

УДК 553.98.042.001.33

Сафронов А.Ф., Соколов А.Н.

Институт проблем нефти и газа Сибирского отделения РАН (ИПНГ СО РАН), Якутск, Россия, a.f.safronov@prez.yasn.ru, anton.new@mail.ru

ВЫДЕЛЕНИЕ КАТЕГОРИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИ ОБОСНОВАННЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Обсуждается проблема учета извлекаемых запасов нефти в условиях роста цен. Предлагается выделить новую категорию энергетически обоснованных извлекаемых запасов, рассматривается принцип расчета данной категории. Показывается место энергетически обоснованных запасов в действующей классификации запасов.

Ключевые слова: пик добычи нефти, подсчет запасов, классификация запасов, энергетически обоснованные извлекаемые запасы нефти.

С 2003 г. на мировом рынке нефти начался рост цен. По итогам 2012 г. средняя цена нефти марки Brent составила 112 долл. США за барр. При этом следует отметить, что в условиях высоких цен не наблюдается ожидаемого увеличения предложения: с 2003 г. мировая добыча традиционной нефти находится на плато с уровнем 73-75 млн. барр./день (рис. 1). Не последовало увеличения объемов и с кратным увеличением инвестиций в нефтедобычу. За период 1995-2004 гг. в общей сложности в мировую нефтедобычу было инвестировано 2,4 трлн. долл. США, что привело к увеличению объемов добычи на 12,3 млн. барр./день, но в период 2005-2010 гг. при аналогичном объеме инвестиций добыча нефти не увеличилась, т.е. весь объем инвестиций ушел на реализацию проектов, которые только покрыли падение добычи на старых месторождениях [Douglas-Westwood..., 2012]. Данная тенденция наблюдается и в российской нефтедобыче. В связи с этим можно предположить, что в настоящее время мировая добыча традиционной нефти находится на пределе (или около) своих возможностей. Спустя некоторое время, текущее плато неизбежно сменится падением, по разным экспертным оценкам речь может идти о сроке 5-10 лет.

Ухудшение структуры запасов нефти, уменьшение доли легкой нефти и растущий спрос со стороны стран Азиатско-Тихоокеанского региона являются причинами роста цен на нефть. К 2022 г. по прогнозам аналитиков из МВФ ожидается рост цен до уровня 180 долл. США/барр. [Venes et al., 2012]. Высокие цены на нефть привели к тому, что в разработку стали вовлекаться запасы трудноизвлекаемой нефти, в том числе так называемой «сланцевой нефти». В статье под «сланцевой нефтью» будут пониматься запасы, содержащиеся в низкопроницаемых породах. В отечественной литературе такие запасы называются трудноизвлекаемыми по параметру низкой проницаемости, в англоязычной литературе такие запасы называются «shale oil» либо, что точнее, «tight oil».

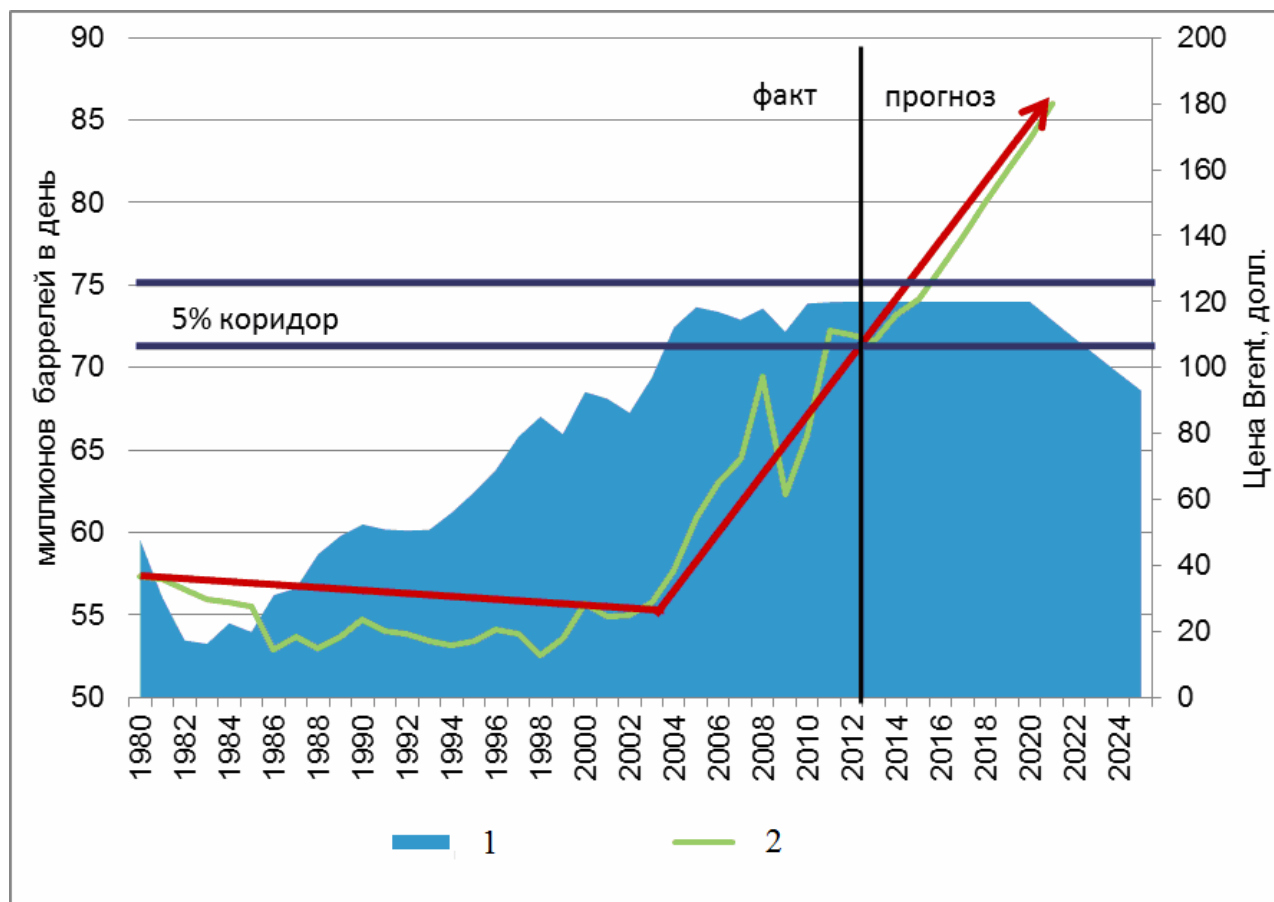


Рис. 1. Динамика мировой добычи традиционной нефти и цены на нефть марки Brent
(по данным EIA, МВФ)

1 – добыча нефти в мире, млн. барр./день, 2 – среднегодовая цена на баррель Brent (прогнозная цена – по расчетам экспертов из МВФ).

Первая добывающая сланцевую нефть скважина в бассейне Уиллистон (США) на месторождении Баккен была пробурена в 1953 г. с относительно низким среднесуточным дебитом 175 барр. [North Dakota..., 2012]. По причине низких дебитов запасы сланцевой нефти не вовлекались в разработку. Технологии горизонтального бурения и мультистадийного разрыва пласта позволили резко увеличить дебит скважин, и наряду с рекордно высокими ценами на нефть разработка месторождений сланцевой нефти стала экономически рентабельной. В США уже началась масштабная добыча сланцевой нефти, и в 2011 г. добыча вышла на уровень 1,22 млн. барр./день. По прогнозам Американского энергетического агентства (EIA) добыча сланцевой нефти в США достигнет пика в 2020 г. на уровне 2,81 млн. барр./день, после чего начнется падение [EIA Annual Energy Outlook, 2012].

Следует отметить, что разведанные запасы сланцевой нефти в США в мировых масштабах пока представляются не столь существенными. На текущий момент в США по запасам приводятся только предварительные оценки: на 1 января 2010 г. недоказанные технически извлекаемые запасы месторождения Баккен составляют 5,4 млрд. барр. Всего

общий объем запасов сланцевой нефти в США оценивается в 33,2 млрд. барр [EIA Annual Energy Outlook, 2012]. Для сравнения, годовое потребление жидких энергоресурсов в мире составляет 32,1 млрд. барр. Разумеется, в дальнейшем, по мере развития технологии добычи и совершаемых новых открытий, объем извлекаемых запасов сланцевой нефти в мире будет увеличиваться. Свежий пример открытия нефтеносных сланцев. В конце 2012 г. в Северо-Западных Территориях Канады в бассейне р. Маккензи открыта сланцевая формация Канол (Canol), которая, видимо, является крупнейшей в Северной Америке.

Для российской нефтяной отрасли вопрос о добыче сланцевой нефти в последние годы приобрел актуальность. Возникла необходимость в компенсации падения добычи нефти: в перспективе нефть баженовской свиты должна компенсировать падение добычи на старых промыслах Западной Сибири. Благоприятствует этому тот факт, что баженовская свита залегает в регионах, где имеется вся необходимая инфраструктура, что в значительной мере облегчает задачу по организации добычи сланцевой нефти. В настоящее время пока еще не подсчитаны запасы «сланцевой нефти» в баженовской свите, оценки извлекаемых запасов различаются на порядок – от 600 млн. т до 30 млрд. т [Афанасьев и др., 2010].

Комфортный уровень цен для добычи сланцевой нефти в США находится выше 80 долл. США за барр. [U.S. oil below..., 2012], и если цены опустятся ниже этого уровня, возникнут трудности у компаний операторов. Учитывая высокую себестоимость добычи сланцевой нефти, а также относительно небольшие запасы, можно предположить, что фактор сланцевой нефти на некоторое время, возможно, задержит рост цен, после чего рост неминуемо возобновится.

Технология разработки залежей сланцевой нефти является сложной и экономически дорогой, поэтому оценка извлекаемых запасов оказывается очень чувствительной к ценовым колебаниям. Предлагаемая ниже идея оценки энергетически обоснованных извлекаемых запасов может быть применена к любому типу запасов нефти: традиционной, трудноизвлекаемой и нетрадиционной. Применительно к баженовской свите, оценка энергетически обоснованных извлекаемых запасов создаст устойчивую основу, необходимую для оптимизации стратегии освоения данных ресурсов.

Общим моментом для любых запасов нефти является то, что величина запасов на разрабатываемых месторождениях уточняется по мере изменения экономических условий. Следовательно, рост цен повлечет за собой пересчет величины нормально-рентабельных запасов в сторону увеличения. В связи с этим правомерен вопрос: если величина нормально-рентабельных запасов и коэффициент извлечения нефти (КИН) есть функция от цены и

налоговых условий, то до каких пределов следует увеличивать величину нормально-рентабельных запасов и КИН в условиях роста цен на нефть?

В настоящее время при подсчете и учете запасов нефти и газа по степени экономической эффективности выделяются две категории запасов: промышленно значимые и непромышленные [Методические рекомендации..., 2007]. Промышленно-значимые запасы подразделяются на нормально-рентабельные и условно-рентабельные. К нормально-рентабельным относятся извлекаемые запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку на момент оценки согласно технико-экономическим расчетам экономически эффективно при текущих экономических условиях и действующей налоговой системе. К условно-рентабельным относятся извлекаемые запасы месторождений (залежей), вовлечение которых в разработку на момент оценки согласно технико-экономическим расчетам не обеспечивает приемлемую эффективность при текущих экономических условиях и действующей налоговой системе из-за низких технико-экономических показателей, но освоение которых становится экономически возможным при изменении цен на нефть. Фактический объем извлеченных запасов является компромиссом между технологически возможным объемом и тем объемом, который для компании-оператора обеспечивает приемлемый уровень доходности. Так как выход на максимальное значение не всегда является рентабельным (но технологически осуществимым), то фактический извлеченный объем всегда оказывается меньше технологически возможного.

Так как добыча нефти не является самоцелью, то представляется неверным, что пределом увеличения извлекаемых запасов является технологически возможное значение. Как и любая другая экономическая деятельность, добыча нефти ведется для получения прибыли, и, исходя из этого, рассчитываются экономически обоснованные извлекаемые запасы и КИН. Но важнее финансовой прибыли является то, что нефть добывается для получения энергии: в первую очередь нефть – это энергоресурс. Следует сказать, что необходимость в энергии является фундаментальной и объективной, в то время как финансовая сторона вопроса во многом является субъективной. Для общества фундаментальным смыслом добычи нефти является получение из добытой нефти энергии, которая далее используется для выполнения полезной работы. Обществу необходима энергия, которая заключена в нефти, именно энергия нефти является объективной ценностью. Поэтому, если с этой стороны подойти к вопросу подсчета извлекаемых запасов и максимизации КИН, то ответом на вопрос «до каких пределов следует увеличивать величину нормально-рентабельных запасов и КИН?» будет следующим: «до тех пределов,

пока это выгодно энергетически». Идея энергетически обоснованных извлекаемых запасов заключается в том, что добычу нефти на промысле следует вести до того момента, пока затраты, посчитанные в энергетических единицах, не превысят величину объема энергии, полученного из добытой нефти.

Из классификации запасов следует, что существует разница между геологическими запасами V_G , технологически извлекаемыми V_T и нормально-рентабельными (экономически обоснованными) $V_{ЭК}$, причем $V_G > V_T > V_{ЭК}$. Соответственно существует технологически возможный KIN_T и экономически обоснованный $KIN_{ЭК}$ с соотношением $KIN_T > KIN_{ЭК}$.

Экономическим критерием целесообразности разработки месторождения и обоснования $V_{ЭК}$ и $KIN_{ЭК}$ является окупаемость капитальных и эксплуатационных затрат добытой и реализованной на рынке нефтью:

$$\sum_{t=1}^n Q_t \cdot P_t - \sum_{t=1}^n (C_t^K + C_t^{ЭУП} + C_t^{ЭП}) > R > 0 \quad (1)$$

Где Q – объем добытой нефти, т; P – цена нефти, руб./т; C_K – капитальные затраты, руб.; $C_{ЭУП}$ – условно-постоянные эксплуатационные затраты, руб.; $C_{ЭП}$ – переменные эксплуатационные затраты, руб.; R – приемлемый для компании-оператора уровень дохода.

По аналогии, энергетическим критерием целесообразности разработки месторождений и обоснования $V_{ЭН}$ и $KIN_{ЭН}$ является окупаемость капитальных и эксплуатационных затрат, выраженных в энергетических единицах, энергетическим эквивалентом добытой нефти:

$$\sum_{t=1}^n Q_t \cdot E_H - \sum_{t=1}^n (E_t^K + E_t^{ЭУП} + E_t^{ЭП}) \cdot EROEI_{П} > 0 \quad (2)$$

Где Q – объем добытой нефти, т; E_H – энергетическая ценность нефти, Дж/т; E_K – капитальные энергозатраты, Дж; $E_{ЭУП}$ – условно-постоянные эксплуатационные энергозатраты, Дж; $E_{ЭП}$ – переменные эксплуатационные затраты, Дж; $EROEI_{П}$ – предельное значение энергетической эффективности разработки нефтяных месторождений.

Требует пояснения коэффициент $EROEI_{П}$ [Сафронов, Соколов, Черненко, 2011]. Без коэффициента $EROEI_{П}$, следуя формуле (2), добычу следует вести до стадии, когда объем полученной энергии будет равен объему затраченной на добычу энергии. Такая ситуация является недопустимой, так как после добычи нефти, необходимо произвести энергозатраты на транспортировку, переработку в конечный продукт и доставку готовой продукции до потребителя. Объем полученной из добытой нефти энергии должен быть больше, чем сумма всех энергозатрат на всех этапах от скважины до автозаправочной станции. Поэтому на нулевом километре магистрального трубопровода отношение добытой энергии к

затраченной должно быть больше 1. Во сколько раз больше – именно это определяет $EROEI_n$. Коэффициент $EROEI_n$ требует отдельного расчета.

Проблемой энергетической эффективности ($EROEI$ – Energy return on energy invested) занимаются как зарубежные, так и отечественные исследователи [Hall, Murphy, 2010\$ Сафронов, Соколов, Черненко, 2011]. Принцип расчета $EROEI$ (который также может быть использован для расчета энергетически обоснованных запасов) следующий. Энергетическая эффективность добычи энергоресурсов определяется как отношение добытой энергии к затраченной:

$$EROEI = \frac{E_n}{E_d} \quad (3)$$

Где E_n - энергия полученная; E_d - энергия затраченная на добычу (производство).

Энергия, затраченная на добычу, рассчитывается как сумма энергозатрат, произведенных на трех основных этапах разработки месторождения:

$$E_d = E_k + E_э + E_л \quad (4)$$

Где E_k – затраты энергии на капитальные работы; $E_э$ – затраты энергии на эксплуатацию; $E_л$ – затраты энергии на ликвидационные работы.

К капитальным энергозатратам относятся затраты на строительство промысловой базы, бурение скважин, создание внутрпромысловой инфраструктуры. К эксплуатационным энергозатратам относятся все затраты, связанные с непосредственно добычей и подготовкой нефти к поставке по магистральному трубопроводу. 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^n) и вспомогательных (E^B) 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 3 принимает вид:

$$EROEI_{HK} = \frac{E}{E_k^{n+B} + E_э^{n+B} + E_л^{n+B}} \quad (5)$$

Где $E_k^{n+B} = E^n + E^B$ на этапе капитального обустройства; $E_э^{n+B} = E^n + E^B$ на этапе эксплуатации промысла; $E_л^{n+B} = E^n + E^B$ на этапе ликвидации промысла.

Учет прямых энергозатрат (E^n), 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.

Учет вспомогательных энергозатрат (E^B) является более сложной задачей. Для выполнения капитальных работ требуются материалы, для производства которых требуется энергия. Именно эта энергия, «связанная в материалах» (embodied energy) является сутью вспомогательных энергозатрат. Для осуществления учета необходимо определить:

1. Перечень основных материалов, необходимых для обустройства месторождения.
2. Удельную энергоемкость производства данных материалов.

На промысле используется много различных материалов, и учитывать каждый килограмм каждой краски или лака представляется бессмысленным и непродуктивным. Для простоты можно ограничиться основными конструкционными материалами, доля которых наибольшая: сталь (конструкционная, арматура, листовая и т.д.) и цемент.

Далее, зная массу израсходованного материала и удельные энергозатраты на производство 1 единицы данного материала, можно рассчитать вспомогательные энергозатраты. Таким образом можно рассчитать EROEI добычи нефти на нулевом километре магистрального трубопровода.

Далее добытая нефть транспортируется до нефтеперерабатывающего завода, и уже затем готовая продукция доставляется конечному потребителю. Для расчета $EROEI_{\Pi}$ необходимо определить энергозатраты на данных этапах. Затем следует рассчитать предельно возможные энергозатраты на добычу ($E_{\text{добыча}}^{\text{предельные}}$), при которых отношение будет больше 1:

$$EROEI_{\text{в точке продажи}} = \frac{E_{\text{добытая}}}{E_{\text{добыча}}^{\text{предельные}} + E_{\text{переработка}} + E_{\text{продажа}}} > 1 \quad (6)$$

Отношение добытой энергии к найденным предельно возможным энергозатратам определит $EROEI_{\Pi}$:

$$EROEI_{\Pi} = \frac{E_{\text{добытая}}}{E_{\text{добыча}}^{\text{предельные}}} \quad (7)$$

В рамках данной статьи $EROEI_{\Pi}$ экспертно можно определить следующим образом. В настоящее время успешно ведется разработка битуминозных песков в Канаде. Согласно данным американских ученых, EROEI разработки битуминозных песков составляет 2-4 [Сафронов, Соколов, Черненко, 2011]. EROEI разработки горючих сланцев при наземном обогащении (surfaced retorting) составляет 2,6-6,9 [Cleveland, O'Connor, 2010]. Исходя из этих

значений, предположим, что с точки зрения энергетической эффективности, добычу нефти следует вести до тех пор, пока EROEI не сравняется с таковым для разработки битуминозных песков или горючих сланцев, т.е. $EROEI_{п} = 4$.

Основным экономическим критерием, определяющим целесообразность бурения скважины, является величина предельно (минимально) допустимых извлекаемых запасов нефти на новую добывающую скважину, при которой выручка от реализации нефти должна окупать затраты на бурение скважины [Пономарева, Богаткина, 2011]. Равенство затрат и выручки (в тысячах тонн) определяет граничную безубыточную работу скважины, оправдывая затраты на добычу нефти за нормативное время при действующей цене на нефть. Аналогичным образом следует подойти к данному вопросу с энергетической точки зрения. В этом случае следует полагать, что объем добытой нефти из новой скважины в энергетическом эквиваленте должен быть больше, чем объем энергии, затраченной на бурение и эксплуатацию скважины за нормативное время работы скважины. Предельно допустимые запасы на добывающую скважину в этом случае рассчитываются следующим образом:

$$Q_{НПР} = \frac{(E_{к} + E_{эуп}) \cdot EROEI_{п}}{E_{н} - E_{эп} \cdot EROEI_{п}} \quad (8)$$

Где $E_{к}$ – капитальные энергозатраты, Дж; $E_{эуп}$ – условно-постоянные эксплуатационные энергозатраты, Дж; $E_{н}$ – энергетическая ценность нефти, Дж/т; $E_{эп}$ – переменные энергозатраты на 1 т нефти, Дж/т.

Далее, определив предельно допустимые запасы, можно рассчитать предельно допустимый дебит новой скважины и предельно допустимую эффективную нефтенасыщенную толщину пласта.

Таким образом, расчет энергетически обоснованных запасов и критериев целесообразности освоения залежи производится аналогично экономически обоснованным, с тем отличием, что расчет ведется не в денежных единицах, а в энергетических.

Исходя из вышенаписанного, наряду с технологически и экономически обоснованными извлекаемыми запасами можно выделить категорию энергетически обоснованных извлекаемых запасов $V_{эн}$, при этом $V_{г} > V_{т} > V_{эн} > V_{эк}$ (рис. 2). И соответственно энергетически обоснованный КИН_{эн}, к которому, руководствуясь принципом рационального недропользования, следует стремиться в условиях растущих цен на нефть. Соотношение между тремя рассматриваемыми КИН следующее: $КИН_{г} > КИН_{эн} > КИН_{эк}$.



Рис. 2. Соотношение различных категорий запасов

Добавив в существующую классификацию запасов категорию энергетически обоснованных извлекаемых запасов, схема классификации будет выглядеть, как показано на рис. 3. В предлагаемом варианте под непромышленными запасами следует понимать запасы, которые не могут быть извлечены в силу разных обстоятельств, не связанных с технологией или экономической конъюнктурой, т.е. это месторождения, расположенные в пределах водоохранных зон, населенных пунктов, сооружений, сельскохозяйственных объектов, заповедников, памятников природы, истории и культуры.

В прошлом веке, при изобилии легкой нефти и в условиях низких цен, для управления и оценки эффективности работы нефтедобывающей отрасли экономические критерии являлись необходимыми и достаточными. В настоящее время, в условиях исчерпания запасов легкой нефти, роста цен и вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов и нетрадиционных источников жидкого топлива, требуются дополнительные подходы к оценке эффективности освоения недр. Введение категории энергетически обоснованных извлекаемых запасов позволит добавить новое содержание в концепцию рационального природопользования. Будет получен осмысленный предел увеличения извлекаемых запасов и КИН, не зависящий от экономических условий и колебаний цен. Величину энергетически

обоснованных запасов и $KИИ_{Эн}$ можно рассматривать как ориентиры при формировании стратегии развития нефтедобывающей отрасли.

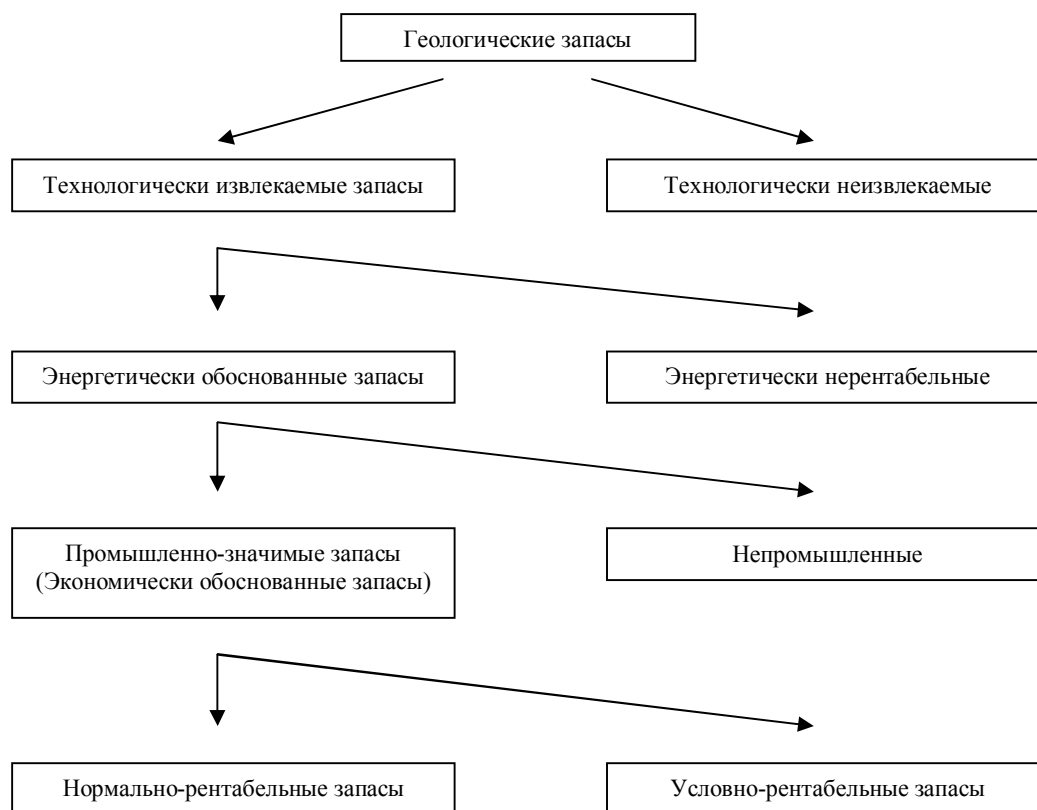


Рис. 3. Классификация запасов нефти

Литература

Афанасьев И.С., Гаврилова Е.В., Бирун Е.М., Калмыков Г.А., Балушкина Н.С. Баженовская свита. Общий обзор, нерешенные проблемы // Научно-технический вестник ОАО «НК «РОСНЕФТЬ». – Москва. - 2010. – С. 20-26.

Методические рекомендации по применению классификации запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов. - МПР РФ, 2007.

Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г. Экспресс-метод комплексной экономической оценки запасов неразведанных месторождений // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. – 2011. - Вып. 1 (3).

Сафронов А.Ф., Соколов А.Н., Черненко В.Б. Методика расчета EROEI на примере разработки Средневилуйского ГКМ // Нефтегазовое дело. – 2011. - №6 - С. 197-209. - http://www.ogbus.ru/authors/Safronov/Safronov_1.pdf (дата обращения 15.12.2012).

Benes J., Chauvet M., Kamenik O., Kumhof M., Laxton D., Mursula S., Selody J. IMF Working paper: The future of oil: geology versus technology. - IMF, 2012. – 33 p.

Cutler J. Cleveland, Peter O'Connor An Assessment of the Energy Return on Investment (EROI) of Oil Shale // Department of Geography and Environment Boston University, 2010. – 19 p.

Douglas-Westwood. Energy Business Prospects. URL: <http://www.slideshare.net/DouglasWestwood/sns2012-1-mar-2012-jw-slideshare> (дата обращения 04.09.2012).

EIA Annual Energy Outlook 2012. URL: <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383%282012%29.pdf>

Hall, C.A.S.; Murphy D.J. Year in review—EROI or energy return on (energy) invested. // Ann. N.Y. Acad. Sci. 1185, 2010, 102–118, URL: http://www.soest.hawaii.edu/GG/FACULTY/ITO/GG410/EROI_Future_Energy_Sources/Murphy_EROI_AnNYAcSci10.pdf (дата обращения: 15.12.2012).

North Dakota State Government. Drilling and Production Statistics <https://www.dmr.nd.gov/oilgas/stats/historicalbakkenoilstats.pdf> (дата обращения 15.02.2012).

U.S. oil below \$80 could slow shale oil drilling boom: Baker Hughes // Reuters, Jul 20, 2012. - <http://www.reuters.com/article/2012/07/20/us-oil-bakerhughes-idUSBRE86J1A520120720> (дата обращения 15.02.2012).

Safronov A.F., Sokolov A.N.

Institute of oil and gas problems SB RAS, Yakutsk, Russia, a.f.safronov@prez.ysn.ru, anton.new@mail.ru

ALLOCATION OF CATEGORY OF ENERGY PROFITABLE RECOVERABLE OIL RESERVES

The problem of calculation of recoverable oil reserves in the face of rising prices is discussed. The allocation of a new category of energy profitable recoverable reserves is proposed, the principle of calculation of this category is considered. The position of energy profitable reserves in the current classification of reserves is shown.

Key words: *peak of oil production, reserves calculation, reserves classification, energy return on energy invested.*

References

Afanas'ev I.S., Gavrilova E.V., Birun E.M., Kalmykov G.A., Balushkina N.S. *Bazhenovskaya svita. Obshchiy obzor, nereshennye problemy* [Bazhenov Formation. Overview and unsolved issues]. Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO «NK «ROSNEFT"». Moscow, 2010, p. 20-26.

Benes J., Chauvet M., Kamenik O., Kumhof M., Laxton D., Mursula S., Selody J. IMF Working paper: The future of oil: geology versus technology. IMF, 2012, 33 p.

Cutler J. Cleveland, Peter O'Connor An Assessment of the Energy Return on Investment (EROI) of Oil Shale. Department of Geography and Environment Boston University, 2010, 19 p.

Douglas-Westwood. Energy Business Prospects. Available at: <http://www.slideshare.net/DouglasWestwood/sns2012-1-mar-2012-jw-slideshare> (retrieved: 04.09.2012).

EIA Annual Energy Outlook 2012. Available at: <http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383%282012%29.pdf>

Hall, C.A.S.; Murphy D.J. Year in review—EROI or energy return on (energy) invested. Ann. N.Y. Acad. Sci. 1185, 2010, 102–118, available at: http://www.soest.hawaii.edu/GG/FACULTY/ITO/GG410/EROI_Future_Energy_Sources/Murphy_EROI_AnNYAcSci10.pdf (retrieved: 15.12.2012).

North Dakota State Government. Drilling and Production Statistics <https://www.dmr.nd.gov/oilgas/stats/historicalbakkenoilstats.pdf> (retrieved: 15.02.2012).

Ponomareva I.A., Bogatkina Yu.G. *Ekspress-metod kompleksnoy ekonomicheskoy otsenki zapasov nerazvedannykh mestorozhdeniy* [Express method of integrated economic evaluation of reserves of undiscovered fields]. Georesursy. Geoenergetika. Geopolitika, 2011, vol. 1 (3).

Safronov A.F., Sokolov A.N., Chernenko V.B. *Metodika rascheta EROEI na primere razrabotki Srednevilyuyskogo GKM* [Method of EROEI evaluation by the example of development of Sredne-Vilyuy gas condensate field]. Neftegazovoe delo, 2011, no. 6, p. 197-209. Available at http://www.ogbus.ru/authors/Safronov/Safronov_1.pdf (retrieved: 15.12.2012).

U.S. oil below \$80 could slow shale oil drilling boom: Baker Hughes // Reuters, Jul 20, 2012. Available at: <http://www.reuters.com/article/2012/07/20/us-oil-bakerhughes-idUSBRE86J1A520120720> (retrieved: 15.02.2012).