

УДК 338.314

## МЕТОДИКА РАСЧЕТА EROEI НА ПРИМЕРЕ РАЗРАБОТКИ СРЕДНЕВИЛЮЙСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Сафронов А.Ф.<sup>1</sup>, Соколов А.Н.<sup>2</sup>*Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск**e-mail: <sup>1</sup>a.f.safronov@prez.ysn.ru, <sup>2</sup>anton.new@mail.ru*

Черненко В.Б.

*УГиН ОАО «Сахатранснефтегаз», г. Якутск*

**Аннотация.** В статье говорится о проблеме сравнения традиционных и нетрадиционных энергоресурсов. Предложен новый критерий сравнения: энергетическая рентабельность – EROEI. Рассмотрены две различные методики расчета EROEI, обоснован выбор в пользу одной из них. Приведено описание выбранной методики, и произведен расчет EROEI для добычи газа на примере Средневилюйского газоконденсатного месторождения.

**Ключевые слова:** пик добычи нефти и газа, нетрадиционные энергоресурсы, альтернативная энергетика, энергетическая эффективность, EROEI

Фундаментом современной цивилизации является энергия углеводородных ископаемых и угля. В настоящее время на долю углеродных энергоресурсов приходится 85 % всего потребляемого объема первичных энергоресурсов. Углеродные энергоресурсы являются невозобновляемыми, а значит, рано или поздно, нам придется столкнуться с пиком добычи, и затем с неминуемым падением объемов добычи каждого углеродного энергоресурса. В первую очередь это касается нефти. В 2010 году были опубликованы ряд аналитических отчетов, посвященных проблеме пика добычи нефти [1 - 3]. Предполагается, что добыча нефти на уровне 72 - 75 млн. баррелей в день сохранится еще 5 - 8 лет, а после начнет сокращаться. В отчете Международного энергетического агентства (МЭА) за 2010 год говорится о «продолжительном плато добычи», при этом следует учитывать, что «плато» не обеспеченно разведанными запасами: доля нефти, добытой с месторождений, которые только предстоит найти, является значительной. Исключив данную, еще пока не найденную нефть, мы получим падение (рис. 1). В более отдаленной перспективе проблема падения добычи относится и к газу. В связи с этим становится актуальным вопрос о нетрадиционных энергоресурсах и альтернативной энергетике. В настоящее время в качестве нетрадиционных энергоресурсов рассматриваются: газогидраты, водорастворенные газы, газы и нефти в плотных формациях и низкопроницаемых коллекторах, тяжелые нефти, нефтяные пески и природные битумы, газы в угленосных отложениях [4]. В качестве альтернативы топливу из нефти в настоящее время рассматриваются технологии BTL, CTL, GTL, в будущем, возможно, появятся новые. Но насколько данные нетрадиционные энергоресурсы и технологии эффективны по сравнению с традиционной нефтью и газом?

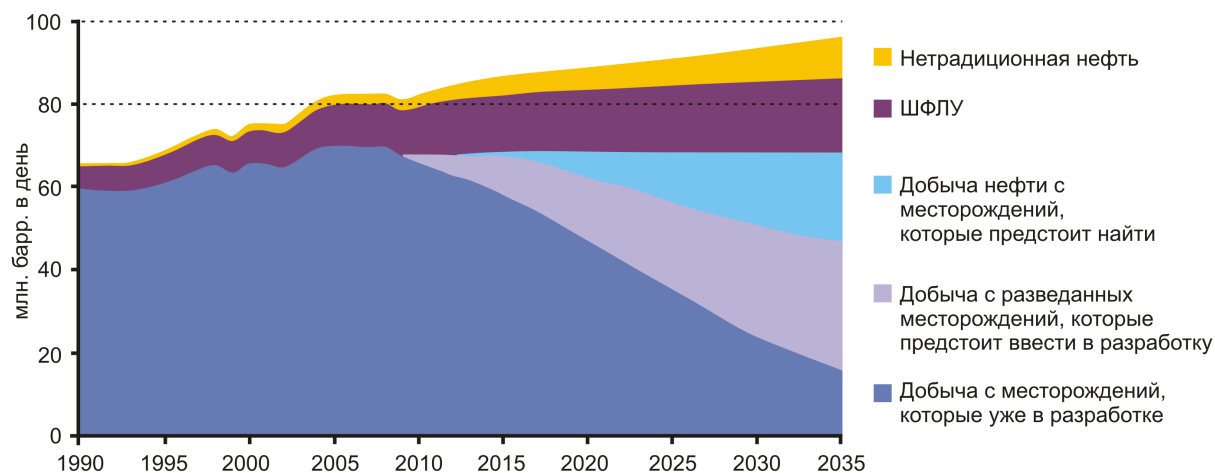


Рис. 1. Прогноз добычи нефти и ШФЛУ (МЭА, 2010)

Существует ряд критериев сравнения эффективности энергоресурсов [5]. Можно выделить экологический, экономический, эксплуатационно-потребительский и производственно-технологический. Производственно-технологический критерий включает в себя ряд критериев: EROEI, масштабируемость, постоянство и простота добычи (производства) энергоресурса. Критерий EROEI, или энергетическая рентабельность, является одним из важнейших [6]. Данный критерий особенно актуален для сравнения технологий добычи тяжелой нефти, разработки нефтяных песков и природных битумов. Расчет EROEI для сравнения и совершенствования технологий разработки природных битумов производится компанией Шелл (Shell) [7].

Впервые идею EROEI предложил в 70-х годах прошлого века американский ученый-биолог Чарльз Холл, когда проводил исследования миграции рыб. Тогда он сформулировал утверждение, что «хищник не может тратить больше энергии, чем он получает в результате охоты». Далее он перенес эту идею на добычу нефти. По определению:

$$\text{EROEI} = E_{\text{п}} / E_{\text{з}}, \quad (1)$$

где  $E_{\text{п}}$  – полученная энергия;  $E_{\text{з}}$  – энергия, затраченная на добычу (производство).

Из формулы следует, что возможны три принципиально разных случая:

1.  $\text{EROEI} = 1$  – на одну единицу полученной энергии пришлось затратить количество энергии равное полученной. Производство энергии состоялось с нулевым результатом и является по сути бессмысленным.
2.  $\text{EROEI} < 1$  – добыча (производство) энергоресурса энергетически убыточно, и потому неприемлемо.
3.  $\text{EROEI} > 1$  – добыча (производство) энергоресурса энергетически прибыльно.

Также из формулы следует, что:

1. EROEI не зависит от финансово-экономической деятельности предприятия.
2. Значение EROEI зависит от теплотворной способности энергоресурса.
3. Значение EROEI зависит от условий залегания и технологии добычи энергоресурса.
4. В случае если энергоресурс не имеет формы накопления, то EROEI зависит от технологии производства энергии на соответствующих энергетических установках.

Независимость от финансово-экономической деятельности является важным свойством: EROEI и экономические показатели не дублируют друг друга, а взаимодополняют. Конечно, взаимосвязь между EROEI и экономическими показателями деятельности присутствует. Энергозатраты учитываются в финансовой деятельности, поэтому, чем меньше энергозатрат, связанных с добычей, тем добыча получается экономически выгоднее. Будет совершенно правильно утверждать, что между EROEI и экономическими результатами существует прямая корреляция, причем за EROEI остается ведущая роль: улучшение EROEI (по сути речь идет об освоении более качественных залежей или о совершенствовании технологии добычи) приводит к улучшению экономических показателей, но не всякое улучшение экономических показателей ведет к улучшению EROEI. Более того, возможен следующий случай: ценовая конъюнктура и налоговая нагрузка и менеджмент (теоретически) может быть такой, что добыча нефти станет экономически невыгодной сразу после фонтанной стадии добычи. Тогда как с точки зрения EROEI добыча будет еще долго оставаться рентабельной.

Очевидно, для цели сравнения различных энергоресурсов необходимо производить расчет EROEI по единой методике (это же самое верно и для экономического сравнения). Ч. Холл выделяет две основных методики расчета EROEI:

1. Методика расчета на основе фактических данных потребления энергии, выраженной в натуральных единицах (тонны ГСМ, кВт\*ч). При этом также учитывается «связанная в материалах» энергия (embodied energy).

2. Методика на основе экономико-энергетического пересчета. Имея расчет EROEI на основе фактических данных для отдельного месторождения, а также зная объем капиталовложений для этого месторождения, рассчитывается удельная энергоемкость данных капиталовложений (energy intensities). Далее, используя полученные результаты, рассчитывается EROEI для других месторождений, и для всей отрасли в целом.

Ч.Холл и другие американские авторы производят расчеты, используя второй подход. В результате были получены следующие значения EROEI для некоторых энергоресурсов (табл. 1).

Таблица 1. EROEI добычи (производства) энергоресурсов

| Энергоресурс                  | EROEI     |
|-------------------------------|-----------|
| Нефть и газ                   | 35        |
| Природный газ                 | 10        |
| Уголь                         | 80        |
| Ядерная энергия               | 15        |
| Битуминовые пески             | 2 - 4     |
| Этанол из сахарного тростника | 0,8 - 10  |
| Кукурузный этанол             | 0,8 - 1,6 |
| Биодизель                     | 1,3       |

Как было отмечено выше, EROEI по определению не зависит от финансово-экономических результатов, и таким должен оставаться. Поэтому, по мнению авторов данной статьи для расчета EROEI подходят только те методики, которые исключают экономико-энергетический пересчет.

Кроме этого, результаты расчетов произведенных по методике экономико-энергетического пересчета в некоторых случаях являются сомнительными. Например, в связи с приведенными результатами расчетов возникает справедливое замечание касаясь низкого значения EROEI для добычи газа. Известно, что добыча газа является высокорентабельным бизнесом, поэтому следует ожидать высокого значения EROEI. В данном случае однозначно необходимо уточнение расчетов.

Другим примером неточности расчета EROEI по методике экономико-энергетического пересчета может служить расчет EROEI для мировой нефтегазодобычи, выполненный Ч. Холлом и коллегами. Результаты и методика расчета приведены в соответствующей статье [8]. Кратко разберем данные результаты.

На рис. 2 отражены значения EROEI, рассчитанные по формуле:

$$EROEI(t) = E_o(t) / E_i(t), \quad (2)$$

где  $E_o$  – полученная энергия (energy obtained);

$E_i$  – затраченная энергия (energy invested);

$t$  – период времени.

Безотносительно к методике расчета, следует отметить драматическое изменение  $EROEI_t$  всего за пять лет: с 35 до 18, почти в 2 раза. Такое возможно в случае существенного и резкого ухудшения условий добычи, чего по факту не было. Также вызывает сомнение подобное «пилообразное» колебание  $EROEI_t$  с амплитудой 5 - 10. Как было отмечено выше, EROEI зависит от условий залегания ресурсов и технологии добычи, а условия и технологии не меняются столь быстро, чтобы за пять лет вызвать неоднократное падение и увеличение EROEI.

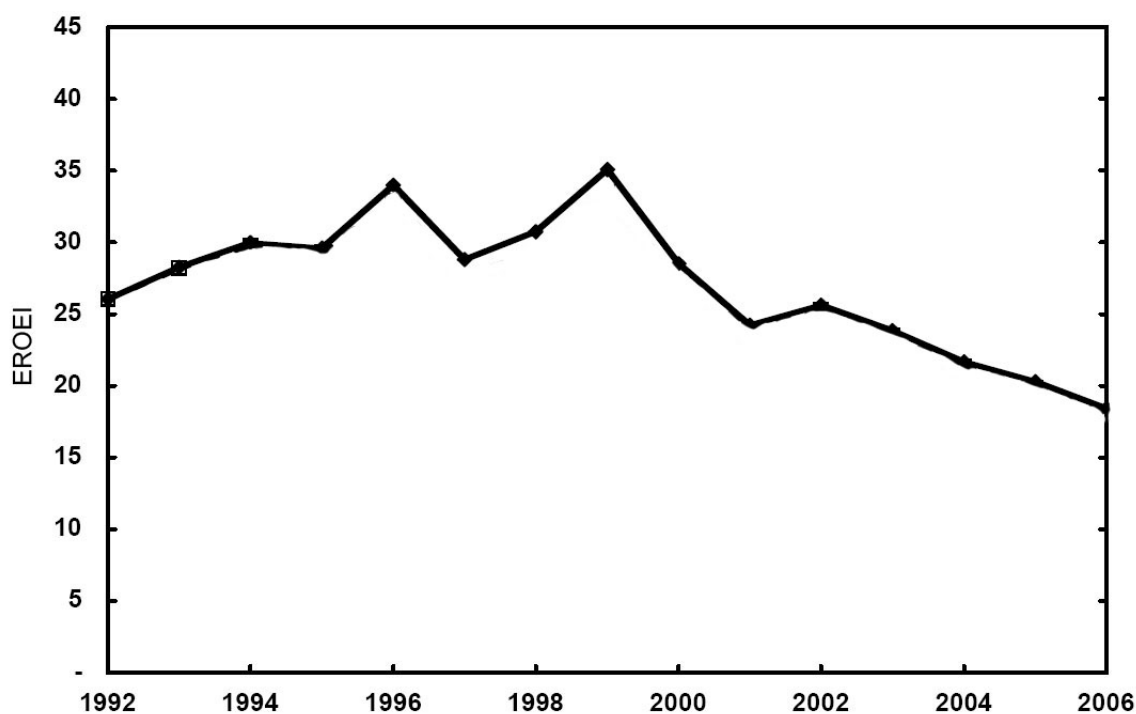


Рис. 2. Динамика EROEI общемировой добычи нефти и газа

Авторы расчетов отмечают, что числитель формулы определяется достаточно легко: объемы добытой нефти и газа известны, теплотворная способность добытых ресурсов также известна. Другое дело со знаменателем. Единой базы данных об энергетических затратах нефтегазовой отрасли на мировом уровне нет. Такие данные в открытом доступе имеются только для США и Великобритании. Для мирового масштаба имеются данные (и широко используются для разных целей) только о финансовых затратах нефтегазовой отрасли, такую информацию предоставляет компания John S. Herold Inc. ([www.ihs.com](http://www.ihs.com)). Перед авторами встала проблема оценить энергетические затраты для всех остальных нефтегазодобывающих стран. Данная проблема была решена следующим образом. Имея исходные данные энергетических и финансовых затрат нефтегазового сектора США и Великобритании, исследователи сделали оценку «энергоемкости» одного доллара - Energy Intensity (EI) по следующей формуле:

$$EI = \text{Энергозатраты (МДж)} / \text{Затраты (\$)}. \quad (3)$$

Этот показатель для США и Великобритании в 2005 году оказался равен 20 МДж на 1 доллар. Далее исследователи предположили, что такая же структура и эффективность затрат сохраняется и в других нефтегазодобывающих странах. Умножив найденный показатель на общую сумму затрат по всему миру, получили итоговый общемировой объем энергетических затрат в нефтегазовом секторе, который и был использован для расчета EROEI.

В итоге получилось некое усредненное значение, вызывающее справедливую настороженность. Вполне закономерно, что такие осреднения и обобщения привели к тому, что  $EROEI_{2006} = 18$  для мирового нефтегазового сектора не подтверждается расчетами для России на основе данных Росстата, причем, различия существенны. Россия является крупнейшим производителем энергоресурсов, поэтому следовало бы ожидать совпадение результатов, но это далеко не так. В российской статистике в рамках баланса энергоресурсов ведется учет использования энергоресурсов по видам хозяйственной деятельности, в том числе для добычи нефти и газа. На основе этих данных можно рассчитать  $EROEI_t$  (табл. 2).

Таблица 2. Производство и использование энергии по видам хозяйственной деятельности

| Добыча нефти и газа, млн. т.т. | 2005        | 2007        | 2008        |
|--------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| Нефть                          | 677         | 702         | 695         |
| Газ                            | 740         | 752         | 764         |
| Прямые энергозатраты:          |             |             |             |
| электроэнергия                 | 20,7        | 24,5        | 26,5        |
| теплоэнергия                   | 4           | 3,1         | 3,1         |
| топливо                        | 20          | 21,1        | 19,8        |
| <b><math>EROEI_t</math></b>    | <b>31,7</b> | <b>29,9</b> | <b>29,5</b> |

Как видно из таблицы,  $EROEI_t$  для добычи нефти и газа плавно снижается, и в 2008 году был равен 29,5. Плавное снижение  $EROEI_t$  полностью согласуется с объективным обстоятельством, что по мере ухудшения структуры запасов, будут увеличиваться затраты на добычу. Но, как и следовало ожидать, снижение  $EROEI$  происходит плавно, без резких колебаний с амплитудой 5 - 10.

При макрорасчете любого показателя неизбежно происходит осреднение результатов, и итог таких расчетов может служить разве что ориентиром для выявления общих черт и формирующихся тенденций. Усредненный расчет явно не годится для сравнения и формирования выводов об эффективности добычи или производства энергоресурсов. Для сравнения, к примеру, энергетической эффективности производства моторного топлива по технологиям BTL, GTL и CTL с топливом из традиционной нефти необходимо брать конкретные сопоставимые данные, и далее по одинаковой методике рассчитывать  $EROEI$ . При этом расчет необходимо производить на основе фактических данных прямых энергозатрат и материалоемкости производственного процесса, без каких-либо экономико-энергетических пересчетов.

Опишем методику расчета  $EROEI$  добычи газа на основе фактических данных с целью сравнения эффективности добычи газа с эффективностью добычи

(производства) других энергоресурсов на примере Вилуйского газоконденсатного месторождения.

Первое, что необходимо для этого сделать, это определить точку расчета EROEI. В общем случае можно выделить несколько производственно-технологических этапов добычи и переработки энергоресурсов в готовый продукт:

1. Извлечение и первичная переработка ресурса на промысле.
2. Транспортировка.
3. Вторичная переработка.
4. Складирование готовой продукции.

Для некоторых энергоресурсов (например, для угля и газа) может отсутствовать этап вторичной переработки. Отсюда следуют несколько точек расчета EROEI:

1. На устье скважины.
2. На нулевом километре магистрального трубопровода (у ворот карьера).
3. На складе готовой продукции (НПЗ, обогатительной фабрики и т.д.).
4. В точке использования.

Точно также, как и для экономической себестоимости, для каждого отдельного случая в зависимости от поставленных целей следует выбирать подходящую точку расчета. Для цели сравнения энергетической рентабельности добычи газа с добычей (или производством) других энергоресурсов следует выбрать точку «на нулевом километре магистрального трубопровода». Для цели сравнения энергетической рентабельности добычи и использования пришлось бы выбирать другую точку расчета.

За основу методики расчета  $EROEI_{\text{нулевой километр}}$  предлагается взять принцип разделения всех энергозатрат на капитальные, операционные и ликвидационные:

$$EROEI_{\text{нк}} = E / (E_1 + E_2 + E_3), \quad (4)$$

где  $E$  – энергия полученная;

$E_1$  – энергия, затраченная на капитальные работы;

$E_2$  – энергия, затраченная на операционные работы;

$E_3$  – энергия, затраченная на ликвидационные работы.

К капитальным энергозатратам относятся затраты энергии на строительство промысловой базы, бурение скважин, создание внутрипромысловой инфраструктуры. К операционным энергозатратам относятся все затраты, связанные с непосредственно добычей и первичной подготовкой энергоресурса. К ликвидационным энергозатратам относятся все затраты, связанные с демонтажем всех зданий и сооружений, рекультивацией земель после завершения разработки месторождения.

Все энергозатраты являются суммой прямых ( $E^{\text{п}}$ ) и вспомогательных ( $E^{\text{в}}$ ) энергозатрат. Прямые энергозатраты выражаются в тоннах ГСМ, кВт\*ч, других энергетических величинах. Вспомогательные энергозатраты связаны с затратой

энергии на производство материалов, которые необходимы для организации процесса добычи. Таким образом, формула 4 приобретает вид:

$$EROEI_{нк} = E / (E_1^{п+в} + E_2^{п+в} + E_3^{п+в}), \quad (5)$$

где  $E_1^{п+в} = E^п + E^в$  на этапе капитального обустройства;

$E_2^{п+в} = E^п + E^в$  на этапе эксплуатации промысла;

$E_3^{п+в} = E^п + E^в$  на этапе ликвидации промысла.

Учет прямых энергозатрат ( $E^п$ ), выраженных в натуральных единицах, с той или иной детальностью ведется на каждом промысле. Поэтому учет прямых затрат не представляет никакой теоретической сложности. Но может представить практическую сложность, потому что частой практикой у компаний-операторов является учет затрат ГСМ и электроэнергии сразу по группе месторождений, без дифференциации по каждому участку. В нашем случае учет потребления газа для нужд промысла ведется, и объем потребленного газа известен.

Учет вспомогательных энергозатрат ( $E^в$ ) является сложной задачей. Для выполнения капитальных работ требуются материалы, для производства которых требуется энергия. Учет именно этой энергии, «связанной в материалах» (embodied energy) является относительно сложной частью. Для осуществления учета необходимо решить два теоретических вопроса:

1. Определение перечня материалов, которые в дальнейшем будут рассматриваться при учете вспомогательных энергозатрат.

2. Определение метода, по которому будет производиться пересчет натуральных единиц учитываемых материалов в энергетический эквивалент.

На промысле используется много различных материалов, и учитывать каждый килограмм каждой краски или лака представляется бессмысленным и непродуктивным. В этом смысле возникает вопрос о границе, дойдя до которой следует остановить включение материалов в перечень. Возможны различные варианты определения такой границы. Возможен вариант границы, определяемой исходя процентного отношения каждого материала к общей массе материалов: учитывать только первые материалы, суммарная доля которых в общем объеме дает 90 %. Авторы в данном случае предлагают упростить расчет и ограничиться учетом основных конструкционных материалов, и не учитывать отделочные, деревянные и сыпучие (песок, гравий, щебень). Перечень основных конструкционных материалов:

1. Сталь (конструкционная, арматура, листовая и т.д.).
2. Другие металлы (алюминий, медь, титан и т.д.).
3. Цемент.
4. Битум.

Это основные конструкционные материалы, доля которых в общей массе материалов на любом промысле является наибольшей.



После того как был определен перечень учитываемых материалов, необходимо определить метод пересчета массы материалов в энергетический эквивалент. На производство каждого материала уходит определенное количество энергии, поэтому зная два параметра по каждому материалу, мы сможем рассчитать количество энергии, затраченной на производство этих материалов. Два параметра по каждому материалу это:

1. Масса израсходованного материала.
2. Удельную энергоемкость производства материала.

Определение массы израсходованного материала не представляет никакой теоретической сложности, эта информация имеется в проектно-сметной документации, а также в отчетной документации, которая составляется для каждого производственного объекта.

Определение удельной энергоемкости производства материалов является сложной, комплексной задачей. К примеру, производство стали это длинная производственная цепочка, начинающаяся от карьера добычи железной руды и заканчивающаяся складом готовой продукции, и на каждом производственном этапе затрачивается определенное количество энергии. Итоговое значение затраченной энергии, необходимой для производства, в данном случае килограмма стали, получается путем суммирования всех затрат энергии по всей производственной цепочке. В англоязычной литературе имеются примеры завершенных исследований по данной проблеме. Одним из таких примеров является исследование английских ученых из Университета Бас (University of Bath) под названием "ICE:Inventory of carbon and energy" [9]. В данной работе английские ученые провели анализ производства основных строительных материалов на предмет удельных энергозатрат (embodied energy) и удельного выхлопа углекислого газа (embodied carbon). В работе были посчитаны затраты первичной энергии на производство одной единицы некоторых материалов по схеме «от карьера до ворот склада» (cradle-to-gate), с учетом затрат энергии на стадиях добычи сырья, транспорта, производства продукции. Результаты исследования представлены в табл. 3.

Таблица 3. Удельные энергозатраты производства некоторых конструкционных материалов

| Название | Удельные энергозатраты, МДж/кг |         |          |
|----------|--------------------------------|---------|----------|
|          | Среднее                        | Минимум | Максимум |
| Сталь    | 31,25                          | 6       | 95,70    |
| Цемент   | 5,08                           | 0,1     | 11,73    |
| Стекло   | 20,08                          | 2,56    | 62,10    |
| Алюминий | 157,1                          | 8       | 382,7    |
| Медь     | 69,02                          | 2,4     | 152,71   |
| Титан    | 470,67                         | 257,84  | 744,70   |
| Битум    | 47                             | 2,40    | 50,00    |

Таким образом, имеется теоретическая и методологическая основа для расчета EROEI.

Для примера расчета EROEI<sub>нк</sub> было взято Средневилуйское газоконденсатное месторождение, расположенное в пределах Вилуйской НГО на территории Республики Саха (Якутия). Суммарный начальный объем запасов составляет 147 млрд. м<sup>3</sup>, объем извлекаемых запасов – 117 млрд. м<sup>3</sup>, конденсата – 9,2 млн. т, объем извлекаемых запасов – 6 млн. т. Средневилуйское месторождение находится в эксплуатации 25 лет. Месторождение приурочено к одноименной локальной структуре на Средневилуйско-Толонском куполовидном поднятии, осложняющим западный склон Хапчагайского мегавала. Средневилуйская структура представляет собой брахиантиклинальную складку субширотного простирания размером 34 x 22 км и амплитудой около 350 м. Месторождение относится к категории многозалежных. Промышленные притоки газа получены из пласта P<sub>2</sub>-Ia таргайской толщи, из пласта T<sub>1</sub>-III таганджинской, из горизонтов T<sub>1</sub>-II, T<sub>1</sub>-Ia и T<sub>1</sub>-I мономской, J<sub>1</sub>-I кызылсырской, J<sub>2</sub>-II нижневилуйской и J<sub>3</sub>-I марыкчанской свит. Залежь пласта T<sub>1</sub>-III является основной по запасам и находится в интервале глубин 2430-2590 м. Продуктивный пласт мощностью от 64 до 87 м представлен песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Эффективная мощность пласта 30-63 м, открытая пористость пород-коллекторов 15 - 23 %, проницаемость 0,217 мкм<sup>2</sup>. Дебиты газа достигают 1543 тыс. м<sup>3</sup>/сут. Пластовое давление 24,8 МПа, температура +68 °С. Выход стабильного конденсата 62 г/см<sup>3</sup>. Газоводяной контакт прослеживается в залежи на отметке 2438 м. Залежь относится к типу пластовых, сводовых.

Основные проектные решения по разработке Средневилуйского ГКМ и теплотворная способность добытых ресурсов:

- Фонд скважин общий – 51, из них:
  - эксплуатационных – 42;
  - наблюдательных – 9;
- две установки комплексной подготовки газа;
- Теплотворная способность газа по результатам испытаний: 35,2 МДж/м<sup>3</sup>;
- Теплотворная способность конденсата по результатам испытаний: 41,5 МДж/кг;

Месторождение находится в промышленной разработке с 1985 года. Текущий накопленный объем добычи на 1 января 2010 года составил 26,1 млрд. м<sup>3</sup> газа, конденсата – 1545 тыс. т. В настоящее время ежегодно с месторождения отбирается порядка 1,5 млрд. м<sup>3</sup> газа и 75 тыс. т. конденсата.

Объем затраченной энергии и масса затраченных на капитальное обустройство материалов представлена в табл. 4.

Таблица 4. Расчет EROEI разработки Средневилуйского ГКМ

| Название,<br>единицы измерения   | Количество | Удельная<br>энерго-<br>емкость 1<br>ед., ГДж | ГДж              | Нефтяной<br>эквивалент,<br>тыс. т |
|--|------------|--|------------------|-----------------------------------|
| <b>Капитальные затраты, <math>E_1</math></b>   |            |  |                  |                                   |
| <b>Прямые затраты, <math>E_1^A</math></b> Расчистка территории и бурение скважин. ГСМ, т | 20 400     | 45   | 918 000          | 21,9                              |
| <b>Вспомогательные затраты, <math>E_1^B</math></b>                                       |            |  |                  |                                   |
| Сталь всего, в том числе:  |            |  |                  |                                   |
| <i>Эксплуатационные колонны, т</i>   | 15 161     | 31,3   | 473 781          | 11,3                              |
| <i>Технологические шлейфы, т</i>   | 10 180     | 31   | 318 125          | 7,6                               |
| <i>УКПГ, т</i>   | 1 750      | 31,3   | 54 688           | 1,3                               |
| <i>Емкостной парк, т</i>   | 2 600      | 31,3   | 81 250           | 1,9                               |
| Цемент, т.   | 36 750     | 5,1  | 186 690          | 4,5                               |
| <b>Итого капитальных затрат <math>E_1^A + E_1^B</math></b>                               |            |  | <b>2 032 534</b> | <b>48,5</b>                       |
| <b>Эксплуатационные затраты, <math>E_2</math></b>  |            |  |                  |                                   |
| <b>Прямые затраты, <math>E_2^A</math></b>  |            |  |                  |                                   |
| <i>Выработка электроэнергии, газ млн.м<sup>3</sup> в год</i>                             | 10         | 35 400                                       | 354 000          | 8,5                               |
| <i>Выработка электроэнергии, газ млн.м<sup>3</sup> за 25 лет</i>                         | 174        | 35 400                                       | 6 159 600        | 147,1                             |
| <b>Добыча, <math>E</math></b>  |            |  |                  |                                   |
| <i>Добыча газа в год, млн.м<sup>3</sup></i>  | 1 500      | 35 400                                       | 53 100 000       | 1 268,3                           |
| <i>Добыча газа за 25 лет, млн. м<sup>3</sup></i>   | 26 100     | 35 400                                       | 923 940 000      | 22 067,9                          |
| <i>Добыча конденсата в год, тыс.т</i>  | 75         | 41 500                                       | 3 112 500        | 74,3                              |
| <i>Добыча конденсата за 25 лет, тыс.т</i>  | 1 545      | 41 500                                       | 64 117 500       | 1 531,4                           |
| <b><math>EROEI_{нк}(t)</math></b>  |            |  |                  | <b>159</b>                        |
| <b><math>EROEI_{нк}</math></b>   |            |  |                  | <b>121</b>                        |

Как видно из таблицы, большая часть энергозатрат приходится на операционные 75 %, и 25 % на капитальные. Значение  $EROEI_{нк}(t)$  взятое по одному году с учетом только операционных затрат составляет 159. Значение  $EROEI_{нк}$  посчитанное за период промышленной разработки добычи составляет 121.

Оценочно, значение  $EROEI_{нк} = 121$  является высоким, в десяток раз выше, чем значение, полученное американскими исследователями. И также, в десятки раз выше, чем  $EROEI$  альтернативных энергоресурсов (с другой стороны, в случае с альтернативными энергоресурсами, по-видимому, тоже необходимо уточнение расчетов). Это совершенно четко согласуется с тем, что экономическая себестоимость добычи газа является относительно низкой, благодаря чему газ оказывается высококонкурентноспособным и высокоэффективным энергоресурсом. После прибавления к уже учтенным энергозатратам затрат, связанных с транспортировкой, мы получим снижение  $EROEI$  до уровня сопоставимого со средним значением  $EROEI$ , приведенным в табл. 2.

Экономика, использующая высокоэффективные энергоресурсы, заведомо оказывается в более выгодных условиях, чем та экономика, где значительная часть энергетики будет представлена альтернативными технологиями с низким

EROEI (ветровая, солнечная энергия, биотопливо). Но здесь важно понимать, что ресурсы углеводородов являются исчерпаемыми, поэтому развитие альтернативных технологий является необходимым.

### Выводы

1. Проблема исчерпаемости углеводородных энергоресурсов, прежде всего нефти, ставит задачу поиска альтернативных источников. Это в свою очередь ведет к вопросу сравнения эффективности энергоресурсов. EROEI является одним из таких критериев сравнения.

2. В настоящее время существуют две методики расчета EROEI: на основе учета прямых энерго- и материалозатрат, и на основе экономико-энергетического пересчета. Расчет EROEI по второй методике приводит к неточным результатам. Для целей сравнения эффективности добычи энергоресурсов следует использовать первую методику.

3. Для расчета EROEI следует учесть капитальные энергозатраты, операционные и ликвидационные энергозатраты. Расход ГСМ, электроэнергии учитывается прямо, тогда как энергозатраты связанные с расходными материалами, такими как сталь, цемент учитываются исходя из удельной энергоемкости производства одной единицы расходного материала.

4. На примере проекта разработки Средневилюйского ГКМ видно, что наибольшая доля всех энергозатрат приходится на операционные, тогда как капитальные энергозатраты в общем объеме составляют 25 %.

5. Высокий расчетный  $EROEI_{нк} = 121$  полностью соответствует ожиданиям и совершенно четко вписывается в общую объективную картину, обусловленную особенностями промышленной добычи газа из традиционных коллекторов.

### Литература

1. The Oil Crunch // Taskforce on Peak Oil & Energy Security (ITPOES). URL: <http://peakoiltaskforce.net/> (дата обращения 23.06.2011).

2. Joint Operating Environment 2010 // United States Joint Forces Command. URL: [http://www.jfcom.mil/newslink/storyarchive/2010/JOE\\_2010\\_o.pdf](http://www.jfcom.mil/newslink/storyarchive/2010/JOE_2010_o.pdf) (дата обращения 23.06.2011).

3. Bracing For Peak Oil Production By Decade's End // Forbes Online 13.09.2010 URL: [http://www.forbes.com/2010/09/13/suncor-energy-oil-intelligent-investing-cenovus\\_2.html](http://www.forbes.com/2010/09/13/suncor-energy-oil-intelligent-investing-cenovus_2.html) (дата обращения 23.06.2011).

4. Якуцени В.П., Петорова Ю.Э., Суханов А.А. Нетрадиционные ресурсы углеводородов – резерв для восполнения сырьевой базы нефти и газа России //

Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2009. Том 4. № 1. 20 с.

URL: [http://www.ngtp.ru/rub/9/11\\_2009.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/9/11_2009.pdf).

5. Голоскоков А.Н. Критерии сравнения эффективности традиционных и альтернативных энергоресурсов // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело". 2011. № 1. С. 285 - 299.

URL: [http://www.ogbus.ru/authors/Goloskokov/Goloskokov\\_5.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Goloskokov/Goloskokov_5.pdf)

6. Сафронов А.Ф., Голоскоков А.Н. EROEI как показатель эффективности добычи и производства энергоресурсов // Бурение и нефть. 2010. № 12. С. 48 - 51.

URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2010-12/13>.

7. Mahogany Research project // Shell

URL: [http://www.shell.us/home/content/usa/aboutshell/projects\\_locations/mahogany/](http://www.shell.us/home/content/usa/aboutshell/projects_locations/mahogany/)

(дата обращения 23.06.2011)

8. Nathan Gagnon, Charles A.S. Hall, and Lysle Brinker. A Preliminary Investigation of Energy Return on Energy Investment for Global Oil and Gas Production // Energies, 2009, Vol. 2, Issue 3, pp. 490 - 503. doi:10.3390/en20300490

9. ICE: Inventory of carbon and energy // University of Bath

URL: <http://www.bath.ac.uk/mech-eng/sert/embodied/> (дата обращения 23.06.2011).

10. Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия). Отв. ред. Парфенов Л.М., Кузьмин М.И. М.: Изд-во МАИК "Наука / Интерпериодика", 2001. 501 с.

## CALCULATING EROEI FOR THE SREDNJE-VILYUYSK GAS CONDENSATE DEPOSIT\*

A.F. Safronov<sup>1</sup>, A.N. Sokolov<sup>2</sup>

*Institute for Oil and Gas problems of the Siberian Division of the RAS, Yakutsk, Russia*  
e-mail: <sup>1</sup>a.f.safronov@prez.ysn.ru, <sup>2</sup>anton.new@mail.ru

V.B. Chernenko

*JSC "Sakhatransneftegas", Yakutsk, Russia*

**Abstract.** *In this article we focus on the use of EROEI, or energy efficiency, to compare traditional and non-traditional energy resources. We assess two different methods for calculating EROEI and provide data in support of one method over the other. A description of the selected method is presented using our calculation of the EROEI for the production of gas at the Srednje-Vilyuysk Gas Condensate Deposit.*

**Keywords:** *peak oil and gas, non-traditional energy resources, alternative energy, energy effectiveness, EROEI*

### References

1. The Oil Crunch // Taskforce on Peak Oil & Energy Security (ITPOES). URL: <http://peakoiltaskforce.net/> (Last accessed 23.06.2011).
2. Joint Operating Environment 2010 // United States Joint Forces Command. URL: [http://www.jfcom.mil/newslink/storyarchive/2010/JOE\\_2010\\_o.pdf](http://www.jfcom.mil/newslink/storyarchive/2010/JOE_2010_o.pdf) (Last accessed 23.06.2011).
3. Bracing For Peak Oil Production By Decade's End // Forbes Online 13.09.2010 URL: [http://www.forbes.com/2010/09/13/suncor-energy-oil-intelligent-investing-cenovus\\_2.html](http://www.forbes.com/2010/09/13/suncor-energy-oil-intelligent-investing-cenovus_2.html) (Last accessed 23.06.2011).
4. Yakutseni V.P., Petrova Yu.E., Sukhanov A.A. Netraditsionnye resursy uglevodorodov – rezerv dlya vospolneniya syr'evoi bazy nefiti i gaza Rossii (Unconventional hydrocarbon resources are the reserve for renewal of the Russia oil and gas resource base), *Scientific electronic journal "Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika – Petroleum Geology. Theoretical and Applied Studies"*, 2009, Vol. 4, Issue 1, 20 p. URL: [http://www.ngtp.ru/rub/9/11\\_2009.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/9/11_2009.pdf).
5. Goloskokov A.N. Kriterii sravneniya effektivnosti traditsionnykh i al'ternativnykh energoresursov (Criteria of effectiveness of traditional and alternative sources of energy). Electronic scientific journal "Neftegazovoe delo - Oil and Gas Business", 2011, Issue 1, pp. 285 - 299. [http://www.ogbus.ru/authors/Goloskokov/Goloskokov\\_5.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Goloskokov/Goloskokov_5.pdf)

---

\* Translated by Jennifer E. Sunseri, Ph.D.

6. Safronov A.F., Goloskokov A.N. EROEI kak pokazatel' effektivnosti dobychi i proizvodstva energoresursov (EROEI as efficiency index of energy recourses recovery and production), *Burenei i neft'*, 2010, Issue 12, pp. 48 - 51.

URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2010-12/13> .

7. Mahogany Research project // Shell

URL: [http://www.shell.us/home/content/usa/aboutshell/projects\\_locations/mahogany/](http://www.shell.us/home/content/usa/aboutshell/projects_locations/mahogany/)  
(Last accessed 23.06.2011)

8. Nathan Gagnon, Charles A.S. Hall, and Lysle Brinker. A Preliminary Investigation of Energy Return on Energy Investment for Global Oil and Gas Production, *Energies*, 2009, Vol. 2, Issue 3, pp. 490 - 503. doi:10.3390/en20300490

9. ICE: Inventory of carbon and energy // University of Bath

URL: <http://www.bath.ac.uk/mech-eng/sert/embodied/> (Last accessed 23.06.2011) .

10. Tektonika, geodinamika i metallogeniya territorii Respubliki Sakha (Yakutiya) (Tectonics, Geodynamics, and Metallogeny of the Territory of the Sakha Republic (Yakutia)). Eds.: Parfenov, L.M., and Kuz'min M.I. Moscow, MAIK "Nauka/Interperiodika", 2001. 501 p.