



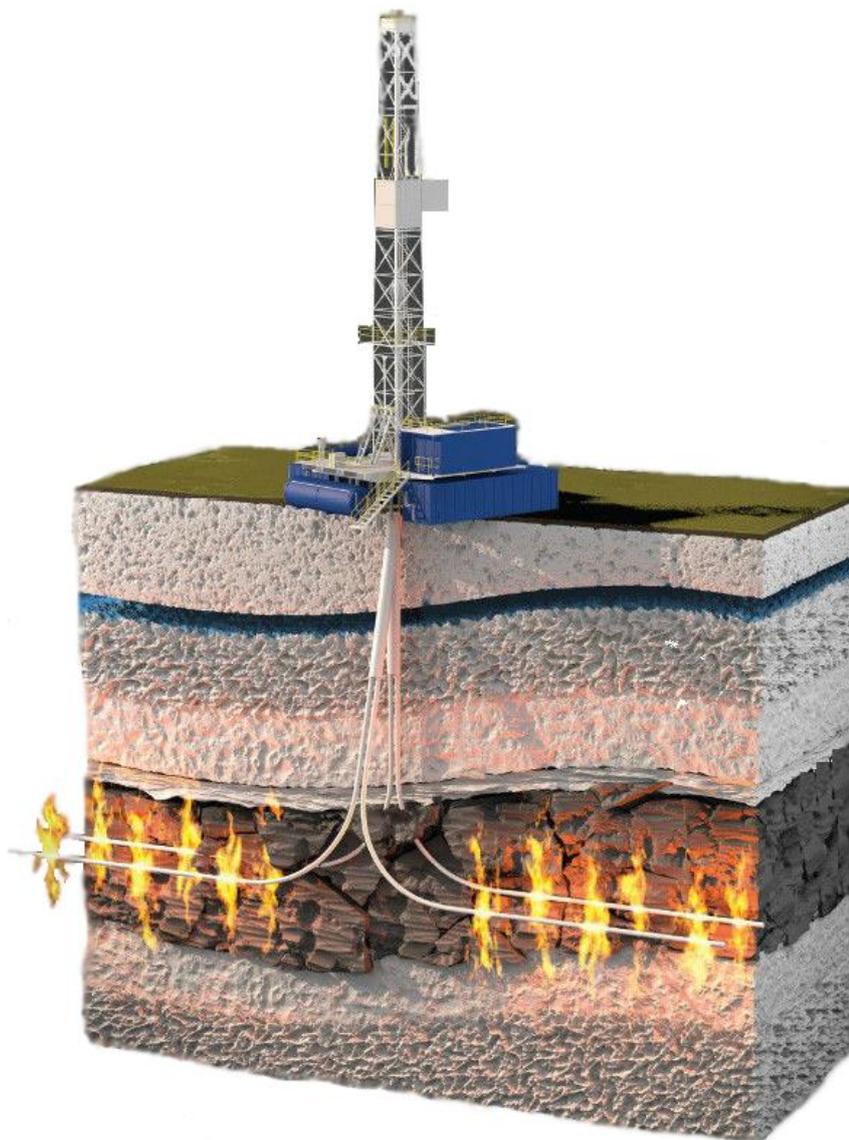
**РОСНЕФТЬ**  
НАУЧНО-ПРОЕКТНЫЙ  
КОМПЛЕКС



## **TIGHT OIL DIGEST (TOD)**

**ЭВОЛЮЦИЯ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ  
ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ США**

# Технологические тренды Сланцевой революции



## Огонь сланцевой революции

Ответственная группа:

Федоров А.Э., Фазлыев Н.Ф., Калимуллин А.Ф.

Руководитель специализированного института (СИ) ТРИЗ:

Антонов М.С.

Руководитель проекта ЦАУК:

Сергейчев А.В.

ООО «РН-БашНИПИнефть»  
СИ ТРИЗ

Выпуск №1  
Июнь 2019 г.

# СОДЕРЖАНИЕ

ВЛИЯНИЕ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ НА ДОБЫЧУ ИЗ ЗАЛЕЖЕЙ ТРИЗ США .....	4
ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ К РАЗВИТИЮ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ.....	6
ЭВОЛЮЦИЯ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ ТРИЗ США.....	12
Динамика технологической активности ГРП.....	12
Динамика буровой активности в США .....	14
Развитие технологий ГРП .....	16
Глобальные изменения на Северо-Американском рынке проппантов [2].....	20
Развитие систем заканчивания скважин с ГРП .....	22
Развитие технологий бурения и заканчивания скважин .....	27
Эволюционные изменения в области бурения скважин.....	28
Развитие технологий проведения повторного ГРП .....	30
СПИСОК ИСТОЧНИКОВ.....	37

## ВЛИЯНИЕ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ НА ДОБЫЧУ ИЗ ЗАЛЕЖЕЙ ТРИЗ США

Согласно данным US Energy Information Administration [15, 16] и RYSTAD ENERGY [14] добыча нефти в США достигла нового максимума в мае 2019 года и составила 12,4 млн. бар/сут (Рисунок 1). При этом только добыча нефти месторождений Пермского бассейна, активно развивающегося последние 3-4 года за счет разработки трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), на июль 2019 года составляет 4,23 млн. баррелей/сут (Рисунок 2) (что на текущий момент сопоставимо с добычей ПАО «НК «Роснефть»).

Основной вклад в добычу нефти ТРИЗ в США приносят формации Bakken, Eagle Ford и Permian Basin, с разработки которых и началась «Сланцевая революция» (Рисунок 3). Ожидается, что новые рекорды будут достигнуты в конце 2019 года (RYSTAD ENERGY прогнозируют, что на конец года суточная добыча нефти в США составит 13,4 млн. бар/сут).

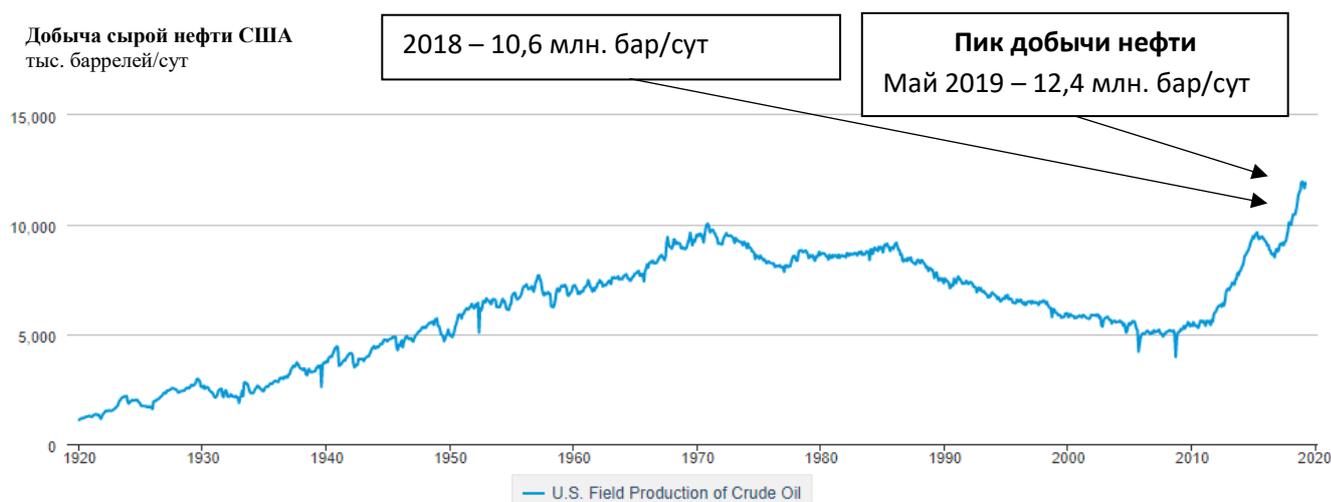


Рисунок 1 – Динамика добычи нефти в США за 100-летний период [15]

Необходимо отметить, что на момент 2018 года добыча нефти ТРИЗ в США (tight и shale формаций) уже приближалась к 2/3 общей добычи нефти США и составляла 61 % (6,5 млн бар/сут) общей добычи нефти в США (10,6 млн бар/сут).

По данным, представленным в источниках [10, 15], в период между 2000 и 2019 годами ежегодная добыча сырой нефти в США выросла с 5,8 млн. бар/сут до 12 млн. бар/сут, а добыча сухого газа с 53 млрд. куб. футов/сут до 83 млрд. куб. футов/сут. За это время США, будучи в значительной степени зависимыми от импорта, стали нетто-экспортером нефти и газа и планируют в дальнейшем наращивать добычу углеводородов (УВ) за счет интенсивного освоения ТРИЗ.

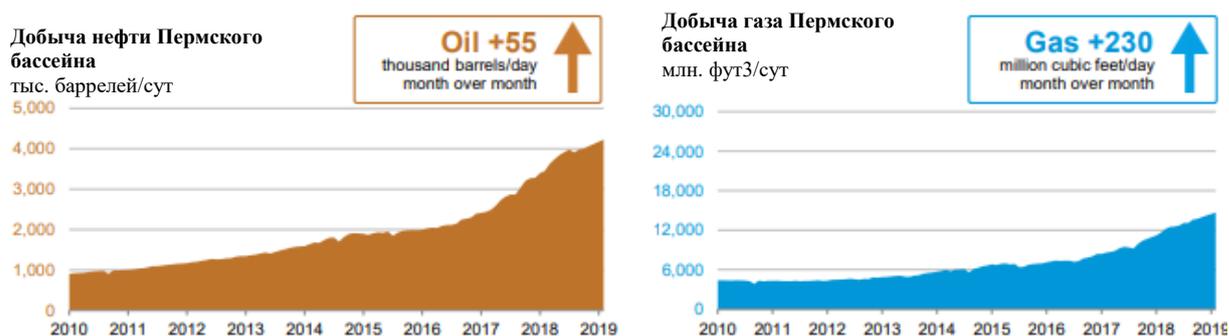


Рисунок 2 – Динамика добычи нефти и газа месторождений Пермского бассейна

Добыча ТРИЗ нефти США  
млн. бар/сут

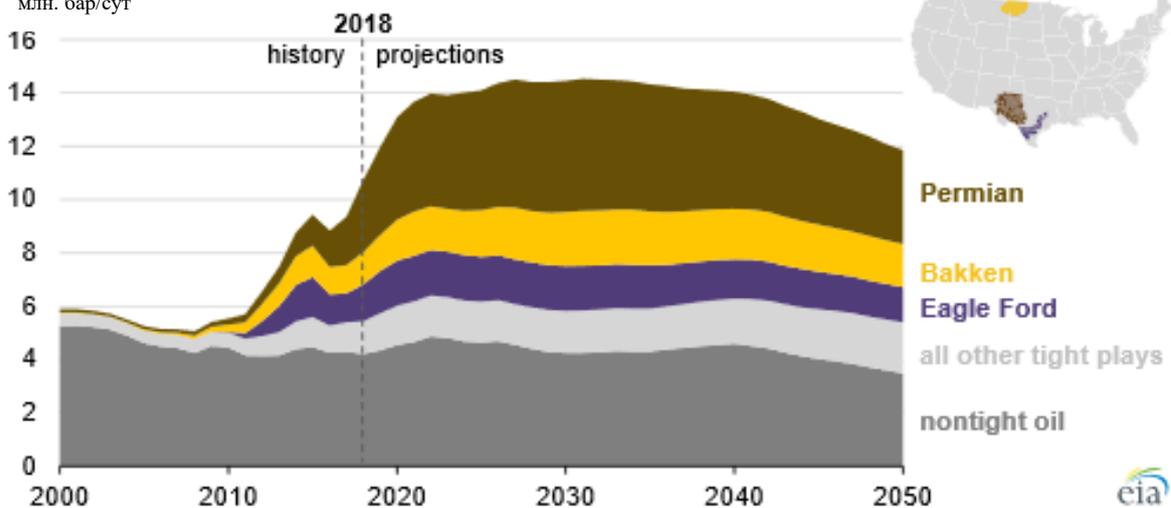


Рисунок 3.1 – Раздельная динамика добычи традиционных и нетрадиционных запасов нефти месторождений США на 2018 год [10]

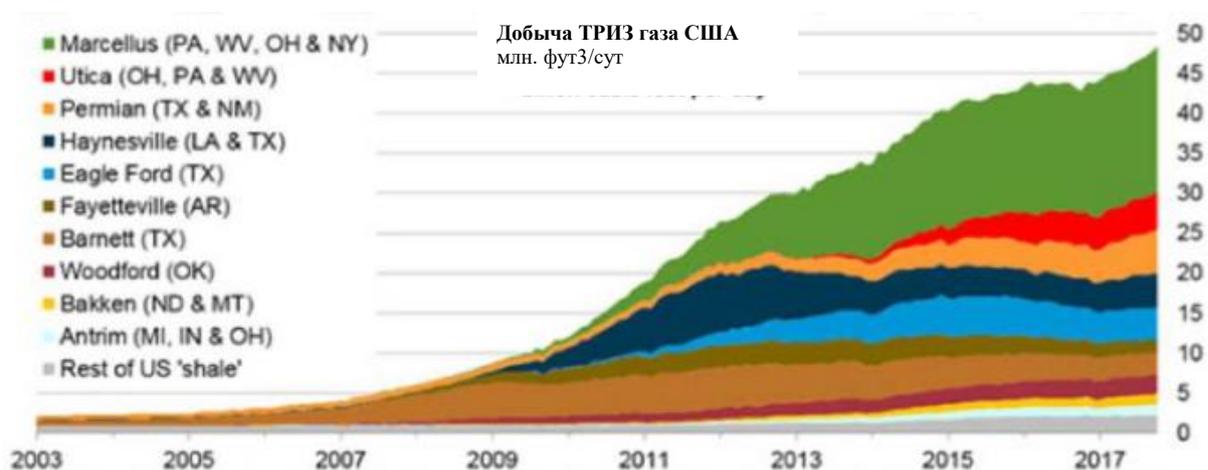


Рисунок 3.2 – Динамика добычи ТРИЗ газа месторождений США на 2018 год [2]

В настоящий момент добыча формаций коллекторов ТРИЗ в США составляет около 6% и 10% мировой добычи нефти и газа, соответственно.

Ввиду наличия подобных коллекторов в мире, и в частности в России, требуется изучить и обобщить технологический опыт и геологические особенности месторождений ТРИЗ в США. В связи с вышеизложенным планируется выпуск серии тематических дайджестов Tight Oil Digest (TOD).

Первый в серии дайджест описывает вводный обзор и краткие технологические тренды, приведшие к значительным успехам в разработке месторождений ТРИЗ США.

## ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ К РАЗВИТИЮ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ

Данный дайджест охватывает первую отраслевую базу данных (описываемую авторами работ [1-2]), представляющую развитие технологии гидравлического разрыва пласта (ГРП) в Соединенных Штатах Америки (США) с момента первого опробования технологии в 1940-ых годах и до «Сланцевой революции» в настоящее время [2].

Прежде чем приступить к основной части дайджеста, необходимо раскрыть основные термины и определения.

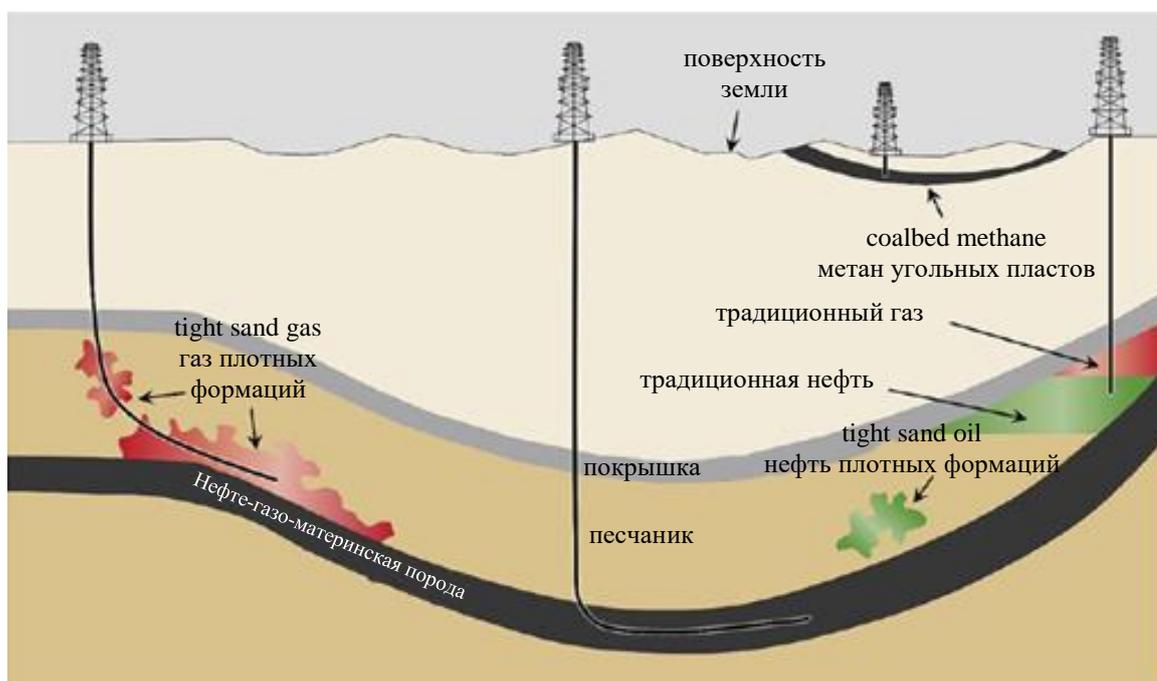


Рисунок 4 – Схематичное представление основных видов запасов/ресурсов нефти и газа и типичная ориентация добывающих скважин [7]

Нам часто приходится слышать такие термины, как [7]:

- **Shale formation** (в т.ч. shale gas) (перевод – сланцевая формация/сланцевый пласт (в т.ч. сланцевый газ));
- **Tight formation** (в т.ч. tight oil/tight gas) (перевод – плотная формация/плотный пласт/сверхнизкопроницаемый пласт (в т.ч. нефть плотных пластов/газ плотных пластов));
- **Oil shale** (connected with source rock with oil content of 50% or more) – это горная порода, которая содержит твердое органическое соединение, известное как кероген – предшественник нефти (связана с нефтематеринской породой с содержанием нефти 50 и более %).

**Примечание:** существует большая разница между терминами shale oil и oil shale oil:

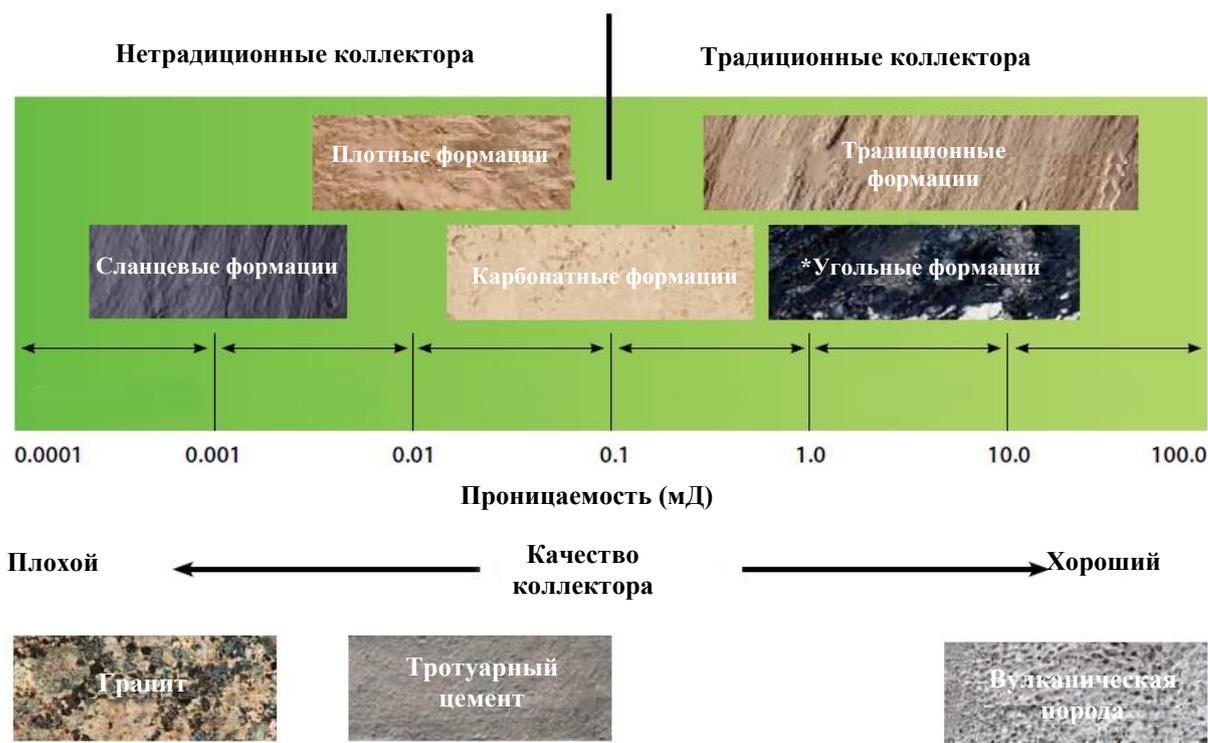
- Oil shale oil - синтетическая нефть битуминозных горючих сланцев/синтетическая нефть, образованная в результате нагрева сланцев и преобразования керогена.
- Shale oil – сланцевая нефть – относится к УВ, уже преобразованным из керогена (находящимся в соответствующем окне зрелости) и залегающим в коллекторах сланцевых глинистых формаций.

Сланцевые формации представляют собой слоистые, мелкозернистые глины и алевролиты. Размеры частиц зерен очень малы (<1/256 мм в диаметре (Pettijohn, 1957)). Плотные формации представляют собой по большей части переслаивающиеся глинистые песчаники.

Одна общая и важная характеристика сланцевых и плотных формаций – сверхнизкая проницаемость (Jia et al., 2012):

- эффективная проницаемость плотных формаций меньше, чем 0,1 мД (абсолютная проницаемость составляет менее 1 мД);
- значение проницаемости матрицы сланцевых формаций имеет порядок в диапазоне микро-нано Дарси.

Коллектора сланцевых формаций обычно имеют естественные трещины, которые могут увеличивать значение эффективной проницаемости выше, чем порядок нано Дарси.



\*Угольные пласты природного газа классифицируются как нетрадиционные по типу вмещения газа

Рисунок 5 – Разделение традиционных и нетрадиционных коллекторов по проницаемости

Некоторые Китайские авторы классифицируют сланцевые формации как материнские породы, в которых УВ генерировались in situ (или мигрировали на очень коротком расстоянии, т.е. остались практически в материнском пласте) (Yang et al., 2015), а плотные формации - как формации, расположенные вблизи материнских пород (Jia et al., 2014) или материнские породы, представленные переслаивающимися песчаниками (Zheng et al., 2017).

Zou et al., 2012 предложили концепцию ресурсного треугольника для месторождений нефти и газа, предполагая, что ресурсы нефти и газа распределяются по логарифмической временной зависимости (Рисунок 6):

- вершина треугольника содержит нефть традиционных запасов УВ (крайняя стадия разработки в настоящее время);
- середина треугольника содержит тяжелую нефть, нефть битуминозных песчаников, нефть трещиноватых карбонатов (активная разработка в настоящее время);

- нижняя часть треугольника содержит нефть и газ плотных формаций, газ угольных пластов, нефть и газ сланцевых формаций, нефть битуминозных сланцев и гидраты природных газов (запасы в начальной стадии разработки).



Рисунок 6 – «Ресурсный треугольник» [13]

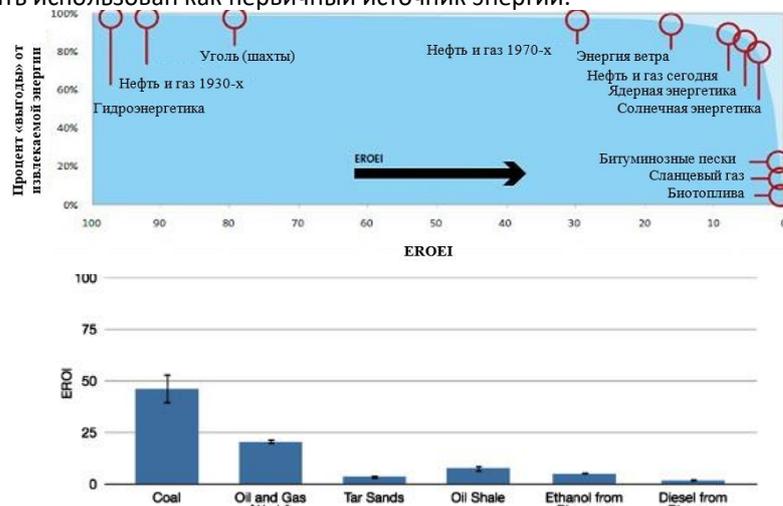
Средняя и нижняя части треугольника являются участками накопления УВ нетрадиционных запасов, причем их количество гораздо больше, чем традиционных (80% всех мировых ресурсов). Однако следует отметить, что качество нетрадиционных запасов относительно низко, и для их разработки требуются более совершенные и энергоэффективные\* технологии.

**Примечание:**

**Энергоэффективность\*:**

- эффективное (рациональное) использование энергетических ресурсов;
- использование меньшего количества энергии для обеспечения того же уровня энергетического обеспечения технологических процессов;
- полезное (эффективное) расходование энергии.

При рассмотрении энергоэффективности зачастую применяется показатель **EROEI** (англ. Energy Returned On Energy Invested = полученная полезная энергия/затраченная энергия или энергетическая рентабельность) - это отношение количества пригодной к использованию (полезной) энергии, полученной из определённого источника энергии (ресурса), к количеству энергии, затраченной на получение этого энергетического ресурса. Если для некоторого ресурса показатель  $EROEI \leq 1$ , то такой ресурс превращается в «поглотитель» энергии и больше не может быть использован как первичный источник энергии.



EROEI энергетических ресурсов (EROI of different fuels and the implications for society, 2014)

Общие запасы нетрадиционных ресурсов жидких УВ, включая тяжелую нефть, природный битум и нефть битуминозных сланцев, составляют примерно  $(2200 - 9300) \cdot 10^8$  тн, что сопоставимо с запасами традиционных ресурсов. Общие запасы природного газа, включая газ плотных формаций, сланцевый газ и угольный газ составляют примерно  $(800-6521) \cdot 10^{12}$  м<sup>3</sup>, что в 1,7-14 раз превышает общий объем традиционных ресурсов газа. Гидраты природного газа\* широко распространены по всему миру, причем 27% суши и 90% океана являются потенциальными районами залегания залежей гидратов природного газа. Некоторые полагают, что общее количество доступных ресурсов гидратов природного газа более чем в два раза больше, чем количество запасов известных ископаемых видов топлива (примерно в  $2,1 \cdot 10^{16}$  м<sup>3</sup> или в 45 раз больше объема доступного обычного природного газа). Очевидно, что потенциал нетрадиционных ресурсов УВ многократно превосходит потенциал традиционных ресурсов.

**Примечание:**

**Гидраты природного газа:**

Газовые гидраты – твердые кристаллические вещества, кристаллическая решетка которых построена из молекул воды, во внутренних полостях которых размещаются молекулы газа, образующего гидрат. Гидраты образуются там, где вода и газообразные УВ оказываются рядом при низких температурах и повышенных давлениях. Благодаря своей клатратной структуре газовый гидрат объемом 1 см<sup>3</sup> может содержать до 160–170 см<sup>3</sup> газа.



- Газ газовых гидратов (2500-21000 трлн. куб. м.)
- Газ глубоких горизонтов (200-350 трлн. куб. м.)
- Газ низкопроницаемых коллекторов (180-220 трлн. куб. м.)
- Сланцевый газ (380-420 трлн. куб. м.)
- Газ угольных пластов (200-250 трлн. куб. м.)

Источник газа	Общие ресурсы, трлн.м <sup>3</sup>	Коэффициент извлечения, %	Извлекаемые ресурсы, трлн.м <sup>3</sup>
Газы угленосных толщ	50	40-60	20-30
Газогидраты	1100	15-30	160-320
Водорастворенные газы	2774	1-3	27-82
Газы низкопроницаемых коллекторов (глубина 2000-4500 м)	69	30-60	21-42
Газы глубоких месторождений (глубина 4500-7000 м)	43	30-60	13-26
Газы внутримерзлотных скоплений	17	40-70	7-12
<b>Итого</b> ООО «ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ»	<b>4053</b>		<b>248-512</b>

Мировые ресурсы нетрадиционного газа

Потенциальные ресурсы нетрадиционных источников газа России



Карта залежей гидратов на карте мира



согласно отчету EIA 2013 (US DOE, 2013) ~ 3-6%. Коэффициент извлечения сланцевого газа (КИГ) составляет порядка 15–25% (Kuuskraa, 2013).

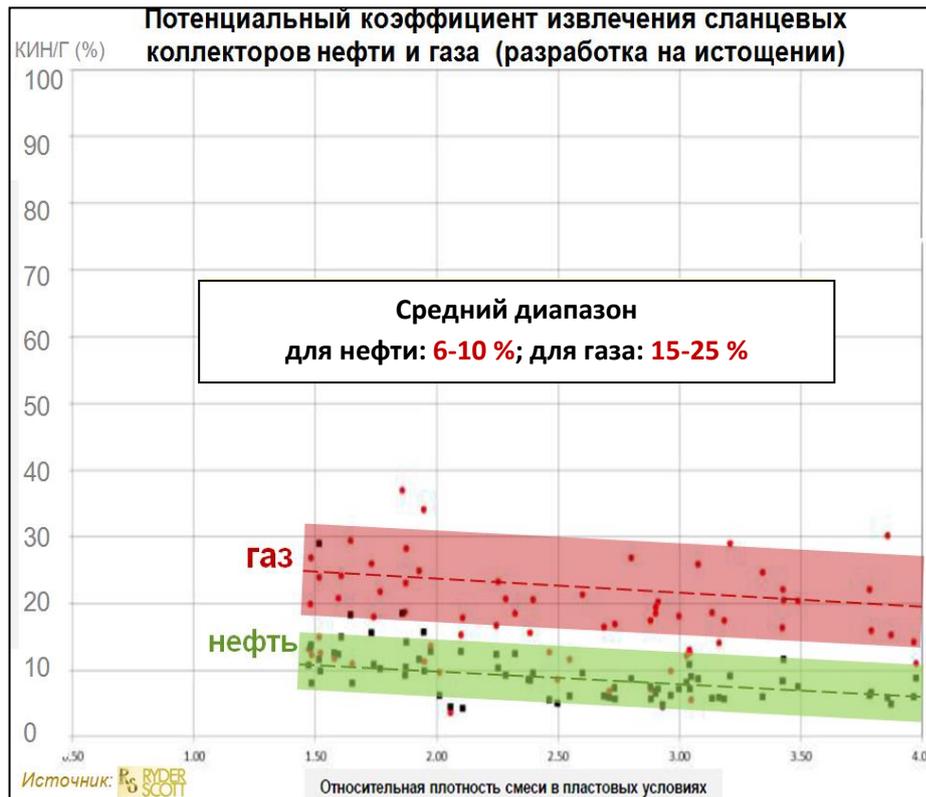


Рисунок 8 – Потенциальные КИН и КИГ сланцевых коллекторов нефти и газа США [17]

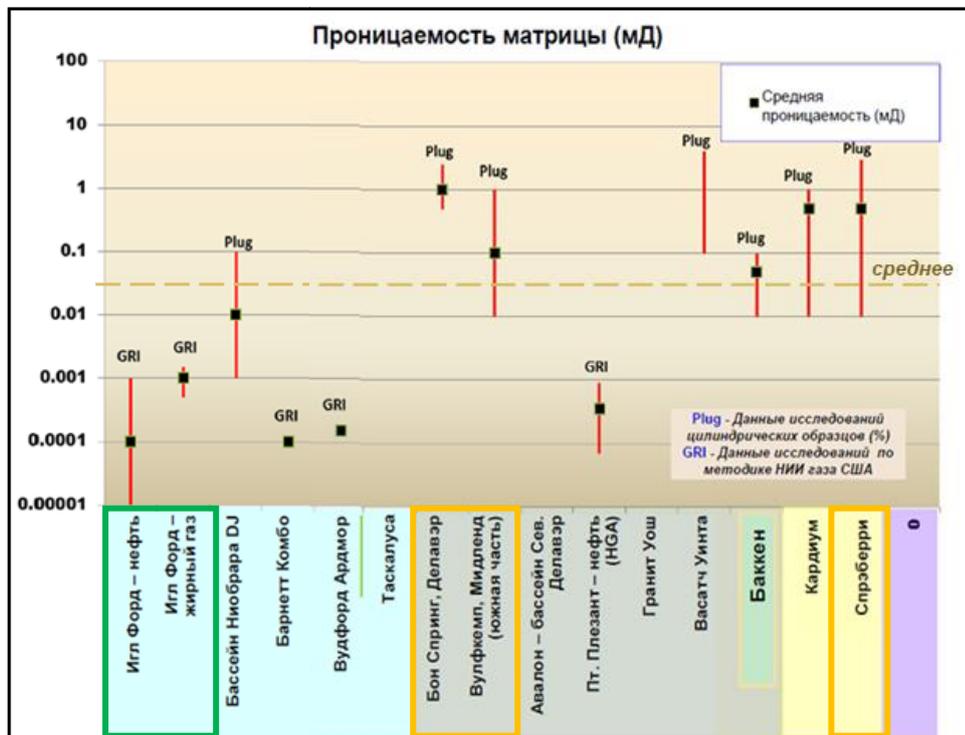


Рисунок 9 – Распределение проницаемости коллекторов tight и shale формаций

Все вышеизложенное обуславливает необходимость развития современных технологий бурения и заканчивания скважин для повышения эффективности разработки месторождений ТРИЗ.

## ЭВОЛЮЦИЯ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ ТРИЗ США

### Динамика технологической активности ГРП

Специалисты из Liberty Oilfield Services глубоко погрузились в историю развития ГРП и на недавней конференции SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition (05-07.02.2019 в Woodlands, Texas) представили достижения в данной области.

Технологии бурения горизонтальных скважин (ГС), внедрения операций ГРП и многостадийных ГРП (МГРП) представляют собой технологии, которые оказали значительное влияние на нефтегазовую промышленность, в частности на способность разрабатывать месторождения ТРИЗ с низко и сверх-низкопроницаемыми коллекторами. Инновационное развитие технологий ГРП наряду с многолетним изучением геологического строения коллекторов ТРИЗ и развитие технологий заканчивания скважин кардинально изменили «энергетический ландшафт» Северной Америки [1].



Рисунок 10 – История развития ГРП [The Sustainability of Hydraulic Fracturing]

На рисунке 11 представлена динамика увеличения количества операций ГРП в США за последние семьдесят лет [2]. Количество стадий ГРП в 1950-х – начале 1990-х годов составляло порядка 10000 – 30000 стадий/год, в то время как последние пиковые уровни приближаются к значению 500000 стадий/год.

В то же время технологическое развитие насосных систем совместно с развитием технологий заканчивания скважин привели к увеличению количества стадий ГРП на одну скважину (примерно в 20 раз) и массы закачиваемого проппанта (примерно в 40 раз).

**Примечание (цитата):** "Мы делаем это с помощью применения технологии МГРП и фокусируемся на сложности геологического строения, создавая гидравлическую систему трещин длиной в 3,2 км, шириной 800 м и высотой в 152,4 м." [Лин Вейжерс, вице-президент по инжинирингу в Liberty Oilfield Services, 2019г].

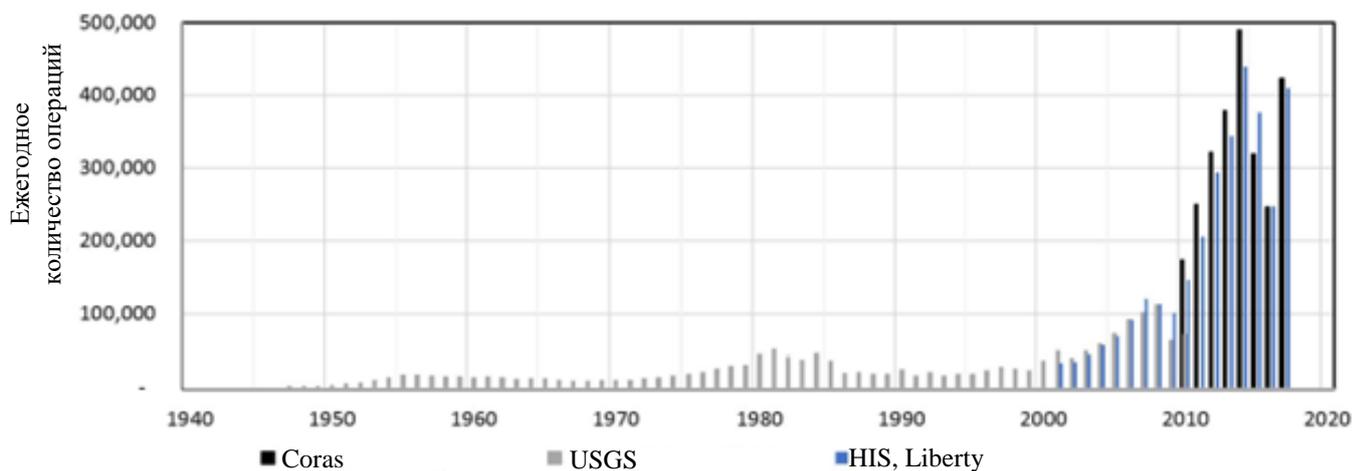


Рисунок 11 – Динамика увеличения количества операций ГРП в США за последние семьдесят лет (по данным из трех источников) [2]

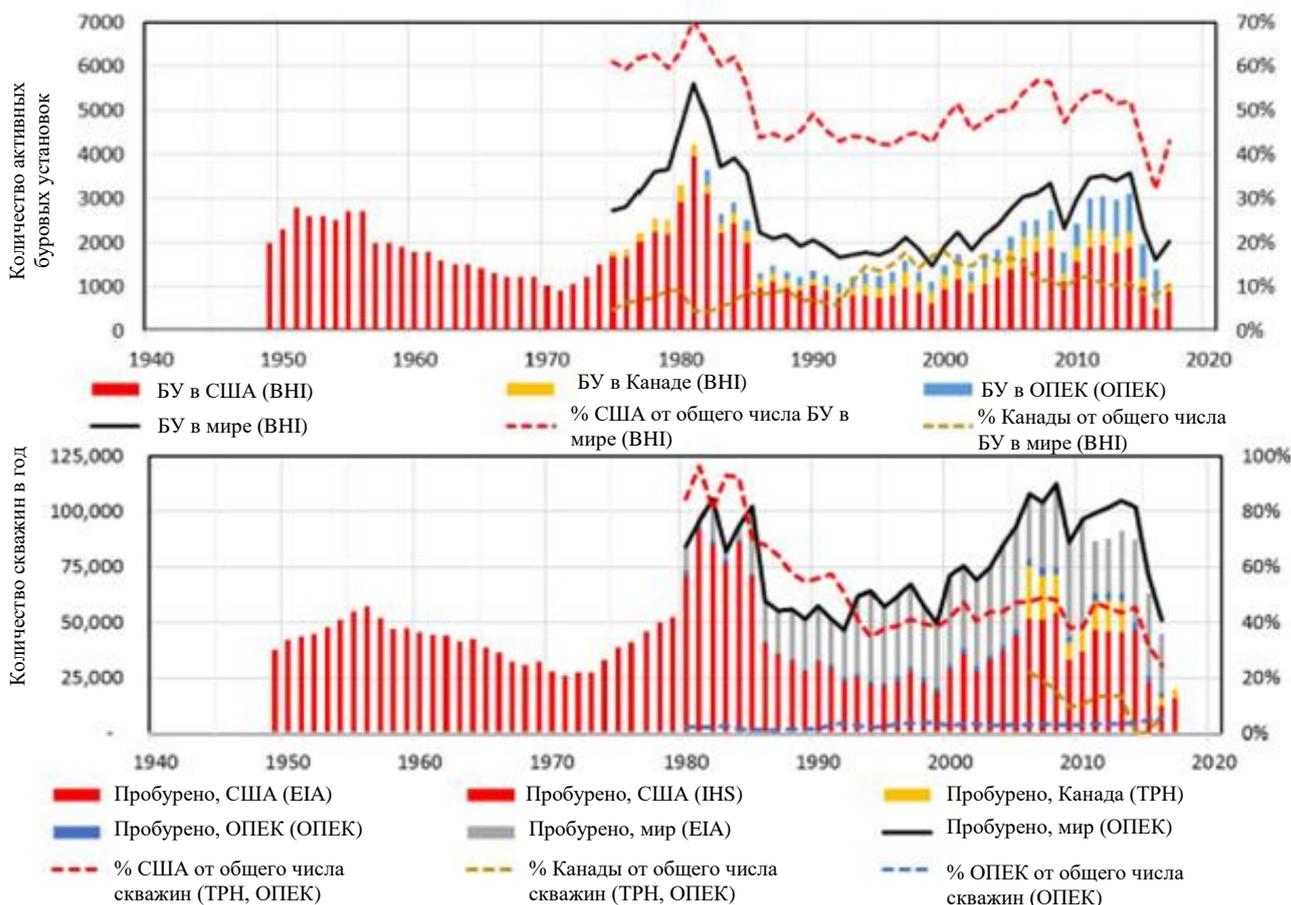
Также авторы работ [1-2] делают акцент на том, что нефтегазодобывающая отрасль достигает поэтапного снижения себестоимости услуг за счет инновационного развития технологий и оптимизации цепочки затрат на бурение и заканчивание скважин (в частности за счет оптимизации процесса бурения и дизайнов ГРП путем использования более дешевых проппантов, химических добавок и жидкостей ГРП), что позволяет обеспечивать экономически эффективную разработку ТРИЗ.

Необходимо отметить интересный факт, что по мере совершенствования технологий бурения и заканчивания скважин и наращивания добычи, дизайны ГРП стали более эффективными, скважины стали более продуктивными, и, в то же время, затраты на каждую скважину значительно снизились (Таблица 2). Технологические изменения, сопровождающиеся развитием диагностических методов исследования процесса ГРП, интегрированного моделирования и статистического анализа, также позволили значительно снизить затраты на коммерческую добычу барреля нефти.

В результате этих изменений дизайны заканчивания скважин и дизайны ГРП переориентировались на более плотную систему расстановки скважин с более плотным размещением портов ГРП. Более того в настоящее время применяются жидкости ГРП «нового поколения», позволяющие увеличить коэффициент использования попутно добываемой с нефтью воды, а также используется более дешевый проппант более низкого качества.

## Динамика буровой активности в США

На рисунках 12-13 представлена динамика буровой активности в США, Канаде, странах ОПЕК и остальном мире с момента начала проведения технологий ГРП в конце 1940-х годов (часть данных до 1975 года не сохранилась или не сохранялась). На протяжении всей истории инновационного развития технологий разработки ТРИЗ большая часть мировой буровой деятельности происходила в США, около 10% в Канаде и всего лишь 3% в странах ОПЕК.



Рисунки 12-13 – Динамика мировой буровой активности

(Управление энергетической информации США; IHS Markit; Tudor Pickering Holt & Co, 2018).

То же самое касается количества скважин, законченных строительством. На рисунке 13 представлена динамика ежегодно заканчиваемых строительством скважин в США. В течение последних 10 лет сланцевой революции более 10000 скважин в год бурится в США, доминантная часть из которых приходится на ГС. (С 2007 по 2014 год – порядка 45 тысяч скважин в год, с 2015 по 2017 – порядка 16,5 тысяч скважин в год). На рисунке 14 представлена накопленная динамика количества ГС при разработке ТРИЗ США.

Необходимо отметить, что значительные изменения буровой активности наблюдались на заре сланцевой революции с середины 2000-х годов. В период с начала 2010 годов по настоящее время в США пробурено около 50% всех мировых скважин.

Хотя ГС доминировали при разработке ТРИЗ нефти и газа в США с 2008 по 2010 года, их количество не превышало количества вертикальных скважин, пробуренных в тех же формациях вплоть до 2017 года.



## Развитие технологий ГРП

В данном дайджесте вкратце представлена информация, описывающая некоторые технические события, которые помогли «зажечь» американскую сланцевую революцию.

Краткий исторический обзор развития технологий ГРП начинается в конце 1980-х годов, в то время, когда совместные отраслевые исследования проводились различными техническими группами при поддержке Министерства энергетики США и Института газовых исследований. Одной из основных целей научных исследований было понимание технологии/процесса ГРП путем проведения прямых измерений роста трещин ГРП в плотных коллекторах.

Ключевая «технологическая искра» сланцевой революции зародилась еще в середине 1990-х годов, когда Майерхофер и др. (Mayerhofer et al. (1997)) экспериментировали с малотоннажными (в том числе безпроппантными) slickwater фраками в песчаниках East Texas Cotton Valley Sandstone. Их идея заключалась в том, что в сверхнизкопроницаемых коллекторах необходимо создавать трещины ГРП с низкой проводимостью, и что дизайны с низкой концентрацией проппанта способны обеспечивать достаточную проводимость трещины без ее последующего схлопывания (bottlenecked). Они опубликовали свои выводы в 1997 году в статье SPE "Proppants? We Don't Need No Proppants" ("Проппанты? Нам не нужны никакие проппанты").

Мелкие независимые компании были основным двигателем "сланцевой революции". Такие компании имеют преимущество в аренде прав на полезные ископаемые у землевладельцев, поскольку их взаимодействие с землевладельцами, как правило, несет более личный характер. Разработка ТРИЗ была целью многих небольших компаний, что привело к созданию и внедрению множества различных методов бурения и заканчивания скважин в нескольких бассейнах. Эти "лаборатории" постоянно совершенствовались и способствовали экономическому успеху. Некоторые из методов оказались универсальными и теперь применяются во всех бассейнах, а некоторые другие специфичными, которые адаптированы к нюансам каждого бассейна, а в некоторых случаях и в пределах одного бассейна.

Дополнительные совместные промышленные проекты, такие как Cotton Valley JIP и Mounds Drill Cuttings Injection Project (Mayerhofer et al., 2000; Griffin et al., 2000), проведенные в конце 1990-х годов, предоставили дополнительную информацию о том, как трещины распространяются в различных средах. Впоследствии были разработаны технологические решения прямого измерения геометрии трещин ГРП, такие как наклонометрическое и микросейсмическое картирование трещин ГРП (Wright et al., 1998a, Wright et al., 1998b, Warpinski et al., 1998), с проведением замеров/исследований в трех смещенных скважинах. Полученная информация служила для калибровки размеров длины, высоты, ширины и проводимости трещин ГРП в существующих моделях трещин ГРП.

Модели распространения трещин ГРП ранее просто калибровались с помощью замеров чистого давления (Nolte and Smith, 1979; Nolte, 1979; Crockett et al., 1986; Shlyarobersky et al., 1988), а теперь стали дополнительно подкрепляться значениями прямых замеров геометрии трещины (Cipolla и Mayerhofer, 1998; Weijers et al., 2005), таким образом помогая создавать более надежные модели распространения трещин ГРП для дальнейшей оптимизации дизайнов ГРП.

Пропустив через себя все извлеченные уроки, Компания «пионера в области современного ГРП» Джорджа Митчелла Mitchell Energy Company неустанно преследовала цель - добывать природный газ из пласта с сверхнизкой проницаемостью. Проводимые Slickwater фраки с более низкими концентрациями пропанта и еще большими объемами полимеров (гелей) в составе жидкостей ГРП первыми позволили экономически эффективно разрабатывать ТРИЗ газа Barnett Shale.

В то же время технология микросейсмической диагностики трещин ГРП позволила приблизиться к ответу на вопрос, - «Почему ГРП позволяет эффективно разрабатывать ТРИЗ сверхнизкопроницаемых коллекторов?».

Систему трещин, представленную на рисунке 16, называют "гидравлический разрыв пласта, который изменил все". Эта карта впервые показала широкую сложную разнонаправленную систему трещин, образующую область длиной в 1,6 км и шириной в 366 м, которую Фишер и др. (Fisher et al. (2002)) назвали "продуктивным поясом". Эта сложная система трещин образовалась по причине уникального напряженного состояния пластов формации Barnett, и по причине того, что плоскость образования искусственных трещин располагалась ортогонально существующим естественным трещинам. Низковязкая жидкость «slickwater фрака» эффективно раскрывала трещины в обеих ортогональных плоскостях, что существенно увеличило площадь поверхности для притока жидкости.

Наличие сети трещин было подтверждено картированием с помощью поверхностного наклономера, показавшего рост трещин ГРП в двух ортогональных направлениях и дополнительно в вертикальном направлении. Прямое доказательство существования сложной гидравлической сети трещин получено путем наблюдений за параметрами пяти смещенных относительно друг друга скважин. Эксплуатация этих скважин была временно прекращена из-за сложной разветвленной системы трещин ГРП, пересекающих все пять скважин.

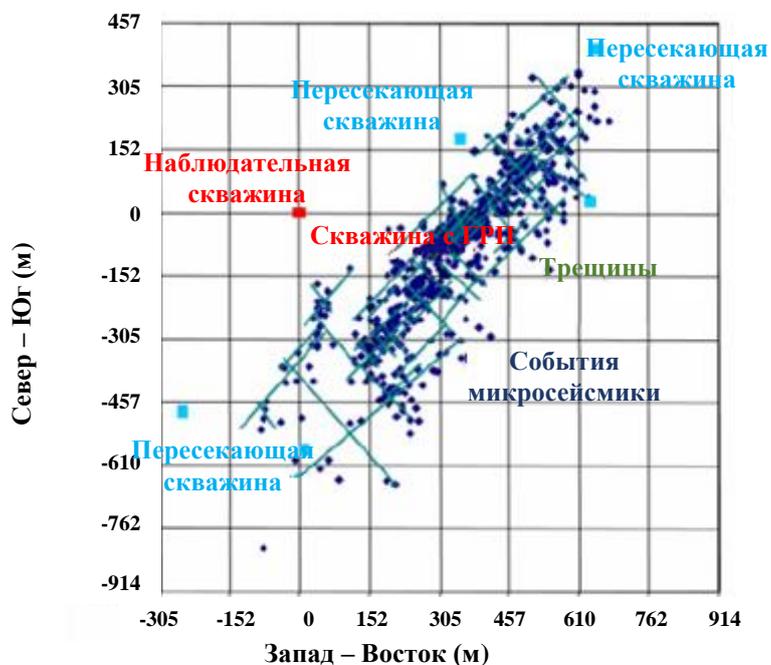


Рисунок 16 - Карта «гидравлического разрыва пласта, который изменил все» (Fisher et al., 2002 и 2004)

Опыт разработки плотных и сланцевых формаций в Северной Америке привел к адаптации дизайна ГРП с целью обеспечения главной задачи – создания сложной максимально разветвленной конфигурации трещин с целью увеличения продуктивности скважин (Рисунок 17). В работе PE-121290-PA-P показано, что в сверхнизкопроницаемых коллекторах дренируемый объем ограничен объемом пласта, расположенным, между трещинами МГРП.

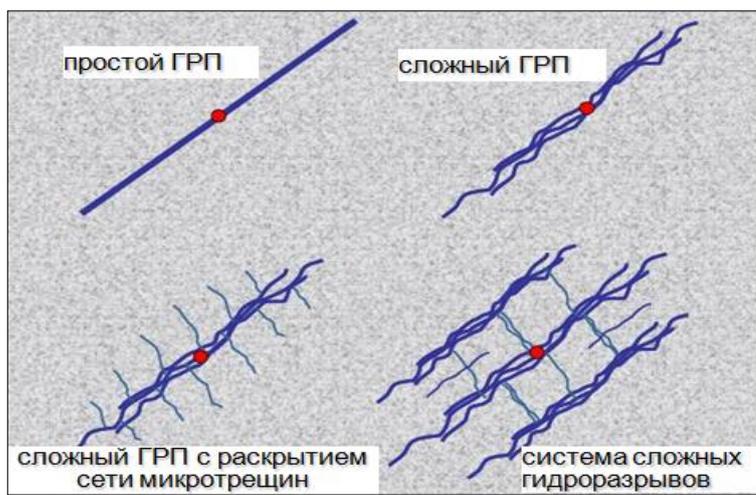


Рисунок 17 – Карта «сложности» трещин ГРП, встречающихся в различных бассейнах США (Fisher et al., 2005)

Следует отметить, что при проведении ГРП на большинстве пластов традиционных залежей наблюдается классическая система трещин ГРП (плоскостная двукрылая) без ортогональных поворотов относительно друг друга, обладая более линейной структурой.

Однако далеко немногие бассейны имеют уникальные напряженные состояния пластов, такие как на Barnett Shale (Рисунок 18), позволяющих создавать обширную систему трещин с увеличенной площадью контакта с пластом и экономически эффективно осуществлять промышленную добычу нефти и газа. Существенное влияние на способность пород к растрескиванию оказывает их минералогия (Рисунок 19).

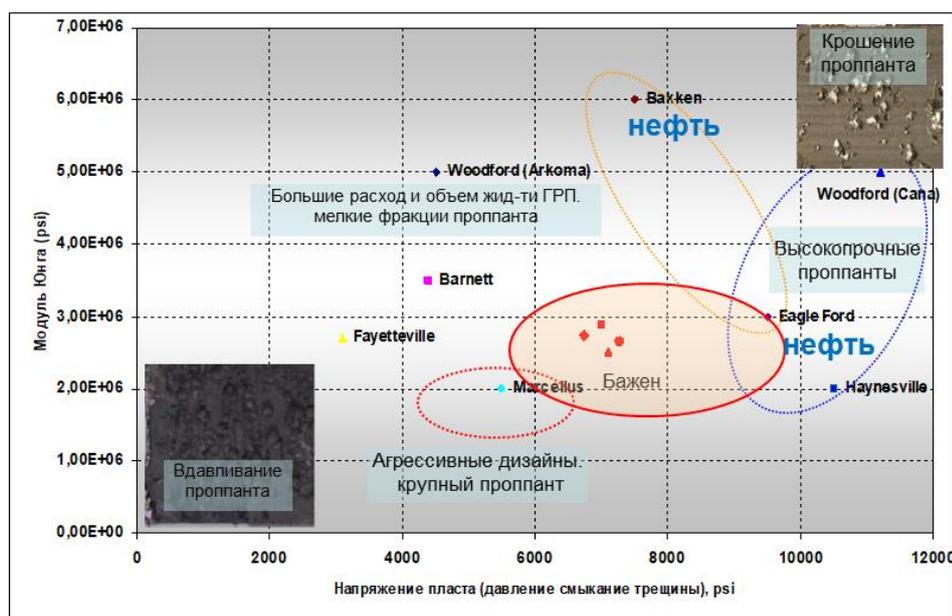


Рисунок 18 – Геомеханические свойства пород, слагающих некоторые формации США

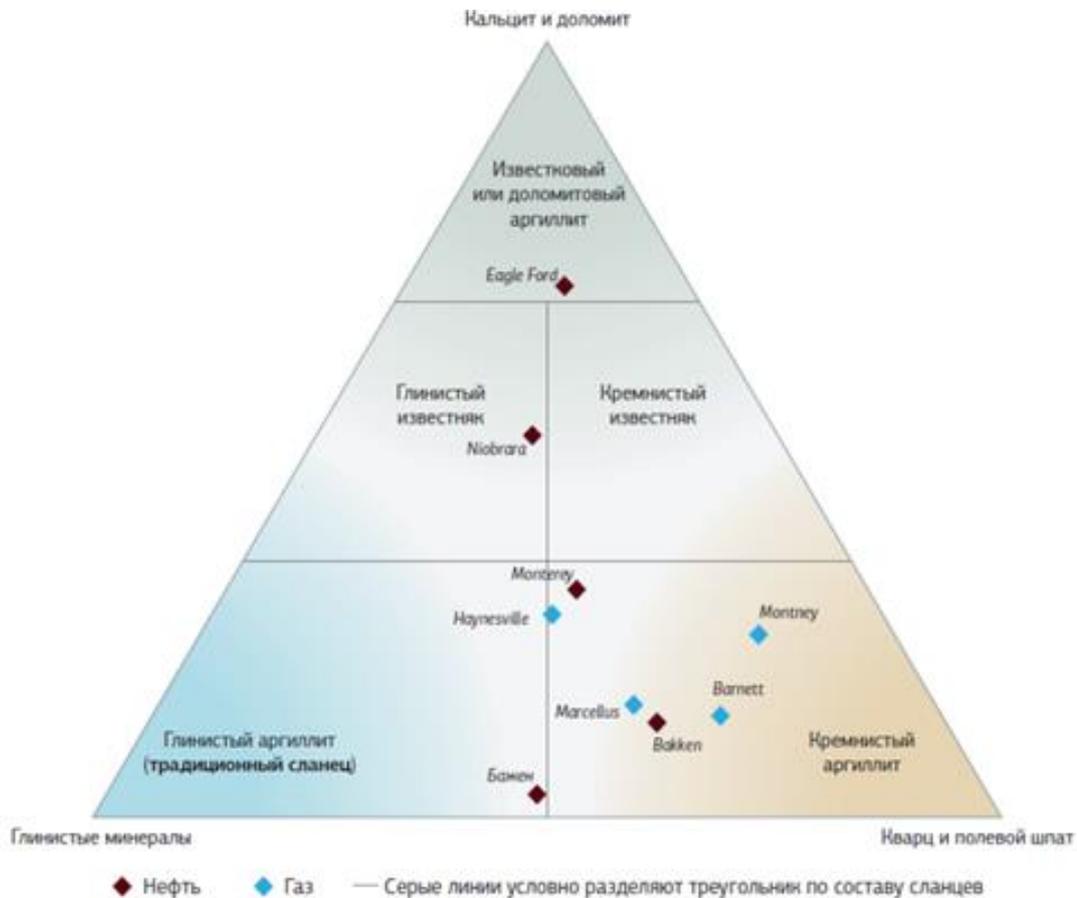


Рисунок 19 – Минералогия сланцевых и плотных формаций

В связи с вышесказанным требуется развитие технологии ГС с МГРП с целью создания обширной системы трещин даже при отсутствии уникальных напряженных состояний пластов.

На рисунке 20 представлена карта зоны трещиноватости в околоскважинной зоне горизонтальных скважин после проведения МГРП. Разные цвета характеризуют индивидуальные микросейсмические волны, характеризующие отдельные трещины ГРП.

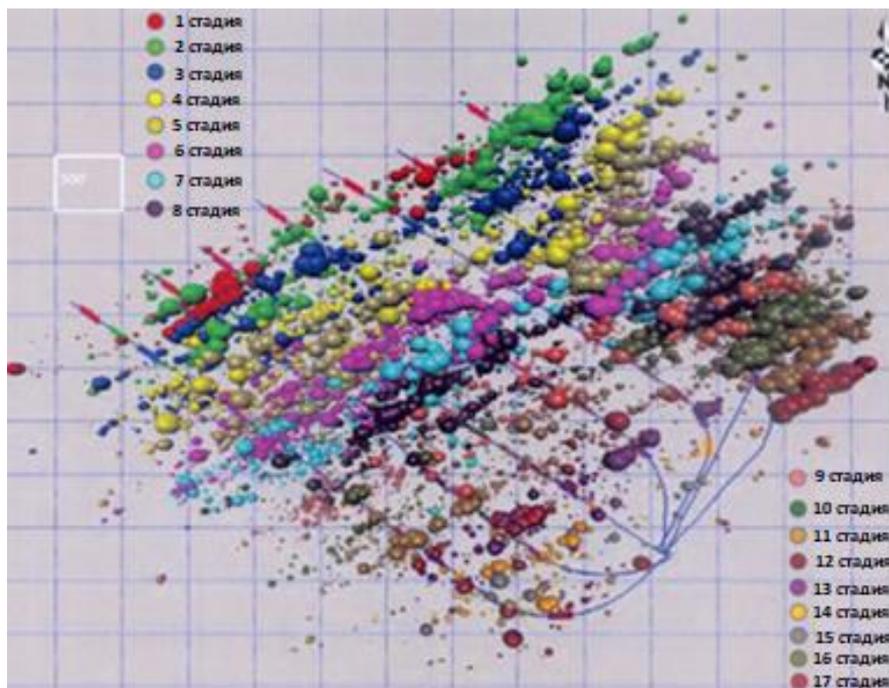


Рисунок 20 – Карта зоны трещиноватости в околоскважинной зоне ГС после проведения МГРП

## Глобальные изменения на Северо-Американском рынке проппантов [2]

На Северо-Американском рынке проппантов можно выделить три ключевых изменения:

1. Во-первых, при прочих равных условиях увеличилась масса проппанта, закачиваемого в скважину, как правило, даже опережая темпы увеличения объемов закачиваемой жидкости ГРП (средняя концентрация проппанта постепенно увеличивается с использованием высоковязких понизителей трения в жидкости ГРП).

В последние годы операторы в различных бассейнах бьют рекорды по массе закачиваемого проппанта (в некоторых скважинах масса проппанта эквивалента массе заполненного 100 вагонного поезда, т. е. превышает значение 9,1 тыс.тн проппанта на одну скважину). В 2017 году среднее значение массы проппанта на скважину превысило 4,5 тыс. тн. Между началом сланцевой революции и 2017 годом промышленное использование проппанта выросло примерно в 40 раз по массе и сегодня все еще продолжает расти.

На рисунке 21 представлена динамика изменения объема жидкости ГРП, приходящегося на одну скважину, за последние 70 лет [Gallegos и Varela, 2015]. Начало роста приходится на 2003 год и соответствует началу массового проведения ГРП на газовых ГС. В настоящее время средний объем используемой жидкости ГРП составляет около 39,7 тыс. м<sup>3</sup> жидкости на скважину. Такие большие объемы обеспечиваются рециркулированием (использованием) попутно добываемой с нефтью воды (Olson, 2018).



Рисунок 21 – Динамика изменения объема жидкости ГРП, приходящегося на одну скважину

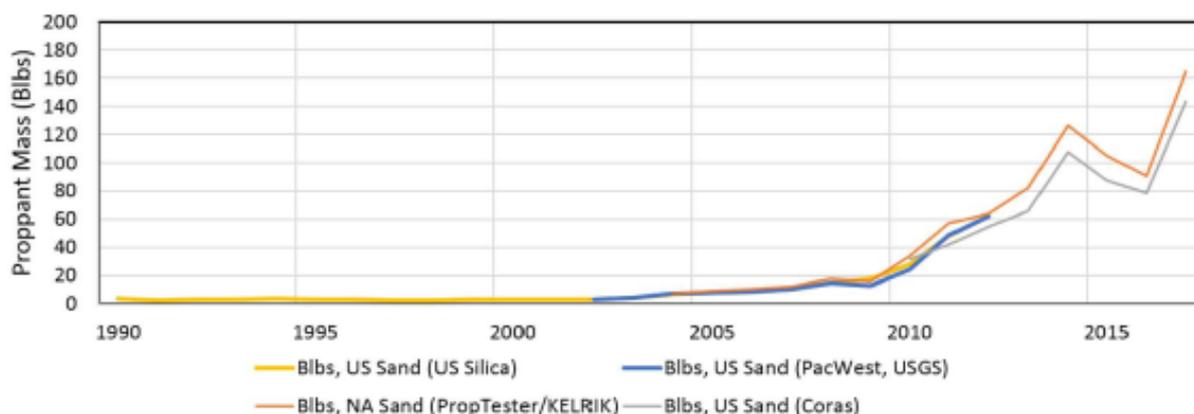


Рисунок 22 – Динамика изменения количества проппанта, поставляемого в США

Согласно Olmen et al. (2018), такая динамика роста значения массы проппанта на одну скважину может быть напрямую связана с общим ростом количества проппанта, поставляемого в США. В 2012 году в Северную Америку было поставлено примерно 34,5 млн.тн проппанта (в

т.ч. керамического и с полимерным покрытием), а в 2017 году это значение достигло 75,7 млн.тн (Рисунок 22). Ожидается, что в 2018 году значение будет превышать 90,7 млн.тн.

2. Во – вторых, во время роста количества, поставляемого в США проппанта, само качество проппанта ухудшилось. Использование высококачественных проппантов, например проппантов с полимерным покрытием (Resin-Coated Sands (RCSs) и керамических проппантов, сократилось и в настоящее время промышленность фокусируется на более дешевых проппантах низкого качества местного производства (Рисунок 23). Данная тенденция началась в Пермском бассейне, где оператор Pioneer Natural Resources имеет свои собственные шахты по добыче песка. В целом, бóльшие объемы проппанта на одну скважину более чем компенсируют низкое качество проппанта при производстве ГРП на ГС. Типичная ГС имеет сотни трещин/микро-трещин в околоскважинной зоне, что означает, что на каждую трещину/микро-трещину приходится малая доля от общего объема УВ, поступающих в скважину. Это значительно снижает требования к значению проводимости трещины ГРП.

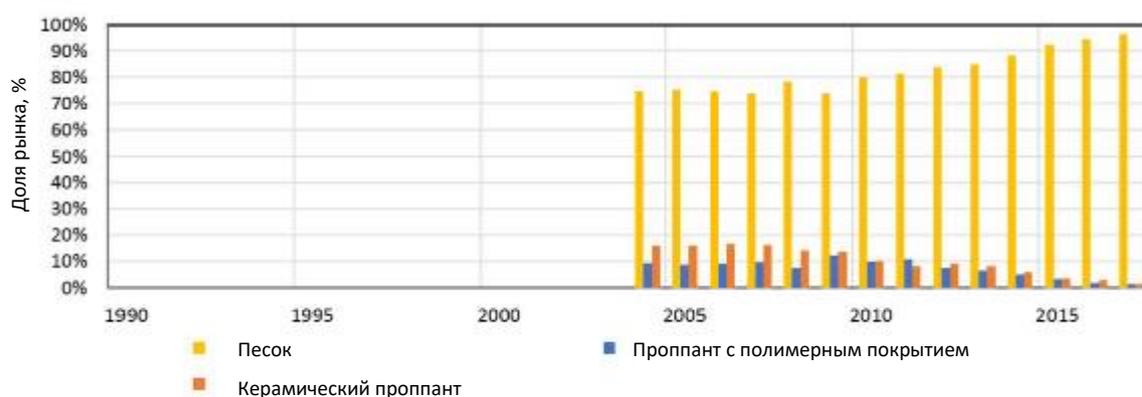


Рисунок 23 – Динамика изменения процентного соотношения типов используемых проппантов

3. Третьим ключевым изменением на рынке проппантов является изменение размера применяемого проппанта. Как показано на рисунке 24, промышленность все более предпочитает проппант размером 40/70 и 100+ mesh. Это изменение в первую очередь связано с предпочтением недорогих проппантов «местного» производства дорогим проппантам.

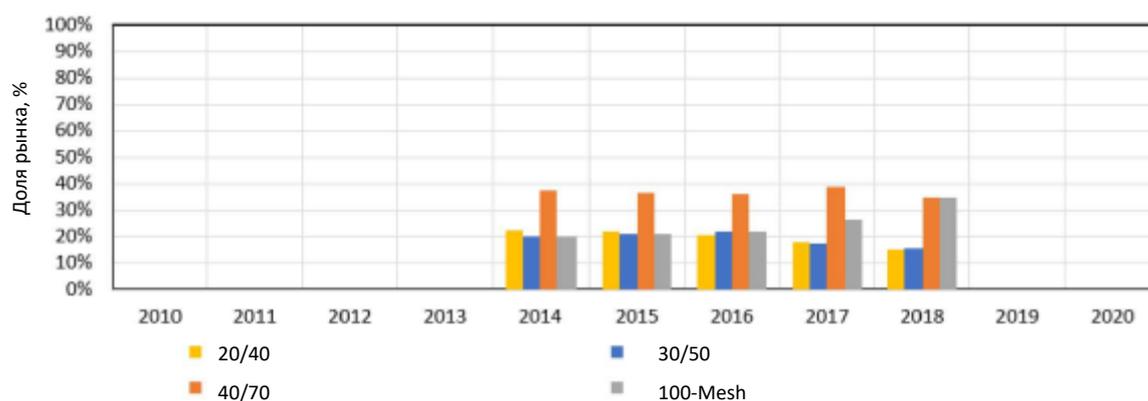


Рисунок 24 – Изменение соотношения типов используемых проппантов в США (по размерам)

Недавний переход нефтегазодобывающей отрасли США на 100 mesh проппант местного производства, в частности таких гигантов как операторов Пермского бассейна, является одним из ключевых изменений в направлении снижения капитальных затрат.

## Развитие систем заканчивания скважин с ГРП

После начала экспериментов по применению малотоннажных slickwater фразов сланцевые операторы сосредоточились на увеличении стимулированного объема пласта (SRV) за счет создания большего количества более длинных и плотно расположенных трещин посредством изменения систем заканчивания скважин (Рисунок 25).

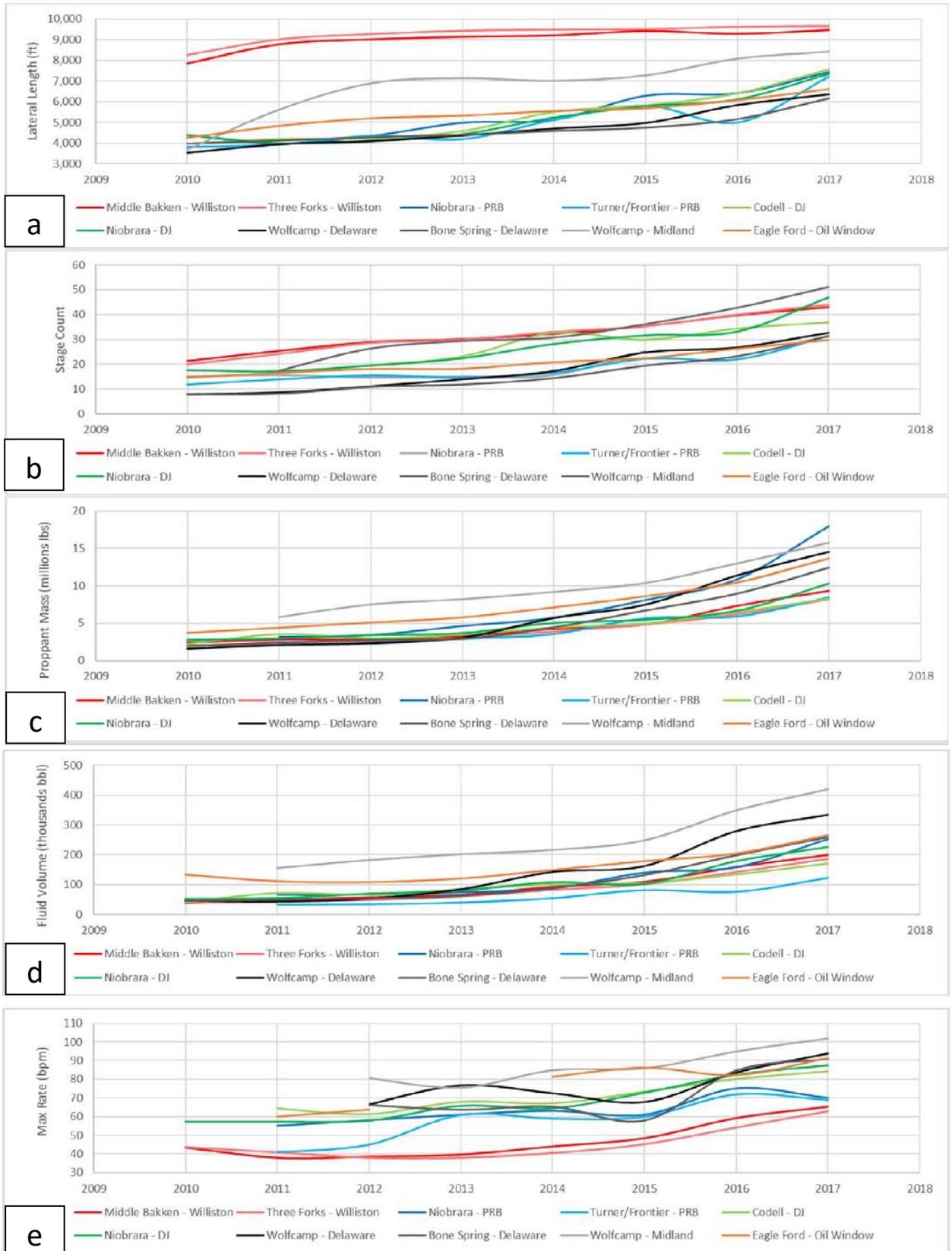


Рисунок 25 – Изменение систем заканчивания скважин (в отношении на одну скважину)

## Увеличение «стимулированного объема» - системы трещин ГРП:

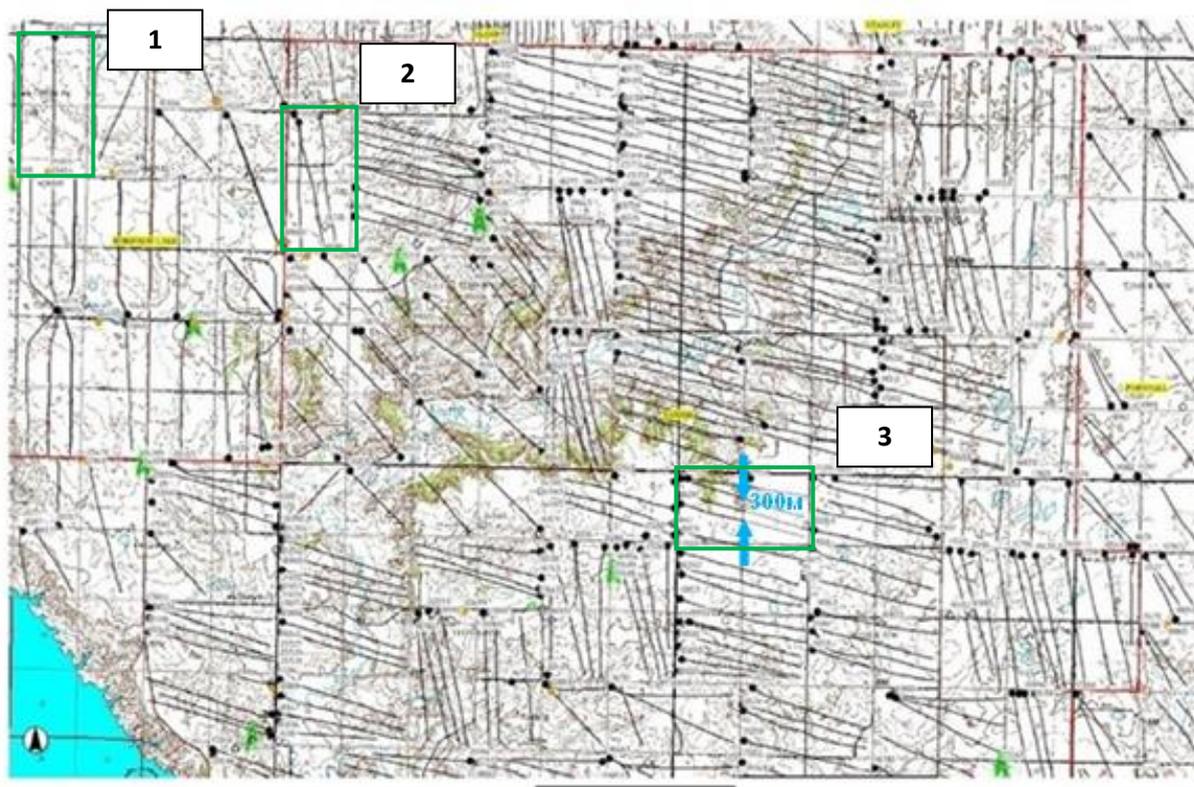
- Увеличение длины ГС (Рисунок 25а) – позволяет охватывать больше запасов УВ при незначительном увеличении дополнительных капитальных затрат. Например, по данным DrillingInfo в сланцах Ютика в регионе Аппалачи длины ГС увеличились до 2630 м в 2011–2017 годах. В бассейне Уиллистон средняя длина ГС в настоящее время достигает около 3,2 км с ограниченным значением DSUs\*. Штат Северная Дакота в апреле 2010 года установил стандартное значение для DSUs\*, равное 518 га, что помогло нефтегазодобывающей отрасли ограничить земельную площадь, отведенную под бурение, до 0,5%. В других штатах эти требования менее строгие, но отрасль постоянно стремится бурить более длинные ГС там, где это возможно, так как экономическая эффективность добычи сланцевых скважин также непосредственно зависит от отведенной под бурение площади DSUs\*.

### Примечание:

Drill Spacing Units (DSUs) относятся к области, отведенной под скважину, на которую добывающая компания приобрела контрольный пакет акций и в которой пробурит хотя бы одну скважину. В Северной Дакоте эта область обычно составляет 518 га (прямоугольная область со сторонами: 1,6 км \* 3,2 км) и обычно разделяется двумя участками.

Размеры DSUs зависят от нескольких факторов, включая геологическую структуру, географию и вид права собственности на землю. Как упоминалось ранее, в Северной Дакоте DSUs обычно составляют 518 га, потому что 3,2-километровые ГС обеспечивают наиболее экономичный способ извлечения УВ в данной области.

На рисунке ниже выделены участки с номерами, соответствующие одному и тому же значению DSU. Следует отметить, что в «хороших» по геолого-физическим характеристикам (ГФХ) зонах производят бурение одной ГС на 1 DSU и по мере ухудшения ГФХ с целью повышения эффективности добычи производят уплотняющее бурение с обеспечением минимального расстояния между ГС, равного максимальному значению полудлины трещины ГРП (на рисунке – 300 метров).



- Увеличение массы проппанта и объема закачиваемой жидкости ГРП (рисунки 25с-d). В течение 2010-2017 годов средняя масса проппанта на одну ГС выросла с 0,75 тн/м до 2,4 тн/м, а объем жидкости ГРП увеличился с 6,8 м<sup>3</sup>/м до 17,2 м<sup>3</sup>/м.
- Уменьшение количества химических добавок и переход на малотоннажный slickwater фраки с добавлением понизителей трения (Friction-Reducer (FR)) в жидкости ГРП (в т.ч. высоковязких), а также общий переход на более дешевый и менее качественный «местный» проппант. В целом, в настоящее время используется меньше химических добавок в жидкости ГРП для размещения единицы массы проппанта в пласте.

#### **Увеличение плотности распространения/размещения трещин:**

- Увеличение количества стадий и плотности распространения/размещения трещин (рисунок 25b) – «мировой тренд». Среднее число стадий выросло до 40 стадий на одну скважину, а расстояние между стадиями сократилось с 107 м на стадию/порт в 2010 году до 61 м на стадию/порт в 2017 году.
- Увеличение скорости закачки жидкости ГРП (рисунок 25e) – среднее значение скорости закачиваемой жидкости выросло с 0,083 м<sup>3</sup>/мин/м в 2010 году до 0,22 м<sup>3</sup>/мин/м в 2017 году для того, чтобы улучшить отклонение трещин от ствола ГС.

**Примечание:** отметим недавний рекорд («бум») в области технологий заканчивания скважин ГС с МГРП:

**Издательство Stage Completions** объявило о рекордном 142-х стадийном ГРП на ГС с применением системы Bowhead II в Пермском бассейне. Операция МГРП была завершена за 4,3 дня (34 стадии в день), при этом было закачено 4600 тонн проппанта при максимальной концентрации 480 кг/м<sup>3</sup> и максимальной скорости закачки 9,54 м<sup>3</sup>/мин со средней потребляемой мощностью насосов – 4300 л.с. Краткая информация по проведенной работе представлена в таблице 1.

Система Bowhead II использует растворимые шарики, которые активируют гидравлические муфты. Также данная система позволяет заканчивать скважину цементируемым хвостовиком единого диаметра и бурить более длинные ГС с более плотным размещением портов, а также использовать более высокие скорости закачки, оптимизировать объемы жидкости заканчивания и использовать более высокую концентрацию проппанта. Система Bowhead II позволяет операторам непрерывного производить точечные операции ГРП без использования гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ).

Система Bowhead II имеет явные технические преимущества перед другими технологиями за счет контролируемого размещения трещин и высокой эффективности стимуляции пласта.

Таблица 1 – Краткая информация о 142-стадийном ГРП

Time (hrs)	Stages Fractured (intervals)	Total Stages Fractured (qty)	Average Stage Treatment Duration (min)	Stimulated Footage (ft)
24	1 – 30	30	37	1356
48	31 – 60	30	35	1421
72	61 – 94	34	33	1569
96	95 – 129	34	31	1583
102	130 - 143	14	27	628
<b>Average (day)</b>		<b>33 stages / day</b>	<b>33</b>	<b>1,525</b>

- Изменение в стратегии инициирования трещин ГРП: увеличение количества перфораций/мест инициирования трещин ГРП в рамках одной стадии для лучшего распределения трещин ГРП. Операторы также группируют перфорационные кластеры вдоль соседних горизонтальных стволов в рамках разновидности технологии Zipper-Frac (обеспечивается с помощью MWD), чтобы создать более равномерный рост трещин из каждого перфорационного кластера и не оставить неохваченных зон (Weddle et al., 2017, 2018; Raterman et al., 2017; Ugueto et al., 2016; Somanchi et al., 2016);
- Применение отклоняющих технологий: в промышленности разработан ряд химических добавок и твердых частиц для временного блокирования потока в ряд портов компоновки МГРП с целью достижения более равномерного распределения трещин вдоль ГС (Van Domelen, 2017; Ugueto et al., 2015).

Публичный доступ к информации о бурении и заканчивании скважин позволил операторам США проводить многовариантный анализ данных в качестве инструмента оптимизации добычи или минимизации затрат на добычу барреля нефти. Эти статистические инструменты (Mayerhofer et al., 2017) помогли отрасли достигнуть более высокой добычи и сократить затраты благодаря изменениям, представленным на рисунках 25.

По мере того, как нефтегазодобывающая промышленность США быстро совершенствовалась и масштабировала технологии, проекты по ГРП становились глобальнее и эффективнее, скважины становились более продуктивными, а капитальные затраты на скважину снижались. Информация о последних изменениях в дизайнах ГРП, средней продуктивности скважин и экономической эффективности скважин представлена в таблице 2 и на рисунках 26-27.

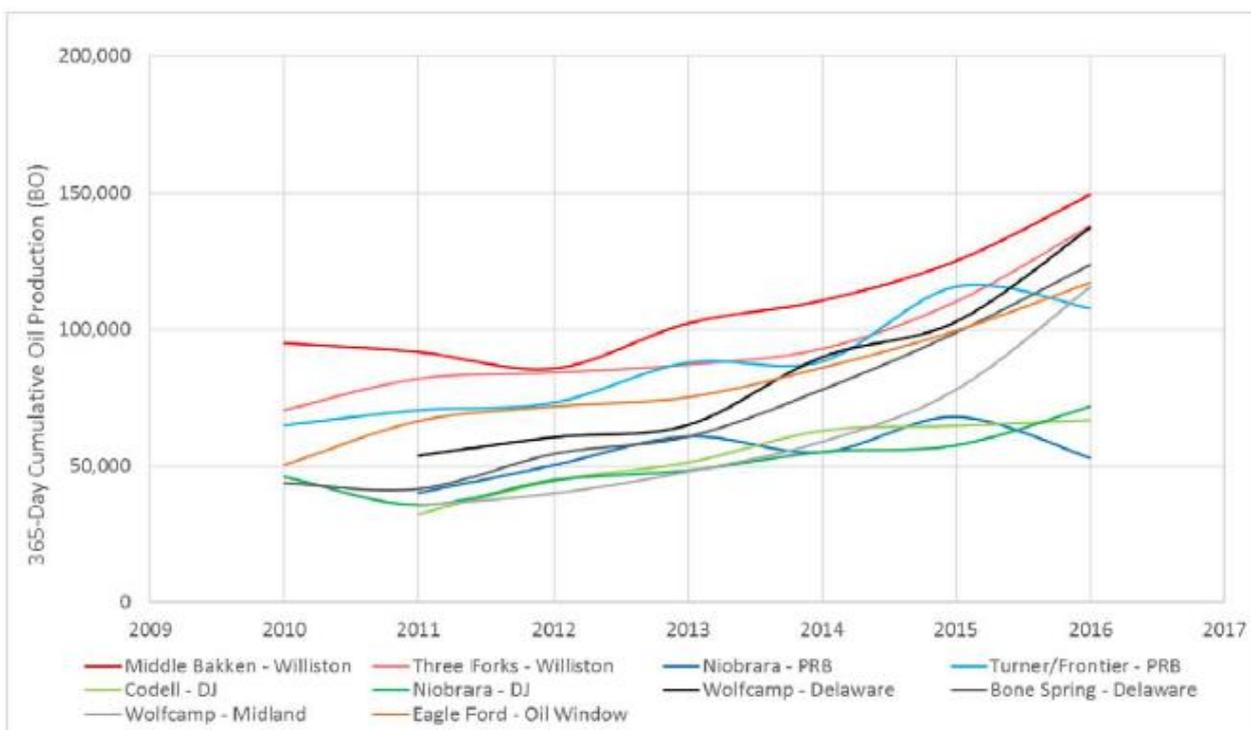


Рисунок 26 – Динамика изменения значения накопленной добычи нефти за первый год в различных бассейнах

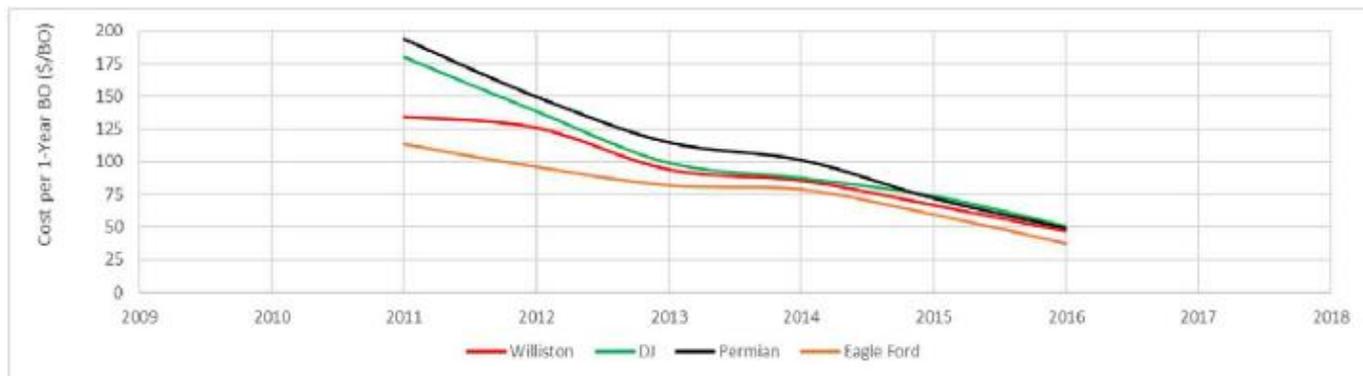


Рисунок 27 – Динамика сокращения затрат на добычу нефти в США

Таблица 2 – Последние изменения в дизайне ГРП, средней продуктивности скважин и экономической эффективности скважин

Параметр	Единица измерения	2012 среднее	2017 среднее	Изменение
Длина ГС	м	1700,8	2324,1	37%
Количество стадий	шт	19,3	38,6	100%
Плотность стадий ГРП	м/ст	90,2	63,4	-30%
Масса проппанта	т	1590,1	5392,7	239%
Масса проппанта на метр горизонтального ствола	т/м	93,6	225,6	141%
Объем жидкости закачки	м3	11831,1	38793,3	228%
Объем жидкости на метр горизонтального ствола	м3/м	0,7	1,6	131%
Средняя концентрация проппанта	кг/м3	140,2	145	3%
Максимальная скорость закачки	м3/мин	9,1	12,9	42%
Максимальная скорость закачки на метр горизонтального ствола	м3/мин/м/ст	0,0098	0,02	104%
Накопленная добыча за год	бар	61044	108209	77%
Накопленная добыча за год на метр горизонтального ствола	бар/м	12,2	17,7	45%
Накопленная добыча за год (БНЭ)	БНЭ	91465	159942	75%
Накопленная добыча за год (БНЭ) на метр горизонтального ствола	БНЭ/м	18,2	25,7	41%
Стоимость скважины	млн \$	7,2	5,1	-29%
Стоимость барреля нефтяного эквивалента за год	\$/Год	86	32	-63%
Стоимость одного кубометра нефти за год	\$/м3-год	20,4	7,3	-64%

Легенда таблицы 2

Максимальное значение	
Среднее значение	
Минимальное значение	

## Развитие технологий бурения и заканчивания скважин

Как уже отмечалось ранее, в течение последних 15 лет Сланцевой революции росло число ГС (рисунок 28). В первые годы сланцевой революции основная часть бурения была сосредоточена на газовых скважинах, что привело в свою очередь к промышленной разработке Barnett Shale, а после 2010 года основная часть бурения сосредоточилась на нефтяных скважинах.



Рисунок 28 – Динамика изменения количества горизонтальных и вертикальных скважин в США

Первые ГС заканчивались одной трещиной ГРП или МГРП с песчаными пробками для изоляции активированных интервалов на большом расстоянии друг от друга. В последующем, развитие технологий заканчивания скважин позволило инициировать трещины ГРП на небольшом расстоянии друг от друга, что поспособствовало увеличению площади охвата пласта трещинами ГРП. Изготовители компоновок заканчивания скважин совершенствовали шаровую технологию ГРП, при которой в конце каждой стадии ГРП в скважину подается растворимый со временем шарик для изоляции интенсифицированного интервала.

Параллельно, сервисные компании улучшали технологию ГРП plug&perf с целью увеличения эффективности изоляции стадий между собой. Эта технология в конечном счете показала высокую производительность за счет создания значительно большего количества точек инициирования трещин ГРП и была более эффективной с точки зрения времени проведения ГРП в условиях кустового бурения скважин. Дальнейшее инновационное развитие технологии plug&perf привело к совместному применению «канатных технологий», таких как, например, ориентированных в пространстве перфораторов; перфораторов, инициирующих отверстия одинакового размера и т.д., что привело к выбору данного способа заканчивания скважин в качестве основного многими операторами.

Наряду с происходящими изменениями в области технологий ГРП и заканчивания скважин, технологии бурения также быстро развивались во время сланцевой революции и ряд технологических инноваций позволил значительно сократить капитальные затраты.

## Эволюционные изменения в области бурения скважин

Бурение сланцевых коллекторов возможно только в условиях оптимизации затрат и увеличения производительности основных технологических процессов, и в частности - бурения скважин.

Высокопроизводительное бурение – это оптимизация процесса бурения с целью:

- ✓ максимизации скорости бурения («время – деньги»);
- ✓ проведения «хорошего» каротажа («знание – жизнь»);
- ✓ минимизации суммарных затрат (без снижения качества работ).

Ниже представлены основные эволюционные изменения в области бурения скважин, позволившие достичь результатов, описанных ранее:

- Применение гидравлических забойных двигателей (ГЗД), обеспечивающих высокие скорости проходки благодаря значительно более высоким скоростям вращения по сравнению с роторным бурением. В дополнение к возможности бурения пространственно-искривленного участка, ГЗД используются при бурении вертикальной и горизонтальной секций скважины для увеличения скорости проходки.

Кроме того, повышению скорости бурения способствовало увеличение мощности (лошадиных сил) буровых насосов, что позволило эффективнее передавать нагрузку буровому долоту;

- Применение PDC (Поликристаллических алмазных) долот, являющихся гораздо более прочными, и зачастую позволяющих бурить вертикальный и горизонтальный участки за одну спуско-подъемную операцию (СПО). В сочетании с ГЗД эти быстро вращающиеся долота также обеспечивают более высокую скорость проходки и более длительный срок службы долота;
- Проведение измерений во время бурения (MWD), позволяющих определять положение долота в режиме реального времени;
- Использование «Walking Rigs» буровых установок, которые позволяют БУ легко перемещаться на короткие расстояния до следующей скважины, сокращая непроизводительное время и расходы (Рисунок 29).



Рисунок 29 – Пример БУ «Walking Rigs» (Baker Hughes)

Буровая бригада 5 человек, высокий уровень автоматизации, монтаж станка за 3 дня

### Результаты эволюционного развития технологий бурения скважин:

- ✓ В среднем общее время бурения скважин сократилось с 35 дней до 22 дней (Рисунок 30), в то время как измеренная глубина скважин увеличилась с 4267 до 5182 м с 2010 по 2017 года (в основном по причине увеличения длин ГС);
- ✓ общая скорость проходки увеличилась с 122 м/день до 366 м/день, т.е. с 2010 года произошло трехкратное увеличение скорости бурения.

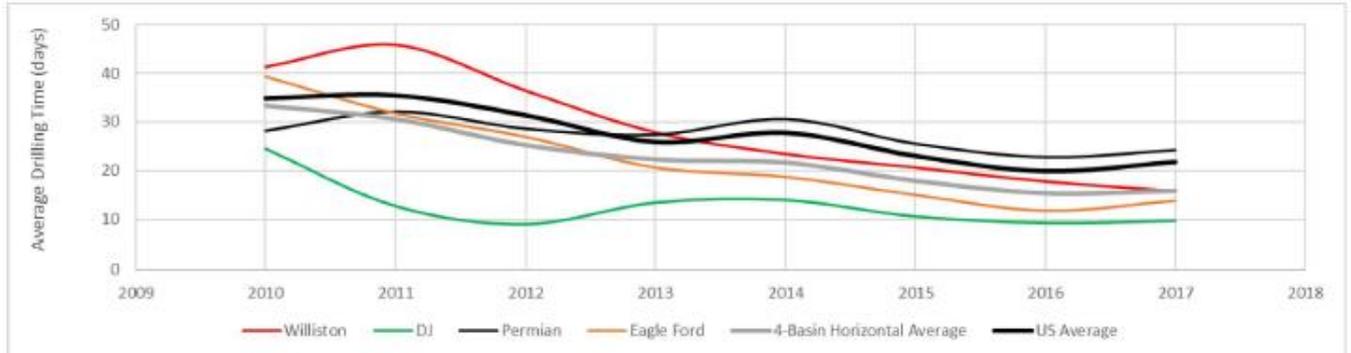


Рисунок 30: Среднее количество дней, затрачиваемых на бурение одной скважины в различных бассейнах

## Развитие технологий проведения повторного ГРП

В современных экономических условиях стоимость бурения новых скважин вынудила некоторых операторов пересмотреть планы освоения месторождений в поисках наиболее экономически эффективного метода получения прибыли. Проведение рефраков на ГС является технологией, которая намного дешевле, чем бурение новых скважины, и при правильном выполнении может обеспечить значительный рост добычи на старых скважинах.

Рефрак как технология существует уже много лет и на вертикальных скважинах проводятся с 1970-х годов с положительными результатами. Однако рефраки в ГС с МГРП начали проводить в конце 2000-ых годов. В 2011 году наблюдалось значительное расширение деятельности по рефракам в ГС с МГРП (Рисунок 31-32). Операторы начали экспериментировать с объемами работ (масса проппанта, объем жидкости ГРП), сроками и типами технологий проведения рефраков и различными стратегиями выбора кандидатов.

По мере падения цен на нефть рефрак начал приобретать все большее значение в отрасли. По сравнению с затратами на бурение и заканчивание новой скважины, затраты на проведение рефрака значительно меньше при сопоставимом уровне обеспечения добычи. На самом деле рефрак часто обеспечивает высокий возврат инвестиций и, в связи с этим, в последнее время рекомендуется, чтобы рефраки были частью системы разработки месторождений с начальной стадии.

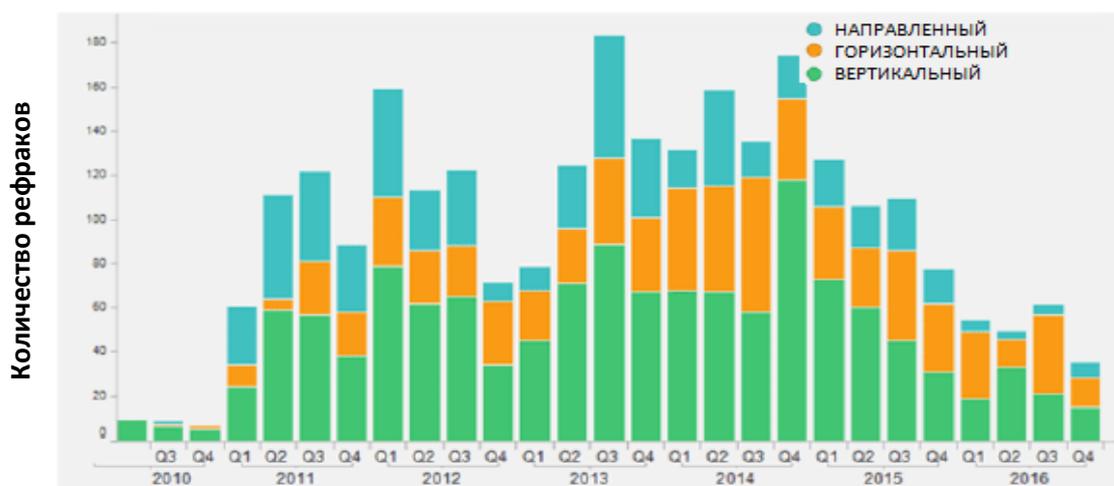


Рисунок 31 – Динамика проведения рефраков в ГС с МГРП с 2011 года в США

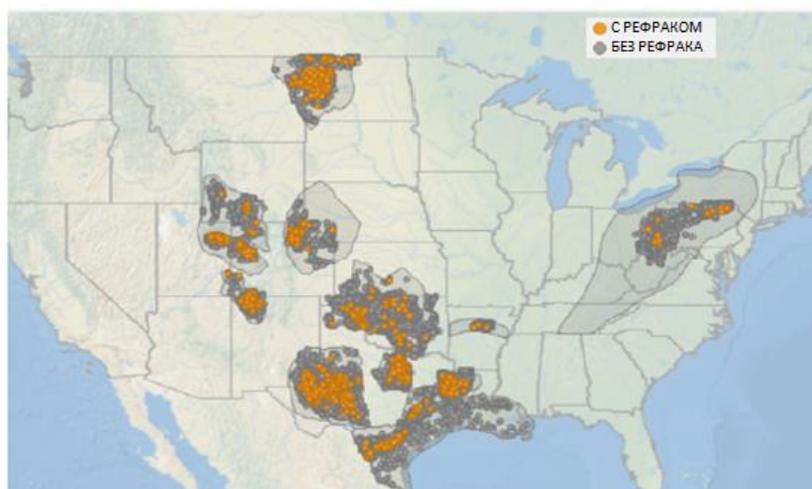


Рисунок 32 – Центры локализации рефраков в США [12]

На Рисунке 33 представлен средний прирост КИН после проведения рефраков на ГС на основных формациях США.



Рисунок 33 – Прирост КИН после проведения рефраков на ГС основных формаций США [11]

Развитие технологий МГРП является катализатором эволюционного развития рефраков: увеличение длин ГС, уменьшение расстояния между стадиями ГРП, увеличение массы проппанта и объемов жидкости ГРП, увеличение скорости закачки жидкости ГРП и т.д. – по мере совершенствования технологий заканчивания ГС увеличивается область воздействия на пласт. Однако существует множество ГС, пробуренных со старыми компоновками заканчивания, которые не позволяют эффективно дренировать пласт-коллектор, окружающий ГС. Именно эти скважины являются целевыми для проведения повторного ГРП.

Процесс выбора скважины для повторного ГРП известен как выбор кандидата, и ниже перечислены несколько критериев, которые часто рассматриваются при выборе кандидатов на повторный ГРП:

- Известны причины ухудшения производительности ГС;
- Имеются результаты исследований, указывающих на наличие непродуктивных/неохваченных воздействием участков ГС;
- Большое расстояние между точками инициации трещин ГРП;
- Подтвержденный факт использования при первом ГРП неподходящей для данных геолого-физических условий жидкости ГРП или типа проппанта;
- Сверхкритичный темп падения дебита жидкости;
- Ухудшение проводимости трещины ГРП;
- Продуктивность региона (наличие естественных трещин);
- Производительность соседних скважин.

На сегодняшний день существует три самых распространенных метода проведения повторного ГРП на ГС, представленные на рисунке 34:

➤ Метод применения отклоняющих технологий, так же известный как «rump and pray» (перевод дословно - «качай и молись»). Данный метод не позволяет точно определить/задать какой порт/сегмент ГС будет подвержен рефраку. Но несмотря на это, метод применения отклоняющих технологий является наиболее распространенным в отрасли, вероятно, потому что он наиболее рентабелен;

➤ Метод применения изолирующих пакеров (CT Frac);

➤ Метод механической изоляции интервалов.

В зависимости от дизайна рефрака на скважине с повторным ГРП может увеличиться дебит в связи с иницированием новых трещин ГРП или расширением/восстановлением существующих сетей трещин ГРП. Чтобы оценить производительность этих скважин, команда разработчиков IHS Markit Harmony разработала новые сеточные модели, которые способны мгновенно изменять стимулированный объем пласта (SRV). Эти новые модельные конфигурации являются расширениями областей трещин ГРП (EFR), представленные многофазной гибридной численной моделью. На рисунках 35 - 37 показано, как эти модели увеличивают размер SRV для проведения адаптации увеличения дебита на скважине после проведения рефрака.

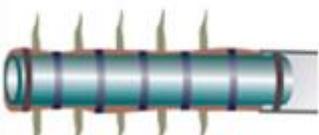
Метод	Рисунок	Описание метода / Примечания
Отклоняющие технологии		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Используются отклоняющие агенты для перекрытия трещин или перфораций, для перенаправления трещин ГРП в новые участки пласта (процесс трудно контролировать).</li> <li>- Как традиционные, так и новые отклоняющие агенты производят крупные сервисные компании</li> </ul>
Применение изолирующих пакеров		<ul style="list-style-type: none"> <li>- При данном методе используются многоразовые пакера, устанавливаемые в интервале ГРП. Так как в ГНКТ низкие скорости закачки, то данная технология не подходит для скважин с открытым забоем.</li> <li>- Может применяться в сочетании с отклоняющими агентами.</li> </ul>
Механическая изоляция интервалов		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Обычно используются расширяющиеся хвостовики и пробки;</li> <li>- Новая технология (большая стоимость);</li> <li>- Часто необходимо использовать полностью новый расширяющийся хвостовик, а не отдельные участки хвостовика</li> </ul>

Рисунок 34 – Наиболее распространенные методы проведения повторного ГРП на ГС (IHS analysis; SLB)

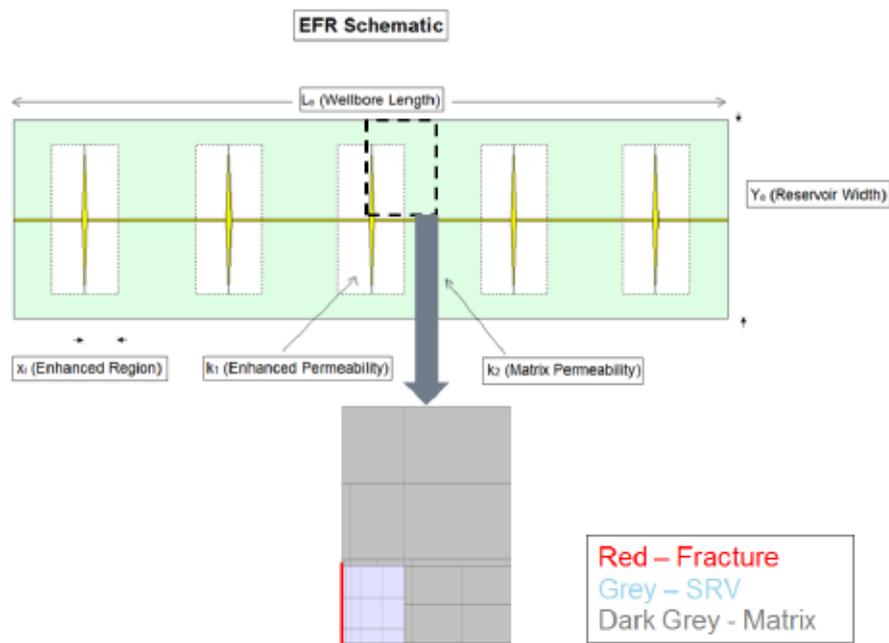


Рисунок 35 – Модель трещины ГРП. Моделируется только четверть трещины и предполагается, что все другие грани трещины будут иметь идентичные результаты. (HIS analysis; SLB)



Рисунок 36 – Модель «Refrac Extension» увеличивает первоначальную длину трещины ГРП после проведения рефрака (также опционально можно изменить k)

Гибридные рефрак-модели способны проводить адаптацию добычи («history matching») и проводить прогноз добычи, что ранее было ограничением программного обеспечения (ПО). До разработки новых моделей перед аналитиками стояла задача – создать временные модели, отражающие фактическую динамику работы скважин на ранних этапах (сразу после запуска) и на поздних временных этапах, чтобы проводить адаптацию модели по всей истории добычи. Однако эта методология изначально ошибочна, поскольку модель, отражающая поздние временные этапы, не может должным образом учитывать темпы падения добычи в системе на ранних этапах и, следовательно, не может генерировать достоверный прогноз. На рисунке 38 показано, как рефрак-модели могут проводить адаптацию добычи до и после проведения рефрака.

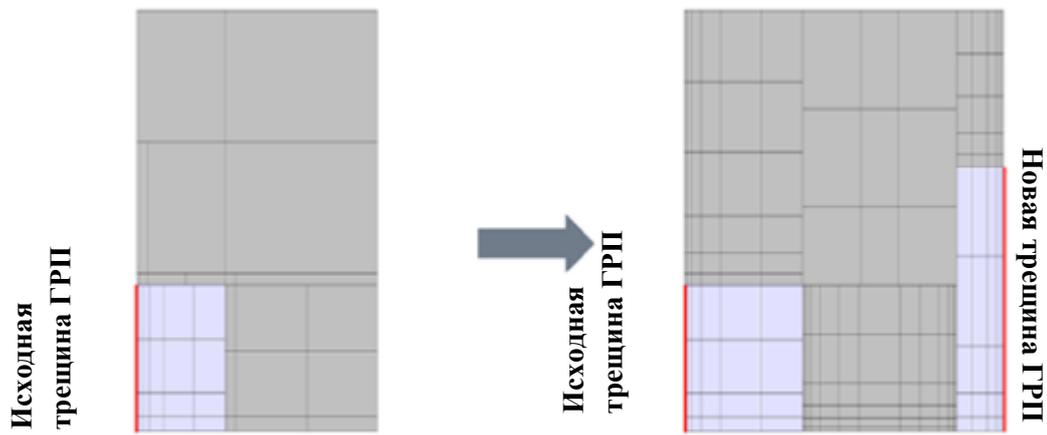


Рисунок 37 – Модель «Refrac Infill» удваивает количество трещин ГРП. Свойства вновь добавленных трещин ( $x_f$ ,  $k_f$ ) не зависят от начальных свойств трещин.

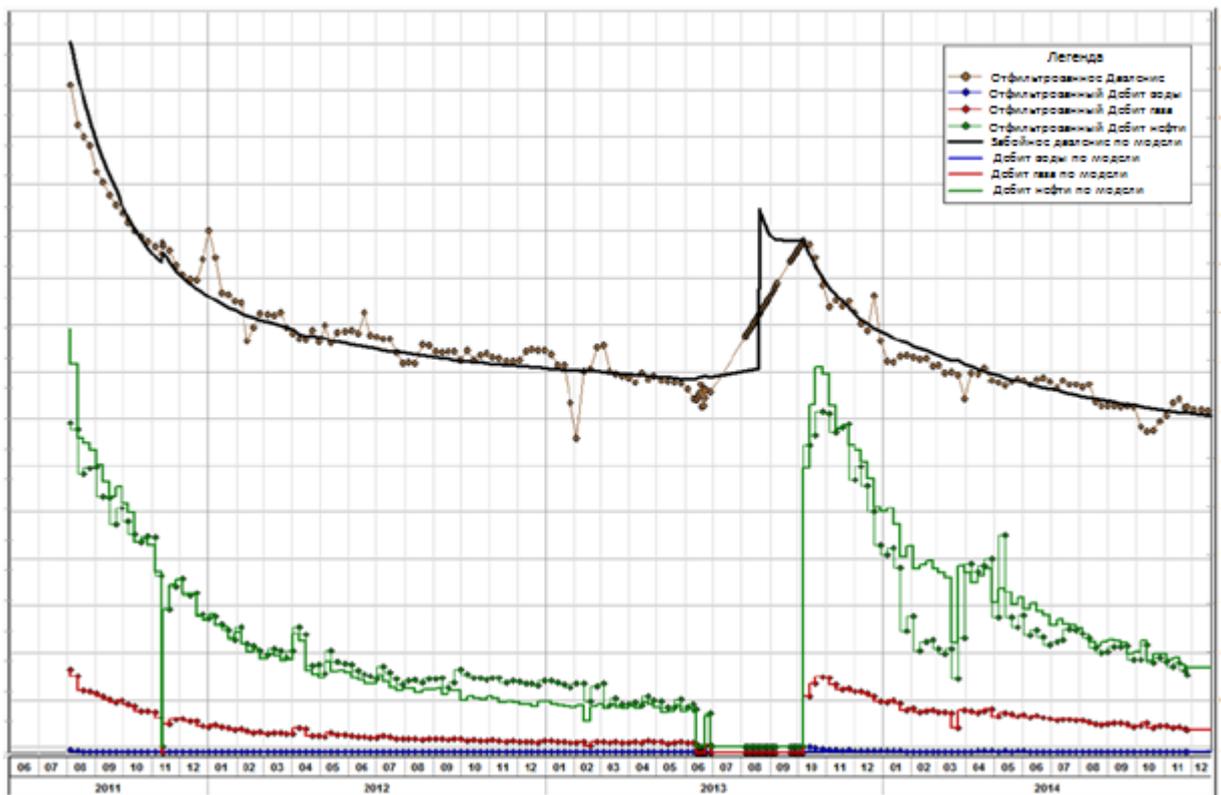


Рисунок 38 – Пример адаптации добычи на гибридной рефрак модели

Анализ литературных источников показывает, что измерение успешности рефрака производится с помощью эмпирических параметров, таких как:

- Начальный дебит после проведения рефрака ( $q_r$ );
- Отношение начального дебита скважины после рефрака и начального дебита скважины после предыдущего ГТМ ( $q_r / q_i$ );
- Отношение темпов падения после рефрака и до рефрака ( $D_r / D_i$ );
- Соотношение КИН на основе decline-анализа;
- Соотношение дебитов за 30 дней до / после рефрака;

Примеры использования данных коэффициентов представлены на рисунках 39-40.

На рисунке 39 представлена взаимосвязь между «IP коэффициентом» (отношение дебита скважины после рефрака и начального дебита скважины после предыдущего ГТМ) и временем работы скважины до проведения рефрака на некоторых скважинах экспериментальной области Williston Basin. Несмотря на то, что рефрак на ранних этапах эксплуатации скважины показывает неоднозначные результаты, ожидание 25 месяцев и более с момента начала добычи до проведения рефрака не приводит к положительному увеличению IP коэффициента.

Еще один пример оценки успешности рефрака – это анализ темпов падения дебита скважины до и после рефрака. Если темп падения дебита скважины расширяется на более длительный период времени и с более низким наклоном после проведения рефрака, то можно судить об успехе рефрака. Основываясь на этом показателе, успешность рефраков в Williston Basin имеют средние показатели (рисунок 40). Темпы падения после проведения рефраков примерно соответствуют темпам падения скважин до проведения рефраков.

Всем этим прогнозным методам не хватает устойчивости модели пластовой сетки, которая учитывает первоначальное снижение давления в скважине и добавление/расширение недавно стимулированной породы. Создание достоверных прогнозов позволяет лицам, принимающим решения, уверенно оценивать экономический успех рефрака.

Экспериментируя с типом технологии проведения рефрака или стратегией заканчивания скважин, важно учитывать геомеханические процессы, зависящие от давления. Многочисленные работы SPE (например, SPE-182161-MS) предполагают, что понимание геомеханических эффектов при проведении рефраков должно быть ключевым фактором при планировании успешного рефрака.

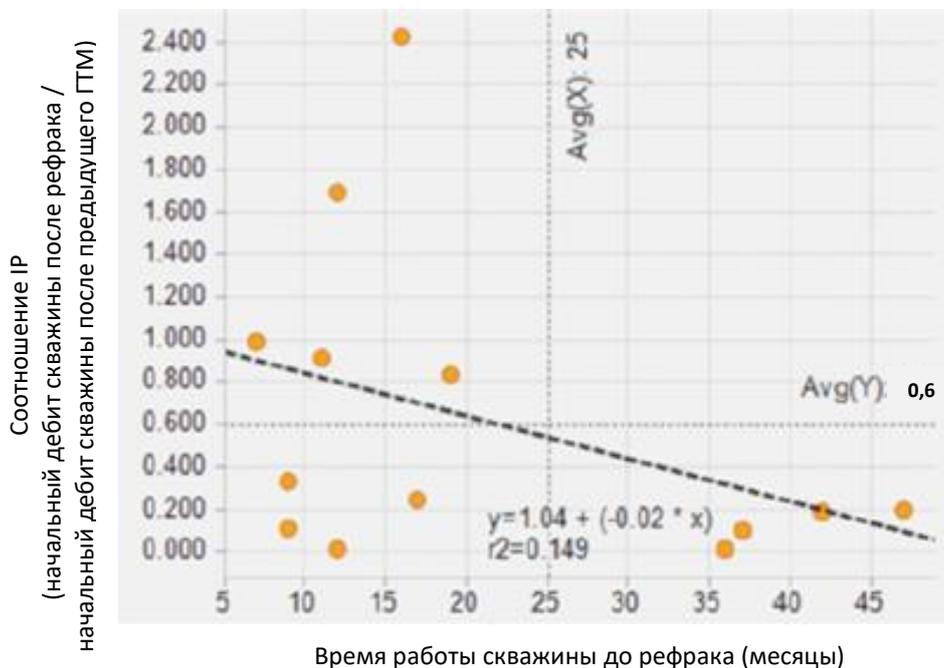
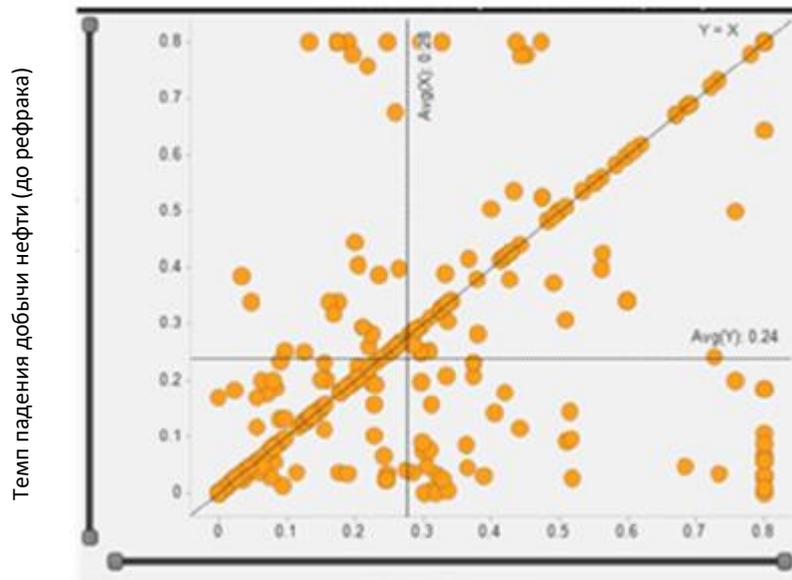


Рисунок 39 – Зависимость IP от времени работы скважины до проведения рефрака.



Temp падения добычи нефти (после рефрака)

Рисунок 40 – Сопоставление темпов падения дебитов скважин в Williston Basin после проведения рефрака и до проведения рефрака.

В заключение необходимо отметить, что по мере того, как цены на нефть продолжают колебаться в широком диапазоне значений и по мере развития методов повторного ГРП, рефраки станут наиболее важными компонентами долгосрочного планирования операторов. Изучение современных тенденций и лучших практик позволит компаниям максимально увеличить свои экономические показатели.

## СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Exploring the Innovative Evolution of Hydraulic Fracturing, JPT Exploring the Innovative Evolution of Hydraulic Fracturing, июнь 2019;
2. Trends in the North American Frac Industry: Invention through the Shale Revolution – SPE-194345, июнь 2019;
3. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике: пер. И.И. Вафин; ред. А.Г. Загуренко. М. — Ижевск: Изд-во. ИКИ, 2007. 236 с.
4. Artificial Formation Fracturing in Southern Oklahoma and North-Central Texas, Bulletin of the AAPG, Vol.37, No.11 – SPE-134330, ноябрь 1953;
5. Effects of Hydraulic Fracturing upon Oil Recovery from the Strawn and Cisco Formations in North Texas, Report of Investigation 5371 (US Dept. of Interior, Bureau of Mines) – SPE-136757, 1957;
6. Shooters – A “Fracking” History, Oil and Natural Gas History, Education Resources, Museum News, Exhibits and Eve
7. Technology 101: EOR Methods for Shale and Tight Formations;
8. Stage Completions records 142-stage Permian shale well, North American Shale, май 2019;
9. Horizontally drilled wells dominate U.S. tight formation production, EIA (US Energy Information), июнь 2019;
10. Annual Energy Outlook 2019 with projections to 2050, U.S. Energy Information Administration, январь 2019;
11. The emerging technology of refracturing horizontal wells (HIS Market), январь 2017 года;
12. What Makes a Successful Refrac? (DI Blog), март 2017 года.
13. Caineng Zou. Unconventional Petroleum Geology. Research Institute of Petroleum Exploration and Development People’s Republic of China, 2017;
14. US OIL OUTPUT POISED TO SET YET ANOTHER RECORD IN 2019, RYSTAD ENERGY, июнь 2019.
15. US Crude Oil Field Production from YCHARTS, июнь 2019.
16. US Crude Oil Field Production from <https://www.eia.gov>, июнь 2019;
17. Ryder Scott Petroleum Consultants, [www.ryderscott.com](http://www.ryderscott.com).