

Регион: экономика и социология, 2009, № 2, с. 96–109

Президент Российской Федерации выразил личную благодарность академику Алексею Эмильевичу Конторовичу в связи с 75-летием со дня рождения, отметив его большой личный вклад в развитие фундаментальной науки и научно-технического потенциала Сибири и Дальнего Востока.

Научные интересы академика А.Э. Конторовича чрезвычайно многогранны. В основном он известен как ученый-геолог. Научная школа академика А.Э. Конторовича в области геологии и геохимии нефти и газа широко известна и пользуется профессиональным признанием в России и во многих странах мира. Но не менее значимы исследования А.Э. Конторовича в области экономики регионов. В ряду экономических исследований, выполненных с его участием, следует выделить, в частности, работы «Энергетическая стратегия России в XXI веке», «Топливо-энергетические ресурсы и выход экономики из кризиса», «Нефтегазодобывающий комплекс и будущее России», «Состояние сырьевой базы углеводородов и перспективы развития нефтяной и газовой промышленности России в первые десятилетия XXI века». Он участвовал в разработке Государственной концепции и основных положений стратегии развития Сибири на долгосрочную перспективу, Энергетической стратегии Сибири. Не случайно в 2007 и 2008 гг. Российская академия наук присудила академику А.Э. Конторовичу звание «Лучший экономист».

Предлагаем вниманию читателей журнала статью А.Э. Конторовича, в которой он обосновывает экономическую эффективность формирования новых центров газодобычи в восточных районах Российской Федерации.

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ СТРАТЕГИИ ОСВОЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ И ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА

А.Э. Конторович

Институт геологии нефти и газа СО РАН

Аннотация

Дается прогноз добычи и переработки природного газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, определены параметры развития газопереработки и нефтегазохимии с учетом планов и прогнозов развития нефтяной промышленности. Обоснованы маршруты поставок газа, проведена оценка коммерческой и бюджетной эффективности инвестиций, предложены механизмы реализации этих планов, сформулированы и обоснованы условия выхода России на новые внешние рынки.

Ключевые слова: нефть, природный газ, новые центры добычи, Восточная Сибирь, Дальний Восток, стратегия, структура, оценка, сценарии, эффективность

Эффективное функционирование и развитие газового комплекса России способствуют социально-экономическому развитию ее регионов, стимулируют развитие отраслей промышленности, энергетики и транспорта, обеспечивают решение актуальных внешнеэкономических и геополитических задач. Приоритетными направлениями развития газодобычи являются

- поддержание и развитие добычи в традиционных районах (Надым-Пур-Тазовское междуречье), создание новых крупных центров на п-ове Ямал, в Обской и Тазовской губах, в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке, на шельфах морей;
- воспроизводство и расширение минерально-сырьевой базы;

- сокращение издержек на всех стадиях производственного процесса;
- глубокая переработка сырья;
- модернизация существующих и строительство новых газотранспортных систем;
- дальнейшая газификация промышленности, транспорта и населенных пунктов;
- диверсификация экспортных поставок.

В связи с необходимостью выполнения в кратчайшие сроки стратегической задачи государства по организации крупномасштабных поставок углеводородов и продуктов их глубокой переработки на тихоокеанский рынок особую значимость приобретают расширение и повышение эффективности геолого-разведочных работ в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, формирование новой транспортной инфраструктуры. В этих условиях повышение уровня научного обеспечения процесса создания нефтегазового комплекса на востоке России также становится стратегической задачей государства.

Основными потребителями природного газа Восточной Сибири и Дальнего Востока будут Иркутская область, Республика Бурятия, Республика Тыва, Республика Хакасия, Республика Саха (Якутия), Красноярский, Забайкальский, Хабаровский и Приморский края, Еврейская автономная область. Дополнительные объемы газа (сверх регионального потребления и экономически обоснованного экспорта на тихоокеанский рынок) могут поставляться через единую систему газоснабжения (ЕСГ) в южные районы Западной Сибири.

Потребление газа в Восточной Сибири составит в 2010 г. 2,5 млрд куб. м, в 2020 г. – 8 млрд, в 2030 г. – 10 млрд куб. м, а на Дальнем Востоке спрос на газ составит соответственно 7,6; 13,5 и 15,2 млрд куб. м (табл. 1). При оценке спроса на газ учитывались наличие в регионе значительных запасов угля, перспективы развития угольной промышленности и систем углеобеспечения, а также приняты в расчет планы развития гидроэнергетики и атомной энергетики.

Целевыми внутренними рынками нефти, добываемой на востоке страны, станут регионы Восточной Сибири и Дальнего Востока. Прогнозируется, что потребление нефти в Восточной Сибири в 2010 г.

Таблица 1

Прогноз потребления газа, нефти и нефтепродуктов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке до 2030 г.

Регион	2007	2010	2015	2020	2025	2030
<i>Потребление газа, млрд куб. м (сред. значения)</i>						
Восточная Сибирь	0,1	2,5	5,8	8,0	9,0	10,1
Дальний Восток	3,5	7,6	11,3	13,5	14,3	15,2
В с е г о	3,6	10,1	17,1	21,5	23,3	25,3
<i>Потребление нефти и нефтепродуктов, тыс. т (сред. значения)</i>						
Восточная Сибирь	7920	8143	8298	8409	8559	8709
Дальний Восток	11120	11835	12559	13087	13401	13666
В с е г о	19040	19978	20857	21496	21960	22375

увеличится до 8,1 млн т, в 2020 г. – до 8,4 млн, в 2030 г. – до 8,7 млн т, а на Дальнем Востоке – соответственно до 11,8; 13,0 и 13,7 млн т. В прогнозе спроса на нефть учитываются конечное потребление нефтепродуктов, главным образом со стороны систем и средств транспорта, а также использование нефти на технологические нужды промыслов, трубопроводов, нефтеперерабатывающих заводов и потери.

Согласно решению Федеральной службы по тарифам средние оптовые цены на природный газ на внутреннем рынке с 1 января и с 1 июля 2009 г. повышаются на 13%, в 2010 г. – на 40%, в 2011–2015 гг. – до уровня, обеспечивающего равную доходность с экспортом. В итоге средняя цена на газ в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке для промышленных потребителей в 2010 г. составит 112 долл. США за 1 куб. м, в 2020 г. – 236, а в 2030 г. – 260 долл. Цены на газ для населения будут регулироваться в зависимости от тарифной зоны и категории потребителей и варьировать в диапазоне от 30 до 80% от средних цен для промышленности (табл. 2, 3).

Цены на нефтепродукты при поставках на внутренний рынок и на экспорт будут изменяться исходя из роста либо уменьшения стоимости сырья на основных международных рынках. Однако динамика цен

Таблица 2

**Прогноз цен на природный газ в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке,
долл. США/тыс. куб. м**

Потребитель	2010	2015	2020	2025	2030
Промышленность, средние	112	219	236	259	260
Население:					
минимальные	50	66	71	78	78
максимальные	90	175	189	207	208

Таблица 3

Прогноз цен на нефтепродукты, долл. США/т

Вид нефтепродукта	2010	2015	2020	2025	2030
<i>Умеренный вариант</i>					
Автомобильный бензин	1040	958	876	795	713
Дизельное топливо	945	871	796	722	648
Мазут	341	316	291	266	241
<i>Интенсивный вариант</i>					
Автомобильный бензин	1040	958	876	795	1425
Дизельное топливо	945	871	796	722	1295
Мазут	341	316	291	266	456

на внутреннем рынке будет более умеренной с учетом стабилизационных мер в области административного, налогового и таможенного регулирования.

Азиатско-тихоокеанский рынок остается основным рынком сбыта газа Восточной Сибири и Дальнего Востока. Спрос на поставки газа в АТР возрастет к 2010 г. до 170–190 млрд куб. м в год, к 2020 г. – до 410–420 млрд, к 2030 г. – до 680–690 млрд куб. м. Нетто-импорт газа будет увеличиваться под влиянием ресурсных (ограниченность в регионе ресурсов и запасов углеводородов), экономических (дальнейший, преимущественно экстенсивный, рост экономики), демографи-

Таблица 4

Прогноз добычи, потребления и нетто-импорта газа в странах АТР и на Тихоокеанском побережье США, млрд куб. м (средние значения)

Показатель	2007	2010	2015	2020	2025	2030
<i>Страны АТР</i>						
Добыча	392	436	489	525	552	571
Потребление	448	510	625	740	846	952
Нетто-импорт	56	74	136	215	294	381
<i>Тихоокеанское побережье США</i>						
Добыча	68	68	69	71	69	67
Потребление	81	90	100	106	109	112
Нетто-импорт	13	22	31	35	40	45

ческих (увеличение численности населения), экологических (дальнейшее ухудшение экологической обстановки) и технологических (изменение технологической структуры энергетики) факторов.

Потенциально крупный внешний рынок сжиженного природного газа – Тихоокеанское побережье США. В этой стране исчерпаны внутренние возможности дальнейшего увеличения и поддержания добычи газа, а также поставок трубопроводного газа из соседних стран. Нетто-импорт СПГ на Тихоокеанском побережье в 2010 г. может составить не менее 22 млрд куб. м, в 2020 г. – 34 млрд, а в 2030 г. – 45 млрд куб. м (табл. 4). Доля СПГ в общем объеме импорта газа США возрастет до 80–90%.

Главный внешний рынок, куда будет поставляться нефть Восточной Сибири и Дальнего Востока, – это АТР. Спрос на поставки нефти и нефтепродуктов из других регионов в АТР составит к 2010 г. 1100–1110 млн т в год, к 2020 г. – 1570–1580 млн, к 2030 г. – 1860–1870 млн т (табл. 5). В регионе продолжатся массовая моторизация экономики и населения, развитие систем и средств автомобильного, авиационного, морского и речного транспорта.

Другой крупный внешний рынок нефти – Тихоокеанское побережье США. Прогнозируется, что нетто-импорт этого региона в 2010 г.

Таблица 5

**Прогноз добычи, потребления и нетто-импорта нефти в странах АТР
и на Тихоокеанском побережье США, млн т (средние значения)**

Показатель	2007	2010	2015	2020	2025	2030
<i>Страны АТР</i>						
Добыча	379	408	408	391	367	342
Потребление	1185	1510	1765	1970	2100	2205
Нетто-импорт	806	1102	1357	1579	1733	1863
<i>Тихоокеанское побережье США</i>						
Добыча	96	87	76	67	62	54
Потребление	148	154	162	168	174	177
Нетто-импорт	52	67	86	101	113	123

составит 67 млн т, в 2020 г. – 101 млн, а в 2030 г. – 123 млн т. В США ожидается сокращение добычи нефти при поддержании высокого душевого уровня потребления и продолжении роста численности населения.

В перспективе в связи с ростом доли СПГ в структуре мировой торговли природным газом, прежде всего в АТР и Северной Америке, а также с повышением технологической эффективности и гибкости поставок цена на природный газ перестанет быть напрямую привязанной к ценам на нефть. Кроме того, этому будут способствовать и организационные мероприятия в мировой системе газообеспечения – создание международных структур стран-производителей с целью регулирования газовых рынков. Ожидается, что цена энергетической единицы природного газа будет сближаться с соответствующим показателем по нефти. При этом разница цен на сетевой природный газ и СПГ, а также региональная дифференциация на основных мировых рынках будут уменьшаться. Средняя цена на газ на мировом рынке в умеренном варианте в 2010 г. возрастет до 330 долл. США за 1 куб. м, в 2020 г. – до 400, в 2030 г. – до 440 долл. В интенсивном варианте цена природного газа возрастет соответственно до 440, 730 и 870 долл. США за 1 куб. м (табл. 6).

Таблица 6

Прогноз цен на газ и нефть на тихоокеанском рынке

Сценарий	2008	2010	2015	2020	2025	2030
<i>Газ, долл. США/тыс. куб. м</i>						
Умеренный	300	330	370	400	440	440
Интенсивный	300	440	580	730	870	870
<i>Нефть, долл. США/барр.</i>						
Умеренный	100	100	90	80	70	70
Интенсивный	100	100	110	120	130	140

Цена нефти на тихоокеанском рынке (АТР, Тихоокеанское побережье США), как правило, на 3–7% выше цены европейского рынка, что обусловлено повышенным спросом и транспортными рисками. При умеренном варианте развития экономики в 2010 г. нефть на тихоокеанском рынке будет стоить около 100 долл. США/барр., впоследствии возможна коррекция до 70–80 долл./барр. Прогнозируется, что благоприятная для производителей конъюнктура (свыше 100 долл./барр.) сохранится примерно до 2010–2011 гг., хотя тенденция к снижению цен должна обозначиться уже в 2008–2009 гг. Это связано с инерционностью технологических систем нефтепотребления, которые сейчас используются в развитых странах и продолжают массово внедряться в развивающихся странах. Вместе с тем сегодня в мире происходит повторение ситуации 1973–1981 гг., когда за восемь-девять лет нефть была в основном вытеснена газом, углем и атомной энергией из коммерчески наименее эффективного сегмента ее использования – электроэнергетики. В последние годы в индустриально развитых странах подобные процессы наблюдаются и в сегменте моторного топлива.

В интенсивном варианте продолжится влияние на цену повышенного спроса на нефть в Китае, Индии, Индонезии, на Филиппинах, которые в последние годы активно наращивают импорт сырья и нефтепродуктов на фоне экономической и политической нестабильности в ряде стран-экспортеров. В этом сценарии цены на нефть на тихоокеанском рынке возрастут до 140 долл. США/барр.

При формировании новых экспортных поставок нефти и газа из России целесообразно организовать максимальное технологически обоснованное и экономически эффективное извлечение на российской территории всех ценных и потенциально ценных компонентов, включая этановую и пропан-бутановую фракции, гелий и другие элементы в соответствии с их концентрацией. Модернизация существующих и формирование новых центров нефтеперерабатывающей, газоперерабатывающей, нефтехимической и газохимической промышленности на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока будут стимулировать социально-экономическое развитие российских регионов, позволят создавать продукцию с высокой добавленной стоимостью.

При поставках на экспорт сырой нефти и энергетического газа целесообразны заключение связанных договоров, предполагающих одновременные поставки продукции нефтегазопереработки и нефтегазохимии, а также обеспечение доступа российских компаний к объектам транспортировки, переработки и сбыта на территории стран-реципиентов.

Цены экспортных поставок нефти и газа из Восточной Сибири и с Дальнего Востока на тихоокеанские рынки должны быть несколько выше европейских с учетом высокого качества сырья, повышенного спроса и наличия транспортных рисков при поставках из других регионов мира (с Ближнего Востока, из Африки).

Целесообразно формирование контролируемых российскими компаниями, прежде всего ОАО «Газпром», поставок сетевого и сжиженного газа в АТР не только из России, но и из других регионов мира. «Газпром» как глобальная энергетическая компания имеет возможность вхождения в проекты организуемых международными и транснациональными компаниями BP, «Shell», «Exxon», «Chevron», «Total» и др. поставок СПГ в страны АТР, на Тихоокеанское и Атлантическое побережья США из различных регионов мира по схеме замещения (SWAP) на европейском рынке, а также в обмен на ограниченный допуск этих компаний к проектам, реализуемым на территории Западной и Восточной Сибири.

Создание и приобретение инфраструктуры, получение доступа к добывающим активам и организация крупномасштабных поставок из различных регионов мира позволят России занять доминирующие

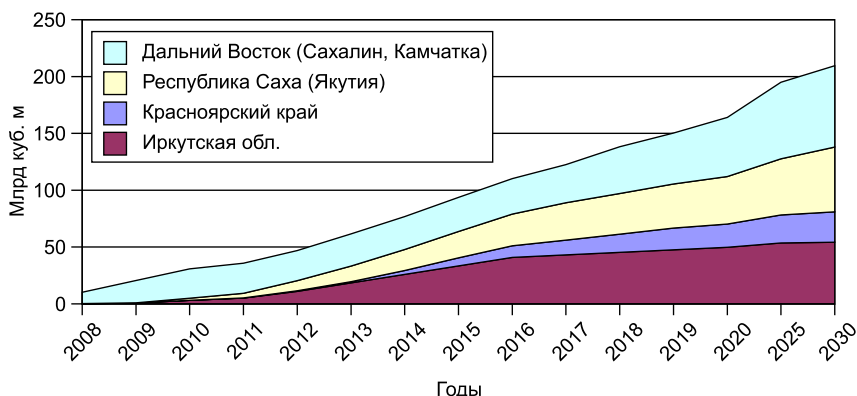
позиции на тихоокеанском рынке газа, контролируя не менее половины всех экспортно-импортных поставок в АТР.

При формировании регионального газового и газоперерабатывающего комплексов на востоке России необходимо в первую очередь учитывать стратегические интересы страны и приоритетные задачи социально-экономического развития ее восточных районов. Развивать на востоке страны новые крупные центры добычи нефти и газа международного значения следует в рамках государственной Стратегии комплексного освоения ресурсов и запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока. Необходимость комплексного освоения нефтяных и газовых запасов и ресурсов обусловлена

- территориальным распределением и качеством (включая комплексный характер большинства месторождений, особый состав газов) сырьевой базы;
- высокой капиталоемкостью, социальной и геополитической значимостью проектов;
- важностью рационального размещения центров переработки и потребления, включая внешние рынки;
- потребностью в единой транспортной инфраструктуре.

Стратегия предполагает форсированное проведение геолого-разведочных работ, создание добывающей, перерабатывающей и транспортной инфраструктуры, строительство заводов по выделению гелия и хранилищ гелиевого концентрата. Добыча свободного газа в Восточной Сибири в 2010 г. составит 4,6 млрд куб. м, на Дальнем Востоке – 25,8 млрд, в 2030 г. в Восточной Сибири будет добыто 127,3 млрд, на Дальнем Востоке – 71,6 млрд куб. м. Согласно Стратегии к 2030 г. в Якутии будет добываться не менее 56 млрд куб. м газа в год, в Иркутской области – 52,6 млрд, в Красноярском крае – 18,7 млрд куб. м. Добыча попутного газа в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) может превысить 10 млрд куб. м (см. рисунок). На Дальнем Востоке крупнейшие газовые проекты – это «Сахалин-1» (проектный уровень добычи – свыше 13 млрд куб. м в год), «Сахалин-2» (22 млрд куб. м) и «Сахалин-3» (21 млрд куб. м).

При развитии газовой промышленности в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке следует учитывать высокое содержание в природ-



Добыча природного газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке

ных газах Лено-Тунгусской провинции таких элементов, как этан, пропан, бутаны и конденсат. Исходя из состояния сырьевой базы и перспектив добычи природного газа ежегодная добыча гелия в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) может быть доведена к 2030 г. до 280–300 млн куб. м.

Предполагается формирование трех крупных центров производства и переработки газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке: Красноярского, Ангаро-Вилуйского и Дальневосточного. В Богучанах и Саянске будут построены ГПЗ с блоками по выделению гелия, производству нефтегазохимической продукции. На юге о. Сахалин строится завод по сжижению природного газа (первая очередь сдана в эксплуатацию в начале 2009 г.). Поставки газа на Богучанский ГПЗ будут осуществляться с месторождений Красноярского края – Юрубчено-Тохомского, Курумбинского, Собинско-Пайгинского и др., на Саянский ГПЗ – с месторождений Иркутской области и Республики Саха (Якутия), в частности Чайядинского и Ковыктинского. Предполагается создание системы производств по переработке газа с использованием технологий, основанных на криогенном разделении природного газа на фракции с сепарированием метановой фракции, этана, пропана-бутана, ШФЛУ, конденсата, гелия. Реализация продуктов переработки природного газа, нефте- и газохимии существен-

но увеличит объем добавленной стоимости, производимой на территории региона.

При формировании на востоке России системы транспорта газа целесообразно строительство газопроводов: Ковыктинское месторождение – Саянск – Проскоково (соединение с ЕСГ), Чаяндинское месторождение – Ковыктинское месторождение, Ковыктинское месторождение – Саянск – Ангарск – Иркутск – Улан-Удэ – Чита. Для экспорта восточно-сибирского газа на первом этапе возможно использование БАМа и Транссиба, что предполагает строительство заводов по сжижению природного и углеводородных газов и железнодорожных терминалов по отгрузке СПГ и СУГ в Усть-Куте и Ангарске. По мере наращивания объемов добычи газа в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) и развития инфраструктуры газообеспечения в Восточной Азии должно быть принято окончательное решение о строительстве экспортных газопроводов: Чита – Забайкальск – Харбин – Далянь – Пекин, Пьёнтек (Pyeongtaek) – Сеул; Чита – Сковородино – Хабаровск – Владивосток – Находка с отводом на Китай в районе Дальнереченска и с терминалом по отгрузке СПГ в Находке.

Газ на завод по сжижению природного газа на Сахалине будет поставляться в рамках проекта «Сахалин-2» с возможным подключением в перспективе поставок с месторождений, предполагаемых к открытию в рамках проектов «Сахалин-3» – «Сахалин-9». К настоящему времени на Дальнем Востоке действуют газопровод Северный Сахалин – Комсомольск-на-Амуре – Хабаровск, нефтепроводы Северный Сахалин – Комсомольск-на-Амуре и Северный Сахалин – порт Де Кастри. В ближайшее время будут введены в промышленную эксплуатацию нефте- и газопроводные системы Северный Сахалин – Южный Сахалин с пуском на юге острова завода по сжижению газа и терминалов по отгрузке СПГ и нефти. Целесообразно строительство нефтепровода Комсомольск-на-Амуре – Хабаровск и газопровода Хабаровск – Владивосток. В районе Хабаровска эти трубопроводы должны быть соединены с системами нефте- и газопроводов Восточная Сибирь – Дальний Восток.

Экономическая оценка учитывает инвестиции по следующим направлениям:

- воспроизводство минерально-сырьевой базы;
- разработка и обустройство уже открытых и прогнозируемых к открытию месторождений;
- развитие инфраструктуры внешнего транспорта газа с месторождений;
- формирование ГПЗ с блоками по выпуску нефтехимической продукции, выделению и сжижению гелия.

В рамках Стратегии комплексного освоения ресурсов и запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока инвестиции для формирования новых крупных центров добычи газа в этих регионах необходимы в объеме 147,3 млрд долл. США, в том числе в геолого-разведочные работы – 14,1 млрд долл., в разработку и обустройство месторождений – 80,7 млрд, в создание транспортной инфраструктуры – 28,6 млрд, в нефтегазохимический комплекс – 22,8 млрд долл.

В период до 2030 г. выручка согласно Стратегии комплексного освоения ресурсов и запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока, возможно, составит 1277,2 млрд долл. США, в том числе за счет реализации сухого газа – 815,3 млрд долл., продукции газоперерабатывающего и нефтегазохимического комплексов, включая СПГ, – 461,9 млрд долл. Экономическая оценка развития газового комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока указывает на его высокую коммерческую и бюджетную эффективность. Накопленная чистая прибыль до 2030 г. составит 410,3 млрд долл., NPV – 84,45 млрд долл., IRR – 28%, срок окупаемости с учетом дисконтирования – 9 лет. Поступления в федеральный бюджет составят 362,2 млрд долл., в региональный – 115,8 млрд, в местный – 14,9 млрд долл.

Для реализации Стратегии предусмотрена система мероприятий государственного регулирования с использованием комплекса мер государственно-частного партнерства. Организационно-правовые механизмы поддержки программ государственно-частного партнерства предусматривают предоставление субвенций или субсидий, бюджетное финансирование для федеральных государственных нужд, кредитование и т.д. В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке государство

участвует в бюджетном финансировании региональных геолого-разведочных работ, в строительстве инфраструктуры трубопроводного, автомобильного и железнодорожного транспорта, через контролируемые государством компании «Газпром» и «Роснефть» – в проведении геолого-разведочных работ на лицензионных участках недр, в освоении месторождений нефти и газа.

Предусмотрены конкретные мероприятия по реализации Стратегии с учетом особенностей современной институциональной среды и организационно-экономических условий для последовательного выполнения поставленных задач:

1) повышение эффективности и расширение региональных геолого-разведочных работ и лицензирования территорий Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия);

2) подготовка и освоение запасов природного газа, нефти, попутных и растворенных компонентов;

3) организация новых и развитие существующих нефте- и газоперерабатывающих, нефте- и газохимических производств, создание гелиевой промышленности;

4) комплексная разработка запасов твердых полезных ископаемых в районах добычи и транспортировки углеводородного сырья, создание общерайонной инфраструктуры;

5) достижение максимальных социальных эффектов от добычи, переработки и транспортировки полезных ископаемых, в частности для населения Восточной Сибири и Дальнего Востока, создание условий для получения наибольших мультипликативных эффектов от реализуемых проектов.

Эффективная реализация Стратегии комплексного освоения ресурсов и запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока, включая полную утилизацию ПНГ, даст возможность обеспечить газификацию регионов Сибирского и Дальневосточного федеральных округов, в том числе юга Восточной Сибири и Забайкалья, организовать развитие существующих и формирование новых центров нефте- и газопереработки, нефте- и газохимии, создать гелиевую промышленность.