



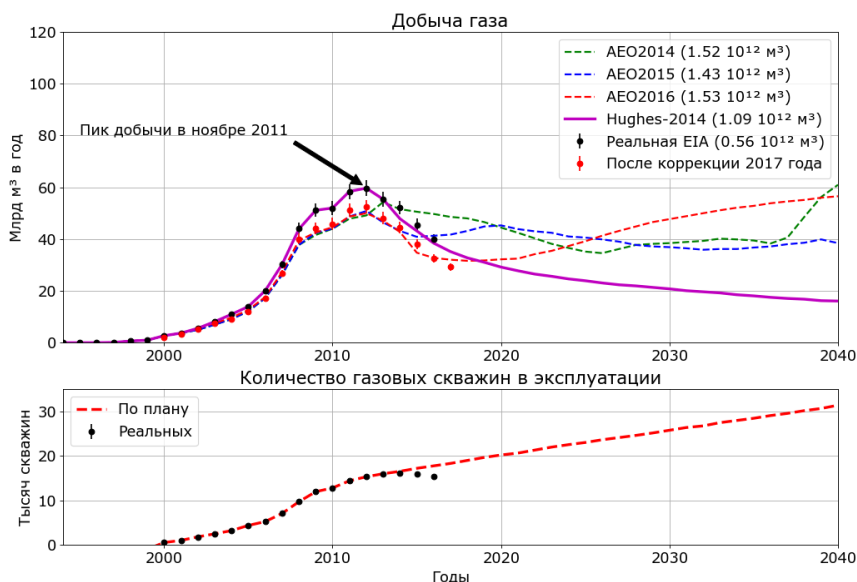
## Глава 11. Двести лет сланцевых.

Геологи много и тщательно искали источники, сверлили скалы, потели, совершали изнурительные походы во время общих привалов. Изя просто сидел в волокуше под уродливым самодельным зонтиком и копался в старых бумагах, которых у него набралось уже несколько ящиков. И он четыре раза предсказал, где искать подземные цистерны. Правда, одна цистерна оказалась пересохшей, а в другой вода порядочно протухла, но дважды экспедиция получила прекрасную воду, благодаря Изе и только Изе.

— А. и Б. Стругацкие «Град обречённый»

Для тех, кто пока верит в сказки про Президента Обаму и рыцарей в белых лабораторных халатах, огласим список девяти крупнейших месторождений «сланцевого газа» — из тех, что с первых полос Интернета не сходят, — с указанием года открытия, года начала освоения, а также пика добычи. Одновременно покажем оценку перспектив добычи природного газа в США по упомянутой публикации Дэвида Хьюза[22]. Для простоты сравнения сразу будем переводить из кубических футов в кубометры<sup>124</sup>. Первое в списке — уже известное нам месторождение Барнетт<sup>125</sup>. Программа **Chapter 11\01\_Barnett\_Gas.py**

Добыча газа на месторождении Барнетт



<sup>124</sup> Д.Хьюз использовал данные EIA по июль 2016. На графиках и в таблицах ниже будут по возможности приводиться самые свежие реальные данные по состоянию на октябрь-ноябрь 2017 года. Окончательной статистики добычи за 2017 год на момент написания главы не существует.

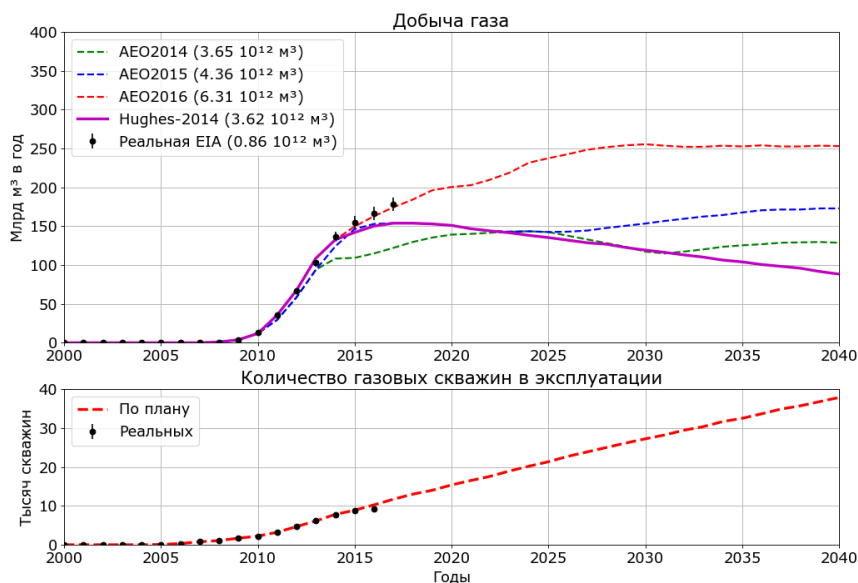
<sup>125</sup> В 2017 году в EIA изменили значения коэффициента  $B_g$ , то есть параметры в формуле {10.1} на некоторых месторождениях. Кое-где коррекция значительная. Оказывается, Митчелл и последователи вводили USGS в заблуждение относительно зарегистрированного градиента температур.

На пике добычи в ноябре 2011 года месторождение обеспечивало около 8% американского природного газа, но с тех пор сдулось на  $\frac{2}{3}$ . Обеспечивавшие 91% добычи «сладкие точки» находились в основном в 5 графствах Техаса: Таррانت, Джонсон, Дентон, Уайз и Паркер. Первые два графства разбурены на 100%, места для новых скважин там просто нет. Из пробуренных с 1981 года примерно 20'000 скважин, 5'000 выведены из эксплуатации, а прибавка новых скважин уже меньше, чем ликвидация. На пике добычи функционировало 16'000 скважин, в 2016 – 15'000. В 2017 году на Барнетте бурило в среднем 6 буровых.

Достаточно оптимистический прогноз Хьюза предполагает добавку в фонд ещё 17'000 скважин до 2030 года (плюс замещение выработанных). На деле такой график бурения вряд ли выполнят. На чём основаны прогнозы EIA, не знает даже само агентство.

Однако двинемся дальше – на месторождение Марцеллус в Пенсильвании и Западной Вирджинии. Программа **Chapter 11\02\_Marcellus\_Gas.py**

Добыча газа на месторождении Марцеллус



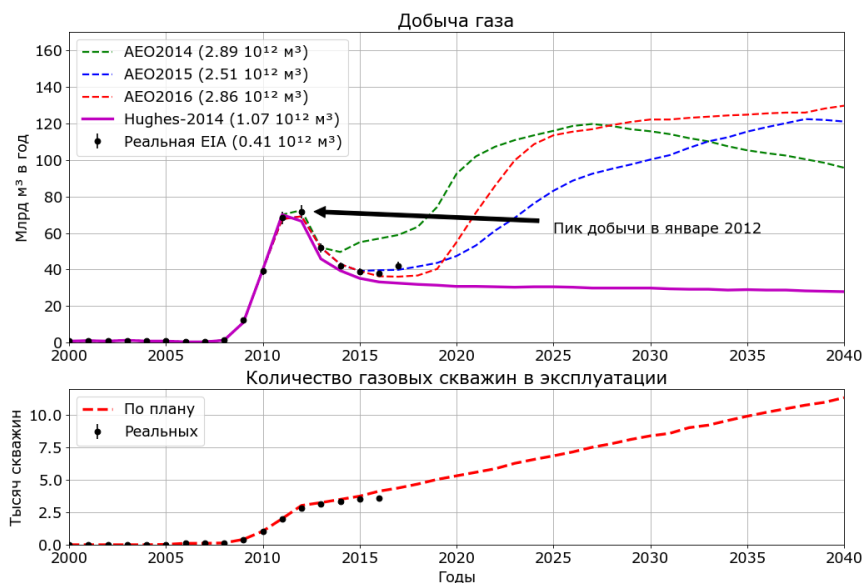
На сегодняшний день Марцеллус – самое продуктивное газовое месторождение США. Имея в активном фонде менее 9'600 скважин, оно добывает более 170 млрд м³ в год, или около четверти общей газодобычи из «сланцевых». Пик добычи пока не пройден.

Как и в случае с Бернеттом, предсказания EIA сверх-оптимистичны: прогноз 2016 года предусматривает выход к 2030 году на бесконечную «полочку» добычи 250 млрд м³. По мнению Хьюза, при условии бурения ещё 27'000 скважин, то есть по тысяче ежегодно плюс взамен выбывающих, к 2040 году удастся удержать добычу выше 80 млрд м³ в год – это втрое меньше, чем

прогноз EIA. К слову, Хьюз – совсем не пессимист. Геологи USGS полагают, что до 2040 года из Марцеллуса удастся выдать «всего» 2.4 триллиона м<sup>3</sup> – против 3.6 у Хьюза. Основания для пессимизма есть. Две трети газа находится всего в пяти графствах Пенсильвании: Саскуханна, Брэдфорд, Вашингтон, Лайкоминг и Гриан. Первое уже разбурено полностью. Осталось порядка 50'000 тыс точек возможного бурения, но продуктивность там ожидается существенно ниже, чем в «сладких точках».

Следующее месторождение – Хайнесвилль в Луизиане и Техасе. Программа **Chapter 11\03\_Haynesville\_Gas.py**

Добыча газа на месторождении Хайнесвилль

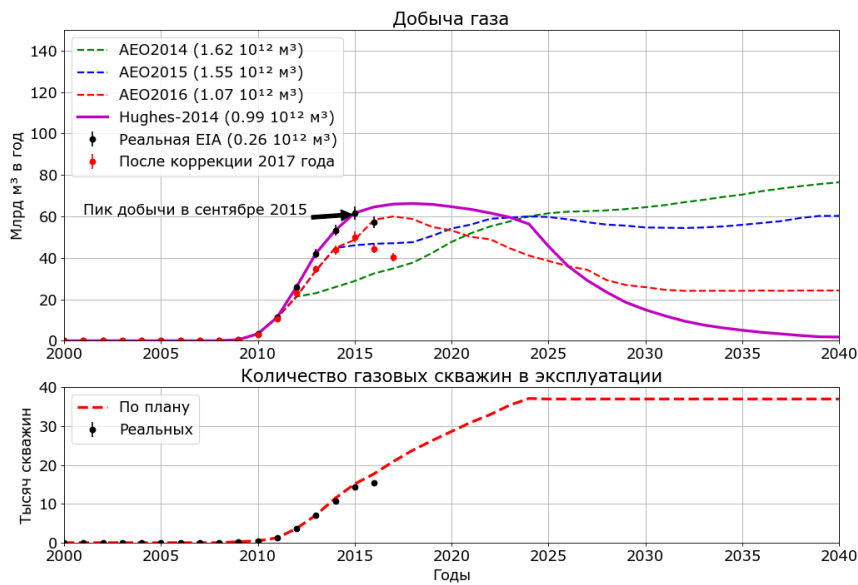


Это месторождение в геологическом плане – младшая сестричка Барнетта. Разработка началась на тридцать лет позже, рост добычи был круче, и также круче получился спад. Основные «сладкие точки» в графстве Де-Сото (штат Луизиана) уже разбурены. Сейчас на месторождении осталось в эксплуатации около 3'600 скважин. Годных к бурению точек – около 17'000, но продуктивность там будет низкая. Как и на Барнетте, ожидается безумная буровая гонка с наращиванием парка работающих скважин до примерно 11 тысяч к 2040 году. При этом есть шанс удержать добычу на полочке около 25 млрд м<sup>3</sup> в год (против 120 в прогнозах EIA).

Иглфорд – тоже Техас. Программа **Chapter 11\04\_EagleFord\_Gas.py**. Сорок пять процентов «сладких точек» находится в одном графстве: Уэбб, и все уже разбурены. По-видимому, к 2025 году годные точки для бурения будут исчерпаны полностью, а общее количество действующих скважин составит 37'000. Здесь EIA не демонстрирует особенного оптимизма, снизив в 2016 году извлекаемые запасы до 1.07 триллионов м<sup>3</sup>. Хьюз рассчитывал на несколько

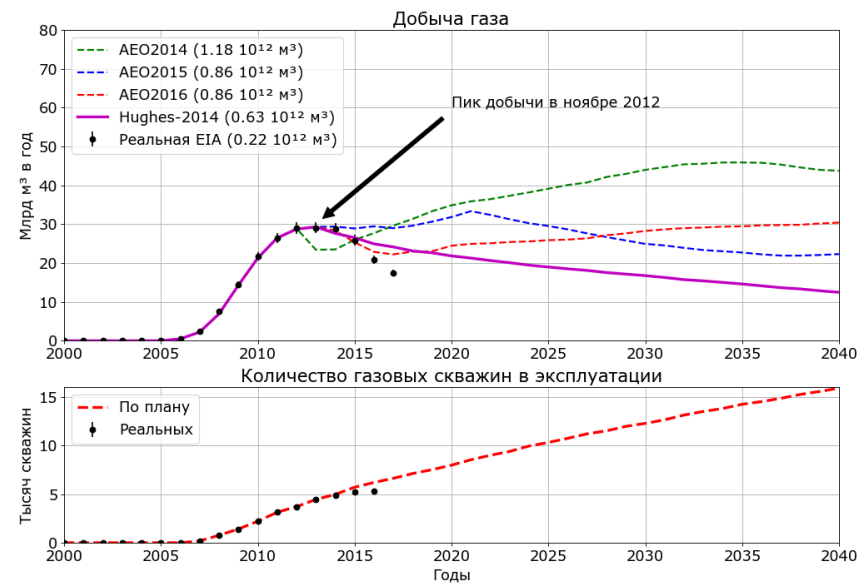
меньшее значение: 0.99. Это, пожалуй, единственное газовое месторождение, где прогноз АЕО2016 не слишком далёк от геологической реальности.

Добыча газа на месторождении Иглфорд



Относительно небольшое месторождение Файеттевилль – штат Арканзас. Программа **Chapter 11\05\_Fayetteville\_Gas.py** . Половина «сладких точек» сосредоточена в двух графствах: Ван-Бурден и Конуэй. Ещё в трёх: Уайт, Клебур и Фолкнер – находится почти все остальные.

Добыча газа на месторождении Файеттевилль

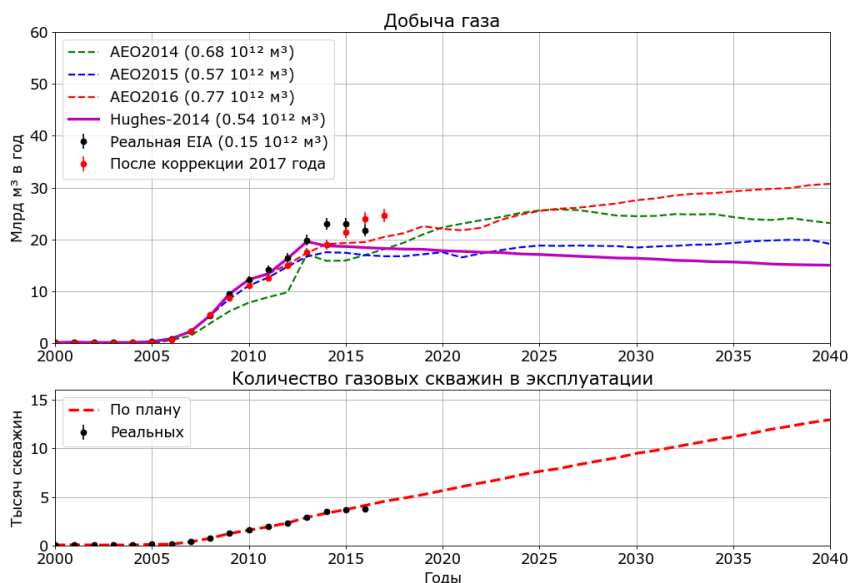


В 2014 году совместное исследование Университета Техаса (в Остине) и Бюро Экономической Геологии Техаса оценили общие и перспективные запасы Файеттевилля в 18 триллионов кубических футов (Tcf). Собственная оценка EIA – 19 Tcf, в пределах геологической неопределённости. Однако при этом EIA намеревается из месторождения извлечь... 25.5 Tcf. Иначе как чудом это назвать нельзя.

При условии бурения 1'000 скважин в год добычу на месторождении можно растянуть на два десятилетия. Пока же Файеттевилль наглядно демонстрирует, что произойдёт с другими «сланцевыми» в случае досрочного прекращения буровой гонки. С октября 2011 по октябрь 2016 количество буровых сократилось с 34 до 1 (в 2017 работало 0.8 буровой в среднем за 3 квартала), а добыча упала на 33% – и продолжает падать.

Ещё одно относительно небольшое месторождение: Вудфорд – штат Оклахома. Программа **Chapter 11\06\_Woodford\_Gas.py**

Добыча газа на месторождении Вудфорд



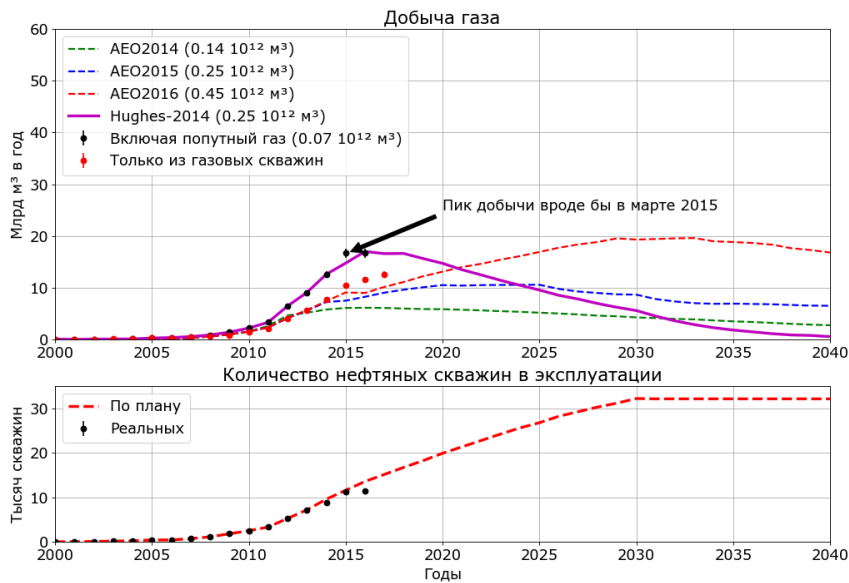
Ситуация здесь аналогична Файеттевиллю. EIA намерено извлечь 122% от собственной оценки подтверждённых и перспективных запасов. Сейчас на месторождении функционирует около 4'700 скважин, и есть место ещё для 14'000. При условии бурения 900 скважин ежегодно удастся поддерживать «полочку» выше 18 млрд м³ вплоть до 2035 года; далее произойдёт довольно быстрый коллапс добычи.

В отличие от Файеттевилля, Вудфорд меньше пострадал от сокращения буровой активности: 45 буровых в октябре 2016 против 79 в ноябре 2011 (в 2017 активность почти восстановилась: в среднем 66 буровых). Заметим, что

на Вудфорде заметна тенденция к завышению оперативных данных по добыче газа. После коррекций значения всегда меняются в сторону уменьшения.

Месторождение Баккен лежит на границе Северной Дакоты, Монтаны и канадского штата Саскачеван. Изначально оно считалось «нефтяным», а до 35% попутного газа горело буквально синим пламенем – в факельных горелках. Однако с 2014 года «Зелёные» в Сев.Дакоте протолкнули ряд законодательных поправок, и количество лицензий на факельное сжигание резко упало. Для налогов штата и природы это безусловно выгодно. Для нефтяных компаний – варьирует от «слегка убыточно» до «здесь пока не бурим». Так или иначе, полезный выход природного газа превысил как прогнозы EIA, так и прогноз Хьюза (последний в 2016 году предсказание скорректировал)<sup>126</sup>. Программа Chapter 11\07\_Bakken\_Gas.py

Добыча газа на месторождении Баккен



К перспективам месторождения Баккен мы ещё вернёмся при обсуждении «сланцевой нефти» – ЛТО. Пока же рассмотрим последнее из крупных газовых месторождений – Ютика в штатах Огайо, Пенсильвания и Западная Вирджиния. Разработка началась в 2006 году, но тогда функционировала единственная экспериментальная скважина. Активное бурение начато в 2012, и к концу 2014 года в эксплуатации находилось «всего» 707 скважин. В отчёт Хьюза это месторождение не вошло – не хватало данных. Для полноты картины я выполнил расчёт добычи по данным 2017 года. Используется оценка извлекаемых запасов USGS – 38 Tcf и оптимистичное предположение,

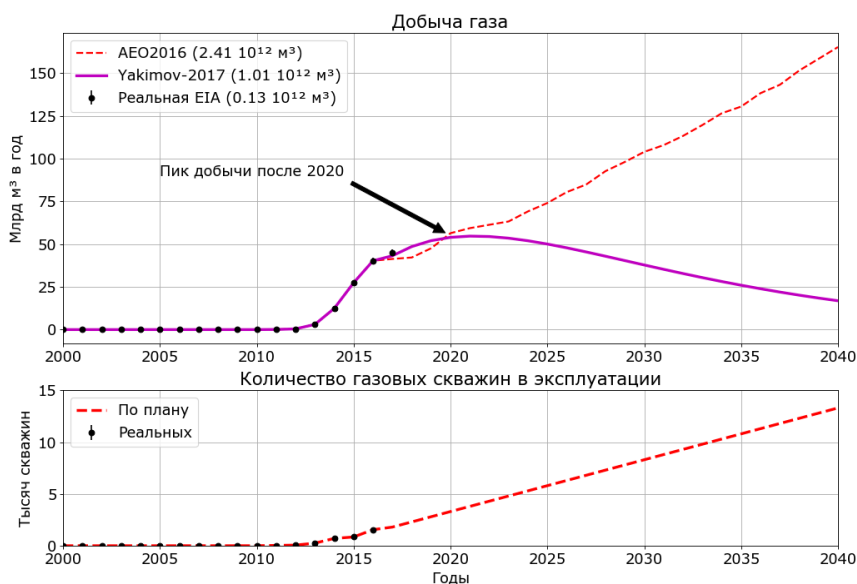
126 В статистике EIA газ Баккена учитывается по двум категориям: «газ из трудноизвлекаемых запасов» и «попутный газ нефтяных скважин». По сумме двух добыча газа на Барнетте прошла пик в марте 2015 года на уровне 16.7 млрд м³. Отдельно по «сланцевому газу» добыча пока растёт: в 2017 году ожидается 12.6 млрд м³. Это объясняется тем, что многие скважины Баккена начинают «карьеру» как «нефтяные», а затем их формально переводят в разряд «газовые».

что на месторождении будут вводить в строй ежегодно по 500 дополнительных скважин. В отчётах EIA 2014 и 2015 годов Ютики тоже не было. В 2016 уважаемое агентство насчитало 85 Tcf извлекаемых, то есть примерно как на Хейнесвилле. Число оптимистическое, но оставим специалистам EIA такое право.

А теперь – держитесь за стул! В 2015 году «исследователи» из университета Западной Вирджинии насчитали в Ютике 782 (семьсот восемьдесят два прописью)<sup>127</sup> Tcf извлекаемых запасов. Это почти вдвое больше, чем оценка USGS для всей территории США, включая Аляску! Ушлые профессора и аспиранты собрали с 30 «сланцевых» компаний \$11 млн грантов на 5 лет.

## Программа Chapter 11\08\_Utica\_Gas.py

Добыча газа на месторождении Ютика



Наконец, в отчёте EIA 2015 года появилась интересная строчка «прочие и ещё не найденные месторождения». До 2014 года молчаливо предполагалось, что раз «революция», значит до 2000 года «сланцевый» газ добывал почти исключительно дядя Митчелл на Барнетте. В 2015 некоторые «классические» газовые месторождения перекалифицировали в «сланцевые», а добыча из них к 2000 году – 20 млрд м³. В 2017 году EIA в очередной раз перетасовала классификацию, переместив множество малых месторождений, с их 2.4 млрд м³ добычи 2000 года, из «классических» в «сланцевые». Одновременно изменили значения коэффициента  $B_g$ , то есть параметры в формуле {10.1}. На некоторых месторождениях коррекция значительная<sup>128</sup>. Таким образом, к

<sup>127</sup> Скачано в ноябре 2017

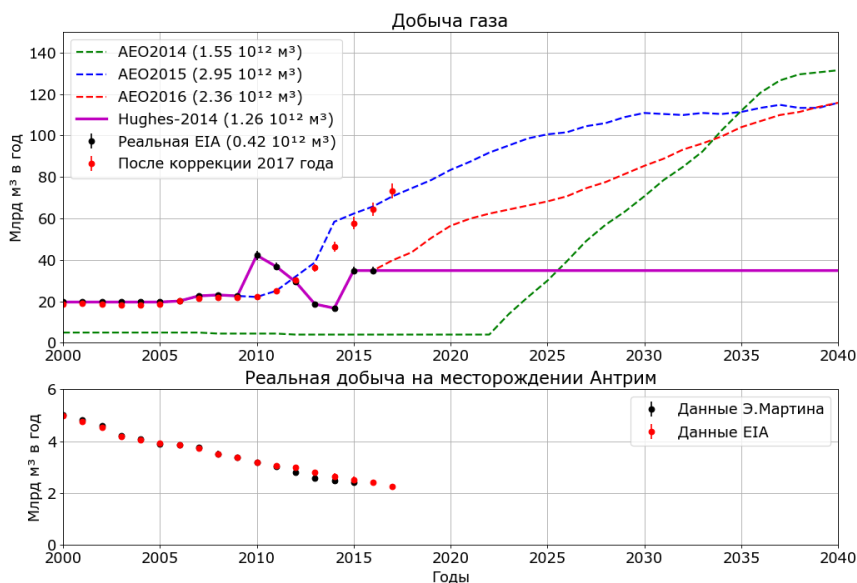
[http://www.rigzone.com/news/oil\\_gas/a/139667/study\\_utica\\_shale\\_larger\\_than\\_previous\\_estimates/](http://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/139667/study_utica_shale_larger_than_previous_estimates/) См. также <http://slideplayer.com/slide/8415347/>

<sup>128</sup> Скачано 6 ноября 2017 года с <https://www.eia.gov/naturalgas/weekly/>

«сланцевому» газу «остальных месторождений США» в 2016 году была сделана искусственная добавка 30 млрд м<sup>3</sup> – отняли, естественно, у «классического» газа. Зачем понадобились бумажные фокусы? Предполагаю, что очень хотелось побить рекорд 2015 года. Действительно, по «новым, самым проверенным», данным EIA «сланцевого» газа в 2015 добыли 424.8 млрд м<sup>3</sup>, а в 2016 – 442.7. Без изменения классификации скважин рекорд остался бы стоять. Впрочем, побили бы в 2017 – по «новой классификации» в этом году вероятно будет добыто более 460 млрд м<sup>3</sup>.

## Программа Chapter 11\09\_Others\_Gas.py

Добыча газа на месторождении Антрим и "прочих"



Когда представителей EIA попросить показать на карте США, где именно находятся эти «остальные», вам уверенно ткнут пальцем в северную часть штата Мичиган, где находится месторождение Антрим. Штука действительно уникальная. Здесь газовые залежи на глубинах всего 200-700 м непрерывно подпитываются за счёт «рудничного» метана из нижележащих угольных пластов. Месторождение открыли в 1901, а эксплуатировать начали потихоньку в 1940. Притоки из скважин исчислялись первыми кубометрами в день, но скважины ведь маленькие, короткие, дешёвые! Их и бурили как какие-нибудь дачные колодцы, обеспечивая домохозяек дармовым газом для кухни. То же самое делал кузнец Билли Харт в далёком 1821 году – читайте в предыдущей главе. При тех дебитах, да с подпиткой из угля, Антрим был бы практически вечным. Всего на месторождении к 2016 году пробурено около 10'000 скважин. После успеха первичных гидроразрывов Митчелла по всему месторождению принялись рвать, и в 1993 оно вышло на пик – свыше 6 млрд м<sup>3</sup> годовой добычи. Но с такими дебитами угли уже не справляются, оттого добыча падает по 4.6% ежегодно.

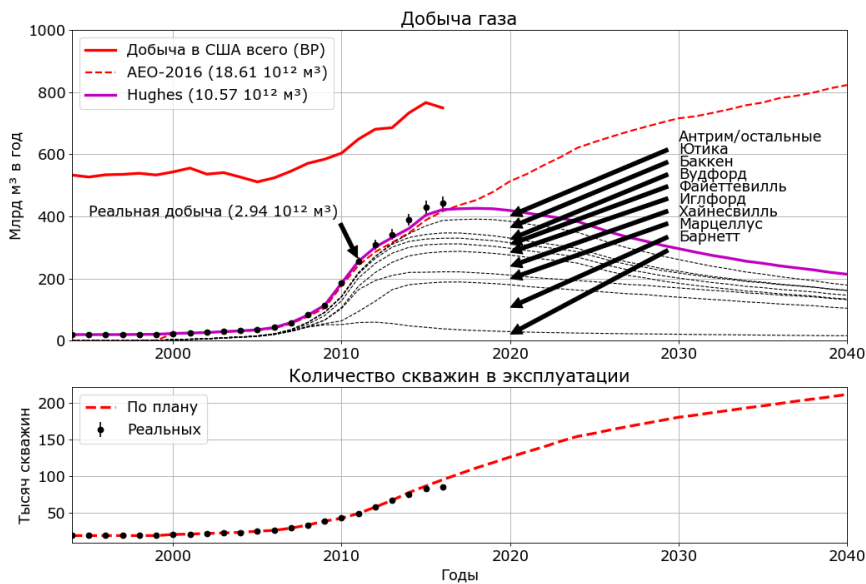


Сведём наши данные в табличку (последние данные за сентябрь 2017 г).

Месторождение	открытие	начало освоения	пик добычи газа
1. Антрим (Мичиган, Огайо, Индиана)	1901	1940	1993
2. Баккен (Сев Дакота, Монтана, Саскачеван-Канада)	1951	2000	По сумме с попутным газом: 2015
3. Барнетт (Техас)	1912	1981	2011
4. Вудфорд (Оклахома)	1975	2003	Не достигнут
5. Иглфорд (Техас)	1953	2008	2015
6. Марцеллус (Вирджиния, Пенсильвания, Нью-Йорк)	1976	2004-2005	Не достигнут
7. Ютика (Огайо, Пенсильвания и Западная Вирджиния)	1914	2011	Не достигнут
8. Файеттевилль (Арканзас)	1945	2005	2012
9. Хайнесвилль (Луизиана, Техас)	1925	1995	2011-2012

Теперь просуммируем модели Хьюза и предсказание EIA 2016 года программой **Chapter 11\10\_Total\_Gas.py**

Добыча "сланцевого" газа в США



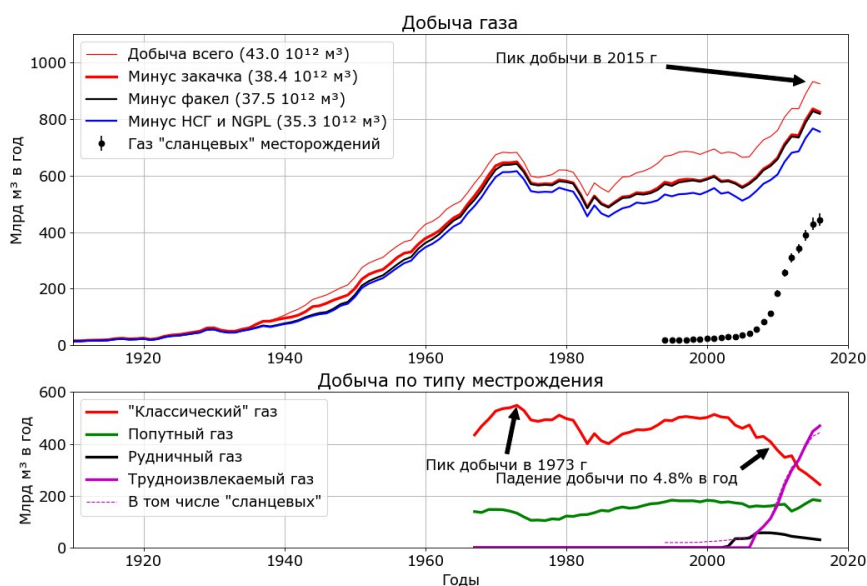
К 2016 году более половины американского газа добывали с помощью первичных гидроразрывов из пород с проницаемостью существенно ниже 0.1 мД. По мнению EIA, добыча такого газа к 2040 году возрастёт примерно вдвое – до 800 млрд м³ в год (сколько потребуется скважин, специалисты EIA смело

«забыли посчитать»)). Дело за малым: USGS должна в следующие десять-пятнадцать лет обнаружить на территории США ещё 8 триллионов м<sup>3</sup> извлекаемых запасов. Геологи USGS пожимают плечами. Неразведанные месторождения газа в США безусловно есть, но находятся исключительно на морском шельфе (причём при глубине моря свыше 200 м), либо на Аляске. На территории «нижних 48» всё, что было можно, уже открыли в прошлом веке – смотрим таблицу выше. Естественно, по мере добычного бурения, запасы давно открытых месторождений будут уточняться. Некоторые избранные – даже в сторону увеличения.

Дэйвид Хьюз оптимистически полагает, что к 2040 году добыча трудноизвлекаемых запасов газа в США плавно спустится до примерно 200 млрд м<sup>3</sup> в год. Геологии такая модель не противоречит совершенно, однако для плавного спуска потребуется добавить в действующий фонд не менее 120 тысяч новых газовых скважин, плюс ещё 40-50 тыс скважин взамен ликвидированных. Это означает продолжение буровой гонки: 6'900 новых газовых скважин ежегодно. Понадобятся миллионы километров обсадных колонн и миллиарды тонн химии для бурения и гидроразрыв. Количество необходимой пресной воды исчислению не поддаётся.<sup>129</sup>

Теперь сравним прогноз Хьюза и AEO2016 с общей добычей в США с начала прошлого века. Программа **Chapter 11\11\_USA\_Gas\_History.py**

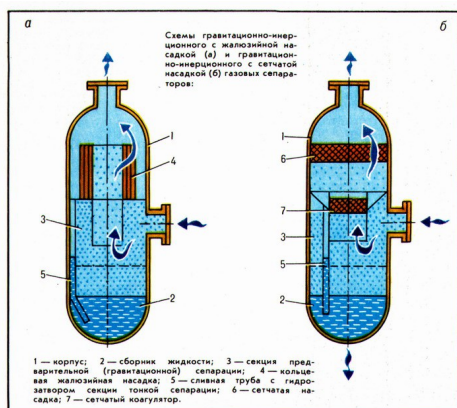
Добыча природного газа в США



Ситуация с добычей природного газа в США значительно сложнее, чем в голове у «сланцегазовых» газетчиков, и даже несколько сложнее, чем можно вывести из отчёта «BP». Разберём на примере пикового 2015 года.

<sup>129</sup> Напомню, что на Барнетте отдельные гидроразрывы уже используют 11 тыс тонн на одну скважину.

- Всего добыто, по данным ЕІА, 32.915 триллиона кубических футов, или 932.0 млрд м<sup>3</sup>. Из них 265.4 – из «классических» газовых скважин (классической в терминологии ЕІА называется любая газовая скважина, где не требуется первичный гидроразрыв, смотрите в предыдущей главе), 185.1 – попутный газ нефтяных скважин (любых: «классических» или «сланцевых»), 33.6 – «рудничный газ», он же «угольный метан» (на нём мы остановимся позже), наконец наш клиент – «сланцевый» газ – 448.0 млрд м<sup>3</sup>, или 48% извлечённого газа.
- Далее, 8.2 млрд м<sup>3</sup> сгорает в факелах синим пламенем (либо просто втихушку вентилируется в атмосферу) без всякой выгоды. Лидерами сжигания являются Баккен – 3.0 млрд м<sup>3</sup> и Пермское с «помогающим» Иглфордом – 3.2 млрд м<sup>3</sup>. Понятно, что жгут преимущественно на нефтяных скважинах. На газовых по определению можно сжигать только некондиционный газ во время очистки. А всего с 1930 года в Америке спалили ровно одну годовую пиковую добычу – чуть более 900 млрд м<sup>3</sup>. Вероятно до 1930 ещё примерно 300 млрд, но там статистики факелов никто не вёл.
- Далее 96.6 млрд м<sup>3</sup> берут насосы... и закачивают обратно под землю! Особенно полюбились подобные упражнения на Аляске – 80.0 млрд м<sup>3</sup>. Зачем они такие нужны? Во-первых, на нефтяных месторождениях надо же девать куда-то попутный газ. Строительство газопровода сквозь Канаду в 2014 году было заморожено. Да если и построят, пропускная способность будет «всего» 41 млрд м<sup>3</sup> в год. Во-вторых, закачкой газа поддерживают пластовое давление. Наконец, в-третьих! Если на газовом месторождении перед закачкой пропускать добытое через сепаратор<sup>130</sup>, там вывалится лицензионный газовый конденсат. Последний можно залить в танкер и продать уже как жидкость, то бишь навар. Точно как в старом анекдоте, где представитель всеми любимой национальности покупал сырые яйца по двадцатке за десяток, варил и перепродавал по два рубля штучка. Ещё много любителей наваривать конденсат есть в Техасе – в 2015 году закачали обратно 15.1 млрд м<sup>3</sup> газа. А всего с 1936 года в США вернули природе 5 годовых добыч: 4.6 триллиона м<sup>3</sup>.
- Из оставшегося после сжигания и закачки газа на перерабатывающих заводах сначала отбивают негорючие и сопутствующие газы (НСГ): вредные сероводород и меркаптаны, не особо полезный СО<sub>2</sub> и жутко полезные гелий, аргон,



<sup>130</sup> Для тех, кто не видел, разрез газового сепаратора представлен на врезке (по материалам «Горной Энциклопедии»).

криптон, ксенон... Всего в 2015 году таких газов в США получилось 12.5 млрд м<sup>3</sup>.

- На том же нефтезаводе природный газ делят на фракции! Американцы рапортуют честно: 766.4 млрд м<sup>3</sup> «коммерческого» (он же «сухой») природного газа для электростанций, кухонь и водогреек и 48.3 млрд м<sup>3</sup> остатков. Остатки полезны: сжиженный природный газ LPG (Liquified Petroleum Gas, пропан-бутан) для автобусов и туристов; NGPL (Natural Gas Plant Liquids, ШФЛУ) – для химпрома. «Бритиш Петролеум» их газами не считает и просто добавляет к отчёту 38.8 млн тонн как-бы нефти (это около 7% от общей добычи «жидкостей» в США). Значение «сухого» газа по отчёту «BP» 2017 года: 766.2 млрд м<sup>3</sup>.

По последним, самым проверенным данным, добыча с 2000 по 2017 год выглядит так (2017 год – экстраполяция по данным 3 кварталов):

Год	Извлечено газа, млрд м <sup>3</sup>					Расход и переработка, млрд м <sup>3</sup>				Сухого товарного газа		
	CG	OWG	CBM	TG	Всего	Факел	Закач.	НГС	ШФЛУ	Всего	TG	%%
2000	478.5	182.6	0.0	23.4	684.5	2.6	95.7	14.3	28.8	543.2	22.3	4.3%
2001	488.4	180.4	0.0	25.0	693.8	2.7	95.5	13.1	27.0	555.5	23.7	4.5%
2002	477.1	174.0	0.0	26.8	677.9	2.8	97.8	14.2	27.1	536.0	25.4	5.0%
2003	472.4	176.6	5.3	28.6	683.0	2.8	100.5	14.1	24.8	540.8	27.2	5.3%
2004	441.7	172.3	34.4	30.3	678.7	2.7	104.8	18.5	26.2	526.4	28.8	5.8%
2005	425.8	169.5	34.7	34.2	664.2	3.4	104.8	20.1	24.8	511.1	32.5	6.7%
2006	430.7	156.9	36.9	41.9	666.4	3.7	92.5	20.7	25.7	524.0	39.8	8.0%
2007	424.5	160.9	56.6	56.4	698.4	4.1	103.7	18.7	26.3	545.6	54.3	10.3%
2008	428.6	158.8	57.3	81.3	725.9	4.7	103.0	20.4	27.0	570.8	77.8	14.2%
2009	408.2	160.7	56.9	112.1	737.8	4.7	99.7	20.4	29.0	584.0	106.7	19.2%
2010	375.1	165.2	54.3	164.7	759.3	4.7	97.2	23.7	30.2	603.6	158.0	27.3%
2011	348.0	167.3	50.4	240.7	806.4	5.9	95.3	24.6	32.1	648.5	231.9	37.1%
2012	354.1	140.6	43.6	298.3	836.5	6.0	92.8	21.8	35.4	680.5	292.9	43.8%
2013	304.7	153.0	40.4	337.9	836.0	7.4	94.3	10.4	38.4	685.4	328.7	49.3%
2014	286.7	169.9	37.0	395.7	889.3	8.3	93.2	9.1	45.5	733.1	381.1	54.0%
2015	265.4	185.1	33.6	448.0	932.0	8.2	96.6	12.5	48.3	766.4	424.8	58.4%
2016	243.2	181.2	30.2	469.6	924.1	6.0	100.0	11.7	51.4	755.0	442.7	62.2%
2017	222.8	177.3	27.2	492.2	919.5	6.0	106.7	11.7	51.4	743.8	462.9	66.2%

Добыча попутного газа в США из нефтяных скважин (OWG) стоит примерно на «полочке» 160-190 млрд м<sup>3</sup> в год. Добыча из «классических» газовых (CG) прошла пик в далёком 1973. Начиная с 2001 года она стремительно снижается! По 4.8% ежегодно в среднем. Снижение за 15 полных лет превысило 250 млрд м<sup>3</sup> в год – больше, чем годовая добыча всей Африки.

В 2017 году доля «сланцевого» газа в сухом товарном газе США превысит ⅔. Ничего хорошего в этом достижении нет. Просто вместо одной вертикальной скважины (без гидроразрыва) надо бурить и рвать 10 наклонно-направленных.

Вопрос не в том, перекроет ли Америка в 2017 или 2018 году собственный рекорд добычи 2015 года. Если считать по товарному газу – вполне может перекрыть. Для этого хватит лишь уменьшить закачку и факельное сжигание (118 млрд м<sup>3</sup> суммарно) на 10%. Однако дальше придётся строить тот газопровод с Аляски...

По версии газетчиков, «сланцевый газ спас Америку от энергетического кризиса». А вот с этим позвольте не согласиться. Если бы речь шла просто об обеспечении страны энергетическим газом, примерно треть «сланцевых» скважин можно было вообще не бурить.

«Газпром» может крутить свою рекламу сколько угодно, но общий, тщательно оберегаемый секрет всех газовиков в мире очень простой: «Мы добываем не для того, чтобы давать населению дешёвый газ». Компании по всему миру добывают для того, чтобы позолотить карманы! Если для вас, дорогой читатель, это прозвучало откровением, вы открыли не ту книгу. Вам в отдел про попаданцев.

По факту, газовые компании делают реальную прибыль на продуктах действительно ценных: газовом конденсате, LPG, NGPL, НСГ. А «сухой» энергетический природный газ – это субпродукт, как коровья печёнка или куриные потрошки. Газ продают сколько получится, примерно по себестоимости (не работать же себе в убыток!) То, что продать не получилось, загоняют обратно под землю. Уже в сухом, освобождённом от конденсата и прочих полезностей виде.

Если бы в Америке шла речь о превращении газового коллапса, вместо десятков тысяч гидроразрыв следовало бы строить тот самый газопровод с Аляски (плюс второй такой же), да ещё линию «Восток-Запад» для перекачки газа из штатов, где газа с избытком, туда, где не хватает. Ещё, следовало развивать добычу сравнительно «чистого» с экологической точки зрения рудничного газа. В 2007 году его добывали в США почти 60 млрд м<sup>3</sup>, но бизнес «не взлетел», сами угадайте отчего. Даю наводку: CBM/CSG – почти чистый метан.

Но скажем честно: предотвращать газовый коллапс в США никто не собирался, и никто не будет. Переходим к собственно предсказаниям. Вот что пишет Хьюз. Привожу цитату целиком, ибо лучше не скажешь:

*Когда в июле 2014 года я готовил «Drilling Deeper», большинство месторождений «сланцевого газа» были на подъёме, а количество работающих в США буровых вышек било очередной рекорд. Тем не менее, анализ фундаментальной геологии показывал, что до пика добычи осталось совсем чуть-чуть. Так и вышло. Объем добычи в США достиг пика в феврале 2016 года и к августу того же года сократился на 4.7% [М.Я.: Общее извлечение газа в США прошло пик в апреле 2015 – 92.0 млрд кубических футов в сутки. К апрелю 2016 падение составило 2.8%, к апрелю 2017 – 2.7%, последние данные за август 2017 – на 3.2% ниже пика]. Сланцевые месторождения прошли пик (см. таблицу выше). На «старых» месторождениях, таких как Барнетт и Хайнесвилл, падение составляет 38% и 52% соответственно. [...]*

*Добыча «сланцевого» газа в будущем зависит от качества скважин, скорости бурения, кривых спада добычи и количества доступных залежей. Последние два фактора суть функция не только буровых технологий, но и геологии.*

Что до геологии: все месторождения «сланцевого» газа имеют конечную площадь. На примерно 15-20% этих территорий находятся (или, скорее, «находились» – в прошедшем времени) «основные зоны» или «сладкие точки», где производительность скважин больше, чем на остальном месторождении в три раза и более. Для предсказания будущей добычи в США я в 2014 году пользовался данными по доступным точкам бурения и реалистичными кривыми спада добычи. Добыча у «сланцевых» скважин падает быстро, и никакие «новые технологии» не в силах это изменить.

Теперь обратимся к технологии. На падение нефтегазовых цен индустрия ответила, во-первых, снижением затрат, а во-вторых, интенсификацией эксплуатации уже пробуренных скважин. В нефтегазовой промышленности это носит название «high grading» [лучший перевод термина на русский: «сожрал торт сам, а салат гостям оставил»]. Бурение сфокусировалось исключительно на «сладких точках». Возросла длина горизонтальных стволов. Например, на Марселлусе средняя длина горизонтальных участков проходки возросла с типичных в 2006 году 5'000 футов [1500 м] до 7'000 футов [2130 м]. Там же на Марселлусе средний гидроразрыв уже использует 33 тысячи кубометров воды и 4,5 тысячи тонн проппанта. На Хайнесвилле «Чесапик Энерджи» недавно установила рекорд: 22,5 тысячи тонн проппанта закачали в одну скважину. [Специалисты «Чесапик» даже придумали шуточный термин: «Пропакалипсис» (Propagadddon)] Аналогичные рекорды ставят и на других месторождениях. Помимо повышения отдачи от одной скважины, это имеет и отрицательный эффект – уменьшается количество точек, где имеет смысл бурить новые скважины. Как результат, при увеличении дебита ресурс истощается быстрее, но коэффициент извлечения в лучшем случае не меняется, в худшем – снижается.

Если бурить исключительно «сладкие точки» всё более длинными скважинами, улучшаются экономические показатели эффективности бурения: количество скважин и метраж проходки в единицу времени. Однако это же означает, что «сладкие точки» будут истощены ударными темпами, оставив менее выгодные залежи на будущее. Анализ добычи в графствах, где сосредоточены «сладкие точки», например, Марселлуса и Иглфорда, показывает снижение средней продуктивности скважин. Это означает, что на этих месторождениях «сладкие точки» уже практически разбурены, а добавление новых скважин приводит к ситуации, когда новые скважины лишь отбирают дебит у близлежащих старых.

Я оцениваю оптимизм доклада AEO2016 как «очень высокий». Похоже, специалисты EIA распространяют показатели добычи из самых продуктивных скважин в «сладких точках» на всю территорию месторождений. Доклад EIA рисует радужную картину увеличения добычи «сланцевого» газа после 2017 года при одновременном снижении количества буровых на 37% по сравнению с 2014 годом. Далее ожидается, что при том же сниженном количестве буровых добыча трудноизвлекаемых запасов газа возрастет на 88% к 2040 году, и только в 2040 году понадобится столько же буровых на газ, сколько их работало в 2014.

Для выполнения прогноза EIA потребуется чуть более одного миллиона новых скважин, пробуренных до 2040 года. При средней стоимости \$6 млн [здесь и далее – в долларах 2015 г] США потребуются инвестиции более шести триллионов. [...]

Сейчас EIA использует для прогнозирования программу NEMS [National Energy Modelling System, Система моделирования энергетики США.<sup>131</sup>]. Программа довольно сложна. В заявлении по ссылке EIA предупреждает: «Большинство скачавших NEMS нашли программу трудной в использовании». [Я лично трудной её не нашёл, но обнаружил тонны ненужного говнокода на «Визуальном Фортране». На дворе XXI век! Амё! Есть кто дома?]

[...]Так или иначе, используя свою чудесную программу, EIA увеличила прогноз добычи «сланцевого» газа на 31% по сравнению с прогнозом 2015 года, при одновременном снижении цены газа на 20%! Неужто наше знание геологии США так существенно изменилось всего за год [не слишком активного бурения]? Почему добыча сланцевого газа на Марселлусе возросла на 48% по сравнению с предыдущим прогнозом и стала на 47% больше, чем оценка USGS по категории «недоказанные перспективные технически извлекаемые ресурсы»? Как на Хайнесвилле дебит может вырасти на 223% от текущего уровня, а количество извлечённого газа к 2040 году на 28% больше, чем собственная оценка EIA перспективных запасов на этом месторождении? Какое чудо поможет не просто возродить истощённый Барнетт, но и выйти к 2040 году на уровень кумулятивной добычи в 145% от подтверждённых и перспективных извлекаемых [по собственной оценке EIA]?

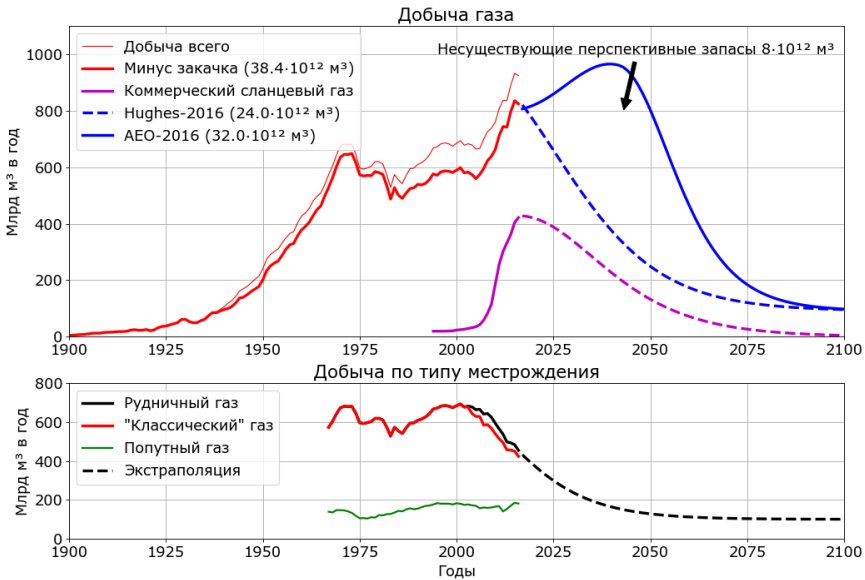
Прогнозы EIA для «сланцевого» газа необычайно важны, так как они широко используются за пределами нефтегазовой промышленности, в том числе – политиками в Правительстве США. Многие считают предсказания EIA истиной в последней инстанции [Для нефти, мы разбирали эту «истину» в главе 9. Прогнозы – линейная интерполяция, сбываются случайно. Но у политиков память профессионально короткая]. Огромные средства уже инвестированы в перевод страны на газовые ТЭС в предположении, что американского газа в ближайшие десятилетия будет с избытком. Строятся заводы по сжижению газа для отправки наших природных богатств по всей планете. Эти инвестиции уже раскрутили будущий спрос на газ, вне зависимости от того, сможет ли добывающая промышленность подобные дебиты

131 Как скачать, написано по ссылке: [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/info\\_nems\\_archive.php](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/info_nems_archive.php)

обеспечивать и по каким ценам. Ошибка будет дорого стоить энергетике США. Мой анализ показывает, что отчёты EIA необоснованно оптимистичны и вряд ли подобные уровни добычи «сланцевого» газа будут достигнуты.

Кроме цитаты, приведу прогнозы общей добычи газа в США по мнению Хьюза и в соответствии с AEO2016. Говнокодый и хитрозадый фортранный NEMS нам для этого не понадобится. Достаточно программы **Chapter 11\12\_USA\_Gas\_Prediction.py**

Добыча природного газа в США



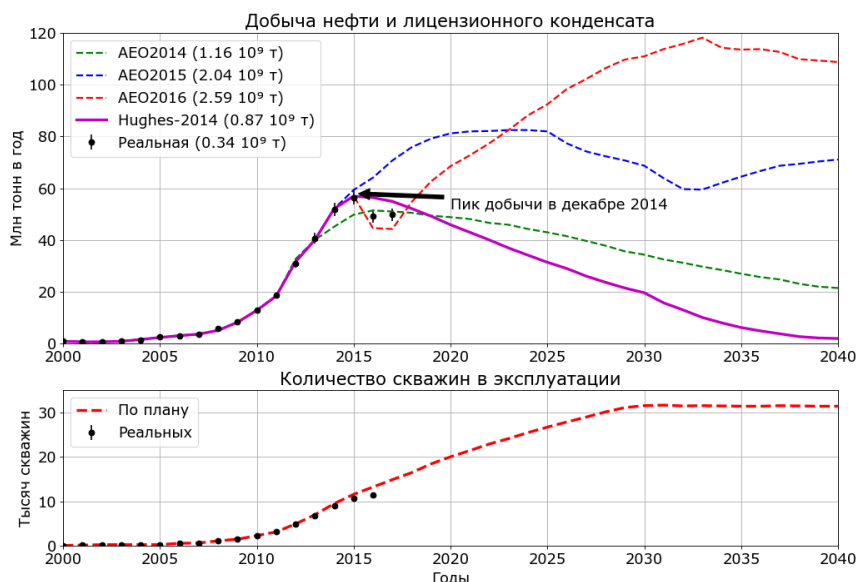
Теперь от природного газа перейдём к предсказаниям Д.Хьюза по «сланцевой» нефти. Здесь и далее, чтобы не путать продукт с пиролизными углеводородами из природного керогена, будем пользоваться официальной терминологией: LTO – Light Tight Oil – «запасы лёгкой нефти из низкопродуктивных залежей»

Добыча 2017 года экстраполирована по данным за январь-октябрь, путём суммирования добычи до октября и добавления ещё двух октябрьских дебитов. Здесь и далее, будем переводить американские баррели в сутки в нормальные единицы: миллионы тонн в год. За плотность нефти примем американский стандарт WTI: 0.827 г/см<sup>3</sup>. В реальности плотность несколько отличается, так как часть добычи составляет газовый конденсат с плотностью ниже 0.780, а также тяжёлая нефть с плотностью свыше 0.920. EIA публикует данные по плотности американской нефти лишь с января 2015 года<sup>132</sup>. С этого момента и по август 2017 средняя плотность по сумме всей нефти и конденсата на территории «нижних 48 штатов» составила 0.826 г/см<sup>3</sup> – в пределах погрешности.

132 [https://www.eia.gov/dnav/pet/pet\\_crd\\_api\\_adc\\_mbbldpd\\_m.htm](https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_crd_api_adc_mbbldpd_m.htm) Не надо путать это значение с условной плотностью по данным таблиц «BP». Последняя включает NGPL как «жидкость».



### Добыча нефти и конденсата на месторождении Баккен



В 2014 году Хьюз [23] предсказывал извлекаемые запасы Баккена на уровне 0.9 млрд тонн и пик добычи в 2015 году; ЕИА считала запасы в 1.2 млрд тонн, с тем же временем наступления пика. По факту пик произошёл в декабре 2014 на уровне добычи 57 млн т в год, но с тех пор ЕИА продолжает увеличивать прогнозы. АЕО2015: 2.0 млрд т с «полочкой» добычи до 2025 года, АЕО2016: 2.6 млрд т с пиком в далёком 2033. Реальная добыча пока отстаёт даже от прогноза Хьюза – падение суммарного дебита месторождения с момента пика составило в среднем 0.3% в месяц.

Для сравнения: на момент начала разработки, запасы Самотлора оценивались в 2.0 млрд тонн (после освоения и доразведки на 2015 год – 3.3), к 2016 году примерно 16 тысяч скважин извлекли более 2.7 млрд т накопленной добычи. На Баккене 15.4 тысячи пробуренных скважин извлекли за 15 лет всего 0.33 млрд тонн. Это оттого, что нефть Баккена размазана по крохотным залежам. На квадратном километре Самотлора изначально было 1'850 тыс т извлекаемых запасов, на таком же квадратики Баккена (общая площадь месторождения около 520'000 км<sup>2</sup>) в среднем всего 2-5 тысяч тонн<sup>133</sup>. USGS в 2013 году оценила общие подтверждённые и перспективные извлекаемые запасы Баккена в 0.96 млрд т (P50), что близко к независимой оценке Хьюза, однако половина

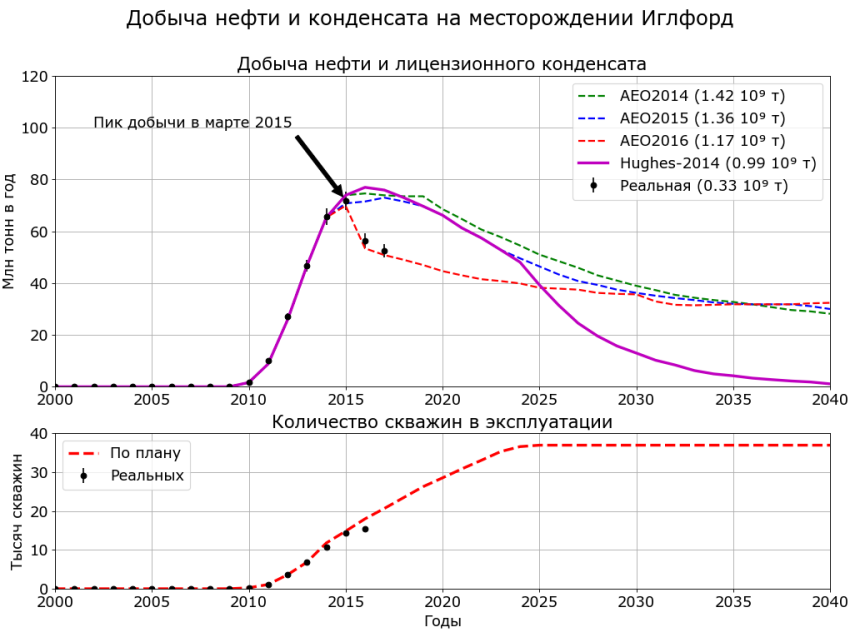
133 Конечно, не все квадратные километры рождены равными. Но и самые лучшие скважины на Баккене дают не более 25 тонн в сутки. Проработав год, многие скважины обводняются, а есть и неудачные скважины, где сразу с момента ввода в эксплуатацию – до 98% воды. В среднем на уже освоенных площадях месторождения добыча составляет всего две тонны в сутки с квадратного километра! См. <https://www.dmr.nd.gov/oilgas/mprindex.asp>



этих запасов размазана за пределами «сладких точек»<sup>134</sup>.

Для полного освоения Баккена планировали пробурить вчетверо больше скважин, чем запланировано на Самотлоре – около 112 тысяч(!), причём практически все – более сложной конструкции: с горизонтальными участками стволов до полутора-двух километров и первичными многостадийными гидроразрывами. Неизвестно, будут ли выполняться столь амбициозные планы строительства скважин. Пока бурение от планов отстаёт на многие тысячи единиц. Главная проблема: негде стало бурить. «Сладкие точки» на территории графств Маккензи и Монтрею в Северной Дакоте уже разбурены практически полностью, ещё три графства догоняют: Данн, Уильямс и Ричлэнд (последнее принадлежит Монтане). Наблюдается взаимное влияние скважин: при вводе в эксплуатацию новых – резко падает добыча из соседних старых. За пределами пяти графств – их общая территория около 2'800 км<sup>2</sup> – «сладкие точки» редки, а с квадратного километра в сутки получается менее тонны нефти.

Ещё одно уже знакомое нам месторождение: Иглфорд (программа **Chapter 11\14\_EagleFord\_Oil.py**). И картина опять знакомая: добыча «жидкостей» падает, как кирпич. По 1.2% в месяц.



Впрочем, одно отличие имеется – здесь ЕІА не питает особых иллюзий. С 2014 по 2016 годы оценки извлекаемых запасов непрерывно снижались. Хьюз полагает, что сохранить «полочку» добычи на 35-40 млн тонн нереально, и к

134 Stephanie B. Gaswirth and Kristen R. Marra, *U.S. Geological Survey 2013 assessment of undiscovered resources in the Bakken and Three Forks Formations of the U.S. Williston Basin Province*, AAPG Bulletin, 2015

2023 году месторождение станет «чисто газовым», а «жидкости» будут получаться исключительно в виде конденсата. В отличие от Баккена, «сладкие точки» Иглфорда распределены более равномерно. Девять графств Техаса: Карнс, Деуит, Ласаль, Димми, Гонзалес, Мак-Муллен, Атаскоза, Уэбб и Лайв-Оак – обеспечивают 81% добычи.

На этом, собственно, усё. «Новые» месторождения ЛТО описаны полностью, аж оба два! А как же остальные битвы «сланцевой революции»? А остальные битвы идут на месторождениях, которым с момента начала разработки вскорости стукнет полвека и более. «Революция» – это по газу. Нефтяники героически добуривают наследство давно вышедших на пенсию коллег. Заметим, что в статью Д.Хьюза 2014 года эти старые месторождения не вошли – автор просто не предполагал тогда, что ЕИА переквалифицирует «старичков» в «новые месторождения». Поэтому графики ниже предсказаний Хьюза не содержат.

Вот месторождение Пермское – вполне «классическое» старинное нефтяное – первая нефтяная добывающая скважина здесь пробурена в далёком 1923, но тупые журналисты отчего-то полагают, что в Техасе ничего кроме «новых сланцевых» уже не бурят. Если быть совсем точным, Пермский бассейн (нефтеносная провинция) состоит из четырёх главных геотипов или свит (по-английски это называется «play»): Делавэр, Вольфкэмп, Спраберри и Боун-Спринг. Породы относятся, как ни странно, к Пермскому периоду<sup>135</sup>, захватывая чуюк верхнего Каменноугольного (323-260 млн лет назад).

Пермское – самое крупное месторождение США и одно из крупнейших в мире. Википедия заявляет, будто «некоторые геологи» насчитали в Пермском 2 триллиона баррелей нефти (300 млрд тонн). Хорошо, что саудиты про это не знают – их дохлый Гавар с 12 млрд тонн начальных извлекаемых нервно закурит кальян. Но мы на британских учёных геологов плюнем и спросим у американских – в USGS. Доказанные и перспективные технически извлекаемые (P95-P05) в Вольфкэмп – от 11.4 до 31.5 млрд баррелей<sup>136</sup>, в Спраберри – от 1.9 до 7.6<sup>137</sup>, в Боун-Спринг – от 1.1 до 4.5<sup>138</sup>, а всего по оценке P50 – 27 млрд баррелей. С 1923 года накопленная добыча Пермского – 29 млрд баррелей, следовательно, начальные технически извлекаемые составляли 56 млрд баррелей, или 7.4 млрд тонн (из которых более половины уже добыто). В 2.2 раза крупнее, чем Самотлор. Мелочь, а как приятно!

P50 в оценке выше означает, что с вероятностью 50% в месторождении есть 27 млрд баррелей, и с той же вероятностью, что их нет. С вероятностью 95% в Пермском есть 14 млрд баррелей. Те же геологи USGS подсчитали, что для извлечения этой нефти потребуется 1.4-1.9 триллиона долларов (в ценах 2015 года) – себестоимость порядка 60 долларов за баррель.

---

<sup>135</sup> Как и российский город Пермь, который стоит на пермских отложениях. Американцы зовут верхний Каменноугольный период «Пенсильванским».

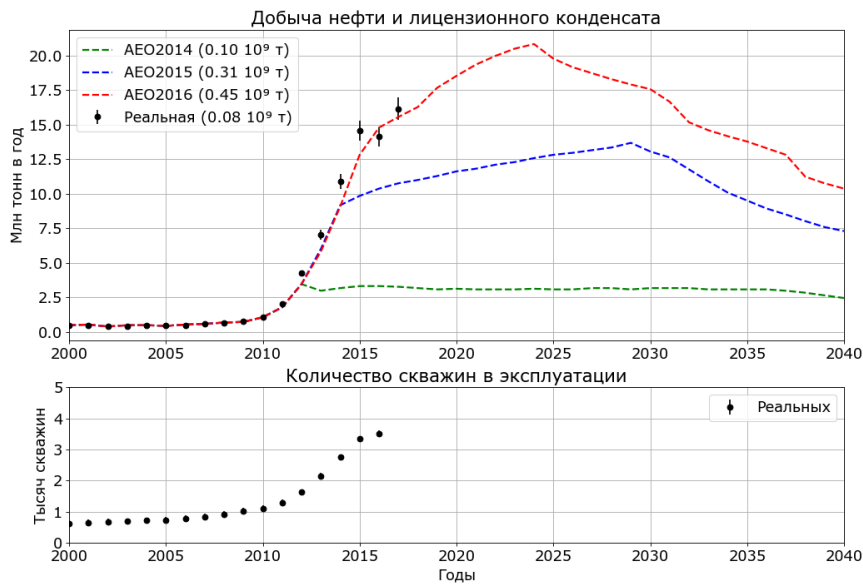
<sup>136</sup> <https://pubs.usgs.gov/of/2017/1013/ofr20171013.pdf>

<sup>137</sup> <https://pubs.usgs.gov/fs/2017/3029/fs2017173029%20.pdf>

<sup>138</sup> <https://pubs.usgs.gov/fs/2012/3051/fs2012-3051.pdf>

Программа Chapter 11\15\_Permian\_BoneSpring\_Oil.py

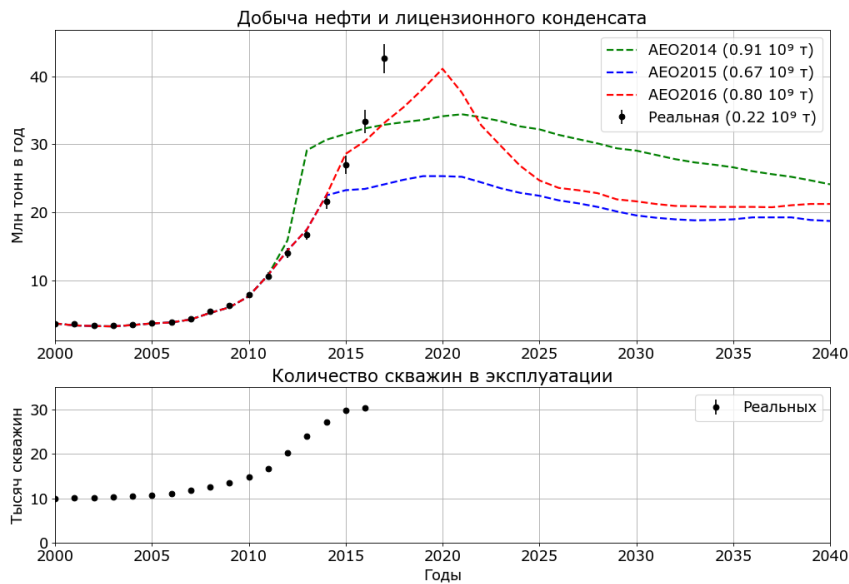
Добыча нефти и конденсата на месторождении Пермское / Боун-Спринг



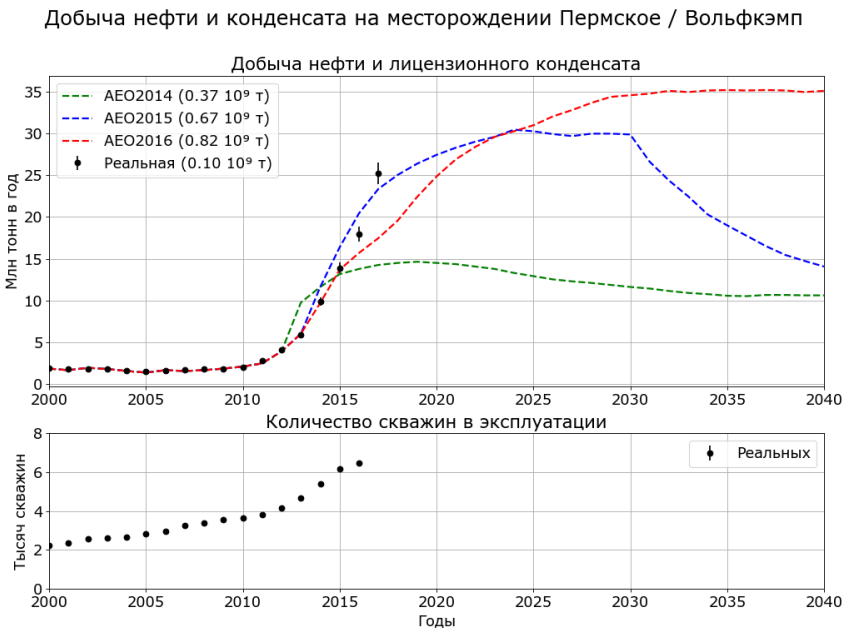
Заметим, что к 2000 году, когда о «сланцевой революции» никто ещё не слышал, на Боун-Спринг функционировало с 1970-х около 800 скважин, так называемых «стрипперов» с добычей менее 3 баррелей в сутки. В условиях высоких цен на нефть, количество действующих скважин довели до 3'500.

Программа Chapter 11\16\_Permian\_Spraberry\_Oil.py

Добыча нефти и конденсата на месторождении Пермское / Спраберри



Программа Chapter 11\17\_Permian\_Wolfcamp\_Oil.py



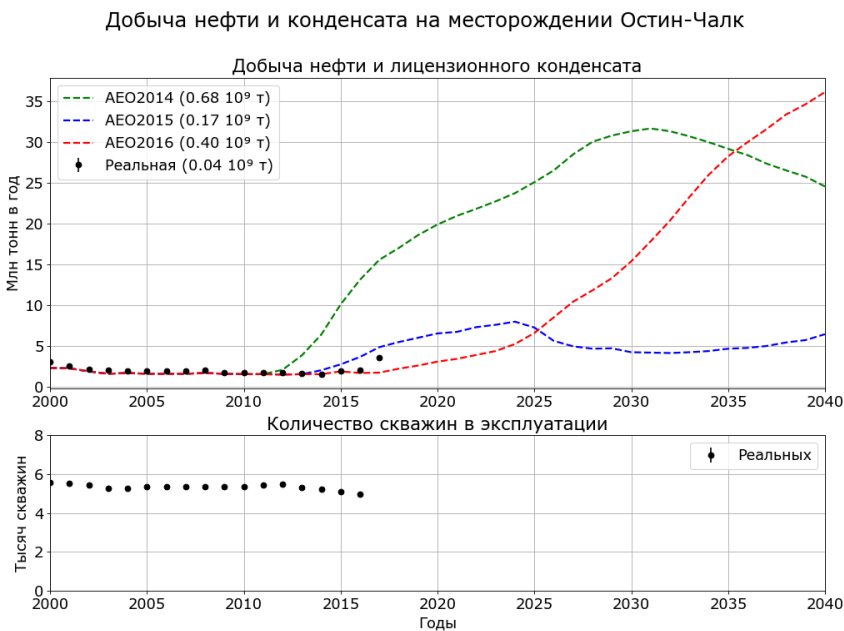
Ещё на двух «старых»: Ниобраре и Остин-Чалк – ситуация аналогична Пермскому. Программа Chapter 11\18\_Niobrara\_Oil.py (данные в тоннах нефтяного эквивалента в связи с со спецификой отчётности в Колорадо):



Самое крупное газовое месторождение Ниобранского бассейна – Уаттенберг –

начали разрабатывать в 1972 году, потихоньку нарастив добычу до современного уровня. Всего в бассейне пробурено более 33'100 скважин, из которых на 2017 год около 15'000 ликвидированных, причём добыча в основном ведётся всего в одном графстве Уэлд (Колорадо) и ещё немного – в соседнем Адамс (к весёлой семейке монстров отношения не имеет). Ни о какой «сланцевой революции» буровики штата не знают, так как строительство скважин проводилось по планам разработки из 1980-х, но это не мешает EIA считать Ниобру «сланцевой».

Программа Chapter 11\19\_Austin\_Chalk\_Oil.py



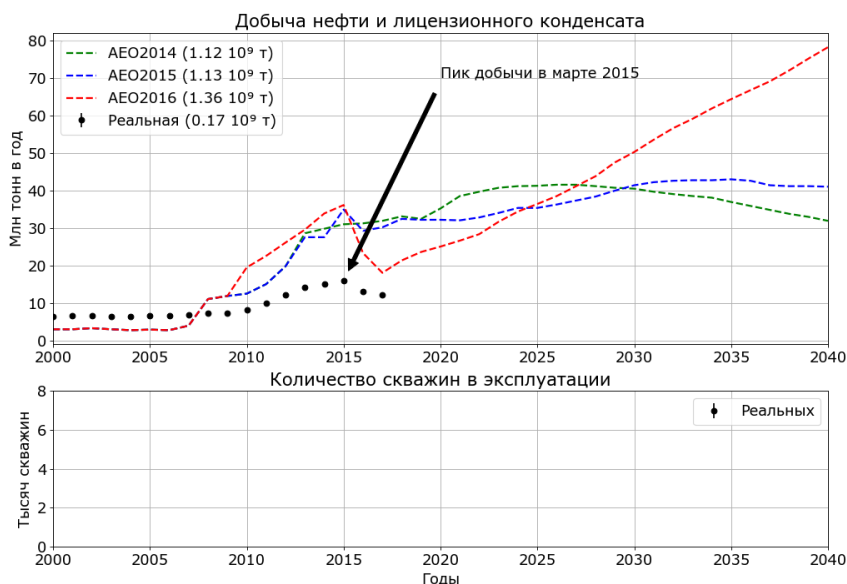
Остинский мел примыкает к Иглфорду (в основном на территории графства Кэрнс). Разработку начали во время Второй Мировой, пик добычи – 8.6 млн тонн в 1991 году. На то время было пробурено более 15'700 скважин, с тех пор большинство было выработано и ликвидировано; на конец 2016 года в работе осталось около 4'850, в том числе около 500 относительно новых с недавними гидроразрывами.

В 2014 году EIA спешно переqualificировало месторождение в «сланцевое», а в 2017 году ожидается «рекорд добычи» – целых 4.2 млн тонн – вдвое ниже, чем рекорд настоящий. Прогнозы EIA 2014 и 2015 годов различаются в 4 раза; прогноз 2016 – это копия оптимистичного прогноза 2014 года, сдвинутая по времени на 12 лет в будущее.

Наконец, в нефтяных прогнозах EIA есть так называемые «остальные». Сюда входят месторождения «сланцевого газа», производящие газовый конденсат: Марцеллус, Хайнесвилль, Ютика, Монтерей, Гранит-Уош и Йесо-Глориетта

(последние три – малые и в статистике по газу проходили как «остальные»), а также кусочек Пермского – Делавэр. А ещё есть загадочные «новые не найденные на территории нижних 48 штатов». Если вы знаете, где ещё не искали, покажите американским геологам. Программа **Chapter 11\20\_Others\_Oil.py** (скважин в статистике нет, так как они все проходят по категории «газовые»):

Добыча нефти и конденсата на остальных и ещё не открытых месторождениях



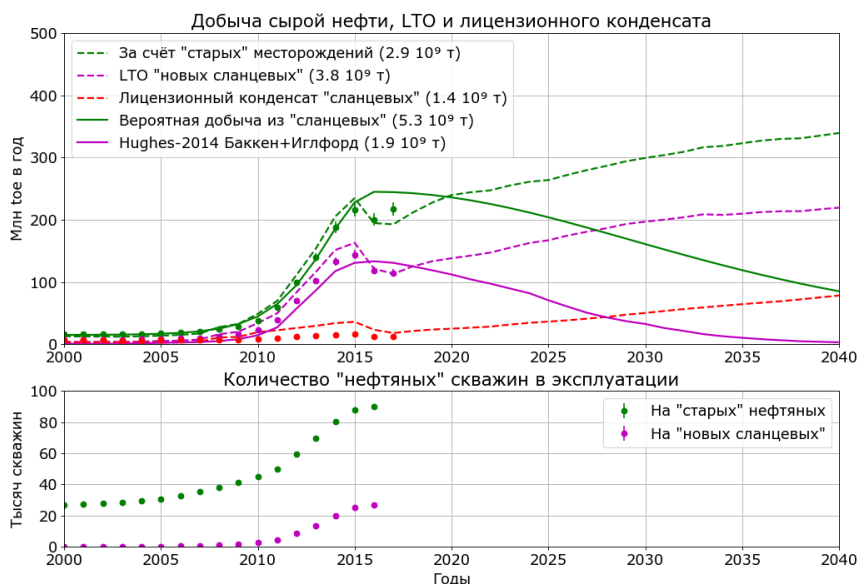
Теперь, как и для газа, соберём все предсказания вместе. Для ясности, поделим нашу «сланцевую нефть» на три категории: во-первых, конденсат «сланцевого газа», во-вторых, ЛТО и конденсат с месторождений, которые начали разрабатывать после «официального начала сланцевой революции» и в-третьих, трудноизвлекаемые запасы старинных месторождений, записанных в категорию «сланцевых» распоряжением Вашингтонских бюрократов.

Считать будем программой **Chapter 11\21\_Total\_Oil.py**. Заметим сразу, что пик добычи «настоящей сланцевой нефти», то есть ЛТО и конденсата, пришёлся на середину 2015 года, когда в эксплуатации находилось 25 тысяч новых «нефтяных» и более 90 новых «газовых» скважин. За 18 месяцев добыча сократилась на 20%. Сейчас увеличение добычи «сланцевой нефти» происходит главным образом за счёт уплотнения сетки и освоения трудноизвлекаемых запасов «старых» месторождений, в первую голову – Пермского бассейна. На «старых» месторождениях введено в эксплуатацию порядка 65 тысяч новых скважин, большинство – с первичными гидроразрывами для хищнической максимизации дебитов.

Прогноз ЕИА по добыче лицензионного конденсата вряд ли сбудется – смотрим объяснение по природному газу выше. ЕИА ожидает между 2000 и 2040 годом

добыть из «сланцевых» (включая переведённые в категорию «сланцевых» ТриЗ «старых» месторождений) порядка 9 млрд тонн. Хьюз полагает, что при существующей низкой буровой активности такой оптимизм не обоснован. Вероятно, к 2040 году удастся извлечь 5.0-5.5 млрд тонн, в том числе из Баккена и Иглфорда – 1.8-2.0 млрд тонн ( $\frac{2}{3}$  от подтверждённых и перспективных Р-50, или все Р-95, называйте как хотите).

#### Прогноз "сланцевой" нефти в США АЕО2016

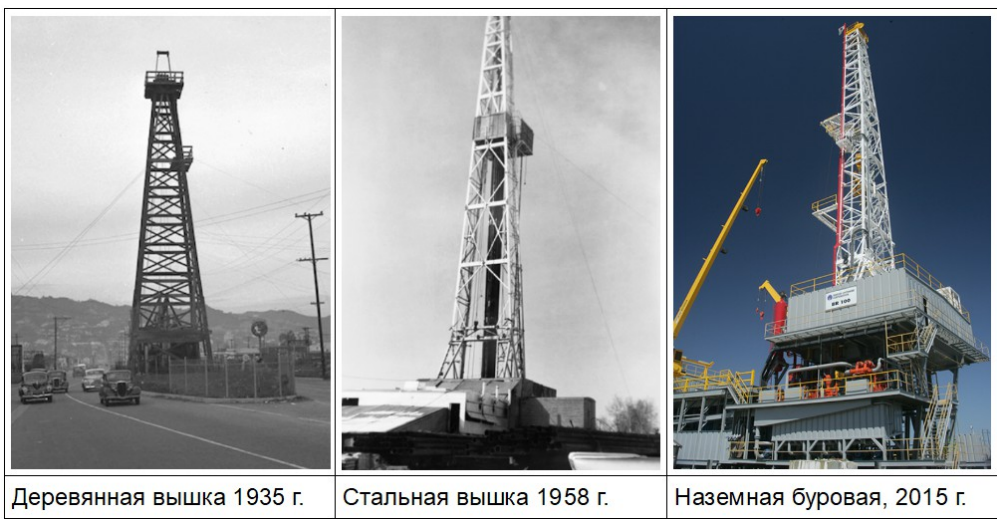


Теперь сравним достижения «сланцевой революции» с историческими достижениями американских нефтяников. График из программы **Chapter 11\22\_USA\_Oil\_History.py** показывает количество буровых, работавших на территории США, общую добычу нефти и лицензионного конденсата в США с 1900 года, добычу «сланцевой нефти», как её официально показывает ЕІА – включая ТриЗ «классических» месторождений, а также знаменитое предсказание М.К. Хабберта из статьи 1956 года [19]. Напомню, что Хабберт оценивал исключительно запасы «классической нефти», не включая ни лицензионный газовый конденсат, ни тем более LTO.

Статистика ЕІА по нефти и конденсату начинается с далёкого 1859 года. С тех пор добыто  $29.2 \pm 0.5$  млрд тонн, или примерно 9 Самотлоров. На фоне этого огромного значения, достижения «сланцевой нефти» выглядят довольно бледно: 1.4 млрд т с 2000 по 2017 годы, или менее 5% накопленной добычи.

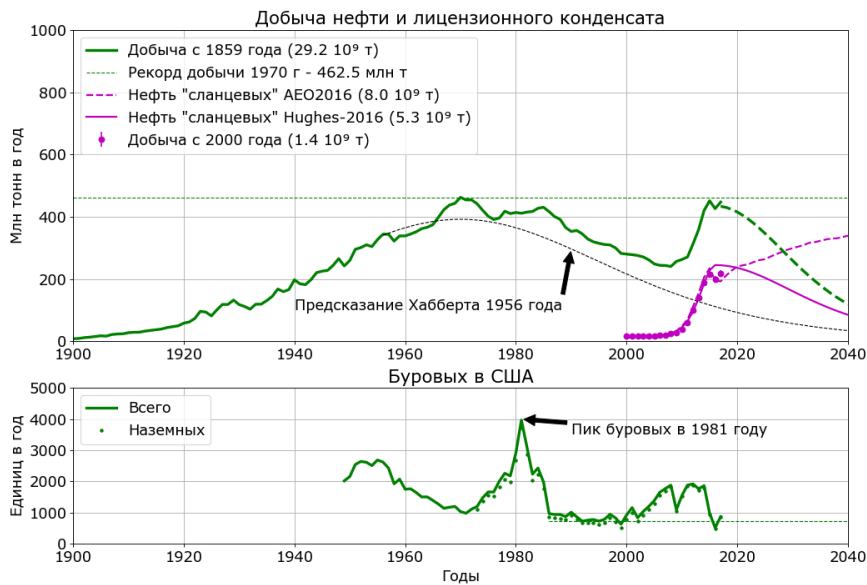
Далее обратим внимание, что количество работающих буровых и добыча нефти коррелируют довольно плохо. В самом деле, пик добычи нефти и конденсата был пройден в 1970 году на уровне 462.5 млн тонн в год, когда трудилось «всего» 1'028 вышек, причём по сравнению с 1940 и 1950 годами

количество буровых сократилось в 2.8 раза<sup>139</sup>.



Для любителей порассуждать о «спаде активности», приведу исторические картинку выше. Буровая образца 1960-х годов – совсем не то же самое, что чудо автоматики и механики образца 2015.

Добыча нефти и лицензионного конденсата в США



После прохождения пика добычи в США начался «буровой бум», а количество

139 В блоге пользователь **amatlan** любезно привёл таблицу количества буровых в США с 1913 по 1926 годы (без Калифорнии). Максимальное число установок было в конце 1919 года: 9'699 штук, но в 1920 пробурили «всего» 26'738 скважин. Тогда вышки были стационарные деревянные; на сборку и разборку уходило несколько недель, а бурили медленно.

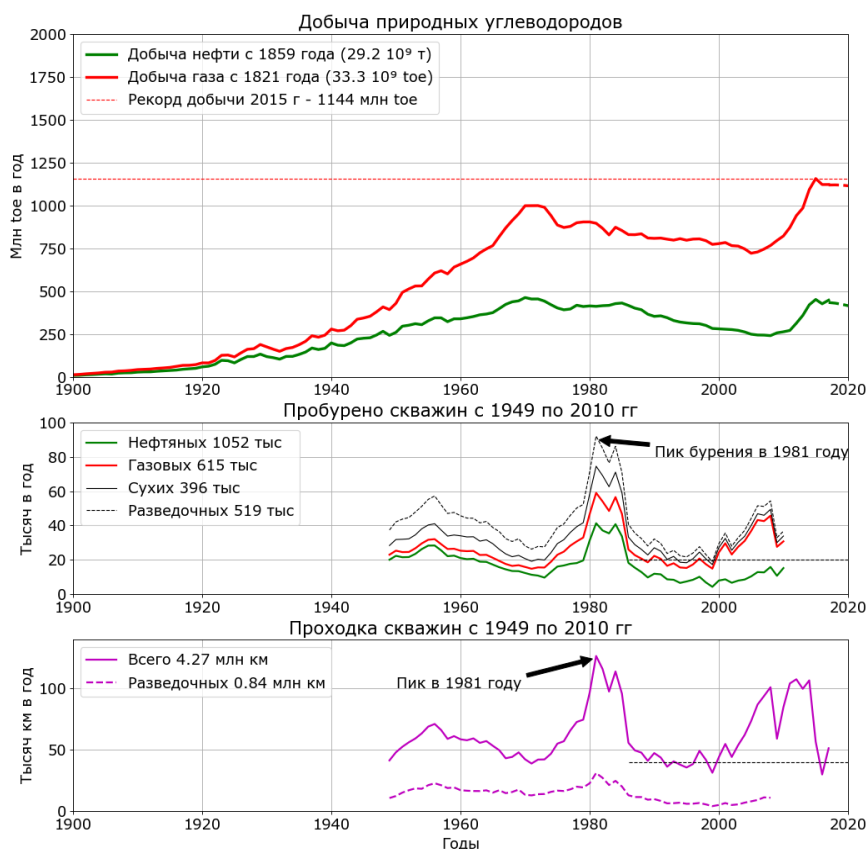


буровых возросло до 3'970 в 1981 году (из них 256 – морских платформ). Несмотря на увеличение парка буровых в четыре раза, добыча «жидкостей» оставалась на «полочке» 420 млн т в год. Обвальное сокращение бурения с 1981 по 1985 годы на «полочке» не отразилось никак, и только после 1985 года добыча двинулась «к югу». «Всплеск» количества буровых после 2005, конечно, примечателен, но сам по себе ничего не значит.

После сокращения количества буровых с примерно 1'800 в 2014 году к уровню 1990-х, раздавалось немало предсказаний, что «вот сейчас добыча рухнет». Предсказания не сбылись пока. Именно оттого, что нет корреляции.

Надеюсь, я уже убедил читателей, что рассматривать добычу нефти как простую функцию количества буровых – довольно бесперспективное занятие. Попробуем соединить данные по добычи нефти и газа с количеством пробуренных скважин. В наши данные по «газу» входит и NGPL. В объёмы газа входят потери и факельное сжигание. Программа **Chapter 11\23\_USA\_Oil\_Gas\_Combined.py**

#### Добыча нефти и природного газа в США



ЕИА публикует количество пробуренных скважин с 1949 по 2010 годы включительно, и опять прямой корреляции между количеством пробуренных скважин и добычей нет. В первом приближении скважины коррелируют с числом буровых: больше работает установок – больше бурится скважин. Логично. Но и здесь не совсем пропорциональность. На пике активности в 1981 году 3'970 буровых сделали 92 тыс скважин (в среднем по 23 скважины в год на буровую), а тремя годами позже 86.2 тыс скважин построены 2'428 буровыми (в среднем по 35 скважин в год на установку, или новая скважина каждые 10-11 дней). В кризисном 2008 году 1'879 буровых построили 54.3 тыс скважин, то есть по 28 скважин в год каждая.

А всего за период статистики – с 1949 по 2010 годы – американские нефтяники проковыряли 2.6 миллиона дырок в земле! Считая по 6 миллионов за скважину (в долларах 2015 года), общие капитальные затраты не меньше 15 триллионов долларов, а средняя себестоимость тонны нефтяного эквивалента – \$275, то есть 36 долларов за баррель.

По данным ЕИА, в 2014 году на территории США функционировало 586 тыс скважин, добывающих природный газ и конденсат, и 216 тыс нефтяных скважин, добывающих кроме нефти и попутный газ. Полной статистики по нефтяным скважинам не ведётся с 1998 года, вероятно оттого, что много скважин считаются «в эксплуатации», а на деле брошены, но не ликвидированы.

По суммарной проходке всё несколько понятнее. Оказывается, с 2001 по 2015 годы по километражу пробуренных скважин Америка превзошла собственный рекорд 1971-1985: 1.27 млн км ствола против 1.24 млн. В 2016-2017 годах проходка вернулась к значениям 1990-х, но и тут ежегодно бурят длину земного экватора – 40 тыс км.

Заметим, что на суше средняя длина ствола скважины составляет порядка 2'200-2'500 м. Нередко приходится слышать, что в Америке чуть ли не повсеместно бурят горизонтальные скважины со стволами в 10 км, а то и круче: несколько стволов в одной скважине (так называемый «рыбий скелет»). Такие скважины безусловно есть, но остаются редчайшей экзотикой. На морских платформах подобные технологии используются для экономии места на палубе, а на суше – требуются разве что для бурения под городской застройкой или в заповедниках.

И наконец, вероятный ответ на загадку «сланцевой революции»: отчего при обвальном сокращении количества буровых добыча существенно не падает уже третий год: наземные буровые в США оборудованием скважин под добычу не занимаются. Когда спущена и зацементирована добычная колонна, скважину промывают солевым раствором («брайном»), ставят на сотню метров от поверхности съёмную пробку-пакер – и передвигают вышку на следующую скважину. Вспомним, что наземные буровые делают по 30 скважин в год, заниматься вводом скважины в эксплуатацию им просто некогда!

Оставленная в таком подвешенном состоянии скважина не является «законсервированной» в строгом смысле слова. Консервировать там нечего, так как скважина добывать не может. Правильнее называть такие заготовки «недоделанными скважинами». У американских буровиков есть термин «DUC» – drilled uncompleted либо drilled – under construction («пробуренная-незавершённая» либо «пробуренная – в процессе освоения»).

Чтобы скважина «дозрела» и вступила в строй, должно срастись несколько условий:

1. Компания – разработчик решает, что вообще стоит сейчас добывать. Например, данные каротажа (ГиРС) показали, что мощность пласта низкая, а бухгалтер заявляет, что при текущей цене невыгодно. Скважина уже пробурена, участок не отберут. Ждём-с.
2. Надо проложить к скважине трубу – местную «экспортную» линию для отвода газа, даже если скважина – «нефтяная», а газ – «попутный». Сжигать газ факелом разрешают всё реже. При строительстве трубы может сложиться конфликт с каким-нибудь местным фермером. Опять ждём-с.
3. Надо подвести к скважине мачту КРС, выдернуть пробку, подготовить объект к первичному гидроразрыву, например, стрельнуть перфорацию. Перфорацию выполняют каротажники на кабеле либо испытатели на трубах. Тоже ждём.
4. Дождаться бригады гидроразрыва. Жизнь этих горячих парней расписана по минутам. Зачастую многостадийный разрыв может стоить дороже бурения. Наконец, порвали!
5. Мачтой спускаем в скважину насосно-компрессорные трубы и другое оборудование, ставим добычную арматуру, сепаратор на поверхности, насос-качалку, или что ещё требуется. Дожидаемся канатчиков, чтобы скважину свобировать (очистить от тяжёлой жидкости и вызвать приток).
6. Вывести скважину на режим. Провести 24-часовое опробование (по закону положено во многих штатах).
7. Зачистить местность от ~~басмачей~~ всякой гадости. Тоже по закону.

Короче, это я сильно упрощаю. Техзадания на некоторые скважины занимают сотни страниц. Кроме прочего, все работы выше стоят денег, а у многих «сланцевых» компаний этих средств «пока нет», смотрим пункт 1.

Трудно сказать, какой из факторов выше играет решающую роль. На Пермском ограничителем ввода скважин в эксплуатацию, скорее всего, является дефицит бригад гидроразрыва. На Баккене, похоже, проблема в трубах и реализации попутного газа. К сожалению, статистики гидроразрывов в США EIA не публикует. Из открытых источников, «CNN»<sup>140</sup> заверяет, что в 2000 году в США было 23'000 скважин с первичным гидроразрывом, а в 2016

140 Скачано в ноябре 2017: <http://money.cnn.com/2016/03/24/investing/fracking-shale-oil-boom/index.html>

их же стало более 300'000.

Как результат, после буровых марафонов 2001-2014 годов на всех «сланцевых» месторождениях образовалось по много сотен скважин в состоянии «DUC». По состоянию на июль 2017 года – 6'031 скважина; для освоения надо около 20.8 миллиарда долларов.<sup>141</sup> На октябрь 2017:

Месторождение	Количество неоконченных скважин
Пермское <sup>142</sup>	2533
Ниобрара	685
Хайнесвилль	192
Иглфорд	1485
Баккен	791
Марцеллус <sup>143</sup>	650

Таким образом, вряд ли следует ожидать обвального падения добычи нефти и газа в США. Вероятно, в ближайшие 2-3 года стране удастся удержать «полочку» добычи по сумме газа и «жидкостей» на уровне 1.10 млрд тое. Гораздо интереснее, что будет дальше, особенно в связи с неизбежным истощением Баккена и Иглфорда.

В январе 2017 года EIA выдала «*Annual Energy Outlook 2017 with projections to 2050*» (АЕО2017) [24]. Документ принципиально отличается от предыдущих версий АЕО. Во-первых, там всего 125 страниц, а в 2014-2016 было по 250 с хвостиком (и шрифт на два кегля меньше). Во-вторых, отсутствует разбивка добычи нефти и газа по отдельным месторождениям. В-третьих, заголовки врёт. В тексте нет ни одного графика, который заканчивался бы 2050 годом. Все графики – до 2040, как и в предыдущих публикациях, а модели до 2050 года вынесены на веб-ресурс. По-видимому, авторы не хотят показывать в официальном тексте не очень-то приятные графики. Наконец, в-четвёртых, документ рассматривает не один и не три, а целых 8 сценариев:

- **Базовая модель** – цена нефти неспешно растёт, достигая \$100 за баррель Брента к 2030 году. Газ к тому же времени выходит на 5 долларов за миллион BTU. Экономика США живёт обычной жизнью.
- Базовая при условии отмены «**Carbon Plan**» Обама. План уже почти отменили, но для нефти и газа разница несущественна.
- **HEG** и **LEG** – ускорение и замедление американской экономики. Для добычи нефти и газа тоже несущественно. А вот дальше интереснее.
- **НОР** и **НОА** – высокие цены на нефть: \$200 за баррель Брента к 2030 году, либо много-много нефти в США. В этом случае EIA планирует

141 <https://www.oilandgas360.com/current-duc-inventory-will-require-20-8-billion-complete-enercom/>

142 <https://seekingalpha.com/article/4127133-permian-duc-wells-surge-massive-implications-wti-oil-prices-inventories-permian-oil-producers>

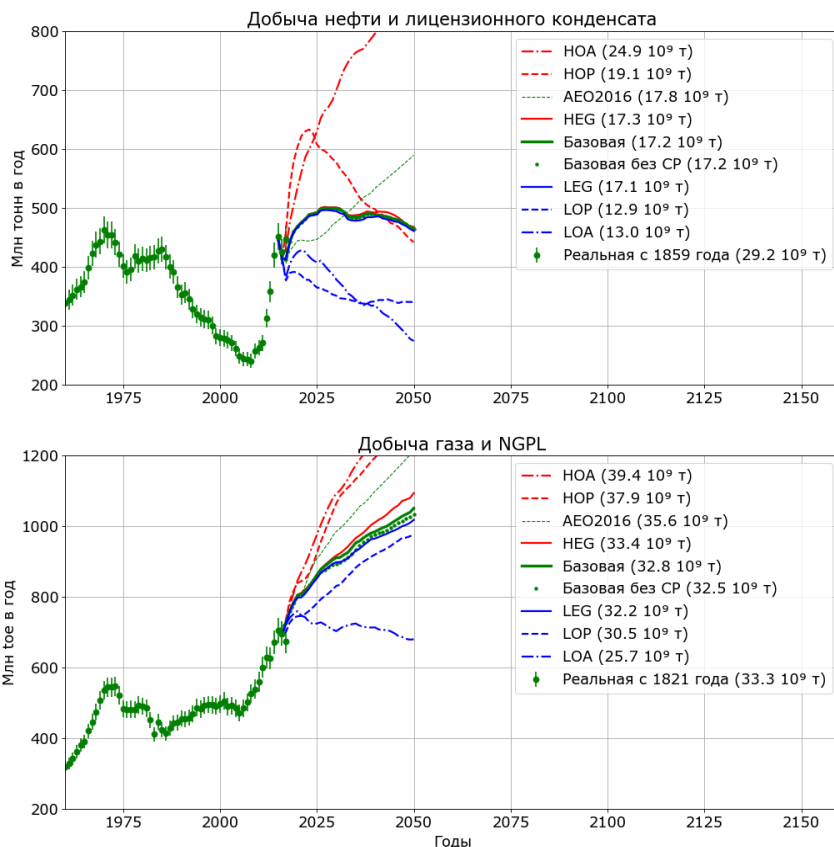
143 <http://marcellusdrilling.com/2017/07/oil-gas-ducs-now-flying-in-different-directions/>

добыть за 35 лет от 19.1 до 24.9 млрд т нефти. За всю историю нефтедобычи США накопленная добыча 29.2 млрд т.

- **LOP** и **LOA** – низкие цены на нефть: \$40 за баррель, либо нефти в США не так уж много. В этом случае добыча за 35 лет куда скромнее: 13 млрд т нефти и 26-31 млрд toe газа и NGPL. Но даже в этом случае суммарная добыча превышает подтверждённые запасы USGS в два раза по нефти и почти в 4 раза по природному газу.

## Программа Chapter 11\24\_AEO2017.py

Добыча нефти и природного газа в США - прогнозы AEO2017



Следует отметить и положительный момент. Впервые за долгие годы в отчёте EIA опубликована модель, где добыча «сланцевых» хотя бы в паре сценариев не улетает в заоблачную высь. Похоже, кому-то из высокопоставленных бюрократов в Вашингтоне приходит мысль, что за раздутые прогнозы кому-то придётся отвечать уже при этой президентской администрации.

Итоги главы:

- Официальные модели EIA вероятно завышают реальные извлекаемые

запасы нефти и природного газа в США в 2-4 раза.

- На территории «нижних 48 штатов» извлекаемые запасы природного газа (включая также «рудничный газ» и широкие фракции) в настоящее время выработаны на 60-70%. В том числе, все классические (не требующие первичного гидроразрыва) газовые месторождения разбурены полностью, и падение добычи из них не менее 4-5% в год. Из-за непрерывного увеличения себестоимости добычи и снижения отдачи, месторождения «сланцевого» газа «в ноль» выработаны не будут никогда. При условии бурения не менее 6'000 новых скважин ежегодно добыча относительно плавно – в пределах двух десятилетий – снизится на уровень 25-30% от современной. Если скважин будет буриться меньше, «сланцевого газа» может хватить и на пять столетий – при годовой добыче порядка 60 млрд м<sup>3</sup>.
- Общая добыча природного газа в США к 2050 году вероятно снизится до 250 млрд м<sup>3</sup>, причём не менее  $\frac{2}{3}$  будут обеспечивать «рудничный газ» (CBM/CSG), «глубокая вода» шельфовых месторождений и Аляска.
- На территории «нижних 48 штатов» извлекаемые запасы «нефти и жидкостей» (включая газовый конденсат) в настоящее время выработаны на 75-80%. Из-за непрерывного увеличения себестоимости добычи и снижения отдачи месторождения «в ноль» выработаны не будут. Добыча быстро – в пределах 15-25 лет – снизится на уровень 10-15% от современной, однако сможет оставаться на этом уровне весьма продолжительное время.
- Если позволит международная обстановка, США будут оставаться импортёром сырой нефти и нефтепродуктов на уровне 250-350 млн тонн в год. Экспорт природного газа в Мексику будет продолжаться на уровне 35-60 млн тое в год. Экспорт сжиженного природного газа с Аляски возможен, но существенной роли играть не будет.
- Снижение добычи природного газа может повлечь ликвидацию крупной химической промышленности (удобрения, пестициды, пластмассы) в пределах жизни этого поколения американцев.
- Без интенсивного развития ядерной энергетики, трудно предотвратить и частичную деиндустриализацию, особенно в областях промышленности с непрерывным энергозависимым производством (стали, алюминия и цветных металлов, сверхчистых материалов, электроники).
- Вероятен возврат к использованию каменного угля в пределах следующего десятилетия.