Дальнего Востока поставляется из Западной Сибири, небольшие объемы (1,7–1,8 млн т в год) на Комсомольский НПЗ – с сухопутных месторождений о-ва Сахалин. Нефть, добываемая на шельфе Сахалина, в рамках соглашений о разделе продукции (СРП) в полном объеме поставляется на экспорт.

В условиях высокого регионального и экспортного спроса на нефтепродукты уровень загрузки дальневосточных заводов превышает 90 %, сдерживающим фактором выступает значительная удаленность и недостаточные объемы собственной сырьевой базы.

Транспорт нефти. Одним из наиболее значительных транспортных проектов, реализованных в России в последние два десятилетия, можно выделить строительство нефтепровода «Восточная Сибирь–Тихий океан», который связал нефтяные месторождения Западной и Восточной Сибири с портами на Дальнем Востоке, а также непосредственно потребителей в КНР.

Проектируемая пропускная способность нефтепровода «Восточная Сибирь–Тихий океан» – 80 млн т нефти в год. Протяженность трассы – свыше 4720 км, конечный пункт – специализированный морской нефтяной порт в бухте Козьмино в Приморском крае.

Первая очередь строительства ВСТО (ВСТО-1), реализованная на участке «Тайшет–Сковородино» (2757 км), начата в апреле

2006 г., завершена в декабре 2009 г., мощность трубопровода составила 30 млн т в год. Первое время поставки нефти из Сковородино до тихоокеанского побережья осуществлялись железнодорожным транспортом. При этом половина всего объема нефти поставлялось в Китай на нефтеперерабатывающие заводы в районе г. Дацин, другая часть – в российский дальневосточный терминал Козьмино. В ноябре 2009 г. «Транснефть» завершила заполнение технологической нефтью объектов порта в Козьмино, с декабря 2009 г. – производится отгрузка нефти в танкеры.

Начиная с декабря 2010 г. организованы поставки нефти по нефтепроводу «Россия–Китай» по маршруту «Сковородино–Дацин». Общая протяженность трубопровода составляет 960 км, проектная мощность – 15 млн т в год.

В настоящее время завершено строительство второго этапа проекта – строительство нефтепровода «Сковородино–СМНП «Козьмино»» (ВСТО-2), протяженностью 2046 км. Ввод в эксплуатацию ВСТО-2 состоялось 25 декабря 2012 г. На первом этапе мощность трубопровода составила 30 млн т в год. В перспективе к 2015–2016 гг. общая мощность ВСТО-2 может быть увеличена до 50 млн т нефти в год путём строительства дополнительных нефтеперекачивающих станций.

3. Прогноз развития

Поскольку большинство месторождений углеводородов и состав лицензионных блоков носят комплексный характер – содержат нефть, газ, конденсат, а в составе свободного газа, кроме метана, содержатся в значительных концентрациях его гомологи – этан, пропан, бутаны, а также гелий – при формировании новых центров НГК целесообразно синхронизировать параметры развития нефтяной и газовой промышленности, предусмотреть создание мощностей по переработке и подземному хранению УВ, а также попутных и растворенных ценных и потенциально ценных компонентов.

Состояние и перспективы расширения сырьевой базы нефти на Востоке России с учетом ожидаемых изменений в маркетинговых и технологических условиях дают основания для обоснования достаточно высоких прогнозных уровней добычи нефти, превышающих параметры ряда утвержденных Правительством Рос-

сийской Федерации документов. При освоении новых нефтегазовых провинций необходимо учитывать вероятность новых перспективных открытий и прироста запасов высокодостоверных категорий как в процессе проведения геологоразведочных работ, так и в процессе освоения уже открытых месторождений.

Прогноз добычи нефти и конденсата. Общая добыча нефти и конденсата на Дальнем Востоке и шельфах дальневосточных морей может составить в 2015 г. около 28 млн т, в 2020 г. – 29,3 млн т с возможной последующей стабилизацией этого показателя (табл. 2). Достижение проектируемых уровней добычи нефти и их стабилизация за счёт уже разрабатываемых и подготовленных к промышленной эксплуатации месторождений Республики Саха (Якутия) (Среднеботуобинского, Талаканского и др.), шельфовых месторождений проектов «Сахалин-1» (Чайво, Одопту-море, Аркутун-Дагинское), «Сахалин-2» (Лунское, Пилтун-Астохское) возможно только до 2015–2020 гг. После этого месторождения войдут в стадию падающей добычи. В период после 2020 г. добыча нефти на Дальнем Востоке должна поддерживаться за счёт месторождений, прогнозируемых к открытию.

В региональном плане добыча нефти в Республике Саха (Якутия) и на шельфе о. Сахалин будет осуществляться примерно в равных долях.

В Якутском центре наращивание добычи нефти планируется до 2020 г., когда добыча возрастёт до 14 млн т. К этому времени будет выведено на проектируемый уровень разработки Талаканское месторождение (7 млн т), введено в разработку Среднеботуобинское месторождение (6 млн т) и нефтяная оторочка Чаяндинского месторождения (2 млн т).

Однако уже после 2020 г. добыча нефти в республике на существующих месторождениях начнет снижаться и уже в 2030–2035 гг. этот показатель составит около 7–8 млн т. Для стабилизации добычи нефти в регионе необходима интенсификация геологоразведочных работ и резкое расширение воспроизводства минерально-сырьевой базы. Для того чтобы не допустить резкого снижения добычи нефти в Республике Саха (Якутия) после 2020 г., необходимо открыть и подготовить запасы в объеме более 120 млн т нефти категории ABC_1+C_2 , которые будут обеспечивать добычу нефти на уровне не менее 5–7 млн т в год.

На Сахалинском центре планомерное снижение добычи нефти может начаться уже в период 2015–2020 гг.

Таблица 2

**Прогноз добычи нефти на Дальнем Востоке
по месторождениям, млн т**

Месторождение, регион	2012	2015	2020	2025	2030	2035
Республика Саха (Якутия)	5,4	12,3	14,0	14,0	14,0	14,0
<i>Существующие месторождения, подготовленные к разработке</i>	<i>5,4</i>	<i>12,3</i>	<i>14</i>	<i>12</i>	<i>8,9</i>	<i>7,1</i>
Среднеботуобинское (Центральный блок)	–	4,3	6	6	4	3
Талаканское	5,2	6,8	5,5	3,5	2,5	2
Чаяндинское	–	0,8	2	2	1,9	1,6
Прочие (Иреляхское и т.д.)	0,2	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5
<i>Разведываемые и прогнозируемые к открытию</i>	<i>–</i>	<i>–</i>	<i>–</i>	<i>2</i>	<i>5,1</i>	<i>6,9</i>
Охотское море	13,5	14,8	14,8	14,8	15,2	15,2
<i>Существующие месторождения, подготовленные к разработке</i>	<i>13,5</i>	<i>14,8</i>	<i>12</i>	<i>9</i>	<i>7,5</i>	<i>6,5</i>
«Сахалин-1» (Чайво, Одопту-море, Аркутун-Дагинское)	7,4	8,3	7	5	4	3,5
«Сахалин-2» (Лунское, Пильтун-Астохское)	6,1	6,5	5	4	3,5	3
<i>Разведываемые и прогнозируемые к открытию</i>	<i>–</i>	<i>–</i>	<i>2,8</i>	<i>5,8</i>	<i>7,7</i>	<i>8,7</i>
«Сахалин-3»–«Сахалин-9»	–	–	2,8	5,8	7,7	8,7
Континентальные месторождения Сахалина	1,6	1,0	0,5	0,5	0,1	0,1
Дальний Восток, всего	20,5	28,1	29,3	29,3	29,3	29,3
<i>Доля Дальнего Востока в России, %</i>	<i>4,0</i>	<i>5,5</i>	<i>5,7</i>	<i>5,7</i>	<i>5,9</i>	<i>6,1</i>
Россия, всего	511	515	515	510	500	480

Источник: [4].

В рамках реализации проекта «Сахалин-1» с 2014 г. предполагается приступить к освоению запасов газа и конденсата месторождения Чайво и запасов нефти месторождения Аркутун-Даги. Разведанная сырьевая база и ожидаемый прирост запасов нефти на новых участках обеспечит добычу нефти по проекту «Сахалин-1» в 2020 г. на уровне 7 млн т, с последующим планомерным сокращением в 2025 г. до 5 млн т, в 2030 г. – до 4 млн т.

По проекту «Сахалин-2» предусмотрено поэтапное освоение Пильтун-Астохского и Лунского месторождений, расположенных в 13–16 км от северо-восточного побережья о-ва Сахалин. В 2012 г. добыча нефти составила 6,1 млн т, разведанная сырьевая база позволит выйти к 2015 г. на «полку» в 6,5 млн т с последующим планомерным сокращением к 2020 г. до 5 млн т, к 2025 г. – до 4 млн т, к 2030 г. – до 3,5 млн т.

Перспективными в плане прироста запасов и увеличения добычи нефти являются проекты «Сахалин-3»–«Сахалин-9». Существующие геологические предпосылки дают возможность прогнозировать возможность подготовки сырьевой базы, позволяющей обеспечить после 2020 г. добычу нефти на уровне 7–8 млн т.

В настоящее время существуют определенные перспективы увеличения ресурсной базы Дальнего Востока за счет перспективных площадей Камчатского шельфа. Из четырех площадей (Западно-Камчатской и Шелиховской – на Охотоморском шельфе, Олюторской и Хатырской – на Беринговоморском шельфе) в распределенном фонде недр находится только одна – Западно-Камчатская, включающая Крутогоровский и Сухановский нефтегазоносные участки. Лицензия на эти лицензионные участки распоряжением Правительства РФ передана «Газпрому».

Развитие нефтепереработки. В настоящее время потребности в нефтепродуктах региона обеспечиваются за счет двух крупных НПЗ – Комсомольского и Хабаровского. Однако учитывая освоение новых месторождений, рост добычи нефти на востоке страны и растущий спрос на рынке АТР, в ближайшей перспективе для переработки нефти на Дальнем Востоке необходимо строительство дополнительных нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей.

К 2015 г. завершится модернизация Комсомольского НПЗ, что позволит повысить глубину переработки с 62,7 до 95% и уровень загрузки мощностей. В рамках инвестиционной программы планируется строительство нефтепродуктопровода от НПЗ до порта

Де-Кастри мощностью 5,7 млн т в год для организации поставок нефтепродуктов в страны АТР.

В 2012–2015 гг. целесообразно строительство вблизи терминала в Козьмино в районе мыса Елизарова современного Приморского НПЗ мощностью по сырью не менее 20 млн т в год с блоком нефтехимии. Вместе с тем пока не принято окончательного решения о технических характеристиках и сроках строительства завода, в том числе в результате жесткой китайской позиции, заключающейся в желании покупать сырье и перерабатывать его на своей территории.

Зарубежные партнеры указывают на отсутствие спроса и жесткую конкуренцию на рынке нефтепродуктов конечного назначения АТР. При этом следует отметить и учесть в российской переговорной позиции, что Россия уже поставляет в Китай с внутриконтинентальных НПЗ почти 10 млн т нефтепродуктов ежегодно, а китайский нефтяной рынок растет в среднем на 20 млн т в год. Именно благодаря поставкам нефти из России осуществляется загрузка ряда НПЗ Северо-Востока КНР, где в условиях падающей добычи в Дацинском бассейне мог сформироваться очередной «ржавый пояс»¹. Поддерживая энергетическую безопасность и стимулируя экономическое развитие китайских провинций, российские компании в первую очередь должны обеспечивать экономические и геополитические интересы своей страны. Приоритетом при принятии крупных хозяйственных решений должно выступать технологическое, инфраструктурное и социально-экономическое развитие регионов Востока России.

Развитие нефтехимии на базе нефтепереработки. В сентябре 2012 г. компанией «Роснефть» в районе Находки (пос. Первостроителей) состоялась закладка первого камня на площадке строительства «Восточная нефтехимическая компания» (ВНХК), получены базовые проекты всех технологических установок. Строительство нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплекса ориентировано, прежде всего, на выпуск нефтехимической продукции с возможностью экспорта на рынок стран АТР.

¹ «Ржавый пояс» – обобщенное название промышленных предприятий, сконцентрированных в одном регионе, полностью остановленных либо работающих с низким уровнем загрузки производственных мощностей в результате отсутствия сырья либо ограниченности рынков сбыта продукции.

Строительство комплекса предполагается в три этапа. На первом этапе (2011–2017 гг.) планируется проектирование и строительство нефтехимического комплекса (НХК) с ежегодной переработкой 3,44 млн т смеси нефти и СУГ с Комсомольского НПЗ и смеси нефти с Ангарского НПЗ и Ангарской НХК. Завод ориентирован на выпуск полиэтилена, полипропилена, моноэтиленгликоля, бутадиена, бензина пиролиза и др. [3].

На втором этапе (третий квартал 2018 г.) планируется организация поставок нефти в объёме 5,0 млн т из нефтепровода ВСТО, а на третьем этапе (четвёртый квартал 2018 г.) – 1,5 млн т газового конденсата с проекта «Сахалин-3». Ввод в эксплуатацию мощностей второго этапа позволит выпускать полиэтилен, бензины, дизельное топливо, керосины, мазут и др.

Суммарные мощности по сырью ВНХК составят около 10 млн т, общие инвестиции в строительство – 11 млрд долл.

Таким образом, в долгосрочной перспективе на территории Дальнего Востока прирост мощностей будет происходить как за счёт расширения существующих производств (Комсомольский и Хабаровский НПЗ), так и за счёт строительства нового нефтехимического и нефтеперерабатывающего комплекса в районе Находки (пос. Первопоселенцев) в Приморском крае.

Развитие транспорта. Дальнейшее развитие транспортной инфраструктуры на Дальнем Востоке будет осуществляться за счёт строительства отводов от ВСТО к действующим НПЗ.

В начале сентября 2012 г. «Роснефть» и «Транснефть» подписали соглашение о совместном строительстве нефтепровода-отвода, мощностью 8 млн т в год от ВСТО до Комсомольского НПЗ, который в настоящее время получает сырьё посредством железнодорожного транспорта. Завершить строительство отвода планируется в течение четырёх лет.

Строительство ответвления от ВСТО к Хабаровскому НПЗ, протяжённостью 26 км, планируется завершить в конце 2013 г. – начале 2014 г. В настоящее время увеличение объёмов переработки Хабаровского НПЗ невозможно из-за транспортно-логистических ограничений: поставка сырья для завода и отгрузка нефтепродуктов осуществляется преимущественно железнодорожным транспортом, мощности которого используются на пределе. Строительство нефтепровода-ответвления ВСТО позволит нарастить объёмы переработки на Хабаровском НПЗ и в перспективе увеличить мощность завода до 6 млн т в год.

Выводы

В последние годы наблюдается повышенный интерес со стороны государства и отдельных компаний к регионам Дальнего Востока. Наличие значительного ресурсного потенциала и близость к перспективным и динамично развивающимся рынкам АТР обуславливает инвестиционную привлекательность Дальнего Востока, но в то же время низкая численность населения, качество и уровень жизни требуют усиления государственного регулирования. Важнейшим условием долгосрочного устойчивого социально-экономического развития Дальнего Востока должно стать обеспечение согласования интересов компаний, работающих либо имеющих бизнес-интересы в регионе со стратегическими задачами государства в части социально-экономического развития, технологического развития отраслей экономики, экологической безопасности проектов, реализации внешнеэкономических и геополитических интересов России в мире.

Стимулом инвестиционной деятельности в сфере освоения природного потенциала Дальнего Востока стала подготовка и ввод в эксплуатацию ряда крупных месторождений углеводородов (Талаканское месторождение, проекты «Сахалин-1», «Сахалин-2») на основе созданной государством транспортной инфраструктуры (нефтепроводная система ВСТО, а также нефтепровода «Северный Сахалин–Де-Кастри», «Северный Сахалин–Южный Сахалин»).

Наращивание добычи нефти на Дальнем Востоке будет обеспечено вводом в разработку уже разведанной и подготовленной к промышленной эксплуатации сырьевой базой нефти после строительства подводных нефтепроводов, в том числе от средних и мелких месторождений Республике Саха (Якутия) к ВСТО, реализацией шельфовых проектов в Охотском море («Сахалин-3–9»). В то же время необходимо проведение широкомасштабных геологоразведочных работ с целью своевременного прироста запасов достоверных категорий и увеличение степени разведанности перспективной нефтегазоносной территории Дальнего Востока, открытие новых месторождений для обеспечения стабильного уровня добычи нефти в долгосрочной перспективе.

В дальнейшем развитие территорий должно быть обеспечено за счет создания новых высокотехнологических добывающих и перерабатывающих производств, расширения мощностей существующих НПЗ (Комсомольскому и Хабаровскому НПЗ), строительству к ним подводных нефтепроводов от ВСТО, а также развития новых нефтегазохимических производств, организации производства и экспорта преимущественно продукции с высокой добавленной стоимостью.

Литература

1. Филимонова И.В. Нефтегазовый комплекс Восточной Сибири и Дальнего Востока: состояние и прогноз // ГЕО-Сибирь-2011. Т. 3: Экономическое развитие Сибири и Дальнего Востока. Экономика природопользования, землеустройство, лесоустройство, управление недвижимостью. Ч. 1 : сб. материалов VII Междунар. науч. конгресса, 19–29 апр. 2011 г., г. Новосибирск ; Сиб. гос. геодезич. акад. – Новосибирск, 2011. – С. 212–218.

2. Филимонова И.В., Эдер Л.В., Ожерельева (Проворная) И.В. Стратегия развития нефтегазового комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока // Современные процессы в российской экономике: сб. науч. тр. / отв. ред. В.Н. Павлов, Л.К. Казанцева ; ИЭОПП СО РАН. – Новосибирск, 2011. – С. 20–35.

3. Стратегия комплексного освоения ресурсов нефти и газа Востока России / А.Г. Коржубаев, И.В. Филимонова, Л.В. Эдер, М.В. Мишенин, И.В. Ожерельева (Проворная) и др.: Аналитический доклад – 2011 ИЭОПП СО РАН. – Новосибирск : Изд-во ИЭОПП СО РАН, 2011. – 40 с.

4. Конторович А.Э., Эдер Л.В., Филимонова И.В. Состояние и прогноз развития нефтегазового комплекса (добыча, переработка, транспорт) // Минеральные ресурсы России. – Экономика и управление. – 2013. – № 5. – С. 51–61.