



## Глава 14.

### Нефть, газ и спрос.

Иностранец зашёл в магазин в Москве и спрашивает:

- Копчёная колбаса есть?
- Нет, — ответили ему.
- А чёрная икра?
- Тоже нет.
- А почему?
- Так ведь спроса нету! Пойдите, посмотрите — сами убедитесь. — Любопытный иностранец простоял у прилавка три часа — никто икры и колбасы не спрашивает.
- Видите? Нет спроса — нет и колбасы с икрой.

— Анекдот времён Н.С.Хрущёва/Л.И.Брежневца

Теперь от извлекаемых запасов угля перейдём к нефти и газу. В прошлой главе мы рассчитали, что накопленная добыча газа и нефти (включая все «жидкости», но исключая природный битум) с 1860 по 2017 годы —  $296 \pm 15$  млрд т.

Здесь и далее под термином «сырая нефть» будем понимать природные углеводороды, находящиеся в жидком состоянии как при пластовых условиях, так и на поверхности. Например, природный битум Канады «сырой нефтью» не является, и о нём речь шла в предыдущей главе. Также не является «нефтью» газовый конденсат — ведь под землёй он в газообразном виде. Исторически многие оценки запасов давались в баррелях. В пределах нашей точности данных, будем считать любой баррель нефти, независимо от сорта (плотности и примесей), как 0.135 тонны.

Сначала обратимся к двум работам, ставшим классическими: всё той же статье Хабберта 1956 года [19] и статье Колина Кэмпбелла и Жана Лагеррера в «Scientific American» 1998 года [26]. Последняя была озаглавлена: «Конец дешёвой нефти: спад производства классической сырой нефти может начаться быстрее, чем думает большинство, возможно, в пределах десятилетия». Два предсказания из статей показаны ниже:

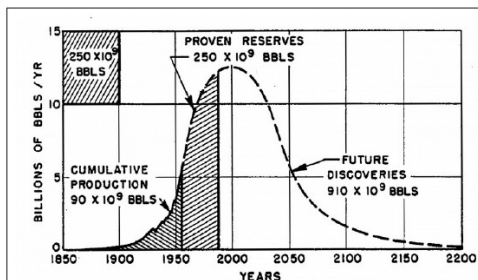
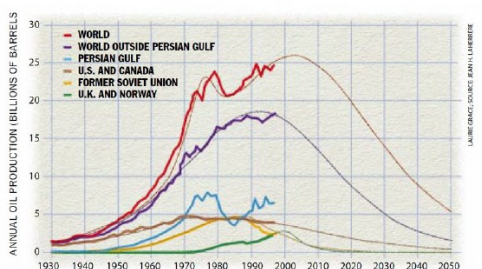


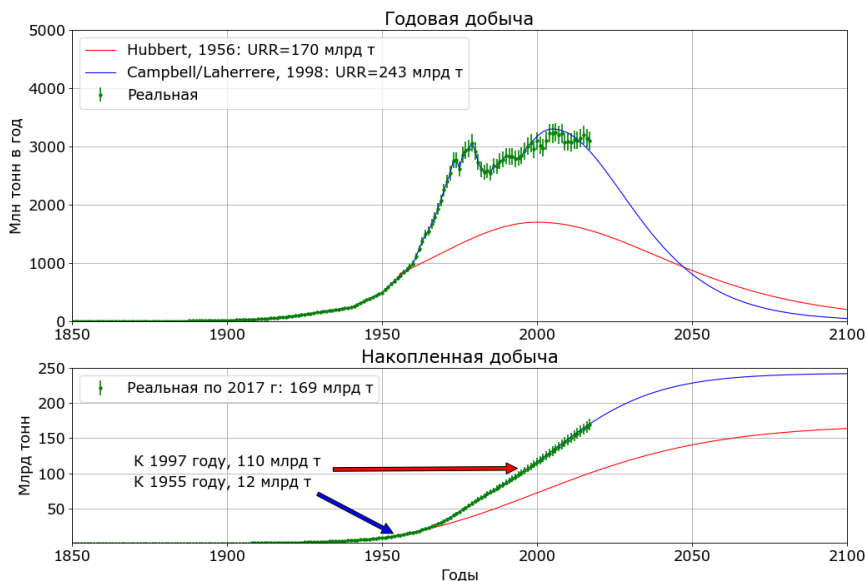
Figure 20 — Ultimate world crude-oil production based upon initial reserves of 1250 billion barrels.



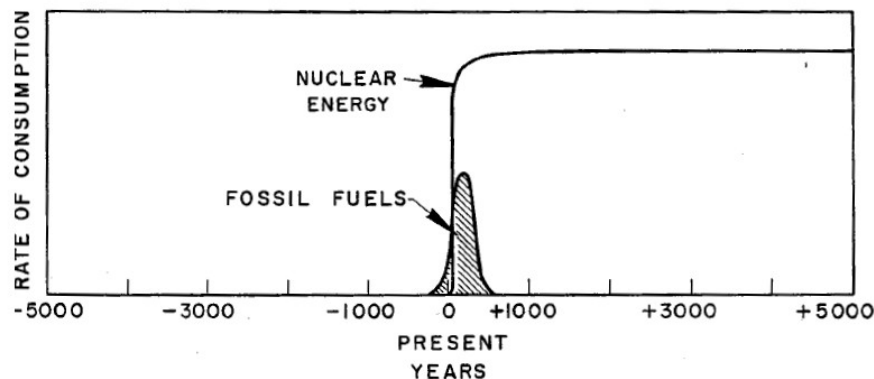
С момента написания статей прошло 62 и 20 лет соответственно, и мы знаем, что первое почти наверняка не сбылось. Предсказание Кэмпбелла и Лагеррера

ещё вполне может сбыться. Сравним вычисления авторов с реальной добычей программой **Chapter 14\Graph\_01\_Oil\_Comparison.py**

Оценка добытых запасов сырой нефти 1860-2017 гг



В 1956 году М.К.Хабберт, вслед за своими коллегами из USGS, полагал, что на планете Земля не менее 1250 млрд баррелей (или 170 млрд т) извлекаемой сырой нефти. К тому моменту человечество потребило не более 12 млрд т, а годовая добыча составляла порядка 0.7 млрд т в год. Геологи дружно предсказывали, что нефти «при существующем уровне потребления» хватит «на 200 и более лет». Хабберт ожидал увидеть пик мировой добычи примерно в 2000 году на уровне 1.7 млрд т в год. Геофизик предлагал заранее озаботиться созданием ядерных реакторов, чтобы человечеству не пришлось оказаться в той невесёлой ситуации, в которой мы сейчас находимся. Вот как виделось развитие атомной энергетики в 1956 году. Штриховка – ископаемое топливо.



Чтобы увидеть яснее, необходимо рассматривать явления на большем временном интервале, чем тот, к которому мы привыкли. На рисунке 30 [выше] показано использование ископаемого топлива и ядерной энергии человечеством на временной оси от -5000 до 5000 лет от нашего времени. В подобном масштабе, открытие, разработка и прекращение потребления ископаемого топлива – лишь небольшой, незначительный всплеск на графике. Если предположить, что человечеству удастся решить международные проблемы, не прибегая к ядерной войне, [М.Я.: выделено мной] **а также остановить рост народонаселения** (этот рост сейчас таков, что население удвоится за менее чем столетие), ядерная энергетика даст человечеству достаточно, чтобы обеспечить все разумные потребности по крайней мере на несколько столетий «предсказуемого будущего». [19], стр 36.

Вы это называете «пессимизм»? К сожалению, предсказания Хабберта не сбылись. Во-первых, остановить рост населения не вышло: в 1956 году на планете было 2.9 млрд человек, а удвоение получилось в самом деле до конца века – в 1997. Во-вторых, производство электроэнергии на АЭС в США образца 2017 года – 96.5 ГВт на 329 млн жителей. Хабберт мечтал о 300 ГВт на 200 миллионов в том же году. Разница более чем пятикратная.

Надо сказать, что с точки зрения оценки ещё не открытых месторождений, USGS не сильно ошибалась. Просто в то время много технически-извлекаемой нефти оставляли в земле, а экономический коэффициент извлечения нефти (КИН<sub>з</sub>) в 20% считался удовлетворительным.

В уже не столь далёком 1998 Кэмпбелл и Лагеррер оценивали начальные извлекаемые запасы сырой нефти на планете величиной 1800 млрд баррелей, или 243 млрд тонн. Из них более 110 млрд тонн – уже добыто, 115 млрд тонн – найденные (2P) и около 18 млрд т – пока не найденных. В той же статье приводились независимые оценки других авторов:

Лицо или организация	Год оценки	URR, млрд тонн
«BP»	1997	254 (1P)
«Oil and Gas Journal»	1996	270 (2P)
«World Oil»	1996	290 (2P)
Крэйг Б. Хатфилд, Университет Толедо (на основании данных USGS)	1991	300 (2P)
Джон Д. Эдвардс, Университет Колорадо	1997	385 (P-05)

Напомним, что «2P» означает «с вероятностью 50% ресурса больше, чем заявленное значение, и с той же вероятностью, его меньше». P-05 значит, что есть лишь 1 шанс из 20, что извлекаемой нефти на Земле больше 385 млрд тонн.

Увеличение в полтора раза по сравнению с Хаббертом равносильно простому увеличению ожидаемого КИН<sub>з</sub> с 20 до 30 процентов. Кэмпбелл и Лагеррер предсказывали пик добычи «классической» нефти на уровне 3'300 млн тонн в 2005 году, плюс-минус пять лет. По факту получилось 3'240±160 млн тонн в 2006. Сейчас – в 2018 году – добыча идёт несколько выше предсказанной (но ниже пика 2005-2006 года), однако следует принять во внимание и небольшие «провалы» 2000-2003 и 2008-2010 годов. В первом приближении предсказание

Кэмпбелла и Лагеррера довольно хорошо сбывается.

Если бы уважаемые авторы просто взяли самые свежие данные добычи и приклеили к ним хаббертиану, о статье в *«Scientific American»* сейчас вряд ли бы вспоминали. В принципе это тоже экстраполяция, пусть пессимистическая и нелинейная. Фундаментальный вклад Кэмпбелла и Лагеррера состоит не в этом. Геологи предложили новую методику описания запасов: «backdating» то есть «сдвиг по дате».

Разберём на примере из главы 8 – условном месторождении Весёлое на Аляске. Пусть в условном 1960 году по данным сейсморазведки пробурена удачная разведочная скважина. Компания *«Весёлая Нефть»* сообщила инвесторам, что открыто новое месторождение с геологическими запасами 2 млрд баррелей. Одновременно в SEC отписали, что подтверждённых извлекаемых – 5 миллионов (это не описка, всего лишь 0.005 млрд баррелей подтверждено). Если говорить о реальной способности месторождения давать нефть, первое число является завышенным, а второе – очень сильно заниженным, обоим числам верить нельзя, ибо по воде вилами писано.

С 1960 по 1970 годы происходит доразведка Весёлого, а подтверждённые запасы возрастают до 550 млн баррелей, при этом компания работает себе в убыток – добычи пока нет. Естественно, почти нет резона (ну кроме разве что политических) что-либо менять и на балансе компании. Лишь в 1970 году происходит скачок запасов с 5 млн баррелей до 550, и возникает впечатление, что в 1970 году компания *«Весёлая Нефть»* открыла новое месторождение на 545 млн баррелей, хотя кроме Весёлого других на балансе нет и никогда не было.

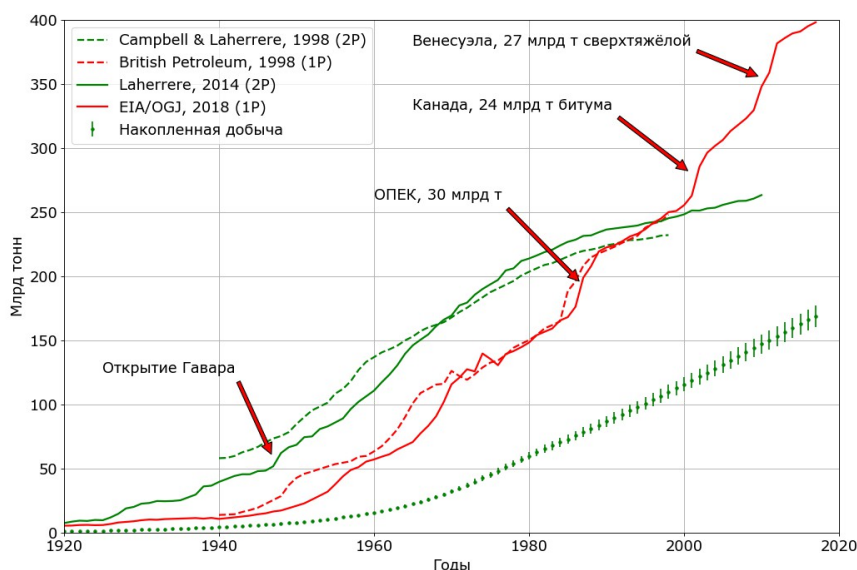
Дальше с месторождения начинается добыча, а подтверждённые запасы – уточняются, точно так же, как в гипотетическом примере с месторождениями Большая Пупыра и Данахервам из прошлой главы. Если правил не нарушали и инвесторов не обманывали, уточнение запасов 1P в 90% случаев обязано быть в сторону увеличения. Некоторые компании любят показывать прирост «новых запасов старых месторождений» каждый год, другие, особенно мелкие, – наоборот, любят выждать стратегический момент и вывалить всё разом. В нашем гипотетическом случае, например, *«Весёлая Нефть»* выжидает до 1980 года, а потом подаёт в SEC отчёт, что начальные извлекаемые Весёлого увеличились до 1'120 млн баррелей. Одновременно, в газетах появляется проплаченная перепечатка: *«Новая нефть Аляски! Компания Весёлая Нефть добавила на баланс более 550 млн баррелей новых запасов!»* Где сказано, что месторождение новое? Обмана инвесторов нет. Правда, в статье также и не сказано, что вся добавка происходит на месторождении, открытом двадцать лет назад, но инвесторам такие мелочи знать не обязательно. Как результат, акции весельчаков взлетают до небес, а старший менеджмент – всюю продаёт свои опционы. В принципе, всем хорошо: компания получает средства для развития, инвесторы – дивиденды от добычи, начальство – жирные бонусы, журналисты – зарплату.

Что сделали Кэмпбелл и Лагеррер? Оба трудились в компании «Petroconsultants»<sup>188</sup>, а там была первая в мире публичная(!) база данных по находкам месторождений нефти. К 1996 году в базе накопилось записей на 18'000 отдельных месторождений. С использованием этой базы можно «привязать» сообщения о новых запасах к конкретному месторождению, то есть сдвинуть прирост запасов к дате первоначального открытия.

В нашем гипотетическом сценарии с Весёлым, геологи бы взяли данные из отчёта компании «Весёлая Нефть» 1970 года и сдвинули бы их к дате открытия – 1960. В 1980 процедуру пришлось бы повторить, ещё добавив к остаточным запасам значение накопленной добычи.

## Представим оценки Кэмпбелла и Лагеррера программой **Chapter 14\Graph\_02\_Oil\_Reserves.py**

Оценка начальных извлекаемых запасов сырой нефти



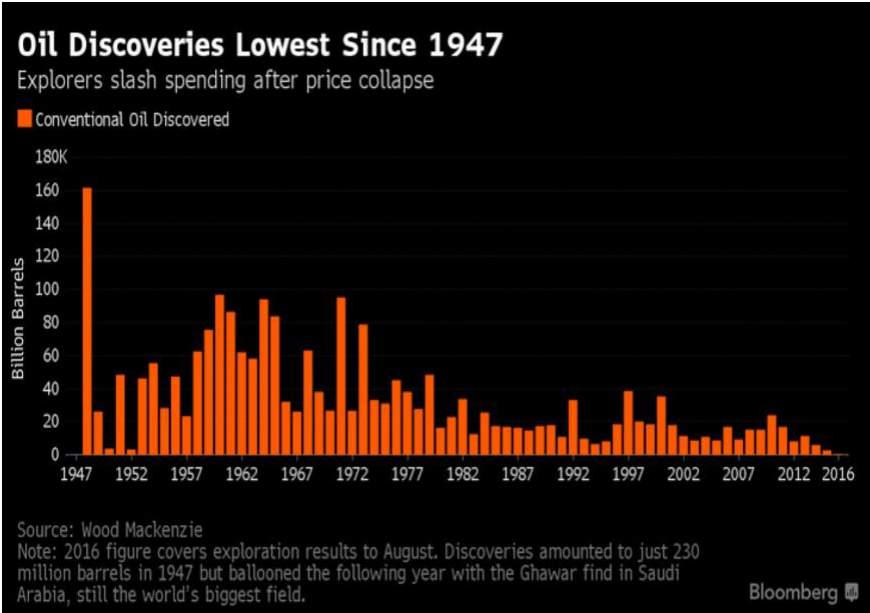
Зелёные кривые построены по базам данных «Petroconsultants» / «IHS», красные – по данным национальных агентств и нефтяных компаний (их суммируют в отчётах «BP» и EIA, а также в журнале «Oil and Gas»).

Наблюдаем интересную картину: вплоть до 1995 года подтвержденные запасы 1P были, как и положено, ниже, чем оценка 2P Кэмпбелла и Лагеррера. Первый крупный бросок к северу красная кривая сделала в середине 1980-х, во время инициированной ОПЕК «гонки за квотами», что мы обсуждали в главе 9. Затем, в 2000-х, к запасам 1P был добавлен природный битум Канады и сверхтяжёлая нефть Венесуэлы. Одновременно из остаточных запасов

<sup>188</sup> В 1996 году «Petroconsultants» была приобретена «IHS» – компанией в области финансовых рисков, а та в 2016 слилась с компанией «Markit». Насколько известно автору, базы данных теперь лишь для внутреннего использования. За большие деньги можете заказать себе отчёт по конкретному бассейну, где будет много умных слов и ноль данных: <https://www.ihs.com/products/upstream-oil-gas.html>

ежегодно «забывали» отнимать кумулятивную добычу ОПЕК с 1980 года – около 38 млрд тонн. Всего «бумажных» (то есть политически обоснованных) запасов в оценке EIA – порядка 120 млрд тонн, или около 30%. Надо сказать, что одновременно с раздуванием запасов ОПЕК и Канады потихоньку шло списание «подтверждённых запасов» в Европе. После скандала с запасами «Шелл» из отчётов бесследно испарилось до 20 млрд тонн нефти.

В 1998 Кэмпбелл и Лагеррер отмечали, что открытие новых запасов нефти замедлилось. Ниже приводится график от влиятельного энергетического агентства «Wood Mackenzie». Заметим, что здесь не использовали метод «сдвига по дате», оттого «открытия» включают также обновление данных во время разработки уже открытых месторождений.



Всего, по мнению агентства, с 1947 по 2016 годы открыто 297 млрд тонн «классической» нефти – величина соответствует оценке USGS 1991 года. Конечно, геологическая удача – штука переменчивая, оттого год на год не приходится, и данные прыгают вверх-вниз. Удобнее разбить, по советской традиции, на пятилетки:

Прирост запасов без сдвига ко времени открытия (Wood Mackenzie)

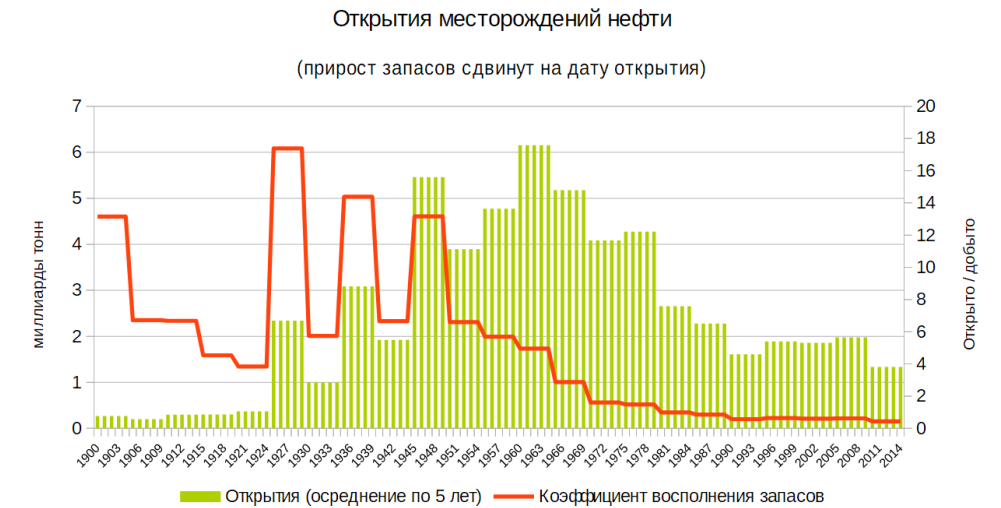
Годы	Млрд т	Годы	Млрд т	Годы	Млрд т
1947-1950	25.4	1971-1975	34.9	1996-2000	16.8
1951-1955	23.7	1976-1980	22.8	2001-2005	7.4
1956-1960	40.3	1981-1985	14.5	2006-2010	10.1
1961-1965	50.7	1986-1990	10.9	2011-2015	5.8
1966-1970	24.1	1991-1995	8.8	2016	0.8

Сразу после статьи Хабберта геологи будто сговорились его, беднягу, опровергнуть. С 1956 по 1965 годы открыто 91 млрд тонн! В среднем по 9 млрд тонн в год открытий, причём добывали тогда существенно менее 1 млрд тонн ежегодно. «Коэффициент восполнения запасов», то есть отношение открытого к добытому, превышал 10. А вот далее процесс открытий замедлился, и ко второй декаде XXI века мы имеем антирекорд 2011-2015 годов: открыто 5.8 млрд тонн, а добыто суммарно за 5 лет 15.6 млрд тонн сырой нефти, то есть коэффициент восполнения 0.37. Притом, происходил обвал открытий на фоне так называемого «восстановления экономики» после GFC, при ценах нефти в окрестностях \$100 за баррель и непрерывно растущих инвестициях в нефтеразведку. В 2016 году открыто 0.8 млрд тонн, а добыто 3.2. Коэффициент восполнения – 0.25.

В статье 2014 года<sup>189</sup> Лагеррер приводит данные по восполнению запасов со сдвигом на дату открытия месторождений.

Прирост запасов (2Р) со сдвигом ко времени открытия (Лагеррер, 2014)

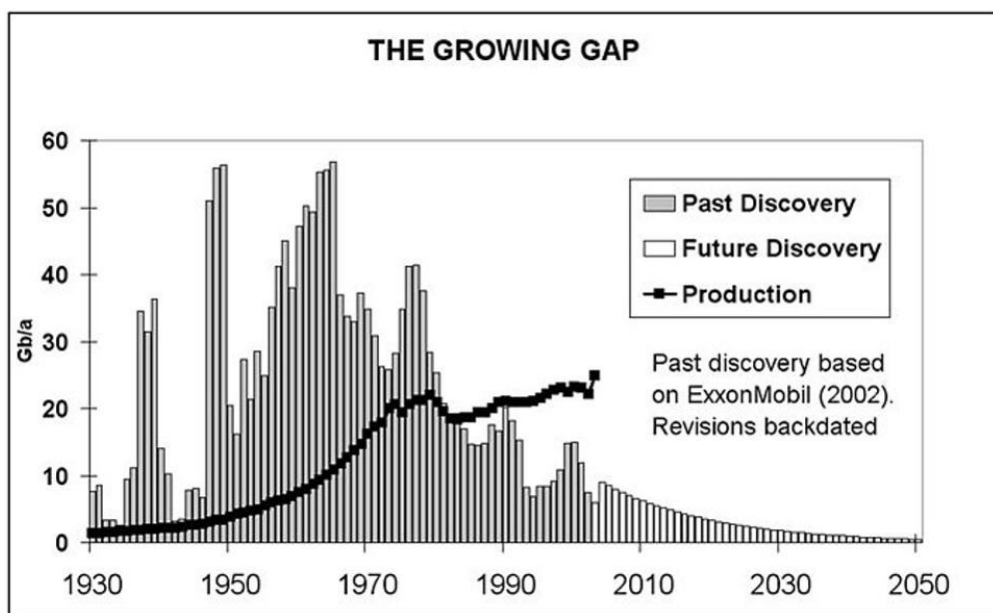
Годы	Млрд т/год	Годы	Млрд т/год	Годы	Млрд т/год
1900-1904	0.3	1940-1944	1.9	1980-1984	2.7
1905-1909	0.2	1945-1949	5.5	1985-1989	2.3
1910-1914	0.3	1950-1954	3.9	1990-1994	1.6
1915-1919	0.3	1955-1959	4.8	1995-1999	1.9
1920-1924	0.4	1960-1964	6.2	2000-2004	1.9
1925-1929	2.3	1965-1969	5.2	2005-2009	2.0
1930-1934	1.0	1970-1974	4.1	2010-2014	1.3
1935-1939	3.1	1975-1979	4.3		



189 Jean Laherrere **The end of the peak oil myth**, ASPO France, 2014  
[http://aspo france.viabloga.com/files/JL\\_MITParis2014long.pdf](http://aspo france.viabloga.com/files/JL_MITParis2014long.pdf)

Конечно, пятилетка 2010-2014 годов абсолютным антирекордом по открытиям не является. До Второй мировой войны были периоды и похуже, например, во время Великой депрессии в 1930-х, не говоря уж о 1900-х и 1910-х. Однако и добывали тогда на порядки медленнее. Коэффициент восполнения даже в самые неудачные годы ниже 2 не опускался. В 1980-1984 коэффициент восполнения был в точности равен 1, и с тех пор вот уже 33 года человечество находит меньше, чем добывает. В пятилетку 2010-2014 годов на каждый извлечённый баррель нефти приходилось всего 0.43 барреля найденных. Причём, добытые – это точно ( $\pm 5\%$ ), а открытые – это оценка 2Р, то есть с вероятностью 50% их там может и не быть.

Независимо от Лагеррера, оценивавшего запасы 2Р, по базе данных компании «Эксон-Мобил» можно оценить запасы 1Р (то, что есть с вероятностью 90%). Применяя ту же методику сдвига на дату открытия, получается 240 млрд тонн открытий с 1930 по 2002 годы, с вероятным приростом ещё 20 млрд тонн до 2050 года. Эта оценка на 140 млрд тонн ниже, чем опубликованная «BP» в 2018 году оценка 1Р. Вспомним, однако, что оценка «BP» включает 51 млрд тонн битума и сверхтяжёлой нефти, а также фиктивные запасы ОПЕК, в сумме около 120 млрд тонн. Если очистить запасы «BP» от откровенной лжи, получится 280 млрд тонн «BP» против 260 млрд тонн «Эксон-Мобил» – величины вполне сравнимые.



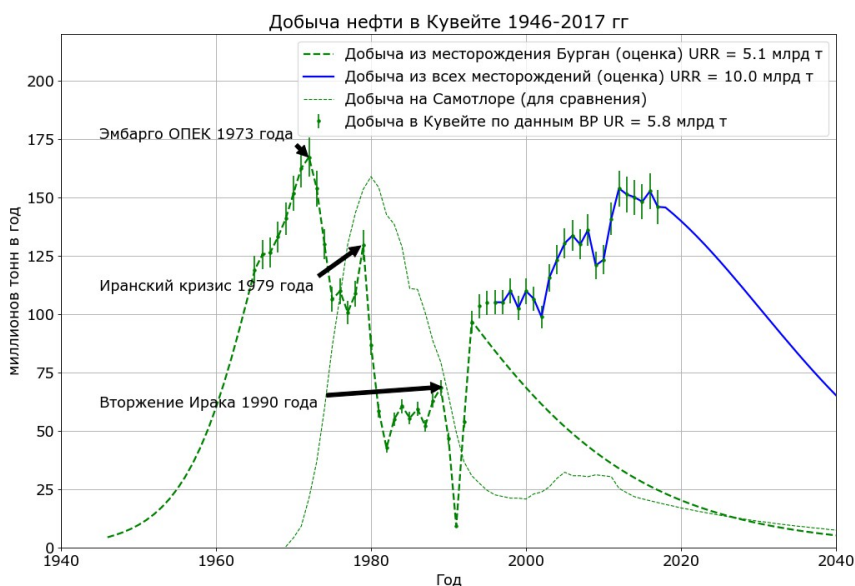
Если принять оценку Лагеррера, на Земле было  $300 \pm 50$  млрд тонн извлекаемой нефти, то есть начальная плотность запасов от 1'900 до 2'600 toe/км<sup>2</sup>. Посмотрим, как эти величины соответствуют данным по отдельным странам.

Самая высокая плотность начальных извлекаемых... вы ожидаете: «в Саудовской Аравии»? Ошибаетесь. Кувейт занимает площадь (с



территориальными водами в Персидском Заливе) 17.8 тыс км<sup>2</sup>, население на 2017 год – как 1/3 Москвы – 4 млн человек. Впрочем, как в Москве есть гастарбайтеры, так и в Кувейте, сколько точно – неизвестно. На территории Кувейта расположено второе по величине месторождение нефти (и самое крупное в песчаниках) – Бурган, открытое в 1938 году. Добычу начала через 8 лет британская компания «Кувейт Ойл», национализированная правительством Кувейта в 1975.

Бурган, совместно с двумя месторождениями – спутниками: Магва и Ахмади, занимает площадь 820 км<sup>2</sup>. По заверениям правительства Кувейта, в Бургане было до 12 млрд тонн извлекаемых запасов. На самом деле числа наверняка скромнее, а 12 млрд – не извлекаемые, а геологические запасы. Как плохому танцору, Кувейту что-то мешало добывать. То эмбарго ОПЕК 1973 года, то Иранский кризис 1979, то вторжение Саддама Хусейна в 1990. Позже мы сравним кривую добычи с лидером ОПЕК Саудовской Аравией.

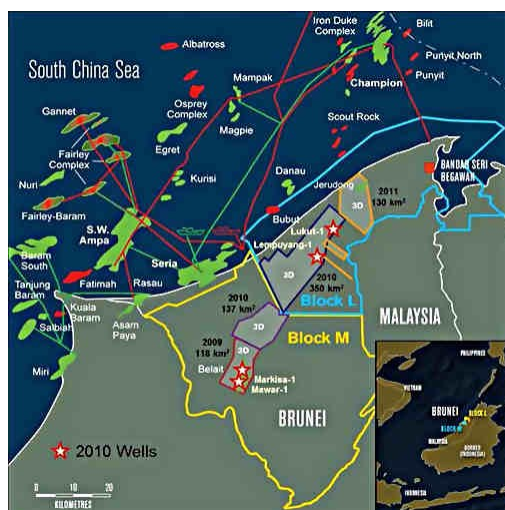


Добыча из Бургана сильно напоминает Самотлор, а начальные извлекаемые запасы порядка 5.1 млрд тонн, что даёт реалистичный  $КИН_t = 5.1/12 = 43\%$ . Точнее не знает никто, так как текущие запасы Кувейта – тайна ещё бóльшая, чем запасы Саудовской Аравии. В 1983 году – во время «гонки за квотами» – Кувейт «нечаянно» увеличил извлекаемые запасы 1Р на 33 млрд баррелей (4.5 млрд тонн). Отчёт «ВР» с 2004 года неуклонно показывает константу 101.5 млрд баррелей (13.7 млрд тонн) оставшихся извлекаемых, несмотря на то, что новых месторождений не найдено, а запасы с 2004 года должны были уменьшиться как минимум на 1.5 млрд тонн.

Конечно, у Бургана помимо Магвы и Ахмади существует ещё куча «дальних спутников»: Ратха, Абдулия, Медина, Минариш, Сабрия... Каждое из этих

месторождений – тоже крупное. На каждом квадратном километре Бургана – 6.3 млн тонн извлекаемой нефти (для сравнения, на Самотлоре – 1.8). К 2017 году кумулятивная добыча Кувейта составляет 6.47 млрд тонн, а с квадратного километра страны и территориальных вод – 360'000 тонн. Ожидаемая плотность начальных извлекаемых запасов – до 550'000 toe/км<sup>2</sup>. Это, вероятно, наибольшая плотность в отдельно взятой стране.

Карликовое государство на Борнео – Бруней Даруссалам («Бруней – Обитель Мира», так-то). Единственный аэропорт, как и в Кувейте. Население 400 тыс человек. Территория, вместе с морской экономической зоной – 6 тыс км<sup>2</sup>. Нефть открыли в 1929, и с 1931 года страна произвела 504 млн тонн нефти! Добыча прошла пик в 1979 на дебите 12.74 млн тонн, но порох в пороховницах ещё имеется: остаточные извлекаемые не меньше 125 млн т. В 2017 объявили, что на глубине 4'319 м в утыкании солевого купола (диапира) обнаружена новая залежь<sup>190</sup>. Правда, новые запасы – природный газ, а не нефть. Всего же на квадратном километре территории в Брунее было более 105'000 тонн нефти и «жидкостей».



Бруней и Кувейт – исключения из правил, фактически страны-месторождения. Отметим сразу, что когда мы говорим о квадратном километре «крупного» или «крупнейшего» месторождения, речь идёт о первых миллионах тонн (на Самотлоре – 1.8 млн тонн/км<sup>2</sup>). Когда же обсуждается количество нефти на квадратном километре какой-то страны (кроме карликовых стран), речь уже о тысячах тонн, или три порядка малости. Говоря грубо, каждый квадратный километр Самотлора по извлекаемым запасам нефти превосходит тысячу квадратных километров условно-средней Московской области.

Саудовская Аравия – страна, где находится самое большое на сегодняшний день месторождение нефти, открытое в 1948 году. Месторождение Гавар имеет площадь 7'450 км<sup>2</sup> (как четыре с четвертинкой Самотлора, но всего

190 Скачано 27 июля 2017 г: <https://borneobulletin.com.bn/bsp-finds-oil-lumut/>

0.33% площади Саудовской Аравии).



Заметим, что эмбарго 1973 года не привело, в отличие от Кувейта, к сокращению добычи на 40% от уровня 1972 года, совсем наоборот, сразу после каждой заварушки добыча Саудовской Аравии слегка увеличивалась.

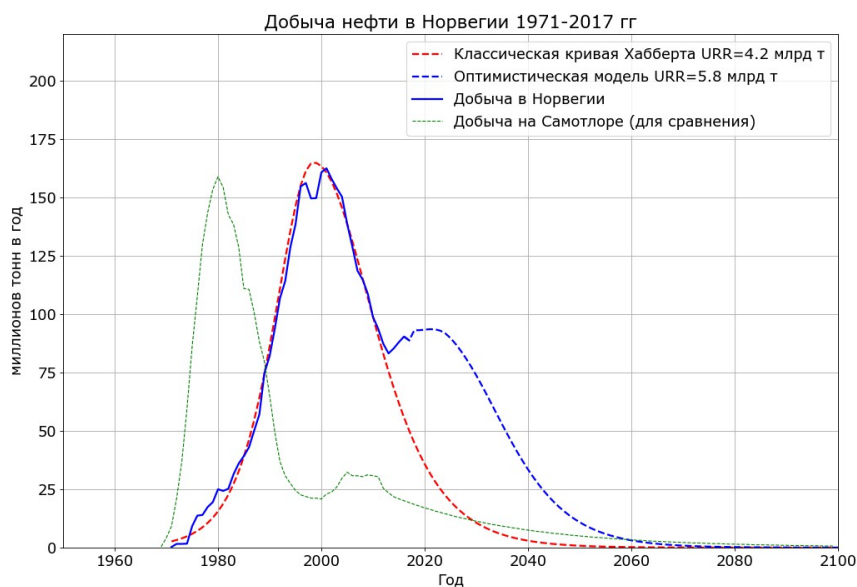


По заверениям «Сауди Арамко», до начала добычи в Гаваре было не меньше 13'500 млн т извлекаемых запасов (тоже четыре с четвертинкой Самотлора), значит, на каждом квадратном километре – те же 1.8 млн тонн нефти и

«жидкостей». Правда, в 2005 году крупный нефтяной финансист Мэтью Р. Симмонс выпустил книгу *«Закат в пустыне»* [28], где оценивал начальные извлекаемые Гавара несколько ниже: 10'400 млн т, или 1.4 млн тонн на км<sup>2</sup>. Площадь всей Саудовской Аравии, вместе с принадлежащими ей участками Персидского Залива и Красного моря – 2'260 тыс км<sup>2</sup>, то есть около 1.3% общей площади суши и континентального шельфа Земли. К 2016 году накопленная добыча нефти и «жидкостей» составила 21'500±1'500 млн тонн (как восемь Самотлоров), или 9'500 toe/км<sup>2</sup>.

Режим в стране хоть и тоталитарный, но геологам и буровикам в пустыне всегда обеспечивал комфорт и личную безопасность, оттого геологическая изученность «весьма детальная». Про остаточные извлекаемые запасы всей страны данные противоречивы. Многие западные эксперты, в том числе упомянутые выше М.Симмонс, К.Кемпбелл и Ж.Лагеррер, считают, что официальные числа – туфта от слова «полная». Даже «BP» в своих годовых статистических отчётах от них уже отрешивается мелким юридическим шрифтом: мол, нам такие циферки дали, мы не виноваты. По отчёту «BP» 2018 года в стране к 2016 году осталось 36.6 млрд тонн, а начальная плотность запасов – 26'000±10'000 toe/км<sup>2</sup>.

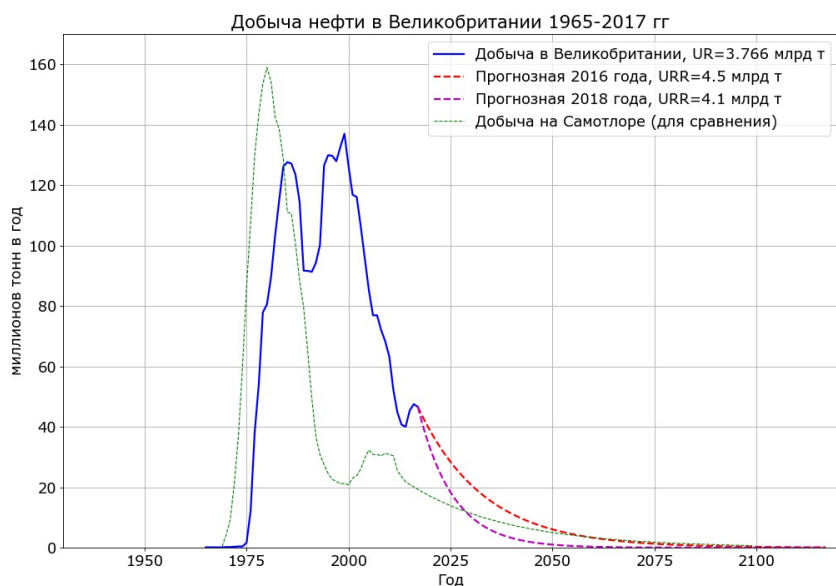
Норвегия озаботилась нефтью в 1963 году, однако первого открытия пришлось ждать до августа 1969, а первая промышленная нефть была получена в 1971. Территория с участками Северного моря (но без пока не исследованной Арктики) 324.8 тыс км<sup>2</sup>.



На веб-страницах по Пикау Нефти любят рисовать Норвегию: кривая добычи отлично укладывалась в классическую хаббертиану. Однако примерно с 2014 года суровые норвежские парни стали заявлять, что им удастся вытянуть

«полочку» добычи до 2025-2027 годов, а график получится похожим на кривую добычи Самотлора. Начальная плотность запасов в Норвегии – от 13'000 до 19'000 toe/км<sup>2</sup>.

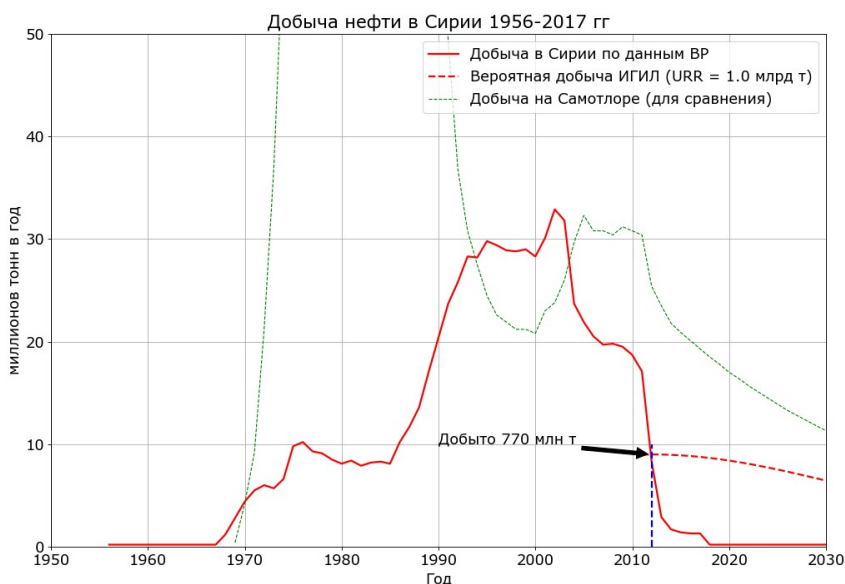
Великобритания начала добычу собственной нефти на шельфе Северного моря в 1970 г (до того добывали на суше менее 0.1 млн т в год). К 2017 году накопленная добыча составила 3'766±190 млн тонн – вся страна как 1.4 начальных запасов Самотлора. Остаточные извлекаемые запасы «BP» в 2016 были 740 млн т (вся страна как 1.25 остаточного Самотлора), а в 2018 году «BP» уже показывает 300 млн тонн. Территория, вместе с площадями континентального шельфа Северного моря – 242.5 тыс км<sup>2</sup>. На квадратный километр территории приходилось от 17'000 до 18'000 тонн нефти и конденсата. Геологическая изученность также «весьма детальная» по всей территории, включая морские месторождения, и вряд ли что-то существенное будет открыто.



Сирийская Арабская Республика в последнее время у всех на слуху. Территория 185.2 тыс км<sup>2</sup> (=106 площадей Самотлора). Население в 2013 году – около 17 млн, в 2018, похоже, на восемь миллионов меньше – из-за беженцев. Нефть искали ещё французы, начиная с 1933 года. Страна граничит с Ираком, Турцией и Иорданией, Саудовская Аравия – буквально через дорогу. Нашли, однако, на десять лет позже, чем в Аравии, а добывать в ограниченных количествах начали лишь с 1956 года. Реальная добыча началась в 1968, когда достроили нефтепровод к Средиземному морю. Добыча прошла пик в 32 млн тонн в год в 2002-2003 годах. Тогда в Багдаде Дамаске было всё спокойно, а молодой доктор-окулист Башар Асад только что унаследовал сотни миллионы нефти от папочки. Затем всего за десятилетие добыча упала до 8.3 млн тонн в год.

Кто-то винит происки Запада, но на самом деле – нормальное снижение добычи по 8-12% годовых. К тому времени накопленная добыча страны составила 770 млн т (четвертушка Самотлора), то есть 4'000 т на квадратный километр. То, что происходило после 2012, описывается не геологией, а социологией: так как миллионов тонн стало меньше, чем миллионов людей, на душу населения стало получаться по 600 литров нефти, а это всего три с половиной барреля. Даже рекордные цены по \$120 за бочку приносили на душу населения всего по доллару и пятнадцать центов в сутки, а это хуже, чем в Индии. Закупать продовольствие стало не на что, и страна мгновенно развалилась. Дальнейший обвал статистики добычи связан, скорее всего, с тем, что полевые командиры нефть кое-как добывают – и отправляют в Саудовскую Аравию или Турцию.

Теории конспирологов, что демпинговые цены ИГИЛ (нет, я не пропагандирую!) обвалили цену нефти в 2014 году, не принимаются. Даже если Сирия нелегально отправляет 8 млн тонн в год, это всего лишь 1.3% от добычи Саудовской Аравии и 0.2% от мировой, а наживаются на этих жалких процентах разве что перекупщики.



В 2010 г остаточные извлекаемые Сирии оценивались в 200-300 млн т, значит, на квадратный километр максимум 5'700 тонн. Вполне нормальный показатель для страны, где 25% территории – базальты и вулканиты. Надежды, что страна восстановит добычу до былых 30 млн т, есть лишь у продвинутых мерчендайзеров «Мак-Доналдса». Геологи полагают, что если выгнать ИГИЛ и стабилизировать обстановку, удастся добывать на уровне собственного потребления – по 8-12 млн т в год – ещё примерно 15 лет (что сирийцы дальше будут делать, политиков мало волнует), а экспортный потенциал исчерпан. Война в Сирии ведётся не за нефть, а за контроль над территориями её

соседей. Как вариант, полевые командиры снова подымут голову, захватят часть месторождений и продолжат добывать хищническими методами по 2-3 млн т ежегодно, загубив месторождения в ноль. Тогда нефти тоже хватит лет на десять. Но с точки зрения начальных запасов – исход одинаков.

Соединённые Штаты Америки мы подробно разбирали в главах 10 и 11. Новомодные «сланцевые» нефть и газ там добывают с 1821 года, и на 200 лет – до 2021 – их железобетонно хватит (журналистов не обманули!) А если серьёзно, США ведут официальную статистику добычи нефти и жидкостей с 1859 года. При общей территории (включая континентальный шельф) 10'320 тыс км<sup>2</sup>, страна занимает 5.7% площади суши и шельфа Земли, при этом геологическая изученность – от «весьма детальной» на всей территории «нижних 48 штатов» до «обзорной» – в арктическом поясе Аляски. Правительство страны никогда не препятствовало развитию нефтяной промышленности<sup>191</sup>. В нефтяную эру Штаты вступили одновременно с Российской Империей, но по предприимчивости рвут как тузик грелку: при вдвое меньшей территории добыли 33'970±3'400 млн тонн нефти и «жидкостей», правда из последних 4.7 млрд тонн NGPL и «прочих», включая «лёгкую нефть из низкопроницаемых пород» (LTO, light tight oil). В 2017 году общее производство нефти и «жидкостей» на квадратный километр – 3'290 тонн. Официальные запасы 1P по данным USGS – 6 млрд тонн, значит, с вероятностью 90% через 10-12 лет «сланцевая революция» окончательно накроется медным тазом, а начальные извлекаемые запасы на территории страны – 3'900±400 toe/км<sup>2</sup>.

Всем перечисленным выше странам с нефтью повезло (хотя не обязательно в политике везёт). Теперь рассмотрим с противоположной стороны спектра.

Типичным представителем стран, которым с нефтью совсем не повезло, является Мадагаскар. В отличие от живущих на материке зулусов, островитяне к иностранцам доброжелательны. При площади 587 тыс км<sup>2</sup>, геологическая изученность острова – от «детальной» до «весьма детальной»: найдены и добываются драгоценные и полудрагоценные камни, хромиты, графит. Однако несмотря на поиски частных «Шелл» и «Тоталь», а потом и на деньги правительства, нефти не найдено совсем. Восточная и центральная части острова сложены докембрийскими породами, с обширными интрузиями базальтов.

Аналогично состояние дел в Финляндии и Швеции. Кто сказал: «нефть из мантии?» Мы разбирали такую воображаемую нефть астрофизика Томаса Голда в главе 6. Швеция, при территории, вместе с куском Балтийского моря, в 450.2 тыс км<sup>2</sup> – прекратила добычу в 1996 году, добыв с каждого квадратного километра территории не более 0.5 т (!) углеводородного топлива. Впрочем, 500 кг – гораздо больше, чем в соседней Финляндии, а геология – одинаковая. Вообще в полном списке стран, которые нефть не нашли, или нашли так мало,

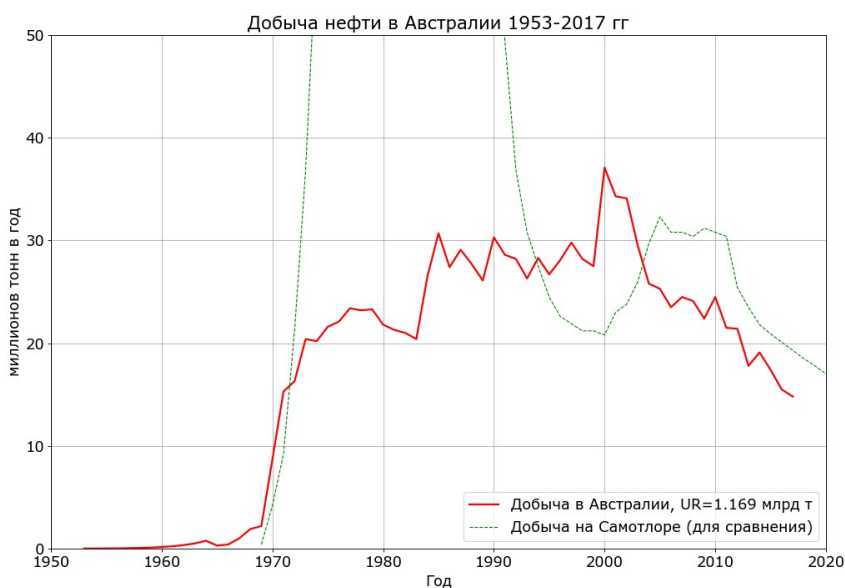
---

191 Исключение составляют разве что квоты на добычу нефти в Техасе 1930-1937 гг, да запрет в 1947 г добывать нефть, сбрасывая газ на факел. Впрочем, подобные запреты не являются непреодолимыми.



что добыча уже прекратилась, – 82 страны и территории с общей площадью (включая шельф) 31.9 млн км<sup>2</sup> или 21% площади суши и шельфа. Правда, там есть страны из шуточного «списка Чуковского» (того самого, куда белым детям ни за что на свете гулять не рекомендуется): Ботсвана, Буркина-Фасо, и так далее. Но и вполне цивилизованные страны присутствуют: Армения, Багамы, Бельгия... Единственная относительно цивилизованная страна, где пока есть надежда найти нефть – Кипр. Про него газеты регулярно пишут, что вот уже почти нашли нефть... облом! Кроме газа в месторождении Афродита, ничего не находится<sup>192</sup>.

Ещё 66 стран, занимающие площадь 50 млн км<sup>2</sup> или 33% от суши и шельфа, нефть нашли, но суммарно прошли пик добычи в 1998 году и с тех пор добыча снижается по 1.6% в год. В этой группе и упомянутые выше Кувейт, Бруней, Норвегия, Великобритания и Сирия, и несколько стран из «списка Чуковского»: Чад, Нигерия, Йемен, и – внезапно – (уже!) Венесуэла. А вот цивилизованные, кому не повезло с запасами:



Типичная, причём самая большая по размеру, страна-неудачница из второго списка – Австралия. С момента заселения войн на своей территории не вела, зато вела геологоразведку. Изученность варьирует от «весьма детальной» в прибрежных районах до «детальной» и «частичной» на так называемых «задворках» (outback). Данные – по закону – находятся в открытом доступе. Иди в архив, плати за пользование шесть долларов – и ищи свои сейсмопрофили или каротажные диаграммы хоть целый день. Каталоги компьютеризированы, искать нетрудно. Старинная, но годная 2D-сейсмика есть практически везде. В Австралии обнаружены значительные запасы

<sup>192</sup> Газ в Афродите кот накал, причём «блок 12» является частью израильского месторождения Левиафан; предсказываю, что эта зона Средиземного моря скоро станет спорной территорией.



железных руд, цветных металлов, угля, урана, природного газа; лишь с нефтью не повезло. Хотя нефть искали активно – и нашли в 1912 году, с момента начала промышленной добычи в 1953 получено всего 1'169 млн тонн, в основном на шельфе Западной Австралии, и сейчас добыча уже снижается. Площадь континента вместе с шельфом – 7'692.0 тыс км<sup>2</sup>, с каждого «квадратика» территории добыли пока всего лишь 150 тонн нефти и «жидкостей», и вряд ли это число превысит 250.

В Новой Зеландии маори геологией не занимались, так как воевали друг с другом. Однако уже в середине позапрошлого века их помирили. Нефть открылась в 1865 году – месторождение Мауи недалеко от городка Нью-Плимут. С тех пор по всей стране добыто 110-120 млн т нефти и жидкостей (как одна годовая добыча Самотлора в 1986 году, ага) и осталось вроде бы около 20 млн т извлекаемых<sup>193</sup>. В 2016 году Новая Зеландия добыла, по данным EIA, 1.7 млн т нефти, обеспечив 25% потребности страны. Новая Зеландия при этом экспортирует нефть в Сингапур и Австралию. Обратно везут бензин, авиационный керосин, масла, дизтопливо. Последний крупный нефтеперегонный завод – в том же Нью-Плимуте – в 1972 году закрылся.

График добычи Новой Зеландии похож на верблюда с «горбами» по 3.0 млн тонн в 1997 и 2009 годах. Второй «горб» – когда австрийская компания «OMV» купила старинный – 1965 года постройки – танкер «Афрамекс» и переделала его в плавучее хранилище нефти (FPSO) на месторождении Маари, в 80 морских милях (145 км) от берега. Теперь танкер носит гордое королевское имя «Рароа». Добыча – подводная. С морского дна на глубине 50-75 м к «Рароа» идут гибкие трубы; головки скважин обслуживаются подводными роботами. Ажурная конструкция на борту судна – не буровая вышка, а факельная горелка для сброса попутного газа.

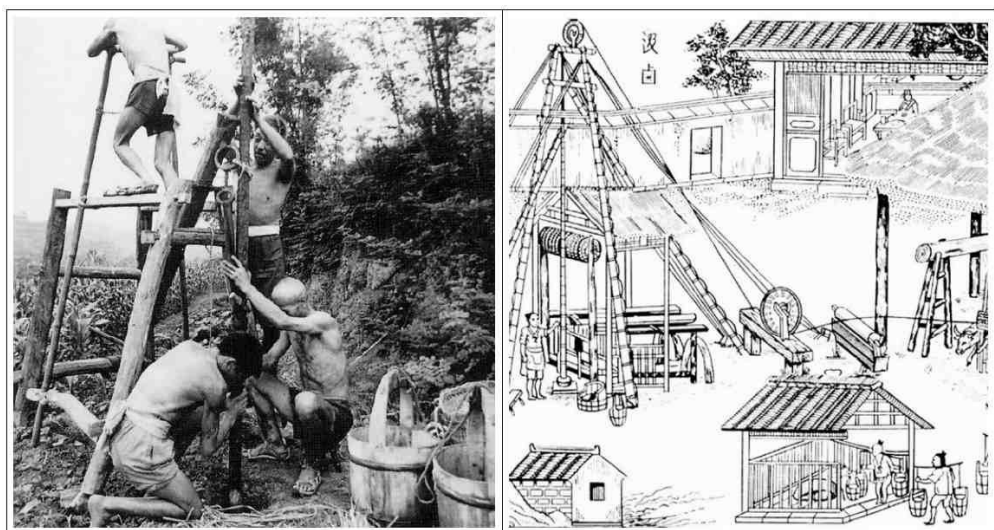


Нефть Таранаки-Маари выходит золотой. Прокладывать по дну трубы и вести добычу с морских платформ в Новой Зеландии ещё дороже, так как там трясёт сильнее, чем даже в Японии; платформы потребовались бы сейсмостойкие. С 2009 года добыча неуклонно снижается – в среднем по 6.5% в год, однако изучают и бурят довольно активно, например, «Ройал Датч Шелл» и та же

193 Викиложцы в качестве «оставшейся» называют годовую добычу 2015 г. Ошиблись на порядок.

«ОМВ». Изученность территории и шельфа – «детальная», до «весьма детальной» на Северном Острове. Общая территория, включая шельф, – 270.5 тыс км<sup>2</sup>. На одном квадрате территории (до начала добычи) – 425 т нефти и жидкостей.

В КНР накопленная добыча с 1965 по 2017 годы составляет 6'885 млн тонн (чуть больше, чем два полных Самотлора). На квадратный километр территории получается 700 тонн. Пик добычи нефти и конденсата вроде бы пройден в 2015 году на уровне 214.6 млн тонн, в 2017 – всего 194.8, то есть спад по 5% годовых. Характерно, что в Китае совершенно отсутствуют сколько-нибудь крупные месторождения нефти до глубин 300-500 м, а в исторических документах обнаруживаются упоминания «нефтяных колодцев». Значит ли это, что часть нефти добыли пару тысяч лет назад? А почему нет? Вот историки-реконструкторы из 2010 года пробуют технологию империи Сун (960-1279 нашей эры).



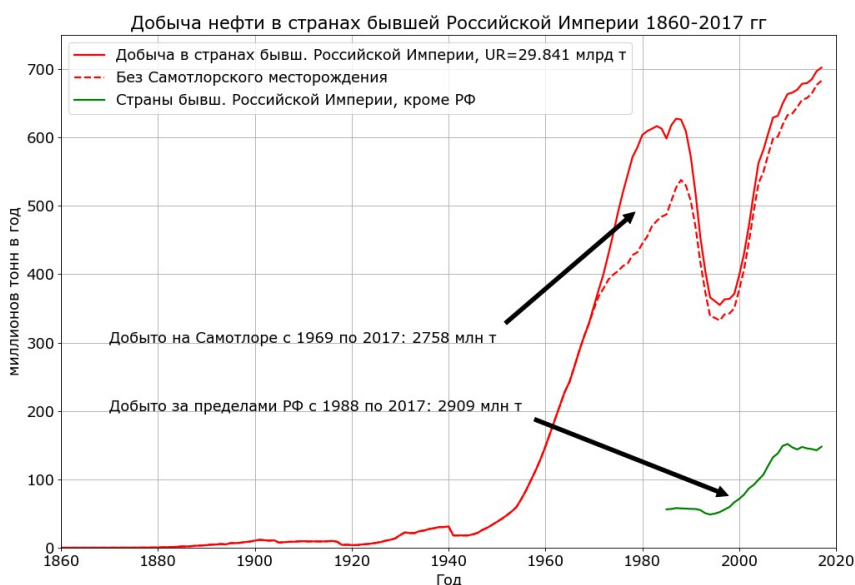
Отчего основанная в 1956 г «ОМВ» ведёт разведку в Новой Зеландии, а не дома в Австрии? Оттого, что в Австро-Венгрии уже искали, там грибов нет – в переводе на геологический язык: «изученность детальная». Первая промышленная нефть – в 1837 году. Американский «полковник»<sup>194</sup> Дрейк нервно курит в сторонке от своей «первой в мире нефтяной скважины» 1858 года. В 2016 году общая накопленная добыча на территории Румынии, Австрии и Венгрии (сосчитать кусочки, отошедшие Италии, странам бывшей Югославии и Польше, не представляется возможным): около 960 млн т – как треть Самотлора. Добыча в 2016 году осталась в Венгрии – 0.65 млн т в год, и в Румынии – 3.8 млн т. Остаточные запасы оцениваются в «несколько млн тонн» в Венгрии и «не менее 80 млн т» в Румынии. Всего природа одарила

194 В армии Эдвин Лаурентин Дрейк (1819-1880) не служил ни разу. К моменту начала Гражданской войны был уже в непризывном возрасте, а прозвище «полковник» то ли присвоил себе сам, напечатав на визитке, то ли друзья помогли, адресуя письма: «Титусвилль, Пенсильвания, полковнику Дрейку».

территорию 415 тыс км<sup>2</sup> (включая кусочек акватории Чёрного моря) 2'430 тоннами нефти и конденсата на км<sup>2</sup>.

Открытие нефти в Индонезии – 1880 год. В 1897 компания «Ройал Датч» (которая ещё не «Шелл») начала добычу, а сама «Шелл» в следующем году построила порт для экспорта и нефтеперегонный завод. Всего с 1897 по 2017 год, с пятилетним перерывом на Вторую мировую, страна добыла 113% Самотлора: 3'608 млн т. Добыча прошла пик в 1991 на дебите 91 млн т и с тех пор снижается по 2.5% в год. Территория страны вместе с шельфом – 1'911 тыс км<sup>2</sup>; значит, на каждом квадратном километре, с учётом планируемой добычи до 2050 года – как в бывшей Австро-Венгрии: 2'470 тонн.

К середнячкам относится и территория стран, входивших в Российскую Империю / СССР / СНГ: пятнадцать «союзных республик», Польша и Финляндия. Зачем нужно именно так объединять? Статистические данные по добыче нефти в Российской Империи начинаются с 1860 года. Если выкинуть из статистики польских и финских товарищей, придётся отказаться от «хвоста» с 1860 по 1917 годы.



Общая территория Российской Империи 23.1 млн км<sup>2</sup>, то есть 12.8% площади земной суши (включая Антарктиду); геологическая изученность варьирует от «весьма детальной» в европейской части и на акватории Каспийского, Чёрного и Балтийского морей, до «обзорной» – на побережье Арктики и в акватории Северного Ледовитого океана. С перерывами на войны и революции, условия для работы геологов были вполне приемлемые. Не Багамы, конечно, но явно и не «список Чуковского». Суммарная накопленная добыча к 2017 г 29'840±3'000 млн т; с квадратного километра территории пока добыли по 1'160-1'420 т нефти. Для сравнения масштабов показана также добыча без

Самотлорского месторождения и добыча империи без РФ. Один Самотлор (с 1969 по 2017) – почти точный эквивалент «четырнадцати некогда союзных» и Польши с 1988 по 2017 гг.

Запасы по данным «ВР» 2018 года в России – 14.5 млрд тонн, в «14 союзных» суммарно – 5.2 млрд тонн (из них 3.9 в Казахстане), в Польше – существенно менее 0.1 млрд, в Финляндии – нет. Если принять эти данные за основу, то начальная плотность извлекаемых запасов нефти в Российской Империи –  $2'200 \pm 300 \text{ toe/км}^2$ , то есть в пределах всепланетного среднего, посчитанного по оценке Лагеррера. Проект «Стратегии развития минерально-сырьевой базы РФ до 2030 г» указывает запасы нефти по категориям А+В+С<sub>1</sub> «свыше 18.0 млрд тонн» (из них 12 млрд – трудноизвлекаемые)<sup>195</sup>. Там же указано:

*В России ежегодно добывается около 500 млн т нефти [В рамках данной Стратегии нефть рассматривается без конденсата, так как запасы и ресурсы конденсата связаны с месторождениями свободного газа. А с нефтью связаны запасы и ресурсы растворенного газа, сырьевая база которого будет развиваться параллельно с МСБ нефти.]; обеспеченность добычи разведанными запасами разрабатываемых месторождений составляет 35-36 лет, однако обеспеченность добычи без учета ТриЗ нефти составляет не более 20 лет [М.Я.:  $6/0.5=12$ . Всяко меньше 20 лет]. Степень выработанности разведанных запасов достигает 55%, степень разведанности начальных суммарных ресурсов – 46%, то есть в России еще могут быть выявлены сотни новых месторождений нефти, в том числе десятки крупных. В последние годы запасы нефти в России стабильно растут, но основной прирост идет не за счет открытия новых месторождений, а за счет доразведки обрабатываемых объектов и внедрения современных технологий добычи, что позволяет существенно увеличить коэффициент извлечения нефти [М.Я.: То есть тот же процесс, что и в США на месторождениях «как-бы сланцевой»]. При нынешнем состоянии МСБ, без вовлечения в обработку ТриЗ нефти, удержать достигнутый уровень добычи в период после 2020 г. будет практически невозможно, поэтому нефть относится к числу недостаточно обеспеченных запасами полезных ископаемых.*

Если заменить 14.5 млрд тонн (1Р) из отчёта «ВР» на оптимистические 18 млрд т (примерно 2Р), получится плотность начальных извлекаемых  $2'300 \text{ toe/км}^2$ , то есть в точности мировое среднее Лагеррера. Было бы странно, если бы шестая часть не покрытой ледниками земной суши не попала по статистике на медиану! В России, вне всякого сомнения, будут ещё открыты сотни мелких месторождений нефти, но существование на суше неоткрытых крупных довольно маловероятно. Крупные могут найтись на арктическом шельфе, но они требуют вложений не только несоизмеримо большего капитала, чем на суше, но и времени. Если от утверждения проекта арктической добычной платформы до начала добычи прошло 15 лет – у нефтяников называется «ускорение по-полной». А на суше «сланцевая революция», то есть «бурим, детка, бурим» на трудноизвлекаемых залежах в России идёт полным ходом. Можно даже поспорить, кто начал раньше – Россия или США. Во всяком случае, в 1998 году на месторождениях «Юкоса» уже вовсю рвали.

Полный список стран по критерию «пика нефти» по состоянию на 2017 год представлен в Приложении VI. В этом году в хвосте таблицы, где пик пока не пройден, – 9 счастливчиков: Боливия, Бразилия, Гана, Ирак, Казахстан, Конго, Оман, Польша и Суринам. Они занимают 9.4% суши и шельфа, обеспечивая 13.4% мировой нефтедобычи, притом в них проживает 4.8% населения

<sup>195</sup> «СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ до 2030 года», Москва, 2016, стр. 8.

планеты. Впрочем, реально крупных игроков в девятке всего четыре: Бразилия (133.1 млн тонн нефти и лицензионного конденсата в год), Ирак (226.7 млн тонн), Казахстан (90.2 млн тонн) и Оман (49.3 млн тонн). Польша и Суринам – просто всплеск на статистике, с добычей порядка 1 млн тонн в год в каждой из стран.

Конечно, лидеры списка ещё несколько раз поменяются. У Соединённых Штатов, прошедших пик в 1970 году, и у России (с пиком в 2016) есть реальные шансы на год-два побить собственные рекорды. Однако уже в 2020 побивать можно будет лишь за счёт массивированного бурения сотен тысяч новых «сланцевых» / «ТриЗовых» скважин. Да ведь побитие рекордов – не самоцель. Зададимся лучше вопросом, долго ли удастся удерживать добычу на рекордных отметках более 500 млн т в год.

Пик добычи природных ресурсов сам по себе не проблема. Оттого что наступил пик, не перестают ходить поезда, пахать трактора и летать ракеты. Проблемой является снижение уровня жизни после пика, а оно за неделю-другую произойти не может просто физически. Я не смог установить, кто первый запустил метафору про зеркало заднего вида, оттого использую цитату.

*...Пик нефти часто путают с прекращением добычи. Иногда возникает подозрение, что противники пика делают это нарочно: создай себе соломенное чучело, чтобы победить его в честном бою...*

*Момент прохождения пика нефти точно определить невозможно, мы увидим его последствия в зеркале заднего вида, через несколько лет после бесповоротного снижения добычи...[Раули Партанен, Харри Палохеймо, Хейкки Варис, 2014]<sup>196</sup>*

На самом деле ресурс не кончается ни за тридцать лет, ни за сто тридцать, просто душевое потребление с какого-то момента перестаёт расти, а затем начинает сокращаться пропорционально остаточным запасам. Хороший пример за пределами геологии: обвальное падение каспийской популяции осетра. Несмотря на запреты, и даже на изобретение имитационной чёрной икры «из мяса мойвы и других океанических», настоящую икру продолжают в небольших количествах добывать, и при наличии денег деликатесом можно полакомиться. Другое дело, регулярно лакомиться могут немногие.

Экономисты при этом говорят, будто «кончается спрос». Вот и колбасу в старом политическом анекдоте никто не спрашивал.

Труднее всего оценить запасы природного газа. В 1956 году Хабберт вынужден был ограничиться грубой оценкой по порядку величины:

*Так как происхождение нефти и природного газа связано с одними и теми же геологическими процессами, вероятно наиболее надёжный метод оценки запасов природного газа – из отношения кумулятивных объёмов газа и нефти в текущей добыче и подтверждённых запасах. Из-за недостаточной статистики, пока [до 1956 года] никто не делал оценок для мировых запасов газа, но про США известно, что в 1955 году добыча природного газа составила 10.1 триллионов кубических футов [286 млрд м³], а чёрной нефти без конденсата – 2.42 млрд баррелей [385 млн м³, или около 320 млн тонн]. В среднем на каждый баррель добытой нефти пришлось 4200 фт³ газа [740 м³ газа на м³ нефти или 890 м³/т].*

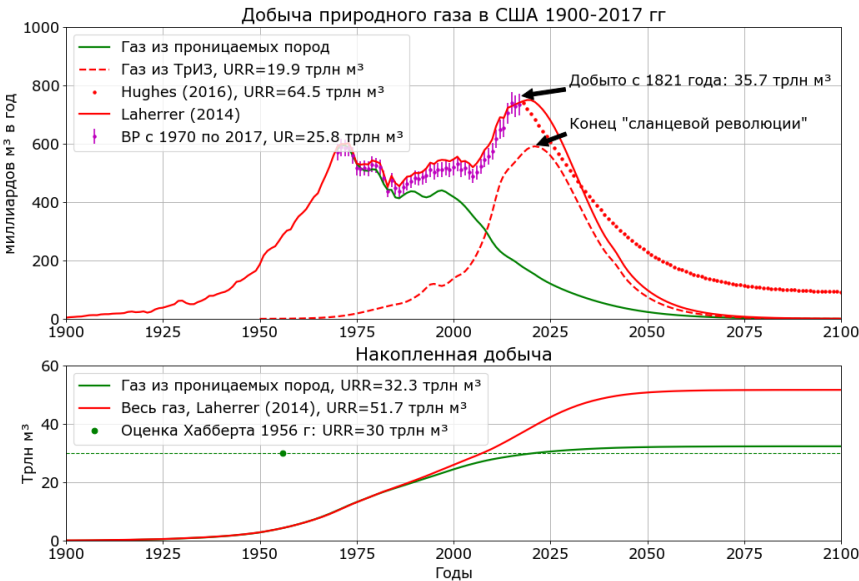
---

196 Rauli Partanen, Harri Paloheimo, and Heikki Waris, **The World After Cheap Oil**, Routledge, 2014, ISBN 1138806374

Подтверждённые запасы газа и нефти в США на 1 января 1956 года получены от Американской ассоциации производителей газа (1956) и Американского института Нефти (1956) – соответственно 224 триллиона кубических футов газа и 30.0 млрд баррелей нефти. Это позволяет оценить отношение газа к нефти в структуре запасов как 7500 фт³/баррель [1320 м³/м³ или 1590 м³/т].

[...] таким образом, остаточные запасы природного газа в США могут быть оценены между 540 и 860 триллионами кубических футов [15.3 и 24.3 трлн м³]. Большее значение, вероятно, более надёжно, так как запасы представляют гораздо более надёжную статистическую выборку. Последнее значение близко к оценке Погью и Хилла из банка «Чейз-Манхэттен»(1956) – 750 трлн фт³, и оценке Пратта(1956) – 850 трлн фт³. [19], стр 18.

Посмотрим, как оценки Хабберта ложатся на график фактической добычи в США и прогнозные значения Д.Хьюза и Ж.Лагеррера. Программа **Chapter 14\Graph\_10\_Laherrer\_US\_Gas.py**

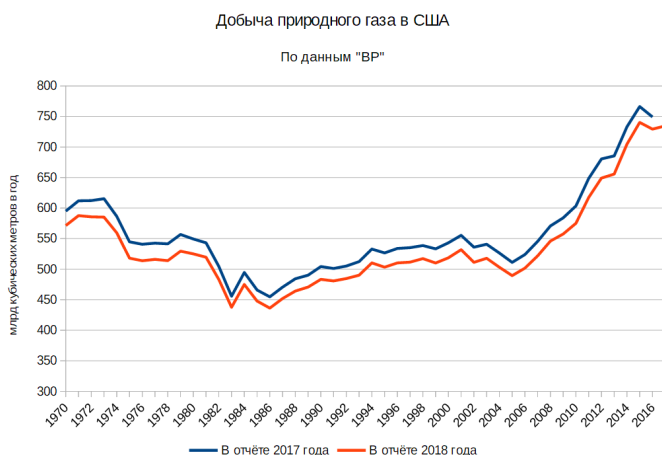


Как видим, оценка Хабберта и Пратта из далёкого 1956 года довольно близка к современной оценке запасов «традиционного» газа – 30 трлн м³ против 32.3 трлн м³. Конечно, кроме «традиционного» есть ещё и газ из ТрИЗ, он же «сланцевый». Хабберту не могло пройти в голову, что в погоне за «жидкостями» американские буровики будут добывать природный газ первичным гидроразрывом себе в убыток!

Заметим также, что в отчёте «BP» 2018 года значения годовой добычи идут на 4% ниже, чем исторические значения. Это не случайно. В 2018 Бонды, Джеймсы Бонды, пошурудили в сейфах газовых компаний, и история газодобычи США внезапно поменялась. В 2009 году аналогичный трюк был проделан с историческими данными добычи газа в РФ<sup>197</sup>. Одновременно в отчёте «BP» поменялся пересчётный коэффициент из газа в условные тонны нефти (toe). В 2017 году 1'000 кубометров газа соответствовала 0.90 toe, а в 2018 – всего 0.86. Ясное дело, лицензию на убийство правду имеют лишь

197 См. график на странице 179.

самые продвинутые агенты; всё по рецепту Дж.Оруэлла: «Кто владеет настоящим, тот владеет прошлым. Кто владеет прошлым, тот владеет будущим... Война — это мир. Свобода — рабство. Незнание — сила».



Выдвигаю предположение, что креаклов и мерчендайзеров (они глубже статистики прошлого года редко смотрят) морально готовят к глобальному пику природного газа. Плавно. По одной стране за отчёт.

Если применить подход Хабберта и посмотреть на долю природного газа, конденсата и ШФЛУ в мировой накопленной добыче, получается отношение  $(105+15+7)/169 = 0.75$  toe «газовых» на toe «нефтяных». Ну или если использовать новый, «самый более правильный» пересчётный коэффициент 0.86 вместо 0.90, то  $(100+15+7)/169 = 0.72$  toe/toe – в пределах погрешности. Тогда, вслед за Лагеррером, глобальные запасы суммы природного газа, конденсата и ШФЛУ можно оценить как  $230 \pm 40$  млрд toe, из них  $190 \pm 30$  млрд toe ( $210$  трлн  $m^3$ ) «сухого» природного газа, 28 млрд toe лицензионного конденсата и 12 млрд toe NGPL/ШФЛУ.

Плотность начальных технически извлекаемых запасов «сухого» природного газа в США варьирует от  $5.4$  млн  $m^3$  /  $4'900$  toe/ $km^2$  по оценке Лагеррера 2014 года до  $6.8$  млн  $m^3$  /  $6'000$  toe/ $km^2$  по оценке Хьюза 2016 года, что несколько превышает плотность запасов нефти ( $3'900 \pm 400$  toe/ $km^2$ ).

В относительно богатой газом Великобритании накопленная добыча с 1970 по 2017 годы –  $2'564 \pm 130$  млрд  $m^3$ , а остаточные запасы 1P, по данным «BP» 2017 и 2018 годов – менее 200 млрд  $m^3$ . Пик добычи газа случился в 2000 году на уровне 113.5 млрд  $m^3$  в год и с тех пор добыча снижалась по 5.7% в среднем за год. Вряд ли общие запасы существенно изменятся, оттого плотность начальных извлекаемых запасов «сухого» газа на территории островов –  $11.6$  млн  $m^3$  /  $10'400 \pm 1'200$  toe/ $km^2$ . Как мы считали выше, для нефти тот же показатель был порядка  $17'500$  toe/ $km^2$ .

В отчётах «BP» начальные извлекаемые запасы природного газа на Земле оценивались как показано в таблице:

Отчёт	Накопленная добыча, трлн м³	Остаточные (1P), трлн м³	Начальные извлекаемые, трлн м³	Начальные извлекаемые, млрд toe
2002 года	69.4	155.1	225	203
2017 года	113.1	186.6	300	270
2018 года	116.7	193.5	310	267

Оценка «BP» 2002 года близка к оценке Лагеррера (203 млрд toe против  $190 \pm 30$  млрд toe), а оценки 2017-2018 годов – выше на 35%. В отличие от нефти, коэффициент восполнения запасов природного газа в XXI веке оставался больше единицы: с 2002 года добыто  $47.3 \pm 2.4$  трлн м³ газа, а добавлено запасов 85.6 трлн м³, то есть в среднем за 15 лет коэффициент восполнения 1.81. Данные по регионам представлены в таблице ниже:

Регион	Добыто 2003-2017, трлн м³	Добавлено запасов 2003-2017, трлн м³	Коэффициент восполнения в среднем за 15 лет
Северная Америка	12.22	15.49	1.27
Южная Америка	2.43	3.49	1.44
Европа	4.15	2.25	0.54
Страны бывш. СССР	11.47	14.55	1.27
Ближний Восток	7.00	30.22	4.31
Африка	2.92	5.56	1.90
Азия, Австралия и Океания	7.03	14.07	2.00
<b>ВСЕГО</b>	<b>47.22</b>	<b>85.61</b>	<b>1.81</b>

Единственный регион, где находили меньше газа, чем добывали – Европа, что при детальной геологической изученности неудивительно. Добыча газа в Европе прошла пик в 2004 году на уровне 318 млрд м³ в год; единственная ещё не прошедшая пик страна – Норвегия. В 2017 Норвегия добыла 123.2 млрд м³, или половину европейского природного газа. Даже с Норвегией добыча газа в Европе падает по 2% в год. Потребление газа в Европе тоже прошло пик – 568 млрд м³ в 2010 году, и снижается по 1% в год. Типа, колбасу и икру «всё меньше спрашивают». Только вот отчего-то хотят «Северный поток» и другие трубы. Кстати, весь экспорт России 2017 года, включая Японию и страны бывшего СССР – 210 млрд м³, а импорт Европы (исключая страны бывшего Союза) – 290 млрд м³. Европа диверсифицирует поставки газа не столько из-за эмбарго и желания насолить России, сколько от appetites, падающих вдвое медленнее, чем собственная добыча.

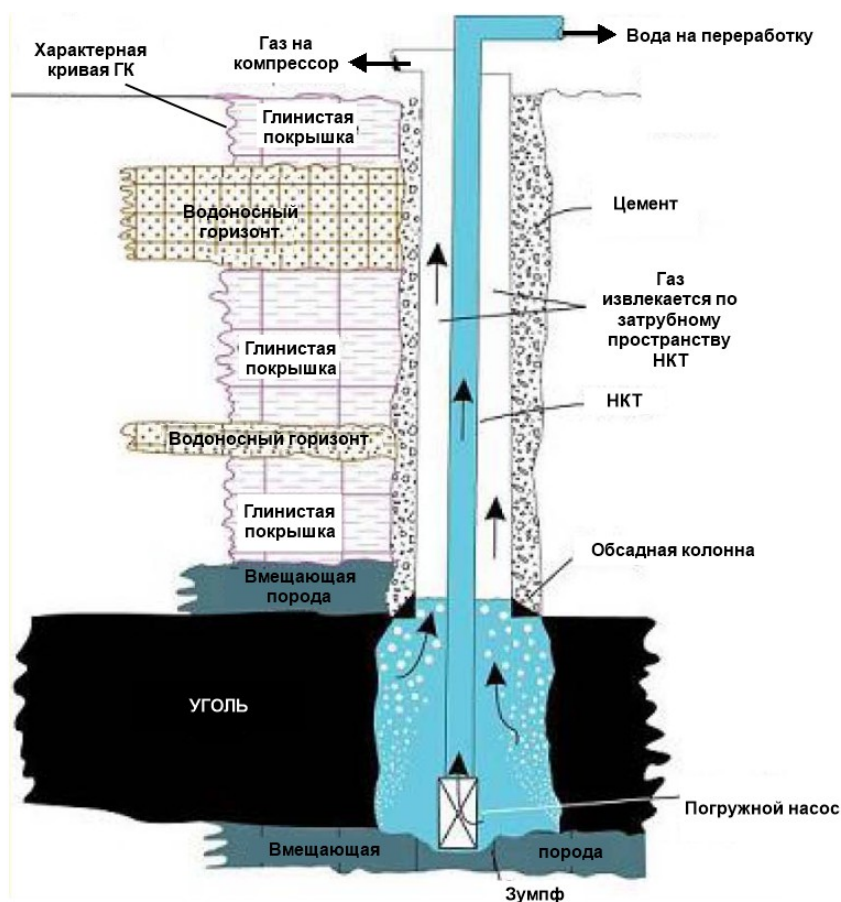


Собственные аппетиты России если не падают, то и не растут. Пик потребления природного газа был в 2011 году на уровне 435.6 млрд м<sup>3</sup>, а потребление находилось на «полочке» 420 млрд м<sup>3</sup> с 2004 года (в 2017 – 424.8 млрд м<sup>3</sup>).

Восполнение запасов газа в Северной Америке достигнуто исключительно за счёт ТриЗ («сланцевого газа»). Сейчас запасы «традиционного» газа обеспечивают не больше 40% добычи в США. Подробно прогнозы разбирались в главах 10 и 11.

Число 30.22 трлн м<sup>3</sup> для Ближнего Востока вероятно завышено на 8-10 трлн м<sup>3</sup>. Там по традиции «забывают» отнимать от запасов годовую добычу. Особенно отличились неизменными константами запасов Иран, Саудовская Аравия, Кувейт и ОАЭ. Приятное исключение – Катар.

Кроме «классического» и «сланцевого» природного газа на Земле есть газ «нетрадиционный». Источников два: «рудничный газ» (он же «метан угольных пластов») и метан-гидраты. Типичная схема добычи рудничного газа показана ниже.



Как в кружке «Умелые руки», нам потребуется четыре предмета:

- Уголь приличного качества. Чем выше ранг угля, тем больше там газа. В лигните метан тоже есть, но его на единицу площади/объёма пласта мало, оттого добывать невыгодно. В отличие от месторождений «классического» и «сланцевого» газа, метан в угле сидит не в порах, а между атомами углерода в самом угле. Выделение такого газа – процесс физико-химический, называется десорбцией и управляется законом Ленгмюра (электронщики знают этот закон под именем закона Чайлда – Ленгмюра – Богуславского или уравнения Шоттки).
- Надёжная «покрышка», то есть пласты глинистых непроницаемых пород. Если покрышки нет, газ просто убежит в атмосферу.
- Чтобы газ изначально накопился в угле (натурально, через абсорбцию) и там миллионы лет ждал хитрого геолога, необходим «мощный аквифер», то есть горизонт, способный снабжать пласт угля водой.
- Наконец, уголь должен быть трещиноватый, чтобы десорбированный газ мог найти дорогу к нашей скважине. Гидроразрыв при отсутствии естественной микроскопической трещиноватости помогает мало, так как сам по себе уголь высоких рангов плохо проницаем.

Добыча рудничного газа сложнее, чем обычного и «сланцевого». После бурения, обсаживания и цементажа скважины надо вызвать вторичную трещиноватость, то есть соединить микроскопические трещины угля трещинами большими. В США широко использовали гидроразрыв пласта, но при этом часто повреждались вышележащие водоносные горизонты, и метан, вместе с вредной химией от гидроразрыва, в них убежал. В Австралии были придуманы щадящие механические методы – расширение ствола скважины в пределах пласта до диаметра 600-1'200 мм гидравлическим андерриммером. Американская компания-изготовитель считала, что подобное невозможно, но австралийцы прикрутили аппарат к бурильной колонне «вверх ногами» и после открытия андерриммера чуть ниже подошвы пласта стали вытягивать колонну из скважины. Появился новый буровой параметр – вместо «вес на долоте» – «тяга на долоте». Специалисты уже улыбаются!

Далее в скважину спускают насосно-компрессорные трубы (НКТ) с погружным насосом. Лучше всего работают вытеснительные насосы PDP (Positive Displacement Pump). Если кто представляет, как работает турбобур, так это турбобур и есть, только повернут на 180 градусов и с поверхности его вращает – передаёт торсионное усилие – специальная штанга (вот вам и применение торсионных полей в нефтяной промышленности, хе-хе). Вода по НКТ поднимается на поверхность и идёт в отстойник. Если при строительстве скважины не делали гидроразрывов, качество воды может быть даже пригодным для сельского хозяйства (если только вода в ваших угленосных пластах не солёная). По мере откачки воды десорбированный метан находит дорогу к скважине и поднимается к устью. Здесь его приходится дополнительно сжимать компрессором, чтобы загнать в трубопровод.

Давление газа на устье – всего несколько атмосфер, а в местной газовой линии – 15 или 20.

Угля на Земле много, но далеко не везде четыре геологических условия существования рудничного газа сходятся вместе. Есть конспирологическая теория, что недавняя война в Донбассе была вызвана переоцененными запасами рудничного газа. Во всяком случае, украинские власти через «Нафтогаз Украины» и «Донецкуголь» пытались найти инвестора для геологоразведочных работ. То ли война помешала разработке, то ли геологи поняли, что условия Донбасса не соответствуют, но внезапно интерес к разработке угас, а новорожденные республики остались разгребать последствия конфликта.

Разведка рудничного газа в соседней Польше пока не дала практических результатов<sup>198</sup>. И судя по результатам предварительных исследований, больших запасов там нет.

В 2018 году активно добывают рудничный газ в Австралии и КНР, где он известен под аббревиатурой CSG (Coal Seam Gas). В США, где тот же газ называют CBM (Coal Bed Methane), разработка началась довольно бодро в начале 2000-х, но пока не взлетела. Кроме метана и углекислого газа в CBM почти ничего нет, оттого отбивать на сепараторах лицензионный конденсат и называть последний «сланцевой нефтью» никак не выходит, а добывать метан в условиях, когда рынок и так завален сухим природным газом, из которого «сланцевые» коллеги вкусяшки отбили, крайне невыгодно.

Теперь перейдём к метан-гидратам (они же метан-хелаты, они же «гидрометан», «метановый лёд», «огненный лёд» и «газогидраты»). В Интернете и прессе часто встречается, будто немереные запасы газогидратов рассыпаны по дну моря, надо только их как-то собрать. Даже в западной прессе проскакивает: «methane hydrate mining», то есть разработка гидратов шахтами (не дай бог, открытым способом). Плотность метан-гидрата при любом давлении ниже плотности дистиллированной воды: 0.92 г/см<sup>3</sup> примерно. В более плотной морской воде эти кристаллы всплывают даже быстрее обычного водяного льда! Поэтому ни на морском дне, ни в слабо консолидированных осадках гидраты долго находиться не могут. Злой дед Архимед подбивает их к всплытию и самоуничтожению. Те кусочки, которые изредка находят глубоководные аппараты, месторождениями не являются: удивляет ли вас кусок перемешенного с грязью льда, застрявший на дне лужи? Долго он ждать нас не будет.

Большинство геологов придерживаются органической теории происхождения метан-гидратов, то есть источник газа тот же, что и в «классических» и «сланцевых» месторождениях. Глубоко под землёй в породе разлагается кероген. Если кероген нагреть несколько выше 60°C, начинает образовываться нефть и немного газа. За границей около 150°C образуется в основном газ, ну

---

198 <https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-03/documents/polandprefeasibility.pdf>

и надо помнить границу «газового окна» в 225°C, за которой даже метан образуется неохотно. Образовавшись, нефть и газ медленно просачиваются вверх. Если по пути встречается пористая и проницаемая порода (например, песчаник), покрытая плохо проницаемой («покрышкой»), то нефть и газ там и остаются – образуется залежь углеводородов. Метан-гидратное месторождение – это просто такой необычный тип залежи. Если термогенный метан достигает проницаемого водонасыщенного пласта с соответствующими условиями давления и температуры, то в порах начинают образовываться кристаллы метан-гидратов. При этом проницаемость на 5-6 порядков падает – и пласт начинает задерживать поступающие снизу молекулы метана. И так до тех пор, пока весь поровый объём не заполнится хелатными комплексами.

Есть ещё биогенная теория происхождения метан-гидратов, сторонники которой полагают, что метан – продукт жизнедеятельности бактерий, проживающих в морском иле на глубинах свыше 250-300 метров. Желаящих обсудить абиогенную теорию происхождения метан-гидратов из мантии отсылаем к главе 6 и далее.

Самой продвинутой в мире компанией по разведке метан-гидратов является японская «Jogmec» (Japan Oil, Gas and Metals National Corporation, Национальная корпорация по добыче нефти, газа и металлов). В 2013 году они заявили, что совершён «прорыв» в области добычи: «первая скважина дала метан из гидратов!»<sup>199</sup> О конкретных величинах дебитов компания умалчивала, а затем информация как-то перестала поступать.

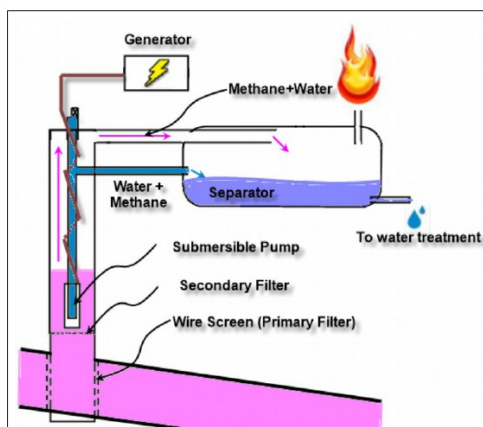
На самом деле «Нью-Йорк Таймс» ошиблась, а скважина в Японском море была совсем не первой газогидратной скважиной. Например, в 2003-2004 году консорциум компаний с участием «Мауэр», «Анадарко» и «Шлюмберже» бурил скважину «Hot Ice – 1» на Аляске в районе месторождения Купарук-Ривер, но гидратов не нашёл<sup>200</sup>.

Работы в районе дельты реки Маккензи в Канаде (месторождение Маллик) велись с 1972 года другим консорциумом, как раз под предводительством «Jogmec». В 1972 была пробурена первая (разведочная) скважина L-38, в 1998 – вторая, 2L-38. В самом конце 2001 приступили к бурению ещё трех скважин: «наблюдательных» 3L-38 и 4L-38 и «испытательной» 5L-38 (все глубиной чуть больше 1'150 м). Весной 2002 года по данным каротажа обнаружилась залежь метан-гидратов с мощностью до 110 метров. В том же году пыталась добывать метан в интервале глубин 907-920 метров, прокачивая через бурильную колонну воду при температуре около 80°C. За пять дней испытаний из скважины 5L-38 получилось всего 470 м<sup>3</sup> газа<sup>201</sup>, после чего площадку законсервировали, оставив в 3L-38 и 4L-38 датчики температуры и давления (в 5L-38 кабель был повреждён).

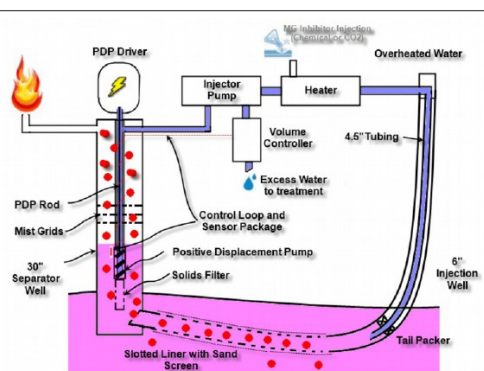
199 Скачано в июле 2018: [http://www.nytimes.com/2013/03/13/business/global/japan-says-it-is-first-to-tap-methane-hydrate-deposit.html?\\_r=0](http://www.nytimes.com/2013/03/13/business/global/japan-says-it-is-first-to-tap-methane-hydrate-deposit.html?_r=0)

200 Guntis M. Seeking flammable ice Oil and Gas J., 2003, 101/21, стр 15.

201 H.Takahashi, E.Fercho, and S.R.Dallmore, Drilling and operations of the Mallik 2002 Production Research Well Program, Geological Survey of Canada, Bulletin 585, 2005.



Технология добычи за счёт тепловой энергии aquifera (2007-2008)



Технология добычи за счёт внешнего нагрева пласта (2013)

В начале 2007 старую скважину 2L-38 углубили с 1150 м до 1310, а скважину 3L-38 – до 1275 метров. На скважине 2L-38 провели 12 – часовое испытание, получив 870 м<sup>3</sup> газа, причём технология была усовершенствована по сравнению с 2002 годом. Вместо бурильной колонны в скважину спускали насосно-компрессорные трубы (НКТ), а чуть выше глубины пласта к НКТ был прикручен скважинный электронасос. Ниже насоса был установлен фильтр, защищавший насос от выноса песка. Ничего такого особенного в системе нет. Точно такие насосы висят в нефтяных скважинах по всему миру. Сепаратор и всё остальное оборудование были вполне стандартные, нефтяные.

Где-то в прессе проскочило, что «Logmes» придумала некий хитрый процесс добычи, когда кусочки метан-гидратов поднимают на поверхность, и там уже разгазируют. Журналисты опять ошиблись! Когда бурят скважину, на поверхность выходят кусочки породы – шлам. Счастливым корреспондентам показывали обыкновенные вибросита, на котором как раз во время бурения буровой раствор освобождался от шлама. Так как бурили зимой, то показывали фокус: при поднесении пропановой горелки шлам загорался лёгким голубоватым огоньком. Обмануть никого не хотели, но так уж повелось, что журналисты никогда на этих грязных, вонючих, гадких буровых не бывали, и откуда берётся шлам не догадывались. К собственно технологии добычи эти фокусы отношения не имеют.

Весной 2008 года снова проводили испытания в скважине 2L-38, а 3L-38 использовали под закачку извлечённой воды. При испытаниях 2007 года в скважине был один фильтр – вокруг колонны, в 2008 году добавили второй: внутри скважины. В высокопористом коллекторе, который имел место на Маллике, с песком намучились.

Итак, после первого блина 2002 – комом, и второго неудачного блина 2007 – с песком и безнадёжно загубленным насосом, третий блин вышел почти

удачным. За 5,5 дня испытаний добыли 13'000 кубов газа, то есть по 2'400 кубика в сутки<sup>202</sup>. К несчастью, тот первый фильтр вокруг колонны был спроектирован неадекватно, и забой скважины между первым и вторым фильтрами забился намертво. Однако «санд-скрин», как называют этот первичный фильтр специалисты – это отработанная технология. На обычных нефтяных и газовых месторождениях тоже иногда ошибаются с расчётом (он зависит от размера зёрен породы, который заранее угадать невозможно), но в последующих скважинах всегда находят правильное инженерное решение.

К лету 2008 «Jogmec» обсуждала бурение новой скважины 6L-38, но полугодом раньше, в декабре 2007, случилась заварушка в Нью-Йорке, и «Лехманы» и все прочие отчего-то стали разоряться по всей планетке. Короче, многим участникам консорциума на Маллике стало не до экспериментов. Тут же «Jogmec» с удивлением обнаружила, что их технология разработки уже используется примерно в пяти тысячах скважин в США, только не в метан-гидратных, а в скважинах рудничного газа (СВМ), что мы разбирали выше. Более того, метод был запатентован компанией «Weatherford», причём в патенте умные юристы прописали: «для добычи СВМ и *других химически-связанных углеводородов*»! Хелаты – химические соединения? Химические! Пожалуйте на баблос. К счастью для «Jogmec», прибыли никакой она сделать не успела, так что судиться было не о чем, а патент благополучно истёк в 2011. О чём конкретно договорились юристы «Jogmec» и «Weatherford», мы никогда не узнаем, но с Североамериканского континента «Jogmec» таки ушла.

Чему научились японцы?

- Надо искать месторождения с водой в жидкой фазе, потому что её качать легче, и не надо тратить энергию на фазовый переход воды из льда в жидкость.
- Надо куда-то девать килотонны откачанной слегка солоноватой воды. Технология бурения скважин на Маллике мало чем отличалась от бурения артезианской скважины на воду, и никакого ГРП с ядовитой химией не проводили, но вода в пласте оказалась солёной просто в силу злобредности природы. Приемистость (способность забирать воду) у скважины 3L-38 оказалась недостаточной.
- Для успешной добычи нужен сильный аквифер. Это значит, что на нижней границе гидратов пористая проницаемая порода не заканчивается, а пласт ниже не просто насыщен водой, но и может эту воду легко отдавать. Реакция выделения метана из гидратов – эндотермическая. Мы откачиваем из скважины ледяную воду, а аквифер подаёт снизу чуть тёплую и бесплатно для нас снова греет породу. И всё хорошо, кроме всё тех же килотонн воды на поверхности, смотрим выше.
- Для успешной добычи на месторождении должна быть малопроницаемая «покрышка», чтобы газ шёл в скважину, а не в

---

202 Ai Oyama and Stephen M. Masutani, *A review of the Methane Hydrate Program in Japan*, Energies, 2017.

атмосферу.

- Надо учитывать технические детали, вроде прочности породы, попадания метана в насос и выноса песка, но это уже мелочи.

Из всего вышеозначенного следовало, что бурить надо не на суше, а на шельфе: тёплый аквифер найти легче, а откачанную почти чистую воду можно сбрасывать в океан. В самой Японии существование месторождения метан-гидратов в Нанкайском прогибе Японского моря было подтверждено 16 разведочными скважинами 2004 года, а в 2012 году была пробурена и та пара скважин для добычи, о которых писала «*Нью-Йорк Таймс*». В наклонно-направленную подаётся насыщенная углекислотой подогретая вода, а из вертикальной скважины большого диаметра выходит газ. Та же вертикальная скважина играет роль сепаратора, а излишек воды сбрасывается за борт. Углекислота нужна в системе как вытеснитель метана из воды. Короче, добывать газ из метан-гидратов можно, но не везде, и страшно дорого.

В 2013 году вышел отчёт «*Jogtес*», где заявлялось о добыче 119'500 м<sup>3</sup> газа в течение 6 суток<sup>203</sup>, то есть суточный дебит порядка 20 тыс м<sup>3</sup>. Обещали даже промышленную добычу газа с 2016 года, но в «*Jogtес*» произошла реорганизация, и метан-гидратами там вроде более не занимаются<sup>204</sup>, хотя в мае 2017 проскакивал мутный пресс-релиз об испытании разведочной скважины вблизи полуострова Атсуми<sup>205</sup>.

Никакой промышленной добычи метан-гидратов к 2018 году не случилось. Поговаривали о продолжении в 2017 году разведочных работ «*Анадарко*» на Аляске, но пока тишина.

В России пока единственное работающее месторождение, где подозревают по сейсмике и моделированию существование метан-гидратов – Мессояхское газогидратное (гипотеза предложена д.т.н. Ю.Ф.Макогоном в 1966 году), однако физическим отбором образцов существование гидратов на Мессояхе пока не подтверждено<sup>206</sup>. Также по сейсмическим данным вероятно есть метан-гидраты по примеру акватории Охотского моря. Глубины залегания залежей – около 400 м (т.е. давление воды примерно 40 атм). Пластовая температура – около +5°С. Типичная пористость на малых глубинах – 30%, то есть на один кубометр породы приходится 0.3 куба гидратов. В одном кубометре гидрата метана при таких пластовых условиях содержится 160-190 кубометров стандартного метана: 1 моль метана на 5.75 моль воды. Из кубометра породы можно получить  $0.3 \cdot 180 = 54$  кубометра метана, что соответствует пористости порядка 25% на месторождении «классического» природного газа с глубиной залегания порядка 2 км.

203 Yamamoto, K., **Overview and introduction: Pressure core-sampling and analyses in the 2012–2013 MH 21 offshore test of gas production from methane hydrates in the eastern Nankai trough**. Marine Petroleum Geology. 2015.02.024

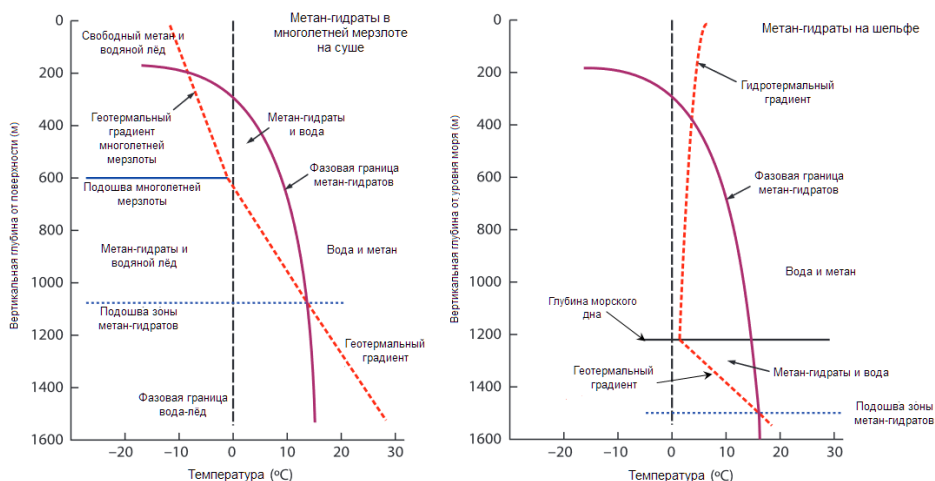
204 [http://www.meti.go.jp/english/press/2016/1007\\_02.html](http://www.meti.go.jp/english/press/2016/1007_02.html)

205 <https://www.naturalgasworld.com/japan-flares-gas-during-2nd-hydrate-test-37416>

206 <http://www.oilnews.ru/18-18/promyslovo-geologicheskie-osobennosti-messoyaxskogo-gazogidratnogo-mestorozhdeniya/>



Вообще гидраты могут существовать на суше почти с поверхности<sup>207</sup> до глубины несколько ниже подошвы пермафроста (максимальная зафиксированная глубина – в верховьях реки Виллой – 1370 м), а на море – с глубин порядка 300 м до 1'500-2'200 м. То, что сидит выше подошвы многолетней мерзлоты, добывать с положительным выходом энергии невозможно – там масса тепла должна тратится на перевод «обычного» водяного льда в жидкость. На фазовой диаграмме ниже показаны зоны добычи для суши и шельфа. Нижняя граница гидратов определяется геотермальным градиентом – красная пунктирная линия на графике (заметим, что как геотермальный градиент, так и глубина морского дна в разных местах разные):



USGS в 2008 году оценивала перспективные ресурсы метан-гидратов на Североамериканском континенте между 25 и 158 трлн м<sup>3</sup>, то есть от 12 до 75% мировых извлекаемых запасов природного газа. В то же время оценка технически извлекаемых, но ещё не подтверждённых ЗР – не более 2.7 трлн кубометров<sup>208</sup>. Мировые ресурсы метан-гидратов иногда оценивают огромными величинами – до 20'000 триллионов м<sup>3</sup>. Очевидно, что подобные оценки берутся из того же места, откуда взялись «3'280'549 млн тонн перспективного угля в Восточной Сибири».

Сведём начальные экономически извлекаемые запасы «жидких», «условно жидких» и «газообразных» в таблицу. В качестве оценок для сырой нефти использована оценка Лагеррера и оценки «BP»/EIA. Считать вероятности запасов будем так же, как считали суммарные запасы угля на двух гипотетических месторождениях в прошлой главе. Программа **Chapter 14\Graph\_11\_Probability\_LG.py**

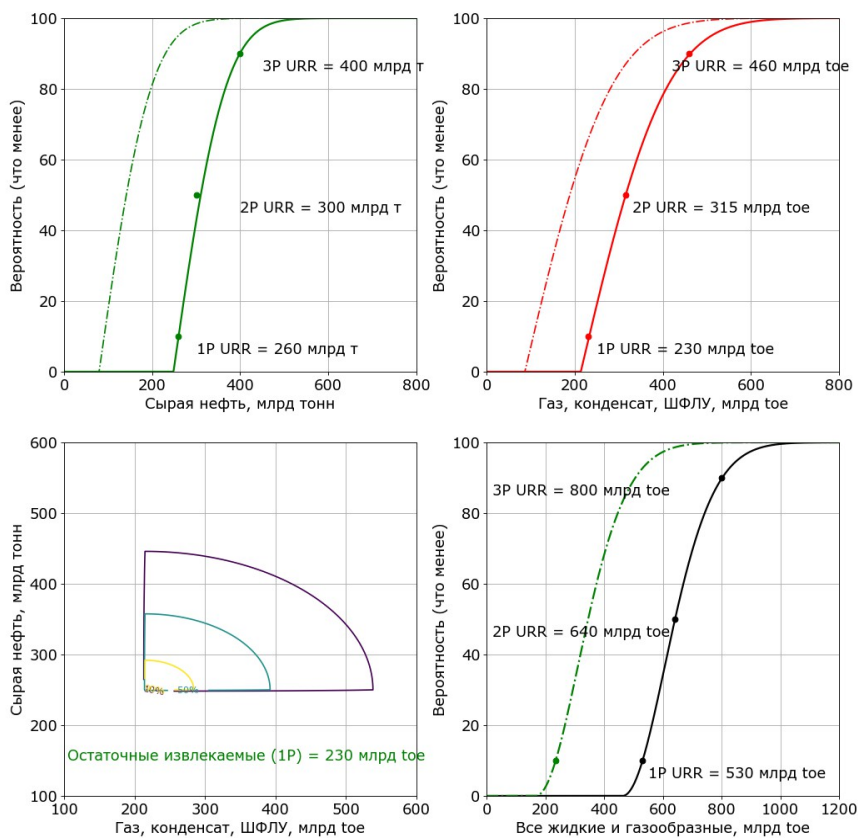
207 В самой верхней части многолетней мерзлоты метан просто «вморожен» в лёд. Этот так называемый «криогаз» – помеха при бурении обычных нефтяных и газовых скважин. На Ямале бурят специальные «разгрузочные скважины» глубиной до 500м для отжига этого газа, и некоторые работают до полугода с дебитом до 50 тыс м<sup>3</sup>/сутки, однако вряд ли залежи «криогаса» можно использовать как надёжный источник энергии.

208 <https://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Oil-Gas/methane%20hydrates/MH-Primer2011.pdf>



Категория	Оценка 1P, млрд toe	Оценка 2P, млрд toe	Оценка 3P, млрд toe
«Классическая» сырая нефть (исключая сверхтяжёлые и битум)	280 («BP» с «коррекцией ОПЕК»)	300 (Лагеррер, 2014)	400 («BP» без коррекций)
«Сухой» природный газ, конденсат и NGPL	230 (как доля от сырой нефти)	315 (отчёт «BP» 2018 года)	460 (включая рудничный газ и метан-гидраты)
ВСЕГО (вероятностная оценка)	530	640	800
Кумулятивная добыча	296	296	296
Остаточные <sup>209</sup>	230	340	500

Распределение вероятностей жидких и газообразных, 2017 год



209 Округлено до двух значащих цифр

Суммарная добыча нефти, конденсата, NGPL и природного газа в 2017 году по данным «BP» – 7.552 млрд тое. Вычисленные нами остаточные запасы (1P) – 230 млрд тое. Значит, «при существующем уровне добычи 2017 года» запасов 1P хватит на  $230/7.552 = 30$  лет. Заметим, что наша оценка – это не только «подтверждённые» запасы, но и то, что с вероятностью более 90% может быть обнаружено в пределах жизни следующего поколения. Нефтяные компании вообще любят делать высказывания типа «При существующем уровне добычи X запасов достаточно на Y лет». Переведём эти высказывания, однако, на человеческий язык:

Заявление геологов / журналистов	Перевод
При существующем уровне добычи / потребления 2017 года, <b>подтверждённых</b> запасов нефти и газа достаточно на 30 лет.	Если человечество будет добывать нефть и газ по 7.6 млрд тое в год, а душевое потребление будет снижаться по 1% год, с вероятностью около 10% нефти и газа <b>не хватит</b> на 30 лет (до 2048 года).
При существующем уровне добычи / потребления 2017 года, <b>подтверждённых и вероятных</b> запасов нефти и газа достаточно на 45 лет.	Если вследствие роста населения человечество будет увеличивать добычу нефти и газа на 1% ежегодно, а душевое потребление останется постоянным, с вероятностью около 50% нефти и газа <b>не хватит</b> до 2054 года.
При существующем уровне добычи / потребления 2017 года, <b>подтверждённых, вероятных и возможных</b> запасов нефти и газа достаточно на 66 лет.	Если начиная с 2018 года человечество будет сокращать добычу нефти и газа на 1% ежегодно, с вероятностью более 90% нефти и газа <b>не хватит</b> до 2125 года.
Перспективных ресурсов нефти и газа достаточно на 300 лет.	Я – Гарри Поттер, у меня есть волшебная палка умклайдет, а в моей 25-литровой канистре – полтонны бензина!

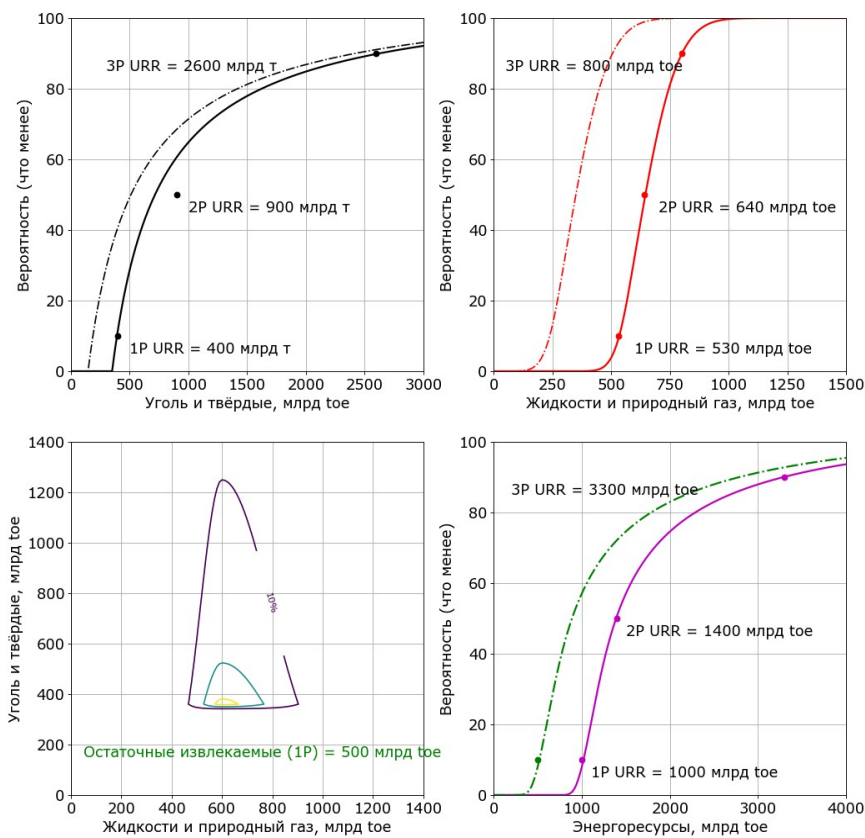
Таблица выше сделана не для того, чтобы кого-то пугать. Тридцать лет – срок долгий, более поколения. В панику впадать не стоит, вполне есть время принимать меры. Однако исторический опыт показывает, что для среднего политика или президента нефтяной компании 30 лет – это целая вечность, и никакого стратегического планирования на подобный срок никто в правительствах и корпорациях делать не станет.

Следуя корпоративной традиции не пугать потенциальных инвесторов, большинство геологов, а вслед за ними и журналисты, используют обтекаемые заявления из левой колонки, оттого предсказания климатологов IPCC о повышении уровня мирового океана на 30-40 см к 2100 году у всех на слуху, а «Пик Нефти» население считает мифом, хотя по факту для сырой нефти пик уже наступил в 2005 году, а для 148 стран и территорий, примерно половины площади суши и шельфа земного шара, – окончательно пройден в прошлом веке.

Теперь повторим вероятностный расчёт для всех энергетических полезных ископаемых программой **Chapter 14\Graph\_12\_Probability\_SLG.py**

Категория	Оценка 1P, млрд toe	Оценка 2P, млрд toe	Оценка 3P, млрд toe
Уголь (включая лигнит), торф, природный битум, сверхтяжёлая нефть	400	900	2'600
Сырая нефть природный газ, конденсат и NGPL	530	640	800
ВСЕГО (вероятностная оценка)	1'000	1'400	3'300
Кумулятивная добыча	501	501	501
Остаточные <sup>210</sup>	500	900	2'800

Распределение вероятностей твёрдых, жидких и газообразных, 2017 год



210 Округлено до двух значащих цифр

По расчёту выходит, что к 2018 году добыта ровно половина технически извлекаемых запасов 1Р. При уровне добычи как в 2017 – 11.3 млрд тое, остаточных технически извлекаемых запасов угля, нефти и газа *не хватит* до 2060 года с вероятностью 10% и до конца XXI века *не хватит* с вероятностью 50%. Кстати, «постоянный уровень добычи» означает, что душевое потребление энергетического сырья будет плавно снижаться. К 2060 году демографы ООН обещают нам 10.3 млрд человек. Если сейчас «спроса на электричество нет» у 800 млн жителей Земли<sup>211</sup>, то к 2060 году такого спроса не будет у 3.3 миллиардов, то есть у каждого третьего землянина. Вы хотите, чтобы у ваших детей или внуков «не стало спроса» на электричество?

Конечно, добыча ни на какой «полочке» оставаться не будет. Возможные модели изменения добычи от времени будут приведены в последующих главах, а пока итоги наших расчётов:

- Со времён Хабберта нижняя оценка мировых технически извлекаемых запасов чёрной нефти (исключая сверхтяжёлые) увеличилась со 170 млрд тонн до 250-280 млрд тонн. Накопленная добыча к 2017 году – 169±9 млрд тонн, или более 60% от начальных запасов.
- По материалам в открытых источниках начальные технически извлекаемые запасы нефти, природного газа (включая метан из угольных пластов и залежей метан-гидратов) и сопутствующих «жидкостей» (включая «сланцевую нефть») можно оценить между 530 и 800 млрд тонн нефтяного эквивалента (наиболее вероятное значение 640 млрд тое). Из этих запасов 296±30 млрд тое уже добыто. При сохранении уровня добычи 2017 года (7.6 млрд тое в год), остаточных технически извлекаемых запасов с вероятностью около 10% *не хватит* до 2048 года.
- Также по материалам в открытых источниках начальные технически извлекаемые запасы каменного угля, торфа и углеводородного топлива (включая все категории выше и природный битум) можно оценить между 1'000 и 3'300 млрд тонн нефтяного эквивалента (наиболее вероятное значение 1'400 млрд тое). Из этих запасов 501±50 млрд тое уже добыто. При сохранении уровня добычи 2017 года (11.3 млрд тое в год), остаточных технически извлекаемых запасов с вероятностью около 10% *не хватит* до 2060 года.
- При неизменном абсолютном уровне добычи 2017 года и снижении душевого потребления примерно на 1% в год, с вероятностью *менее 10%* остаточных технически извлекаемых запасов жидких и газообразных хватит до 2080 года, но всех запасов энергетического сырья (угля, торфа, битума) – на 250 лет и более. Последнее число вроде бы успокаивает, хотя успокаиваться не следует. Сядете ли вы в такси, если водитель говорит вам, что вероятность доехать до точки назначения – менее десяти процентов?

---

211 <https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS>