



Центр изучения мировых
энергетических рынков

Нефть сланцевых плеев – новый вызов энергетическому рынку?

Информационно-аналитический обзор



Ноябрь 2012

Авторский коллектив

Авторы: Д.Грушевенко, Е.Грушевенко

Под редакцией: А.Макарова, Т.Митровой, В.Кулагина

Центр изучения мировых энергетических рынков ИНЭИ РАН

Рисунок на обложке: Нефтяной сланец, источник - Saturn Minerals Inc., Канада.

© ИНЭИ РАН, Москва 2012.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	4
ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	5
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ СЛАНЦЕВЫХ ПЛЕЕВ	11
ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ДОБЫЧИ НЕФТИ СЛАНЦЕВЫХ ПЛЕЕВ	21
НЕФТЬ СЛАНЦЕВЫХ ПЛЕЕВ В США – ПРЕДПОСЫЛКИ ДЛЯ «КОНЦА ИМПОРТА»	25
ИОРДАНИЯ – НЕФТЬ ДОРОЖЕ ВОДЫ	27
ИЗРАИЛЬ – НОВАЯ САУДОВСКАЯ АРАВИЯ?	29
МАРОККО – СОКРАТИТЬ ИМПОРТ В КРАТЧАЙШИЕ СРОКИ	31
КИТАЙ. СЛАНЦЕВЫЕ ПЛЕИ – КАПЛЯ В МОРЕ РАСТУЩЕГО СПРОСА	32
АВСТРАЛИЯ – ВСЕ ТОЛЬКО НАЧИНАЕТСЯ	34
АРГЕНТИНА – «СЛАНЦЕВОЙ РЕВОЛЮЦИИ» МЕШАЕТ НАЦИОНАЛИЗАЦИЯ ..	35
БРАЗИЛИЯ И ЭСТОНИЯ – НАИБОЛЕЕ ОПЫТНЫЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ НЕ ТОРОПЯТСЯ ПРИСОЕДИНИТЬСЯ К СЛАНЦЕВОЙ ГОНКЕ	36
ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТИ СЛАНЦЕВЫХ ПЛЕЕВ – ПРОГНОЗЫ	37
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	44
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	46

Введение

Потенциал нетрадиционных источников нефти - один из важнейших вопросов развития не только нефтяной отрасли, но и всей мировой энергетики. По различным оценкам ресурсы нефтяных песков, сверхтяжелой нефти и нефтяных сланцев почти пятикратно превышают запасы традиционной нефти. По оценкам ИНЭИ РАН, из всех нетрадиционных нефтей наибольшую угрозу для традиционных производителей с точки зрения конкуренции за потребительские рынки представляет нефть сланцевых плеев.

В начале 2010г. в мире началось наращивание темпов добычи этого вида нефти. Это стало следствием целого ряда факторов:

- Стремительный рост цен на нефть в начале XXI века и развитие новых технологий позволили нефти сланцевых плеев выйти на приемлемый уровень рентабельности.
- Расширение деятельности национальных нефтяных компаний добывающих стран и постепенное вытеснение ими западных компаний с месторождений стран Ближнего Востока, Латинской Америки, Африки и бывшего СССР побудило крупнейшие транснациональные компании расширять свои портфели добычных проектов за счет новых источников.
- Желание стран-импортеров нефти, в первую очередь США, снизить свою энергетическую зависимость от стран-экспортеров, обеспечило на политическом уровне поддержку проектов по добыче нефти сланцевых плеев.

В условиях изменяющегося нефтяного рынка, нестабильности нефтяных цен и усиливающейся межтопливной конкуренции, традиционным производителям крайне важно понимать, какие риски и угрозы создает для них нефть сланцевых плеев, насколько потенциально может уменьшиться их ниша на рынке нефти за счет выхода на него новых производителей, а главное - произойдет ли «нефтяная сланцевая революция», которая может привести к значительным рыночным шокам, снижению нефтяных цен и ухудшению позиций традиционных экспортеров на рынке нефти.

В данном обзоре рассматривается технологический, ресурсный, экологический и экономический потенциал добычи нефти из сланцевых залежей, формируется видение возможных сценариев развития нефтяного рынка с учетом влияния на него нового источника нефти, рассматриваются наиболее перспективные проекты и месторождения, а также дается оценка влияния сланцевой добычи на позиции традиционных экспортеров.

Термины и определения

В настоящее время, когда речь заходит о нетрадиционной нефти, среди специалистов присутствует неопределенность и расхождения в используемой терминологии. Поэтому важно с самого начала четко определиться, что именно мы понимаем под нефтью сланцевых плеев.

Сегодня термин «сланцевая нефть» зачастую используется для обозначения различных видов нефтяного сырья:

- легкие нефти низкопроницаемых пород, добываемые методами мультистадийного гидроразрыва пласта;
- легкие углеводородные фракции, получаемые посредством термического воздействия на твердые сланцевые породы с высоким содержанием керогена.

При этом в материалах международных организаций можно обнаружить все эти виды жидких углеводородов как отнесенными в разряд «традиционной», так и в разряд «нетрадиционной» нефти.

В целом на данном этапе выделяется два основных вида «нефтяного» сырья, получаемых на сланцевых плеев (Таблица 1):

1. Сланцевая нефть (Shale oil)¹
2. Нефть низкопроницаемых пород (Tight (Light Tight) Oil);

В целях данного исследования используется обобщающий термин «нефть сланцевых плеев», который включает в себя все два обозначенных вида и характеризует нефть, получаемую различными методами на сланцевых плеев.

Нефть сланцевых плеев: «Жидкие углеводороды, аналогичные нефтям различного качества, добываемым из сланцевых пород, включая сланцевую нефть (shale oil), нефть, получаемую при переработке нефтяных сланцев (oil shale) и нефть низкопроницаемых пород (tight oil)».

¹ Нефтяной сланец (oil shale) – это порода, которую необходимо подвергнуть дополнительной термической обработке для получения жидких углеводородов, которые, как правило, называются сланцевой нефтью (shale oil), или синтетической нефтью (synthetic crude oil). Именно поэтому сам нефтяной сланец некорректно относить к нефтяным видам сырья.

Таблица 1 - Термины, используемые в мировой практике при определении «жидких» видов углеводородов, добываемых на сланцевых плелях

Автор определения, исследование	Нефтяной сланец (Oil Shale)	Сланцевая нефть (Shale oil)	Нефть низкопроницаемых пород (Tight oil)
<p>Департамент энергетики США (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY)</p> <p><i>U.S. DEPARTMENT OF ENERGY Annual Report to Congress on Strategic Unconventional Fuels Activities and Accomplishments November 2008 Assistant Secretary for Fossil Energy Office of Petroleum Reserves U.S. Department of Energy Washington, DC 20585</i></p>	<p>Карбонатная порода, в основном состоящая из глинистого известняка, или кремнезема, насыщенная органическим осадочным веществом, которое называется кероген. Нефтяные сланцы геологически «моложе», чем формации сырой нефти. Естественные пластовые условия, такие как давление и температура еще не превратили ее в сырую нефть. Кероген может быть конвертирован в высокоценные нефтяные продукты. Содержание нефтяного сланца в керогене варьируется от 10 галлонов до более чем 60 галлонов (45,5 – 273 литра) нефти на тонну. К месторождениям нефтяного сланца относятся: формация Green River, Аляска, а так же формации Центральных и Восточных Штатов.</p>	<p>Нет определения</p>	<p>Нефть, производимая из нефтяных сланцев, или других крайне низко-проницаемых пород, горизонтальным бурением и мультистадийным гидроразрывом пласта. К месторождениям нефти низкопроницаемых пород относятся: Eagle Ford, Bakken, Monterey, Bone Spring, Niobrara, Woodford, Granite Wash, Sprabbery, Austin Chalk.</p>
<p>Международное энергетическое агентство (World Energy Agency)</p> <p><i>World Energy Outlook 2010, World Energy Outlook 2011</i></p>	<p>Мелкозернистая осадочная порода, с высоким содержанием керогена (глина, мергель, или карбонаты). Такая порода так же иногда содержит нефть, это может наблюдаться тогда, когда часть нефти, формируемая естественным процессом созревания керогена, не мигрировала в участки пласта с более высокой проницаемостью, а фактически, сохранилась в сланцевой породе и создала отдельный резервуар. В этом случае из нефтяных сланцев можно добывать нефть методами,</p>	<p>Термин «сланцевая нефть» также часто используется по отношению к нефти, добываемой методами термического воздействия на нефтяной сланец, который богат определенными видами керогена – смесью твердого органического материала. Во избежание недопонимания мы (IEA) относим нефть, добываемую методами термического воздействия, к керогеновой нефти или керогеновому сланцу. Керогеновая (сланцевая) нефть</p>	<p>Нефть, добываемая из <u>сланцевых плеев</u>, или другой очень низкопроницаемой породы, технологиями, сходными с теми которые используются при добыче сланцевого газа, такими как: горизонтальные скважины, мультистадийный ГРП. С точки зрения геологии, легкая нефть низкопроницаемых пород - это аналог сланцевого газа. Это нефть, или газ которые либо не были исключены из сланца, либо мигрировали на небольшое расстояние в другие, как правило, низкопроницаемые формации рядом, или</p>

Автор определения, исследование	Нефтяной сланец (Oil Shale)	Сланцевая нефть (Shale oil)	Нефть низкопроницаемых пород (Tight oil)
	аналогичными методам добычи традиционной нефти низкопроницаемых трещиноватых резервуаров.	классифицируется IEA, как нетрадиционная.	внутри самого сланца. Легкая нефть низкопроницаемых пород классифицируется IEA, как традиционная.
Правительство Австралии (Australian Government, Geoscience Australia)	Насыщенный органическими веществами сланец, содержащий существенные объемы нефти и горючие газы, добывается посредством нагревания (ретортинга) и дистилляции. Органический материал в нефтяном сланце называется кероген, который при определенных условиях под воздействием естественных геологических процессов создает предпосылки для формирования нефтяных резервуаров обычной нефти.	Нефть, содержащаяся в нефтяном сланце. При разработке одна тонна извлеченного нефтяного сланца содержит в себе от 100 до 200 литров нефти.	Нет определения

Ресурсы сланцевых плеев

Ресурсы нефтяных сланцевых плеев широко распространены в мире, причем, по иронии судьбы, едва ли не большая их часть приходится на те страны, которые традиционно считались нефтеимпортерами, а их собственная добыча достаточно давно прошла «пик» и постепенно снижалась. Уже в 2009 году оцененные технически извлекаемые запасы жидких углеводородов из нефтяного сланца по данным IEA World Energy Outlook 2010, почти сравнялись с запасами традиционной нефти (157,2² млрд. т н.э. и 188,8 млрд. т н.э. соответственно)³.

Запасы нефти сланцевых плеев соизмеримы с запасами традиционной

Сегодня о качественной геологической оценке запасов сланцевой нефти, нефтяного сланца и нефти низкопроницаемых пород можно говорить только по некоторым небольшим территориям мира. В остальных озвучиваемые показатели ресурсов правильнее относить к научным предположениям, основанным на ряде подтверждающих факторов.

В настоящем обзоре особый акцент сделан на странах, в которых были найдены и подтверждены крупные залежи нефтяных сланцев и сланцевой нефти, которые разрабатывают, готовятся к введению в разработку, или имеют высокий потенциал для ввода в эксплуатацию уже в ближайшем будущем. Всего на территории планеты можно выделить более десятка государств, в которых возможно производство нефти из сланцев (Рисунок 1).

Преобладающая часть ресурсов нефти сланцевых плеев находится на территории США, по большей части, в виде нефти низкопроницаемых пород, (там залегает порядка 600 млрд. т⁴), при этом страна является еще и лидером по объемам доказанных запасов – 142,43 млрд. т⁵.

Преобладающая часть ресурсов нефти сланцевых плеев находится на территории США, по большей части, в виде нефти низкопроницаемых пород

² Оценка не учитывает запасы нефти низкопроницаемых коллекторов

³ По большинству стран оценки запасов нефти сланцевых плеев до сих пор не проводилось, однако уже в ближайшее время они могут значительно увеличиться за счет геологоразведочных работ в различных регионах мира.

⁴ Здесь и далее оценка ресурсов по данным US Geological Survey

⁵ Оценка включает в себя нефть, которая может быть технически извлечена из нефтяного сланца и нефть низкопроницаемых пород.

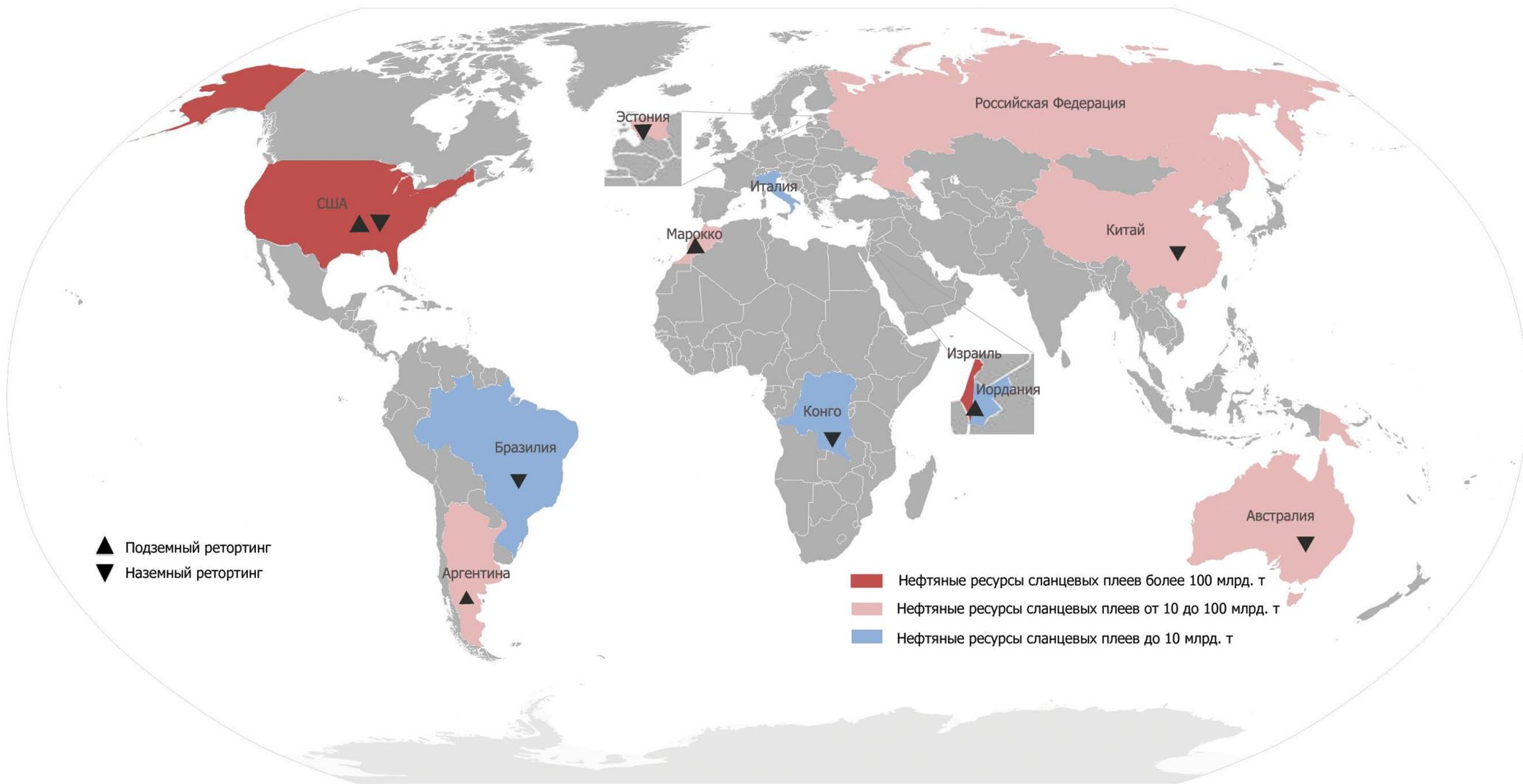


Рисунок 1 - Оценочная ресурсная база нефтяных сланцевых плевов (сланцевой нефти и нефти низкопроницаемых пород) в мире

Источники: [1], [2].

Второе место в мире по объемам ресурсов нефтяного сланца занимает Китай, с потенциальными ресурсами, оцениваемыми в 46,5 млрд. т н.э. и технически извлекаемыми запасами всего лишь чуть более 0,5 млрд. т. н.э.. Стоит так же отметить, что по данным PetroChina's Research Institution of Petroleum Exploration and Development в Китае залегают около 41 млрд. т нефти низкопроницаемых пород.

Ресурсы сланцевых плеев Израиля оцениваются более чем в 35 млрд. т н.э., крупными ресурсами обладают так же Демократическая Республика Конго – 14 млрд. т, Иордания, 12,6 млрд. т, Бразилия, 11,48 млрд. т⁶. Стоит отметить, что во всех этих странах уже действуют проекты по добыче нефти из подобных источников (Таблица 2).

Таблица 2 - Запасы и ресурсы нефтяных сланцевых плеев⁷ по странам мира

Страна	Ресурсы, млрд. т	Извлекаемые запасы, млрд. т
США	600	136
Китай	47	1
Израиль	35	6
Демократическая Республика Конго	14	н/д
Иордания	13	4
Бразилия	11	0,4
Италия	10	н/д
Марокко	7	5
Австралия	4	2
Аргентина	3	0,1
Эстония	2	0,6
Прочие страны	8	2,7
Мир	755	157

Источники: [1], [3].

Подобные различия в оценке ресурсов и запасов кроются в технологических особенностях и сложностях добычи различных видов нефти из сланцевых плеев.

Значительные запасы нефти сланцевых пород расположены и на территории России, однако их оценки весьма различаются - так, по оценкам 1981 года, разведанные запасы горючих сланцев составили 37 млрд. т [4]. При этом запасы Баженовской свиты, которая находится в Западной Сибири и готовится к разработке, оцениваются Министерством энергетики в 22 млрд. т [5].

⁶ Без учета нефти низкопроницаемых пород

⁷ Без учета нефти низкопроницаемых пород

Технологические особенности разработки месторождений нефти сланцевых плеев

Для понимания причин долгого «затишья» и последующего «прорыва» в добыче нефти из сланцевых плеев важно разобраться в технологических особенностях её производства.

Углеводороды в сланцевых плеех находятся в твердом или в жидком состоянии в порах коллектора, а добыча основана либо на мультистадийном гидроразрыве пласта (для нефти низкопроницаемых пород), либо на термических методах воздействия на пласт (для нефтяного сланца, сланцевой нефти и, реже - для нефти низкопроницаемых пород).

Технология добычи нефти низкопроницаемых коллекторов пришла в нефтяную индустрию из газовой и заключается в бурении наклоннонаправленных скважин и применении мультисададийного гидроразрыва пласта. Суть

технологии ГРП заключается в увеличении открытой проточной части продуктивного пласта и соединении этой области со скважиной, путем создания путей с высокой проницаемостью. Это достигается путем закачки основной жидкости, состоящей из воды, смешанной с активными компонентами, содержащей малые концентрации химических добавок, а также расклинивающего наполнителя.

По мере того, как флюид под давлением закачивается в скважину узкие трещины расширяются, и служат проточными каналами для нефти, которая закрыта в непроницаемой породе (ловушке). Вновь образованные разрывы поддерживаются расклинивающим материалом, который обеспечивает повышенную проницаемость (Рисунок 2).

С геологической точки зрения, сланцы – это тонкозернистые осадочные породы, содержавшие минеральные вещества и большое количество керогена, который, в свою очередь, и представляет ценность, как углеводородное сырье



*Рисунок – Нефтяной сланец.
Источник: [1]*

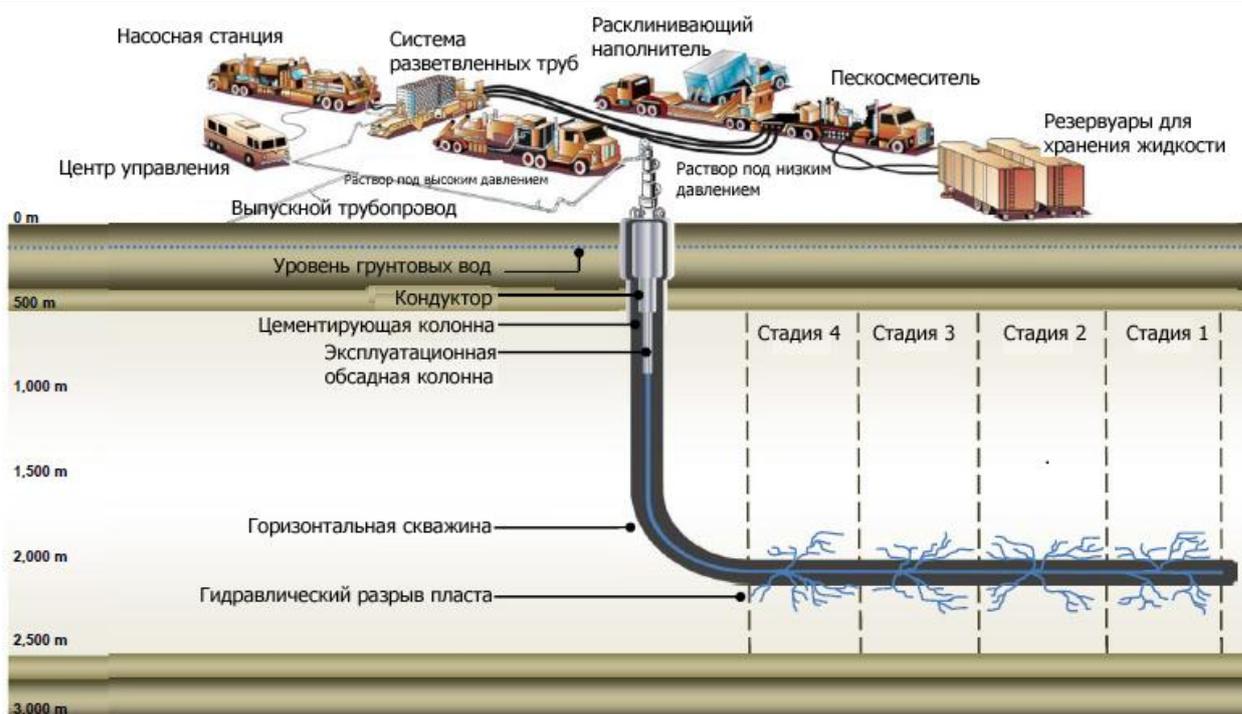


Рисунок 2 - Схема ГРП в горизонтальной скважине

Источник:[6].

При термических методах добычи, породу нагревают до высокой температуры, а полученную при дистилляции жидкость сепарируют для дальнейшей обработки или при помощи нагнетательных скважин повышают проходимость коллектора и выталкивают на поверхность смесь, аналогичную традиционной нефти, не требующую какой-либо дополнительной обработки до отправки на НПЗ (так, нефть, добываемая на формации Green River соответствует качеству современного WTI, ее плотность равна 0,834 г/см. куб, а содержание серы не превышает 4% [7]).

В целом процесс добычи нефти на сланцевых пляях может проходить двумя методами (Рисунок 3): когда переработка сланца осуществляется на поверхности (surface retorting – наружный ретортинг), и так называемыми методами in-Situ (внутри пласта – внутрислоистый ретортинг).

Самым популярным технологическим методом добычи нефтяного сланца сегодня является комбинированный ретортинг



Рисунок 3 - Схема процессов обработки сланцевых плеев для получения нефтяного сырья

Источник: ИНЭИ РАН.

Поверхностный ретортинг подразделяется на три основных типа:

1. **Непрямой ретортинг** подразумевает пиролиз нефтяного сланца за счет нагрева, причем в качестве теплоносителя используется природный газ. Теплоноситель циркулирует по законтурному пространству реторты, нагревая находящийся в реторте измельченный сланец.
2. **Прямой ретортинг**, когда природный газ закачивается непосредственно в реторту, разогревая подаваемый туда же измельченный сланец.
3. **Смешанный (комбинированный) ретортинг** совмещает оба этих метода.

Наиболее эффективным методом из обозначенных является процесс комбинированного ретортинга, используемый сегодня для большинства проектов по добыче сланцевой нефти. Существует несколько запатентованных систем, использующих этот подход:

Alberta-Taciuk Process (ATP). Технология пришла к сланцедобытчикам от производителей нефти из канадских нефтяных песков. Она была открыта Вильямом Тасиуком (William Taciuk) в 1975 году. Технологию можно классифицировать как один из методов термической перегонки твердых углеводородов. Особенностью этой технологии является тот факт, что «осушка» и термическое разложение нефтяного сланца, так же как горение, переработка и охлаждение осуществляются в одной многокамерной вращающейся горизонтальной реторте. (Рисунок 4).

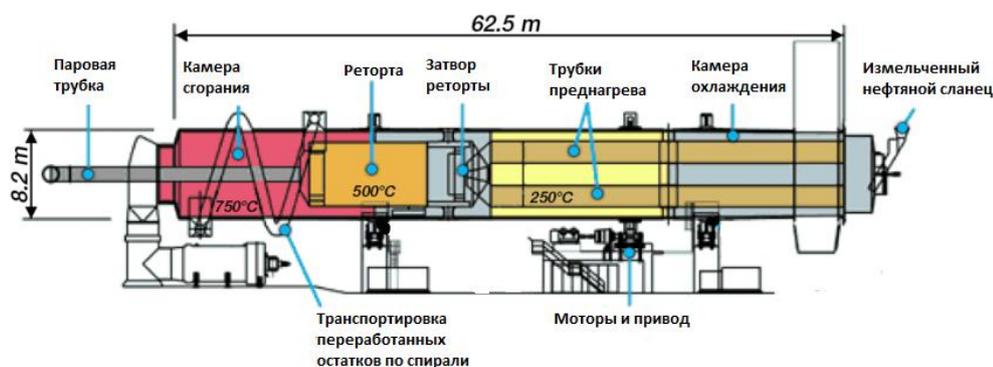


Рисунок 4 – Горизонтальная реторта процесса Alberta Taciuk

Источник: [8].

На начальной стадии измельченные куски нефтяного сланца погружаются в камеру предварительного нагрева, где происходит обезвоживание и предварительный нагрев «сухого» сланца до 250 °С. Причем теплоноситель в данном случае подается как в камеру сгорания (в качестве этого теплоносителя выступает «сланцевая зола», получаемая на следующих стадиях процесса), так и по затрубному пространству (подаются отработанные нагретые газы).

На второй стадии происходит пиролиз измельченного нефтяного сланца, перемешанного со сланцевой золой при температуре 500-550 °С. В результате происходит выброс насыщенных углеводородных паров через «паровую трубу», эти пары впоследствии конденсируются в жидкие легкокипящие углеводороды за пределами реторты.

Тяжелые остатки, образовавшиеся в результате пиролиза, перемещаются в камеру сгорания, где под воздействием температуры свыше 800 °С происходит образование «сланцевой золы». Часть сланцевой золы немедленно используется в камере пиролиза в качестве твердого теплоносителя, другая часть в смеси с отработанными газами направляется в «камеру охлаждения», которое осуществляется при помощи воды, чтобы впоследствии выступить в качестве теплоносителя для зоны предварительного прогрева. Таким образом, формируется энергетическая эффективность АТР-процессов, которые фактически представляют собой «безотходное производство» нефтяных сланцев, не требующее дополнительных энергоносителей. При этом методе выход нефти из сланца составляет 85-90%.

Метод АТР используется для добычи сланцев на месторождении Фушунь (Китай), и компанией Jordan Energy and Mining Ltd. на месторождении El-Lagun в Иордании, а также в качестве демонстрационной технологии на месторождении Queensland в Австралии.

Paraho Process (Paraho Development Corporation). В отличие от технологии АТР, в этом процессе используется вертикальная реторта. Измельченный сланец подается в верхнюю

ее часть, и по мере движения вниз нагревается восходящими отработанными газами из нижней части колонны. Под воздействием высоких температур (500 °С) из керогена выпариваются легкие фракции, затем оставшийся сланец поступает еще ниже, в зону пиролиза. Основная аппаратура процесса проектировалась для работы по двум вариантам. По одному из них воздух подается непосредственно в слой сланца, а дожиг углерода производится в генераторе, по-другому - осуществляется внешний нагрев потока циркулирующего газа, который затем вводится в слой сланца. Для нагрева циркулирующего газа используют тепло дожига остаточного углерода полукокса в потоке воздуха [9].

Процесс использовался на китайском Фушуне и в Эстонии, а также на месторождении Stuart острова Queensland (Австралия) обошел в конкурентной борьбе процесс АТР и был выбран в качестве основного, а не демонстрационного процесса для этого проекта.

Petrosix (Petrobras). Еще один пример применения вертикальной реторты и нагретого газа для подготовки нефтяных сланцев применяется в Бразилии. Процесс во многом схож с процессом Paraho, единственным принципиальным отличием является разделение получаемых углеводородных газов на три части. Часть газа, получаемого в результате переработки, используется в качестве теплоносителя для пиролиза. Вторая часть движется по центру реторты, охлаждая раскаленный сланец, оставшийся после первичного нагрева, а затем, нагревшись за счет теплообмена со сланцем, поступает в зону пиролиза в качестве дополнительного источника тепла. Третья часть газа конденсируется до состояния легких углеводородов (нафты, или газового конденсата) и поступает на установку по подготовке газа к транспорту. Метод широко используется компанией Petrobras. По сравнению с АТР процесс использует значительно меньшие объемы воды за счет газового охлаждения камеры пиролиза.

Galoter Process (Eesti Energia). В этом процессе используется горизонтальная реторта, преднагрев происходит при относительно низких температурах (135 °С), после чего из нефтяного сланца выделяются газы. Затем получившийся сланец поступает в смеситель, где смешивается с раскаленными углеродами, поступающими из вынесенной топочной камеры, где сжигается отработанный сланец при температуре 800 °С. Полученная смесь поступает в герметичную вращающуюся печь, где начинается бескислородный пиролиз при температуре 520 °С. Стоит отметить, что в качестве хладагента для остужения получаемых на всех стадиях процесса углеводородных газов служит вода. Выход нефти достигает показателей, аналогичных процессу АТР – 85-95%, однако для этого метода характерны высокие выбросы CO₂ и значительный расход воды. Метод применяется в Эстонии компанией Eesti Energia.

Более современными, экологичными и энергоэффективными методами считаются методы внутрипластового ретортинга сланцевой нефти. Некоторые из них, наиболее современные, приведены ниже.

Shell ICP (Shell). Процесс основывается на постепенном нагреве изолированных сланцевых пластов в течение длительного времени (как правило, 2-4 года) с использованием погружных электрических нагревателей. За счет сравнительно низкой теплопроводности сланца и выстраивания вокруг нагреваемого контура «замораживающих стен» удается равномерно нагреть все сланцевые пласты до температуры 200 °С и начать практически переработку сланца внутри пласта.

Замораживающие стены – уникальная технология Shell, позволившая компании разрешить проблему загрязнения грунтовых вод при внутрипластовой добыче сланцевой нефти. «Замораживающие стены» - это своеобразные нагнетательные скважины, в которых в качестве хладагента используется водный аммиак. Скважины, образующие «замораживающие стены», бурятся вокруг зоны добычи, и промораживают породу и грунтовые воды при температуре -42 °С на протяжении всего добычного цикла.

Сам процесс обустройства месторождения по проекту ICP построен следующим образом: на первом этапе происходит подготовка месторождения к добыче, затем устанавливаются по контуру «замораживающие стены». После установки «замораживающих стен» бурятся добывающие скважины, однако сначала через них поступает не нефть, а вода, то есть пласт максимально обезвоживается⁸. Затем пробуриваются отдельные «нагревательные скважины», в глубину которых помещаются тепловые насосы. С момента погружения насосов до момента старта добычи проходит, как правило, 2-4 года. За счет нагрева сланцевых пластов до температуры 200 °С начинается внутрипластовая перегонка нефти, после чего в нагнетательные скважины подаются легкие углеводороды (обычно дизельное, или реактивное топливо), что позволяет отделять от тяжелых фракций легкие, и подавать на устье добычных скважин смесь низкокипящих углеводородов, то есть нестабильный газовый конденсат и попутные нефтяные газы (Рисунок 5).

⁸ Дополнительное обезвоживание пласта происходит во время нагрева, тогда потоки восходящего водяного пара обеспечивают дополнительное пластовое давление и вынос жидких углеводородов на поверхность.

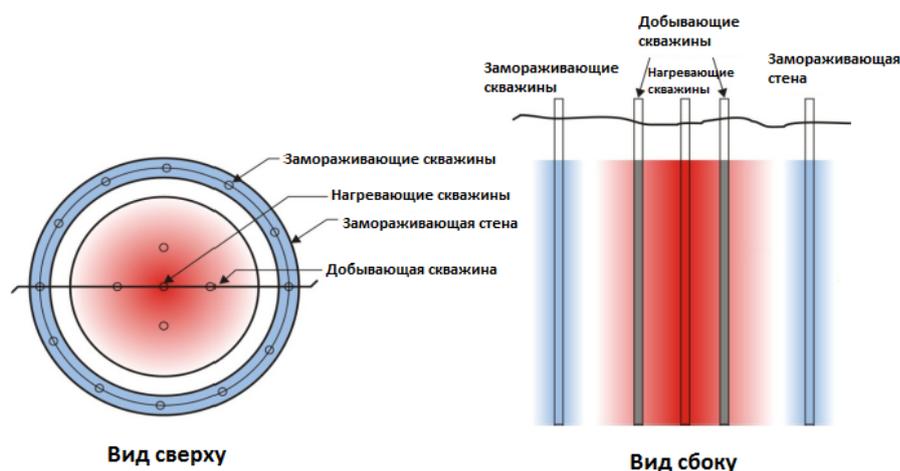


Рисунок 5 - Shell In-Situ Process (ICP)

Источник: [10].

Технология используется в Иордане, Колорадо, а также планируется тестовый запуск небольшого лицензионного участка в Израиле.

Chevron in-situ process (Chevron). Технология подразумевает внутрипластовую добычу и частичное фракционирование керогена в пласте за счет нагретого природного газа, закачанного в пласт под большим давлением. Проблема почвенных вод, а точнее их непоступление в зону добычи, решается в данном случае значительным количеством скважин, пробуриваемых вокруг добычного контура и предназначенных для откачки из пласта воды. В качестве основной технологии добычи используется разрыв пласта нагретым газом. Энергетическая эффективность достигается за счет рециркуляции воздуха через отработанные пласты под высоким давлением. Фактически воздух выступает в качестве теплоносителя, нагреваясь в отработанных пластах за счет сгорания тяжелых углеводородных остатков, поступает в новые добычные пласты через нагнетательные скважины, где за счет собственной высокой температуры стимулирует распад керогена (Рисунок 6).

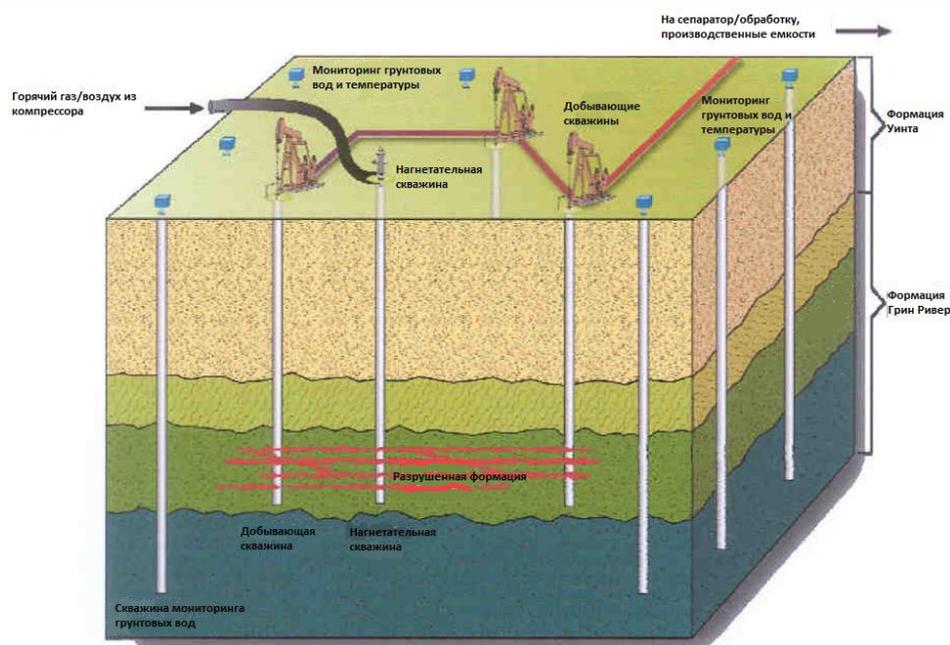


Рисунок 6 - Chevron In-Situ Process

Источник: [10].

Стоит отметить, что добычной зоне при этом наносится значительный урон, для процесса характерны значительные выбросы CO₂ и значительные объемы выпариваемой воды. Выход нефти при добыче этим методом - более 90%. Технология проходит апробацию на формации Green River (США).

ExxonMobil Electofrac (Exxon Mobil). Процесс представляет собой модернизированный вариант классического гидроразрыва пласта (ГРП) и построен не на термических, а на электролизных методах воздействия на пласт. Скважины заполняются электропроводящим флюидом, при этом сам пласт выступает в качестве резистивного элемента цепи и нагревается под воздействием электричества. Таким образом, пласт становится естественным теплоносителем при внутрипластовом ретортинге содержащегося в нем керогена. После нагрева нефть добывается традиционными скважинами (Рисунок 7).

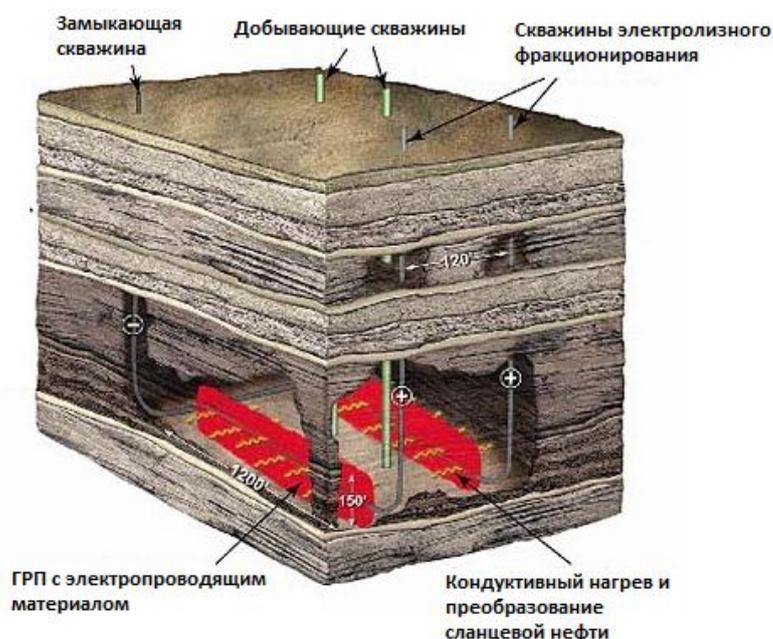
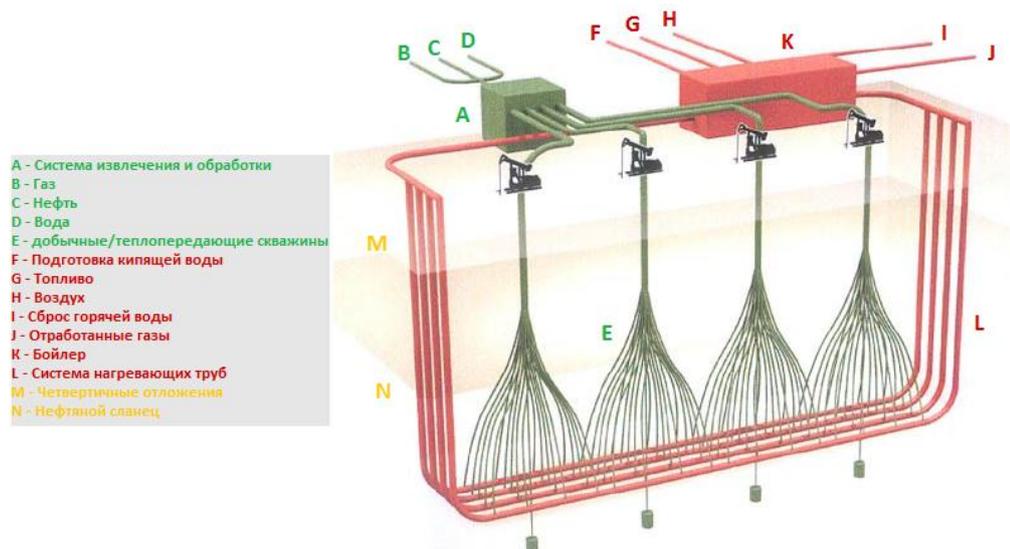


Рисунок 7 - Exxon Electrofrac

Источник: [11].

Процесс проходит апробацию в Колорадо.

AMSO EGL Technology (AMSO). Технология представляет собой один из немногих примеров непрямого ретортинга внутри пласта. Она построена на замкнутой системе нагревательных труб, расположенных в глубине пласта в максимальной близости к сланцевой залежи (L). В качестве теплоносителей могут быть использованы различные разогретые в бойлере (F) жидкие флюиды, в том числе нефтесодержащие, или водосодержащие. За счет нагрева от непрямого контура, содержащаяся в пласте сланцевая нефть (N) разогревается, разжижается и начинает поступать в сеть добычных скважин (E), обеспечивающих высокую температуру по всему пласту. Отработанные газы (J), образовавшиеся в результате термического разложения сланца поступают в бойлер и служат сырьем для нагрева теплоносителя (Рисунок 8).



A	- Система извлечения и обработки
B	- Газ
C	- Нефть
D	- Вода
E	- добычные/теплопередающие скважины
F	- Подготовка кипящей воды
G	- Топливо
H	- Воздух
I	- Сброс горячей воды
J	- Отработанные газы
K	- Бойлер
L	- Система нагревающих труб
M	- Четвертичные отложения
N	- Нефтяной сланец

Рисунок 8 - EGL In-Situ Process

Источник: [12].

На протяжении долгого времени чрезвычайно высокая ресурсоемкость сланцевых месторождений и низкий уровень их экологической эффективности формировали ряд экологических ограничений, которые сдерживали (а некоторые сдерживают и до сих пор) рост добычи из нефтяных сланцев:

- Добыча нефти сланцевых плеев при современном уровне технологий связана с огромным уровнем расхода воды, так для добычи 1 барреля нефти требуется от 2 до 7 бар воды [13] (от 317,8 до 1112,3 л). Для сравнения - даже в таком крупном мегаполисе как Москва, среднее потребление воды одним человеком составляет 400л/сут. [14]. Вода либо выпаривается из породы, тем самым превращаясь для экологии в «безвозвратные потери», либо испаряется, используемая в системах охлаждения, либо используется при ГРП. Именно вода, с технологической точки зрения, сегодня является одним из основных препятствий для развития проектов по добыче сланцевой нефти в мире.
- Важным аспектом экологического влияния нефти сланцевых плеев является высокая энергоемкость процесса их извлечения. По оценкам компании RAND Corporation от 2005 года, добыча 100 тыс. барр./сут требует строительства электростанции мощностью в 1200 МВт, которой было бы достаточно, что бы снабдить энергией свыше 300 тыс. домохозяйств в США [15]. Однако за последнее время ввод систем постоянной циркуляции теплоносителя и использование собственных запасов месторождений для обеспечения инфраструктуры позволили основательно повысить показатели энергоэффективности. Так, в 2005 году удельный показатель энергетической

эффективности производства энергоресурсов (EROI - *Energy return on investment*, *удельный показатель, определяющий какое количество единиц энергии можно получить, затратив 1 единицу энергии*) для сланцевых проектов составлял 2-7, в то время как в к 2011 году этот показатель вырос до 15,8 для большинства проектов по добыче сланцевой нефти США [16], что сделало их эффективнее добычи традиционной нефти, для которой этот показатель, по оценкам Департамента Энергетики США, составляет 10,8.

- Немаловажным фактором являются и значительные выбросы парниковых газов при разработке сланцевых месторождений. Энергетический институт Колорадо в тесном сотрудничестве с правительством США представил результаты расчетов, согласно которым инфраструктура добычных проектов, рассчитанных на добычу 90 млн. т в год, будет производить одновременно более 350 млн. т углекислого газа в год. Это составляет около 5% от текущих годовых выбросов парниковых газов США (7,26 Гт CO₂) [17].

Стоит отметить, что сегодня современные технологии позволяют сделать уровень выбросов при добыче сланцевой нефти допустимым за счет эффективного использования угарных газов в качестве теплоносителей, а также за счет установки сажеуловителей для наружных реторт. Как говорилось выше, значительно выросла и энергетическая эффективность добычи сланцевой нефти. Основные же усилия ведущих компаний и ученых сегодня направлены на снижение расхода воды при добыче сланцев, о чем будет подробнее рассказано далее.

Экономические показатели добычи нефти сланцевых плев

Сегодня, кроме растущей технологической эффективности добычи нефти на сланцевых плев, наблюдается рост эффективности проектов по добыче с точки зрения динамики затрат и роста их прибыльности. Так, за последние несколько лет сильно изменились значения цен отсечения⁹ (Рисунок 9).

⁹ «Цена отсечения» (breakeven price в англоязычной литературе) - цена нефти на рынке, при которой проект по добыче становится экономически рентабельным. Цена отсечения включает в себя полные проектные издержки, включая все налоги, операционные и капитальные затраты, 15% рентабельность проекта, а так же транспорт нефти до магистрального нефтепровода (или другого объекта нефтетранспорта).

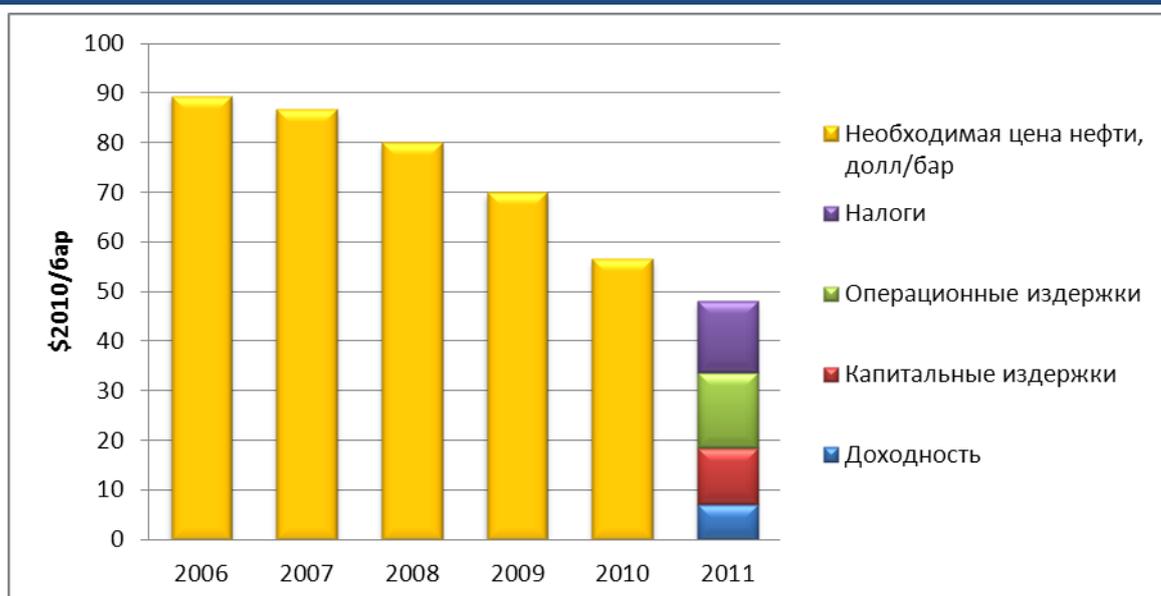


Рисунок 9 - Динамика изменения среднемировых «цен отсечения» для проектов по добыче нефти на сланцевых месторождениях внутрипластовыми методами

Источник: оценки ИНЭИ РАН на основе [18], [19], [20], [21].

Коммерчески рентабельными признаются проекты при уровнях добычи нефти на сланцевых плаях от 0,5 до 5 млн. т в год для карьерных методов добычи, и более 15 млн. т в год для внутрипластовых методов добычи. Срок действия проекта с момента «первой нефти» оценивается от 10 до 30 лет, в зависимости от запасов лицензионного участка. Капитальные и операционные издержки варьируются в зависимости от технологического процесса и качества ресурсов.

Операционные издержки оцениваются в \$12-20/барр. [18] (включая затраты на оплату труда, налоги, затраты на энергию, обслуживание месторождения и транспорт до магистральных систем, или других объектов нефтетранспорта), капитальные – в \$9,7 – 12,6 \$/барр. (в эти издержки так же входят бурение, ретортинг и апгрейдинг).

Затраты на добычу зависят также от используемой технологии, налогового режима и местоположения залежи. Так для США в среднем издержки на добычу нефти низкопроницаемых коллекторов сланцевых плаев составляют: для технологии True In-Situ (одна из первых технологий внутрипластовой добычи) \$43/барр., для карьерного метода - \$52/барр., для технологии Modified In-Situ - \$69/барр. [18], для

В США издержки на добычу нефти из сланцевых плаев для действующих проектов находятся в диапазоне \$34-69/барр. Другие страны пока не могут повторить такого успеха.

технологии ICP - \$34/барр.¹⁰ [22], в то же время проекты в других регионах мира, например, в Аргентине доходят до \$115/барр. (Рисунок 10).

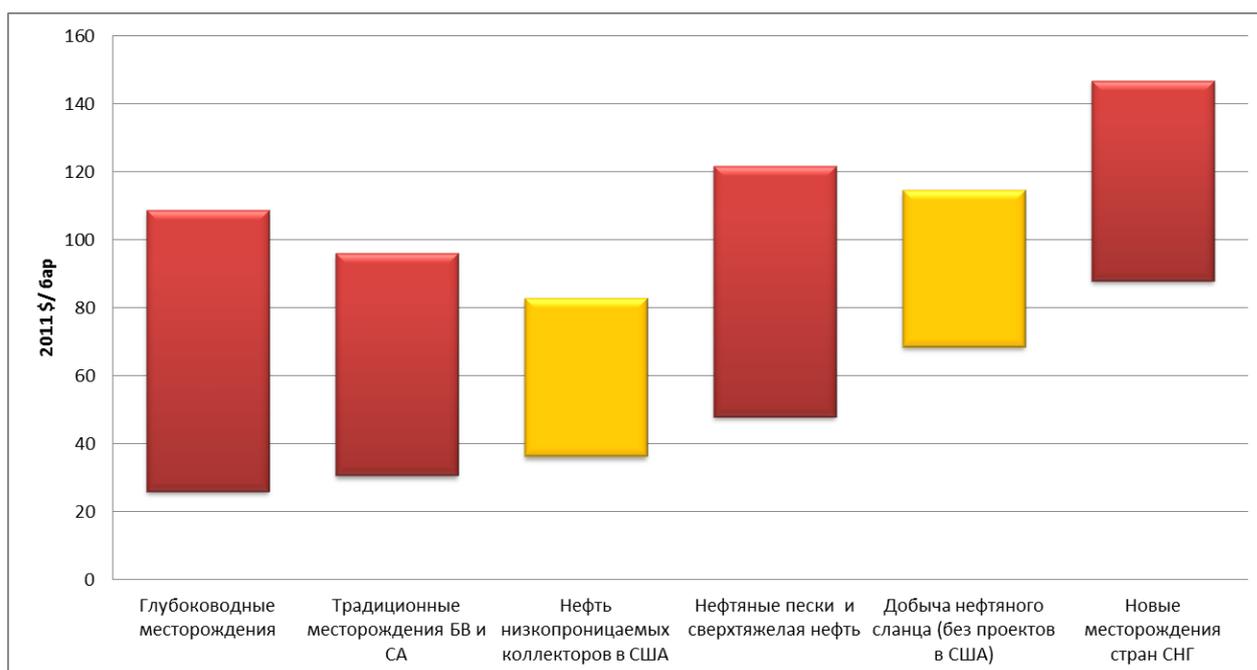


Рисунок 10 - Цены, необходимые для достижения рентабельности различных проектов по добыче нефти

Источник: [21].

Благодаря снижению затрат, часть проектов по добыче из нефтяных сланцев, с экономической точки зрения, вполне имеют право на присутствие в портфеле активов компаний не только в качестве небольших инновационных проектов, направленных на отработку технологий, но и в качестве прибыльных, коммерческих активов. Стоит также отметить, что эти добычные проекты уже становятся зачастую более выгодными для инвесторов, нежели проекты по добыче традиционной нефти. Так, допустимой для нефтедобычных проектов считается 10-ти% норма рентабельности, а нормы рентабельности крупнейших действующих сланцевых проектов значительно выше (Таблица 3).

Таблица 3 - Оценка нормы рентабельности для различных проектов по добыче нефти из сланцевых плевов (указаны цены нефти, принятые для расчетов авторами оценок)¹¹

Проект	Автор оценки	Цена нефти (\$/барр.)	Норма рентабельности (%)
US Bakken	UBS bank (2008)	83	95
	Magnum Hunter Resource Corp. ¹² (2012)	90	43

¹⁰ В долларах 2010 года.

¹¹ Оценки представлены для сланцевой нефти низкопроницаемых коллекторов

Проект	Автор оценки	Цена нефти (\$/барр.)	Норма рентабельности (%)
	Denbury Resources Inc ¹³ . (2012)	90	27
	Kodiak Oil & Gas Corp ¹⁴ . (2012)	95	69
Bakken Canada	UBS bank (2008)	83	105
Eagle Ford	Magnum Hunter Resource Corp. (2012)	90	54
	Earle Ford Lease Information ¹⁵ (2010)	90	70
Avalon&Bone	Wood Mackenzie (2010)	80	42

Источник: [23], [24], [25], [26].

Стоит отметить и некоторые особенности затрат для проектов по добыче нефти сланцевых плеев по сравнению с традиционной. Так, спецификой сланцевых проектов для методов, подразумевающих первичную переработку нефти в пласте (типа Shell ICP), является значительный интервал между началом обустройства месторождения до «первой нефти» - от двух до четырех лет. Немаловажным фактом является и то, что первичная переработка нефти (с отделением от нее «тяжелых» фракций) происходит уже в пласте, тем самым снижаются затраты на ее дальнейшую переработку и повышается стоимость производимой продукции.

В проектах «карьерной» добычи нефтяных сланцев, сырье, получаемое «на поверхности» по своим физико-химическим свойствам значительно уступает по качеству традиционной нефти и требует дополнительного ретортинга для подготовки сырья к переработке на НПЗ, что приводит к снижению доходности по таким проектам, по сравнению с более современными внутрислоевыми методами добычи. Однако все эти методы все равно остаются в диапазоне цен отсечения на позициях достаточных для того, чтобы конкурировать с проектами по добыче традиционной нефти.

Стоит отметить, что кроме экономической и технологической привлекательности существует и еще один немаловажный аспект. Этот аспект можно охарактеризовать как геополитическую заинтересованность некоторых стран в разработке собственных запасов нефти. Геополитические предпосылки формируются сразу на двух базисах. С одной стороны, развитие собственных углеводородных ресурсов стран-импортеров

¹² Magnum Hunter Resource Corp. – одна из компаний-операторов месторождения Bakken.

¹³ Denbury Resources Inc – независимая нефтегазовая компания, работает, как оператор на формации Green River.

¹⁴ Kodiak Oil & Gas Corp – компания-оператор, работает на формации Green River.

¹⁵ Официальный блог объединения землевладельцев – противников разработки месторождения Eagle Ford.

подстегивается высокими ценами на нефть на мировом рынке, с другой стороны – вопросами энергетической безопасности. После волнений на Ближнем Востоке и в Северной Африке многие страны-импортеры почувствовали реальные опасения за состояние собственной энергетической безопасности. Угроза недопоставок нефти подстегнула страны-импортеры к развитию собственных углеводородных ресурсов. Стоит отметить, что на данном этапе наибольший интерес представляют США, Аргентина, Иордания, Израиль, Китай и Австралия.

Нефть сланцевых плеев в США – предпосылки для «конца импорта»

Локомотивом развития добычи нефти из сланцев сегодня являются США. Добыча из месторождений с низкой проницаемостью коллектора в стране на 2012 год по оценкам Департамента Энергетики США составит 36 млн. т. Значительный прорыв в освоении месторождений нефти низкопроницаемых коллекторов был произведен почти одновременно с прорывом в области добычи сланцевого газа, бурение наклонно-направленных скважин с использованием мультистадийного гидроразрыва пласта, привело к существенному росту рентабельности сланцевой нефти для Штатов и развитию проектов: Eagle Ford, Bakken Shale, Avalon & Bone Springs, Monterey/Santos ((tight oil)) и формации Green River (oil shale) (Таблица 4).

Таблица 4 – Основные характеристики крупнейших проектов по добыче нефти низкопроницаемых пород в США

Название проекта, географическое положение	Объем технически извлекаемых запасов, млн. т	Цена отсечения (нефти) для проекта, \$/барр.	Текущее состояние
Ваккен Shale, Северная Дакота, Монтана и канадский Саскачеван	733	74	На месторождении работают 20 компаний-лицензиаров и 30 компаний, принимающих непосредственное участие в добыче, ежегодные инвестиции превышают 500 млн. долл. За период 2008-2012гг добыча на месторождении выросла более чем в 11 раз с 2 млн. т. в 2008 году до 22 млн. т. в 2012
Eagle Ford, штат Техас, рядом с городом Корпус Кристи	335	64	На нефтяной зоне месторождения работают 6 компаний-лицензиаров, на конденсатной 7 компаний. За последние два года удвоилась активность по разработке: с 6 добычных колодцев в 2010 году до 14 в 2011. В объемных показателях добыча увеличилась с 0,59 млн. т до 5 млн. т.
Avalon & Bone Springs (Leonard Shale), на границе Техаса и Нью-Мехико	217	57	На месторождении работают 6 компаний-лицензиаров. Пробурено более 340 скважин (только за 2011-2012 год более 100). Добыча на месторождении увеличивалась со старта проекта в 2007 и на 2010 год составила 0,31 млн. т
Woodford, на границе Арканзаса и Оклахомы.	54	74	На месторождении работает 8 компаний-операторов, среди которых такие крупные компании, как Exxon Mobil, BP и Anadarko. Полноценный запуск месторождения был осуществлен в 2010 году, уже в 2011-2012 году добыча составила 0,2 млн. т.
Monterey/Santos (California shale) расположен в Лос-Анжелесе Калифорния.	1870	56	На месторождении работает 5 лицензиаров. Обустройство месторождения начато в 2010 году, первой скважиной компании Venoco. На данном этапе штат требует снизить негативные экологические эффекты и пересмотреть технологию добычи. Добыча по проекту не ведется.
Niobrara, расположена на границе штатов: Колорадо, Канзас, Небраска и Вайоминг.	887	83	Наиболее активно развивается колорадская часть плей, так с 2007 по 2011 год добыча увеличилась с 0,06 млн. т до 0,5 млн. т. Многие американские геологи уже называют Niobrara новым Ваккен и возлагают на нее большие надежды по будущим объемам добычи.
Spraberry, западный Техас	69,8	47	На данный момент ведется обустройство месторождения.

Источники: [21], [26], [27], [28], [29], [30], [31], [32], [33], [34].

Многие экспертные организации отмечают, что значительное наращивание добычи нефти низкопроницаемых пород в США может быть реализовано уже в ближайшие десятилетия. По оценкам Департамента Энергетики США ежегодная добыча по самому низкому сценарию может составить свыше 140 млн. т к 2035 году (оценка ИНЭИ РАН - 100-120 млн. т. к тому же времени). Подобный рост добычи относительно дешевой нефти, в совокупности с прогнозируемым уровнем добычи газового конденсата (по оценкам Департамента Энергетики США - свыше 135 млн. т) и добычей традиционной нефти на уровне 250 млн. т [29], может привести к тому, что крупнейший на сегодня рынок сбыта сырой нефти – рынок США, может через несколько десятилетий, если и не полностью закрыться собственной добычей, то основательно снизить импорт, что приведет к снижению цены на мировом рынке. Если «нефтяной сланцевый бум» в США произойдет, высвобождающиеся объемы ближневосточной и североафриканской нефти, поступавшие до этого на рынок США, уйдут на европейский рынок и рынок АТР, что увеличит конкуренцию за эти рынки и снизит цену на нефть. При этом существует достаточно высокая вероятность того, что за счет действий спекулянтов снижение цены произойдет и много раньше, нежели рынок нефти США реально станет полностью покрываться за счет собственной добычи.

В ближайшие десятилетия крупнейший на сегодня импортер нефти США может существенно снизить импорт, а в отдельных сценариях и полностью его прекратить

Иордания – нефть дороже воды

Иордания ежегодно тратит на закупку нефти свыше 4,8 млрд. долл. [35] Нефть поступает в страну с месторождений Ирака и Саудовской Аравии. По оценкам ООН, потребление нефти в Иордане в 2012 году составит 7,5 млн. т [35].

Правительство страны подписало соглашение на разработку нефтяных сланцев по проекту El-Lajjun с собственной компанией JOSCO. Всего извлекаемые запасы нефтяных сланцев в стране располагаются в десяти основных нефтеносных провинциях (Рисунок 11), и оцениваются американскими и иорданскими геологами по состоянию на 2008 год в 22 млрд. т. сланцев (raw oil shale), что соразмерно 2 млрд. т. нефти (the potential oil yield) [36].

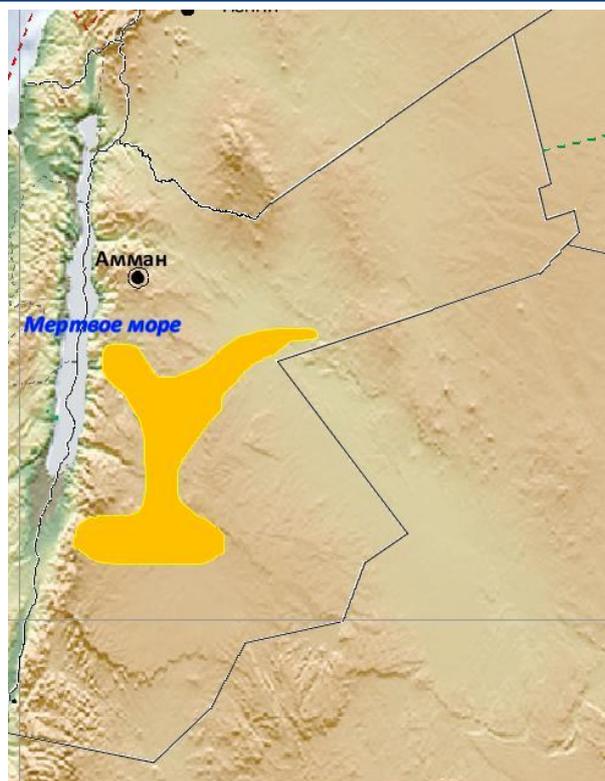


Рисунок 11 - Месторождения нефтяных сланцев в Иордании.

Источник: [36].

По планам иорданского правительства, страна планирует добывать нефть из сланца с 2015 года, причем в этом же году планируется добыть уже свыше 7,5 млн. т, что полностью покроеет потребление страны.

К 2020 году Иордания планирует начать экспорт нефти в объеме 150 тыс. т в год. Для страны, которая еще недавно не значилась на карте нефтедобывающих стран, такие результаты могут полностью изменить не только ее нефтяной рынок, но и рынки стран, экспортирующих в нее нефть: 7,5 млн. т добытой в Иордании нефти - это 7,5 млн. т легкой и низкосернистой нефти, которая будет поставлена ближневосточными производителями на альтернативные рынки Европы и Азии, дабы не потерять \$4,8 млрд. экспортных доходов.

Следует отметить, что существует и особая опасность для Иордании. Дело в том, что страна в недостаточной мере обеспечена пресной водой, которая при нынешних технологиях добычи нефти из сланца расходуется в значительных объемах.

В ближайшие 10 лет правительство Иордании планирует превратить страну из импортера в экспортера нефти за счет реализации сланцевых проектов. Не останавливает от реализации планов даже угроза дефицита воды

Учитывая тот факт, что страна снабжается пресной водой из двух рек - Ярмука и Иордана, которые приносят в год до 850 млрд. куб. м пресной воды (из которых более 28 млрд. куб. м уйдут на обеспечение добычи сланцевой нефти), уже в 2015 году при выполнении заявленных планов по разработке нефтяных сланцев в Иордании может образоваться 5% дефицит пресной воды, не учитывая рост населения и увеличения потребления воды в других секторах экономики [36]. Тем не менее, потенциальная опасность не останавливает иорданское правительство, ожидаемые доходы от экспорта нефти видятся для страны привлекательнее возможного дефицита важнейшего ресурса.

Израиль – новая Саудовская Аравия?

На территории Ближнего Востока может образоваться и еще один крупный нефтепроизводитель. Израиль, где исторически не велась добыча нефти, стал в последние годы едва ли не главным центром надежд по добыче нефти из сланцев на Ближнем Востоке.

По легенде Давид поборол Голиафа в долине Эллаха, и именно в этом месте сегодня обнаружены огромные запасы нефтяного сланца, словно кровь поверженного великана спустя века застыла и превратилась в «черное золото». По оценкам Israel Energy Initiatives (IEI) ресурсы нефтяного сланца в долине составляют около 34 млрд. т н.э. [37], что соразмерно запасам нефти в Саудовской Аравии.

Предполагаемые ресурсы нефти сланцевых плев Израиля соизмеримы со всеми запасами Саудовской Аравии

Israel Energy Initiatives (IEI) – израильская компания, базирующаяся в Иерусалиме. IEI является дочерней компанией открытого акционерного общества Genie Energy (Genie недавно отделилась от международной холдинговой компании IDT). Партнерская компания IEI – AMSO, принимает участие в проекте разработки нефтяных сланцев в Колорадо, США совместно с компанией Total.

Сланцевый плей Шфела, который фактически покрывает собой всю долину Эллаха, расположен всего в 50 км от Иерусалима, и по удивительному стечению обстоятельств, не попадает в основные спорные территории Израиля, на которые претендовали бы другие государства или автономии. На данный момент IEI получила права на разработку небольшого лицензионного участка этого сверхгигантского месторождения, запасы участка оценены в 5,5 млрд. т н.э. (Рисунок 12). Первую нефть планируется получить на месторождении уже в конце 2012 – начале 2013 года.



Рисунок 12 - Местоположение израильского плеча нефтяной сланец Шфела в Долине Элаха

Источник: [38].

Стоит отметить, что в Израиле планируют применить принципиально новые методы извлечения нефти из керогена, не похожие на используемые методы в других странах. На начальных этапах добыча будет вестись методами внутрислоевого добывания с использованием электрических и газовых нагревателей, а позже, согласно сообщениям IEI, будет разработана технология, направленная на радикальное снижение объемов воды, требуемых для добычи. Одной из основных целей запущенного пилотного проекта является именно разработка и апробация этой технологии уже к 2019-2020 гг. Такая технология позволит не только не тратить на добычу сланцев значительные объемы воды, как это происходит сейчас, но и каким-то образом получать воду вместе с нефтью на подобных месторождениях.

Стоит отметить, что этот проект во многом является проектом геополитической спекуляции. Руководители компании-оператора и ведущие инвесторы проекта - британец Якоб Ротшильд и американцы Руперт Мердок и Дик Чейни, открыто выражают свое мнение по поводу геополитической направленности проекта, позиционируя его во многом как проект, нацеленный против ресурсного национализма арабских нефтедобывающих стран.

«Я считаю, что технологии компании Genie и огромные запасы нефтяных сланцев имеют значительный потенциал для изменения глобальной геополитической парадигмы, переместив большую часть новой добычи нефти в Америку, Израиль и другие западно-ориентированные демократии» Р. Мердок [39].

«Genie Energy сделала большой технологический прогресс, задействовав значительные запасы сланцевой нефти (shale oil) в мире, которые могут трансформировать будущие перспективы Израиля, Ближнего Востока и наших союзников по всему миру» Я. Ротшильд [40].

Если проект будет реализован, то страна сможет добывать, по оценкам IEI, в следующем десятилетии более 13,5 млн. т в год [41], что позволит Израилю полностью покрыть объемы собственного потребления. Распространение этой технологии в другие страны со значительными ресурсами нефтяных плеев может значительно увеличить добычу и в них.

Главная проблема Израиля в добыче нефти – нехватка воды. Но в случае её решения можно ожидать прорыва в добыче нефти сланцевых плеев не только в Израиле, но и во многих других странах мира

Марокко – сократить импорт в кратчайшие сроки

К принципиальным изменениям на собственном рынке нефти готовится и еще одна страна-импортер. В Марокко еще во второй половине 2000-х гг. совместно с правительством США был запущен пилотный проект по добыче нефтяного сланца Тарфайа (Tarfaya Oil Shale Pilot Plant project) под управлением компании «Сан Леон Энерджи». Ресурсы страны оцениваются в 7,3 млрд. т нефти, ресурсы Тарфайи - в 3,11 млрд. т. В 2010 году проект перешел в стадию обустройства месторождения и инфраструктуры. По оценкам компании-оператора, уже к 2013 году на месторождении будет производиться 3 млн. т нефти в год [42].

Второй проект – Тимагди - оценивается в 2,05 млрд. т.н.э. Компанией-оператором на нем является национальная марокканская компания ОННУМ. Проект должен был стартовать еще в 2011 году, но по непонятным причинам был отложен до начала 2012 года. По оценкам компании уже в 2012 году на месторождении будет добыто 2,5 млн. т нефти [43].

Потребление Марокко на 2011 год составило 11,4 млн. т нефти, а производство, - всего лишь 9 тыс. т¹⁶ в год. За счет добычи нефти на этих проектах страна уже в ближайшие годы сможет сократить разрыв между производством и потреблением, даже несмотря на

¹⁶ Данные из базы данных МЭА

рост спроса в стране (по оценкам ИНЭИ РАН, к 2015 году спрос на нефть достигнет 11,8 млн. т).

Стоит также отметить, что в Марокко имеется НПЗ, рассчитанный на переработку 10 млн. т нефти, в данный момент загруженный только наполовину импортным сырьем. Добыча 5 млн. т собственной нефти позволит африканской стране отказаться от импорта нефтепродуктов и высвободить для своих североафриканских соседей, в частности для Ливии, возможность дополнительно экспортировать 5 млн. т нефти в Европу.

Китай. Сланцевые плеи – пока капля в море растущего спроса

Ресурсы нефтяного сланца Китая оцениваются более чем в 46 млрд. т н.э., в то время как технически извлекаемые из нефтяного сланца запасы сланцевой нефти (shale oil) составляют 550 млн. т [3]. На конец 2011 года, по данным BP statistical review of World Energy, доказанные запасы традиционной нефти в Китае составляли 2 млрд. т. Несмотря на значительные ресурсы, страна не спешит начать активную добычу нефти из сланцевых плеев. На данном этапе добыча из этих источников составляет 350 тыс. т [44] в год, что соразмерно 0,2% [45] от общего объема добычи в стране.

Основные запасы нефтяных сланцев сконцентрированы в провинциях Северо-Восточного Китая и в крупном промышленном центре Фушунь (восточная часть страны, менее 200 км до границы с Северной Кореей). Национальные корпорации ведут добычу на нескольких пилотных месторождениях этих провинций, используя в основном внутрипластовые методы добычи с последующей переработкой углеводородной смеси в синтетическую нефть на заводах – апгрейдерах.

По сообщению компании McKinsey & Company запасы нефти низкопроницаемых пород в Китае могут оказаться в 1,5 раза больше, чем в Северной Америке, что в перспективе может привести к значительному росту добычи этого вида нефти (точные цифры в сообщении не приводятся). На данный момент китайские компании активно инвестируют в разработку месторождений нефти низкопроницаемых пород в Северной Америке, обучаясь технологиям мультистадийного гидроразрыва пласта в совокупности с наклоннонаправленным бурением [46]. На данном этапе сложно сказать, когда Китай начнет (и начнет ли вообще) применять эту технологию на собственных формациях.

Тем не менее, по некоторым прогнозам значительного роста добычи и нетрадиционной, и традиционной нефти в Китае не ожидается. К 2030 году общая добыча страны по прогнозам CERA составит 175-185 млн. т, а добыча сланцевой нефти – 3 млн. т, в то время как спрос к этому же моменту может возрасти до 665 млн. т.

Прогнозы ИНЭИ РАН в отношении Китая чуть более оптимистичны. К 2030 году суммарная добыча нефти прогнозируется на уровне 176-190 млн. т, добыча нефти сланцевых плеев на уровне 4-15 млн. т. н.э., при спросе в 665,6 млн. т.

Согласно сообщению China's National Energy Administration добыча нефти из нефтяного сланца может составить около 10 млн. т в год.

Почему же один из ведущих нефтеимпортеров мира не развивает собственную добычу нефти за счет запасов в нетрадиционных источниках? Причин подобного поведения может быть несколько:

1. Китайские компании проводят политику активной инвестиционной экспансии на Ближнем Востоке, в Канаде, Африке и в Латинской Америке, обеспечивая собственную страну сырьем, добываемым за рубежом, а разработку собственной нефти откладывают «до лучших времен». Аналогичную политику в свое время проводили США, законсервировав значительное число собственных месторождений и осуществляя экспансию на зарубежные рынки силами компаний-мейджоров.
2. Отсутствие у Китая технологий, позволяющих добывать сланцевую нефть без серьезного ущерба для экологии и водоснабжения населения. Как уже было отмечено выше, современные технологии добычи сланцевой нефти предполагают значительные водозатраты, в то время как в Китае 65% пресной воды уходит на мелиорацию, а 60% значительно загрязнены и непригодны для питья. Во многих районах воды для использования в добыче просто нет. Добыча сланцевой нефти в больших объемах может привести Китай на грань настоящей экологической катастрофы. Однако, если вспомнить про разрабатываемую в Израиле «экологичную» технологию добычи сланцев с попутной добычей пресной воды, после масштабного внедрения этой технологии в мире ситуация для азиатского рынка может резко измениться.

Китай не спешит делать ставку на сланцевую нефть. Но сохраняется риск возможного сужения импорта за счет развития собственной добычи

3. Стране пока не удалось выйти на экономическую рентабельность добычи сланцевой нефти по технологическим и геологическим причинам.

Таким образом, исходя из вышеприведенных предпосылок, в ближайшие годы Китай сохранит свою привлекательность для иностранных поставщиков нефти и свой потенциал крупнейшего мирового импортера нефти. Однако риски некоторого сужения прогнозируемого импорта вследствие развития собственной добычи сохраняются.

Австралия – все только начинается

По данным МЭА, технически извлекаемые запасы нефти из сланцев (shale oil) в Австралии составляют 1,64 млрд. т нефти [3]. На данный момент в стране действуют три проекта по добыче нефти из сланцевых плеев.

Оператором первого проекта является Queensland Energy Resources. Проект расположен на месторождении Стюарт, неподалеку от города Гледстоун. Стоит отметить, что это месторождение действует с 1970-х годов. Актив неоднократно перепродавался различным инвесторам и закрывался по требованию Greenpeace в связи с неблагоприятной экологической обстановкой.

«Вторую жизнь» проект получил в 2008 году, после того как у канадских компаний была закуплена и внедрена технология добычи сланцевой нефти, однако в том же году он попал под действие двадцатилетнего экологического моратория, запрещавшего добывать нефть из сланцевых плеев штата Queensland. С 2008 по 2011 год проект бездействовал, добыча не велась.

Только после вмешательства Федерального Правительства Австралии местные власти разрешили продолжить проект и в начале 2011 года отменили мораторий на разработку сланцевых месторождений.

В сентябре 2011 года была построена экспериментальная установка Paraho ИТМ, на которой сегодня производится из нефтяного сланца 224 тыс. т нефти [47].

Второй австралийский проект Latrobe по добыче нефтяных сланцев расположен в Тасмании и принадлежит Boss Energy Ltd. В 2010 году к проекту присоединилась китайская Fushun Mining Group, начавшая тесты по применению технологий, используемых на китайском Фушуне, чтобы повысить экономические и экологические показатели проекта. По состоянию на 2012 год на месторождении действуют 14 скважин,

На протяжении десятилетий Австралия пытается сделать нелегкий выбор между экологией и нефтью. Разрешить ситуацию может применение новых более экологических и эффективных технологий

которые по оценкам компании-оператора могут обеспечить добычу нефти в 2012 г. на уровне от 2 до 6,6 млн. т [48].

Стоит отметить тот факт, что правительство Австралии отмечает критическую важность для своей страны разработки нетрадиционных источников нефти, в частности – сланцевых залежей, декларируя это направление как один из основных элементов достижения собственной энергетической безопасности [49].

Проведенная национализация может отпугнуть ведущие нефтяные компании и затормозить реализацию проектов в Аргентине, несмотря на хорошие перспективы страны в добыче сланцевой нефти

Аргентина – «сланцевой революции» мешает национализация

История промышленного освоения сланцевых плеев в Аргентине идет с 2009 года - с начала добычи нефти и газа формации Vaca Muerta (Рисунок 13 - Формация Вака Муерта). Доказанные запасы формации на разведанной части месторождения оцениваются REPSOL в 126 млн. т н.э. [50] (recoverable resources of oil equivalent).

Добыча на этом месторождении, по данным Oil&Gas Journal [51] в течение 10 лет сможет закрывать потребность Аргентины в нефти. Стоит отметить, что в данный момент страна потребляет 25,7 млн. т нефти в год при добыче в 32,5 млн. т [45], которая падает на протяжении последних 15 лет. Компенсация падающей добычи будет обходиться операторам Vaca Muerta в \$25 млрд. инвестиций в проект ежегодно (на поддержание добычи и бурение новых скважин), однако вопрос осложняется тем, что в последнее время инвестиционный климат в стране резко ухудшился.

Правительство Аргентины в 2012 году приняло решение об экспроприации YPF, а чуть позже - и о национализации компании, ранее находившейся в ведомстве REPSOL.

Некоторые европейские политики, отреагировали на заявление о национализации крупнейшего месторождения, пригрозив аргентинскому правительству международными экономическими санкциями. Так, президент Repsol Brufau объявил национализацию «незаконным и неоправданным действием» [52].



Рисунок 13 - Формация Вака Муерта

Источник: ИНЭИ РАН.

Хосе Мануэль Гарсия Маргалло, министр иностранных дел Испании, заявил, что Мадрид "осудил со всей энергией" действия Аргентины, добавив, что они «нарушили атмосферу взаимопонимания и дружбы, которые главенствовали в отношениях между Испанией и Аргентиной». Европейский союз также подверг критике попытки национализации актива [53].

Несмотря на это, однако, сами аргентинцы полны оптимизма и готовы продолжать разработку собственных сланцевых запасов. В том случае, если добычу на месторождении удастся нарастить в заявленных объемах, страна сможет вывести на рынок Латинской Америки 25 млн. т нефти в год. Подобный объем в условиях нестабильности в регионе и возможности за счет низких издержек на добычу демпинговать, может поставить под угрозу реализацию сложных и затратных проектов в Венесуэле, а также перенасытить нефтью рынок Латинской Америки.

Бразилия и Эстония – наиболее опытные производители не торопятся присоединиться к сланцевой гонке

Эстония и Бразилия – страны, которые имеют, пожалуй, наибольший опыт по добыче нефти из нефтяных сланцев (oil shale).

Сланцевые залежи Эстонии разрабатываются в промышленных масштабах еще с начала XX века, по состоянию на 2008 год в стране добывалось 2,8 млн. т нефти из сланцев. Следует отметить, что именно эта страна долгое время была мировым лидером по добыче нефтяных сланцев (Рисунок 14).

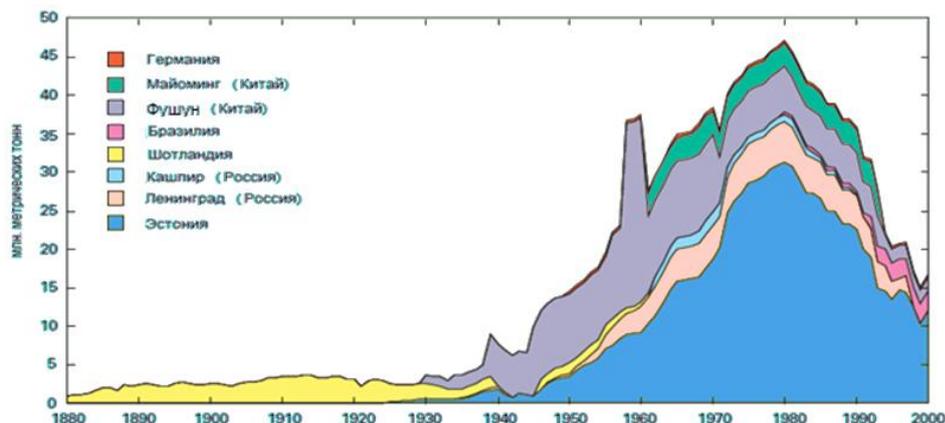


Рисунок 14 - Нефтяные сланцы, добываемые в Германии, Китае, Бразилии, Шотландии, России и Эстонии с 1880 по 2000 гг.

Источник: [38].

Сегодня Эстония за счет небольших технически извлекаемых запасов (500 млн. т) не стремится резко наращивать добычу, предпочитая экспортировать технологии в Китай, Иорданию и США, выступая «консультантом» по вопросам добычи сланцев. Более того, еще одним «якорем» является жесткое экологическое законодательство ЕС, которое сегодня практически несовместимо с достаточно «грязной» добычей нефтяного сланца в стране.

Бразилия начала добывать сланцы позже – с 1970-х годов. Запасы страны оцениваются по категории «извлекаемые» в 410 млн. т, по категории «ресурсы» - в 11,6 млрд. т [3]. В стране из сланцевых источников добывается менее 2 млн. т нефти в год. Для бразильских компаний сегодня намного более перспективными видятся офшорные месторождения. Объясняется это и вопросами экологии, и сложными геологическими условиями, которые превращают добычу нефти из сланцевых плеев в весьма дорогое и сомнительное предприятие.

Перспективы нефти сланцевых плеев – прогнозы

Нефть сланцевых плеев сегодня уже занимает видимое место в общем объеме нефтедобычи. По состоянию на 2011 год в мире добывалось около 40 млн. т нефти из этих источников (oil shale, shale oil, tight oil). Это соответствует более чем 1% от общемирового объема добычи, хотя еще 10 лет назад объемы добычи сланцев составляли менее 15 млн. т

н.э., а к 2005 году они снизилась до 7 млн. т н.э. и, фактически, добыча велась только на китайском Фушуне, в Бразилии, США и на ряде эстонских месторождений.

Подобный рост добычи нефти из сланцевых плеев к началу второго десятилетия XXI века обусловлен рядом факторов:

1. Прорывные технологии, внедренные в последнюю пятилетку, позволили повысить экономическую и технологическую эффективность проектов по добыче нефти из сланцевых плеев.
2. Сформировавшийся геополитический курс стран-импортеров, в частности США, на снижение собственной энергетической зависимости обеспечил на политическом уровне поддержку проектов по добыче нефтяных сланцев и нефти низкопроницаемых пород.
3. Крупнейшие нефтегазовые компании стремились реализовать стратегию по расширению портфеля добычных проектов за счет новых источников. Эта необходимость была связана с развитием НКК добывающих стран и постепенным вытеснением западных компаний с месторождений стран Ближнего Востока, Латинской Америки, Африки и бывшего СССР.
4. Высокие цены на нефть первого десятилетия XXI или 21 века позволили крупнейшим западным компаниям вложить значительные средства в разработку новых технологий и сделали рентабельными ранее непривлекательные проекты.

Наиболее важным вопросом сегодня, в условиях, когда добыча нефти сланцевых месторождений продолжает развиваться, становится: «как новые источники повлияют на положение традиционных нефтепроизводителей, в первую очередь на тех, чья экономика в значительной мере зависит от нефтяных цен?».

Следует отметить, что для крупнейших стран-экспортеров цена на нефть является основным фактором, определяющим бездефицитность бюджета, а значит – собственное устойчивое развитие.

Цена нефти, необходимая для бездефицитности бюджета крупнейших производителей нефти, колеблется в широком диапазоне от 30 долл./барр. до 100 долл./барр. (Рисунок 15).

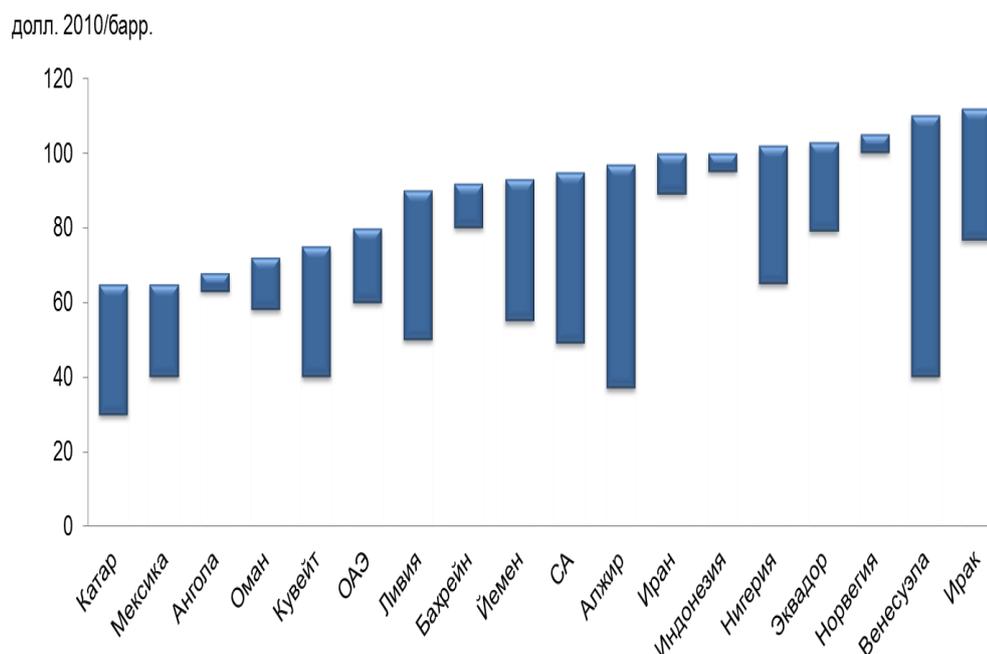


Рисунок 15 - Цены нефти, необходимые для сходимости бюджетов некоторых нефтедобывающих стран

Источник: [54].

Крайне актуально это и для России. Согласно заявлению и.о. министра финансов А. Силуанова: «С учетом пополнения Резервного фонда, бюджет в 2012 году будет бездефицитным при цене на нефть \$117,2 за баррель» [55]. Снижение цен на нефть при высоких полных издержках российских добычных проектов неизбежно повлечёт за собой ухудшение экономической ситуации в стране. Аналогичная ситуация может сложиться для стран Каспийского региона: Казахстана, Азербайджана и Туркменистана, и таких стран Ближнего Востока, как Иран и Бахрейн. Разработка новых месторождений в Норвегии при столь низких ценах также может оказаться невозможной без послаблений налогового режима со стороны государства.

Сегодня мы находимся на начальном этапе возможной революции нефти сланцевых плеев. Если одни прогнозы основываются на скромной её дальнейшей роли в мировой энергетике, то другие ожидают повторения успехов сланцевого газа

Очевидно, что большие объемы дешевой нефти сланцевых плеев способны в значительной мере повлиять на будущее нефтяного рынка, однако важным остается вопрос: «будут ли эти объемы достаточно велики, чтобы существенно снизить мировую цену нефти?»

Стоит отметить, что мнения признанных мировых экспертов о возможности «сланцевой революции» на нефтяном рынке кардинально расходятся. Так, Международное Энергетическое Агентство (МЭА) еще в 2010 году в своем ежегодном обзоре мировой энергетики дало достаточно низкую оценку потенциалу сланцевой нефти. По прогнозу МЭА этот вид нетрадиционной нефти должен был занять не более 0,5% в общем объеме предложения нефти к 2035 году, или составить от 10 до 25 млн. т в абсолютных значениях. Стоит отметить, что в обзоре нефть низкопроницаемых пород отнесена в раздел «традиционной нефти», что основательно искажает понимание будущего влияния всех видов нефтей, добываемых на сланцевых пляях. Уже в том же 2010 году добыча нефти низкопроницаемых пород перевалила за отметку 20 млн. т в США [29], а в 2012 по оценкам Департамента Энергетики США составит более 36 млн. т.

Департамент Энергетики США много оптимистичнее в своих прогнозах будущих перспектив нефти сланцевых плеев, однако основной прирост добычи эксперты департамента прогнозируют именно за счет добычи нефти низкопроницаемых пород, и не прогнозируя до 2035 года значительного прироста добычи за счет обработки нефтяных сланцев. Так, в своем Annual Energy Outlook 2012, они оценивают потенциал добычи из нескольких формаций США в диапазоне от 35 млн. т до 140 млн. т к 2035 году, в зависимости от сценария. При этом оценки включают в себя только добычу нефти низкопроницаемых пород. Если же учесть еще добычу нестабильного газового конденсата на сланцевых пляях (подробнее в разделе «технологии»), суммарная добыча газового конденсата и нефти на сланцевых пляях составит по прогнозу Департамента от 170 до 340 млн. т к 2035 году.

Международный финансовый институт «Citi bank» оценивает будущее нефти сланцевых плеев в США в 150 млн. т уже к 2020 году с потенциалом для дальнейшего роста. Сравнение прогнозов по добыче нефти сланцевых плеев приведено в таблице (Таблица 5).

Таблица 5 - Сравнение сценариев по добыче нефти сланцевых плеев

Прогноз	Сценарий	2020		2030	
		США	Мир	США	Мир
IEA WEO 2010 ^{12 17}	New Policies Scenario	н/д	5	н/д	15
	Current Policies Scenario	н/д	5	н/д	25
IEA WEO 2011 ^{18 19}	450 Scenario	н/д	5	н/д	10
		70	н/д	35	н/д

17 Без учета добычи нефти низкопроницаемых коллекторов.

18 Прогноз по США в данном отчете дан только по трем месторождениям: Niobrara, Eagle Ford, Bakken, отдельно нефть низкопроницаемых пород по миру в работе не выделяется.

19 Без учета добычи нефти низкопроницаемых коллекторов

		2020		2030	
ИНЭИ РАН 2012	Базовый сценарий	79	84	130	150
	Сланцевый бум	187	208	267	310
	Технологический прорыв в Израиле	187	208	328	418
EIA IEO 2010	Reference	н/д	5	н/д	25
EIA AEO 2012	Low EUR	174	н/д	169	н/д
	High EUR	229	н/д	249	н/д
	High TRR	290	н/д	338	н/д
Citi Bank 2012 ²⁰	Citi Bank 2012	150	н/д	<150	н/д

Источник: [3], [29], [54], [56], расчеты авторов.

Значительный разброс оценок на период до 2020 года обуславливается неточными оценками извлекаемых запасов и неуверенностью в успешной апробации процессов внутрислоевого ретортинга, проводимых в США (штат Колорадо).

Еще большая неопределенность складывается после 2020 года. Главным вопросом становится успешная апробация процесса разработки сланцев по технологии IEI, которая в случае успеха проекта к 2020 году сможет снять большую часть экологических ограничений для проектов по добыче из подобных залежей, а главное - решить проблему воды при добыче нефти из нефтяных сланцев.

Модельно-прогнозный комплекс SCANNER, разработанный в ИНЭИ РАН, позволяет оценить потенциальное влияние нефти сланцевых плеев на будущее развитие нефтяных рынков по разным сценариям, с учетом возможности как успешной апробации различных современных технологий добычи, используемых в США, так и возможного успеха израильской технологии IEI. Прогноз добычи нефти сланцевых плеев ИНЭИ РАН включает в себя: нефть, получаемую при переработке нефтяного сланца и нефть низкопроницаемых коллекторов, залегающую в сланцевых формациях.

В целях данного исследования эксперты ИНЭИ РАН оценили потенциальное воздействие нефти сланцевых плеев на мировой рынок нефти по трем сценариям, основанным на изучении технологий, национальных политик, динамики затрат и запасов нефти сланцевых формаций:

Прогноз добычи нефти сланцевых плеев ИНЭИ РАН включает в себя: нефть, получаемую при переработке нефтяного сланца (oil shale) и нефть низкопроницаемых коллекторов (tight oil), залегающую в сланцевых формациях

²⁰ Прогнозы Citi Bank и AEO 2012 учитывают только добычу в США.

1. *Базовый сценарий*. Подразумевает использование при добыче нефти сланцевых плеев только существующих технологий и не предполагает массового перевода запасов из категории технически извлекаемых в категорию экономически извлекаемых.
2. *Сценарий «Сланцевый бум»*. Согласно этому сценарию вплоть до 2015 года происходит дальнейшее снижение издержек на добычу нефти сланцевых плеев. США наращивают добычу, несмотря на возможные экологические угрозы добычи на подобных месторождениях. Цена на нефть снижается под влиянием увеличивающегося потенциала дешевых сланцев и нефти низкопроницаемых пород, что приводит к падению добычи на дорогих месторождениях Европы и стран СНГ, вся Северная Америка значительно увеличивает добычу нефти. К концу прогнозного периода США почти полностью отказываются от импорта нефти из всех стран, кроме Канады²¹.
3. *Сценарий «Технологический прорыв в Израиле»*. Появляется технология добычи нефти сланцевых плеев без расходования воды. После 2020 года для добычи по всему миру снимаются экологические ограничения, а издержки на добычу снижаются аналогично показателям сценария «Сланцевый Бум» (Таблица 6).

Таблица 6 - Сценарные предпосылки развития добычи сланцевой нефти в мире

	Технология	Затраты	Экологические ограничения по воде	Эффекты для стран
Базовый сценарий	Применение классического метода ГРП и внешнего ретортинга	\$50/барр., продолжают расти под воздействием инфляционных процессов в экономике	Расход воды значителен, до 7 барр на добытый баррель нефти	Добыча растет только в США. Бразилия, Китай и Эстония продолжают добывать на текущем уровне.
Сланцевый бум	Применение внутрислоистовых методов ретортинга	снижаются до \$30-40 /барр., до 2015 года, затем начинают расти под воздействием инфляционных процессов в экономике	Расход воды при применении внутрислоистовых методов ретортинга снижается до 2-3 барр на добытый баррель нефти. При старых технологиях остается таким же	Добыча в США, Иордане, Австралии и Марокко начинает расти стремительными темпами. В Израиле начинается добыча. Бразилия, Китай и Эстония продолжают добывать на текущем уровне.

²¹ Более подробно эти сценарии рассмотрены в Прогнозе развития энергетики России и мира до 2035 года ИНЭИ/РЭА, под ред. А.А. Макарова, Л.М. Григорьева.

	Технология	Затраты	Экологические ограничения по воде	Эффекты для стран
Технологический прорыв в Израиле	Применение внутрипластовых методов ретортинга без использования воды, после 2020 года	снижаются до \$30-40 /барр., до 2015 года, затем начинают расти под воздействием инфляционных процессов в экономике	Расход воды после 2020 года снижается, постепенно исчезают ограничения на воду для западно-ориентированных экономик, а затем поэтапно для всего мира	Сланцедобыча начинает развиваться в странах Западной Европы, США и Израиле.

Источник: ИНЭИ РАН.

Показанные ниже сценарные прогнозы добычи и балансовых цен на нефть (Рисунок 16, Рисунок 17), показывают, что после 2020 года возникает наибольшая неопределенность, в первую очередь в связи с разрабатываемой Израилем безводной технологии добычи сланцев (сценарий «Технологический прорыв в Израиле»).

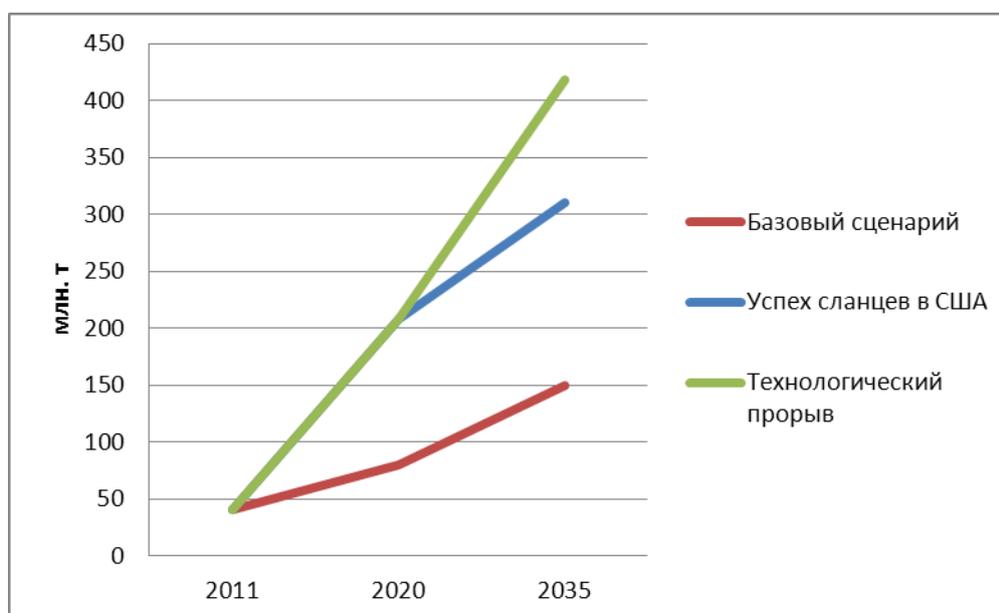


Рисунок 16 - Прогноз добычи нефтяных сланцев до 2035 года

Источник: ИНЭИ РАН.

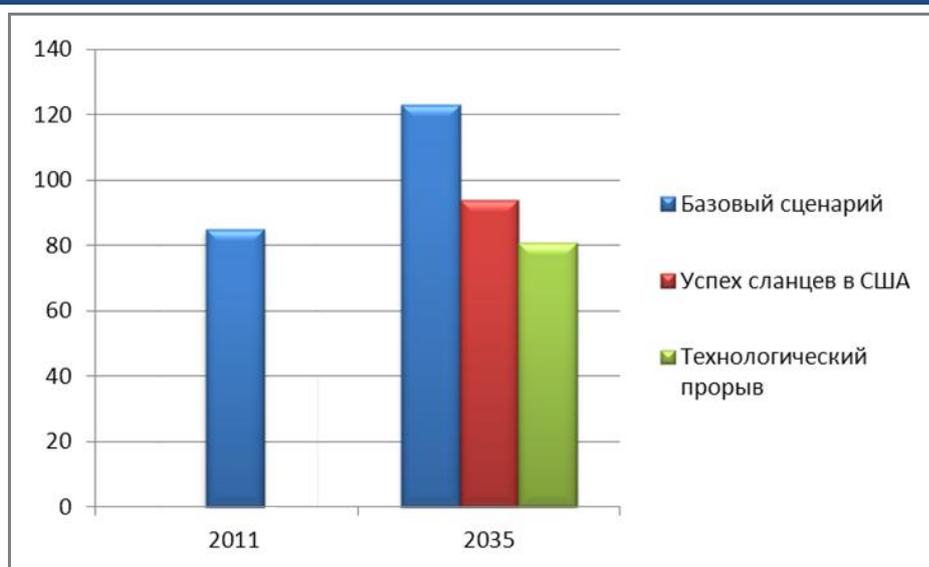


Рисунок 17 - Балансовые цены нефти²²

Источник: ИНЭИ РАН.

Тем не менее, даже более низкий сценарий добычи нефти сланцевых плеев показывает, что на мировой рынок в скором времени, вероятнее всего, будет выведен значительный объем дешевой нефти и газового конденсата, которые вступят в конкурентную борьбу с дорогой нефтью традиционных месторождений, оказывая понижающее давление на мировые цены нефти.

Заключение

Проведенный анализ текущего состояния и перспектив добычи нефти сланцевых плеев позволяет сделать следующие выводы:

- Нефть сланцевых плеев уже сегодня является конкурентоспособной по отношению к традиционной нефти, что формирует для компаний-производителей возможность включать подобные месторождения в свои собственные портфели активов в качестве доходных;
- Вопросы технологических инноваций в добыче будут играть определяющую роль в формировании будущего нефтяного рынка, что создает необходимость тщательного мониторинга ситуации для анализа состояния и перспектив развития рынков;
- Низкие издержки на добычу нефти сланцевых плеев, вероятнее всего, приведут к ужесточению ценовой конкуренции и снижению мировых цен на

²² Под балансовой ценой подразумевается та цена, при которой за счет добычи на традиционных и нетрадиционных месторождениях будет удовлетворяться спрос на нефть в прогнозном периоде (фактически – точка пересечения кривых спроса и предложения в конкретном периоде [49]). Рыночные цены при этом могут значительно отличаться от балансовых под влиянием спекулятивных, геополитических и прочих факторов.

нефть, особенно в случае реализации высоких сценариев добычи дешевой нефти сланцевых месторождений.

В складывающихся условиях традиционным производителям нефти (как компаниям, так и государственным регуляторам) целесообразно:

1. Вести постоянный мониторинг и оперативно реагировать на сообщения о модернизации или вводе новых технологий добычи нефти сланцевых плеев с оценкой их влияния на нефтяной рынок;
2. Изучать проблематику развития и перспектив нефти сланцевых плеев, а также оценивать собственные перспективы на рынке этого энергоносителя и рынках смежных источников энергии;
3. Повышать экономическую и технологическую эффективность собственных проектов по всей производственной цепочке (разведка-добыча-транспорт-сбыт), при оптимальном, как для государства, так и для компаний налоговом режиме;
4. Снижать зависимость государственного бюджета от доходов становящегося все более рискованным нефтегазового сектора.

Список литературы

1. R. Beckwith, The Tantalizing Promise of Oil Shale, JPT/JPT Online, January 2012;
2. T. Turner, YPF Raises Argentina Shale Oil Resources To 22.8 Bln Barrels, The Wall Street Journal, February 8, 2012
3. International Energy Agency, World Energy Outlook 2010, Paris 2010;
4. Калинин М. К. Тайны образования нефти и горючих сланцев. М., 1981. 191 с.
5. Н. Тимакова, «Льготный тариф», Коммерсант, приложение «Нефть и газ», №110, 20 июня 2012.
6. R. Wasylishen & S. Fulton prepared for: The petroleum technology alliance Canada (PTAC), prepared by: Roberta Wasylishen, Sarah Fulton, Environment and Reclamation reuse of flowback & produced water for hydraulic fracturing in tight oil, June 28, 2012
7. J. W. Bungler, P.M. Crawford, H.R. Johnson Hubbert Revisited – 5 Oil&Gas Journal, 2004
8. US Department of Energy, report "Strategic Significance of America's Oil Shale Resource, Volume II: Oil Shale Resources, Technology and Economics, 2004.
9. Стрижакова Ю.А. Развитие и совершенствование переработки горючих сланцев с получением химических продуктов и компонентов моторных топлив. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук, Уфа 2011.
10. J.R. Covell, Environmental Review of Selected Oil Shale Technologies, National oil symposium, Golden, 2008.
11. Bit Tooth Energy, The Future of Oil Shale, Techcorr, апрель 2010 (<http://www.techcorr.com/news/Articles/Article.cfm?ID=832>).
12. Сайт компании EGL (<http://www.egloilshale.com/>).
13. N. O'Shea, Unconventional Oil Scraping the bottom of the barrel? World Wild Found, 2008.
14. Постановление Правительства Москвы от 28.07.1998 N 566 О мерах по стимулированию энерго- и водосбережения в г. Москве, 2011.
15. National Resources Defense Council, <http://www.nrdc.org/media/2007/070611.asp>.
16. C. J. Cleveland, P. A. O'Connor, Energy Return on Investment (EROI) of Oil Shale, Sustainability 2011, 3, 2307-2322; doi:10.3390/su3112307
17. US Government Emissions Inventory 2005 (2007), US Environmental Protection Agency, <http://epa.gov/climatechange/emissions/downloads06/07ES.pdf>.
18. M. Carolus, P. Crawford, H. Mohan, K. Biglarbigi, Economics, barriers, and risks of oil shale development in the United States, USAEE, 2008.

19. U.S. Department Of Energy, Annual Report to Congress on Strategic Unconventional Fuels Activities and Accomplishments, 2008, Washington D.C.
20. Goldman Sachs 270 projects to change the World 2011.
21. Goldman Sachs 360 projects to change the World 2012.
22. G. Parkinson, Oil shale: The US takes another look at a huge domestic resource, Cermagazine, 2006.
23. A. Potter, H. Chan, S. Wilson “UBS investment research”, North American Oil&Gas, 2008;
24. Earle Ford Lease Information 2010 Eagle Ford Road to Riches: History of big deals & lease flipping & why your oil window Acreage is worth \$30000, 2010;
25. C. Merriman SPE-Permian basin study group, Tight oil in New Mexico: commerciality of the Avalon Shale & Bone Wood Mackenzie, Spring 2010;
26. E. Lidji PN Bakken: The Bakken from five points of view, Petroleum news Bakken (issue 17 #21), May 2012.
27. S. Fielden Knocking on Heaven’s Door – The Eagle Ford crude story Part 1, RBN Energy LLC July 2012.
28. US Energy Information Administration Review of Emerging Resources U.S. Shale Gas and Shale Oil July 2011.
29. Energy Information Administration Annual Energy Outlook 2012 with projections to 2035, DOE/EIA-0383 (2012), June 2012.
30. Bakken Shale play – a key driver in the North Dakota Economy Clover Global Sollutions, June 2012.
31. ITG Investment, Formerly Ross Smith, 2012.
32. C. Merriman SPE-Permian basin study group, Tight oil in New Mexico: commerciality of the Avalon Shale & Bone Spring 2010.
33. P. Kulkarney Woodford growing revenues by farming to oily shale, Jan. 2012;Global Data.
34. Niobrara Shale in the US, 2012 – Oil shale market Analyses and Forecast to 2020, March 2012.
35. Salameh, a technical expert with the United Nations Industrial Development Organisation in Vienna, “Jordan may start oil shale production by 2015”, Gulf in the Media , 19 May 2012.
36. Jamel O. Jaber, A. Thomas, Sladek, Scott Mernitz, T. M. Tarawneh Future Policies and Strategies for Oil Shale Development in Jordan, Jordan Journal of Mechanical and Industrial Engineering. Volume 2, Number 1, March 2008 (ISSN 1995-6665).

37. PRWEB, Oil Shale Initiative in Valley Where David Slew Goliath Could Turn Israel into an Oil Giant, ноябрь, 2011 (<http://www.prweb.com/releases/2011/11/prweb8925432.htm>).
38. United States Geological Survey Scientific Investigations Report 2005-5294, Dec 28, 2005) By John R. Dyni, USGS.
39. IDT Corporation Press Release, Murdoch, Renna Join Genie Energy Strategic Advisory Board.
40. IDT Corporation Press Release, Business And Financial Leaders Lord Rothschild And Rupert Murdoch Invest In Genie Oil & Gas, 15.11.2010. (<http://www.genieoilgas.com/dev/downloads/PR-111510-Rothschild%20Invests%20in%20Genie.pdf>).
41. Grumberg J-P. with Introduction by Gordon J. Israel's "Black Gold" – an Interview with Dr. Scott Nguyen October 2011.
42. Rigzone, San Leon Begins Construction on Moroccan Oil Shale Project, сентябрь, 2010 (http://rigzone.com/news/article.asp?a_id=98901)
43. Bencherifa M. Moroccan oil shale overview: Recourses & Potential for development, Euro-Mediterranean Energy Market Integration Project, Sharm el Sheikh 2010.
44. China Endowment – 2: China assesses unconventional land oil shale, oil sands, coal gas resources. Oil & Gas Journal, 04/26/2010.
45. BP statistical review of World Energy 2011.
46. T. Inglesby, R. Jenks, S. Nyquist, Pinner D., "Shale gas and tight oil: Framing the opportunities and risks".
47. L. Carson, "Shale oil", Australian atlas of mineral resources, mines & processing centers. AIMR 2012.
48. C. Feary, Boss Resources Commences Shale Drilling program at Latrobe, May 2012.
49. Geoscience Australia and ABARE, Australian Energy Resource assessment, Canberra, 2010.
50. D. Canty, Repsol hails largest ever 927 million bbl oil find, Arabian OilandGas, 08 November 2011.
51. П. Дитрик, «Аргентина: ренационализация в преддверии сланцевой революции» Oil&Gas Journal Russia, 62 (№7).
52. A. Fontevecchia, Shale Gas Wars: Argentina Fracks Repsol, Kirchner Takes YPF, Forbes, 2012 (<http://www.forbes.com/sites/afontevecchia/2012/04/17/shale-gas-wars-on-argentinas-nationalization-of-repsol-ypf/>).
53. S. Romero, R. Minder, Argentina to Seize Control of Oil Company, The New York Times, 2012 (http://www.nytimes.com/2012/04/17/business/global/argentine-president-to-nationalize-oil-company.html?_r=1&pagewanted=all).

-
54. Прогноз развития энергетики мира и России до 2035 года. ИНЭИ РАН, РЭА (2012), под рук. А.А. Макарова, Л.М. Григорьева.
 55. Фаляхов Р., «Бюджет залезет в резерв», Gazeta.ru, 10.10.2011.
 56. E.L. Morse, A. Doshi, E.G. Lee, S.M. Kleinman, D.P. Ahn, A. Yuen, Energy 2020 North America, The new Middle East? CitiGPS: Global Perspectives & Solutions, 20 March 2012.

ISBN 978-5-91438-010-3



9 785914 380103