

DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/25\\_2015](https://doi.org/10.17353/2070-5379/25_2015)

УДК 622.276.6:553.983(71+73)

**Сафронов А.Ф., Соколов А.Н.**Институт проблем нефти и газа СО РАН, Якутск, Россия, [anton.new@mail.ru](mailto:anton.new@mail.ru)

## **ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРАБОТКИ ЗАПАСОВ БИТУМИНОЗНЫХ ПЕСКОВ И ГОРЮЧИХ СЛАНЦЕВ. ОПЫТ США И КАНАДЫ**

*Рассматривается проблема энергетической эффективности разработки битуминозных песков и горючих сланцев. Дается краткий обзор способов разработки данных источников углеводородов, приводятся количественные параметры проектов разработки. Производится предварительный расчет EROI добычи углеводородов из битуминозных песков и горючих сланцев, а также EROI производства светлых нефтепродуктов из добытой таким способом нефти.*

***Ключевые слова:** нетрадиционные источники углеводородов, битуминозные пески, горючие сланцы, энергетическая эффективность, EROI.*

### **Введение**

Наибольшая часть добываемых в мире углеводородов (УВ) используется как источник энергии. С этой точки зрения является принципиально важным, чтобы энергия, затрачиваемая на добычу, транспортировку и переработку УВ в сумме была меньше той энергии, которую общество получает в конечном результате. В случае если энергозатраты окажутся больше полученной энергии, то в этом случае добываемые УВ более нельзя рассматривать как энергоресурс, возможно только как сырье для химической промышленности.

Отношение полученной энергии к затраченной можно обозначить как энергетическая эффективность [Murphy, Hall, 2010]. В случае если  $EROI > 1$  – добыча УВ является прибыльной с точки зрения энергии. Если  $EROI = 1$ , то добыча ведется с нулевым энергетическим результатом, и, по сути, является бессмысленной. Если  $EROI < 1$  – на добычу тратится больше энергии, чем получается в результате добычи.

В прошлом столетии наибольшая часть разрабатываемых запасов УВ относилась к легкоизвлекаемым. Разработка легкоизвлекаемых запасов характеризуется очень высокими значениями энергетической эффективности: затрачивая минимальные усилия, получаем огромное количество энергии. По мере вовлечения в разработку залежей с трудноизвлекаемыми запасами объем энергозатрат увеличивается, и, следовательно, снижается EROI. В случае с нетрадиционными запасами УВ значения EROI приближаются к критическим уровням, когда возможна постановка вопроса о целесообразности разработки данных запасов с точки зрения баланса энергии.

## 1. Методика расчета

Энергетическая эффективность добычи энергоресурсов в целом определяется как отношение добытой энергии к затраченной на добычу и может рассчитываться в разных точках [Сафронов, Соколов, 2014]. Различия связаны с тем, какие затраты будут учитываться для каждой точки расчета:

1. На нулевом километре трубопровода. Учитываются энергозатраты на добычу и первичную подготовку добываемого энергоресурса.
2. На перерабатывающем предприятии. Учитываются затраты на добычу и транспортировку до места переработки.
3. После переработки на складе готового продукта. Учитываются энергозатраты на добычу, транспортировку и переработку энергоресурса.
4. В точке продажи готового продукта. Учитываются энергозатраты на добычу, транспортировку, переработку энергоресурса и доставку до точки продажи.
5. В точке продажи сырья. Учитываются затраты на добычу и транспортировку до точки продажи сырья.

Временными рамками расчета EROI могут являться:

- Расчет по году, где учитываются производственные данные за один год. Этот вариант подходит для отслеживания динамики показателя.
- Расчет за заданный период. Например, с начала осуществления проекта по настоящее время.
- Расчет за весь период реализации проекта. Этот вариант наилучшим образом подходит для расчета EROI ветряной, солнечной, геотермальной, гидроэнергетики.

В данной статье энергетическая эффективность разработки битуминозных песков и горючих сланцев рассчитывается на нулевом километре трубопровода за весь период реализации проекта.

Проект разработки месторождения условно можно разделить на три этапа:

1. Капитальное обустройство промысла.
2. Добыча УВ.
3. Ликвидация промысла.

На каждом этапе проводятся советующие работы, в ходе которых расходуются материалы и энергия в том или ином виде (рис. 1).

На первом этапе необходимо учитывать материалозатраты (тонны стали, цемента) и выразить их через коэффициенты пересчета в энергетический эквивалент ( $E^1_{\text{материалы}}$ ). Также учитываются энергозатраты (тонны ГСМ, кВт\*ч, куб.м. газа и т.д.), приведенные к какой-либо одной единице измерения энергии, например, для наглядности к тонне нефтяного

эквивалента (н.э.) ( $E^1_{\text{обустройство}}$ ). На втором этапе учитываются материалозатраты ( $E^2_{\text{материалы}}$ ), энергозатраты, связанные с дополнительным обустройством промысла ( $E^2_{\text{доп.обустройство}}$ ), и энергозатраты, связанные с извлечением и первичной подготовкой УВ ( $E^2_{\text{извлечение}}$ ). На третьем этапе учитываются материалозатраты ( $E^3_{\text{материалы}}$ ) и энергозатраты ( $E^3_{\text{ликвидация}}$ ), связанные с ликвидацией промысла и рекультивацией земель.

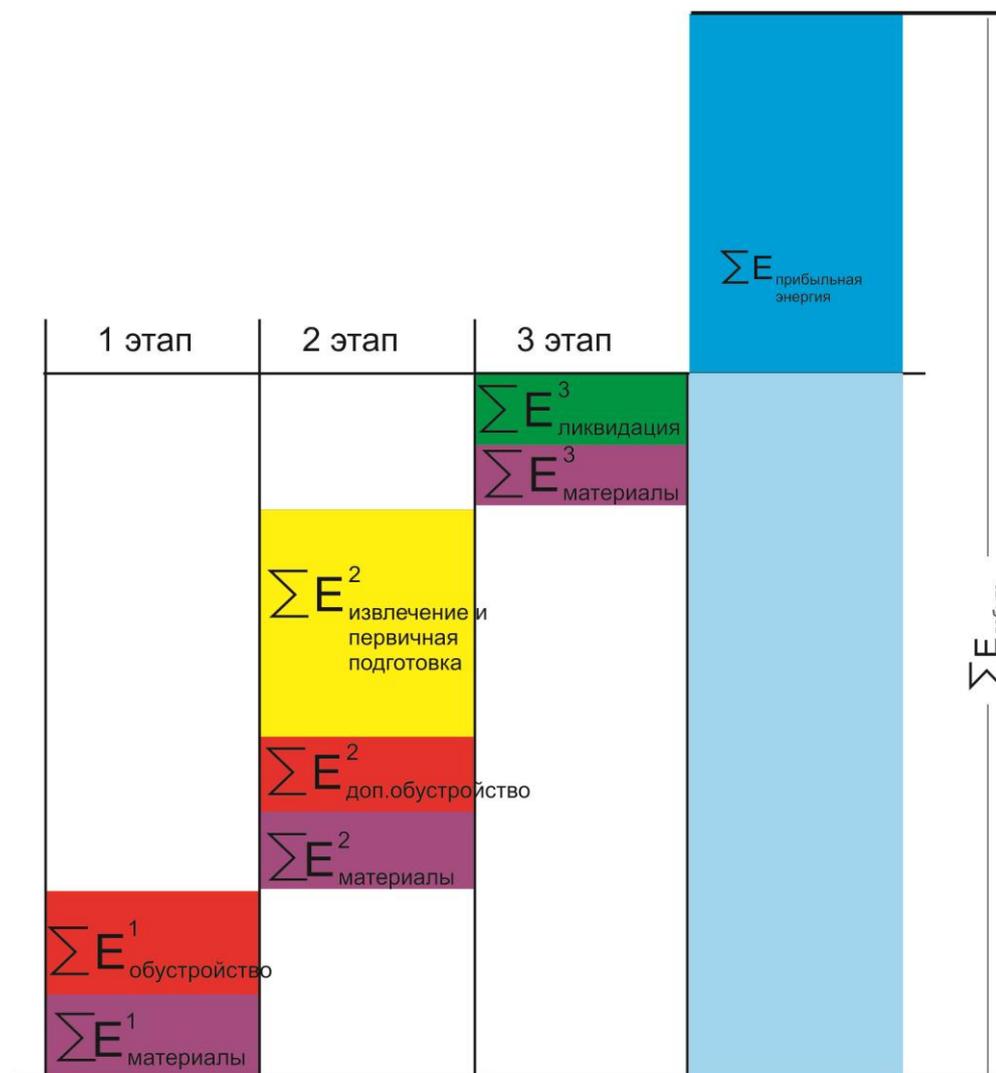


Рис. 1. Схема расчета  $EROI_{\text{итоговый}}$

Формула расчета:

$$EROI_{\text{итоговый}} = \frac{\sum E_{\text{добытая}}}{\sum E^1 + \sum E^2 + \sum E^3} \quad (4)$$

где  $\sum E^1 = \sum E^1_{\text{обустройство}} + \sum E^1_{\text{материалы}}$  – суммарные энерго- и материалозатраты на первом этапе;  $\sum E^2 = \sum E^2_{\text{извлечение}} + \sum E^2_{\text{доп.обустройство}} + \sum E^2_{\text{материалы}}$  – суммарные энерго- и материалозатраты на втором этапе;  $\sum E^3 = \sum E^3_{\text{ликвидация}} + \sum E^3_{\text{материалы}}$  – суммарные энерго- и материалозатраты на третьем этапе.

Для расчета EROI используются следующие коэффициенты пересчета одних значений в другие (табл. 1).

Таблица 1

### Коэффициенты пересчета

Название	МДж	Нефтяной эквивалент
1 т нефти	41868	1 т н.э.
1 тыс. м <sup>3</sup> природного газа	36000	0,86 т н.э.
На выработку 1 кВтч затрачивается	-	209 г н.э.
На выработку 1 Гкал затрачивается	-	99,2 кг н.э.
На производство 1 кг стали затрачивается	31,25	0,746 кг н.э.
На производство 1 кг цемента затрачивается	5	0,119 кг н.э.

## 2. Методы разработки запасов битуминозных песков. Данные для расчета EROI

В настоящее время в Канаде был опробован ряд методов разработки запасов битуминозных песков. Все методы можно разделить на две группы:

1. методы наземной (открытой) добычи (Mining);
2. методы подземной добычи (In-situ).

По оценке на начало 2014 г., запасы битума в провинции Альберта составляют 167 млрд. барр., из них открытым способом может быть извлечено 32 млрд. барр., подземными способами – 134 млрд. барр. (табл. 2) [Canadian oil sands..., 2014].

Таблица 2

### Запасы битума в Альберте (Канада) на начало 2014 г., млрд. барр.

Методы извлечения	Геологические запасы	Начальные извлекаемые запасы	Всего извлечено на начало 2014 г.	Извлекаемые запасы
Наземные	130	38,7	5,85	32,8
Подземные	1712	138,0	3,77	134,2
Итого	1845	176,8	9,62	167,1

Данные: *Canadian Oil Sands Supply Costs and Development Projects (2014-2048)*, Canadian Energy Research Institute, 2014.

Открытая разработка битуминозных песков производится с помощью карьерных технологий. Добытое сырье отправляется на установку по сепарации битума от песка. В Канаде наиболее распространён метод сепарации битума от песка с применением горячей воды. Добытое сырье дробят, и затем на специальных установках с применением горячей воды (70-80<sup>0</sup>С) отделяют битум от песка [Canadian oil sands..., 2014]. После этого битум перерабатывают на установках гидрокрекинга с получением так называемой «синтетической нефти» (SynCrude), которая по качественным характеристикам не уступает марке WTI.

Были разработаны безводные технологии, суть которых заключается в выделении УВ из добытого сырья в процессе пиролиза. В данной статье речь пойдет об одной из таких

технологий – Alberta Taciuk Process (АТР). Процесс представляет собой пиролиз сырья в специальной установке, которая является печью цилиндрической формы. Особенность установки состоит в выделении легких УВ, в качестве основного продукта, и утилизации остаточного кокса в качестве топлива для разогрева последующей партии сырья. Установка разделена на три зоны: подогрева, ретортинга и сжигания остатков. Загружаемая партия сырья попадает в зону предварительного разогрева, где высушивается и разогревается до 250 °С. Затем разогретая порода попадает в зону ретортинга, где нагревается до 500 °С. При такой температуре происходит выделение из керогена УВ в газообразном виде. УВ извлекаются из реторты, а остатки (кокс) поступают в третью зону, где с дополнительным топливом сжигаются, и полученное тепло используется для подогрева породы в первой и второй зонах. Возможно проектирование различных по мощности установок: от 5 до 500 т в час по сырью.

К методам подземной разработки запасов битуминозных песков относятся:

- SAGD (steam assisted gravity drainage) – парогравитационное дренирование;
- CSS (cyclic steam stimulation) – паровое циклическое воздействие;
- THAI (toe-to-heel air injection) – метод внутрипластового горения.

Данные методы являются термическими и для повышения эффективности процесса могут быть модифицированы с дополнительным использованием растворителей. Добытый таким способом битум транспортируется на обогатительный завод, где из него производится синтетическая нефть.

В Канаде широкое коммерческое применение получил метод SAGD.

В табл. 3 приведены параметры типовых проектов разработки запасов битуминозных песков в Канаде. Следует отметить относительно небольшие мощности проектов. Ставка на отказ от проектов-гигантов была сделана с той целью, чтобы снизить риски и привлечь как можно больше инвесторов.

Для метода SAGD в «комплект» дополнительно требуется отдельностоящая установка по «обогащению» битума.

Для карьерной добычи возможны два варианта: совместное расположение установки по сепарации и установки по обогащению на одной производственной площадке и отдельное. В случае совместного расположения появляется возможность за счет синергетического эффекта сократить энергозатраты.

### **3. Методы разработки запасов горючих сланцев. Данные для расчета EROI**

Промышленная разработка горючих сланцев в США не ведется. Теоретически, как и в случае с битуминозными песками, методы разработки горючих сланцев делятся на две группы: наземные и подземные.

Наземный способ разработки заключается в карьерной добыче сырья и дальнейшей переработке методом пиролиза, например, по вышеописанной технологии АТР.

Таблица 3

**Основные параметры стандартных проектов разработки битуминозных песков в Канаде**

Номер	Параметры	Единицы измерения	SAGD	Карьерная	Карьерная и обогащение совместно	Обогащение отдельно
1	Добыча	барр. битум/день	30000	100000	115000	
2	Производство	синт. нефть/день			100000	100000
3	Продолжительность проекта	лет	30	30	30	30
<b>4</b>	<b>Капитальные затраты</b>					
5	Обустройство	млн. долл.	1050	8276	16417	6000
6	Обустройство/баррель добычи	долл./барр	34987	82760	142760	60000
7	Ежегодные инвестиции в основной капитал	млн. долл./год	27	109,5	210	73
<b>8</b>	<b>Операционные затраты</b>					
9	Косвенные (не энергия) в год	млн. долл./год	100	639	876	237
10	Косвенные/баррель добычи	долл./барр	9,1	17,5	24	6,5
<b>11</b>	<b>Энергозатраты</b>					
12	Природный газ	ГДж/день	35910	54000	82971	81436
13	Покупка электроэнергии	МВт*ч/день	300		1128	448
14	Продажа электроэнергии	МВт*ч/день		728		
15	Ликвидационные затраты	% от капиталн. затрат	2%	2%	2%	2%

Данные: *Canadian oil sands supply costs and development projects (2014-2048). CERI Study No 141, July 2014.*

Американскими исследователями была создана модель промышленного освоения с применением технологии АТР, где в том числе имеются данные по энергозатратам. Расчеты сделаны для двух случаев: оптимистичный и пессимистичный. Различия заключаются в максимально и минимально возможных затратах для каждого из технологических процессов [Brandt, 2008] (табл. 4).

Таблица 4

**Затраченная и полученная энергия разработки горючих сланцев наземным методом с применением технологии АТР, Мдж/т сырья**

Номер	АТР	Оптимистичный		Пессимистичный	
	Название этапа	Затраченная энергия	Полученная энергия	Затраченная энергия	Полученная энергия
1	Подготовка	1		1	
2	Добыча сырья	202		381	
3	Транспортировка	10		20	
4	Измельчение	12		12	
5	Ретортинг:				
6	Электричество	123		154	
7	Газ	213	100	251	62
8	Нефть		4391		4391
9	Кокс	523		523	
10	Обогащение	64	4089	88	4089
11	Переработка	491	3598	491	3598
<b>12</b>	<b>Итого</b>	<b>1639</b>	<b>4102</b>	<b>1919</b>	<b>3661</b>

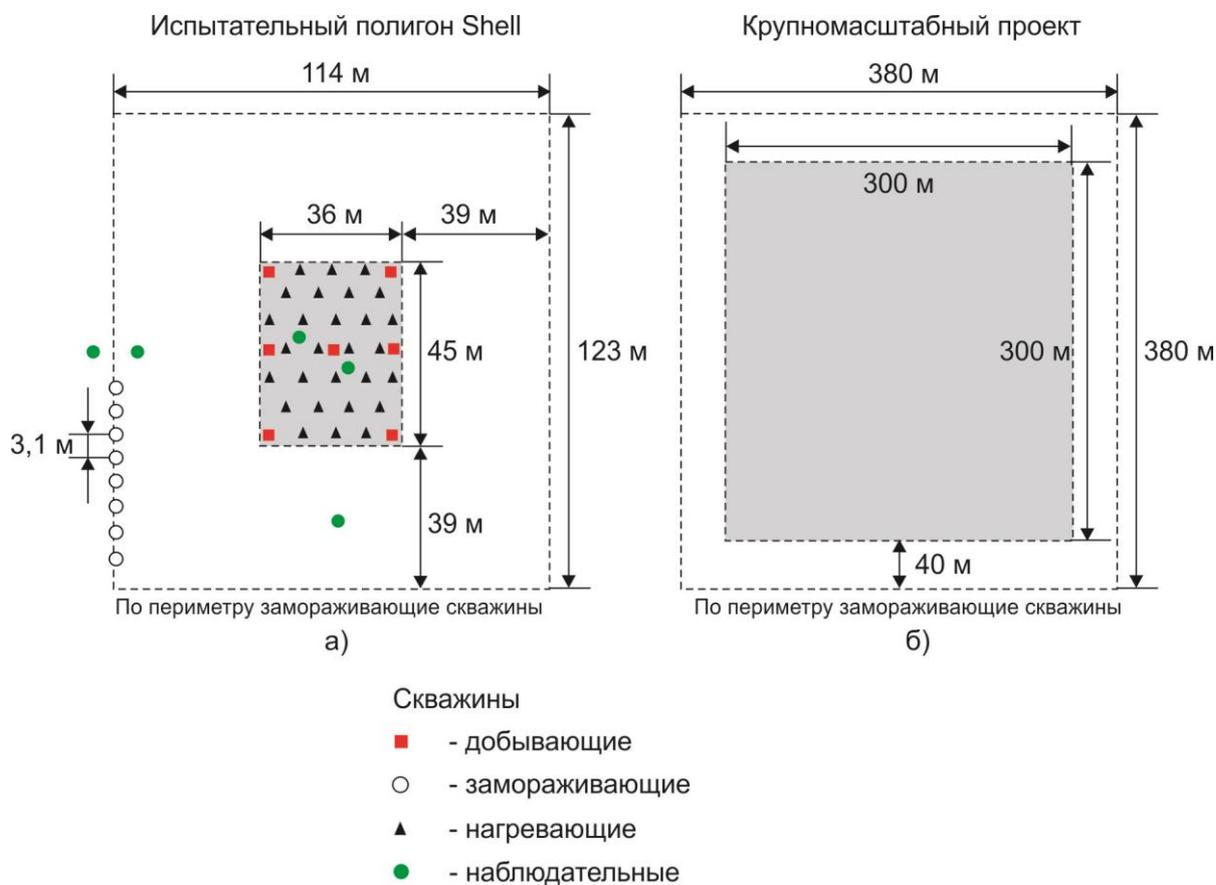
Данные: Adam R. Brandt *Comparing the Alberta Taciuk Processor and the Shell In Situ Conversion Process – Energy Inputs and Greenhouse Gas Emissions.*

В середине прошлого десятилетия в США на формации Green River в штате Колорадо компанией Shell были проведены опытные работы по подземному способу разработки горючих сланцев. Проект получил название OST (Oil Shale Test project).

Был выбран участок, в пределах которого глубина залегания сланцевой формации составила 271 м, мощность залежи – 318 м. В плане тестовый участок представлял собой прямоугольник со сторонами 114 x 123 м. По периметру с дистанцией 2,5 м были пробурены замораживающие скважины, которые создали ледяную стену для предотвращения попадания внутрь воды и ухода УВ из «клетки» (рис. 2) Температура циркулирующего хладагента составляла -40<sup>0</sup>С.

Внутри периметра в центре нагревательными, наблюдательными и добывающими скважинами была разбурена площадь 36 x 45 м. Дистанция между нагревательными скважинами варьирует и является дилеммой: большая плотность позволяет нагреть породу быстрее, но одновременно с этим увеличивается стоимость проекта. В данном проекте дистанция была равна 7,8 м. Темп нагрева породы – ключевой параметр, который определяет температуру образования нефти из керогена. В рамках данного проекта электронагрев осуществлялся с темпом 0,5 <sup>0</sup>С в день, что позволило за два года достичь заданной температуры 350 <sup>0</sup>С. В результате нагрева керогена происходит генерация УВ, которые выкачиваются из добывающих скважин в жидком и парообразном виде при температуре

200 °С. Произведенная нефть является высокой по качеству, не нуждается в «обогащении» и сразу идет на нефтеперерабатывающий завод.



**Рис. 2. Схема разработки запасов горючих сланцев методом ИСР (подземного электронагрева) формации Green River в штате Колорадо, США [Brandt, 2008]**

а) – опытный проект, б) – проект промышленной разработки.

После падения объемов добычи ниже определенного уровня, участок закрывают. Скважины заливают водой, чтобы охладить породу, и выкачивается оставшаяся подвижная нефть. После того, как выкачиваемая вода удовлетворяет экологическим требованиям, снимается замораживающая стена.

Американскими исследователями были смоделированы процессы подземного ретортинга и извлечения УВ. В рамках разработанной модели были рассчитаны энергозатраты и энергетический эквивалент добытых УВ за весь жизненный цикл проекта. Для процесса подземного ретортинга на участке размером 380 x 380 м по периметру стены-заморозки и 300 x 300 по периметру участка нагрева в табл. 5 приведены данные об энергопотреблении и выходе готового продукта.

#### 4. Расчет EROI разработки запасов битуминозных песков и горючих сланцев

Для расчета EROI все параметры соответствующих проектов были выражены в тоннах н.э. путем пересчета по коэффициентам конверсии, представленным в табл. 1.

**Затраченная и полученная энергия разработки горючих сланцев  
подземным методом ICP, Мдж/т сырья**

Номер	ICP Shell	Оптимистичный		Пессимистичный	
	Название этапа	Затраченная энергия	Полученная энергия	Затраченная энергия	Полученная энергия
1	Подготовка	1		1	
2	Бурение	7		12	
3	Откачка воды	2		4	
4	Заморозка	72		159	
5	Прочее	34		34	
6	Ретортинг	1168		1660	
7	нефть		3377		3039
8	газ		784		480
9	Рекультивация земли	39		74	
10	Переработка нефти	405	2971	365	2674
<b>11</b>	<b>Итого</b>	<b>1728</b>	<b>3755</b>	<b>2309</b>	<b>3154</b>

*Данные: Adam R. Brandt Comparing the Alberta Taciuk Processor and the Shell In Situ Conversion Process – Energy Inputs and Greenhouse Gas Emissions.*

Результаты расчета EROI разработки битуминозных песков представлены в табл. 6. Но нефть как энергоресурс не является конечным продуктом, таковыми являются светлые нефтепродукты. Поэтому дополнительно был произведен расчет EROI производства светлых нефтепродуктов с затратами и выходом светлых нефтепродуктов, характерных для компаний ОАО «Газпромнефть» и ОАО «Башнефть».

Данные для расчета EROI разработки горючих сланцев были даны в джоулях, для удобства восприятия переведем их в н.э. и выразим через удельные затраты на добычу 1 тыс. т. н.э. (табл. 7, 8). Также, как и в случае с битуминозными песками, были добавлены расчеты EROI производства светлых нефтепродуктов.

### 5. Обсуждение результатов

Рассчитанные значения энергетической эффективности разработки запасов битуминозных песков и горючих сланцев являются очень низкими. Для сравнения, EROI добычи нефти и газа в России в десятки раз выше (табл. 9) [Сафронов, Соколов, 2014].

С учетом того, что добытую таким образом нефть еще необходимо транспортировать и переработать на нефтеперерабатывающем заводе, EROI полного цикла производства жидкого топлива снижается до минимально допустимого уровня. Столь низкие значения EROI вызывают вопрос об энергетической целесообразности реализации данных проектов.

Таблица 6

## Расчет EROI разработки битуминозных песков

Номер	Итоговые параметры за 30 лет, млн. т. н.э.	Метод разработки		
		SAGD и обогащение (раздельно)	Карьер и обогащение (совместно)	Карьер и обогащение (раздельно)
1	Производство нефти	149,39	149,39	149,39
2	Капитальные затраты на начальном этапе	4,81	7,88	6,85
3	Постоянные затраты	2,54	3,02	2,63
4	Постоянные (не энергия)	8,93	12,61	12,61
5	Природный газ	57,27	21,70	35,42
6	Электроэнергия	1,50	1,06	-0,26
<b>7</b>	<b>EROI разработки запасов (1/(2+3+4+5+6))</b>	<b>2,0</b>	<b>3,2</b>	<b>2,6</b>
8	Выход светлых нефтепродуктов	60%	60%	60%
9	Удельные затраты на переработку 1 тонны нефти, т. н.э.	0,035	0,035	0,035
<b>10</b>	<b>EROI производства светлых нефтепродуктов (1*8)/(2+3+4+5+6+9*1)</b>	<b>1,1</b>	<b>1,7</b>	<b>1,4</b>

Таблица 7

## Расчет EROI разработки горючих сланцев методом подземного реторинга (ICP)

Номер	Параметры, т. н.э.	Оптимистичный	Пессимистичный
1	Производство нефти до переработки	1000	1000
2	Производство газа	232	158
3	Подготовка	0,30	0,33
4	Бурение	2,07	3,95
5	Откачка воды	0,59	1,32
6	Заморозка	21,32	52,32
7	Прочее	10,07	11,19
8	Реторинг	345,87	546,23
9	Рекультивация земли	11,55	24,35
<b>10</b>	<b>EROI разработки залежи (1+2)/(3+4+5+6+7+8+9)</b>	<b>3,1</b>	<b>1,8</b>
11	Выход светлых нефтепродуктов	80%	60%
12	Удельные затраты на переработку 1 т нефти, т. н.э.	0,01	0,06
<b>13</b>	<b>EROI производства светлых нефтепродуктов</b>	<b>2,1</b>	<b>1,1</b>

Таблица 8

## Расчет EROI разработки горючих сланцев методом наземного реторинга (АТР)

Номер	Параметры, т. н.э.	Оптимистичный	Пессимистичный
1	Производство нефти	1000	1000
2	Производство газа	24	15
3	Подготовка	0,3	0,3
4	Шахтная (карьерная) добыча	49,4	93,1
5	Транспортировка	2,4	4,8
6	Измельчение	2,8	2,8
7	Реторинг		
8	<i>Электричество</i>	30,2	37,7
9	<i>Газ</i>	52,2	61,4
10	<i>Кокс</i>	127,8	127,8
11	Обогащение	15,7	21,4
<b>12</b>	<b>EROI</b>	<b>3,6</b>	<b>2,9</b>
<b>13</b>	<b>EROI *без кокса</b>	<b>6,7</b>	<b>4,6</b>
14	Выход светлых нефтепродуктов	80%	60%
15	Удельные затраты на переработку 1 т нефти, т. н.э.	0,01	0,06
<b>16</b>	<b>EROI производства светлых нефтепродуктов</b>	<b>2,1</b>	<b>1,5</b>
<b>17</b>	<b>EROI производства светлых нефтепродуктов *без кокса</b>	<b>3,8</b>	<b>2,2</b>

Таблица 9

## EROI добычи нефти и газа в России

Номер	Название	2010	2011	2012
<b>1</b>	<b>EROI<sup>разработки</sup> месторождений нефти</b>			
1.1	Газпром нефть	29,9	35,0	35,4
1.2	Башнефть	-	24,5	24,3
1.3	Роснефть	22,2	21,8	21,6
1.4	ТНК-ВР	-	-	22,8
1.5	Татнефть	38,5	39,0	39,3
<b>2</b>	<b>EROI<sup>разработки и трансп</sup> газа</b>			
2.1	Газпром	80,8	76,8	74,9
2.2	НОВАТЭК	129,1	104,7	76,2
2.3	ЯТЭК			116
<b>3</b>	<b>EROI добычи и транспортировки углеводородов по данным Росстата</b>	<b>32</b>	<b>33</b>	<b>30</b>

В данной статье приведен предварительный расчет на основе данных из открытых источников. Тем не менее, результаты расчета позволяют констатировать факт, что разработка запасов битуминозных песков и горючих сланцев имеет низкую энергетическую эффективность. А производство жидкого топлива из добытой таким образом нефти может быть на грани энергетической рентабельности. Окончательные выводы можно будет делать

только после детального исследования технологических процессов и глубокого анализа энергозатрат по все производственной цепочке.

Для дальнейших исследований в этой области следует задать направление, что в конечном итоге требуется расчет EROI производства готовой продукции: бензинов, дизеля, керосина, а не нефти и газа. Для этого необходимо знать итоговый объем готовой продукции и энергозатраты по всей цепочке: добыча, транспортировка и переработка. В этом случае будет получена оценка того, сколько энергоресурсов в виде кубометров газа, тонн ГСМ, электроэнергии требуется для получения моторного топлива из добытых УВ. В случае некоторых технологий и запасов низкого качества может случиться так, что разработка окажется бессмысленной именно с точки зрения отношения энергетического эквивалента готовой продукции и энергозатрат.

Отдельно следует обратить внимание на аспект самообеспечения энергией в технологиях наземного реторинга. Если из расчетов исключить энергию сгорания кокса, то значения EROI повышается в 2-3 раза и оказывается на приемлемом уровне. Однако, как следует из прогнозов, наибольшая часть запасов УВ битуминозных песков и горючих сланцев будет добываться подземными методами.

В связи с фундаментальной долгосрочной тенденцией перехода от добычи легких запасов УВ к тяжелым расчет энергетической эффективности должен стать такой же стандартной практикой, как расчет экономической эффективности. Особенно это касается нетрадиционных источников УВ.

### Литература

*Сафронов А.Ф. Соколов А.Н.* Предварительный расчет энергетической эффективности добычи нефти, газа и производства светлых нефтепродуктов в России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т.9. - №3. - [http://www.ngtp.ru/rub/3/34\\_2014.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/3/34_2014.pdf). DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/34\\_2014](https://doi.org/10.17353/2070-5379/34_2014)

*Brandt, A.* Converting Oil Shale to Liquid Fuels: Energy Inputs and Greenhouse Gas Emissions of the Shell in situ Conversion Process // Environmental Science & Technology. - August 23, 2008. - vol. 42, no. 19. <https://doi.org/10.1021/es800531f>

Canadian oil sands supply costs and development projects (2014-2048) // CERI Study No 141. - July 2014.

Murphy D.J. and Hall C.A.S. Year in review - EROI or energy return on (energy) invested / Ann. N.Y. Acad. Sci. – 2010. - №1185. - P. 102–118. <https://doi.org/10.1111/j.1749-6632.2009.05282.x>

Safronov A.F., Sokolov A.N.

Institute of problems of oil and gas SB RAS, Yakutsk, Russia, anton.new@mail.ru

### ENERGY RETURN ON INVESTED FOR TAR SANDS AND OIL SHALE. EXPERIENCE OF USA AND CANADA

*The article discusses the energy return on energy invested for tar sands and oil shale. A brief overview of methods of development of these sources of hydrocarbons and quantitative parameters of developmental projects are shown. A preliminary calculations of energy return on invested for production of hydrocarbons from tar sands and oil shale, and energy return on invested for production of light oil from the oil produced using such method are carried out.*

**Keywords:** *unconventional sources of hydrocarbons, tar sands, oil shale, energy return on invested.*

#### References

Brandt, A. Converting Oil Shale to Liquid Fuels: Energy Inputs and Greenhouse Gas Emissions of the Shell in situ Conversion Process. *Environmental Science & Technology*, August 23, 2008, vol. 42, no. 19. <https://doi.org/10.1021/es800531f>

Canadian oil sands supply costs and development projects (2014-2048). CERI Study No 141, July 2014.

David J. Murphy and Charles A.S. Hall Year in review - EROI or energy return on (energy) invested. *Ann. N.Y. Acad. Sci.* – 2010, 1185, p. 102–118. <https://doi.org/10.1111/j.1749-6632.2009.05282.x>

Safronov A.F., Sokolov A.N. *Predvaritel'nyj raschet energeticheskoy jeffektivnosti dobychi nefti i gaza i proizvodstva svetlyh nefteproduktov v Rossii* [Preliminary calculations of energy efficiency of oil, gas and light oil derivated products production in Russia]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2014, vol. 9, no. 3, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/3/34\\_2014.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/3/34_2014.pdf). DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/34\\_2014](https://doi.org/10.17353/2070-5379/34_2014)

© Сафронов А.Ф., Соколов А.Н., 2015