

# ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ В СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

П.А. Глик

Томский политехнический университет, г. Томск

E-mail: glik.pavel@mail.ru

Научный руководитель: Ивашкина Е.Н., доктор тех. наук, профессор

*Проанализированы основные проблемы нефтедобычи в современных условиях. Оценено влияние географических, физико-химических и других технико-экономических факторов на развитие отечественных предприятий нефтедобычи. Исследован отечественный рынок нефти и нефтепродуктов с учетом экономических тенденций прошлых лет. Оценена доля нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих компаний в развитии экономики и топливно-энергетического комплекса страны. Рассмотрены дальнейшие перспективы развития отечественных нефтедобывающих компаний.*

В современном мире производители сталкиваются с рядом весьма неоднородных и порой противоречащих друг другу проблем и ставят перед собой такие же задачи. Противоречия связаны в большей мере с тем, что цели предприятия могут не соответствовать реалиям действительности.

Например, для нефтехимической промышленности при наращивании объемов производств производитель столкнется с тем, что наряду с увеличением затрат на закупку сырья, увеличенной амортизации оборудования возникнет проблема экологичного производства. Проблема основана на том, что при малых объемах производства вредных выбросов предельно немного, что обеспечивает стабильное функционирование завода без какого-либо тщательного вмешательства сотрудников пожарной безопасности, экологов, лесо- и водоохраны, кроме как плановых проверок. В случае укрупнения предприятия внимание возрастает в геометрической прогрессии, что приводит в конечном итоге к принятию дополнительных мер по качественной очистке отходов. Но эта проблема не самая главная при разворачивании предприятий. Одной из самых серьезных сложностей, с которой сталкиваются предприятия, является несоответствие качества выпускаемой продукции требованиям, предъявляемым со стороны метрологических, стандартизационных и сертификационных организаций [1].

Несоответствия требованиям связаны в основном с повышенной частотой изменения и ужесточения самих требований в условиях увеличенного интереса мировых организаций по экологизации планеты путем экологизации производства. Переход на бензин евростандарта Евро-4 и Евро-5 не был воспринят отечественными производителями с большим энтузиазмом. Причиной тому послужила модернизация оборудования, 60 % которого работает еще с 80–90-х годов и в принципе не может выпускать продукцию более высокого качества без соответствующих технических доработок [2].

Целью работы является оценка сложности технико-экономических проблем предприятия и определение наиболее оптимального и благоприятного пути решения данных проблем. В качестве объекта исследования были взяты отрасли нефтеперерабатывающего типа, как наиболее значимые на современном этапе развития энергетики (дальнейшее развитие энергетического комплекса намечено в сторону привлечения большего внимания природному газу).

Для нефтехимических отраслей с каждым днем проблем становится все больше и больше. Нефтяные запасы постепенно истощаются, что приводит к последовательному удорожанию не только самой нефти как целевого сырья для дальнейших производств, но и удорожанию технологии добычи как таковой нефти. Наряду с этим качество нефти становится все хуже и хуже, поскольку увеличивается объем образования водонефтяных эмульсий, разделение которых весьма трудоемко и во все недешево [3]. Повышают налоги на использование и разработку месторождений, но самые большие затраты приходится на подготовку к транспортировке и саму транспортировку. Для подготовки необходимы современные аппараты и оборудование, которое позволит выпустить сырье для нефтехимии соответствующего качества – соответствующих требований. Очевидно, что для более тяжелой, вязкой, обводненной нефти потребуются создание дополнительных условий для качественной подготовки. А здесь дополнительные расходы. Сама транспортировка обусловлена удаленностью нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) от места добычи нефти, порой это тысячи километров.

Ввиду перечисленных проблем и расходов целесообразно оценить себестоимость нефти, а также определить срок возвращения вложенных инвестиций в проект и окупаемость месторождения с учетом срока его разработки.

Для каждого месторождения это строго свои значения, обусловленные спецификой расположения нефтедобывающей компании, ее размеров, объемов добычи и т.д.

При формировании в Российской Федерации системы рыночных отношений отечественная нефтяная промышленность перешла на новый виток своего развития, что и породило определенный ряд проблем в данной отрасли [1].

Следует отметить, что сегодня нефтяная отрасль является одной из лидирующих в отечественной экономике, и Россия является незыблемым лидером по экспорту. В настоящее время высокие доходы от экспорта нефти и нефтепродуктов дают возможность крупным российским нефтяным компаниям получать значительные прибыли, которые и обеспечивают определенную долю в доходах государственного бюджета, а также пополнение валютных резервов Центрального банка страны.

Поэтому всплывают диаметрально противоположные точки зрения: с одной стороны, современный российский ТЭК – это главный результат деятельности российской экономики, а, с другой стороны, – российский ТЭК – это существование определенных проблем в отечественной экономике.

Рассмотрим отдельные проблемы нефтяной отрасли, имеющие место в современной российской экономике.

Представляется возможным уделить внимание низким темпам развития отечественной минерально-сырьевой базы [3].

Поддержание среднесуточного дебита одной скважины, дающей продукцию на уровне 10 тонн, возможно в последние годы за счёт активного внедрения и применения методов интенсификации добычи, а также за счет ввода в разработку новых крупных месторождений, таких как: Ванкорское нефтегазовое месторождение (расположено на севере Красноярского края и открыто в 1991 г., запасы нефти превышают 260 миллионов тонн, газа – около 90 миллиардов м<sup>3</sup>, разработка началась в 2008 г.), Еты-Пуровское нефтяное месторождение (расположено в Ямало-Ненецком автономном округе, в районе города Ноябрьска, и открыто в 1982 г., разработка началась в 2003 г., запасы нефти составляют около 40 миллионов тонн), Верх-Тарское нефтеносное месторождение (расположенное на северо-западе Новосибир-

ской области, открыто в 1970 г., разработка началась в 2000 г., запасы нефти составляют около 68 миллионов тонн).

Благодаря активному освоению нефтяных месторождений на Востоке России произошло наращивание объемов эксплуатационного бурения скважин: в 2011 г. и 2012 г. было пройдено, соответственно, 18 млн. м и 19,8 млн. м, по сравнению с годами ранее, когда уровень проходки составлял 14 млн. м.

К 2012 г. объем разведочного бурения у российских компаний остается на низком уровне. В 2012 г. наибольшую проходку разведочного бурения можно отметить в ОАО «Сургутнефтегаз» (0,22 млн. м) и ОАО «ЛУКОЙЛ» (0,18 млн. м). Эти же российские компании проводят и наибольший объем работ по эксплуатационному бурению (4,69 млн. м и 3,4 млн. м, соответственно, ОАО «Сургутнефтегаз» и ОАО «ЛУКОЙЛ»). Также, на лидирующих позициях по эксплуатационному бурению находится ОАО «НК «Роснефть» – 4,05 млн. м в 2012 г.

В региональном аспекте добыча нефти на территории России неоднородна. В силу природных причин нефтедобыча в основном сосредоточена в Западно-Сибирской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинциях/бассейнах (далее – НПП). Также, ведется добыча в Тимано-Печорской и Северо-Каспийской, Средне-Каспийской, Азово-Кубанской и Северно-Сахалинской шельфовой НПП.

Сегодня Западная Сибирь – это центр нефтяной промышленности России, где (по данным 2012 г.) добывается почти 317 млн. т нефти (табл. 1 [4]). К 2012 г. в регионе Западная Сибирь объем добычи нефти сокращается, и его доля в структуре добычи нефти по России доходит до 61,1 %. В 2008 г. доля Западной Сибири в добыче нефти составляла 65,1 %, а в 2004 г. 71 % от всей добываемой в России нефти.

Таблица 1 – Добыча нефти и конденсата в Российской Федерации за 2008 – 2012 гг. по регионам, млн. т

Регион, субъект	2009 г.		2010 г.		2011 г.		2012 г.	
	млн. т	% от РФ	млн. т	% от РФ	млн. т	% от РФ	млн. т	% от РФ
Европейская часть РФ	149,2	30,2	152,3	30,2	151,1	29,6	151,8	29,3
Урал	45,3	9,2	47,5	9,4	45,5	8,9	47,5	9,2
Поволжье	61,8	12,5	64,1	12,7	67,5	13,2	69,7	13,5
Северный Кавказ	9,9	2,0	9,3	1,8	8,4	1,6	6,3	1,2
Тимано-Печора	32,2	6,5	31,5	6,2	29,7	5,8	28,2	5,4
Западная Сибирь	322,1	65,2	318,3	63,0	317,7	62,1	316,8	61,2
Ханты-Мансийский АО	270,4	54,7	265,9	52,6	262,6	51,3	260,0	50,2
Ямало-Ненецкий АО	35,3	7,1	34,5	6,8	35,5	6,9	36,2	7,0
Томская обл.	10,6	2,1	10,6	2,1	11,6	2,3	11,9	2,3
Новосибирская обл.	2,1	0,4	1,3	0,3	0,9	0,2	0,7	0,1
Омская обл.	0,8	0,2	0,8	0,2	0,7	0,1	0,5	0,1
Юг Тюменской обл.	2,9	0,6	5,2	1,0	6,4	1,3	7,6	1,5
Восточная Сибирь	7,5	1,5	19,7	3,9	27,3	5,3	35,4	6,8
Красноярский край	3,4	0,7	12,9	2,5	15,1	3,0	18,5	3,6
Иркутская обл.	1,6	0,3	3,3	0,7	6,6	1,3	10,1	1,9
Республика Саха (Якутия)	2,5	0,5	3,5	0,7	5,6	1,1	6,8	1,3

Регион, субъект	2009 г.		2010 г.		2011 г.		2012 г.	
	млн. т	% от РФ	млн. т	% от РФ	млн. т	% от РФ	млн. т	% от РФ
Дальний Восток	15,4	3,1	14,8	2,9	15,2	3,0	14,1	2,7
Сахалинская обл.	15,4	3,1	14,8	2,9	15,2	3,0	14,1	2,7
Россия - всего	494,2	100,0	505,1	100,0	511,3	100,0	518,1	100,0

В европейской части России добывается 1/3 часть всей российской нефти или 151,61 млн. т (по данным 2012 г.). Крупные нефтедобывающие регионы расположены в европейской, западной, части России: Поволжье, Урал, а также входящие в Волго-Уральскую НГП месторождения и залежи; Северный Кавказ и Тимано-Печорская НГП. В 2009 – 2012 гг. добыча нефти в Поволжье составляла 12,5 – 13,5 % от всего объема добычи нефти в России, а на Урале данный показатель составлял в 2012 г. – 9,2 %. На Северном Кавказе за 2009 – 2012 гг. добыча нефти сокращалась. В целом, такое сокращение добычи нефти на Северном Кавказе компенсировалось увеличением добычи нефти в Поволжье и Урале, в т.ч. в Самарской области и Республике Башкортостан.

Восточная Сибирь в 2009 – 2012 гг. – это основной регион, в котором значительными темпами увеличивались объёмы добычи нефти (с 7,5 млн. т до 35,4 млн. т, и увеличение составляет 4,7 раза). Такое масштабное увеличение объёма добычи нефти происходило за счёт вывода на проектную мощность Ванкорского (Красноярский край) и других месторождений Восточной Сибири.

На Дальнем Востоке (Сахалинская обл.) нефтедобывающие предприятия добыли в 2012 г 14,1 млн. т нефти, что на 8,4 % ниже аналогичного показателя 2009 г.

На Дальнем Востоке, по мнению Эдера Л.В., Филимоновой И.В. и др., в 2014 г. ожидается увеличение объёмов добычи нефти с началом добычи на месторождении Аркутун-Даги в рамках проекта «Сахалин-1». Сегодня на шельфе о. Сахалин добычей нефти, газа занимаются исполнители проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2» – Exxon Neftegas Limited и Sakhalin Energy; на береговой линии – «Роснефть-Сахалинморнефтегаз», «Петросах» и ОГУП «Сахалинская нефтяная компания» [5].

Сегодня в России добычу нефти осуществляют почти 320 организаций, в т.ч. около 140 компаний, входящих в структуру вертикально интегрированных нефтегазовых компаний (далее – ВИНК), 180 организаций принадлежат к числу частных разрабатывающих компаний и 3 компании сотрудничают на условиях долевого соглашения соглашений с дальнейшим разделом продукции.

Почти 90 % всего объема добытой нефти и газового конденсата в России приходится на восемь ВИНК – это: «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», ТНК-ВР, «Сургутнефтегаз», «Группа Газпром» (включая «Газпром нефть»), «Татнефть», «Башнефть», «РуссНефть». Компания «Славнефть» контролируется «Газпром нефтью» и ТНК-ВР. В таблице 2 [4] представлена информация о добыче нефти российскими нефтяными компаниями за последние десять лет.

Таблица 2 – Объем добытой нефти в 2002 – 2012 гг. в России, млн. т

Добывающая компания	2002	2004	2005	2007	2009	2010	2011	2012	2012 г. в % к 2002 г.
«Роснефть»(*)	16,1	21,6	74,4	99,8	107,4	114,5	117,7	121,2	7,5 раза
«ЛУКОЙЛ»	75,3	84,1	87,8	91,4	92,2	90,1	85,3	84,6	112,4
ТНК-ВР (приобретена «Роснефтью»)	53,7	70,3	75,3	69,4	70,2	71,7	71,7	72,4	134,8
«Сургутнефтегаз»	49,2	59,6	63,9	64,5	59,6	59,5	60,8	61,4	124,8
«Группа Газпром»	37,1	45,9	45,8	51,5	47,4	48,5	50,0	51,3	138,3
«Татнефть»	24,6	25,1	25,3	25,7	26,1	26,1	26,2	26,3	106,9
«Башнефть»	12,0	12,1	11,9	11,6	12,2	14,1	15,1	15,4	128,3
«Славнефть» (с декабря 2002 г. контролируется «Газпром нефтью» и ТНК-ВР)	14,6	22,0	24,2	20,9	18,9	18,4	18,1	17,9	122,6
«РуссНефть»	-	6,6	12,2	14,2	12,7	13,0	13,6	13,9	х
Прочие компании	95,1	109,8	47,0	28,4	32,7	35,0	36,8	39,5	41,5
СРП	1,9	2,4	2,8	13,8	14,8	14,2	15,1	14,1	7,4 раза
Россия - всего	379,6	458,8	470,0	491,3	494,2	505,1	511,4	518,0	136,5

(\*) Без учета добычи нефти в проекте «Сахалин-1».

С 2002 г. по 2012 г. все российские нефтедобывающие компании наращивали объемы добычи нефти (рост в различных компаниях составлял от 6,9 % до 38,3 %). На этом фоне особенно внушительным является рост добычи нефти компанией «Роснефть» (увеличение добычи нефти составило 7,5 раза), а также на основе соглашений о разделе продукции (увеличение добычи нефти по СРП составило 7,4 раза). В целом, добыча нефти российскими предприятиями за последние 10 лет выросла более, чем на треть, точнее на 36,5 %.

Несмотря на последние увеличения объемом добычи нефти, за последние двадцать лет остро встает вопрос о качестве добываемой нефти [3]. Известно, что для современного этапа развития отечественной нефтедобывающей промышленности характерно осложнение условий разведки и разработки нефтяных месторождений, увеличение объемов трудноизвлекаемых нефтей. Последнее определяется вступлением большего числа высокосолевательных залежей в завершающую стадию разработки, для которой характерно интенсивное снижение добычи нефти и резкий рост ее обводненности (табл. 3 [4]), так и неблагоприятные качественные характеристики запасов нефти в залежах, которые вновь вводят в разработку.

Таблица 3 – Обводненность российской нефти

Годы	1990	1995	2000	2005	2007	2008	2009	2010	2012
Обводненность нефти, %	77,8	81,7	83,1	83,6	86,2	84,7	84,8	85,1	85,3

Время безводной эксплуатации большинства эксплуатируемых скважин сравнительно небольшой, и добыча нефти с незначительной степенью обводненности составляет малый процент от общего времени добычи нефти на разрабатываемом

месторождении. Отлично то, что на различных этапах добычи обводненность добываемой нефтяной эмульсии и скорость роста содержания воды различна. Так, достаточно быстро достигается состояние с обводненностью продукции нефтяных скважин до 80%, дальнейший рост обводненности значительно снижается, а с определенного момента даже балансирует на конкретном значении и не меняется годами.

Следующая проблема российской нефтяной отрасли, предлагаемая к рассмотрению, - это неполная загрузка производственных мощностей в нефтепереработке.

В настоящее время в российской нефтяной отрасли идет достаточно активная модернизация установок по переработке и вывод мощностей по производству топлива более высоких классов (аналогичных европейским стандартам). В результате чего, производственные мощности по сырью за последние двадцать лет снизились на 20,5 % и составили в 2012 г. 279 млн. т (табл. 4 [4]). В том же 2012 г. объемы первичной переработки нефти составили 266 млн. т, что дало загрузку установок по первичной переработке нефти на уровне 95,3% (этот показатель в 2012 г. являлся наивысшим за последние двадцать лет, а по сравнению с 1990 г. он увеличился только на 9,8 процентных пункта).

Таблица 4 – Основные показатели нефтеперерабатывающей промышленности России за 1990 – 2012 гг.

Годы	Мощности по сырью, млн. т	Первичная переработка, млн. т	Загрузка установок по первичной переработке нефти, %
1990	351	300	85,5
1995	304	185	60,9
2000	281	174	61,9
2001	281	178	63,3
2002	276	185	67,0
2003	271	190	70,1
2004	271	195	72,0
2005	264	207	78,4
2006	273	220	80,6
2007	279	229	82,1
2008	272	236	86,8
2009	267	236	88,4
2010	271	250	92,3
2011	282	256	90,8
2012	279	266	95,3
2012 г. в % к 1990 г.	79,5	88,7	+9,8 п.п.

Такое увеличение объемов нефтепереработки является результатом того, что с конца 2000-х гг. на российском рынке нефтепродуктов идет ускоренный рост потребления бензина и авиационного керосина (табл. 5 [4]).

Таблица 5 – Производство основных нефтепродуктов, млн. т

Годы	Нефтепродукты		
	автомобильный бензин	дизельное топливо	мазут
1990	41,0	75,6	95,0
1995	28,0	43,0	60,0
2000	27,2	49,3	48,4
2001	27,6	50,1	50,3
2002	29,0	52,7	54,2
2003	29,3	53,8	57,2
2004	30,4	55,3	58,4
2005	31,9	59,9	56,7
2006	34,4	64,2	59,4
2007	35,1	66,4	62,4
2008	35,7	69,0	63,9
2009	35,8	67,3	64,4
2010	36,0	69,9	69,5
2011	36,6	70,6	73,3
2012	38,2	69,7	74,5

Производство бензинов выросло до 38,2 млн. т и приблизилось к уровню 1990 г. И, несмотря на вводимые пошлины на экспорт тёмных нефтепродуктов, продолжилось увеличение объёмов экспорта мазута, что привело к росту его производства. В общей структуре выпуска отечественных нефтепродуктов доминирует производство тяжёлых, а также средних фракций, главным образом это мазут и дизельное топливо.

В 2000-е гг. большая часть дизтоплива и мазута поступала на экспорт по ценам ниже, чем цены сырой нефти. Это привело к повышению спроса на данные нефтепродукты на международных рынках, возобновился быстрый рост производства средних и тяжёлых дистиллятов. И сегодня соотношение экспортных пошлин на нефть, тёмные и светлые нефтепродукты не стимулирует изменение структуры выпуска продуктов российских нефтеперерабатывающих заводов. Так, в 2012 г. более выгодно было экспортировать мазут и дизельное топливо (как полупродукты) для переработки в странах-реципиентах, чем наращивать объёмы глубокой переработки нефти внутри страны. Кроме того, что цена и качество российского бензина не выдерживают конкуренции с европейскими производителями.

Одной из основных проблем нефтяной отрасли России сегодня остается, как и в конце XX века, – невысокая глубина переработки нефти российскими нефтяными компаниями (табл. 6 [4]).

Таблица 6 – Глубина переработки нефтяного сырья в России в 1990 – 2012 гг.

Годы	1990	1995	2000	2005	2007	2010	2012	2012 г. к 1990 г., п.п.
Глубина переработки нефти, %	67,0	63,0	70,8	71,6	71,9	71,2	71,5	+4,5

Текущее состояние нефтепереработки в России по показателю «глубина переработки нефтяного сырья» можно также охарактеризовать как неблагоприятное. Средняя глубина и степень переработки нефти в РФ пока еще далека и отстает от мировых темпов: например, в развивающихся странах этот показатель составляет 85 – 90 %, в США – 92 %. И хотя за последние двадцать лет отечественная динамика показывает определенные улучшения (глубина переработки российской нефти с 1990 г. по 2012 г. увеличилась на 4,5 процентных пункта), но за последнее десятилетие данный показатель отмечается на уровне 70 %, что свидетельствует о том: до уровня развитых стран российская техническая база нефтепереработки еще отстает [6]. И это несмотря на то, что в настоящее время на российском рынке нефтепродуктов идет ускоренный рост производства и потребления бензина и авиационного керосина.

Поставка и реализация нефти на внешнем рынке – это главный источник инвестиций в инфраструктуру нефтяной отрасли, а также определенная прибыль от экспорта нефти в государственный бюджет.

25 % экспорта России сегодня – сырая, только что добытая нефть, что оставляет Россию критично зависимой от конъюнктуры мирового производства, на ряду с этим теряется возможность прибыли от продаж продукции полученной в результате переработки нефти (бензины, масла, дизельные топлива).

На долю стран Дальнего зарубежья приходится около 90 % экспортных поставок, а стран Ближнего зарубежья (с учётом экспорта в государства – члены Таможенного союза) – порядка 12 % экспорта российской сырой нефти (табл. 7 [4]).

Таблица 7 – Экспорт российской нефти

Годы	2010		2011		2012		2012 г. в % к 2010 г.
	млн. т	%	млн. т	%	млн. т	%	
Дальнее зарубежье	224,1	89,4	214,5	87,7	211,6	88,2	94,4
Ближнее зарубежье	26,5	10,6	30,0	12,3	28,3	11,8	106,8
Всего	250,6	100,0	244,5	100,0	239,9	100,0	95,7

В 2012 г. экспорт сырой нефти из России составил 239,9 млн. т, что составило 95,7 % уровня 2010 г. В целом, за 2010 – 2012 гг. экспорт сырой нефти из России в страны Дальнего зарубежья сократился на 5,6 %, а в страны Ближнего зарубежья увеличился на 6,8 %.

По данным Росстата и Федеральной таможенной службы (далее – ФТС) за 2005 – 2012 гг. экспорт нефтепродуктов из России увеличивался и в 2012 г. составил 138 млн. т.

В структуре экспорта нефтепродуктов наибольший вес приходился на поставки мазута. Несмотря на общее сокращение экспорта нефти, в 2012 г. экспорт мазута увеличился до 58 млн. т или на 1,6 %.

Это может являться свидетельством того, что экспорт мазута для его дальнейшей переработки за рубежом остаётся более выгодным и даже несмотря на увеличение пошлины на тёмные нефтепродукты до 66 %. Экспорт дизельного топлива остался практически на уровне 2011 г. и составил 36,1 млн. т. Вследствие введённых «заградительных» экспортных пошлин на бензин и нефть (которые были введены



после топливного кризиса 2011 г.), экспорт бензина в 2012 г. сократился на 12,3 % до 3,6 млн. т [5].

В настоящее время в России функционируют 32 крупных нефтеперерабатывающих завода (НПЗ) и более 200 малых нефтеперерабатывающих заводов (МНПЗ). Также, отдельные газоперерабатывающие заводы перерабатывают жидкие фракции.

Можно отметить, современная нефтяная отрасль – это высококонцентрированное производство: в 2012 г. 88,8 % или 236,1 млн. т всей переработки жидких углеводородов проводилось на НПЗ, входящих в состав восьми ВИНК. И около 8,8% или 23,3 млн. т перерабатывалось крупными НПЗ, не входящими в структуру ВИНК, на долю МНПЗ приходилось 2,4 % (6,4 млн. т).

Отдельные российские компании, такие как «ЛУКОЙЛ», ТНК-ВР, «Газпром нефть», «Роснефть», владеют нефтеперерабатывающими заводами или планируют покупать и строить НПЗ в ближнем и дальнем зарубежье – на Украине, в Румынии, Болгарии, Сербии, Китае и др.

Созданные в России и функционирующие сегодня отечественные ВИНК остаются аналоговыми западным ВИНК. Сравнение и анализ зарубежных и отечественных ВИНК приведены в таблице 8 [4].

Таблица 8 – Характерные особенности российских и западных ВИНК

Российские ВИНК	Западные ВИНК
Концентрация большинства управленческих полномочий в рамках одной организации-холдинга, являющейся штаб-квартирой группы	Концентрация большинства управленческих полномочий в рамках одной организации-холдинга, являющейся штаб-квартирой группы
Лишение статуса юридического лица нефтегазодобывающих подразделений. На базе подразделений создаются «проектные» компании, полностью контролируемые холдингом	«Проектные» компании, полностью контролируемые холдингом
Единственный «центр прибыли» - холдинг и связанные с ним сбытовые компании, в т.ч. и иностранные	Множественность «центров прибыли»
Изначальное использование трансфертного ценообразования (стоимость реализации нефти в рамках внутренних и рыночных сделок может различаться в 4 раза, что, например, имело место в начале 1999 г.) во всех операциях между участника корпорации	Помимо трансфертных потоков внутри группы достаточно большая доля товарных потоков и движения капитала привязана к ценам свободного рынка
Снижение статуса перерабатывающего звена - НПЗ лишались статуса «центра прибыли»	Снижение статуса перерабатывающего звена - НПЗ лишались статуса «центра прибыли»
Наращивание роли влияния финансово-сервисной инфраструктуры, контролируемой холдингом	Наращивание роли влияния финансово-сервисной инфраструктуры, контролируемой холдингом
Совместные компании с иностранным участием в сфере переработки и сбыта, полный отказ от подобных компаний с участием капитала национальных игроков	Совместные компании в сфере переработки и сбыта
Разделение управленческих функций в рамках холдинга на так называемые звенья up-stream (добыча нефти) и downstream (переработка и сбыт нефтепродуктов) с очевидным лидерством первого звена	Разделение управленческих функций внутри холдинга в рамках «матрицы ресурсных стратегий» и разделение бизнес-центров (ответчающих за поступление денежных средств) и структур-владельцев ресурсов

Следует отметить определенные факторы и условия, которые имеют место для организационного построения российских ВИНК и их последующего развития [7]:

- значительные обязательства перед федеральным и региональными бюджетами;
- влияние иностранных кредиторов на процесс принятия программ построения ВИНК и их реализацию.

В заключение возможно отметить, что в России главным центром нефтегазодобычи в настоящее время и среднесрочной перспективе будет Восточная Сибирь и шельфы дальневосточных морей. Наличие значительной сырьевой базы энергетических ресурсов, близость к экспортной инфраструктуре и портам Тихого океана сегодня создают благоприятные предпосылки становления крупного нефтегазового центра на востоке страны. В свою очередь, нефтегазовый потенциал Восточной Сибири и Дальнего Востока обеспечит социально-экономическое развитие российских регионов, будет способствовать технологическому развитию отраслей экономики, реализации внешнеэкономических и геополитических интересов России.

#### Список использованной литературы.

1. Некрасов С.И., Некрасова Н.А., Бусыгин О.В. Факторы организационного развития предприятий. – М.: Издательский дом «Академия естествознания», 2009. – 80 с.
2. Лешева М.Г., Батишева Е.А. и др. Актуальные проблемы развития предпринимательства: теория и практика. Монография. – Ставрополь: АРГУС, 2010. – 196 с.
3. Ленченкова Л.Е. Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов нефти физико-химическими методами: автореферат доктора техн. наук. – Уфа: УГНТУ, 2002. – 49 с.
4. О некоторых проблемах нефтяной отрасли в современной экономике России [Электронный ресурс] // Научно-популярный журнал Novainfo.ru. 2014. URL: <http://novainfo.ru/archive/20/o-nekotoryh-problemah-neftyanoj-otrasli> (дата обращения 30.09.2014 г.).
5. Розанова Н.М., Ряскова М.В. Российская нефтяная отрасль в мировом контексте // Экономический вестник Ростовского государственного университета (Том 1). – 2003. – № 2. – С. 45 – 69.
6. Ширяев К.И. Проблемы нефтяного комплекса России на мировом рынке и пути решения // Аудит и финансовый анализ. – 2007. – № 5. – С. 10 – 16.
7. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Мишенин М.В., Проворная И.В. Особенности нефтяной отрасли России на современном этапе // Журнал нефтегазового строительства. – 2009. - № 4. – С. 40 – 46.