

TIGHT OIL DIGEST



РОСНЕФТЬ
НАУЧНО-ПРОЕКТНЫЙ
КОМПЛЕКС



ЭВОЛЮЦИЯ РАЗВИТИЯ
ТЕХНОЛОГИЙ ГРП НА СЛАНЦАХ США

№ 3



Первые работы по ГРП в 1949 году

Ответственная группа:

Кашапов Д.В., Евсеев О.В., Федоров А.Э.

Руководитель специализированного института (СИ) ТРИЗ:

Антонов М.С.

Руководитель проекта ЦАУК:

Сергейчев А.В.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ДИНАМИКА РАЗВИТИЯ ГРП В США.....	5
ЖИДКОСТИ И ПРОПАНТЫ	14
ЭВОЛЮЦИЯ И ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МАЛОВЯЗКИХ ЖИДКОСТЕЙ ГРП.....	19
ЭВОЛЮЦИОННЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ В ГРП И ЗАКАНЧИВАНИИ (НА ПРИМЕРЕ ФОРМАЦИИ БАККЕН).....	29
ВЛИЯНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ И ПАРАМЕТРОВ ЗАКАНЧИВАНИЯ ГС С МГРП НА ПОКАЗАТЕЛИ ДОБЫЧИ.....	37
ПОДХОДЫ К ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТ.....	45
СПИСОК ИСТОЧНИКОВ ЛИТЕРАТУРЫ.....	59

ВВЕДЕНИЕ

Материал, представленный в данном дайджесте, может оказаться полезным широкому кругу инженеров в вопросах поиска путей оптимизации процессов ГРП на месторождении, совершенствования способов увеличения продуктивности скважин, а также снижения затрат на проведение мероприятий по интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи пластов. Выражаем надежду, что читатель, открыв для себя новые горизонты познания и вдохновившись успехами творцов сланцевой революции США, сможет найти полезное применение полученной информации не только в плане теоретического развития, но и в проекции на стоящие перед ним производственные задачи.

Представленный вниманию читателя дайджест является продолжением серии обзоров, посвященных успехам сланцевой революции (напоминаем, что в первом дайджесте «Эволюция развития технологии разработки трудноизвлекаемых запасов США» была описана общая динамика развития сланцевой нефтедобычи в США с выделением ключевых моментов, которые способствовали данному развитию; второй дайджест затрагивал основные геологические аспекты трудноизвлекаемых запасов и приводил описание геометрии трещин ГРП в зависимости от анизотропии нагрузок, хрупкости и геомеханических свойств пород). Текущий, третий по счету в серии дайджест, акцентирует внимание читателя на революционной технологии ГРП - методе, который стал ключевым в достижении рентабельной разработки сверхнизкопроницаемых сланцевых коллекторов в Северной Америке.

В рамках данного обзора предлагаем читателю более подробно ознакомиться с эволюцией технологий гидроразрыва пласта, останавливаясь на конкретных примерах их применения в зарубежной практике.

ДИНАМИКА РАЗВИТИЯ ГРП В США

Согласно коммерческой базе данных США HIS Energy [1], за период с 1947 по 2010 гг. в США пробурено 986 тыс. скважин и выполнено около 1,7 млн. операций ГРП. За период с 2010 по 2018 гг. количество операций ГРП [17] значительно увеличилось: так, в середине 2010-х годов количество ГРП достигало уже полумиллиона операций в год, что в 5 раз больше, чем в начале 2010-х годов и в 15 раз больше начала 2000-х годов (рисунок 1).

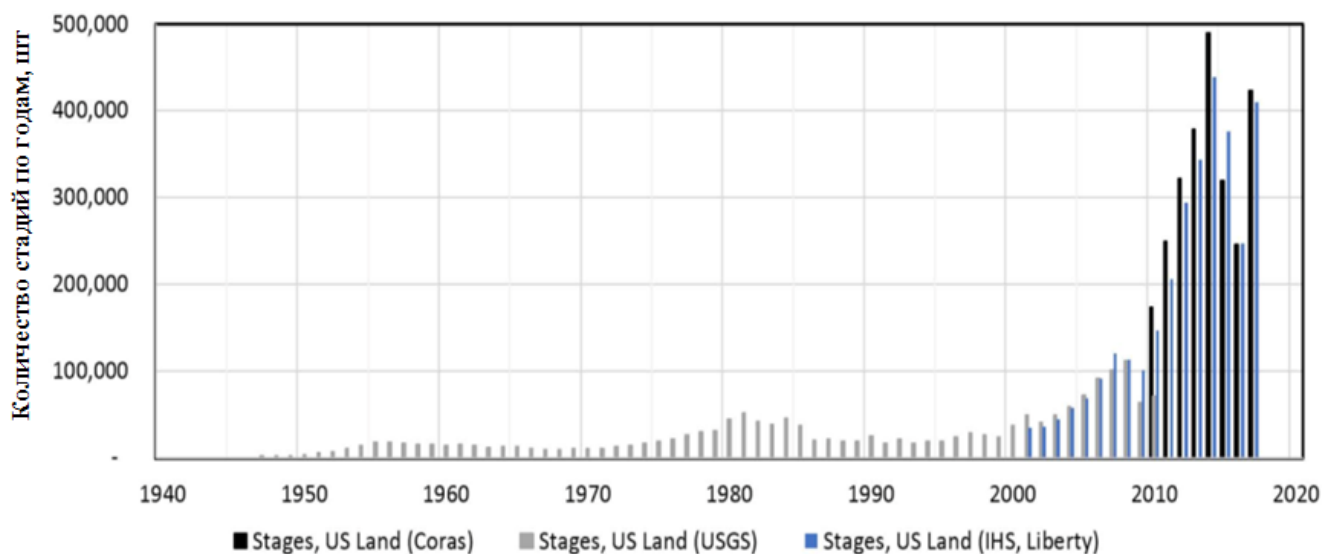
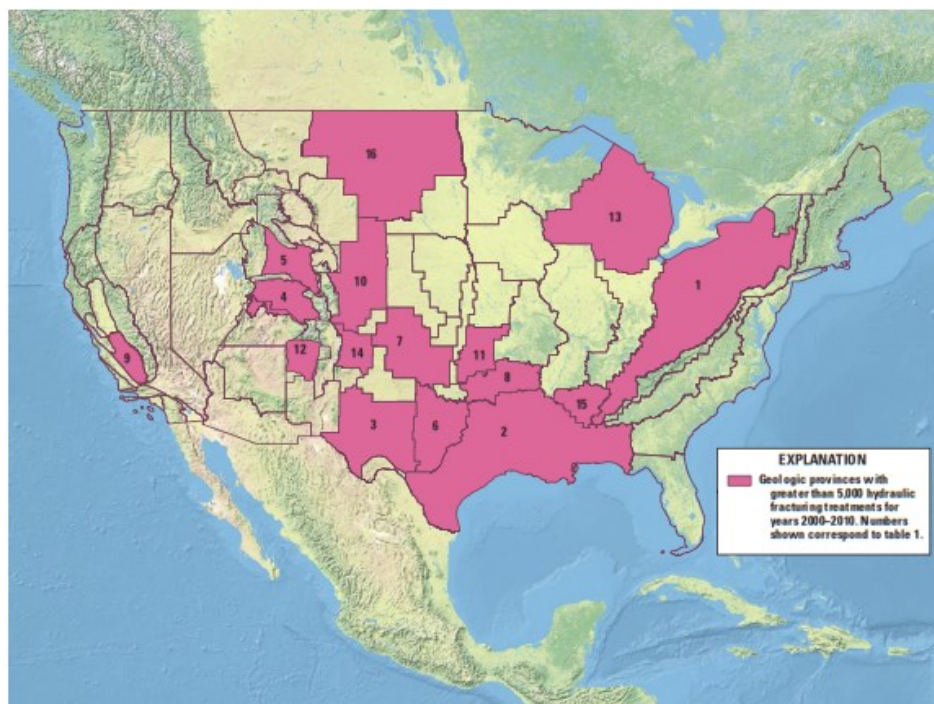


Рисунок 1 – Динамика проведения операций ГРП в США [17]

На рисунке 2 показана карта распространения работ по ГРП по основным нефтегазоносным провинциям [1]. Коллекторы этих провинций, наряду с другими трудноизвлекаемыми запасами нефти и газа, известны как нетрадиционные коллекторы, содержащие нефть, газ, жидкий газ, метан угольных пластов.

В период с 1947 по 1952 гг. первые работы по ГРП выполняли на жидкостях, подготовленных на нефтяной основе, состоящей из сырой нефти и (или) бензина с загущением (напалм). Данный период рассматривается как переходный - от применения взрывчатых работ и кислотных закачек без пропанта к гидравлическим работам с закачкой жидкостей на нефтяной основе с использованием песка.

Вода как жидкость для ГРП стала применяться с 1953 года. С этого периода начался рост операций ГРП, в т.ч. с жидкостью на водной основе. Также в этот период увеличилась доля ГРП с использованием пропанта, в основном, в 99% случаев, в качестве пропанта использовался песок. Кроме того отмечается, что в 1% случаев начали применять такие пропанты как керамический, керамический полимерный, полимерный песок и боксит.



- 1) Appalachian Basin,
- (2) Gulf Coast Basins,
- (3) Permian Basin,
- (4) Uinta-Piceance Basin,
- (5) Southwestern Wyoming,
- (6) Bend Arch–Fort Worth Basin,
- (7) Anadarko Basin,
- (8) Arkoma Basin,
- (9) San Joaquin Basin, (10) Denver Basin,
- (11) Cherokee Platform,
- (12) San Juan Basin,
- (13) Michigan Basin,
- (14) Raton Basin–Sierra Grande Uplift,
- (15) Black Warrior Basin, and
- (16) Williston Basin (including Bakken).

Рисунок 2 - Карта основных нефтегазоносных провинций [1]

Вскоре после внедрения жидкостей на водной основе появились гелирующие агенты, такие как гуар и производная от целлюлозы, служащие для увеличения вязкости. В качестве сшивателей применялись пироантимонат калия при низких значениях pH, борат при высоких значениях pH, или алюминий для увеличения эффективного веса водорастворимых полимеров. Хлорид калия в ГРП начал появляться в середине 1960-х гг. в качестве стабилизатора глин и для снижения поверхностного натяжения на гидрофобных пластах.

До конца 1960-х гг. метод ГРП использовался на неглубоких пластах, сами работы были малообъемными преимущественно для устранения загрязнения призабойной зоны пласта. В конце 1970-х гг. отмечается использование пенных жидкостей с применением азота и углекислого газа для стимуляции неглубоких пластов с низким пластовым давлением (например, подобное применялось на угленосных пластах для добычи метана). Жидкий углекислый газ был внедрен в конце 1960-х гг. для применения в жидкостях ГРП на водной и нефтяной основе, а также служил базовым агентом для подъема жидкости на поверхность из скважины при газлифтном способе эксплуатации после ГРП.

В течение 1970-х гг. нефтедобывающие компании стали использовать массивные (большеобъемные) работы по ГРП на более глубоких пластах, имеющих повышенные пластовые температуры, с объемами песка 1400 т (3 миллиона фунтов) и жидкости ГРП 3700 м³ (1 миллион галлонов) с применением более разнообразного количества добавок. К 1980-м годам основной жидкостью ГРП так же была вода, но появились чувствительные к температуре гелирующие агенты, такие как гидроксипропилцеллюлозный полимерный гель и

гель, обрабатываемый глиоксалем, который активируется при высоких температурах, при низких и умеренных значениях pH в процессе поступления жидкости в пласт. Подобные гелевые системы с применением гидроксипропилгуара работали хорошо при высоких значениях pH. Эти гелевые системы сшивались с применением циркония и титана и имели лучшую стабильность при пластовой температуре, чем при применении бората. В этот период основной фракцией пропанта был песок размером 20/40, который использовался в 70% работ и доминировал в период 1990-х гг. и начале 2000-х годов.

В период 2000-2010-х гг. произошли изменения в сфере применяемых типов жидкостей и добавок. Между 2007 и 2009 годами началась массовая добыча сланцевого газа. В этот период наблюдается увеличение доли ГРП по так называемой программе Slickwater (2008 г.) и применение ПАВ, которые добавляют в воду при подготовке жидкости Slickwater. Основой для жидкости Slickwater являются вода (99%), понизитель трения полиакриламид и его производные, ПАВ, химические добавки, такие как биоцид, электролит и ингибитор отложений. Данный тип жидкости был разработан при поиске способа увеличения добычи сланцевых углеводородов на месторождении Barnett Shale. Также в эти периоды наблюдается увеличение применения кислотных систем, таких как соляная кислота, которая использовалась на начальных стадиях ГРП как средство для восстановления проницаемости после бурения, так и для инициации трещины ГРП. Также применялись другие добавки:

- биоциды (глутаровый альдегид, озон, диоксид хлора, ультрафиолет, хлорфенаты, четвертичные амины и изотиазолин);
- брейкеры, такие как хлорид натрия, окислители (аммоний, калиевые и натриевые соли пероксидисульфата), и (или) ферменты (гемицеллюлаза);
- ингибиторы коррозии (N, н-диметилформамид);
- понизители трения (нефтяной дистиллят или полиакриламид);
- стабилизаторы железа (2-гидрокси-1,2,3 пропанетрикарбоксовая кислота);
- антиоксиданты (бисульфит аммония);
- ингибиторы отложений (этиленгликоль, фосфонат и полимеры).

Что касается объемов закачиваемой жидкости, то до 1953 г. средний (медианный) объем жидкости ГРП составлял 11 м³ на одну вертикальную скважину. Это ничтожно мало по сравнению с теми объемами, которые стали применять на вертикальных скважинах после 2000-х годов, а в последнее десятилетие использование воды значительно увеличилось. Например, на горизонтальных нефтяных скважинах средний объем на скважину составляет 27 тыс. м³, а максимальный нередко достигает 60 тыс. м³ воды, что в первую очередь обусловлено применением технологии ГРП с жидкостной системой Slickwater.

На рисунке 3 представлена динамика произошедших изменений в индустрии ГРП в США с 2010 по 2020 гг. В этот период технологии ГРП сфокусировались на создании более крупных и более плотных сетей трещин за счет проведения постепенных изменений в заканчивании скважин. Для создания большой сети трещин компании:

- бурят длинные горизонтальные скважины для того, чтобы обеспечить увеличенный площадной контакт с породой при минимально возможных дополнительных затратах. Экономический эффект от скважин, пробуренных на сланцевые объекты, связан с минимально возможным занятием площади на поверхности;

- увеличивают объемы закачки пропанта и жидкости ГРП. С 2010 по 2017 гг. объемы жидкости увеличены с 6,8 до 17,2 м³ на 1 м длины горизонтального участка скважины, а средняя масса пропанта увеличена с 750 кг до более 2300 кг на 1 м длины;

- стремятся использовать меньше химических добавок и снижают их объемы. Идет активное движение к использованию технологии Slickwater с низкими потерями на трение, а совсем недавно стали использовать высоковязкие понизители трения.

В качестве пропанта компании стали использовать более дешевый и менее качественный песок местных производств, расположенного в ближайших локациях к местам бурения скважин. При этом более плотные сети трещин также обеспечиваются:

- большим количеством стадий – среднее число стадий увеличилось до 40, что связано с увеличением длины хвостовиков при различной стратегии по соблюдению расстояния между стадиями ГРП для различных формаций;

- увеличенной скоростью закачки жидкости ГРП. Скорости закачки увеличились в среднем с 7,4 м³/мин до 13,2 м³/мин. В результате этих изменений потребовалось резко нарастить мощности флотов ГРП;

- изменением стратегии перфорации путем применения технологии Limited-Entry с меньшим количеством перфораций и большим количеством кластеров на стадию для лучшего общего распределения трещин в горизонтальном стволе. Операторы группируют перфорационные кластеры по единым геологическим фациям для обеспечения одинакового и более эффективного роста трещин из каждого перфорационного кластера. Индустрия разработала ряд химических добавок и частиц-отклонителей для временного блокирования потока жидкости в кластера и стадии ГРП с целью более равномерного распределения трещин.

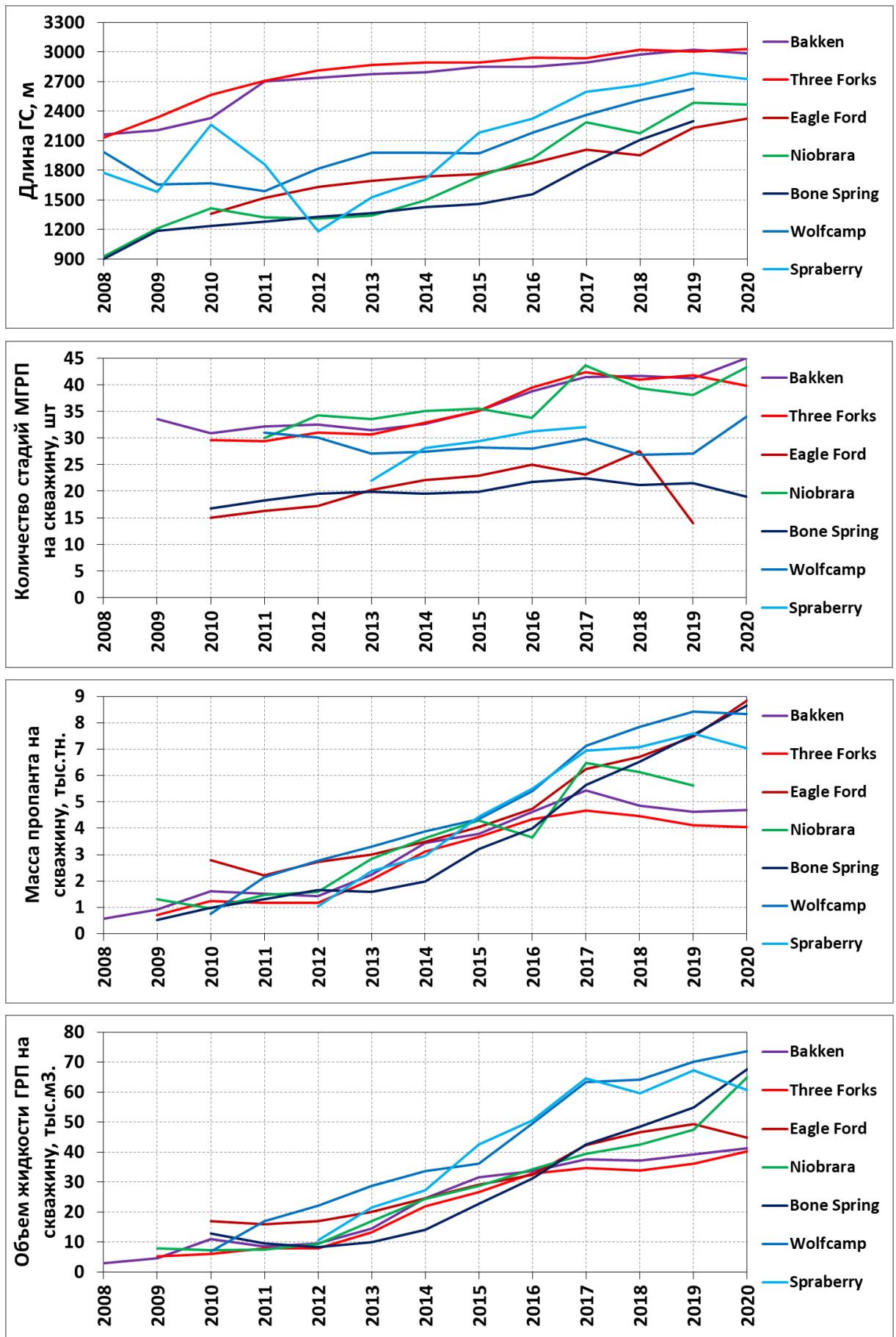


Рисунок 3а – Динамика изменения параметров заканчивания ГС с МГРП по годам

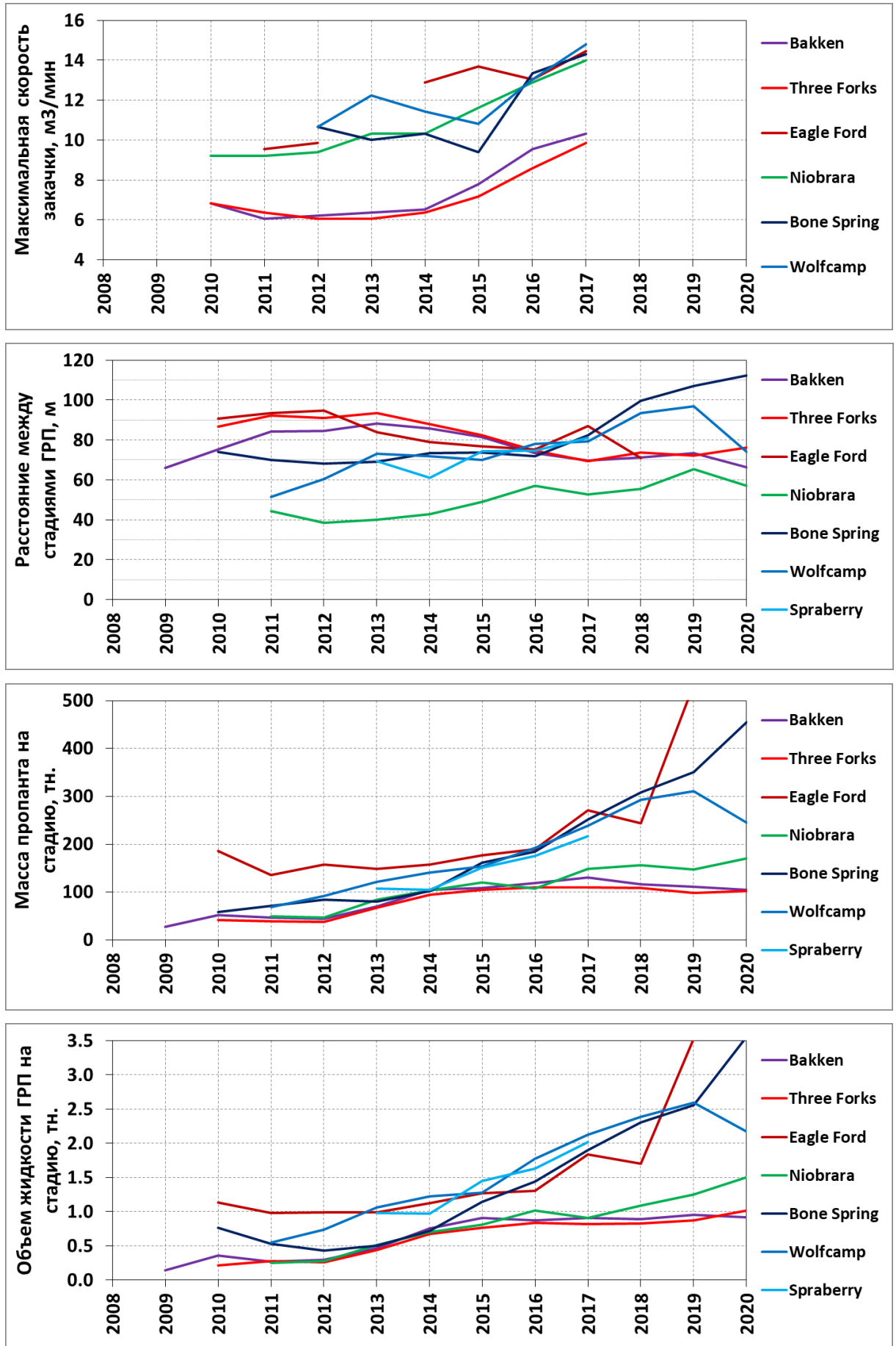


Рисунок 3б – Динамика изменения параметров заканчивания ГС с МГРП по годам

На рисунке 4 показан взрывной рост применения пропанта для ГРП в США: в 2012 году было использовано 76 млрд. фунтов (35 млн. т.) пропанта (в основном песок с полимерным покрытием и керамический песок), в последние годы объемы пропанта при проведении ГРП превысили 200 млрд. фунтов в год (около 100 млн. т.).

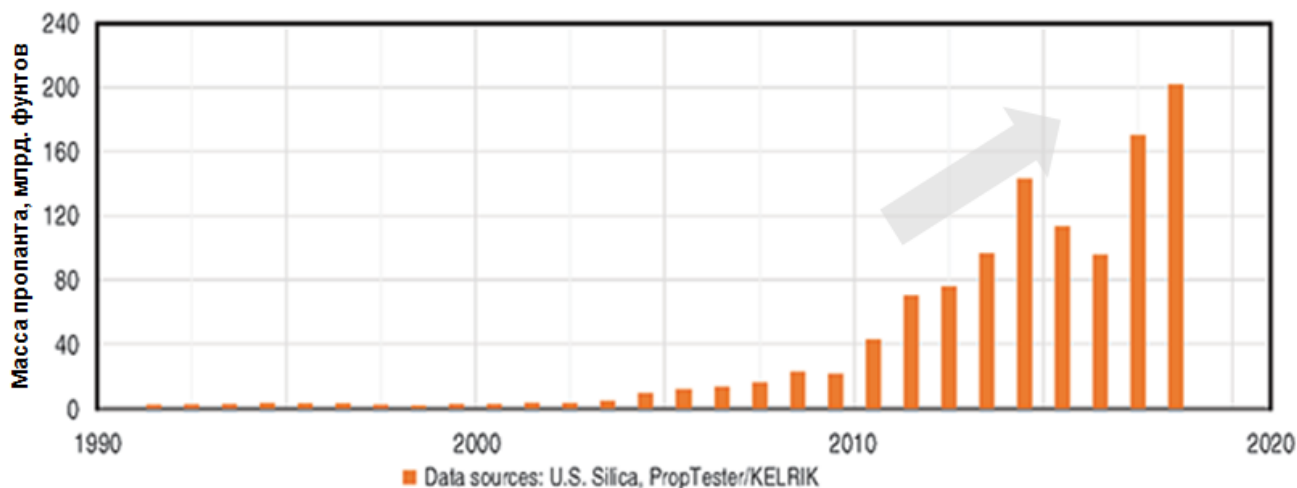


Рисунок 4 – Применение пропанта в США [4]

Если объемы пропанта увеличивались во времени, то использование более качественного пропанта (керамического, с полимерным покрытием) сокращалось. Это обусловлено тем, что компании сконцентрировались на применении более дешевых и низкокачественных песков. Считается, что в целом закачка больших объемов песка компенсирует его низкое качество. Типичная скважина имеет сотни трещин, проникающих в пласт и это компенсирует низкую проводимость трещины. Кроме того, индустрия стала применять более мелкий по размеру песок. В первое время использовалась фракция 40/70, а с недавнего времени – 100+ меш. Эти изменения привели к предпочтению недорогого песка, добываемого в непосредственной близости от мест бурения и проведения ГРП.

С 2013 года Slickwater постепенно замещает традиционные и более дорогие гуаровые гелевые жидкостные системы с большим количеством добавок (рисунок 5).

На рисунке 6 показано, как значительно увеличилась скорость закачки на единицу длины хвостовика для одной стадии ГРП, соответственно значительно увеличились мощности флотов ГРП. После длительного периода сокращения расстояния между стадиями ГРП с 2015 года произошла стабилизация этого параметра на уровне 60 м. Сейчас некоторые операторы увеличивают длину самой стадии, используя более агрессивную стратегию перфорации Limited-Entry как способ сокращения стоимости работ, снижая количество стадий, но оставляя неизменным количество закачиваемого пропанта и жидкости.

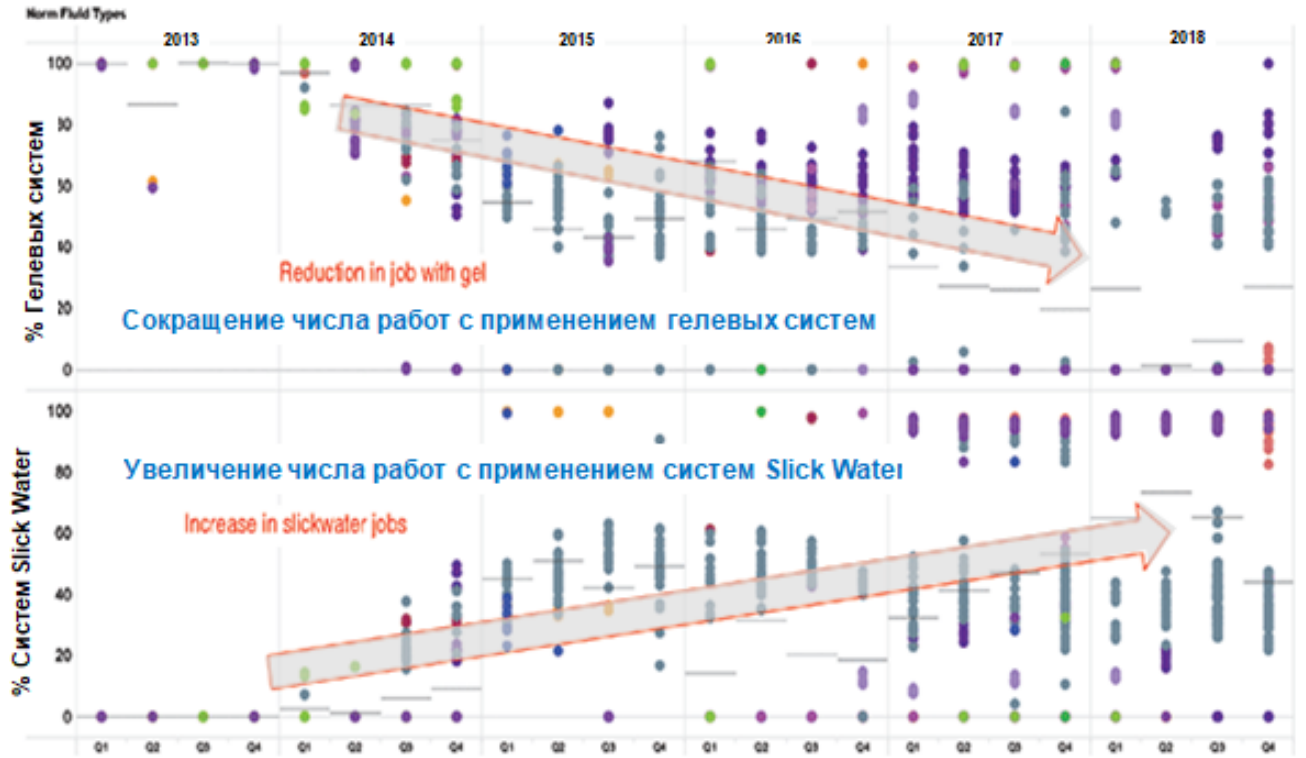


Рисунок 5 – Использование Slickwater относительно гуаровых загеленных систем [4]

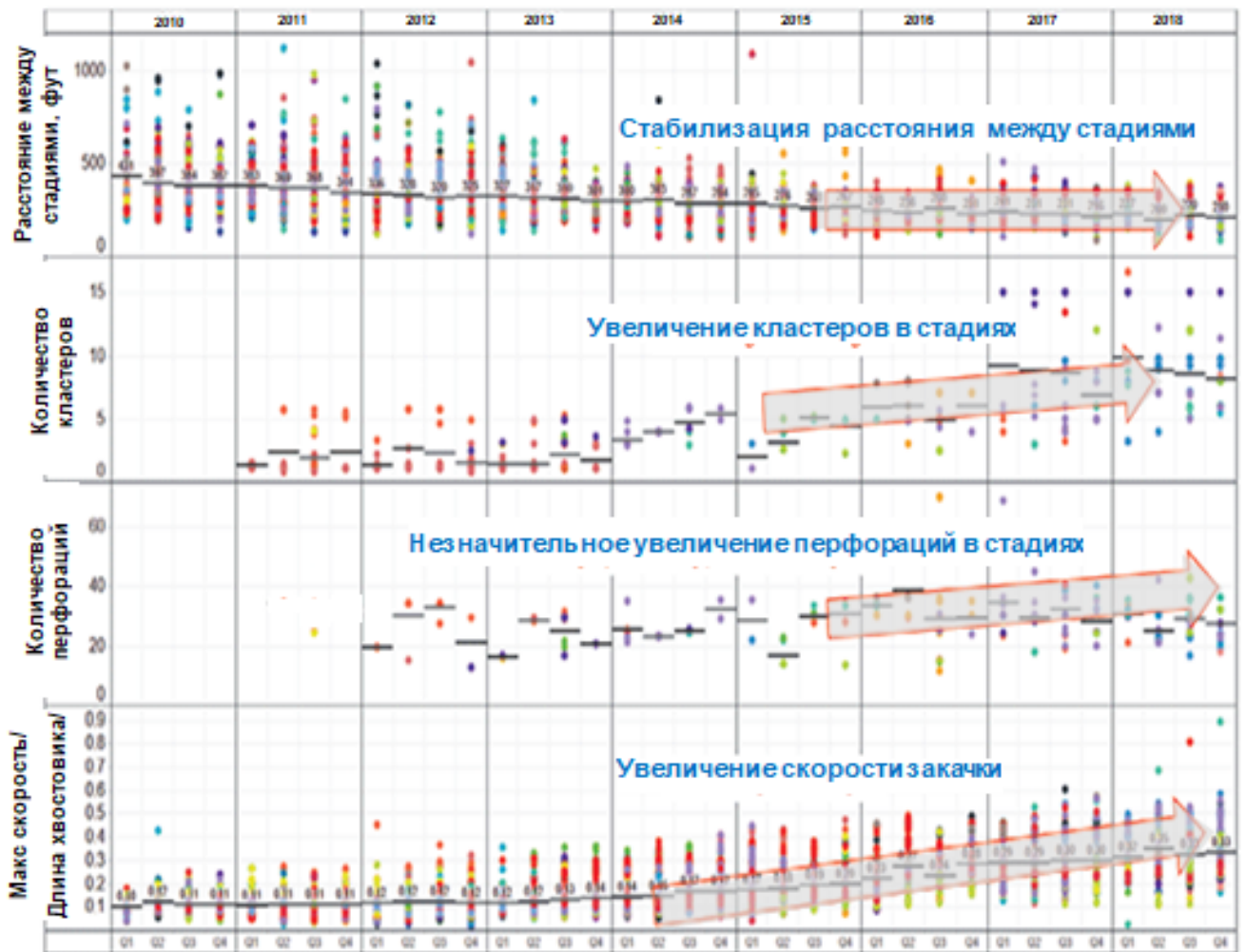


Рисунок 6 – Эволюция развития применения технологии перфорации [4]

Далее представлен пример развития и образовавшихся трендов по ГРП в Пермском нефтегазоносном бассейне, одном из ключевых районов нефтегазодобычи в США в последнее время (рисунок 7). С 2013 по 2018 гг. средняя длина горизонтального участка выросла с 1843 м до 2500 м (+36%). За это время объем жидкости гидроразрыва, закачиваемый в одну скважину, увеличился в 6,3 раза - до более чем 50 тыс. м³ (что сопоставимо с объемом воды небольшого озера). Масса закачанного пропанта на одну скважину выросла в 7,5 раз – с 836 тонн до более чем 6 тысяч тонн (около 100 железнодорожных вагонов).

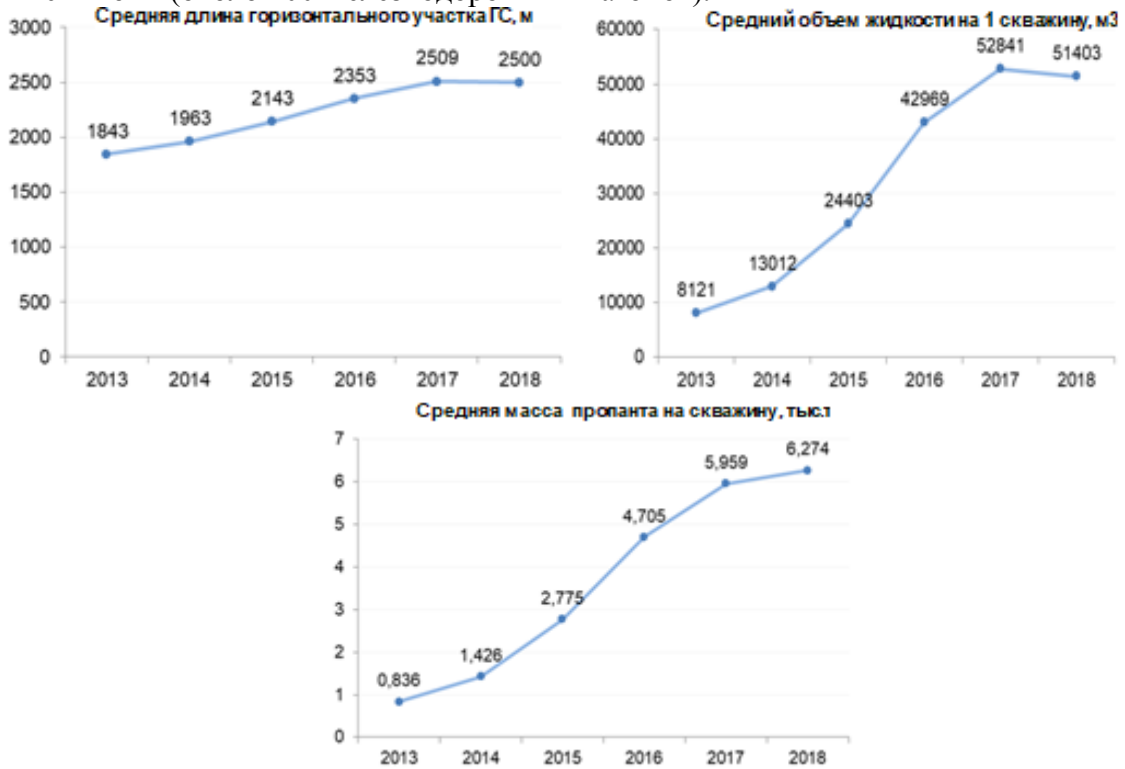


Рисунок 7 – Динамика основных показателей скважин, пробуренных в Пермском бассейне [18]

На рисунке 8 показана динамика изменения средней закачки массы пропанта на скважину в зависимости от ее типа (наклонно-направленная ННС, горизонтальная ГС или вертикальная ВС), пунктирная линия показывает количество скважин с ГРП.

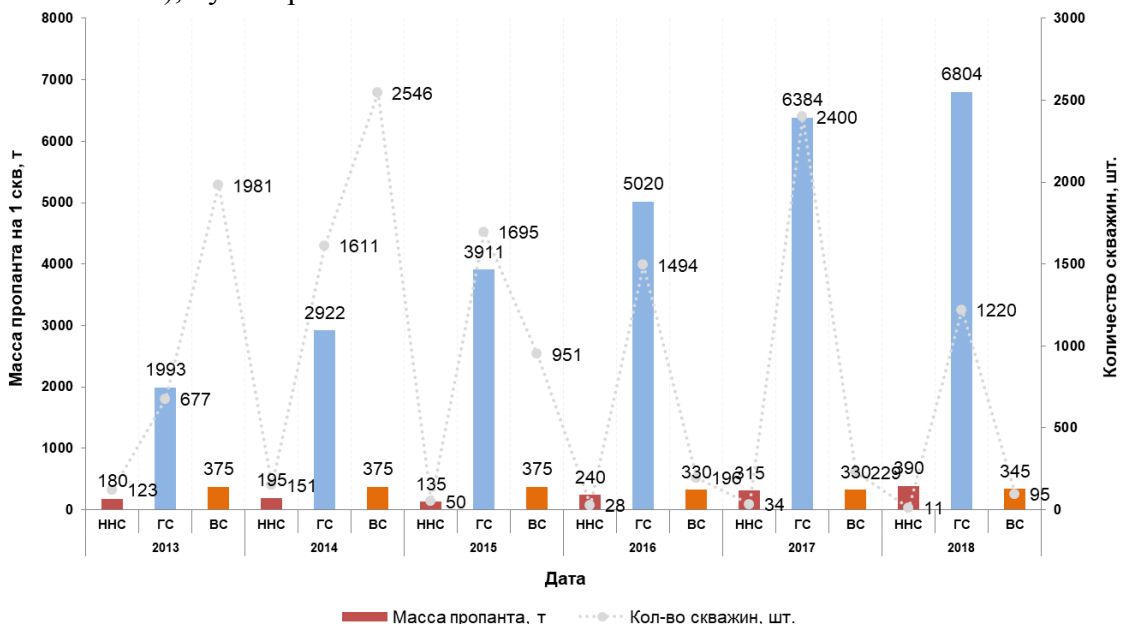


Рисунок 8 – Средняя масса пропанта на 1 скважину в зависимости от типа заканчивания скважины (2018 год представлен не полностью) [18]

ЖИДКОСТИ И ПРОПАНТЫ

Основными материалами, применяющимися при проведении операции гидравлического разрыва пласта, являются: пропант – расклинивающий агент, служащий для поддержания трещины в открытом состоянии, и жидкость разрыва – жидкость, с помощью которой инициируется трещина ГРП и поддерживается в открытом состоянии во время проведения операции (рисунок 9).

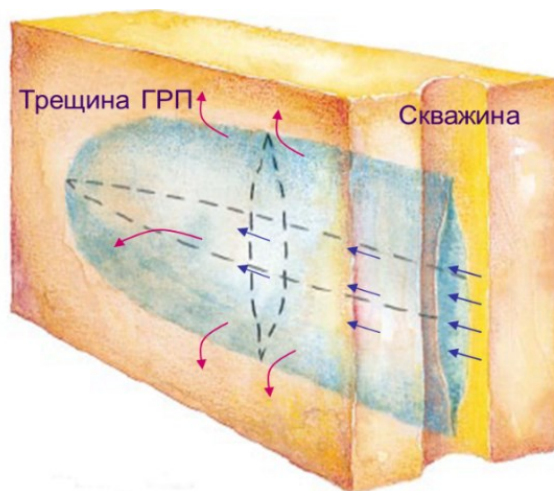


Рисунок 9 – Жидкость в трещине ГРП согласно классической теории ГРП [2]

Согласно классической теории ГРП, основными задачами жидкости ГРП являются создание требуемой геометрии трещины, а также минимизация загрязнения пласта после проведенной операции гидроразрыва.

Для реализации успешной операции жидкость гидроразрыва должна удовлетворять определенным физическим и химическим свойствам [2]:

- быть совместима с составом породы;
- быть совместима с пластовым флюидом;
- обладать способностью удерживать во взвешенном состоянии пропант и транспортировать его вглубь трещины;
- за счет присущей ей вязкости обладать способностью развивать необходимую ширину трещины для приема пропанта или обеспечивать глубокое проникновение кислоты;
- иметь низкую флюидоотдачу в пласт;
- легко удаляться из пласта после обработки;
- иметь низкие потери давления на трение;
- приготовление жидкости должно быть простым и легко выполнимым в полевых условиях;
- обладать стабильностью, чтобы сохранять вязкость в процессе всей обработки;
- должна быть эффективной с точки зрения стоимости.

В 1950-1960 гг. в США преимущественным типом жидкости на большинстве месторождений являлись жидкости на нефтяной основе (рисунок 10), так как считалось, что

существуют высокие риски непоправимого ущерба от применения жидкостей на водной основе. Однако, применение этих жидкостей ввиду особенностей, приведенных в таблице 1, было недолгим и продолжалось до внедрения сшитых жидкостей на водной основе (1968 год).



Рисунок 10 – Жидкость ГРП на углеводородной основе [4]

Таблица 1 – Сравнительные характеристики различных типов жидкостей для ГРП [4]

Жидкость	Основа для замеса	Преимущества	Недостатки
Вода	Гуар	легко доступны; низкая стоимость; применимы как в нефтяных, так и в газовых пластах; гибкий химический состав; стабильность до 230°C; эффективная деградация; удобна при смешивании и закачке; безопасна в использовании; повышенное $P_{гидростатическое}$;	потенциально вредна для некоторых пород даже при использовании КС1 или стабилизаторов глин; потенциально вредна для некоторых нефтенасыщенных пород вследствие образования вторичных эмульсий; снабжение водой в некоторых удаленных локациях может быть ограничено;
Нефть	Продукт реакции алюминиево-фосфатного эфира и алюмината натрия	совместимы с породами, чувствительными к воде; эффективная деградация вязкости и извлечение после проведения ГРП; максимальное устранение после проведения ГРП;	безопасность является основным требованием при обслуживании, смешивании и закачке жидкостей на нефтяной основе; может быть дорогостоящей в удаленных местах; большие потери на трение;
Эмульсии	Нефть и вода	превосходный контроль водоотдачи; некоторые смеси имеют хорошую термическую стабильность; ограничивается степень подверженности породы водой; очистка скважины после ГРП обычно эффективна;	требует добавления нефтяной смеси в водный раствор (опасно!); ведет к созданию больших потерь давления на трение в трубах; может быть дорогостоящей; требует сильных эмульгаторов для обеспечения стабильности эмульсии; эмульгаторы должны адсорбировать на поверхности породы для разрушения эмульсии; смешивание в полевых условиях является более сложным, чем в случае жидкостей на водной основе, так как водная фаза загущается перед приготовлением эмульсии (образование эмульсии зависит от времени и эмульгаторов);
Вода	Газ	необходим меньший объем жидкости для воздействия определенного размера; применяемый газ облегчает очистку скважины после проведения ГРП.	операции могут быть дорогостоящими при использовании высоких давлений (необходимо больше газовой фазы для данного класса пены); ограниченная транспортирующая способность пропанта для ГРП больших объемов; более низкая плотность азота ведет к снижению гидростатического давления столба жидкости разрыва и повышению необходимого устьевого рабочего давления; использование пен осложняет операции по закачке.

Первая сшитая жидкость, представленная компанией Halliburton, была с загрузкой 80 фунтов гуара на 1000-галлон жидкости (9,6 кг на 1 м³). Через некоторое время, несколько других сервисных компаний начали разрабатывать и внедрять собственные жидкости с гуаровыми гелями высокой концентрации, используя обычно в качестве сшивателя бор. Сшитые жидкости впоследствии стали синонимом гидравлического разрыва пласта и вскоре повсеместно использовались как основной тип жидкости разрыва в индустрии [4].

Сшитые гели в большинстве случаев используются при проведении операции ГРП на традиционных средне- и низко- проницаемых коллекторах. Они имеют большую вязкость ~1 000 сП, которая способна без трудностей переносить пропант в глубь трещины на большие расстояния ~200 м, с относительно небольшим расходом 4-5 м³/мин. При проведении ГРП на сшитом геле образуется единая магистральная (планарная) трещина.

Цель использования высоковязких жидкостей на сшитом геле – создание большой концентрации пропанта в трещине ГРП. К преимуществам использования сшитых гелей следует отнести контроль утечек жидкости в высокопроницаемых зонах пласта. В то же время высокое содержание химических реагентов в составе сшитой жидкости ГРП ведет к высокому загрязнению трещины остатками геля, что даже с учетом высокой концентрации пропанта, значительно ухудшает проводимость трещины ГРП.

Использование сшитых жидкостей на сланцевых объектах зачастую нецелесообразно в связи с тем, что ГРП на сланцевых сверхнизкопроницаемых объектах должен достигать главную цель – создание максимально возможного стимулированного объема пласта сетью множественных трещин сложной конфигурации, которые возможно реализовать с применением системы на водной основе Slickwater (рисунок 11). При этом, геометрия и характер сложности трещин будет зависеть от хрупкости минералов и анизотропии действующих в пласте нагрузок.

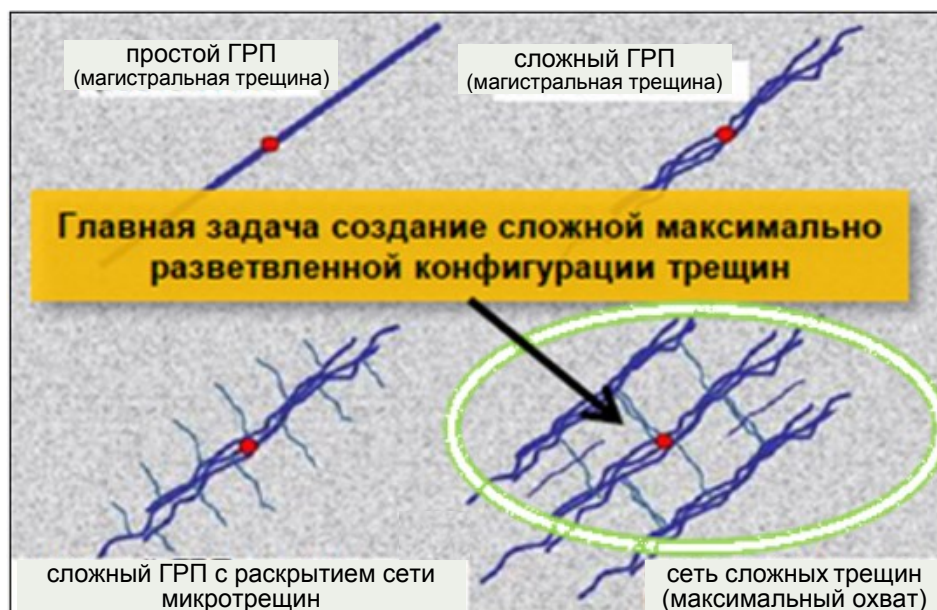


Рисунок 11 – Создание сети множественных трещин для разработки сланцевых объектов [5]

ПРОПАНТЫ ПРИ ГРП

Пропант – специальный расклинивающий высокопрочный сыпучий материал, использование которого обеспечивает поддержку трещины ГРП в открытом состоянии после проведения операции ГРП. Пропант создает гидродинамическую связь в системе пласт-скважина.

Способность пропанта выдерживать давление закрытия трещины в пластовых условиях и сохранять ее проводимость со временем зависит от его прочности, размера и концентрации в трещине. Поэтому выбор пропанта оказывает значительное влияние на результат после ГРП.

В настоящее время в промышленности существует три основных типа пропанта:

- природный песок;
- керамический пропант средней прочности;
- высокопрочный боксит;

Песок представляет собой природный диоксид кремния. Он механически промывается, сушится и просеивается. Пропанты средней прочности и бокситы представляют собой синтетический пропант, изготовленный из бокситовой руды, или сочетания боксита и диоксида кремния. Преимущества и недостатки типов пропанта представлены в таблице 2.

Важно знать, что с увеличением плотности пропанта необходимо использовать более вязкую жидкость для возможности переноса пропанта по скважине и трещине ГРП.

Таблица 2 – Преимущества и недостатки пропанта [13]

			
Природный песок	Керамический пропант: облегченный	Керамический пропант: среднепрочный	Керамический пропант: высокопрочный
Преимущества			
- легко доступен - низкая стоимость - плотность 2.65 г/см ³	- средняя стоимость - плотность 2.7 г/см ³	- превосходная проводимость трещины для высоких давлений закрытия < 700 атм - средняя стоимость	- превосходная проводимость трещины для сверхвысоких давлений закрытия < 1000 атм
Недостатки			
- значительное разрушение при малых давлениях закрытия	- дорогостоящий для ГРП большого объема - не пригоден для высоких давлений закрытия (>600 атм)	- дорогостоящий для ГРП большого объема - плотность 3.2 г/см ³ .	- дорогостоящий для ГРП большого объема - плотность 3.72 г/см ³

Размеры пропанта распределены в определенных интервалах, каждый из которых называется меш (mesh). Каждый меш включает гранулы, распределенные по различным диаметрам и определяемые при ситовом анализе. Интервал диаметров частиц, покрываемый каждым ситом, зависит от используемой эталонной шкалы. В исследовательских лабораториях сервисных и добывающих компаний осуществлялось множество испытаний проводимости различных типов пропанта, используемых в настоящее время. Основные группы размеров пропанта (40/60, 20/40, 16/20, 12/20 и 8/16) были проверены по стандартам Американского нефтяного института. Средний размер зерна для каждой группы представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Пример типоразмеров пропантов [13]

U.S. Mesh Size	Средний размер зерна (дюйм)	Средний размер зерна (мм)
8/16	0,082	2,08
12/20	0,054	1,37
16/20	0,041	1,04
20/40	0,027	0,69
40/60	0,014	0,36
100Mesh	0,005	0,13

При проведении операции ГРП на сланцевые объекты зачастую на стадии буфера идет подача самого мелкого пропанта – 100 Mesh (рисунок 12). Цель использования данного пропанта – закрытие микротрещин пласта для минимизации нецелевых утечек жидкости, что в конечном счете может привести к осложнениям в виде преждевременной остановки закачки. Добиться достаточной проводимости, т.е. возможности углеводородов течь через пропант в трещине ГРП невозможно по причине образования непроницаемого монослоя при высоких сжимающих давлениях пласта. Другой целью использования пропанта 100 Mesh является эрозия призабойной зоны пласта для создания достаточной ширины трещины ГРП и последующей закачки пропанта большего типоразмера по причине возможного образования малопроводимого монослоя.



Рисунок 12– Пример пропанта 100Mesh [13]

В то же время, ввиду низкого значения среднего размера зерна, данный мелкий пропант позволяет транспортировать его в глубь трещины с меньшим оседанием пропанта вблизи ствола скважины, закреплением данного пропанта как в естественных микротрещинах, так и в инициированной во время высокоскоростного ГРП на низковязкой жидкости сети трещин.

ЭВОЛЮЦИЯ И ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МАЛОВЯЗКИХ ЖИДКОСТЕЙ ГРП

Некоторая хронология развития разработки и применения технологии ГРП с применением жидкостной системы Slickwater представлена в работе [4], выдержки из которой представлены далее. Известно, что несколько сервисных компаний экспериментировали с применением маловязких жидкостей на обычных низкопроницаемых песчаниках (Tight Sands) – Bossier Sand, Cotton Valley, Travis Peak, Granite Wash и др. с различными результатами. Многие работы еще проводились до того момента, когда Slickwater стал успешно реализовываться на Barnett Shale под руководством Джорджа Митчелла.



Джордж Митчелл – американский миллиардер, основатель нефтегазового гиганта «Mitchell Energy & Development», пионер внедрения промышленных методов добычи сланцевого газа, считается «отцом сланцевой революции» [10].

Родился в 1919 году. Его родители были греческими иммигрантами. Всей семьей они проживали в небольшом портовом городе Галвестоун, штата Техас. Высшее образование Джордж получил при Университете Техаса «A&M». Он доучился до ученой степени инженера по направлению «Нефте- и газодобывающая промышленность».

Как и другие техасские нефтяники, компания Джорджа Митчелла искала способы экономически выгодной разработки богатых сланцевых месторождений. Но только в 1998 году, инженерам удалось разработать подходящую технологию, которая спровоцировала первый этап формирования сланцевой революции – объем добычи на месторождении компании стал планомерно расти.

Узнав об успешном испытании новой технологии добычи, компания Devon Energy предложила Джорджу Митчеллу 3,5 млрд \$ за его компанию. Сумма была впечатляющей, и Митчелл согласился продать компанию вместе с революционной технологией, дав путь развитию промышленной добычи сланцевого газа и нефти.

В возрасте 94 года в родном доме города Гальвестон Джордж Митчелл покинул этот мир, оставив после себя революционную технологию, изменившую энергетический мир [11].

Первые упоминания в литературе по применению низковязких жидкостей (Slickwater) относятся к началу 1950-х гг. Операции гидроразрыва с использованием данной технологии проводились на месторождении Hugoton, расположенного на юго-западе Канзаса.

Жидкость ГРП состояла из обычной воды со специальной добавкой понизителя трения. Без понизителя трения проведение операции ГРП невозможно, из-за того, что вода – ньютоновская жидкость, и при высоких скоростях обработки создаются высокие потери на трения жидкости ГРП в НКТ, ограничивающие проведение ГРП по давлению. Использование жидкости Slickwater ставит перед собой следующую задачу: создание стимулированного объема пласта (Stimulated reservoir volume – SRV), для увеличения и развития сети трещин и для увеличения площади

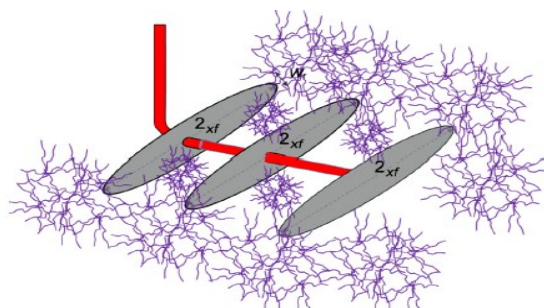


Рисунок 13 – Схематическое представление сети трещин с SRV [13]

соприкосновения с пластом. Созданный стимулированный объем представляет из себя сложную сеть трещин, один из примеров которой схематично показан на рисунке 13. При этом, есть мнение и отдельные научные работы, показывающие, что стимулированный объем создается не сложнопостроенными разветвлёнными трещинами, а квазипланерным распространением трещиноватости (множественными планерными трещинами количеством много больше, чем количество стадий и перфораций) [36-37].

Для создания сложной системы трещин необходимо выполнение определенных технологических параметров обработки, а также определенные геомеханические свойства пласта. Параметры обработки должны включать в себя:

- использование маловязких жидкостей, для создания сложной сети трещин;
- использование малых типоразмеров пропанта для закрепления сложной сети мелких трещин;
- использование большого объема жидкости (относительно традиционного ГРП в 3-5 раз и более) для максимизации площади соприкосновения трещины ГРП с пластом;
- высокие расходы (от 10 м³/мин) для инициации и распространения естественной пластовой трещиноватости.

Под оптимальными геомеханическими свойствами подразумеваются такие как:

- высокие значения хрупкости: низкие значения коэффициента Пуассона с высоким модулем Юнга;
- минимальные значения анизотропии для возможности роста трещин во все направления.

Мониторинг за изменением событий в пласте при разных подходах к ГРП осуществляется с помощью анализа микросейсмических данных (рисунок 14), которые в совокупности с другими исследованиями и анализом данных добычи позволяют сделать вывод об эффективности проводимых экспериментов с дизайнами ГРП.

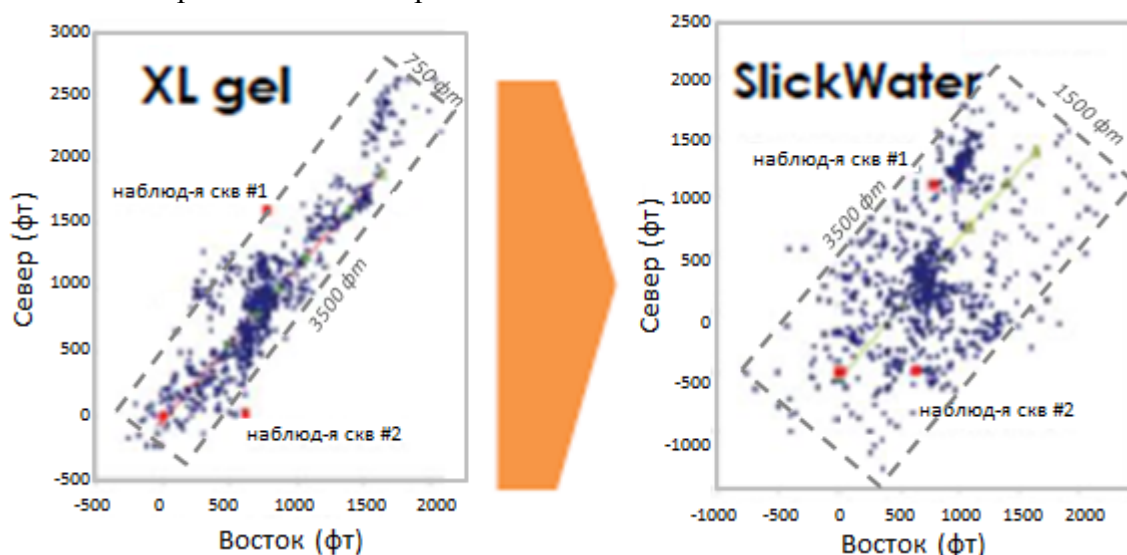


Рисунок 14 – Пример изменения облака растрескиваний пласта, наблюдаемых при микросейсмическом мониторинге ГРП с разными жидкостями разрыва

При применении жидкости Slickwater существуют риски как со стороны геологических условий – малая ширина создаваемой трещины ГРП (ширина трещины пропорциональна вязкости флюида [5]), так и оседания пропанта в скважине и трещине.

Факторами, способствующими оседанию пропанта, являются:

- технологические параметры обработки – малый расход жидкости, пропанты крупной фракции;
- геометрические размеры скважины – внутренний диаметр НКТ, длина ГС.

Причины оседания пропанта:

сила тяжести, действующая на частицы, и адгезия.

Высокая вязкость, большие скорости течения смеси согласно закону Стокса (зависимости скорости оседания параметров флюида

Формула Стокса

$$v_{set} = v_{Stokes} = \frac{gd^2(\rho_p - \rho_f)}{18\mu},$$

где μ - вязкость флюида;

d – диаметр частицы;

ρ_p, ρ_f – плотности пропанта и жидкости соответственно.

Скорость оседания зависит от плотности пропанта, концентрации, вязкости флюида

и пропанта) [6] предотвращают оседание пропанта в стволе скважины и в трещине ГРП.

Поведению течения жидкости с пропантом как в трещине, так и в скважине ГРП посвящено большое количество как теоретических, так и экспериментальных исследований. К примеру, на рисунке 15 показано образование «дюн» в призабойной части пласта при закачке на низковязкой жидкости, которые при длительном времени операции могут вызывать осложнения в виде блокировки трещины и приводить к преждевременной остановке закачки.

Также существуют лабораторные стенды со слотами трещин ГРП, моделирующие наличие естественной трещиноватости, и позволяющие оценить распространение и размещение пропанта в естественных трещинах (рисунок 16).

Помимо того, что существуют риски оседания пропанта в трещине ГРП, также существуют риски оседания пропанта в стволе горизонтальной скважины. В статье [7] проведено моделирование движения и оседания пропанта с жидкостью ГРП в горизонтальной скважине при различных режимах работы: скорости закачки жидкости, концентрации пропанта в жидкости ГРП, а также различных типов пропанта (плотности и диаметра). По результату расчетов определены положения оседания пропанта в стволе скважины с учетом технологических параметров обработки (рисунки 17 и 18).

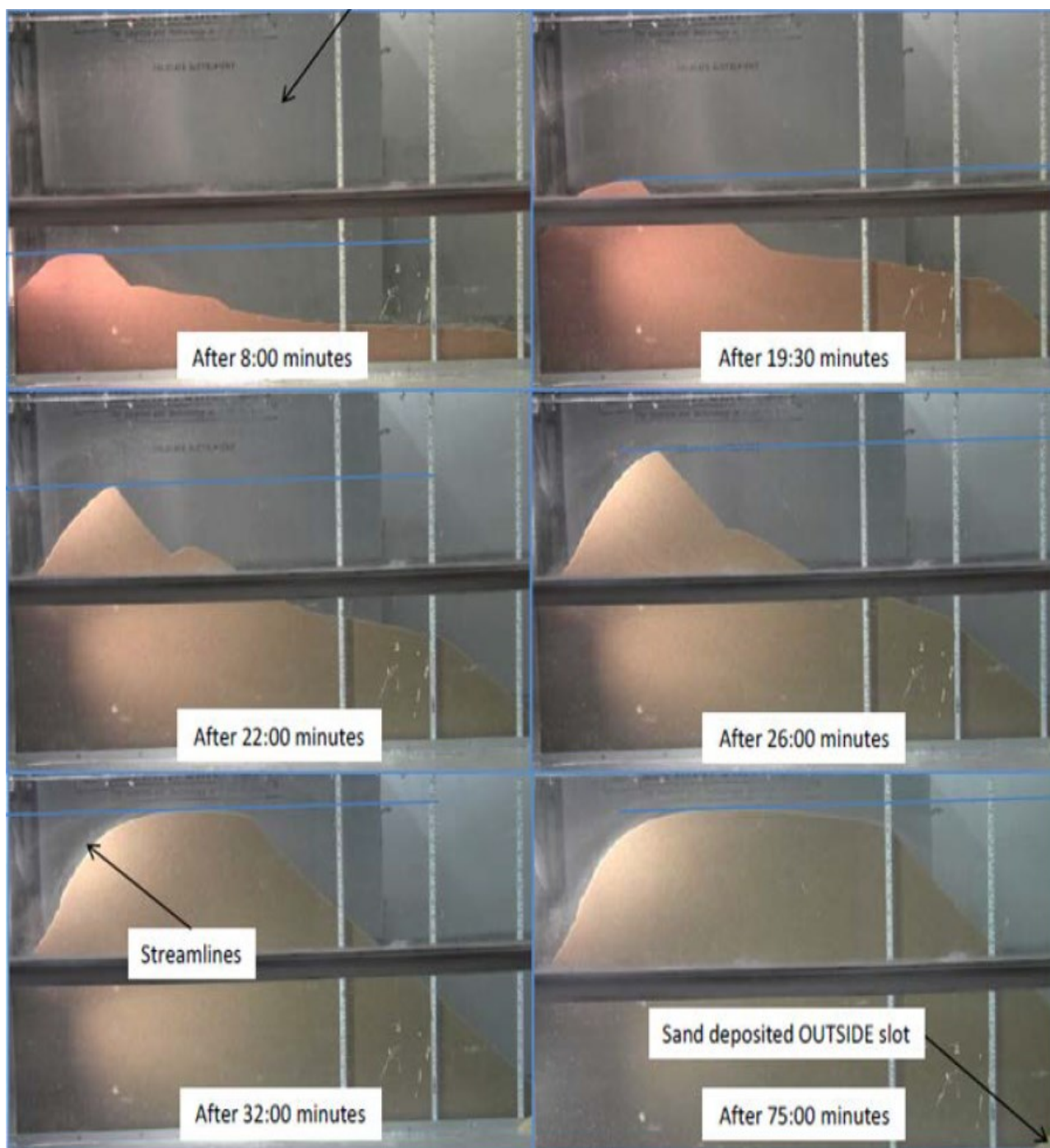


Рисунок 15 – Лабораторные испытания течения низковязкой жидкости с пропантом в трещине [7]

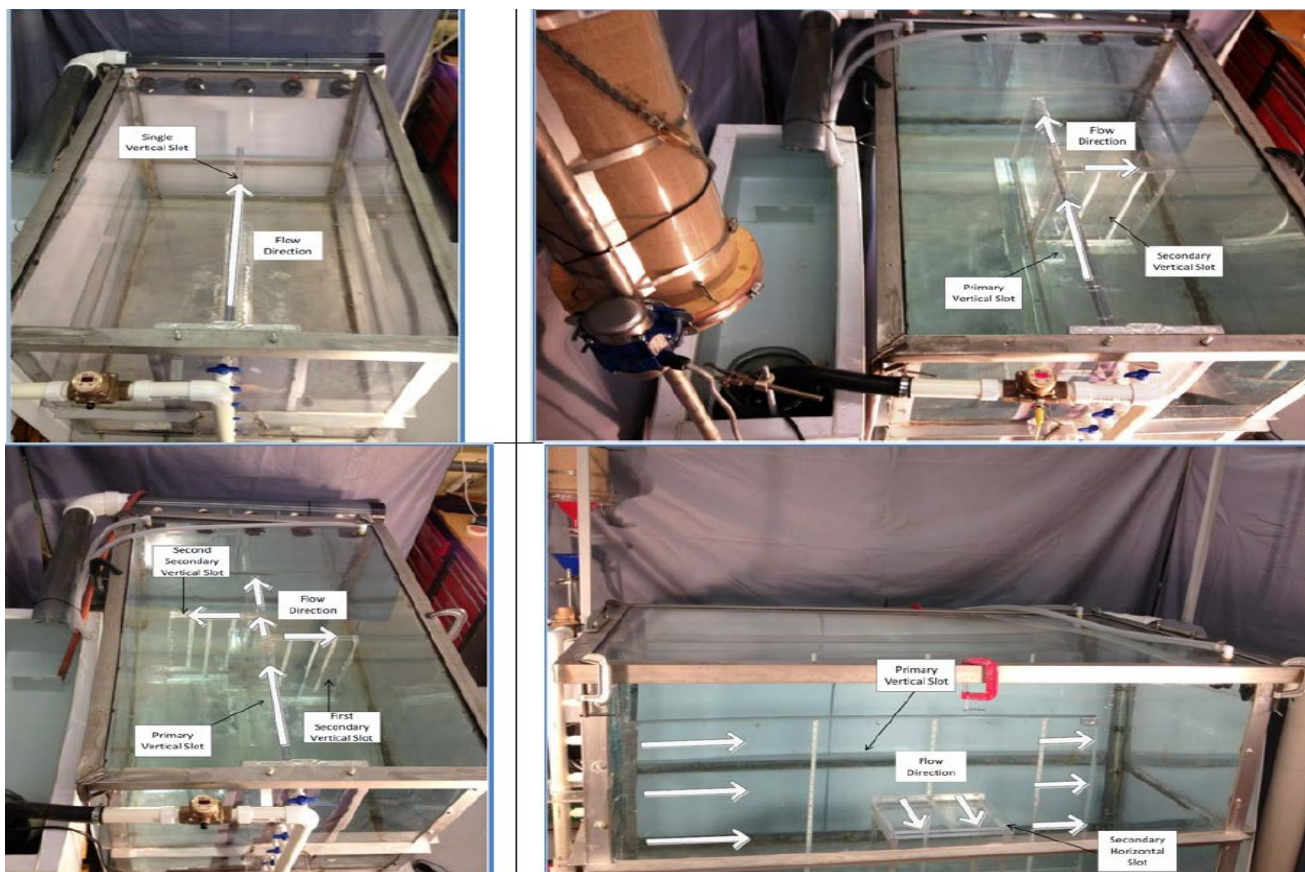


Рисунок 16 – Лабораторный стенд, имитирующий трещиноватость в пласте [7]

В результате получены следующие зависимости:

- с увеличением фракции оседание пропанта происходит ближе к началу ГС, за счет увеличения сил тяжести частиц, а также роста лобового сопротивления, по причине увеличенного диаметра частиц;
- с увеличением концентрации оседание пропанта происходит ближе к началу ГС, за счет большей объемной доли пропанта в жидкости;
- увеличение расхода жидкости позволяет предотвратить оседание пропанта;
- увеличение расхода является доминирующим показателем при переносе пропанта по скважине, чем размер пропанта.

Использование воды в качестве жидкости ГРП выгодно тем, что закачанную воду можно повторно использовать при выполнении ГРП на других скважинах. Это важно, т.к. многие сланцевые объекты США (Barnett, Marcellus) имеют проблемы снабжения водой в связи с тем, что они находятся в засушливых регионах (Техас). При этом следует отметить, что понизители трения могут быть чувствительны к высокой минерализации и требовать дополнительной очистки от механических примесей и минералов, что зачастую увеличивает затраты на повторное использование добытой после ГРП воды.

К другому преимуществу относится то, что при использовании маловязких жидкостей нет необходимости использования большого числа химических добавок, а это приводит к снижению стоимости проведения операции ГРП, снижению логистических затрат на доставку специальной техники для подготовки сшитого геля, и самое главное – приводит к лучшей степени очистки трещины ГРП, что в условиях низкой матричной проницаемости является основополагающим фактором.

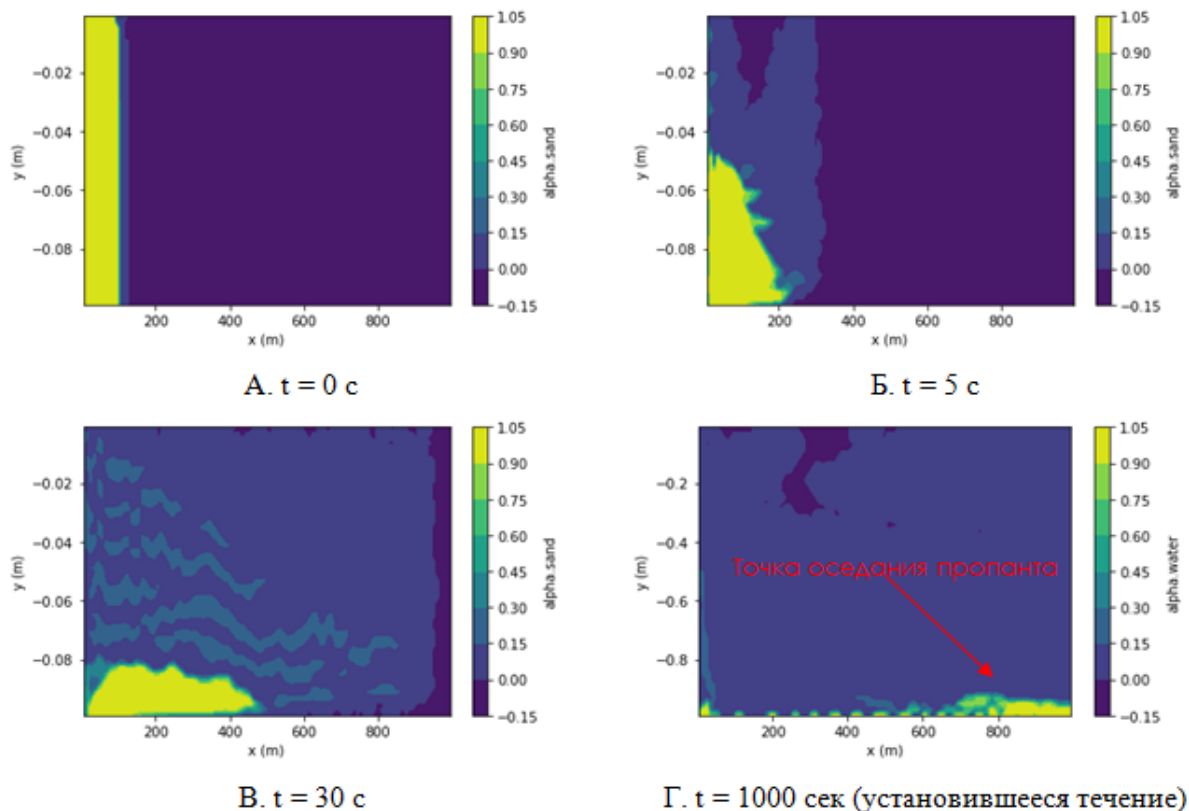


Рисунок 17 – Размещение пропанга по длине скважины в различные моменты обработки. Параметры обработки: $Q = 15 \text{ м}^3/\text{мин.}$, концентрация – $50 \text{ кг}/\text{м}^3$, тип пропанга: 16/20 [7]

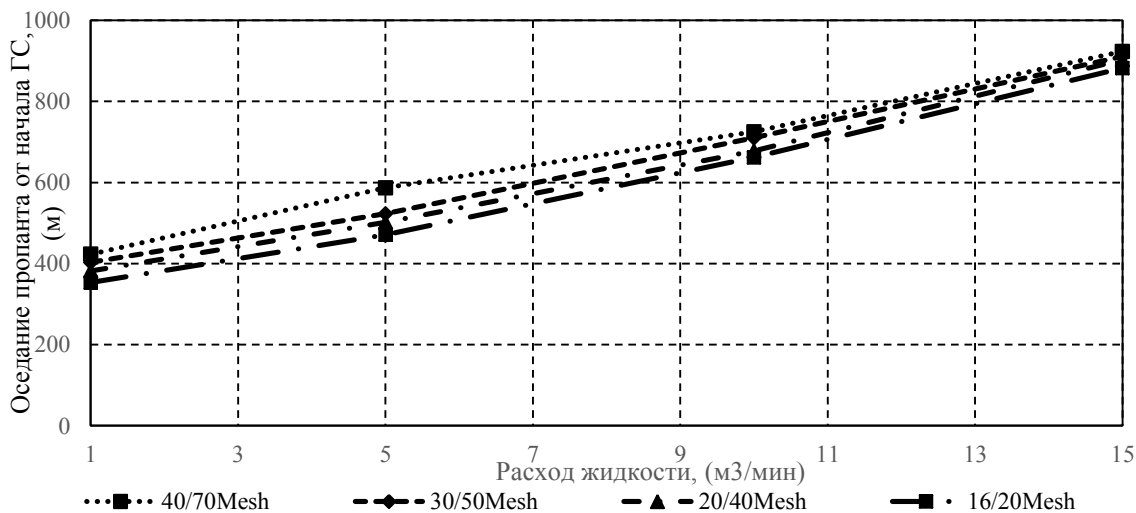


Рисунок 18– Расстояние оседания пропанга в ГС при концентрации $30 \text{ кг}/\text{м}^3$ [7]

ВЫЗОВ КЛАССИЧЕСКИМ ПОДХОДАМ К ГРП

Есть несколько причин того, что отрасль изначально в целом не признавала ГРП с применением жидкости Slickwater и использования специальных буферных стадий slug (которые служат для проталкивания или смыва насыпей из пропанга, образованных в стволе скважины и трещине в результате его закачки на предыдущих стадиях). Классическая теория ГРП утверждает, что в реальности нет необходимости включать в программу закачки стадию подушки при применении такой низковязкой жидкости как вода. Также существует

предубеждение, что использование в дизайне чистой буферной стадии без пропанта будет подобно такому установившемуся событию, как перепродавка пропанта, которая может образоваться при закачке увеличенного объема продавочной жидкости на последней стадии закачки, чем объем ствола скважины. В результате этого пропант разместится на каком-то расстоянии от стенок скважины с образованием упакованных участков (островков), которые между собой не будут соединены.

Влияние перепродавки пропанта

В работе [25] представлены результаты экспериментальных работ по ГРП на традиционных коллекторах с перепродавкой пропанта в объеме 1 - 3 м³. Работы проводились на вертикальных и горизонтальных скважинах. Сравнительный анализ с соседними скважинами показал, что как по индексу продуктивности, так и по накопленной добыче, эти скважины также эффективны, как и скважины с недопродавкой пропанта.

Другое классическое установившееся убеждение — то, что при ГРП необходимо разместить в пласте большое количество пропанта. Имеется значительное количество публикаций, доказывающих, что чем больше пропанта закачивается, тем больше добыча со скважин. Но публикация [12] показывает, что основной движущей силой увеличения добычи углеводородов в большей степени является закачанный объем жидкости, а масса закачанного пропанта — в меньшей степени. После нескольких лет испытаний на тысячах скважин можно предположить, что механизм (физика) ГРП с применением жидкости slickwater значительно отличается от классической установившейся в индустрии теории ГРП.

Концепция, что при ГРП образуется двухкрылая трещина, упакованная пропантом, не является истинной для ГРП, выполненного по технологии Slickwater. Средняя концентрация пропанта, использованная в 95% работ по технологии Slickwater, не имеет ничего общего с понятием эффективной проводимости трещины. Все лабораторные тесты по проводимости пропанта, выполненные по API стандартам, ясно показывают, что при концентрации пропанта <2,4 кг/м² (0,5 lbs/ft²) проводимость пропантной пачки отсутствует. Единственный логический ответ на вопрос, почему при небольших объемах закачки пропанта при ГРП с применением большого объема жидкости Slickwater, работы являются успешными, заключается в том, что трещины, создаваемые в пласте, являются очень сложными системами по своей природе и могут напоминать разбитое лобовое стекло автомобиля, которое представлено в трехмерном пространстве. Пропант в первую очередь служит для сдерживания закрытия трещины, нежели чем высокопроницаемая пропантная пачка [4]. В то же время, за счет оседания и дюнообразования, происходит пропантная набивка низа трещины, где за счет «расклинивающего эффекта» создается высокая концентрация пропанта, обеспечивающая минимально необходимую проводимость для низкопроницаемых коллекторов.

На рисунке 19 представлены результаты работы скважин после ГРП с применением жидкости Slickwater и по традиционной технологии [4].

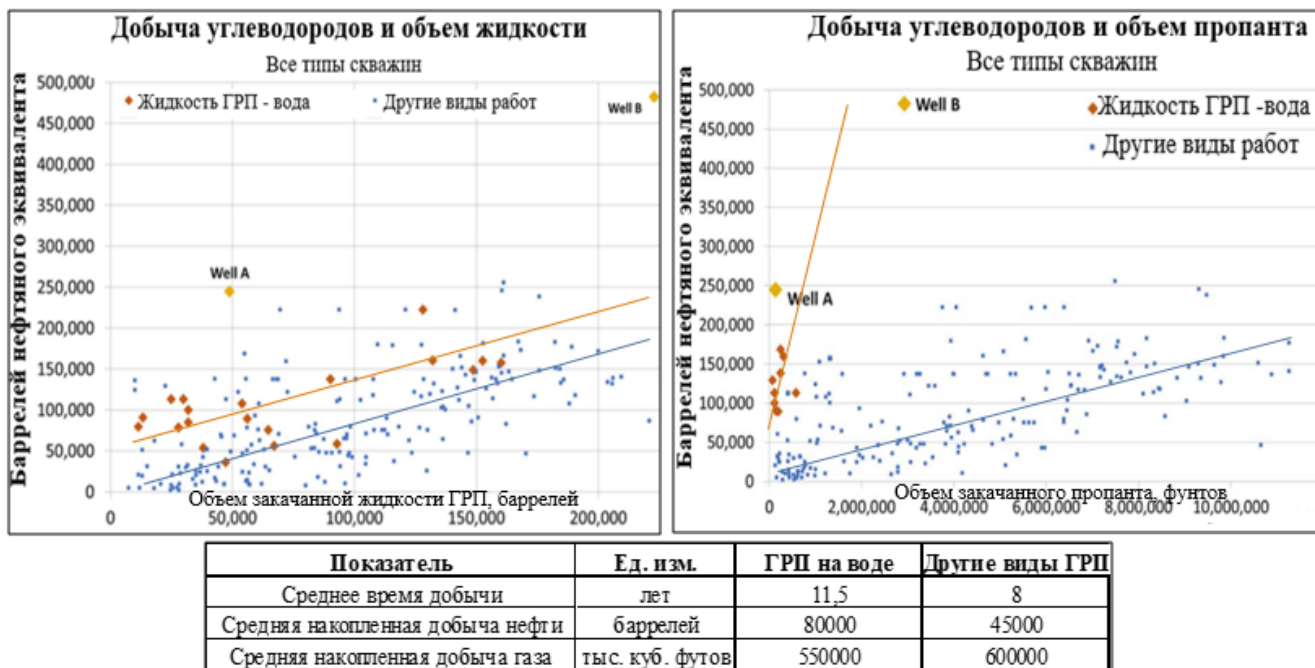


Рисунок 19 – Сравнительные графики и сводная таблица добычи при ГРП с применением жидкости Slickwater и по традиционной технологии [4].

Данные в представленном примере показывают, что фактором роста добычи на скважинах может являться не только объем закачанного пропанта, как считалось ранее. В представленном примере добыча на скважинах с выполнением ГРП по технологии slickwater оказалась выше, чем добыча на соседних скважинах в радиусе 12 км с выполненным ГРП по обычной технологии.

ПРОГРАММЫ ЗАКАЧКИ ПРИ ГРП CO SLICKWATER

По данным [4] и как отмечается выше, до периода широкого применения технологии Slickwater, проводились работы с комбинированными жидкостями различной вязкостью (гибридный ГРП, hybrid frac). Данные работы проводились на многих скважинах, и когда накопилась достаточная статистика по комбинированным закачкам, стало возможным проводить сравнительные анализы и оптимизировать программы закачек при ГРП.

Расписание программы закачки с применением шитых гелей включало в себя на начальной стадии менее вязкую жидкость, которая преимущественно представляла жидкость Slickwater (таблица 4). Первой стадией закачивается определенный объем стадии подушки, с последующим вводом небольшой концентрации пропанта. В зависимости от агрессивности дизайна концентрация пропанта увеличивалась примерно на четверть ppa (30 кг/м^3) на каждую стадию, с достижением до желаемой концентрации, которая обычно составляет в диапазоне 1,5-2,0 ppa ($180\text{-}240 \text{ кг/м}^3$). После этого начиналась подача более вязкой жидкости, начиная с линейной, далее шитой и оставшаяся часть пропанта закачивалась на шитом геле с достижением конечной концентрации 3,5-5 ppa ($420\text{-}600 \text{ кг/м}^3$). Продавка производилась на воде Slickwater. Типовой план закачки представлен на рисунке 20.

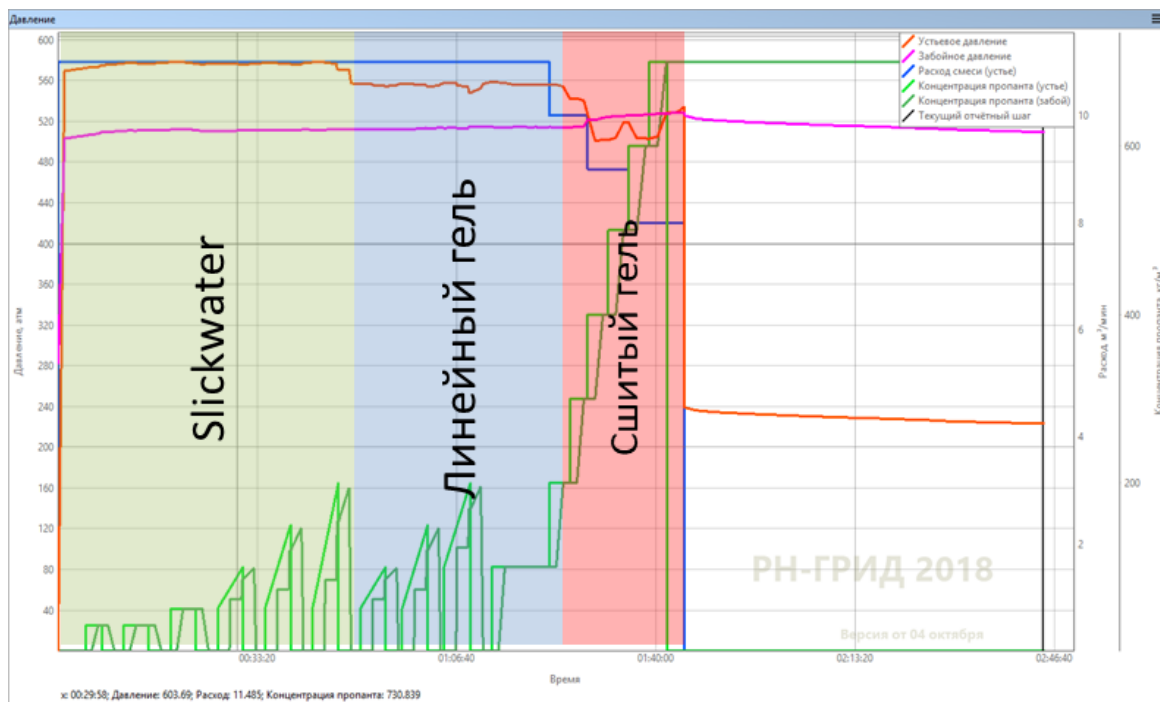


Рисунок 20 – Типовой план закачки на сланцевые объекты [4]

Таблица 4 - Программа закачки с применением жидкости Slickwater и пропанта с размером 40/70 [4]

Стадия	Тип жидкости	Объем жидкости	Тип пропанта	Концентрация пропанта
		м3		кг/м3
Подушка	slickwater	64		
Пропант	slickwater	38	100 меш	30
Пропант	slickwater	57	100 меш	60
Пропант	slickwater	57	100 меш	120
Буфер	20# гель	19		
Пропант	20# сшитый гель	151	40/70	240
Пропант	20# сшитый гель	303	40/70	480
Пропант	20# сшитый гель	151	40/70	600
Прдавка	slickwater	64		

Эта программа закачки представляет собой комбинацию интуитивного и классического подхода к дизайну ГРП. Концепция классического дизайна - высокопроводимая трещина около ствола скважины, основанная на теории поршневого вытеснения жидкости, доминировала в мышлении большинства людей в индустрии, что и отражалось в подходе планирования работ и составления дизайна. Обычно та часть дизайна, которая содержала в себе закачку высоковязкой сшитой жидкости могла включать не только повышенную концентрацию пропанта, но и сам пропант большего размера для создания высокопроводящей трещины в околоскважинном пространстве.

При проведении ГРП с одновременным использованием жидкости, имеющей вязкость воды и сшитой жидкости, приводило к тому, что в большинстве своем данные сшитые гели были по факту далеки от идеальных жидкостей для транспортировки пропанта. Идеальные жидкости для транспортировки пропанта при проведении работ должны обеспечивать нахождение пропанта во взвешенном состоянии и его транспортировку (если конечно эти жидкости подготовлены соответствующе).

На первых работах использовался пропант более крупный, размером 20/40 и небольшой объем подушки, что приводило к ранним остановкам закачки (СТОП). Впоследствии объем подушки был увеличен, а размер пропанта уменьшен до 40/70, но преждевременные остановки закачки продолжались. На последующих работах на стадии подушки объем жидкости был увеличен значительно, за которым закачивался песок 100 меш с последующим переходом на пропант 40/70, чередуясь с буферными прокачками без пропанта (таблица 5).

Данный тип дизайна широко применялся многими операторами в мировой практике в различных комбинациях.

Таблица - 5. Программа закачки с применением жидкости Slickwater и пропантом 100 меш и 40/70 меш [4]

Стадия	Тип жидкости	Объем жидкости	Тип пропанта	Концентрация пропанта
		м3		кг/м3
Подушка	slickwater	477		
Пропант	slickwater	40	100 меш	120
Подушка	slickwater	477		
Пропант	slickwater	40	100 меш	120
Подушка	slickwater	477		
Пропант	slickwater	40	40/70	12
Буфер	slickwater	40		
Пропант	slickwater	40	40/70	60
Буфер	slickwater	40		
Пропант	slickwater	40	40/70	90
Буфер	slickwater	40		
Пропант	slickwater	40	40/70	120
Продавка	slickwater	111		

Применение пропанта 100 меш, за счет меньшего размера зерен позволяет прокачивать его с большей концентрацией, по сравнению с облегченным керамическим пропантом, что позволяет снижать объемы используемой воды при ГРП.

ЭВОЛЮЦИОННЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ В ГРП И ЗАКАНЧИВАНИИ (НА ПРИМЕРЕ ФОРМАЦИИ БАККЕН)

Согласно [9], добыча углеводородов на формациях Баккена, которая началась в 1953 году,кратно выросла за последнее десятилетие (рисунок 21). Рост буровой активности привел к росту добычи, при этом первоначальный пик в декабре 2014 года составил 1,22 млн баррелей в сутки (194000 м³/сут). Начавшийся в 2014 году мировой экономический кризис снизил буровую активность, что привело к значительному падению производства. Однако, отрасль смогла не только отыграть потерянную добычу, но и установила новые рекорды добычи в 1,24 млн. барр./сут (197 000 м³/сут) в июле 2018 года. Возврат к пиковым уровням добычи был достигнут за счет более эффективных технологий заканчивания и улучшения дизайнов ГРП.

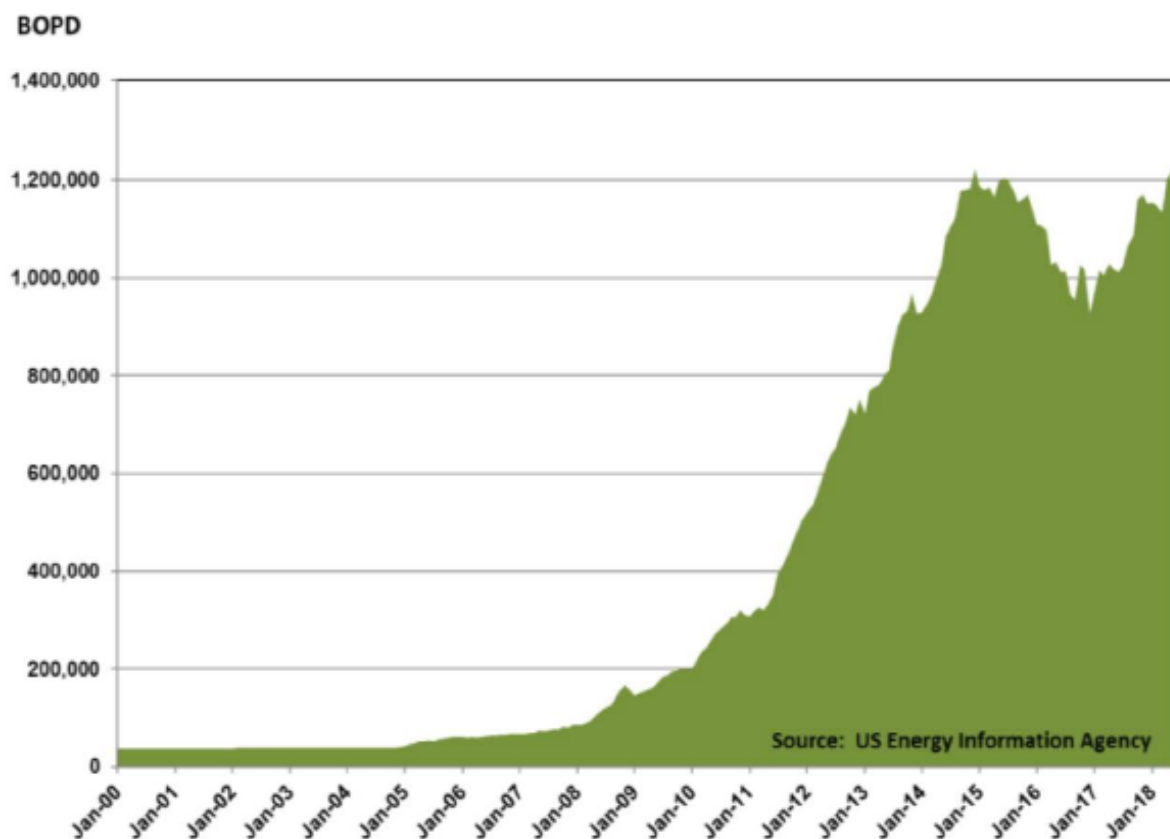


Рисунок 21 – Добыча на формациях Баккена [9]

На рисунке 22 показана средняя 180-суточная добыча на скважину для формаций Баккена. Наблюдается шестикратное увеличение добычи с начала разработки с 2006 года и четырехкратное увеличение с момента внедрения многостадийного ГРП. Наиболее важными факторами повышения продуктивности скважин отмечено: увеличение длины ГС (стандартными стали чуть более 3 км), переход на большее количество стадий ГРП, а также увеличение объемов пропанга.

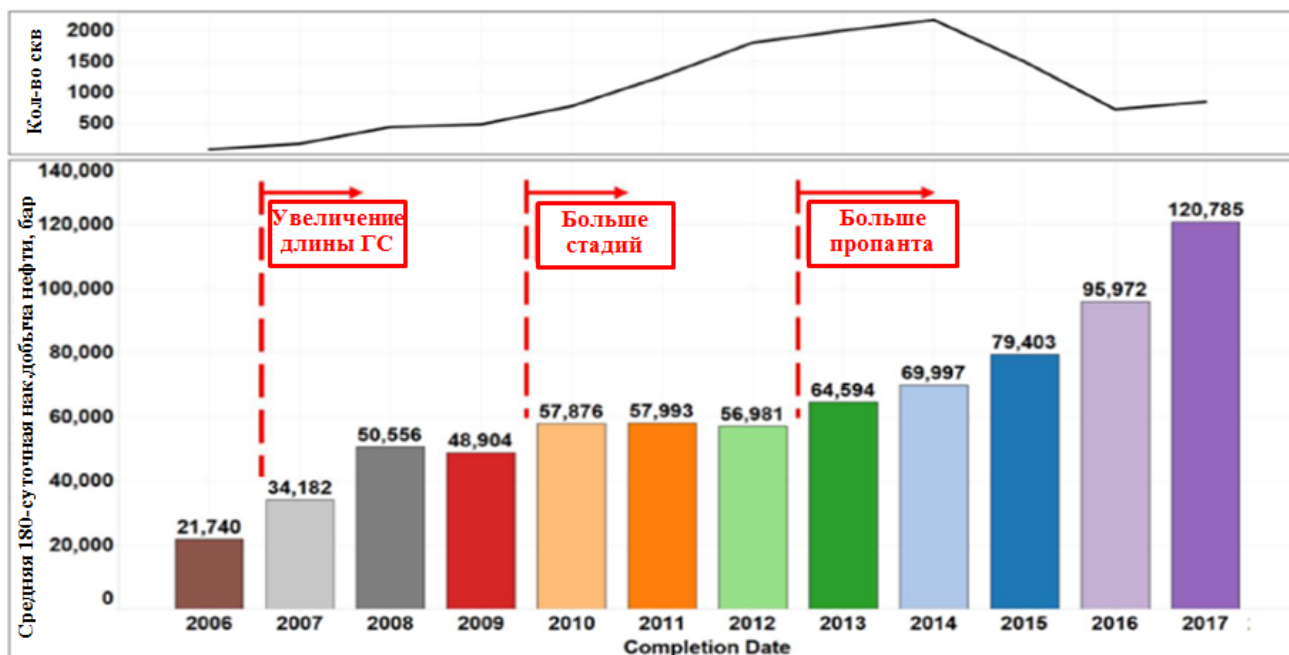


Рисунок 22 – Динамика изменения средней накопленной добычи на формациях Баккена [9]

Высокая конкуренция сервисных компаний по ГРП в США, позволила варьировать параметры обработки (массу и концентрацию закачиваемого пропанта, объемы жидкостей, расходы и пр.) и заканчивание (длину ГС, количество стадий МГРП, кластеров на стадию и пр.), что в конечном итоге привело к увеличению добычи в скважинах. Ключевые показатели изменений как в заканчивании, так и в МГРП приведены ниже на рисунках 23-28.

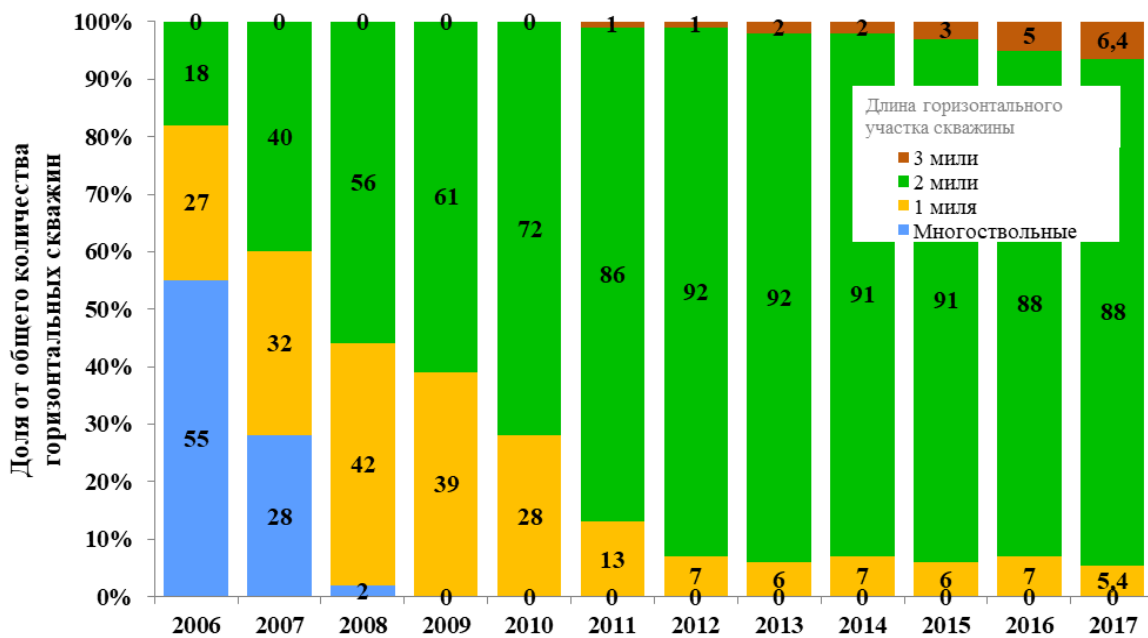


Рисунок 23 – Длина горизонтального участка ГС [9]

Происходил постепенный переход от коротких ГС к длинным, увеличения числа стадий с сокращением расстояния между портами ГРП, ростом объемов жидкости и массы пропанта.

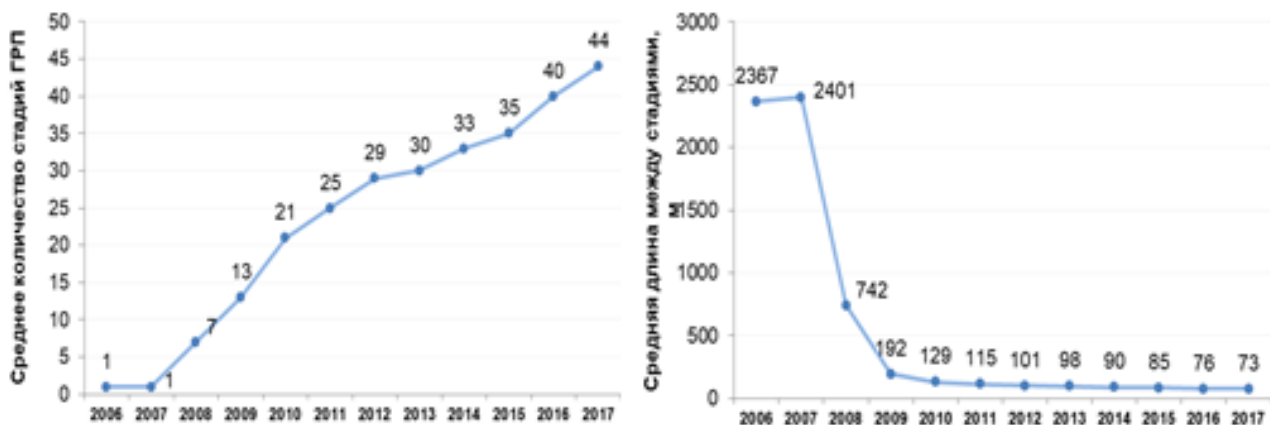


Рисунок 24 – Изменение параметров ГРП на скважину на формациях Баккена [9]



Рисунок 25 –Масса пропанта на единицу длины горизонтального участка скважины [9]

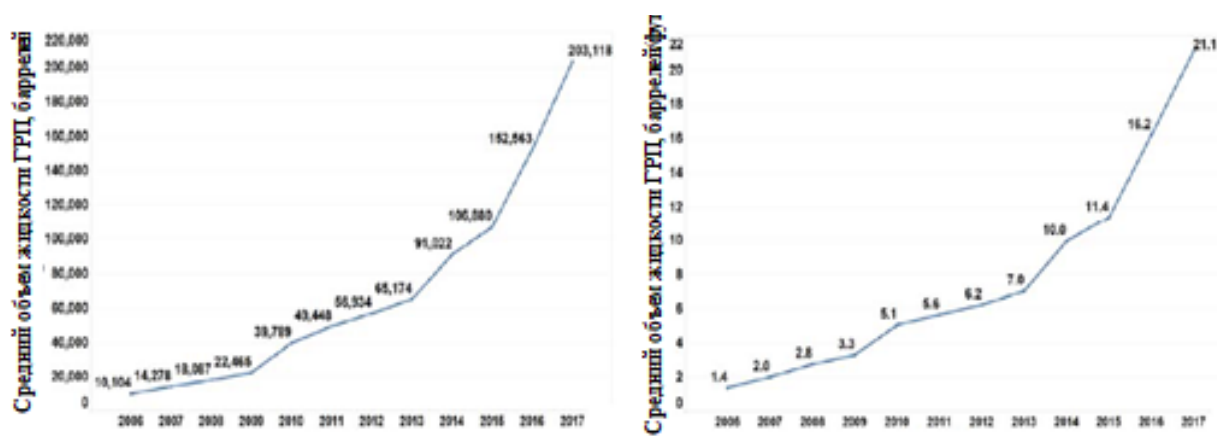
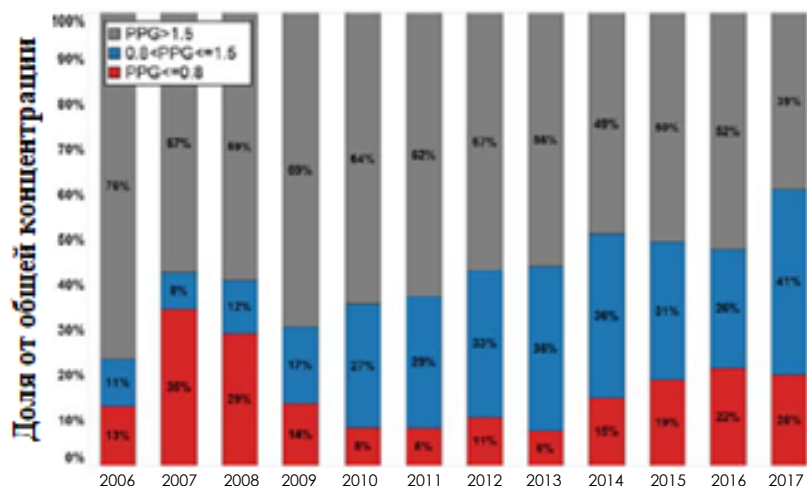


Рисунок 26 – Объем жидкости ГРП на скважину и удельно на длину ГС [9]



(красный цвет - $<100 \text{ кг/м}^3$, синий цвет – от 100 до 180 кг/м^3 , серый цвет $>180 \text{ кг/м}^3$)

Рисунок 27 – Концентрация пропанга [9]

Согласно рисунку 27 с ростом активности бурения на сланцевые коллектора (после 2010 года) идет увеличение использования дизайнов ГРП с низкой концентрацией (красный цвет). До 2010 года красный цвет характеризует закачки на линейном геле. После 2010 года рост операций с низкой концентрацией обусловлен применением Slickwater. Синий цвет – это процент ГРП с концентрацией $100\text{-}180 \text{ кг/м}^3$, который интерпретируется как гибридная обработка, доля которых в последние годы также существенно выросла. Серый цвет – это дизайны ГРП с концентрацией $> 180 \text{ кг/м}^3$, которые проводятся на сшитом геле. С 2006 года доля операций на сшитом геле сократилась с 76% до 39% в 2017 году.

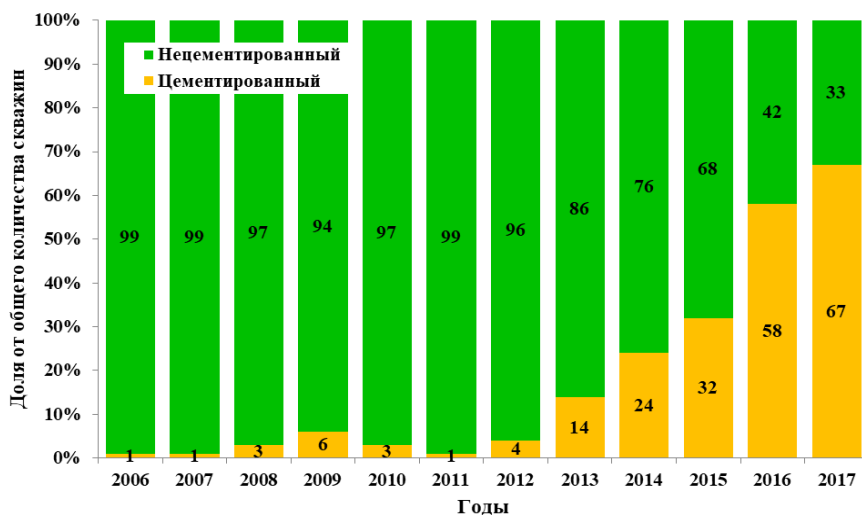


Рисунок 28 – Переход от нецементированного хвостовика к цементированному в ГС [9]

Переход на более агрессивные дизайны ГРП требовал от компаний новых подходов, технических изменений в заканчивании и применения более современных компоновок ГРП. Так применение компоновок с цементированным хвостовиком в 2017 году достигло 67% (рисунок 28) [9].

ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ГРП В 2010-2019 ГОДАХ

Компания Whiting Petroleum Corporation [19], являющаяся одной из крупных добывающих компаний в США и контролирующая разработку таких нефтематеринских пород как Three Forks на месторождении Bakken и др. выделяет несколько эволюционных этапов развития технологий заканчивания и проведения ГРП (рисунок 29) [20].

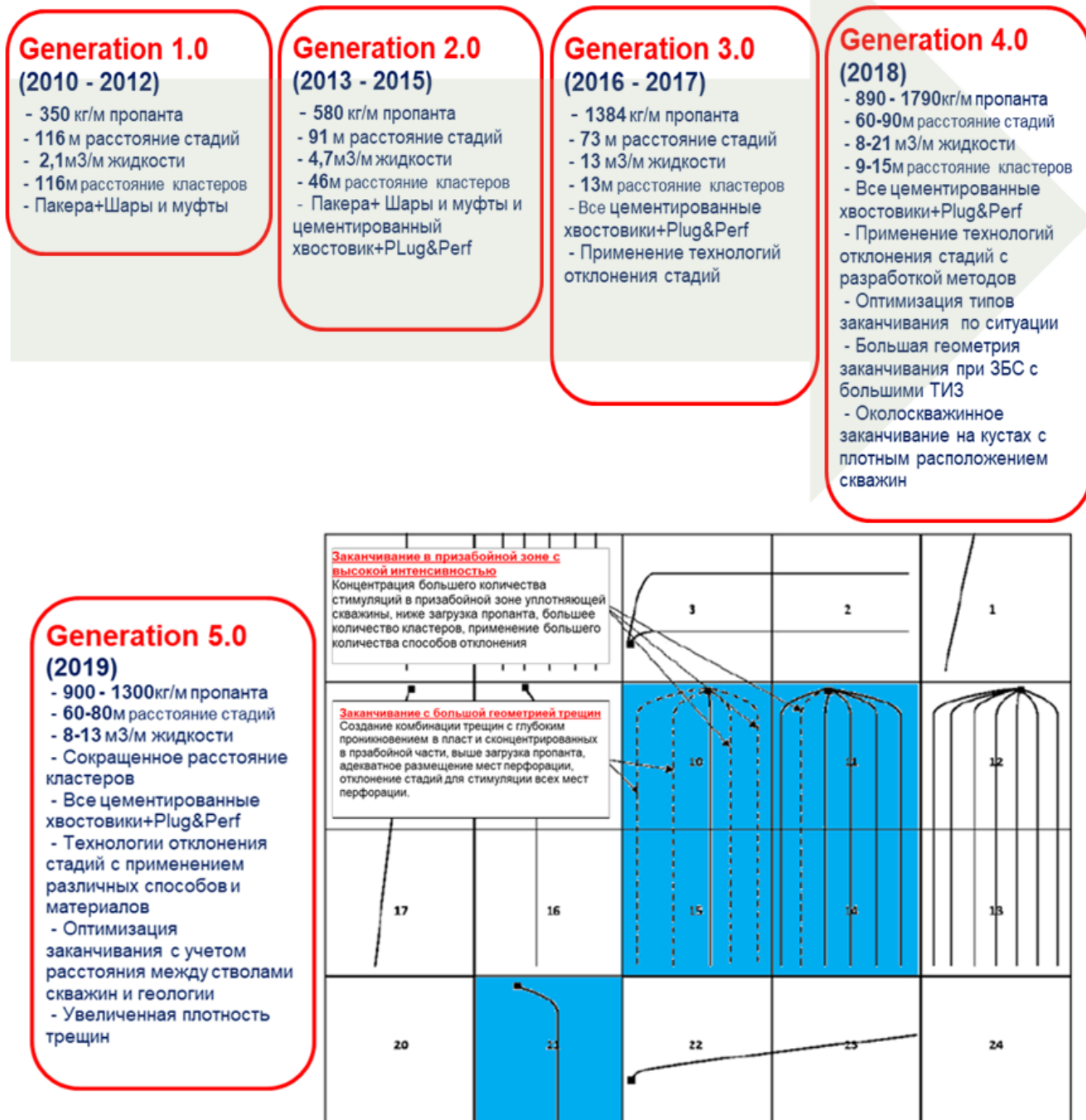


Рисунок 29 – Этапы развития технологий ГРП и способов заканчивания [20]

На рисунке 30 показаны особенности технологического развития поколений Generation 1 и 2:

- Применения нецементированных хвостовиков;
- Одна трещина ГРП за одну стадию работ, из-за чего реализовывалось ограниченное количество трещин ГРП в ГС;
- Неэффективное размещение большей части пропанта вне продуктивной зоны, высокая доля трещин, прорывавшихся в нецелевые интервалы, способствующие контакту с водой или газом;
- Низкий дренируемый объем пласта.

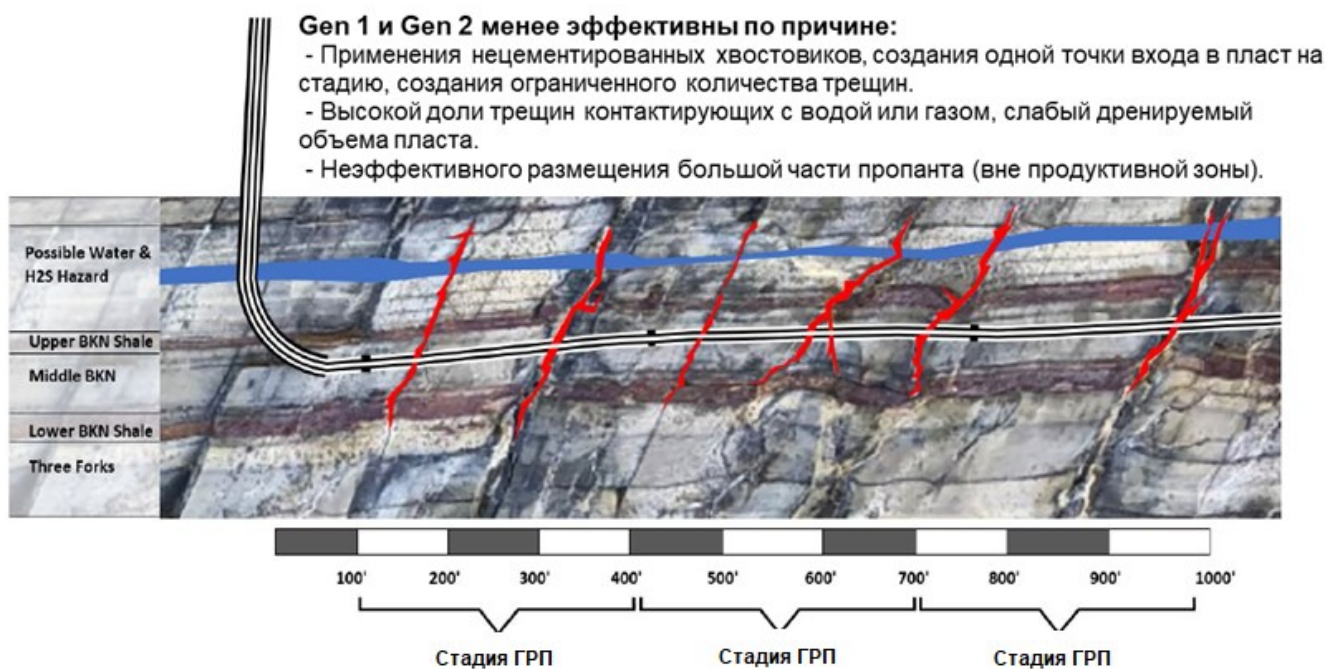


Рисунок 30 – Технологические особенности первых поколений Generation 1 и 2 [20]

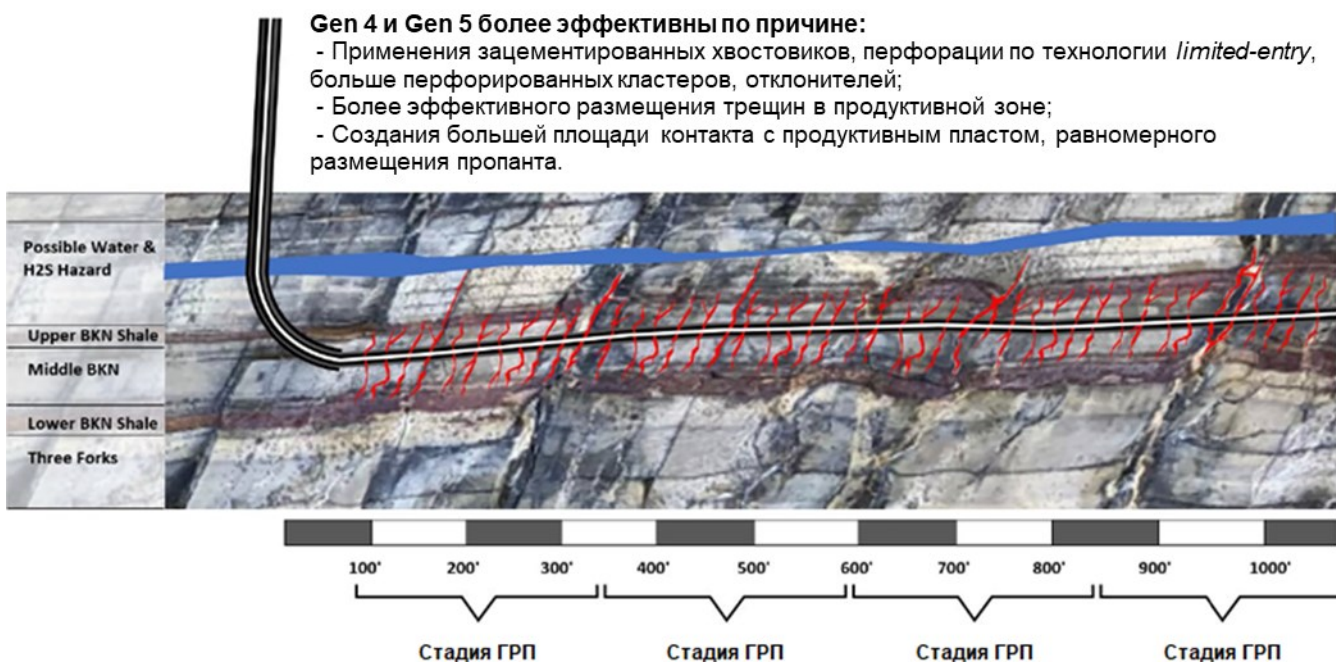


Рисунок 31 – Технологические особенности поколений Generation 4 и 5 [20]

На этапах реализации технологий Generation 4 и 5 (рисунок 31), применяемые типы заканчивания и дизайны ГРП стали более эффективными по причинам:

- Применения зацементированных хвостовиков;
- Применение отклонителей;
- Перфорации по технологии limited-entry с большим количеством перфорированных кластеров (рисунок 31);
- Размещения трещин в продуктивной зоне более эффективно;
- Создания большей площади контакта сети трещин с пластом;
- Равномерное размещение пропанта в больших объемах.

Сводная информация по технологическим изменениям поколений Generation 1 – 5 представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Обобщённая информация по поколениям Gen 1 – 5 [20, 35]

Параметр	GEN 1	GEN 2	GEN 3	GEN 4	GEN 5
КОМПОНОВКА	Муфты	Перфорация/ Муфты гибрид	Перфорация/ Муфты гибрид	Перфорация	Перфорация
ИЗОЛЯЦИЯ СТАДИЙ	Набухающие пакера	Набухающие пакера	Набухающие пакера	Цементирование	Цементирование
КОЛ-ВО СТАДИЙ	27	33	41	41	60
РАССТ.МЕЖДУ СТАДИЯМИ, м	120	90	75	60-90	60-80
РАССТ. МЕЖДУ КЛАСТЕРАМИ, м	120	45	12,5	12,5	10-11
МАССА ПРОПАНТА, кг / м удельно на Lgc	до 500 (Σ1,0-1,5 тыс.т для ~3км)	500-900 (Σ1,5-2,5 тыс.т для ~3км)	1100 (Σ3,0-3,5 тыс.т для ~3км)	1200 (Σ3,7 тыс.т для ~3км)	1300 (Σ6 тыс.т для ~4,5км)
РАЗМЕРА ПРОПАНТА	100М, 30/50, 20/40	100М, 30/50, 20/40	100М, 30/50, 20/40	100М, 30/50, 20/40	100М, 30/50, 20/40
ТИП ПРОПАНТА	50/50 белый песок, керамический пропант	80/20 белый песок, керамический пропант	100% белый песок	100% белый песок	100% белый песок
ОБЪЕМЫ ЖИДКОСТИ, м3 / м удельно на Lgc	2-3 (до 10 тыс.м3 для ~3км)	5-6 (15 тыс.м3 для ~3км)	8 (до 30 тыс.м3 для ~3км)	9 (30-35 тыс.м3 для ~3км)	10 (50+ тыс.м3 для ~4,5км)
ТИП ЖИДКОСТИ	SlickWater/ Xlink (сш.гель)	SlickWater/ Xlink (сш.гель)	Высоковязкий понизитель трения (HVFR)	Высоковязкий понизитель трения (HVFR)	Высоковязкий понизитель трения (HVFR)
СР.КОНЦЕНТРАЦИЯ ПРОП., кг/м3	170	160	140	130	120
СКОРОСТЬ ЗАКАЧКИ, м3/мин	6	6	6-7	8	10+
ТЕХНОЛОГИЯ ОТКЛОНЕНИЯ	Нет	Нет	PLA гранулированный	PLA гранулированный	PLA гранулированный
ТЕХНОЛОГИЯ LIMITED ENTRY	Нет	Нет	Нет	Нет	Да

■ - ключевые изменения

В целом, стоит отметить, что большинство компаний, занимающихся сланцевой нефтедобычей, в последние годы существенно поменяли подходы к ГРП, прежде всего, с одной стороны, в части повышения агрессивности дизайнов (таблица 7), с другой, в части оптимизации стоимости и использования более дешевых компонентов.

Что касается вскрытия пластов, в 2018-2019 гг. наблюдается тенденция изменения количества перфорационных отверстий для выполнения ГРП с технологией limited entry. Данная тенденция привела также к тому, что операторы по добыче сланцевых углеводородов имеют успешный опыт реализации ГРП через перфорационные отверстия различной плотности, выполненных на кластер [22]. При этом расстояние между перфорационными кластерами может достигать от 3 до 9 м, а количество кластеров в одной стадии от 5 до 10.

Таблица 7. Подходы компаний к ГРП в ГС в 2019г и начале 2020г по ряду сланцевых объектов [22]

Оператор	Формация	Стадий ГРП на скважину	Объем пропанта на 1 скважину	
			млн. фунтов	тыс. тонн
Slawson	midBakken BigBend	70 стадий	13	5,9
MRO	ThreeForks RBay	45 стадий	7	3,2
EOG	midBakken CCreek	60 стадий	19 (песок 100 меш)	9
EOG	midBakken Parshall	45 стадий	9,5	4,3
Hess	midBakken Manitou	60 стадий	8 (крупный/средний белый)	4
Bruin	ThreeForks ASanish	55 стадий	14	6,4
Bruin	midBakken MGButtes	50-55 стадий	15	6,8
NinePointEnergy	midBakken Squires	60 стадий	10	4,5
CLR	ThreeForks ETree	80 стадий	16-20	7,3-9,1
CLR	midBakken Ravin	62 стадии	10-17	4,5-7,7
CLR	midBakken разные уч	51-68 стадий	6-16	2,7-7,3
Oasis	ThreeForks разные уч	40-50 стадий	4-10	1,8-4,5
BR	ThreeForks CCreek	31 стадия	10	4,5
BR	midBakken CCreek	32 стадии	9	4,1
Enerplus	ThreeForks MCreek	33 стадии	6	2,7
Enerplus	midBakken ASanish	42 стадии	10	4,5
Enerplus	TF1	43 стадии	16	7,3
Whiting	Pronghorn/TForks	45 стадий	5	2,3
LimeRockResources	mBakken Fayette	50 стадий	6	2,7



Скважины с большим количеством кластеров стали драйверами в развитии перфорационных систем для выполнения перфорации по технологии limited-entry, в которых от 1 до 6 зарядов размещается на коротком отрезке системы, создающей равнопроходные отверстия. Это позволило сократить длину перфорационных систем (на 70% короче), сократить длину лубрикатора и требования к размеру крана. На фото справа пример сравнения систем с одинаковым количеством перфорационных кластеров - стандартный и с улучшенной технологией.

Рисунок 32 - Пример оптимизации перфорационных кластеров [22]

ВЛИЯНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ И ПАРАМЕТРОВ ЗАКАНЧИВАНИЯ ГС С МГРП НА ПОКАЗАТЕЛИ ДОБЫЧИ

На основании многочисленных накопленных баз данных за более чем десятилетний период по сланцевым месторождениям США были построены корреляционные зависимости параметров заканчивания ГС с МГРП и их добычных характеристик (Рисунки 33 - 41). Также представлена общая статистика развития технологий и динамика изменения добычных характеристик скважин по основным сланцевым месторождениям в период с 2008 по 2019 годы (Рисунок 42).

На рисунке 33 представлены корреляционные зависимости различных параметров заканчивания горизонтальных скважин с МГРП относительно друг друга.

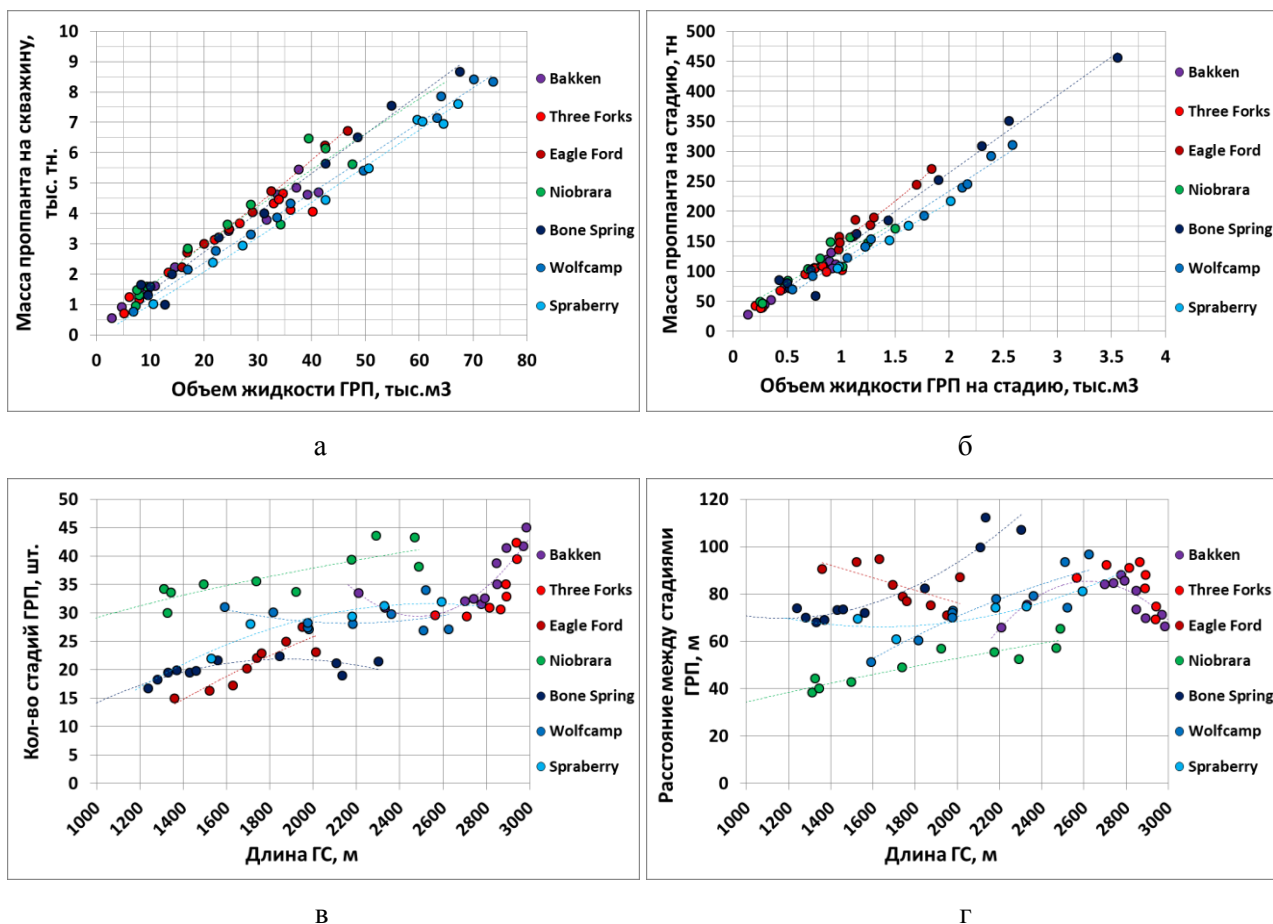


Рисунок 33 – Корреляционные зависимости различных параметров заканчивания ГС с МГРП

Отмечается линейная корреляционная зависимость между массой пропанга и объемом жидкости ГРП (Рисунок 33 а), в т.ч. приведенные на 1 стадию ГРП (Рисунок 33 б). При этом в среднем значение массы пропанга (тыс. тн) и объем жидкости ГРП (тыс. м3), приходящиеся на одну скважину, находятся в соотношении 1:8. Т.е. на 1 тыс. тн пропанга приходится 8 тыс. м3 жидкости ГРП.

Количество стадий ГРП и расстояние между стадиями для различных формаций с изменением длины ГС меняется по-разному (Рисунок 33 в-г). В общем случае значение расстояния между стадиями ГРП находится в диапазоне от 40 до 110 м и меняется в процессе развития технологий заканчивания по различным стратегиям.

Далее будет представлена статистическая оценка влияния технологий и параметров заканчивания ГС с МГРП на добычные характеристики скважин сланцевых формаций, в частности на среднесуточный дебит и накопленную добычу нефти по скважинам.

Необходимо отметить, что в различных источниках и базах данных приводятся значения среднесуточного дебита скважины за определенный месяц работы:

- Дебит в 1-ый календарный месяц (или First Production (FP) rate) – среднесуточный дебит скважины в первый календарный месяц работы (или FP date) (Рисунок 34 а).

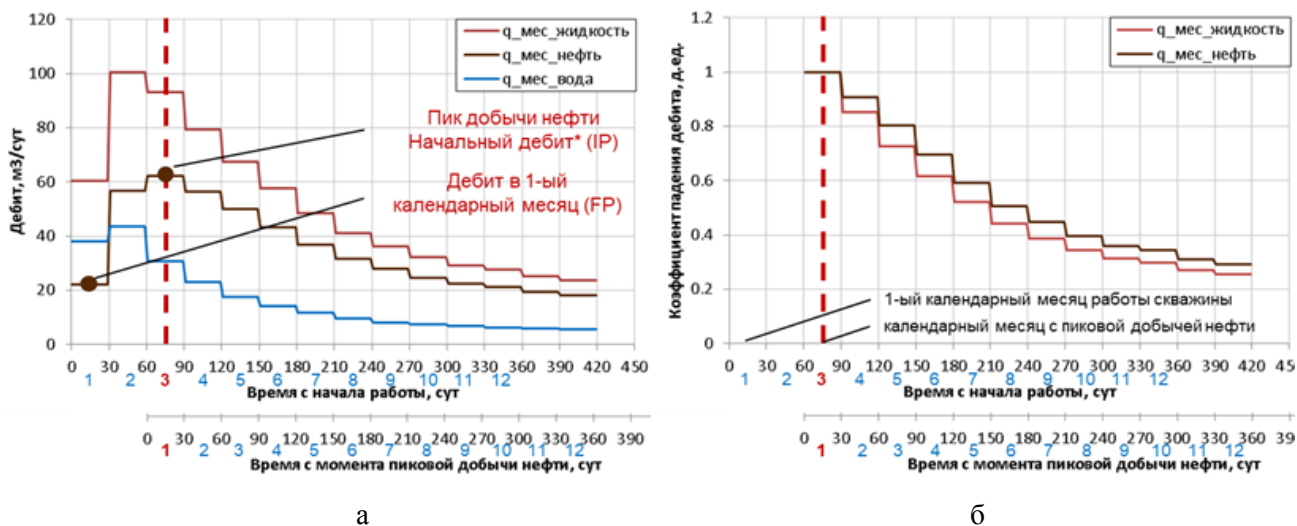


Рисунок 34 – Дебит в 1-ый календарный месяц работы (FP) и начальный дебит (IP) (а) и коэффициенты падения дебита нефти скважин tight/shale коллекторов (б)

- В общем случае значение FP rate некорректно (по причине использования общего принципа расчета среднесуточного дебита для всех календарных месяцев – деления накопленной добычи за месяц на 30 (дней)).
- «Начальный дебит» (или Initial Production (IP) rate) – среднесуточный дебит скважины в календарный месяц работы, на который приходится «пик добычи нефти» (или IP date) (Рисунок 34 б).
- Динамика изменения значений месяца пиковой добычи нефти по годам для различных формаций представлена на рисунке 35. Изменение значения IP date коррелирует с увеличением объема жидкости ГРП на скважину (Рисунок 3). Расчет коэффициента падения дебита скважин формаций США проводится путем приведения дебитов к IP rate.

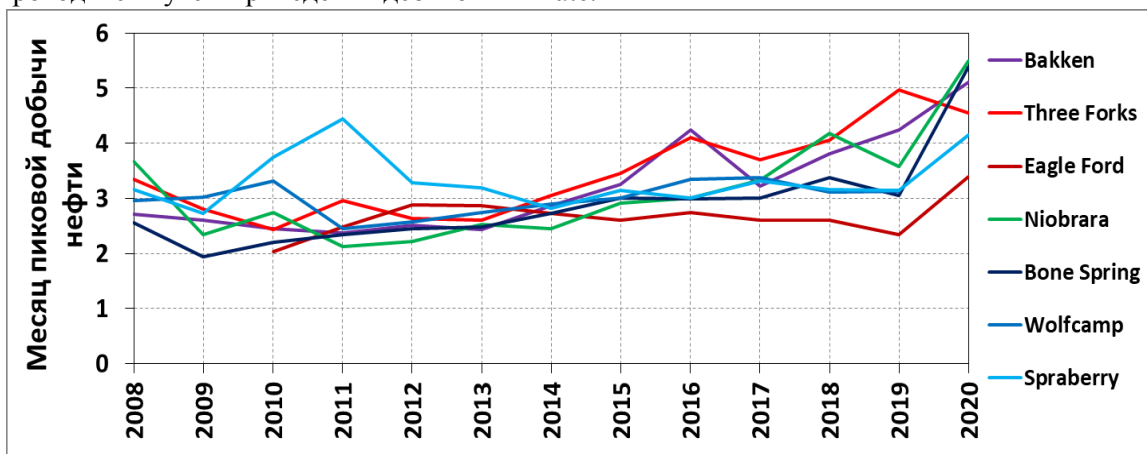


Рисунок 35 – Динамика изменения значений месяца пиковой добычи нефти для различных формаций

Стоит отметить, что сравнение добычных характеристик скважин низкопроницаемых коллекторов и нефтематеринских пород российских месторождений, в частности значений начального дебита и коэффициентов падения дебита необходимо проводить в аналогичном срезе. Для этого построены корреляционные зависимости средних значений месяца пиковой добычи нефти формаций США и количества стадий ГРП (Рисунок 36 а), а также гистограмма средневзвешенных значений (на количество скважин) месяца пиковой добычи нефти с 2008 по 2020 годы (Рисунок 36 б).

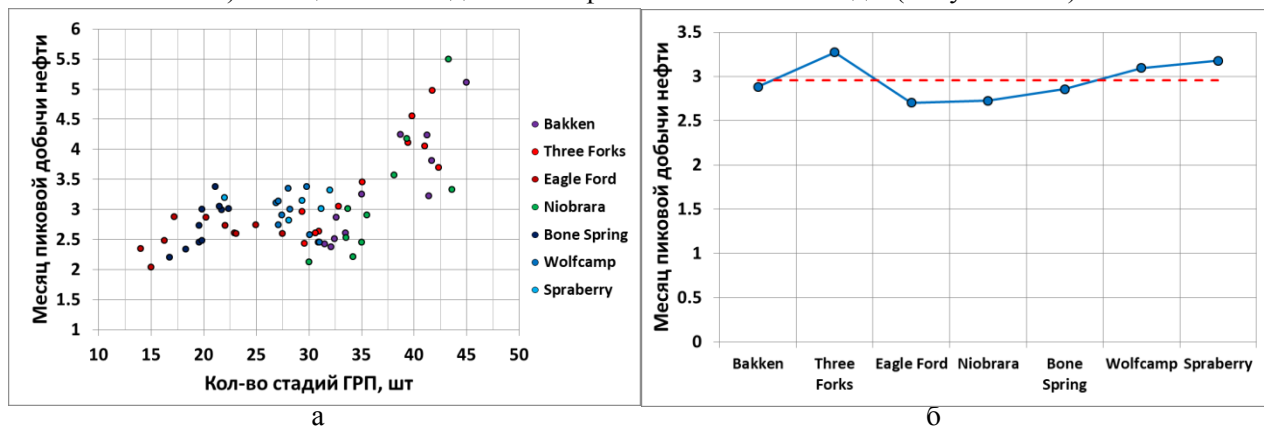


Рисунок 36 – Корреляционные зависимости месяца с пиковой добычей нефти и количества стадий ГРП (а) и гистограмма среднего значения месяца пиковой добычи нефти по формациям (б)

На рисунке 37 представлены показательные графики изменения средних значений среднесуточного дебита и обводненности скважин формации Niobrara с 2010 по 2020 год. Отмечается:

- пик значений среднесуточного дебита воды приходится на 2-ой месяц работы скважин по причине того, что добыча за первый месяц поделена на значение 30.4 (вне зависимости от истинного значения среднего времени работы скважин в первый календарный месяц);
- пик значения среднесуточного дебита нефти «смещается вправо»;
- значение обводненности за 4 месяца снижается от 0,5-0,6 к «пластовому значению» $\sim 0,25$ д.ед.

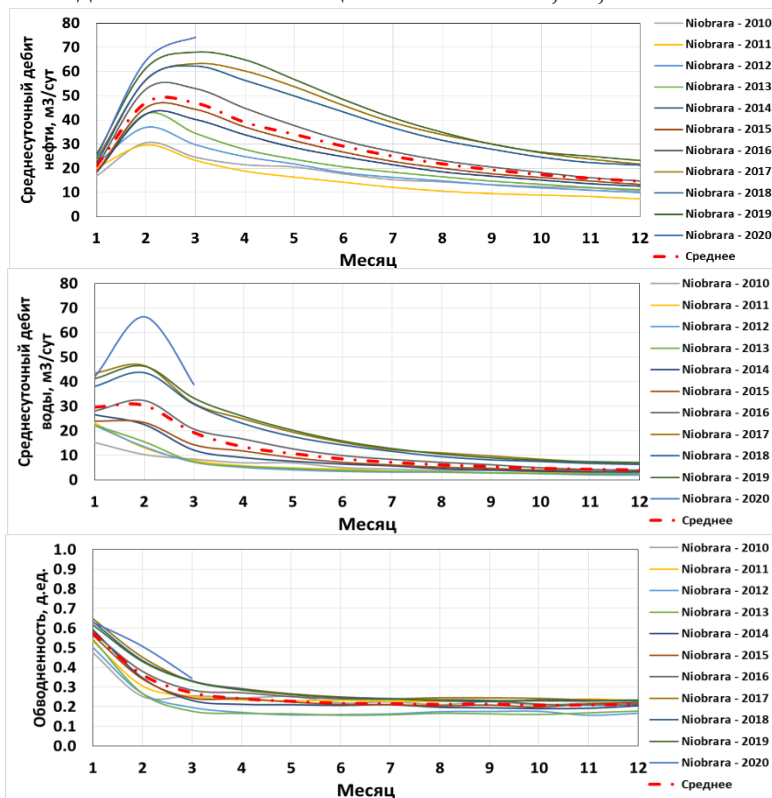


Рисунок 37 – Среднесуточный дебит и обводненности скважин формации Niobrara по годам

На рисунке 38 представлена динамика изменения значений начального дебита и накопленной добычи нефти за 1-ый год работы средней ГС с МГРП по годам для различных формаций.

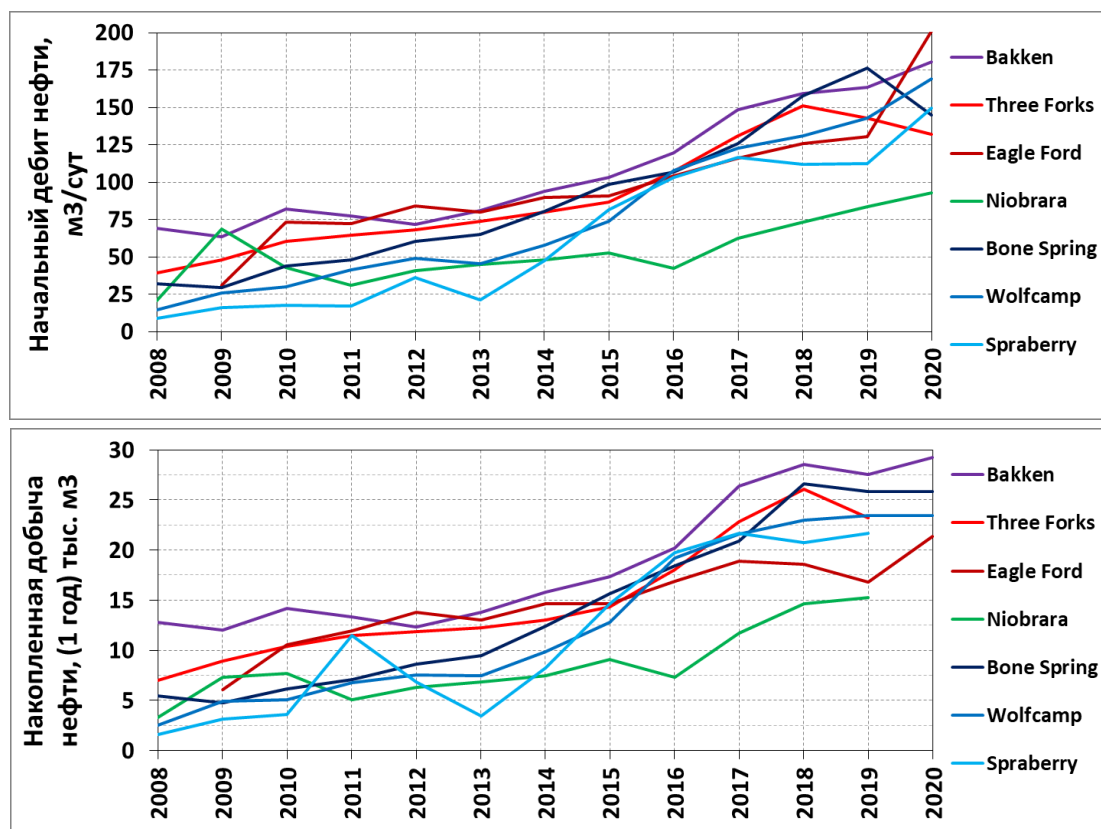


Рисунок 38 – Динамика изменения начального дебита и накопленной добычи нефти за 1-ый год работы ГС с МГРП по годам для различных формаций

Динамика изменения параметров заканчивания скважин с ГРП по годам (Рисунок 3) и, в частности, увеличение технологической сложности (увеличение $L_{гс}$, N_{frac}), положительно сказались на добычных характеристиках скважин формаций США. Начальный дебит нефти скважин возрос с 2008 по 2020 год в среднем в 5 раз (с 30 м³/сут до 150 м³/сут), а накопленная добыча нефти за 1-ый год работы скважин с 5 тыс. м³ до 25 тыс. м³.

Отмечается линейная корреляционная зависимость между накопленной добычей нефти за первый год эксплуатации скважины с начальным дебитом нефти (Рисунок 39 а), в т.ч. приведенные на 1 стадию ГРП (Рисунок 39 б). В среднем начальный дебит скважины (в м³/сут) соотносится с накопленной добычей нефти за первый год эксплуатации скважины (в тыс.м³) с переводным понижающим коэффициентом = 5-6. Т.е. если начальный дебит нефти составляет 50 м³/сут, то разделив на переводной коэффициент, получим, что накопленная добыча нефти за первый год эксплуатации составит 8-10 тыс.м³ нефти.

Также имеется определенная зависимость ожидаемых запасов на скважину (в тыс.м³) от начального дебита нефти (в м³/сут) с переводным коэффициентом 0,5. Т.е. если начальный дебит нефти составляет 50 м³/сут, то извлекаемые запасы на скважину потенциально могут достичь порядка 25 тыс.м³ нефти (из которых в первые 5-7 лет эксплуатации отбирается ~70-80%).

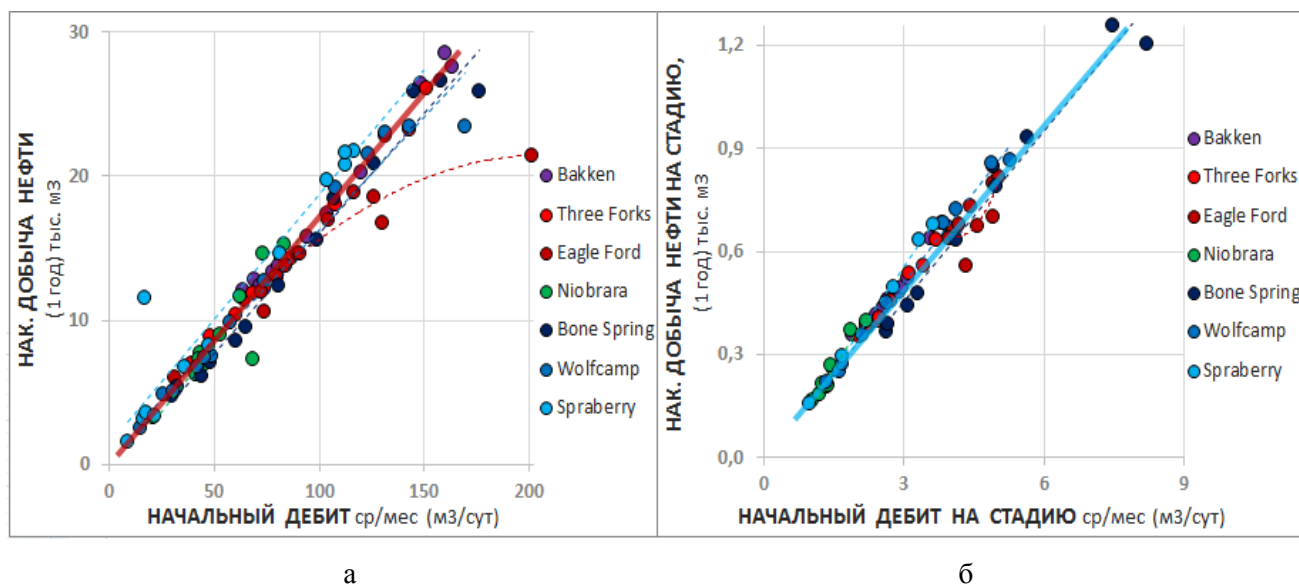


Рисунок 39 – Корреляционные зависимости удельных на 1 скважину накопленной добычи нефти за 1-ый год и начального дебита (а) и удельных на 1 стадию ГРП (б)

Несмотря на различие геологических свойств, прослеживаются определенные закономерности влияния технологических показателей ГРП на добычные характеристики скважин (при этом явно выделяются 2 группы формаций со своими корреляционными зависимостями).

Ниже представлен анализ корреляционных зависимостей добычных характеристик ГС с МГРП от массы пропанта и объема жидкости ГРП, который может быть полезен для экспресс-оценки прогнозных показателей (рисунок 40):

- Начальный дебит (м³/сут) соотносится с массой закачанного при ГРП пропанта (тыс.тн) с переводным коэффициентом ~15-17 и 22-25 соответственно для двух выделяющихся групп формаций. Так, например, если масса пропанта составила 3 тыс. тн, то начальный дебит нефти может составить ~ 45 и 90 м³/сут соответственно.

- Накопленная добыча за первый год эксплуатации (тыс.м³) соотносится с массой закачанного при ГРП пропанта (тыс.тн) с переводным коэффициентом ~3 и 4-5 соответственно для двух выделяющихся групп формаций. Так, например, если масса пропанта при ГРП составила 3 тыс.тн, то накопленная добыча в первый год может составить ~ 9 и 12-15 тыс.м³ соответственно.

- Начальный дебит (м³/сут) соотносится с объемом закачанной в скважину жидкости ГРП (тыс.м³) с переводным коэффициентом 2 - 4. Так, например, если при ГРП объем жидкости составил 25 тыс.м³, то начальный дебит скважины в первый месяц может составить ~ 50 и 100 м³/сут нефти для соответствующих групп формаций.

- При этом накопленная добыча за первый год эксплуатации (тыс.м³) соотносится с объемом закачанной в скважину жидкости ГРП (тыс.м³) с переводным понижающим коэффициентом 1,5-1,8 и 3,0 для двух групп. Так, например, если при ГРП объем жидкости составил 25 тыс.м³, то разделив на переводной коэффициент, получим, что накопленная добыча в первый год эксплуатации может составить ~ 15 и 8 тыс.м³ для двух групп формаций.

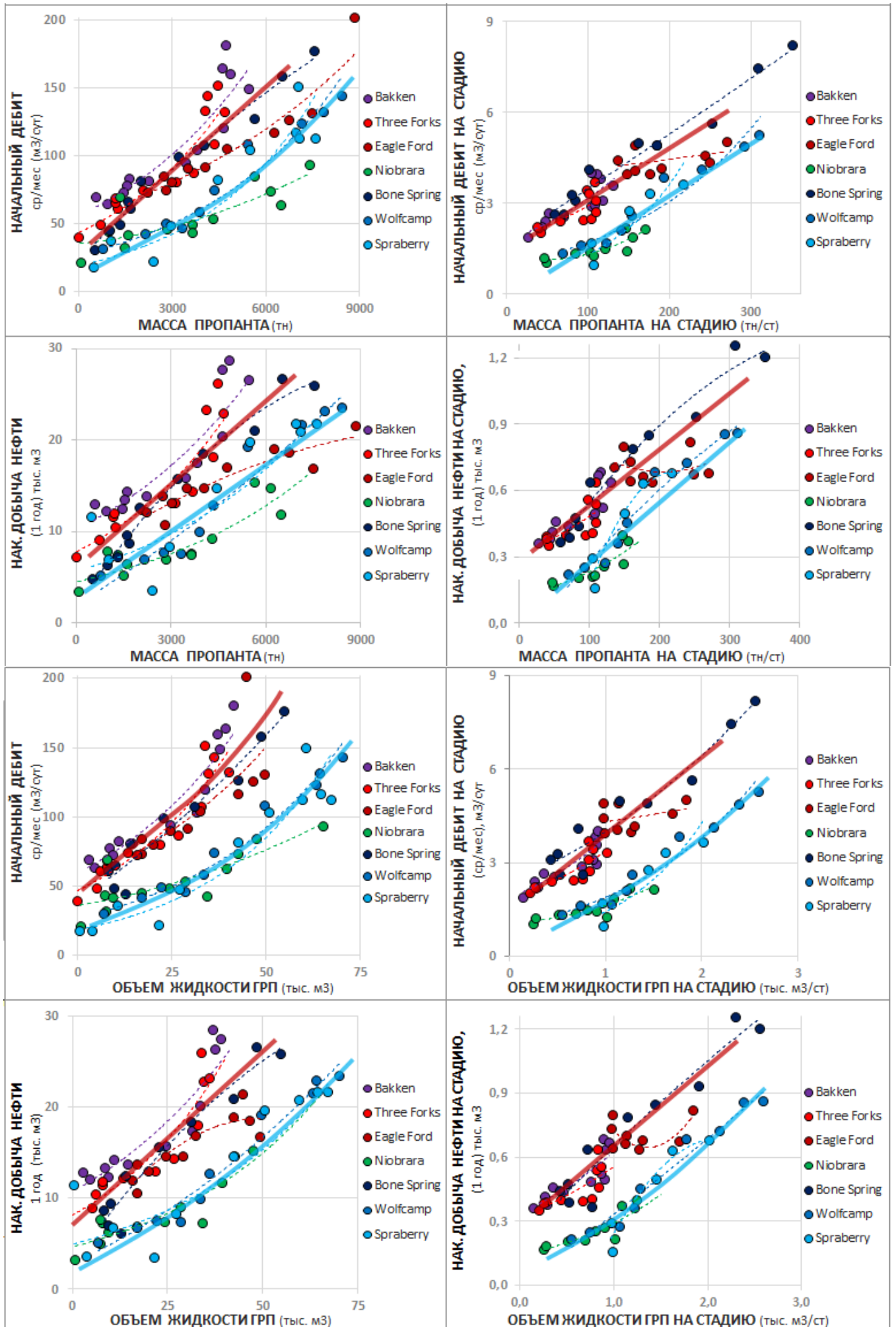


Рисунок 40 – Зависимости добычных характеристик от массы пропанта и объема жидкости ГРП

Зависимости добычи от показателей пропанта и жидкости ГРП некорректно разрывать и рекомендуется рассматривать в комплексе, т.к. объемы жидкости и пропанта взаимоувязаны друг с другом.

Для более точной оценки необходимо использовать трендовые зависимости и корреляции, полученные явным образом с графиков рисунка 40.

Также наблюдается зависимость ожидаемых извлекаемых запасов от объемов закачанной в скважину жидкости ГРП с переводным коэффициентом 1 - 2. Т.е. если при ГРП объем жидкости составил 25 тыс.м³, то извлекаемые запасы на скважину потенциально могут составить порядка 25 - 50 тыс.м³ нефти.

Данные коэффициенты являются условными и средними. Параметры скважин могут зависеть от комплекса различных факторов и изменяться от средних величин в широком диапазоне. Поэтому представленные коэффициенты могут восприниматься лишь как экспресс-оценка, при этом не стоит забывать, что они были получены для геологических особенностей северо-американских сланцевых формаций.

На рисунке 41 дополнительно представлены частные корреляционные зависимости по трем крупным сланцевым формациям США.

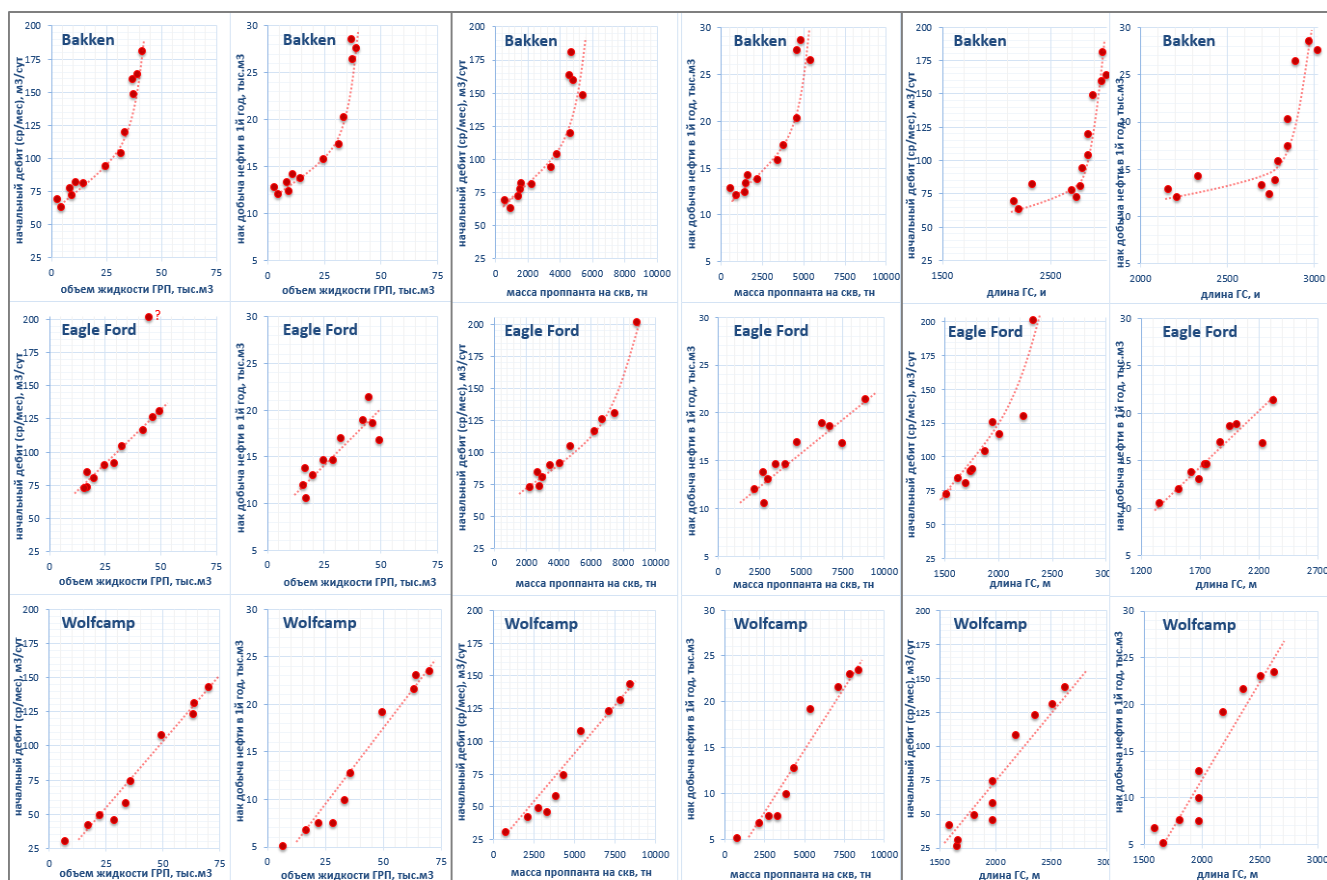


Рисунок 41 – Частные корреляционные зависимости по трем крупным сланцевым формациям США

На рисунке 42 отдельно представлена динамика эволюционных изменений технологических параметров скважин и ГРП по сланцевым формациям США, а также динамика добычных характеристик скважин.

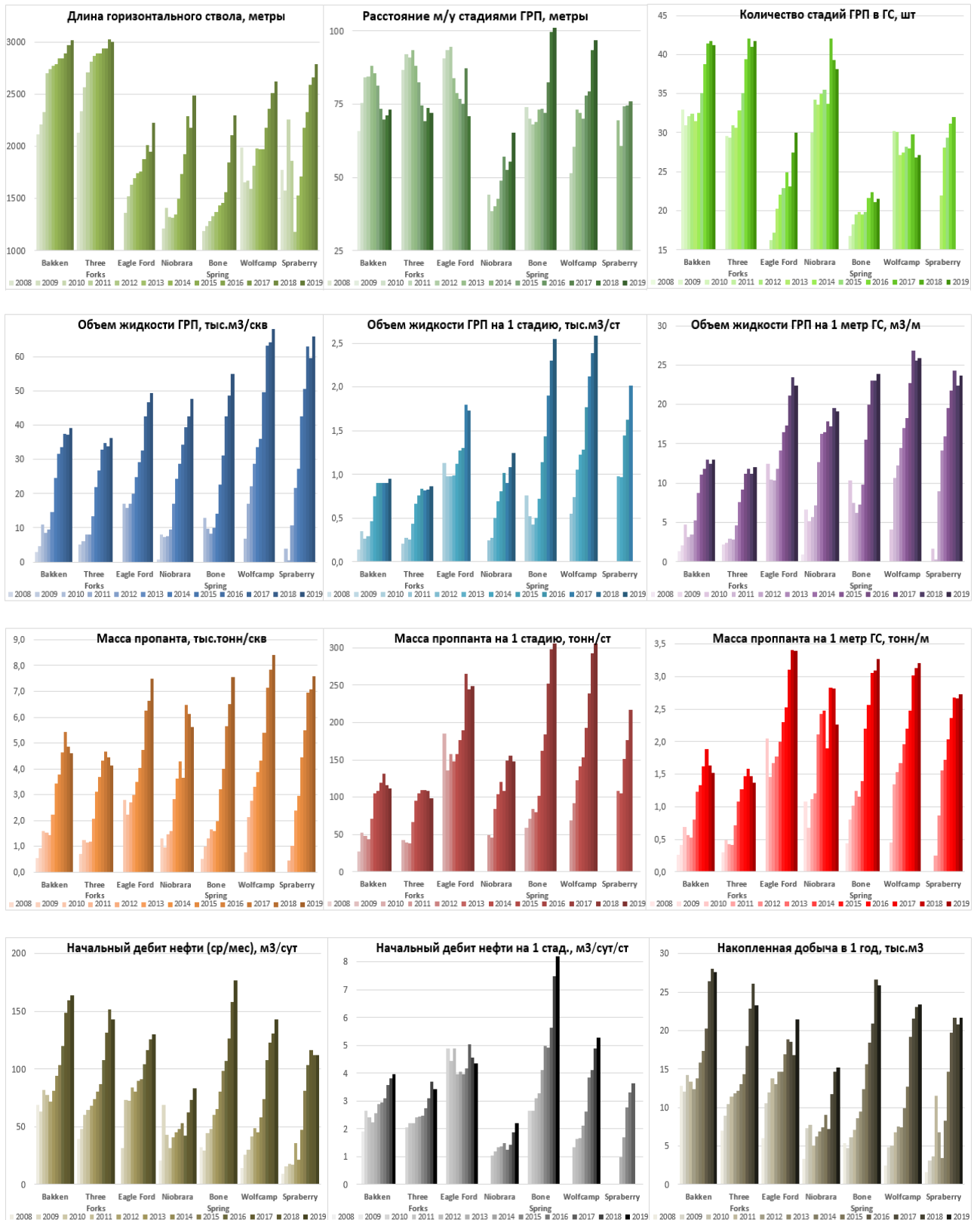


Рисунок 42 – Динамика эволюционных изменений технологических параметров скважин и ГРП и добычных характеристик скважин по сланцевым формациям США

ПОДХОДЫ К ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТ

Несмотря на то, что способы и технологии разработки нетрадиционных сланцевых коллекторов в США с применением горизонтальных скважин продолжают развиваться, на сегодняшний момент многие ключевые вопросы остаются без ответа. Это, например, оптимальное расстояние между стволами скважин, влияние интерференции основных и уплотняющих скважин, «правильное» определение размеров и объемов пропанта, объемов жидкости, оптимальной длины скважины, стадийности ГРП и стратегии по перфорации [23].

В целом при планировании работ на сланцах компании могут принимать оптимизационные решения из порядка 40 ключевых вопросов, представленных в таблице 8 [24].

Таблица 8. Задачи, требующие оптимизации, при планировании работ на сланцах [24]

Переменные для оптимизации	Наблюдения	
Геология	<ul style="list-style-type: none"> - Глубина размещения ствола ГС - Лучшие участки (Sweet Spots) - Геологические особенности 	<p>Автоматическая геонавигация помогает найти лучшие зоны позиционирования ствола ГС в реальном времени</p> <p>Постоянное улучшение бассейнового моделирования; ежегодное выделение новых наилучших зон sweet spots</p> <p>Например, расширенные геомодели участков при размещении скважин вокруг естественных трещин и барьеров</p>
Кустовые площадки	<ul style="list-style-type: none"> - Расстояние между скважинами - Дизайн куста - Ориентация стволов к стрессу - Zipper ГРП - Порядок заканчивания скважин 	<p>Комплексное использование данных для максимального охвата по площади стимулированным объемом</p> <p>Например, две длинные скважины могут добыть больше нефти, чем три небольшие, с лучшей экономикой</p> <p>Направление трещин можно соориентировать позиционированием стволов относительно SH-Max</p> <p>Zipper-ГРП, "cube"-дизайн (одновременное бурение и заканчивание соседних ГС для минимизации влияния друг на друга) или предварительные нагрузки позволяют повысить продуктивность трещин и скважин</p> <p>Основываясь на данных детальной модели, выделяют приоритетность размещения скважин на кусту</p>
Стадии	<ul style="list-style-type: none"> - Plug&Perf или Муфты/Шары? - Размещение стадий - Последовательность стадий - Расстояние между стадиями - Изоляция стадий - Пятки 	<p>Повсеместное использование Plug&Perf, но некоторые видят потенциал в точечных ГРП (Муфты/Шары)</p> <p>Лучше, когда группированы по геологическим фациям (например, по коэффициенту Пуассона)</p> <p>В среднем 50 стадий на скважину; возможно увеличение на 30% при размещении каждой стадии согласно имеющимся данным по породе</p> <p>В среднем 60м (200ft). Больше стадий позволяет получить большую точность попадания в продуктивные зоны</p> <p>Наблюдение для избегания утечек препятствующих выполнению стадии ГРП - продуктивность увеличивается на 50%</p> <p>Специальные дизайны и решения, чтобы избежать пропуска возможных продуктивных зон</p>
Перфорация	<ul style="list-style-type: none"> - Глубина перфорации - Геометрия размещения - Количество кластеров на стадии - Расстояние между кластерами - Течение на единицу кластера - Распределенное зондирование 	<p>Технология limited entry вовлекает больше ресурсов, чем длинные трещины</p> <p>Геометрически размещенные кластера лучше, чем переменные кластера</p> <p>В среднем 8 перфораций на стадию, некоторые используют более 15-ти. DAS (распределенное акустическое зондирование) помогает оптимизировать количество кластеров</p> <p>Некоторые исследования показывают +50% эффективности от двойного уплотнения расстояния, другие нет.</p> <p>Кластера со стороны пятки до сих пор вероятно имеют непропорциональный поток</p> <p>Наблюдение за кластерами в реальном времени со 100 кратным лучшим "сигнал / шум - отношением"</p>
Жидкости ГРП	<ul style="list-style-type: none"> - Скорость закачки - Вязкость жидкости - Кислотность - ПАВы - Соленость - Стабилизаторы глин - Взаимодействие с породой - Другие добавки 	<p>В среднем 18 м³/м при 0,2 м³/м/мин. Удвоение может удвоить продуктивность и накопленный отбор нефти</p> <p>Низковязкие, с понизителем трения жидкости превосходят по продуктивности гелевые / гибридные</p> <p>Комплекс: разрыхляет породу, изменяет смачиваемость, но также изменяет химический состав глин</p> <p>+15-30% увеличение накопленной добычи от применения эмульсифицированных ПАВ</p> <p>Достигается увеличение на 5-10% (продуктивности) при нагнетании жидкости низкой солености</p> <p>На 70% увеличение - при избегании закачки материалов, пагубно влияющих на химический состав глин</p> <p>На 20% увеличение - при подборе жидкостей к минеральному составу пород</p> <p>На 30-50% увеличение - от добавок наномасштаба путем ионного обмена</p>
Пропант	<ul style="list-style-type: none"> - Концентрация - Размер - Прочность - Вариации - Конец стадии 	<p>В среднем 1750 lbs/ft (2,7 т/м). Каждая дополнительная 1000T увеличивает типовую кривую на 15-20%</p> <p>Низкая стоимость пропанта 100 меш оправдывается его низкой прочностью на раздавливание</p> <p>Керамический и обрешиненный пропанты часто экономически неэффективны</p> <p>Мониторинг в реальном времени позволяет избежать СТОПы или избежать создание кластеров в нежелательных интервалах</p> <p>Сохранение больших трещины с применением более прочного и сферичного пропанта</p>
Отклонители	<ul style="list-style-type: none"> - Введение отклонителей - Ближняя / дальняя зона пласта - Типы отклонителей 	<p>Удвоение отклонителя блокирующее перф отверстие (POD) снижает полудлину на 15%; может быть увеличена конечная нефтедача на 30%</p> <p>От размера самого отклонителя зависит расстояние на которое он продвигается внутрь пласта</p> <p>Отклонители блокирующие перф отверстия (POD) превосходят способ применения песчаных стадий при ГРП; распад полимера изменчив</p>
Добыча	<ul style="list-style-type: none"> - Запускной дебит - Мониторинг работы насоса - Оптимизация насоса - Повторный ГРП - Увеличение добычи 	<p>Увеличение дебита на 15-30% от размещения большего количества пропанта в пласте</p> <p>Увеличение добычи на 5% при диагностировании перебоев в работе насоса в реальном времени</p> <p>Достигается увеличение добычи на 5% посредством машинного обучения работы насосов</p> <p>Увеличение добычи на 30-50% при лучшем позиционировании повторного ГРП в пропущенных зонах</p> <p>Увеличение добычи и конечной нефтеотдачи в 1,5-2 раза посредством huff'n'puff</p>

МИКРОСЕЙСМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ ГРП

Применение широкого перечня исследований в процессе бурения, ГРП, эксплуатации позволяет уточнить параметры пласта или развившихся трещин, чтобы впоследствии учесть эту информацию для оптимизации дизайна и повышения эффективности работ. Так, для оценки геометрии трещины ГРП возможно применение микросейсмического мониторинга. Информация о форме, размерах и направлении развития трещин гидроразрыва имеет большое значение для оптимизации технологий добычи углеводородов, в частности добычи углеводородов из сланцевых формаций. При проведении микросейсмического мониторинга в настоящее время используются как скважинные, так и поверхностные системы наблюдений.

На рисунке 43 представлен пример образования стимулированного объема после многостадийного ГРП в бассейне Horn River. Компания ESG Solutions выполнила микросейсмический мониторинг в реальном времени в течение 43 дней на 8 горизонтальных скважинах. Бассейн Horn River расположен на северо-западе Канады, продуктивный пласт содержится в девонских отложениях. Глубина продуктивных формаций - 2500-3000м, эффективная толщина ~150 м. Сланцевые отложения этих формаций содержат большое количество кварца/кремнезема, что делает его более успешным для проведения ГРП, чем, например Barnett Shale. При этом температура на некоторых участках может достигать 140 °С.

Целью проведенного микросейсмического анализа 143 ГРП на 8 горизонтальных скважинах являлось выявление, как пласт принимает жидкость ГРП, в особенности какова получаемая асимметрия каждой из трещин, азимут распространения трещин и степень их распространения по высоте. Всего 144 057 микросейсмических события было выявлено с помощью множественных сенсоров, 40 858 из которых были использованы для микросейсмического анализа. Круглосуточный мониторинг дал картину в реальном времени по геометрии трещин и азимуту, и инженеры могли использовать эти данные для уточнения модели ГРП с целью оптимизации последующих стадий ГРП на участке проведения работ [26].

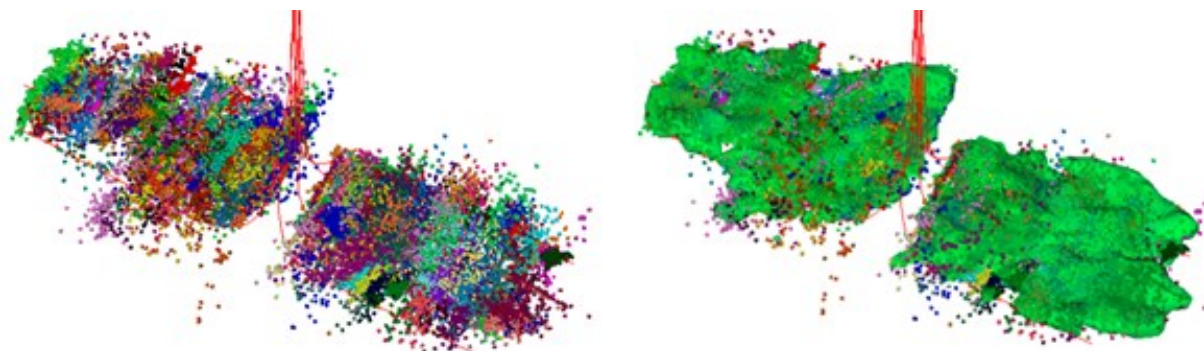


Рисунок 43 – Расположение микросейсмических событий и результаты оценки стимулированного объема после выполнения 143 стадий ГРП на 8 горизонтальных скважинах [26]

ОСНОВНЫЕ ПУТИ ОПТИМИЗАЦИИ ЗАТРАТ

В сланцевой индустрии постоянно происходит привлечение и использование лучших практик и технологий, направленных на оптимизацию затрат с целью повышения эффективности нефтедобычи. Некоторые элементы оптимизации включают в себя:

1. Применение собственных источников материалов и собственного сервиса, например:
 - песок, химия и жидкость бурения;
 - собственные проекты заканчивания;
 - источники воды, сбор и переработка.
2. Увеличение количества скважин на кусту:
 - короче и меньше сдвижки буровой вышки;
 - сокращения потребности новых дорог, инфраструктуры и рабочих помещений.
3. Применение более эффективных буровых установок (например, шагающие буровые установки) и привлечение опытного персонала.
4. Применение новых скважинных штуцеров, которыми специалисты могут управлять удаленно для оперативной регулировки потока с целью максимизации добычи, не перегружая чрезмерно коллектор добычи.
5. Применение скважинных оптических волокон, которые позволяют операторам получать данные в реальном времени и оперативно принимать решения:
 - датчики могут определить такие параметры, как глубину проникновения трещины ГРП, что позволяет лучше планировать межскважинное расстояние;
 - датчики и продвинутое ПО позволяет предсказать необходимость проведения техобслуживания оборудования, прежде чем оно выйдет из строя.
6. Применение датчиков, которые смогут заранее определить, сколько воды смешается с газом и нефтью. Более высокая скорость подачи насоса может перекачать больше воды и нефти. Но при имеющихся затратах на переработку и повторное использование воды, операторы могут решить не эксплуатировать скважины с высокой обводненностью до того момента, когда цены на сырьевые товары не станут более благоприятными, или не будет создана дополнительная инфраструктура.
7. Усовершенствованная логистика, например, применение песка из местных источников и рассмотрение вариантов доставки пропанта из ближайших мест.
8. Создание концептуальных геологических моделей продуктивных пластов с целью уточнения характеристик коллектора и улучшения разработки месторождений.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВРЕМЕНИ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП

Для повышения эффективности работ операторами уделяется значительное внимание времени производства работ по ГРП. Так в рассматриваемой компании Whiting Petroleum Corporation выполнен бенчмаркинг ГРП относительно средних показателей по Северной Дакоте [20]. Согласно данному анализу в 2018 году компания имела на 29% лучше эффективность работы флота ГРП, чем в Северной Дакоте, что обеспечилось общим временем закачки флота в месяц (348 часов). В 2019 году запланировано улучшение данного показателя еще на 5%. При этом в 2018 году компания имела на 31% лучше показатель времени цикла между стадиями ГРП по сравнению со средним по Северной Дакоте. В 2019 году компания также планирует сократить этот показатель на 10% (рисунок 44).

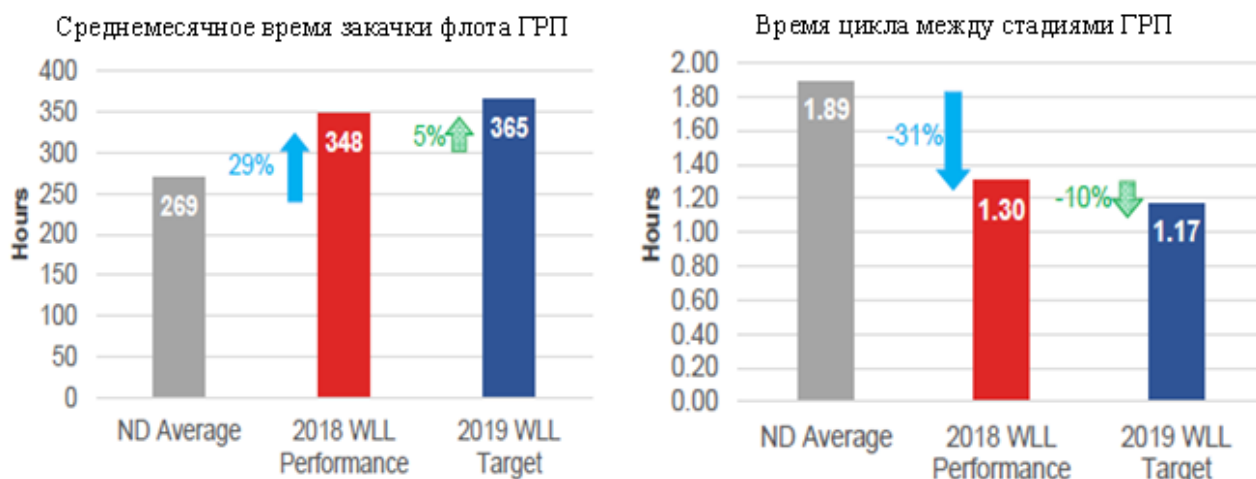


Рисунок 44 – Среднемесячное время закачки флота ГРП и время цикла между стадиями ГРП [20]

Наряду с логистическими и технологическими улучшениями, одним из ключевых аспектов для повышения эффективности времени работ по ГРП является разработка стандартного (типового) дизайна, с оптимальным объемом жидкости и требуемых материалов, которые позволяют избежать осложнений при проведении ГРП и повышения длительности работ.

В целом в отрасли, оптимизация темпа работ по МГРП привела к сокращению времени операций до ~2 часов между стадиями, при этом скорости проведения ГРП достигли 10-12 стадий в день.

Вместе с тем, длительные операции по ГРП и большое затрачиваемое время до начала освоения могут приводить к негативным последствиям, связанных с набуханием глин, а также к блокированию водой так называемых органо-пор (пор, насыщенных органическим материалом зрелых углеводородов). Потенциально длительные работы могут привести к снижению продуктивности и накопленной добычи на скважину.

ОПТИМИЗАЦИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОДЫ ПРИ ГРП

Использование значительных объемов воды при проведении ГРП, особенно с применением технологии Slickwater, побуждает компании задумываться на оптимизации процесса и удешевлении затрат.

По данным Техасского совета по развитию водных ресурсов, на добычу нефти и газа в целом приходится менее 1 процента водопотребления Техаса. Но в районах Техаса, где пресной воды недостаточно, ГРП может стать поводом для беспокойства, т.к. для операции ГРП требуется порядка 40 – 60 тыс. м³ воды. Таким образом, у операторов и сервисных компаний возник вопрос: «Нет ли способа переработать и повторно использовать воду для ГРП?»

Для переработки и последующего использования воды при проведении работ по ГРП необходимо выполнить решение целого ряда задач: по логистике, по сбору воды и ее очистке. Очистка может осуществляться с помощью мобильных установок на устье скважины, но это целесообразно в том случае, если оператор владеет несколькими объектами на одной и той же территории и может использовать переработанную воду для операции ГРП на следующей скважине. Некоторые компании разработали постоянные очистные сооружения и сеть водопроводов на месторождениях. Но эти решения оказались крайне затратными.

Множество компаний в США разрабатывают способы повторного использования воды для целей ГРП. Так, например, компания Apache Corporation разработала способ сокращения своих потребностей в водных ресурсах в формации Wolfcamp Shale в Западном Техасе. Для ГРП на каждой скважине требуется более 50 000 м³ воды и чтобы избежать использование больших объемов дефицитной пресной воды, Apache обрабатывает и повторно использует воду, полученную в ходе эксплуатации ранее введенных скважин после ГРП. А также дополняет ее солоноватой водой, добытой из местного водоносного горизонта, непригодной для потребления человеком или использования в сельском хозяйстве.

Солоноватая вода хранится в специальных больших бассейнах, способных вмещать объем 60 000 м³ (рисунок 45). Воду, добытую из скважин, система трубопроводов направляет в емкости, где вода очищается от железа и примесей. Далее оба типа воды перекачиваются для использования при ГРП. Таким



Рисунок 45 – Полигон по переработке и подготовке воды ГРП в компании Apache Corporation [14]

образом, для работы в этом регионе Apache не нужно доставлять пресную воду и далее платить за ее утилизацию (рисунок 46).

В 2014 году Apache таким образом обработал и переработал более 1,5 млн. м³ воды. Это позволило сократить объемы транспортных перевозок компанией более чем на 80 тыс. поездок.

В случае невозможности переработки жидкости ГРП, самым простым решением является утилизация воды в нагнетательные / водопоглощающие скважины. Однако, в этой связи существует риски невозможности закачки жидкости в большом объеме в скважины по причине их насыщения, а также по причине общей дороговизны создания инфраструктуры, требующей строительство насосных станций и большой сети трубопроводов.

<p>1.С помощью автоцистерн или по трубопроводу добытая вода из предыдущих скважин транспортируется в емкость, или солоноватая вода, добытая локально, перекачивается в емкость.</p>	<p>2.Добытая вода из предыдущих скважин с ГРП обрабатывается в специальных емкостях и смешивается с солоноватой водой для использования на соседних скважинах.</p>	<p>3.Насосы высокого давления закачивают в скважину смесь песка, воды и химикатов.</p> <p>4.Природный газ, который образовался при ГРП, направляется на рынок по трубопроводу.</p>	<p>4.Процесс повторяется на других скважинах в регионе работ.</p>
---	--	--	---

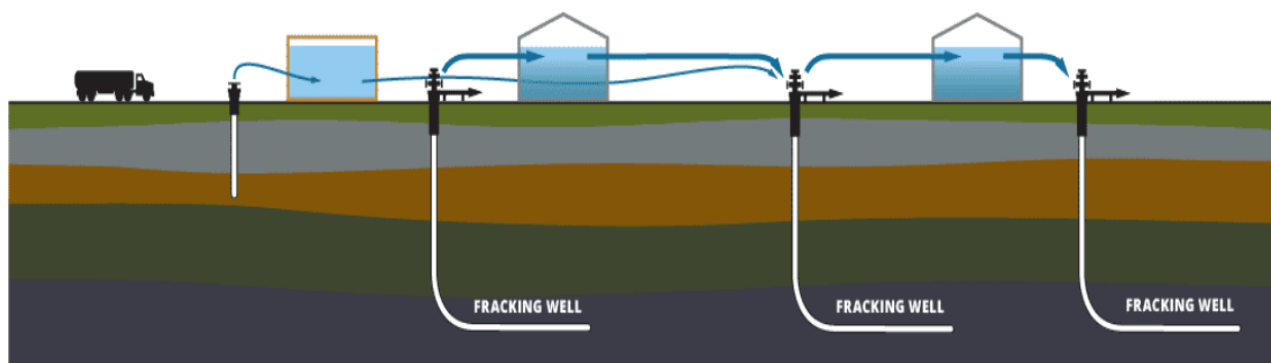


Рисунок 46 – Схема повторного использования воды для гидроразрыва [14]

Рисунок 47 иллюстрирует среднемесячный объем воды, сбрасываемой в нагнетательные скважины, для нескольких округов в Пермском бассейне. Диапазон использования от 60% до 80% считается высоким, а все, что выше, считается полным использованием, что означает, что скважины в этом округе не могут принимать дополнительную воду для сброса.

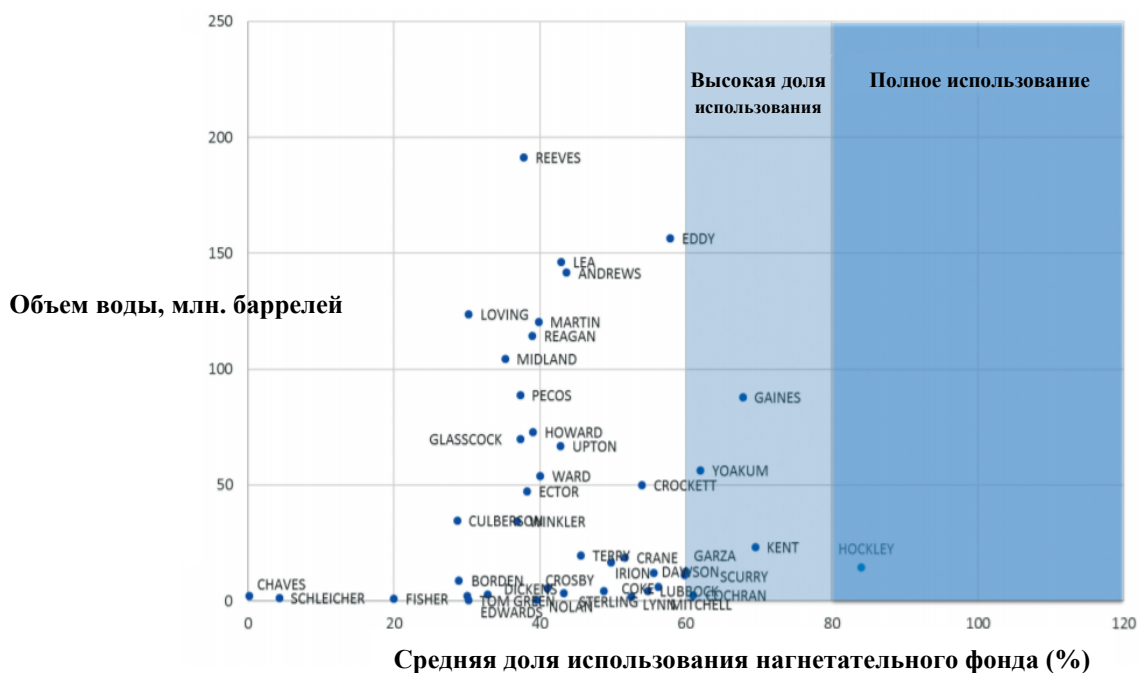


Рисунок 47 – Сравнение среднемесячных объемов воды, сбрасываемых в нагнетательные скважины, для каждого округа Пермского бассейна [15]

В этом случае некоторым компаниям в США приходится обращаться к альтернативным методам борьбы с отработанной воды. Одним из них может являться выпаривание воды (рисунок 48). Так, компания Gradiant Energy Services (GES) сообщила, что в декабре 2019 года успешно завершила пилотный проект по технологии очистки и рециркуляции добываемой воды для нефтяного оператора в Пермском бассейне. GES заявила, что успешно применила свою запатентованную технологию для испарения 160 м^3 в день пластовой воды в Пермском бассейне в течение 25-дневного периода. Установка для испарительной утилизации работала на попутном газе, поступающем из скважин, который в противном случае был бы сожжен.



Рисунок 48 – Установка по испарению воды [16]

ОПТИМИЗАЦИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПЕСКА

Бум добычи сланцевых углеводородов напрямую зависит от добычи и поставок миллионов тонн песка и закачки его обратно в землю. По оценкам, 2018 году в США было задействовано около 100 млн. тонн песка для проведения операций гидроразрыва пласта. Использование песка составляет значительные расходы в общей стоимости скважины. Исследование EIA за 2016 год показало, что затраты на пропант составляют около 14% от общих затрат на бурение и заканчивание скважин в США. В связи с этим компании остро заинтересованы в снижении затрат и повышении логистической эффективности использования песка при ГРП.

При сланцевом буме, который развился в середине 2000-х годов, добывающие компании использовали песок премиального качества добываемого и обрабатываемого на среднем западе, в частности в штате Висконсин. Данный песок добывается из горной выработки, из отложений песчаника в западной части штата и северной части штата Миннесота. Ценность песка заключается в его чистоте, выдерживании высоких нагрузок разрушения, сферичности формы, размерах гранул и однородности (рисунок 49). Он известен как «Northern White», «Ottawa White» или же просто белый (NWS) [27]. В 2015 году 75% фрак-песка поставлялось грузовым и железнодорожным транспортом. Например, для компаний, осуществляющих разработку углеводородов в Пермском бассейне (штат Техас) это означало транспортировку на расстояние порядка 2000 км, что приводило к значительным финансовым затратам.

Падение цен на углеводороды (2016-2017гг) подтолкнули компании пересмотреть свои затраты. Это привело к тому, что операторы стали экспериментировать с применением песка более низкого качества. Было выявлено, что во многих местах имеется в достаточном количестве песка, который мог бы покрыть потребности в проведении операций гидроразрыва. И когда промышленность начала восстанавливаться (2018-2019г), применение данного типа, невысокого качества песка («Brown» или «Brady») продолжилось с целью достижения более высоких показателей рентабельности [28]. Таким образом, к 2019 применение премиального типа песка NWS снизилось до 38%.

До того момента, когда штат Техас стал использовать собственный песок, в 2/3 стоимости песка составляла его транспортировка.

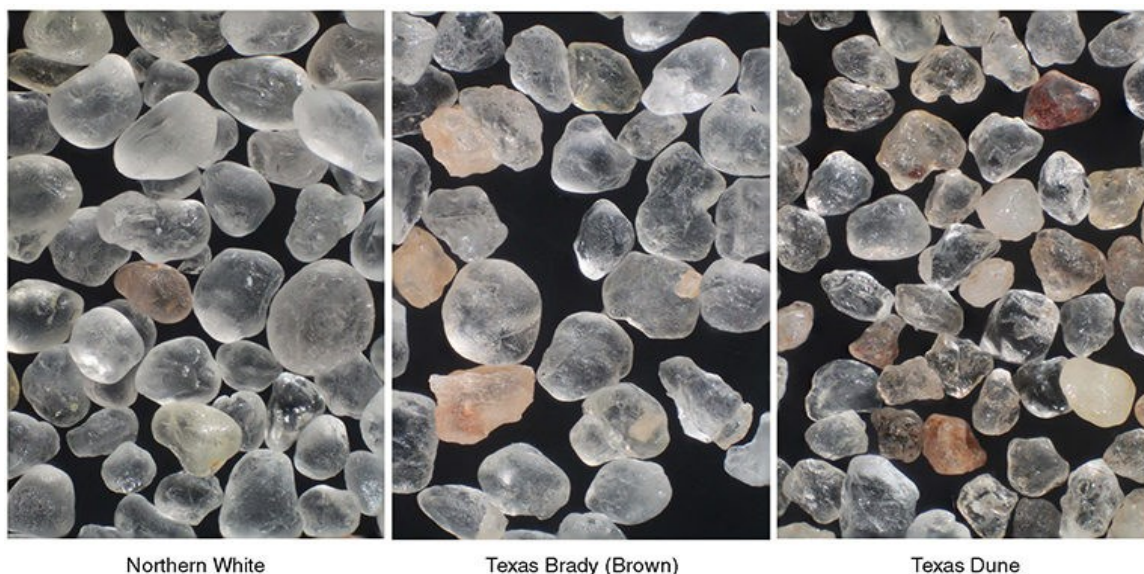


Рисунок 49 – Наиболее важный фактор песка при использовании как пропант, это его форма. Более окатанные лучше, так как угловатые гранулы имеют склонность разрушиться быстрее[29].

Логистически местный песок можно поставлять на расстояние 80 км от места его производства до кустов скважин с затратами на транспортировку \$10-\$20 за тонну, тогда как доставка NWS обойдется в 3 раза дороже. По различным оценкам, цены на местный Пермский песок упали до \$35 за тонну к августу 2018 года и, как ожидается, еще упадут до \$26 за тонну к 2022 году. Новые карьеры открываются и в других бассейнах, таких как Eagle Ford, Haynesville, SCOOP и STACK, DJ Basins. Ожидается, что через несколько лет Пермский бассейн станет самодостаточным производителем популярного в регионе песка размером 100 меш.



Рисунок 50 – Карта размещения основных регионов применения песка и регионов добычи песка [30]

Со снижением стоимости песка компании сконцентрировались на оптимизации логистики поставки песка непосредственно на куст (известно, как «last mile», последняя миля).

Если рассмотреть горизонтальную скважину длиной ~3000 м (10000 фут), пробуренную в Пермском бассейне с закачкой пропанта 3,4 т на метр длины, то потребуется примерно 465

24-тонных грузовика. Это создает большую нагрузку на дорожную транспортную систему, образуя дорожные пробки. А также приведет к простоям на кустах, которые могут стоить компаниям \$3 за тонну в час, в результате чего работы на скважинах становятся неэффективными.

Также, после принятия в 2017 году федеральных постановлений, требующих соблюдение предельного 14-часового рабочего дня, а также новых правил по охране труда и здоровья в отношении воздействия песочной пыли, это усугубило рост цен на грузовые перевозки и привело к задержкам поставок.

В результате чего, операторы были вынуждены адаптироваться за счет использования песка в контейнерах или применения силосов, расположенных на кустовой площадке, что сокращает время обслуживания грузовиков и снижает воздействие пыли.

Справочно. Ресурсы песка для ГРП	
Northern White Sand (NWS)	
Песок премиального качества добываемый на среднем западе (штаты Wisconsin, Illinois и Missouri) и доступен с любой размерностью. Этот песок имеет исключительную однородность и сопротивление раздавливанию (примерно 9000 psi). Существуют значительные логистические сложности для южных регионов США.	
Brown Sand	
Менее качественный песок расположенный ближе и в периметре добывающего сланцевого бассейна. Brown Sand доступен преимущественно в мелкой фракции с более низким сопротивлением раздавливанию (до 5000 psi и до 9000 psi на некоторых источниках)	
Региональный песок Brown Sand	Источник песка расположен ближе к месту добычи сланцевой нефти, чем NWS, но также находится за пределами нефтеносного бассейна. Региональный песок был первым который стал замещать песок NWS, но сейчас находится под давлением замещения локальным песком.
Локальный Brown Sand	Источник песка находится непосредственно в районе добычи сланцевой нефти и часто расположен в радиусе 80 км от устья скважины. Локальный песок обеспечивает самые низкие стоимости транспортировки и сопоставимое качество с песком NWS мелкой размерности, как 100 меш.

Силосы – это вертикальные емкости большого объема для хранения песка на кустовой площадке. Одна силосная емкость способна вместить 250 т песка, для больших операций по ГРП может потребоваться шесть и более силосов (рисунок 51). Силосы транспортируются пустыми и устанавливаются на кусту с помощью кранов и специализированных монтажных систем. После установки в силосы загружается пропант. Этот процесс обычно осуществляется двумя способами: пневматические системы, которые перемещают песок из грузовиков в силос с применением сжатого воздуха, и конвейерные системы с гравитационной подачей, которые забирают песок из грузовиков через бункер и заполняют силосы сверху. Конвейерные системы появились позднее и стали использоваться чаще, так как они быстрее и производят меньше песочной пыли. В некоторых из этих систем используются самосвалы с хопперным днищем для выгрузки песка на подъездные конвейерные системы. Простая разгрузка с гравитационной подачей выполняется быстрее и устраняет необходимость в перестановках, постановке грузовиков и даже необходимости для водителей покидать кабину грузовика. Грузовики подъезжают, оперативно высыпают песок и выезжают с места. После разгрузки пропант транспортируется и выгружается в верхнюю часть каждого силоса. Во время ГРП силосы выгружаются на конвейерную систему для транспортировки к смесителю.

Контейнеры – это модульные системы для транспортировки пропанта и расположения на кустовых площадках, где требуется большая мобильность при складировании и хранении.

Применение контейнеров исключают такой процесс, как заполнение песком силосов, и поэтому контейнеры эффективны для сокращения выбросов пыли, особенно по сравнению с пневматическими системами. Контейнеры также позволяют легко отслеживать и учитывать запасы пропанта, особенно когда программа ГРП включает стадии с разными размерами и объемами. После завершения работы контейнеры помогают сохранить целостность любого оставшегося пропанта для ГРП и использовать на другой скважине. Для подачи пропанта в смеситель при ГРП в контейнерных системах может использоваться специализированная конвейерная система, которая принимает несколько контейнеров одновременно. После загрузки пропант самотеком загружается в закрытую конвейерную систему. Система управления подает требуемый объем пропанта в блендер, одновременно отслеживая его запасы (рисунок 52).



Рисунок 51 – Силосные емкости на кустовой площадке [31]



Рисунок 52 – Схема контейнерной доставки песка на куст и контейнеры на кустовой площадке

Также стоит добавить, что процесс оптимизации логистики и затрат на транспортировку не стоит на месте. В последнее время появляется информация, что ряд компаний США разрабатывают многокилометровую конвейерную ленточную систему (длиной несколько десятков километров) для транспортировки песка в районы бурения скважин с целью оптимизации затрат.

В заключение можно сказать следующее:

В условиях, когда на мировых рынках происходит снижение рыночных цен на углеводороды, нефтегазодобывающие компании США, ведущие разработку сланцевых коллекторов, стремятся оптимизировать свои затраты для повышения рентабельности добычи, жестко адаптируясь под существующие непростые условия. Это заставляет их искать альтернативные решения, более дешевые ресурсы и способы добычи, в результате чего кризис зачастую становится драйвером оптимизации и повышения эффективности.



Кусты скважин



Флот ГРП



Производство
песка для ГРП



Силосные
емкости для
песка на кусту

«ГРП это уникальная история успеха Америки, которая обеспечила неотвратимую выгоду для всей нации. Безопасно отпирая богатые природные ресурсы Америки, ГРП создало миллионы рабочих мест, снизило цены на энергию, привело к снижению загрязнения воздуха за счет значительного сокращения выбросов парниковых газов в США, снизившись до минимума за 25 лет, укрепило нашу национальную безопасность и превратило Соединенные Штаты в глобальную энергетическую сверхдержаву».

Независимая нефтяная ассоциация США
в заявлении о политике «Гидравлический
разрыв пласта»

24 сентября 2020г.

«Я верю, что отечественного газа будет достаточно для удовлетворения наших потребностей в обозримом будущем благодаря технологическим достижениям в области гидроразрыва пласта».

Terry Engelder, доктор философии, профессор
геолого-геофизических наук в Университете
штата Пенсильвания, статье «Следует ли
прекращать гидроразрыв пласта?»

14 сентября 2011г.

«Гидравлический разрыв пласта стал ключевой технологией, позволившей сделать сланцевую добычу доступным дополнением к энергоснабжению страны, и эта технология оказалась безопасным и эффективным методом стимуляции».

Совет по охране грунтовых вод (GWPC) в
публикации «Современная разработка
сланцевого газа в Соединенных Штатах»

Апрель 2009г

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ ЛИТЕРАТУРЫ

1. “Trends in Hydraulic Fracturing Distributions and Treatment Fluids, Additives, Proppants, and Water Volumes Applied to Wells Drilled in the United States from 1947 through 2010— Data Analysis and Comparison to the Literature” By Tanya J. Gallegos and Brian A. Varela, USGS, Central Energy Resources Science Center, 2015.
2. Gidley J. L. Recent advances in hydraulic fracturing. – 1989
3. <https://www.txoga.org/shale-story-barnett/>
4. John W. Ely, Jon Harper, and E.N. Nieto, Ely & Associates Corp; D.Kousparis and A.Kousparis, Paris Oil and Gas Corporation; C.Crumrine, W.B. Osborne Oil and Gas Corporation: “Nine Plus Years of Production Show Value of Proper Design in Oil Window of Baarnett Shale, ” SPE Paper 194365, presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition held in The Woodlands, Texas, USA, 5-7.02.2019
5. Ames, B.C., and Bungler, A. 2015. Role of Turbulent Flow in Generating Short Hydraulic Fractures With High Net Pressure in Slickwater Treatments. Presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, 3-5 February. SPE-173373- MS. <http://dx.doi.org/10.2118/173373-MS>
6. Лойцянский Л. Г. Механика жидкости и газа: Учеб. для вузов. – 7-е изд., испр. – М.: Дрофа, 2003. – 840 с., 311 ил., 22 табл. – (Классики отечественной науки)
7. «Течение жидкости с пропантом в горизонтальной скважине при проведении операции гидравлического разрыва пласта». Нефть. Газ. Новации. 2019. №7 (224). С62-66.
8. <http://oilshalegas.com/barnettshale.html>
9. Pearson C. M. et al. Twelve Years and Twelve Thousand Multi-Stage Horizontal Wells in the Bakken-How is Industry Continuing to Increase the Cumulative Production Per Well? //SPE International Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2018.
10. https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9C%D0%B8%D1%82%D1%87%D0%B5%D0%BB%D0%BB_%D0%94%D0%B6%D0%BE%D1%80%D0%B4%D0%B6_%D0%A4%D0%B8%D0%B4%D0%B8%D0%B0%D1%81
11. <https://zen.yandex.ru/media/neftetank/djordj-mitchell-slancevyi-revoliucioner-xxi-veka-5c6b9af44a187700aeb48bff>
12. John W. Ely (Ely and Associates Corp) | Steven L. Fowler (Ely and Associates Corp) | Robert L. Tiner (Ely and Associates Corp) | Dustin J. Aro (Ely and Associates Corp) | George R. Sicard, Jr. (Ely and Associates Corp) | Tanner Austin Sigman (Marietta College). “Slick water fracturing and small proppant” The future of stimulation or a slippery slope?. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 27-29 October, Amsterdam, The Netherlands, SPE 170784, 2014.
13. Belyadi H., Fathi E., Belyadi F. Hydraulic fracturing in unconventional reservoirs: theories, operations, and economic analysis. – Gulf Professional Publishing, 2019.
14. <https://comptroller.texas.gov/economy/fiscal-notes/2015/october/fracking.php>
15. Whitfield S. et al. Permian, Bakken operators face produced water challenges //Journal of Petroleum Technology. – 2017. – Т. 69. – №. 06. – С. 48-51.
16. https://www.rigzone.com/news/permian_water_disposal_project_concludes-19-dec-2019-160616-article

17. Leen Weijers, Chris Wright, and Mike Mayerhofer, Liberty Oilfield Services; Mark Pearson, Larry Griffin, and Paul Weddle, Liberty Resources: "Trends in the North American Frac Industry: Invention through the Shale Revolution", SPE Paper 194345, presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition held in The Woodlands, Texas, USA, 5-7 February 2019.
18. Al-Alwani M.A., Britt L., Dunn-Norman S., Alkinani H.H., Al-Hameedi A.T., Al-Attashi A.: "Review of Stimulation and Completion Activities and Trends in the United States Shale Plays: Permian Case Study", ARMA 19-2003, presented at the 53th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium held in New York, NY, USA, 23-26 June 2019.
19. <https://whiting.com/>
20. Whiting Petroleum Corporation: "Second Quarter 2019 Financial and Operating Results", August 2019.
21. "Three Stress-Shadowing Mitigation Techniques for Hydraulic Fracturing operations: An Overview", <http://pubs.spe.org/en/print-article/?art=4671>.
22. "Recent Trends In Perforating For Limited-entry Stimulation", <https://www.hartenergy.com/exclusives/recent-trends-perforating-limited-entry-stimulation-183584>.
23. "Hydraulic Fracturing Trends", <https://www.aogr.com/magazine/cover-story/data-illustrates-evolution-of-fracturing-designs-in-resource-plays>
24. "Prospects for US shale productivity gains", The Oxford Institute For Energy Studies, October 2019.
25. Д. Чаплыгин, Д. Хамадалиев, В. Яшнев, Я. Горбачев, Салым Петролеум Девелопмент; А. Чернышев, Шелл: "Опыт проведения перепродажки при ГРП на традиционных коллекторах", SPE-196967-RU, подготовлен для презентации на Российской нефтегазовой технической конференции SPE, 15-17 октября, 2018, Москва, Россия.
26. "Real-time Microseismic Monitoring for Nexen's 143-Stage Multi-Well Horizontal Fracture Operation in the Horn River Basin", ESG Solutions. <https://www.esgsolutions.com/technical-resources/case-studies/real-time-microseismic-monitoring-for-nexens-143-stage-multi-well-horizontal-fracture-operation-in-the-horn-river-basin>.
27. <https://feeco.com/demand-for-frac-sand-expands-into-canada/>
28. <https://www.blackmountainsand.com/resources/what-is-frac-sand/>
29. <https://pubs.spe.org/en/jpt/jpt-article-detail/?art=4926>
30. <https://www.bbh.com/en-us/insights/shifting-sands-of-shale-oil-extraction-36710>
31. <https://www.solarisoilfield.com/products/mobile-proppant-management-system>
32. <https://www.hicrushinc.com/blog/two-solutions-for-reliable-frac-sand-supply>
33. <https://www.halliburton.com/en-US/ps/stimulation/fracturing/frac-of-the-future/expresssand-delivery-system.html>
34. https://sandboxlogistics.com/sandbox_process.php
35. <https://www.streetinsider.com/dr/news.php?id=15343005&gfv=1>
36. K.T. Raterman, H.E. Farrell, O.S. Mora, A.L. Janssen, G.A. Gomez, ConocoPhillips, URTeC 2017: 2670034 «Sampling a Stimulated Rock Volume: An Eagle Ford Example».
37. K.T. Raterman, Y.Liu, L.Warren, ConocoPhillips, URTeC 2019: 263 «Analysis of a Drained Rock Volume: An Eagle Ford Example».