

Глава 10.

Сказки для взрослых.

Ленное право баронов Пампа обходилось Арканарским королям в двенадцать пудов чистого серебра ежегодно, поэтому каждый очередной король, вступив на престол, собирал армию и шел воевать замок Бау, где гнездились бароны. Стены замка были крепки, бароны отважны, каждый поход обходился в тридцать пудов серебра, и после возвращения разбитой армии короли Арканарские вновь и вновь подтверждали ленное право баронов Пампа наряду с другими привилегиями, как-то: ковырять в носу за королевским столом, охотиться к западу от Арканара и называть принцев прямо по имени, без присовокупления титулов и званий.

— А. и Б. Стругацкие «Трудно быть богом»

Примерно с 2011 года в СМИ появилась такая сказка:

В некотором царстве-государстве США в 2010 году подходила к концу нефть. Кинул Президент Обама клич на весь мир: «Кто поможет проблему решить, дам дочку Малию в жёны и полцарства Пуэрто-Рико в придачу!» Набежали со всего мира ~~главные витязи~~ умные дяди в белых халатах и придумали Новую Технологию: «гидроразрыв пласта». Тут же подскочили хитрые волшебники-геофизики, да нашли под забедневшей страной моря-океаны «сланцевой нефти»: тут тебе и Барнетт, и Баккен, и Иглфорд с Пермским! Фракнул Обама раз, перекрестился, фракнул второй: как пошла нефть из-под земли по всему королевству! И настала «сланцевая революция»! И стали все жить-поживать, да нефть добывать. Тут и сказочке конец, кто поверил – молодец.

В реальности всё гораздо серьёзнее. Примерно как в настоящих, а не адаптированных для детей сказках братьев Гримм: спящую красавицу добрый молодец будит не поцелуем в губы, а, скажем, посредством других частей тела; злым сёстрам Золушки добрая мамаша отрубила пятки – чтобы натянуть-таки туфельку; шаловливая Златовласка не сбежала от трёх медведей, её догнали, и стала ужином... Ну так вот сказки.

Сказка первая. Кто подставил ~~кролика Роджера~~ полковника Робертса, или отчего американцы называют подработку «работой при луне».

В некотором царстве, свободном ~~государстве~~ штате Нью-Джерси жил-был полковник Эдвард А. Л. Робертс. Напали как-то в 1862 году свободные американцы на соседний штат Северную Вирджинию, где засели злобные рабовладельцы-конфедераты. Во время битвы при Фредериксбурге наш brave полковник заметил, как весело разорвалась артиллерийская бомба в узком водоотводном канале водяной мельницы, отчего по берегам пошли трещины. Гражданская война закончилась, полковнику заплатили как положено – и пошёл со службы. Закупив из военных излишков чёрного пороха и нитроглицерина, Робертс принялся за эксперименты и получил в ноябре 1866 года американский патент № 59,936 на «нефтяную торпеду».

Кстати, слово «торпеда» в военно-американском языке того времени обозначало любой фугас с дистанционным запалом, а полковник лишь добавил прилагательное «нефтяная».



Сыграла роль элементарная удача. Просто заливать нитроглицерин в стальную трубу полковник Робертс опасался, ибо знал, что чревато. Взял две трубы, заполнив промежуток между стенками песком для амортизации. Получилось великолепно: после разрыва пласта, давление в скважине загоняло часть песка в трещины, не давая им схлопываться. Позднее песочек получил техническое имя: «проппант», от слова «подпорка»¹¹⁰.

Получив патент, полковник основал «Компанию нефтяных торпед Робертса». За работу брал всего-ничего: \$200 за каждый «выстрел», да $\frac{1}{15}$ от прироста добычи за первый год. В современных нам долларах, двести – не так уж много: около \$3'000. А вот с одной пятнадцатой хозяева скважин были категорически не согласны. В некоторых скважинах торпеды увеличивали дебит на 1'200%, и приходилось отдавать пройдохе-полковнику кучу капусты.

К несчастью для Робертса, после Гражданской войны в США осталось много невостребованных героев, умевших обращаться со взрывчаткой. История, как некий полкан наливает в трубы нитроглицерин и подымает нехилый баблос, немедленно разошлась в солдатско-офицерские массы, и появились

¹¹⁰ В английском под словом «проппант» понимают все материалы: природные (разделённый по фракциям песок), природные модифицированные (тот же песок с химическими покрытиями) и искусственные (например, керамические шарики). В русском языке слово «проппант» пока не устоялось. Некоторые российские нефтяники настаивают, что природные проппанты надо называть просто «песок», а «проппант» – это искусственный либо модифицированный продукт. Не будем участвовать в терминологических спорах, они не принципиальны.

последователи и подражатели. Самым подражателем был некто Уильям Рид, основавший «Торпедную компанию Риды». Там в Уставе было чёрным по белому: «Компания имеет целью опротестовать через суд и уничтожить патент Робертса 1866 г». Рид проиграл в суде, но подражатели не унимались.

Робертс потратил \$250'000 (это три с половиной лимона в наших деньгах) на частных детективов Пинкертон, выслеживавших нарушителей патента. В ответ ребята начали работать по ночам. Но освещение было так себе, оттого приходилось ограничивать работы ночами ясными и лунными. Так в американской мове появилось выражение «moonlighting», то есть «работа при луне». Вот как описывал работу специалистов Джон Мак-Ларен в книге «Зарисовки из истории нефтедобычи» 1896 г.:

Пламя или электрическая искра не всегда взрывают нитроглицерин, но ежели парень уронит торпеду... Перед ночной работой лучше завешание составить, да сигарную коробку заказать! На гроб тратиться не надо: всё, что от тебя по округе плачущие родственники соберут, в сигарную коробку как раз поместится.

В 1881 году Эдвард Робертс помер, а наследники продали всё двум сотрудникам «Компании нефтяных торпед Робертса»: Отто Куплеру и Рику Таллини. Первый рассорился со вторым и распилил предприятие пополам, образовалась «Компания торпед Отто Куплера». Эти две компании так и стреляли скважины на нитроглицерине более ста лет. Семья Куплеров даже владела нитроглицериновыми заводами в Титусвилле, штат Пенсильвания; последний из которых взорвался в 1978 году. А последний «выстрел» на нитроглицерине прогремел в мае 1990.

«Нефтяные торпеды» на порохе (вместо опасного нитроглицерина) стреляют до сих пор; в России метод известен под именем ТГХВ – термогазохимическое воздействие¹¹¹. Пороха чаще используются специальные, с замедленной скоростью сгорания. Изменилась и конструкция торпед: электрозапал вместо раскалённого гвоздя Робертса, бескорпусные торпеды, и так далее, но принцип действия не отличается от метода 1866 года.

Сказка вторая. Почему «Халлибёртон» не «Станолинд».

Проблема с технологией полковника Робертса проста. Нитроглицериновая торпеда не может быть слишком крупной. Абсолютный технический предел где-то 10 метров в длину при диаметре 10 см. Если сделать больше, скважина обрушится. Плотность энергии нитроглицерина в пластовых условиях – 9'800 МДж/м³. Всего в «торпед» $9'800 \cdot 10 \cdot 3.14 \cdot 0.05^2 = 770$ МДж энергии¹¹², из которой с пользой для дела – на производство трещины – расходуется около 20%, или примерно 160 МДж.

¹¹¹ См., например: «Большая энциклопедия нефти и газа» <http://www.ngpedia.ru/pg0135qxA8t6D4Z193i3N60044083401/>

¹¹² Для сравнения: самая крупная современная торпеда имеет заряд 500 кг при удельной теплоте сгорания пороха около 4 МДж/кг. Итого, энергия современной торпеды – порядка 2'000 МДж. Почти втрое больше, чем у полковника Робертса. Дополнительное преимущество – больше CO₂ в пороховых газах.

В 1947 году инженеры Флойд Фаррис и Эверетт Джонсон из нефтяной компании «Станолинд Ойл» решили применить вместо традиционного нитроглицерина ставшие доступными после войны высокодебитные насосы. «Станолинд» экспериментировал с закачкой в подземные пласты соляной кислоты с середины тридцатых годов, но цены на двигатели в 500-2'000 лошадиных сил тогда были запредельные, оттого технология выходила малорентабельной. Во время Второй Мировой войны Детройт клепал впрок авиамоторы и морские дизели, а верфи не успевали строить подводные лодки и торпедные катера. Война внезапно кончилась, образовался избыток мощных моторов, их продавали как «военные излишки». Видите аналогию с полковником Робертсом?

Расчёт «Станолинд» был прост. Пусть двигатель от подлодки даёт 500 механических «лошадок», то есть 373 кДж в секунду. Насос имеет гидравлический КПД около 80%, из которых 20% или чуть больше уходит в энергию трещины. Тогда каждую секунду растущая трещина получает $0.373 \cdot 0.8 \cdot 0.2 = 0.06$ МДж. Эквивалент «классического» нитроглицеринового разрыва достигается за $160/0.06 = 2'700$ секунд, то есть $\frac{3}{4}$ часа. Однако кто запрещает нам купить вместо одного дизеля к подлодке три движка от корабля-охотника? Четыре с половиной тысячи «лошадок» будут выполнять работу сверхкрупной нитроглицериновой торпеды каждые пять минут!

Ясно, такими насосами можно рвать больше и чаще, а главное – безопасней. Домой не привезут в сигарной коробке.

Самый первый в мире гидравлический разрыв пласта – на картинке ниже.



«Станолинд», основанная ещё в 1931 году дочка «Стандарт Ойл», была компанией нефтяной, а не сервисной. В штате не было ни механиков, ни

чернорабочих. Чтобы провести полевые испытания, требовался подрядчик, и таковой был найден в лице цементной компании «Howco» (Halliburton Oil Well Cementing Company). Цементажники умеют эксплуатировать насосы, правда? В 1948 году в «Халике» трудилось около 400 человек в четырёх странах: США, Бирма, Индия, Венесуэла; годовой доход – около 30 млн тогдашних долларов, то есть примерно 0.3 млрд современных. До гиганта индустрии с годовым оборотом в 33 миллиарда было далеко.

Первый «гидравлический разрыв» был выполнен на газовом месторождении Хьюгтон в штате Канзас. В пласт на глубине около 730 м закачали 1'000 галлонов (3.8 м³) бензина, для вязкости замешанного с напалмом¹¹³. Ничего хорошего от закачки не получилось. Чудес не бывает: на момент гидроразрыва скважина была «бросовая», с практически нулевым дебитом. Её и выбрали такую – не жаль испортить.

Вы слышали про месторождение Хьюгтон? В 1960-1975 годах добыча составляла более 850 миллиардов кубических футов (24 млрд м³) в год, в 2016 – всего 250 млрд (всё ещё как целая Германия), однако никакие гидроразрывы уже не помогают.

С нефтью ситуация примерно та же: добыча упала со 122 млн баррелей (15.9 млн т) до 37.9 млн баррелей (около 4.9 млн тонн). Уровень 1918 года. Население штата Канзас – 2.9 млн. На душу приходится 1'700 кг собственной нефти в год. Для сравнения: средний американец потребляет 2'700 кг. Не только о «заливке всего мира нефтью» речи нет, даже в соседние штаты отправлять уже жаль.



¹¹³ Хотя звучит очень по-военному, жидкость не поджигали (технические детали метода по ссылке на следующей странице). К термозахимической обработке пласта метод «Станолинд» отношения не имеет.

И на этом месте в нашей невыдуманной сказке происходит чудесное превращение золушки в принцессу: «*Howso*» получила у «*Станолинд*» эксклюзивное право на выполнение гидроразрывов. Прикомандированный к «*Станолинд*» от «*Стандарт Ойл*» Эверетт Джонсон 31 декабря 1949 г подал заявку, а 5 января 1954 – получил патент US2664954A¹¹⁴. Но пока Патентное Бюро рассматривало, «*Howso*» кидала уважаемого заказчика «*Станолинд*» через цементажный триплекс-насос! Только за 1949 год провели 332 гидроразрыва, зарабатывая по 900-1'000 долларов за каждый. К моменту выдачи патента порвали более 3'000 скважин, из которых лишь около сотни принадлежало «*Станолинд*». В 1951 доходы «*Howso*» утроились, перевалив за 100 млн тогдашних долларов (миллиард теперешних).

Отчего «*Станолинд*» не подала на «*Howso*» в суд, оторвав себе хотя бы часть доходов от изобретения? Юристы были заняты: судились с кредиторами. К началу пятидесятых годов уважаемая нефтяная компания стояла на грани банкротства. Месторождения в Канзасе вышли на пик добычи. Уплотнение сетки скважин потребовало кредитов, а по кредитам надо платить! От уплотнения сетки и новомодных гидравлических разрывов ожидали удвоения добычи (раз вдвое больше дырок в земле, то и течь должно вдвое больше, не так ли?), а получили в лучшем случае – «полочку» на несколько лет.

Как юридическое лицо нефтяная компания «*Станолинд*» существует до сих пор¹¹⁵. Сотрудников всего с десяток, из них один геолог и ни одного буровика, зато имеются «активы»: по оценкам совладельцев, до 1 млрд долларов в «перспективных территориях Пермского бассейна» (что в Техасе). Все «перспективные» покрыты как наземной сейсмикой, так и «сухими» разведочными скважинами. Нефти и газа в сколько-нибудь значительных объёмах там нет, оттого желающих купить (лохов) не наблюдается.

Сказка третья. На Барнетт суда нет.

Жил-был на свете Мальчиш-Кибальчиш. Нет, не народоволец – изготовитель фирменного «гремучего студня» для Александра II. Нашего мальчиша звали Джордж Фидиас Митчелл, но занимался взрывным делом он профессионально и с любовью. Окончив в 1940 году с отличием Техасский Университет Сельского Хозяйства и Механизации (геологический факультет, как ни странно), Митчелл основал собственную нефтяную компанию: «*Митчелл Энерджи & Девелопмент*»¹¹⁶. Компания поучаствовала в послевоенном нефтяном буме.

Джордж Митчелл наверняка читал знаменитые статьи Хабберта. Достоверно известно также, что в конце шестидесятых «*Митчелл Энерджи*» спонсировала

114 См. <https://www.google.com/patents/US2664954> Патент «Станолинд» включал любые жидкости, в том числе и бензин. Конечно, на бензине никто не рвёт сейчас! Неэкологично и небезопасно, но главное – дорого.

115 <http://www.stanolind.com/>

116 Любителям порассуждать о «социальных лифтах»: самым крупным бизнесом Митчелла-старшего, иммигранта из Греции, была полировка чужих ботинок.

машинное время для команды Денниса Медоуза. Прочитав в 1972 году «*Пределы роста*», Митчелл пришёл к выводу, что добыча природного газа в Америке лет через пятнадцать-двадцать выйдет на «полочку», а спрос продолжит расти. Следовательно, цена двинет вверх. Если найти ~~бочку варенья и корзину печенья~~ ещё газа не позже начала 1990-х, можно сделать серьёзный гешефт! С тех пор наш герой занимался исключительно природным газом из низкопроницаемых пород («сланцевым газом»). К так называемой «сланцевой нефти» он отношение имеет косвенное. В качестве полигона для своих опытов Митчелл выбрал месторождение Барнетт в Техасе.

История Барнетта вкратце такая. Геологи USGS открыли и нанесли на карты потенциальное месторождение природного газа ещё до Первой Мировой. В двадцатые, пятидесятые и шестидесятые годы XX века на Барнетте разные компании бурили разведочные скважины. И пробуриив – каждый раз бросали. Все скважины показывали мизерные притоки газа: от 5 до 15 кубометров в сутки, оттого оказывались нерентабельными. Это не описка. Не «миллионов кубометров» и даже не «тысяч». Просто «кубиков». Для сравнения: некоторые газовые скважины на Уренгое давали в сутки по десять миллионов, а «суперскважины» в Северном море – до 30 млн кубических метров газа.

Извлекаемые объёмы углеводородов мы обсуждали в предыдущих главах – смотрите формулы {8.1}. $S_{ог}$ нас в данном случае не волнует, потому как качать будем газ. Коллекторские свойства Баккена? По данным Университета Техаса в Остине¹¹⁷, открытая пористость в пластовых условиях – от 0.03 до 0.06, S_{wirr} – от 0.60 до 0.85. В кубометре породы, таким образом, для газа остаётся всего $0.05 \cdot (1-0.7) = 0.015 \text{ м}^3$, пятнадцать литров! Конечно, газ под землёй находится под давлением, однако при повышенной температуре. Для пересчёта используем формулу

$$V_{с.у.} = V_{залежи} \frac{273.15 + T_{с.у.}}{273.15 + T_{залежи}} \frac{P_{залежи}}{P_{с.у.}} \frac{Z_{с.у.}}{Z_{залежи}} \quad \{10.1\}$$

Здесь:

T – температура в градусах Цельсия; в нефтянке стандартные условия – 15°C

P – давление, стандартные условия – 1 атмосфера

Z – фактор (коэффициент) сжимаемости газа, табличное значение

Для Барнетта, при пластовом давлении порядка 230 атмосфер и температуре около 120°C , имеем целых 2.5 кубометра стандартного газа в каждом кубометре породы. Характерная мощность газоносных пластов на Барнетте (помните, что слово «толщина» зарезервировано для троллей?) – 110 метров. Выходит, на квадратном километре месторождения в среднем 0.28 миллиарда кубометров стандартного газа. Переведём этот газ в тонны условной нефти: 0.26 млн toe. Для сравнения, на каждом квадратном километре Уренгоя или Медвежьего – от 1.0 до 1.7 млрд кубометров, или 1.2 млн toe.

¹¹⁷ http://www-udc.ig.utexas.edu/geofluids/graphics/news/LowPermWS_Polito.pdf

Годовое потребление природного газа в США – порядка 780 млрд м³. Значит, если снабжать США газом исключительно с Барнетта, надо каждый год высасывать досуха газ с территории 2'800 квадратных километров – это квадратик со стороной 53 км. Если поставить себе целью закрыть Барнеттом все потребности Америки в нефти, газе и угле – порядка 1940 млн тое в год – сторона квадрата будет около 86 км. Площадь Барнетта велика, но не бесконечна: 13'000 км². Перцы делят циферки и внезапно выходит, что Барнетта хватит Америке, увы и ах: на три года.

Не беда, говорят перцы, кроме Барнетта есть же другие месторождения. Три года там, пять лет тут, глядишь и набежит 100 лет. На наш век хватит, а наши внуки управляемый термояд уже придумают. У меня для перцев две новости: хорошая и плохая. Начнём с хорошей: собственного «сланцевого газа» Америке хватит лет на пятьсот. Плохая: годовая добыча с примерно 2030 года будет менее 100 млрд м³, и воленс-ноленс придётся резко сократить аппетиты. Аппетиты – в самом прямом смысле. Из природного газа, помимо прочего, делают минеральные удобрения. Забегая вперёд, заметим, что пик добычи на всех «крупнейших» месторождениях «сланцевого газа» уже прошёл. Правда, на Баккене, Иглфорде и Марцеллусе есть ещё шанс, что рекорд 2015 года будет побит. На остальных – снижение добычи началось ещё до хлопка «сланцевого пузыря», и шансы на восстановление добычи там сомнительные.

Чтобы разобраться, отчего это произойдёт, нам понадобится ещё одна формула. Её вывел в 1856 году французский инженер Анри Дарси (Henry Philibert Gaspard Darcy). Нас интересует запись в дифференциальной форме¹¹⁸:

$$\nabla P = -\frac{\mu}{k} \cdot q = -\frac{\mu}{k} \cdot \varphi v \quad \{10.2\}$$

Где:

∇P – градиент давления в Па/м.

μ – вязкость в Па·с, нефтяники используют внесистемную единицу санти-Пуаз (сП), 1 Па·с = 1'000 сП.

k – коэффициент проницаемости в м², а в нефтянке – внесистемные Дарси (Д), 1Д $\approx 10^{-12}$ м², а также 1 мкм² = 10^{-12} м².

q – нормированный приток, м³/м²/с или просто м/с. Это ещё не скорость потока!

v – а вот и скорость в м/с. К нормированному притоку она привязана через безразмерную пористость φ .

Проведём инженерную прикидку для Барнетта. Пусть вертикальная скважина диаметром 312 мм пронзила 110 м газоносной породы на глубине 2'300 м. На производительность Северного моря не рассчитываем, однако хочется, чтобы скважина давала хотя бы 150'000 стандартных кубометров в сутки, или 1.75 м³/с. Нормированный приток $q = 1.75 / 110 / \pi / 0.311 = 1.6 \cdot 10^{-2}$ м/с. Скорость газа в порах $1.6 \cdot 10^{-2} / 0.05 = 0.3$ м/с.

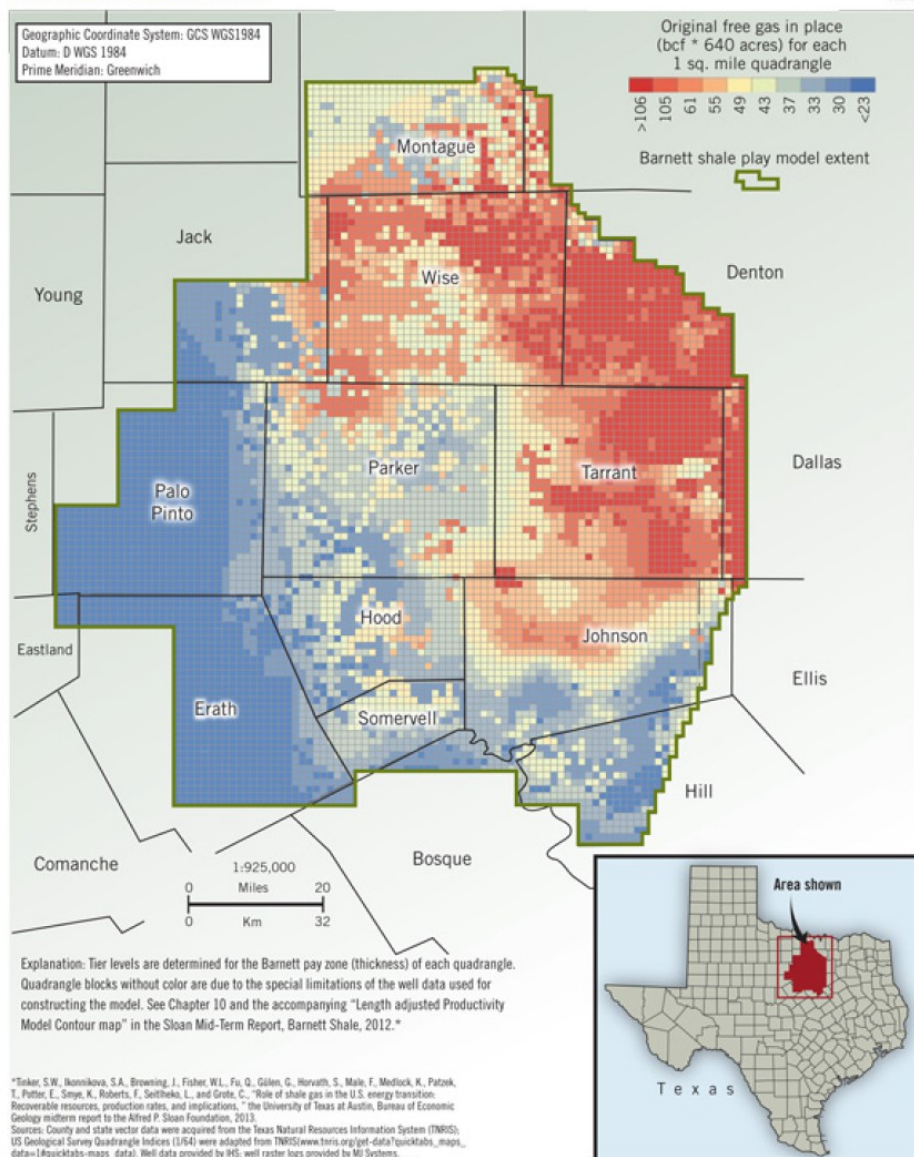
¹¹⁸ Её также называют формулой Козени-Кармана.

Вязкость природного газа в пластовых условиях Барнетта – порядка $1.6 \cdot 10^{-5}$ Па·с. Для прикидки точнее не надо. Проницаемость возьмём из тех же данных Университета Техаса, что и пористость: от $2 \cdot 10^{-20}$ до $1 \cdot 10^{-19}$ м². Это не опечатка! Проницаемость на Барнетте действительно измеряют в нано-Дарси, вот вам и «нанотехнология», хе-хе. Для сравнения, на Уренгое породы с проницаемостью 0.1 милли-Дарси (10^{-16} м²) не считали промысловой залежью.

Градиент давления по формуле {10.2} $\nabla P = 1.6 \cdot 10^{-5} \cdot 1.6 \cdot 10^{-2} \cdot 10^{19} = 2.6 \cdot 10^{12}$ Па/м. То есть, если в скважине полный вакуум, на расстоянии 1 м от скважины пластовое давление должно быть... в 7 раз больше, чем в центре Земли – 26 млн атмосфер! Конечно, такого давления там нет, а есть на пять порядков меньше: 230 атмосфер. Именно поэтому средняя скважина Барнетта без гидроразрыва даёт не 150 тысяч кубометров газа в день, а на пять порядков меньше: 1-2 кубометра. Конечно, Барнетт не везде одинаков. Попадаются участки – геологи зовут их «**сладкими точками**» – где и пористость повыше, и проницаемость лучше на порядок. Именно в этих местах и добывали без гидроразрыва по 15 кубометров газа в сутки.

Что привнёс в историю Барнетта Джордж Митчелл? Первичный гидроразрыв! До Митчелла основным применением разрывов – и на нитроглицерине, и с насосами – было восстановление добычи старых нефтяных скважин. Когда «классическая» нефтяная скважина добывает нефть, наряду с другими факторами изменяются свойства пород вокруг скважины. Например, поры забиваются тяжёлыми и вязкими фракциями нефти. Трещина гидроразрыва проникает через изменённую зону и даёт скважине доступ к ещё не повреждённой породе – дебит восстановили. Особо крупные размеры разрыва ни к чему – достаточно, если заполненная проппантом трещина отошла от скважины на десяток метров. Автор помнит, как в начале девяностых рассказывал коллегам-нефтяникам в Радужном, что «*Митчелл Энерджи*» рвёт газовые скважины на смеси воды с лигроином и метанолом, вообще без добавления проппанта, причём закачивает в скважину до 500 кубометров жидкости. «Да не кубометров, а литров, наверно! — не верили суровые сибирские мужики, — И вообще, газовые скважины не рвут!» В 2016 году рекордный (но не единичный) «фрак» на Барнетте – 3 млн галлонов. Одиннадцать тысяч кубометров.

Собственно, первичный гидроразрыв с целью добыть как можно больше нефти за кратчайшее время придумали – не от хорошей жизни, ведь кредиты надо было отдавать, – парни из «*Станолинд*». Читайте предыдущую сказку. В «*Митчелл Энерджи*» ту же инвестиционную схему применили для газа. Действительно, если вместо скважины – цилиндра с диаметром 0.3 м и характерной площадью контакта с залежью около 100 м² – бабахнуть десяток трещин 100 на 500 метров, площадь контакта возрастает в искомые 10'000 раз, и на «сладкой точке» можно получить приток 150 тыс кубов газа в сутки. Другое дело, что добудет такая скважина не очень много. Разберём на примере того же месторождения в Техасе.



В 2013 году Университет Техаса (в Остине) и Университет Райса (в Хьюстоне) совместно опубликовали доклад о потенциальных ресурсах Барнетта¹¹⁹. Для начала приводится оценка начальных извлекаемых запасов газа: 86 триллионов кубических футов (2'400 млрд м³), из коих 19 уже в эксплуатации, 45 «пока не найдено на уже эксплуатируемых площадях», и 22 «пока не найдено на территории, где ещё не бурили». Любому, кто хотя бы поверхностно знаком с

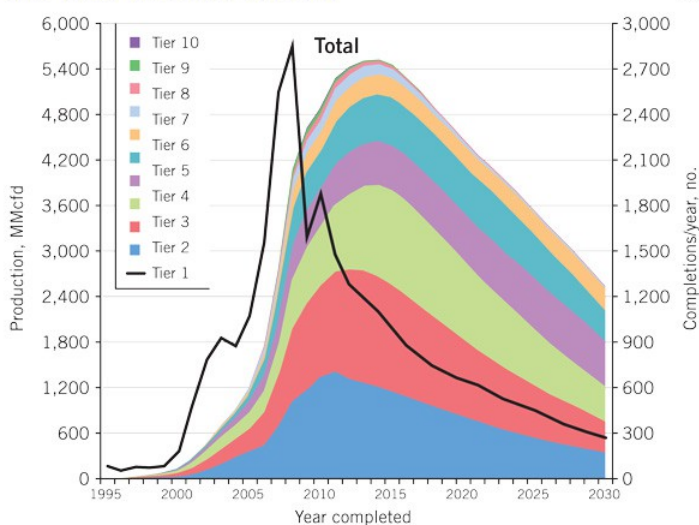
¹¹⁹ John Browning, Scott W. Tinker, Svetlana Ikonnikova, Gürçan Gülen, Eric Potter, Qilong Fu, Susan Horvath, Tad Patzek, Frank Male, William Fisher, Forrest Roberts (University of Texas, Austin); Ken Medlock III (Rice University, Houston) «BARNETT SHALE MODEL-2: Barnett study determines full-field reserves, production forecast», **Oil & Gas Journal**, 02/09/2013

историей геологоразведки штата Техас, в последней фразе прозвучит звоночек. С конца позапрошлого века бурили в Техасе практически везде, другое дело что далеко не повсеместно бурение десятка-другого разведочных скважин приводило к открытиям промышленных запасов. Впрочем, нарушения законов физики в докладе нет. Как указывалось выше, общая площадь Барнетта – 13'000 км², в среднем на каждом километре, оценочно, 0.28 млрд м³ начальных геологических запасов, итого 3'600 млрд. Коэффициент извлечения у аспирантов получился меньше 100%. Нормально.

На карте геологических запасов каждый квадратик – 640 акров, или квадратная миля, то есть 2.6 км². На этом квадратике – от «менее 23» до «более 106» млрд кубических футов газа, что даёт от «менее 0.25» до «более 1.15» млрд м³ геологических запасов газа на квадратный километр. Вычислив стоимость бурения, пришли к выводу, что буриться будут лишь квадратики с геологическими запасами не меньше 0.58 млрд м³ на км². По мнению авторов работы, на этих площадях добыча газа будет рентабельна при цене не ниже 4 долларов за миллион BTU (около 1'000 кубических футов), большинство скважин будет работать по 25 лет, а добыча на одну скважину составит от 55 до 120 млн м³. Всего со «сладких точек» можно добыть (к 2050 году) 45 триллионов кубических футов (1'275 млрд м³) природного газа, примерно половину расчётных технически извлекаемых запасов. Воспроизведём график из доклада.

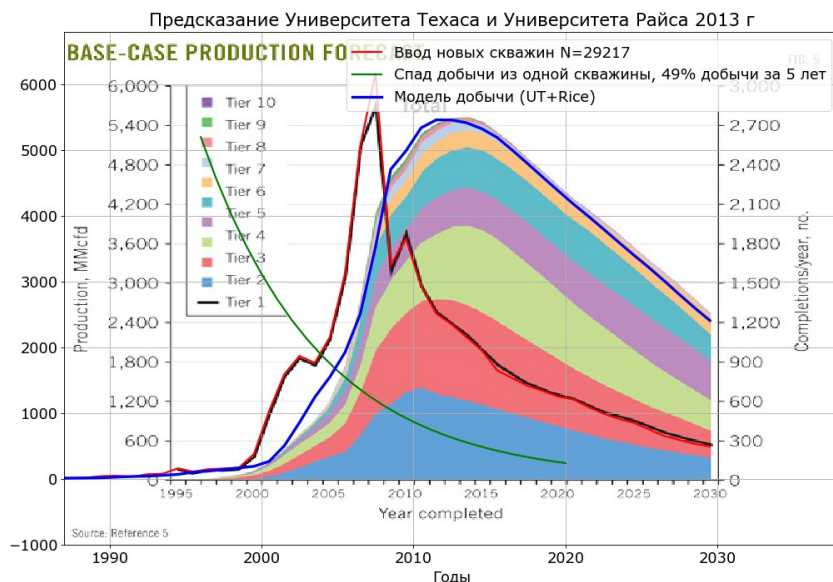
BASE-CASE PRODUCTION FORECAST

FIG. 5



Source: Reference 5

Чёрная кривая – ввод новых скважин, заливка – предсказанная добыча до 2030 года. Как уважаемые авторы рассчитали общую добычу? Приведём упрощённый метод, используя уравнение свёртки, аналогичное {9.3}, лишь вместо спада концентрации CO₂ – спад дебита из скважины (программа



Как видим, авторы приняли, что первый год после гидроразрыва скважина на Барнетте будет давать в среднем 520 тыс кубических футов (14.7 тыс м³) газа в сутки, а снижение добычи – по 12% за год, при общем времени работы скважины 25 лет.

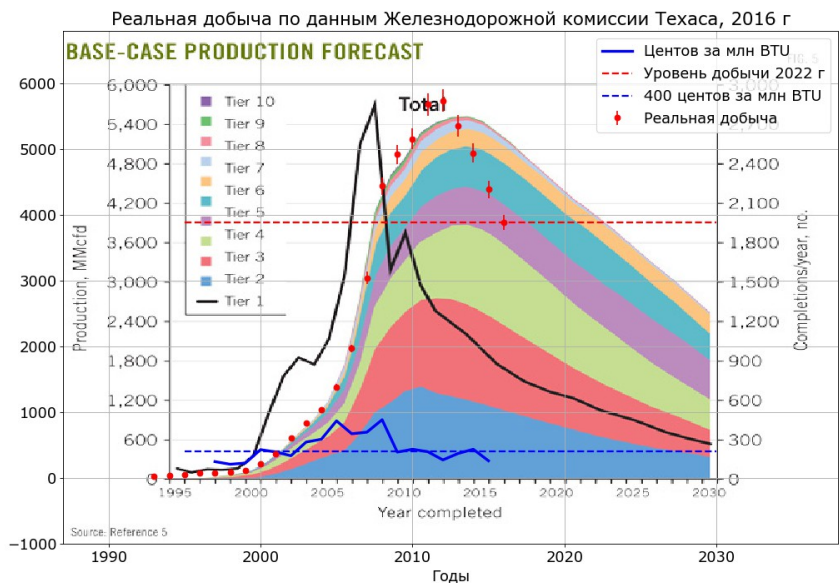
Обратите внимание на несоответствие реальных и расчётных данных за период 1995-2006 гг. Похоже, пробуренные «Митчелл Энерджи» с 1981 года скважины уже перестали давать газ!

Работа над докладом началась в 2011 году; использовались данные по добыче и количеству пробуренных скважин по состоянию на декабрь 2010 года. К тому времени на месторождении было пробурено, порвано и освоено (аварийные не считаются) 15'144 скважины. Пока два полных года писался доклад, резвые газовики подключили ещё около 3'000 скважин. По мнению авторов доклада, полное освоение месторождения потребовало бы бурения «примерно 29'217 (sic! Примерно с точностью до единицы!) добычных скважин».

С момента публикации прошло полных четыре года. Теперь мы знаем, что пик добычи Барнетта пришёлся не на 2014 год, а на зиму 2011-2012 годов, однако газовики перевыполнили прогноз университетов по общему дебиту: 5'742 млн кубических футов в сутки против 5'500 предсказанных¹²⁰. С тех пор добыча неуклонно снижается, причём гораздо быстрее, чем предсказали

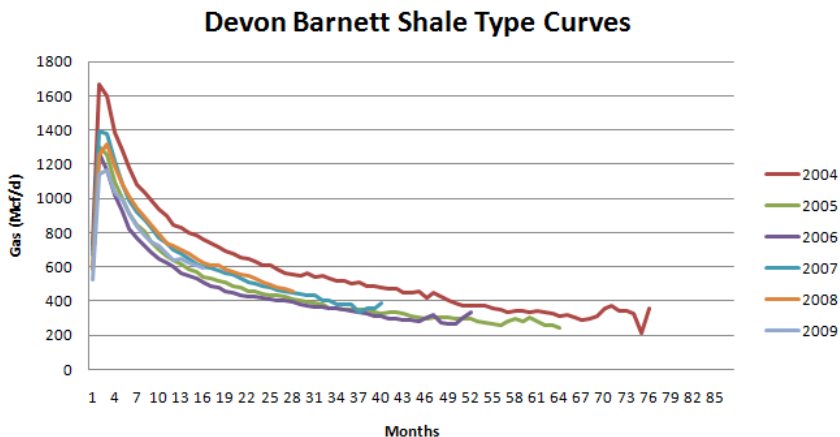
¹²⁰ По факту оказалось меньше 5'000 млн кубических футов в сутки: в 2017 году ЕИА выяснила, что долгие годы «Митчелл Энерджи» фальсифицировала значения $T_{\text{запасы}}$ для формулы {10.1}, но аспиранты не могли этого знать. Здесь и далее вычисления приводятся со «старыми» коэффициентами расширения газа. Новые значения приводятся в следующей главе.

университетские геологи. В 2016 г добыча упала до 3'890 млн кубических футов в сутки. По мнению университетов, такое снижение дебита ожидалось лишь к 2022 году (программа \Chapter 10\Test_02_Prediction_Barnett.py)



Экономисты жалуются, что в 2012 году произошёл обвал цен на природный газ в США. Ну, обвалом это можно считать лишь условно: вот в 2008 году цена упала более чем вдвое: с \$8.86 за млн BTU до \$3.94, но продолжали же бурить?

Если посмотреть на данные основных газодобывающих компаний на Барнетте, можно обнаружить примерно следующее. Ниже приводятся данные «Девон Энерджи»; остальные аналогичны. Кстати, именно «Девон» в 2002 году приобрела у Дж.Митчелла «Митчелл Энерджи» за скромную сумму \$3.2 млрд.



Пробуренные в 2004 году скважины после выхода на режим давали по 1'600

тыс кубических футов газа в сутки. Через 72 месяца дебит падал до 370. Легко вычислить, что падение дебита – по 2.0% в месяц, или 22% за год. Те скважины, что бурились в 2009 году, в начале эксплуатации давали уже по 1'200 тыс в сутки, и всего за 34 месяца спускались до 380 тыс кубических футов. Это уже снижение добычи по 3.4% в месяц.

В 2014 году все производители газа на Барнетте, будто сговорились: перестали публиковать кривые спада добычи. Я долго искал в Интернете и журналах *SPE*. Ни одной циферки! *Dictum sapienti sat est*.

Пусть месячная добыча одной скважины описывается простейшей экспонентой, где t – время в месяцах, а q_0 – дневной дебит:

$$dQ=30\,q_0\exp(-\sigma\,t)$$

Тогда добыча за всё время жизни скважины T :

$$Q=\int\limits_0^T30\,q_0\exp(-\sigma\,t)dt=30\frac{q_0}{\sigma}(1-\exp(-\sigma\,T))\qquad\qquad\{10.3\}$$

Половина газа будет добыта за время $T_{1/2}$:

$$T_{1/2}=\frac{\ln 2}{\sigma}=\frac{0.7}{\sigma}\qquad\qquad\qquad\{10.4\}$$

Ни одна скважина полные 25 лет на Барнетте не отработала. Самая первая скважина, «Слэй-1»¹²¹ из 1981 года – была тампонирована в 1999. Однако предположим, оптимистически, что в будущем все скважины будут работать по 25 лет, то есть 300 месяцев. Сведём вычисление в таблицу.

Год бурения	q_0 , тыс фт^3	σ , $\frac{1}{\text{месяц}}$	$T_{1/2}$, месяцев	Q , млрд фт^3	Q , млрд м^3
2004	1'600	0.020	35	2.4	0.070
2009	1'200	0.034	21	1	0.028

Вы скажете: в Америке есть газовые скважины, работающие по 40 лет, а на месторождении Грёнинген в Голландии одна «старушка» и 53 года отработала! Для скважин с начальным дебитом в сотни миллионов кубических футов это актуально. Но скважины Барнетта по определению малодобитные. Те, что пробурены в 2004 году, к 2030 будут выдавать всего по 3'100 кубических футов (90 кубометров) газа в день. А пробуренные в 2009 – к 2030 опустятся до уровня... 220 кубических футов в сутки. Как говаривал один знакомый техасский бурильщик: «я пёрнуть могу больше, чем такой дебит».

Отчего такое снижение производительности между 2004 и 2009 годами? В 2004 году бурили «сладкие точки» с характерными запасами газа (вспомним

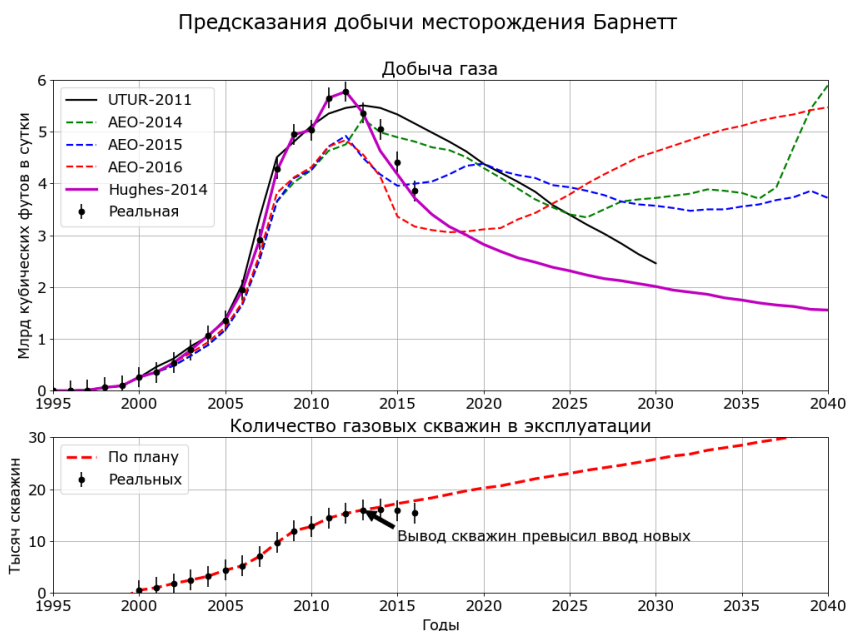
121 В буквальном переводе с буровицкого сленга: «Первого замочили». Что показательно.

карту выше) 1.15 млрд м³ на км². При этом скважина дренирует порядка 0.06 км² площади, или 500х1000х120 метров объёма. Здесь 500 – апертура типичного гидроразрыва, 1000 – длина типичного горизонтального ствола в зоне перфораций, 120 – мощность пласта. Но сладких точек уже не осталось, оттого к 2009 году перешли на бурение площадей с характерными запасами 0.60 млрд м³ на км², а там скважина дренирует 0.05 км² площади, при мощности пласта менее 100 м.

Для добычи заявленных 45 триллионов кубических футов, оказывается, надо пробурить не 29'217 скважин, а более 50'000. Чтобы выполнить такой график, до 2030 года надо ежегодно бурить по 2300 скважин. Технически невозможного в этом нет, бурили и по 2900. Однако задумайтесь: вы поддерживаете бешеные темпы бурения, а добыча газа не только не растёт, не только не стоит на «полочке», а снижается на 5% ежегодно! Ни у одного нормального инвестора нервы не выдержат.

Независимо от университетских аспирантов, будущее Барнетта предсказывали американская EIA[21] и независимый нефтегеолог Дэйвид Хьюз[22].

Отрисует предсказания программкой \Chapter 10\Test_03_Prediction_Barnett.py



Хьюз в 2014 году выдал предсказание, что если не произойдёт сбоя в американской экономике, к 2030 году в эксплуатации на Барнетте будет находиться около 23 тыс скважин (из примерно 38 тыс на то время пробуренных). Совместно они будут давать 2 млрд кубических футов в сутки – 57 млн м³ природного газа. Для сравнения, примерно столько же дают сегодня всего 30-40 скважин Уренгоя. Этот прогноз на 20% ниже вычисленного

аспирантами Университета Райса, но находится вполне в пределах геологической неопределённости. Главное различие – в экономике проекта. По мнению аспирантов, средняя газовая скважина Барнетта добудет за время продуктивной работы около 90 млн м³, а Хьюз полагает, что всего 25-30 млн м³. Так как скважины в обеих работах стоят примерно одинаково, газ у Хьюза вышел примерно втрое дороже, чем у аспирантов: \$13 против \$4 за миллион BTU (в долларах 2015 года).

По факту бурение 2015-2016 годов несколько отставало от модели. Уже в 2014 году новые скважины бурились взамен ликвидированных, а с 2015 года ликвидация скважин превысила ввод новых, оттого число работающих скважин стало снижаться. Впрочем, прогноз по добыче пока выполняется, что само по себе говорит о надёжности модели Хьюза.

Если же посмотреть на прогнозы EIA (пунктирные линии на графике), возникает единственный вопрос: где парни покупают такую травку? Поглядим на безумные графики добычи с 2016 по 2040 годы. Прогноз АЕО-2014 на 62% превышает расчётные извлекаемые запасы Университета Райса, и составляет (внимание!) 107% от общих и перспективных геологических запасов. КИ = 107%. Ну или 107% КПД у теплового двигателя – понимайте как угодно.

Впрочем, EIA на этом не остановилась. В АЕО-2015 извлекаемые увеличили ещё на 8, а в АЕО-2016 – ещё на 9%. КИ = 126%. Между тем, современные гидроразрывы требуют всё больше ресурсов. Сравните сами с одиноким грузовиком-насосом на фото из далёкого 1948 года.



Зачем ЕИА выдаёт такие безумные прогнозы по Барнетту? Гипотеза о том, что успокаивают население, не выдерживает критики. Населению уже давно внушили, что газ в трубе и электричество в розетке будут всегда, лишние графики не нужны. Так же трудно предположить, что уважаемое агентство поставляет подобные данные для президента, администрации США и какой-то экономической «элиты».

Остаётся предположить, что прогнозы ЕИА – для «неквалифицированных инвесторов», в том числе менеджеров пенсионных фондов, ориентированных на долгосрочные вложения капиталов. Это, впрочем, как раз Джордж Митчелл и придумал.

Безумству сказки поём мы песню.

Сказка четвёртая. Короткая.

В ~~некотором царстве-государстве~~ графстве Чаутауква, штат Нью-Йорк, жил да был мастер-оружейник Уильям Харт. Как-то надоело ему чинить винтовки да ружья, и решил он найти сланцевый газ. Пробурил скважину глубиной чуть более 21 метра в трещиноватые сланцы-алевролиты, вставил железную трубу, зацементировал смолой. На поверхности поставил большую смолёную бочку – газосборник, а из бочки газ по другой трубе направил прямоком на кухню местной гостиницы-пивной-закусочной. Руки у оружейника росли откуда надо, а не как у некоторых.

Соседям понравилось. Принялись бурить скважины да осваивать голубое топливо. От газа заработала паровая машина на лесопилке. Газом засветил маяк на озере Эри. На улицах заштатного городка Фредония вкопали – можете мне не верить, сэр, – газовые фонари! Население Кливленда, Питтсбурга и даже уже тогдашнего супер-пупер-мегаполиса Нью-Йорк тоже не верило – приезжали лично поглядеть на чудеса техники.

А случились эти чудеса по геологическим меркам почти вчера... в 1821 году от Р.Х. Так что, когда другие сказочники говорят вам, будто сланцевый газ открыли парни в белых лабораторных халатах по приказу президента Обамы в 2010 году, вы не верьте. Сланцевому газу скоро стукнет две сотни. И на 200 лет – до 2021 года – его железобетонно хватит.

Правда, не во Фредонии. Там весь природный газ – и сланцевый, и несланцевый – полностью закончился ещё до Второй Мировой.

А теперь мораль всех четырёх сказок, то есть итоги главы:

- «Сланцевая революция», если понимать под этим термином «изобретение новых технологий добычи, открытие новых месторождений», – существует лишь в воображении безграмотных журналистов и оболваненных ими мелких инвесторов. Все используемые «новые технологии» разработаны в XX веке, и

специфическими для трудноизвлекаемых запасов не являются; все месторождения «сланцевых» были открыты до 1970 г – некоторые и в XIX веке – однако не эксплуатировались в связи с низкой либо отрицательной рентабельностью.

- «Сланцевая революция», если понимать под термином «использование инвестиционных схем, государственных субсидий и/или дешёвого госкредита для ведения низкоприбыльного и/или убыточного бизнеса в области добычи нефти и газа», – есть в США ~~практическая штука~~ реальная штука, и даже в чём-то обществу полезная (однако и «инновацией» в строгом смысле не является¹²²). Из частных инвесторов, успевших войти в пирамиду до 2010 года и обналичить до 2014, дело получилось не просто полезное, а чрезвычайно выгодное. В отличие от чисто-финансовых пирамид, общество США получило от «сланцевой революции» реальную пользу в виде рабочих мест.
- Нет никаких сомнений, что добыча трудноизвлекаемых запасов нефти, газа и угля во всём мире (в том числе в России, где она уже идёт полным ходом, но без хлёстких заголовков в прессе) будет продолжаться. Это оттого, что исчерпание «классических» запасов – объективная реальность. Вряд ли можно сомневаться и в том, что во многих странах разработка «нетрадиционных» потребует вмешательства государства в различных формах: от налоговых льгот до принудительного труда.
- На числовом примере продемонстрирована техника использования функции свёртки. Показана опасность использования этой функции в «классической» экономике, где производство считается без ограничений по конечным ресурсам.
- Промышленная добыча «сланцевых» углеводородов будет продолжаться в США ещё многие столетия, однако в объёмах, совершенно недостаточных для удовлетворения даже минимальной потребности.

¹²² В истории полно примеров государственного стимулирования убыточной или непроизводительной деятельности с целью облегчения жизни беднейших слоёв населения. Классика жанра – «Новое соглашение» (New Deal) Рузвельта в США 1933-1942 гг.