

УДК 553.541 + 622.354.1

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ РЕСУРСОВ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА

TECHNOLOGICAL APPROACHES TO THE DEVELOPMENT OF SHALE GAS RESOURCES

Кочергин Максим Александрович

студент-магистрант,
институт Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет»
kochergin.m13@gmail.com

Аннотация. В статье рассматриваются технологические подходы к разработке ресурсов сланцевого газа. Добыча углеводородов из сланцевых месторождений имеет специфические особенности. В силу высокой плотности и прочности сланцев для высвобождения нефти и газа из порового пространства практически единственным приемом является разрушение пласта с помощью гидравлического разрыва. При этом низкая проницаемость и насыщенность пласта вынуждает разрушать пласт многократно. Целью статьи является разработка методики выбора наиболее эффективных технологий ГРП для добычи газа из баженовской свиты на основе анализа существующих технологических подходов к разработке ресурсов сланцевого газа, а также сравнения с наиболее эффективными технологиями ГРП, применяемыми на североамериканских газосланцевых месторождениях.

Ключевые слова: слова: разработка ресурсов сланцевого газа; направленное и горизонтальное бурение; гидравлический разрыв пласта; технологии ГРП по типу стимуляционного флюида; технологии ГРП по методике проведения разрыва; мониторинг процесса гидроразрыва и развития трещин; объёмный ГРП.

Kochergin Maxim Alexandrovich

Masters' student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
kochergin.m13@gmail.com

Annotation. The article considers technological approaches to the development of shale gas resources. The extraction of hydrocarbons from shale fields has specific features. Due to the high density and strength of the shale for the release of oil and gas from the pore space, practically the only method is the fracture of the formation by hydraulic fracturing. At the same time, low permeability and saturation of the layer forces the formation to break many times. The aim of the article is to develop a methodology for selecting the most effective fracturing technologies for gas extraction from the Bazhenov formation on the basis of an analysis of existing technological approaches to the development of shale gas resources, as well as comparison with the most effective fracturing technologies used in North American gas shale fields.

Keywords: development of shale gas resources; directional and horizontal drilling; hydraulic fracturing of the formation; technology of fracturing as stimulating fluid; technology of fracturing according to the technique of fracturing; monitoring of fracturing and crack development; volumetric fracturing.

В связи с уникальной природой сланцев добыча сланцевого газа из газоносных сланцев имеет ряд особенностей и требует применения широкого диапазона практических передовых технологий при бурении, заканчивании скважин и разработке.

Во-первых, сланцевые породы обладают низкой пористостью и ультранизкой проницаемостью. Поэтому до начала добычи сланцевого газа все толщи нужно обработать многостадийным ГРП.

Во-вторых, при добыче сланцевого газа широко используются горизонтальные скважины. Хотя себестоимость горизонтального бурения обходится в 1,5–2,0 раза дороже, чем себестоимость вертикального бурения, производительность горизонтальной скважины в 3–4 раза больше вертикальной скважины. В истории добычи сланцевого газа в США 85 % из эксплуатационных скважин является горизонтальными скважинами.

В-третьих, жизненный цикл скважины на газосланцевых месторождениях короче традиционных газовых скважин. Жизненный цикл скважины в большинстве случаев 8–12 лет. При этом скважины на традиционных газовых месторождениях могут эксплуатироваться в течение 30–40 лет.

В-четвёртых, срок разработки газосланцевых месторождений длительный. Сланцевый газ находится в свободном и адсорбированном состоянии, большой объём газа адсорбируется в сланцах. Дебит свободного газа высокий, но падает быстро, в течение года он снижается на 70 %. Дебит газа за счёт десорбции и диффузии из

сланцев низкий и стабильный, практически не меняется в течение долгих лет. При этом срок разработки газсланцевых месторождений достигает 50 лет и даже больше.

Технологии, используемые при добыче сланцевого газа, можно разделить на три группы: направленное и горизонтальное бурение, гидравлический разрыв пласта (ГРП), мониторинг гидроразрыва и развития трещин (рис. 1).



Рисунок 1 – Классификация технологий, используемых при добыче сланцевого газа

Направленное и горизонтальное бурение

Первым технологическим ключом к промышленному извлечению сланцевого газа является направленное и горизонтальное бурение. В США масштабная добыча сланцевого газа началась лишь при бурении большого количества горизонтальных скважин.

По сравнению с вертикальными скважинами горизонтальные скважины имеют ряд преимуществ: высокая степень вскрытия продуктивного пласта; увеличение площади дренажа и вероятности пересечения скважины с трещинами; требуется меньше наземных инфраструктур, наблюдается снижение наземных ограничений.

Бурение горизонтальных скважин позволяет добиться значительного увеличения площади притока флюидов из пласта в скважину и, соответственно, увеличить продуктивность, что позволяет обеспечить более высокие темпы разработки и увеличить коэффициент извлечения газа. Кроме того, применение горизонтальных скважин позволяет эффективно разрабатывать месторождения с развитой системой естественных трещин и решить проблему конусообразования при обводнении.

В последнее время с целью оптимизации процесса эксплуатации, снижения затрат и извлечения максимума разведанных запасов началось бурение многозабойных

скважин, т.е. бурение нескольких дренирующих скважин от одного главного ствола. Технология бурения многозабойных скважин используется также при проведении повторного бурения в действующих скважинах.

К широко используемым технологиям направленного и горизонтального бурения относятся: бурение на депрессии, бурение при контроле давления, управляемое роторное бурение, каротаж и контроль во время бурения.

При бурении на депрессии акцент делается на защиту пластов от повреждений – особенно в истощённых пластах с низким поровым давлением. Вызывая приток флюида из пласта во время бурения, предотвращается образование скин-эффекта и соответствующего отрицательного воздействия на производительность скважины и отдачу пласта. Пониженное давление в стволе скважины также увеличивает скорость проходки, удлиняет срок службы долота и предотвращает поглощение бурового раствора, сводя к минимуму вероятность прихвата под действием дифференциального давления. Чем ниже давление, тем эффективнее бурение.

Бурение при контроле давления – это более эффективное бурение. Во время бурения профиль давления в скважине точно регулируется с помощью закрытой и находящейся под высоким давлением системы рециркуляции бурового раствора. Преимуществом контроля давления в процессе бурения следует считать и возможность регулировать давление на забое при минимальном прерывании хода буровых работ. В отличие от бурения на депрессии, основная цель которого состоит в повышении производительности скважины за счёт минимизации риска повреждения продуктивных зон, главной целью технологии управления давлением в процессе бурения служит снижение его стоимости.

При управляемом роторном бурении осуществляется непрерывное вращение бурильной колонны, что способствует значительному снижению локальной интенсивности искривления ствола скважины, возрастает эффективность управления траекторией при одновременном увеличении продолжительности рейсов и механической скорости бурения. Непрерывное вращение всей бурильной колонны значительно улучшает очистку ствола и снижает вероятность прихватов, а также позволяет вести непрерывные геофизические измерения в процессе проходки ствола. Помимо повышения эффективности бурения при использовании системы возможно сокращение численности буровой бригады, что позволяет снизить затраты и создаёт дополнительные преимущества при ограниченной площади буровой площадки.

Каротаж и контроль во время бурения позволяют получать более точную информацию в реальном времени о направлении ствола скважины, пластовых характеристиках и параметрах бурения. Каротаж во время бурения позволяет точно оценить параметры пласта, возможности расстановки забоев и геомеханические свойства призабойной части в реальном времени. Высокое разрешение и точность контроля (измерений) в реальном времени обеспечивают высокий уровень достоверности параметров скважины и пласта для планирования и выполнения комплексных проектов. Контроль (измерения) во время бурения может использоваться для определения траектории скважины в трёхмерном пространстве, а также установления истинной глубины по вертикали, расположения забоя и ориентации направляемых буровых систем. Экономия достигается через оптимизацию положения ствола скважины.

Гидравлический разрыв пласта

Другим технологическим ключом к коммерчески эффективному извлечению сланцевых углеводородов является гидроразрыв пласта (ГРП), который включает нагнетание флюида разрыва с проппантами под высоким давлением в пласт, чтобы создать трещины или расширить уже имеющиеся естественные трещины в сланцевых толщах. С помощью ГРП повышается проницаемость сланцев, снижается сопротивление движения потока сланцевого газа, увеличивается фильтрационная поверхность скважины и, наконец, увеличивается добыча.

При разработке газосланцевых месторождений ГРП стал эффективной и важной дополнительной операцией при заканчивании горизонтальных скважин. Метод ГРП имеет множество технологических решений, обусловленных особенностями конкретного объекта обработки и достигаемой целью.

Технологии ГРП по типу стимуляционного флюида

По типу стимуляционного флюида технологии разрыва делятся на:

- ГРП на гелевой основе;
- ГРП на водной основе;
- гибридный ГРП;
- ГРП на пенной основе;
- безводный разрыв.

Особенности и область применения этих технологий приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Особенности и область применения технологий ГРП по типу стимуляционного флюида

Технологии	Особенности	Область применения
Разрыв на гелевой основе	– высокая песконесущая способность; – сильное повреждение пласта	водочувствительные пласты; пластичные породы
Разрыв на водной основе	– низкая стоимость; – меньшее загрязнение; – возможность образования сложных трещин	пласты с развитыми естественными трещинами; высокая хрупкость пород
Гибридный ГРП	– возможность применения крупных пропантов и получения более длинных эффективных трещин; – меньше повреждения пласта; – меньшие гидравлические потери	пласты с развитыми естественными трещинами; при присутствии подземных вод
Разрыв на пенной основе	– низкое повреждение пласта; – низкая потеря жидкости разрыва; – высокая песконесущая способность	водочувствительные пласты; пласты на глубине менее 1500 м
Безводный разрыв	– высокий коэффициент диффузии; – низкий порог давления разрушения пород; – экологичность	пласты с высоким содержанием глини и/или с высоким капиллярным давлением

ГРП с проскальзывающей водой

В настоящее время, при стимуляции североамериканских сланцев самой популярной системой жидкости разрыва является система проскальзывающей воды (slickwater, запатентованный бренд компании «Schlumberger»), состоящая из воды и полимера (обычно полиакриламида), добавленного для снижения давления трения при закачке жидкости через колонну. Основными недостатками системы проскальзывающей воды являются низкая пескоудерживающая способность и склонность к осаждению пропанта, в результате чего создаются трещины с меньшей шириной по сравнению с вязкой сшитой гелеобразной жидкостью. Для того чтобы создать узкие и длинные трещины, проскальзывающая вода часто закачивается при высоких скоростях, как правило, с темпами насосов свыше 100 барр/мин. Технология ГРП с проскальзывающей водой (Slickwater Fracturing) обычно применяется в пластах с высокой хрупкостью и с развитыми естественными трещинами.

Гибридный ГРП

Гибридный ГРП (Hybrid Fracs) является относительно новой технологией и представляет собой комбинацию нескольких методов разрыва пласта. Сам термин «гибрид» был использован для описания различных систем стимуляционных флюидов, состоящих из комбинаций проскальзывающей воды, линейного и сшитого геля, пен и др., например, сначала проскальзывающая вода, затем последующий гель; сначала пены, затем последующий гель; первоначальный CO₂, затем последующий гель и т.д.

При гибридной стимуляции начальный разрыв обычно создаётся с проскальзывающей водой, чтобы образовать длинную узкую трещину. Потом сшитая гелеобразная жидкость будет следовать по пути наименьшего сопротивления. Ширина и высота трещины возрастают с введением сшитой гелеобразной жидкости в пласты, следовательно, можно создавать более длинные и раскрытые трещины. По сравнению с системой проскальзывающей воды гибридная система имеет лучшую пескоудерживающую способность и низкие потери жидкости.

Технология гибридного ГРП применяется в районах Барнетт с высоким содержанием глин. На практике показано, что производительность отдельной скважины может быть увеличена на 27,7 % с помощью гибридного разрыва.

Разрыв на пенной основе

Пена – это стабильная смесь инертного газа и жидкости, может быть стабилизирована ПАВ, снижающим межфазовое напряжение, предотвращая объединение пузырьков газа.

Газирование жидкости, либо N_2 , либо CO_2 , проводится с целью сокращения количества жидкости, закачиваемой в пласт, и улучшения её отработки. Обычно жидкость считается газированной, если количество газифицирующего вещества составляет менее 53 %; при более высокой его концентрации жидкости считаются вспененными. Обычно при проведении работ объём газифицирующего вещества в жидкости составляет от 25 до 30 %.

Пенные системы жидкости разрыва применялись с середины 70-х годов прошлого столетия. В настоящее время часто используются пенные системы с содержанием N_2 и CO_2 . Опыт компании показывает, что азотированная пена, используемая в качестве жидкости для гидроразрыва, снижает количество жидкости, помещаемой в пласт, и позволяет ускорить процесс очистки в резервуарах с низким давлением. А добавление CO_2 в сшитых жидкостях создаёт эффективную и экономичную жидкость разрыва для многих газовых резервуаров, но при задержании жидкости наилучшие результаты даёт эмульгированная жидкость CO_2 . Снижая межфазное натяжение, пена CO_2 минимизирует задержку жидкости, что значительно улучшает способность возвращения жидкости для обработки на поверхность. Кроме того, использование CO_2 способствует быстрой очистке скважины после гидроразрыва пласта. На практике часто применяется проскальзывающая вода в сочетании с содержанием CO_2 30 % как жидкость разрыва, которая помогает улучшению восстановления обрабатываемой жидкости и, таким образом, приводит к повышению продуктивности скважин.

Безводный разрыв

Неудачи при проведении гидроразрыва в низкопроницаемых газовых пластах часто обусловлены медленным выносом жидкости разрыва и блокированием трещины. В состав сланца всегда входит большое количество глин. При операции водного ГРП высокое капиллярное давление в сланцевых пластах часто задерживает значительный объём воды в поровых каналах, и в результате происходит набухание глин и снижение миграции сланцевого газа. В таких пластах особенно актуально использование безводной жидкости разрыва (например, сжиженный пропан, жидкий CO_2 и др.).

Пропан или двуокись углерода вводится в пласт в сжиженном состоянии, а выносится в виде газа. Это позволяет ускорить вынос жидкости разрыва из пласта и предотвратить такие негативные эффекты, наиболее выраженные в низкопроницаемых газовых коллекторах, как блокирование трещины жидкостью разрыва, ухудшение фазовой проницаемости для газа вблизи трещины, изменение капиллярного давления и смачиваемости породы и т.п.

Разработаны три технологии безводного разрыва при газосланцевой разработке:

1. Разрыв пласта с использованием 100 %-ного жидкого CO_2 .

Проблема задержки жидкости в капиллярных каналах и набухания глин может быть решена за счёт использования 100 %-ного жидкого CO_2 в качестве жидкости разрыва. В связи с особой природой CO_2 новая жидкость разрыва имеет следующие преимущества:

- безводная фаза (жидкостью разрыва является 100 % жидкий диоксид углерода, не закупоривающий пласты и трещины);
- без остатков (после разрыва за счёт теплообмена и диффузии жидкий CO_2 быстро выносится в виде газа, нет остаточной жидкости гидроразрыва в пласте);
- экономичность (по сравнению с обычной жидкостью разрыва время выноса сокращается, стоимость оборудования для выноса снижается и не нужна очистка обратной жидкости);
- жидкий CO_2 имеет очень низкую песконесущую способность, поэтому к нему часто добавляют загуститель.

2. Разрыв сверхкритическим CO_2 .

Технология разрыва сверхкритическим CO_2 разработана китайским учёным Шэнь Чжунхоу. Использование такой жидкости разрыва происходит при давлении, а зачастую и температуре, которые выше критических параметров для CO_2 . В этом диапазоне при повышении давления увеличивается плотность CO_2 .

Свойства сверхкритического CO_2 находятся между свойствами жидкости и газа. В сверхкритическом состоянии CO_2 расширяется, занимая весь предоставленный объём подобно газу, но имеет высокую плотность, как у жидкости. Кроме того, сверхкритический CO_2 обладает способностью к более быстрому массовому передвижению и имеет более высокий коэффициент диффузии. Переход диоксида углерода в сверхкритическое состояние происходит при достаточно низком давлении (7,38 МПа) и температуре (31,04 °С), поэтому после проведения разрыва нет необходимости в его дополнительной очистке (он переходит в газообразное состояние при снижении давления и/или температуры). Благодаря особым свойствам сверхкритического CO_2 , разрыв пласта с применением такой системы разрыва имеет ряд преимуществ.

Во-первых, сверхкритический CO_2 имеет низкую вязкость, высокий коэффициент диффузии, поверхностное натяжение близко к нулю. Поэтому в узком пространстве может создать более эффективные микротрещины, переместить CH_4 из пор и трещин, повысить газоотдачу.

Во-вторых, при разрыве не используется вода, это помогает преодолеть чувствительность глинистых минералов к воде и предотвратить коагуляцию пор и каналов.

В-третьих, при использовании сверхкритического CO_2 требуется низкий порог давления разрушения пород, скорость разрыва повышается, сокращается срок строительства и экономятся затраты.

В-четвёртых, технология разрыва сверхкритическим CO_2 экологически благоприятна. Использование сверхкритического CO_2 как жидкости разрыва не требует никаких химических добавок и экономит ресурсы воды; молекулы CO_2 занимают исходное пространство молекул CH_4 и захораниваются в плотных низкопроницаемых сланцах, это помогает решить проблему глобального парникового эффекта.

3. Пропановый фрекинг.

В настоящее время одним из самых перспективных методов добычи сланцевого газа считается так называемый пропановый фрекинг, разработанный канадской компанией «Gasfrac Energy Services». Пропановый фрекинг является одним из редких технологических прорывов в нефтегазовой промышленности, который может доставить не только экономические, но и экологические выгоды для производителей.

Суть пропанового фрекинга заключается в разрыве пласта без использования воды и вредных химикатов. Вместо водного раствора используется густой гель сжиженного пропана. Пропановый гель обладает тем преимуществом, что испаряется ещё внутри пласта и возвращается на поверхность уже в виде газа, т.е. пропановый фрекинг позволяет операторам использовать углеводороды для извлечения большего объёма углеводородов. Вследствие этого можно повысить эффективность использования скважин, а значит, привести к экономии средств. Пропановый гель обеспечивает необходимую вязкость, не требует дорогостоящего CO_2 или N_2 , а также не требует какого-либо специального оборудования для охлаждения и вентиляции.

Пропан – обильный побочный продукт в газовой промышленности, хранится при комнатной температуре. При традиционном ГРП на водной основе эффективная длина трещины меньше длины созданной трещины. А при использовании сжиженного пропана как жидкости разрыва эффективная длина трещины почти равна длине созданной трещины. После применения такого вещества оно не оседает в породе, а полностью испаряется. Ещё одно несомненное преимущество нового способа состоит в том, что он позволяет начать добычу в разы быстрее. Его основным недостатком, наряду с высокими начальными затратами, является взрывоопасность.

Технологии ГРП по методике проведения разрыва

По методике проведения разрыва можно разделить на:

- гидроструйный ГРП;
- многоступенчатый ГРП;

- одновременный ГРП;
- повторный ГРП;
- ГРП с созданием открытых каналов.

Особенности и область применения этих технологий приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Особенности и область применения технологий ГРП по методике проведения разрыва

Технологии	Особенности	Область применения
Гидроструйный ГРП	– не требуется механическая изоляция; – точная локализация; – ускорение и упрощение работ по ГРП; – экономичность	применяется в основном при заканчивании скважины с необсаженным забоем
Многостадийный ГРП	– способность разрыва нескольких интервалов пласта; – локализованный разрыв; – технология зрелая, широко используется	многослойные продуктивные залежи; горизонтальные скважины с длинным боковым стволом
Одновременный ГРП	– одновременный разрыв в нескольких скважинах, усиление взаимодействия; – формируются сложные сети трещин; – экономия времени действия	высокая плотность перфорационных отверстий; параллельное распределение горизонтальных скважин; высокая плотность скважин
Повторный ГРП	– восстановление проводимости трещин и производительности скважин; – переориентация трещин	старые скважины; скважины с пониженной производительностью
ГРП с созданием открытых каналов	– несплошная проппантная набивка проппанта; – возможность создания сети дискретных открытых каналов, повышение проводимости трещин	отношение между модулем Юнга и напряжением смыкания трещин должно выше 350; неоднородное распределение перфорационных отверстий

Гидроструйный ГРП

Гидроструйный ГРП (Hydrajet-Assisted Fracturing) – относительно новая технология проведения гидроразрыва, которая сочетает гидроразрыв с гидроструйной методикой в новой модификации, предоставляя способ для точной локализации трещин ГРП в горизонтальных стволах. В этих процессах используется динамическое движение потока флюидов для его отвода к конкретной точке пласта, исключая необходимость механической изоляции.

Методика отвода потока основывается на законе Бернулли, который гласит, что в любой данный момент времени уровень энергии жидкости (давление + потенциальная + кинетическая энергия) постоянен. Согласно этому закону, давление жидкости минимально у сопла гидромонитора, где скорость жидкости максимальна. Максимальное давление глубже в полости, где скорость жидкости ниже, а энергия движения переходит в давление. «Минимальное» давление у сопла гидромонитора и «максимальное» давление в полости задают развитие трещины в заданной точке, исключая необходимость в механической изоляции.

Как уже упоминалось, поскольку при гидроструйном ГРП не требуется механическая изоляция, обработка может быть выполнена в скважинах, законченных с обсаженным и необсаженным стволом. При гидроструйном ГРП также можно последовательно проводить отдельные обработки с минимальным интервалом между ними без необходимости в совершении рейса рабочей колонны или в переустановке пакеров. Эта методика ускоряет и упрощает работы по ГРП, делая их более привлекательными в экономическом отношении. Экономические преимущества технологии гидроструйного ГРП являются причиной растущего интереса к ней.

Многостадийный ГРП

Многостадийный ГРП (Multistage Fracturing) является ключом к успеху сланцевой революции в США и применяется при заканчивании горизонтальных скважин, позволяя увеличить площадь контакта с продуктивным пластом. Успешность проведения многостадийного ГРП при разработке газосланцевых месторождений зависит от опти-

мального дизайна боковых стволов. Например, боковые стволы должны буриться параллельно друг другу и перпендикулярно максимальному сжимающему напряжению, необходимо избегать проникновения в структурные осложнения и т.д. Проведение многостадийного гидроразрыва, несмотря на высокую стоимость операции, имеет серьёзное экономическое обоснование. Характеристиками многостадийного гидроразрыва являются способность разрыва многих интервалов пласта, локализованный разрыв, высокая эффективность воздействия на пласт и др. Этот метод наиболее пригоден для обработки многослойных залежей. Так как газосодержание в разных слоях сланцев различно, применение многостадийного ГРП может в полной мере решить эту проблему.

Повторный ГРП

Повторный ГРП (Hydraulic Refracs) часто применяется на поздней стадии разработки для восстановления производительности скважин. Данная технология позволяет переориентировать азимут трещины. Извлечение пластового флюида с помощью гидравлической трещины приводит к локальному изменению пластового давления. Область дренирования принимает форму эллипса вдоль созданной гидравлической трещины. Уменьшение пластового давления в этой зоне вызывает снижение максимального горизонтального напряжения (параллельного созданной трещине) быстрее, чем минимального. Если изменения давления достаточно велики, то первоначальное направление минимального горизонтального напряжения становится новым направлением максимального напряжения внутри эллиптической зоны сниженного пластового давления. Тогда развитие новой гидравлической трещины будет происходить перпендикулярно направлению первоначальной. При достижении границы истощённой зоны вторичная трещина изменит своё направление на 90 градусов (рис. 2).



Рисунок 2 – Концепция переориентации трещин при повторном ГРП

Одновременный ГРП

Одновременный ГРП (Simultaneous Fracturing) соседних скважин является самым эволюционным методом заканчивания горизонтальных скважин газовых сланцев в последнее время. Метод представляет собой одновременное стимулирование двух или более взаимодействующих соседних скважин, параллельных друг другу, чтобы создать более сложную систему трещин путём переноса напряжения, созданного предыдущим этапом ГРП, в последующий этап ГРП. В результате можно получить более высокий начальный дебит и поддерживать стабильную добычу на более длительный срок. В американской практике одновременный разрыв двух скважин обеспечивает прирост добычи около 30 %, а одновременный разрыв трёх и больше скважин – прирост добычи ещё выше.

ГРП с созданием открытых каналов

Технология ГРП с созданием открытых каналов (HiWAY Channel Fracturing) разработана компанией «Schlumberger». Она включает в себя уникальное сочетание дизайна перфорации и режима закачки вместе с волоконно-оптической технологией и геомеханическим моделированием. В результате создаётся сеть открытых каналов с высокой проводимостью, проходящих через пропантную набивку (рис. 3). Таким образом, увеличивается проводимость трещины в несколько раз, уменьшается перепад давления, улучшается очистка жидкости и увеличиваются эффективная полудлина трещины и стимулированные объёмы пластов, что приводит к повышению продуктивности.

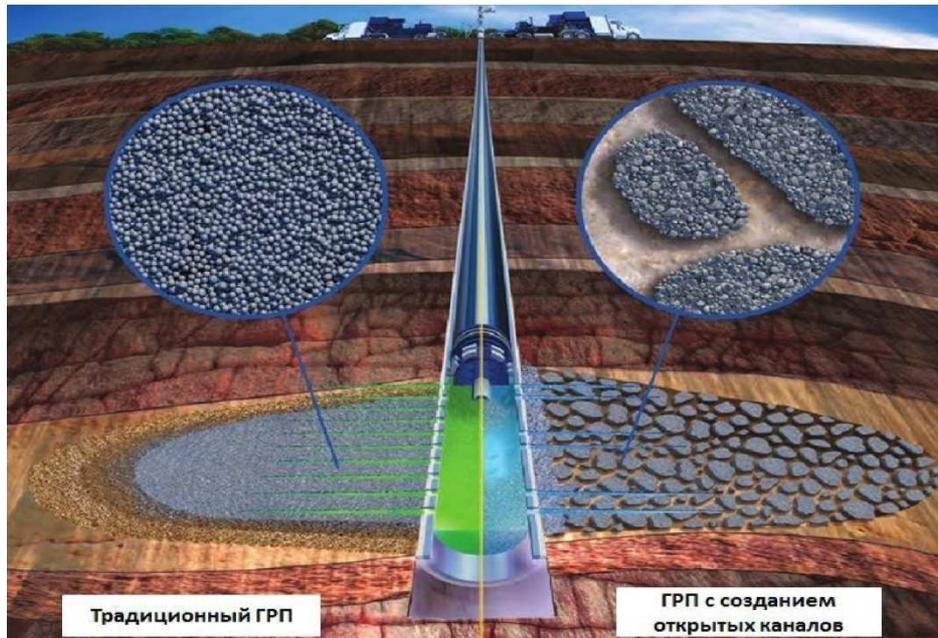


Рисунок 3 – Сплошные и несплошные пропантные набивки

Критерии применения технологии ГРП с созданием открытых каналов весьма строги:

- перфорационные отверстия должны быть сформированы неоднородными группами на разном, а не на равном расстоянии друг от друга;
- отношение между модулем Юнга и напряжением смыкания трещин должно быть выше 350;
- при операции закачка жидкости-песконосителя должна производиться порциями, т.е. подачу жидкости с пропантом чередуют с введением жидкости без пропанта;
- концентрация пропанта в порциях закачиваемой жидкости постепенно повышается.

В США, благодаря технологии HiWAY, добыча газа из сланцев Eagle Ford была увеличена на 51 %, а добыча конденсата – на 46 %.

Мониторинг процесса гидроразрыва и развития трещин

ГРП является широко применяемым методом интенсификации добычи и всё чаще в случае низкопроницаемых коллекторов применяется в горизонтальных скважи-

нах с многостадийным завершением. Эффективность ГРП напрямую зависит от качества выполнения операций ГРП, от соответствия фактической геометрии созданных трещин проектным параметрам. Для получения максимального эффекта от операции гидроразрыва траектория горизонтальных скважин должна быть перпендикулярна направлению развития трещин, и желательная геометрия трещин – длинные и узкие трещины, поскольку гидравлические трещины являются основными каналами для миграции газа в добывающие скважины. Но при реальной операции гидроразрыва часто встречаются различные проблемы, например, формирование извилистых путей тока, кольтатация пор, образование нежелательных форм трещин и т.д.

Поэтому операции ГРП должны сопровождаться процедурами контроля – мониторингом. В соответствии с проблемами, с которыми наиболее часто сталкиваются специалисты при проведении ГРП, следует отметить следующие актуальные задачи, стоящие перед мониторингом:

- обнаружение несоответствия дизайна ГРП фактической геометрии и размерам трещинной зоны, в том числе асимметрия разрыва;
- прогноз негативных сценариев распространения трещин за пределы целевого пласта (например, в область соседних водонасыщенных горизонтов);
- выявление причин аварийных остановок закачки;
- контроль фильтрационных свойств трещин в пласте;
- получение данных для оперативной коррекции дизайна последующих операций при многостадийном ГРП;
- возможность динамической 3D-визуализации процессов образования и развития трещинной зоны ГРП в реальном времени;
- диагностика качества операции ГРП.

Вообще, мониторинг гидроразрыва и развития трещин позволяет получить данные о напряжённо-деформированном состоянии в зонах развития трещины, о каналах фильтрации и рационально планировать бурение новых скважин, оптимизировать контроль процесса разработки залежи.

В настоящее время в основном используются четыре технологии мониторинга гидроразрыва и развития трещин: прямая призабойная диагностика, микросейсмический мониторинг, технология мониторинга инклинометрами и распределённый акустический мониторинг.

Анализируются адаптации и возможности этих технологий мониторинга: методика прямой призабойной диагностики трещин используется только в качестве дополнительного мониторинга; микросейсмический мониторинг широко используется при проведении ГРП в газосланцевых скважинах и является наиболее точным методом мониторинга трещин. Методика мониторинга инклинометрами также широко используется, но она не может быть применена в глубоких скважинах. Распределённый акустический мониторинг первоначально использовался для мониторинга трещин в 2009 году, но всё ещё находится в начальной стадии исследований. Сопоставление технологий мониторинга представлено в таблице 3.

Таблица 3 – Сопоставление различных технологий мониторинга

Технологии мониторинга	Возможность мониторинга					Ограниченность
	азимута	угла наклона	длины	высоты	ширины	
Прямая призабойная диагностика	да	может быть	может быть	может быть	может быть	применяется только после ГРП и в области вблизи ствола скважины
Микросейсмика	да	может быть	да	да	да	высокое требование к наблюдательной скважине, строгие условия применения
Мониторинг инклинометрами	да	да	да	да	да	нельзя определить параметры сложных трещин, нельзя применять в глубоких скважинах
Распределённый акустический мониторинг	да	да	может быть	нет	нет	нельзя определить параметры сложных трещин

Объёмный ГРП

Концепция стимулированного объёма пласта и объёмного ГРП

Разработка низкопроницаемых сланцев требует сетевидной системы трещин, чтобы максимизировать сообщаемость между скважиной и пластом. Микросейсмический мониторинг трещиноватости также показал, что сложные сети трещин могут быть созданы во многих типах сланцевых коллекторов. В традиционных коллекторах при проведении ГРП очень часто образуются простые трещины, имеющие форму птичьих крыльев в плоскости. Полудлина и проводимость этих трещин являются ключевыми показателями для оценки эффективности стимуляции. В сланцевых коллекторах, где создаются сложные трёхмерные сети трещин, показатели полудлины и проводимости отдельных трещин недостаточны для описания эффективности стимуляции. В силу этой причины появилась концепция стимулированного объёма пласта/месторождения (Stimulated Reservoir Volume, SRV) в качестве параметра корреляции производительности сланцевых скважин и для оценки эффективности стимуляции сланцев. Концепцию SRV выдвинул Mayerhofer M.J. (2008 г.). Размер созданной сети трещин можно аппроксимировать как трёхмерный объём облака микросейсмических событий.

Концепция объёмного ГРП (SRV Fracturing) появилась лишь в последние годы для описания отличия обработки сланцев от обработки традиционных коллекторов. Объёмный ГРП означает трёхмерную обработку сланцевых формаций гидравлическим методом с целью образования трёхмерной сетевидной системы трещин (рис. 4), вследствие чего увеличивается объём пласта, затронутый трещинами ГРП, и значительно улучшается эффективность обработки.

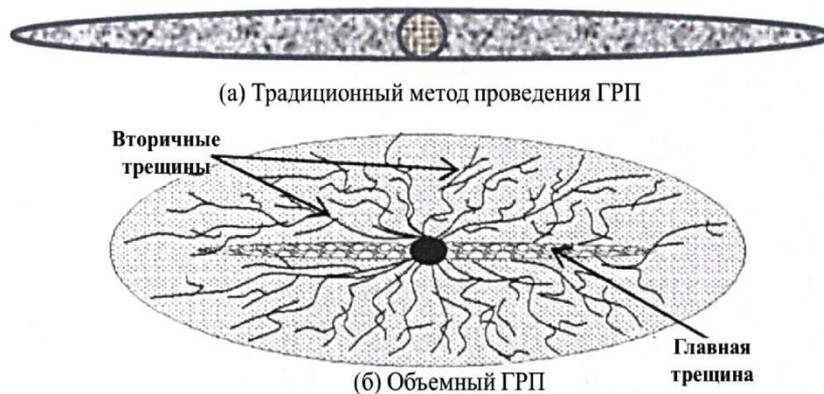


Рисунок 4 – Схематическое изображение геометрии трещин, формирующихся при традиционном ГРП (а) и объёмном ГРП (б)

Механизм формирования сетевидной системы трещин при объёмном ГРП заключается в том, что при операции ГРП расходуется большой объём жидкости разрыва, чтобы принудительно создать не только главные трещины, но и вторичные трещины за счёт сдвига, скольжения, пересечения и прочих эффектов (рис. 5 а).

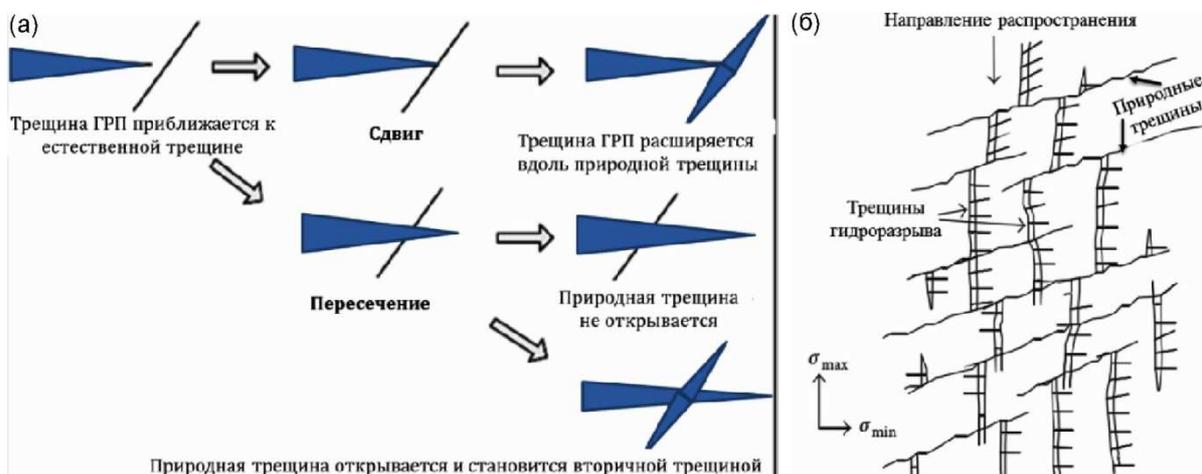


Рисунок 5 – Иллюстрация процесса активации природных трещин (а) и формирования сети трещин (б)

Вторичные трещины продолжают разветвляться, и образуются разветвлённые трещины. Эти созданные искусственные трещины переплетаются с естественными трещинами, и, наконец, формируются сложные трёхмерные сети трещин, осуществляется максимальный контакт между скважиной и пластом (рис. 5 б).

Благодаря формированию сетевидной системы трещин и повышению стимулированного объёма пласта, объёмный ГРП позволяет извлечь больше сланцевого газа, чем традиционный ГРП. Согласно результатам расчёта, при одинаковом 10-стадийном ГРП по сравнению с традиционным ГРП объёмный ГРП позволяет повысить добычу газа на 17 % (рис. 6).

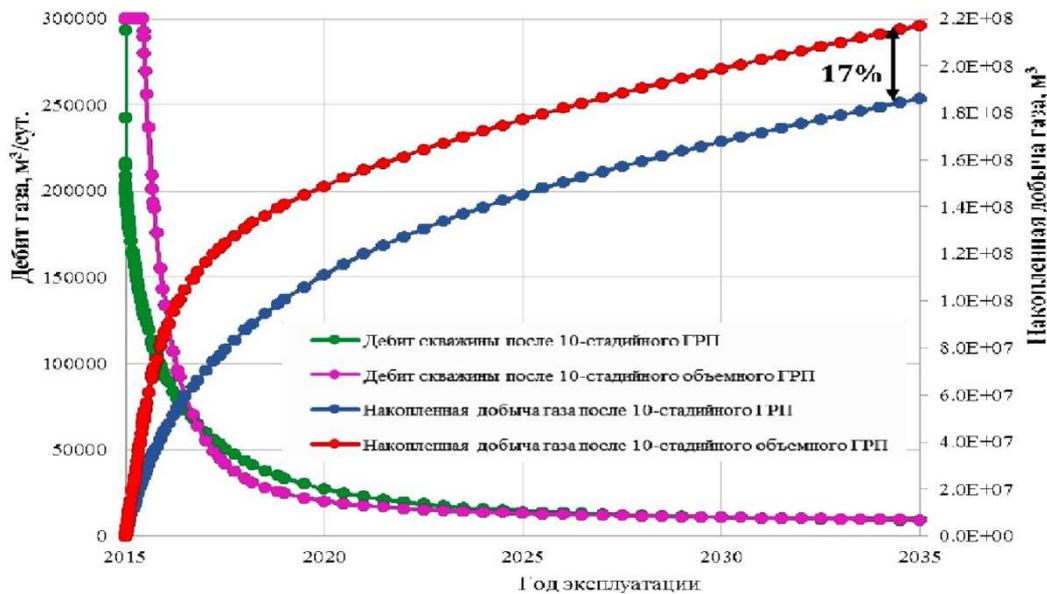


Рисунок 6 – Дебит скважины и накопленная добыча газа при традиционном и объёмном ГРП

Технологические особенности проведения объёмного ГРП

Кластерный подход к перфорации. При перфорации традиционных залежей основное внимание уделяется увеличению плотности отверстий, глубины проникновения и охвата интервала. При эксплуатации нетрадиционных залежей, в которых целесообразно ограничивать интервал перфорации, в том числе для эксплуатации газосланцевых толщ, такой подход применять нельзя. Для того чтобы обеспечить достаточное разнесение столбиков проппанта в трещине, перфорационные отверстия должны быть сформированы группами (кластерами). Кластеры могут быть разнесены в пространстве или сосредоточены возле интервалов с оптимальным качеством пласта. Расположение перфорационных отверстий кластерами увеличивает разделение между пачками жидкости с проппантом, поступающими в трещину, и обеспечивает оптимальный путь для движения потока из трещины в ствол скважины. На каждой стадии ГРП обычно создаются 3–6 кластеров перфорационных отверстий. Длина кластера 0,46–0,77 м, плотность перфорационных отверстий 16–20 отверстий/м, диаметр отверстий 13 мм. Интервал между кластерами обычно колеблется в диапазоне 10–30 м (рис. 7).

Уникальный режим закачки жидкости-песконосителя. При объёмном ГРП расходуется большой объём жидкости разрыва для создания не только главных трещин, но и вторичных трещин. В качестве материалов для гидроразрыва обычно используются низковязкая жидкость разрыва и расклинивающие материалы с малым размером зёрен. Жидкость-песконоситель подаётся порциями, концентрация проппанта в порциях постепенно повышается. Кроме того, на начальной стадии закачки обычно применяется проппант с меньшим размером зёрен для укрепления вторичных трещин, затем проппант с относительно большим размером зёрен для укрепления главных трещин.

Длинный горизонтальный ствол скважины. Длина горизонтального участка скважин в штатах Техас и Луизиана колеблется в интервале 500–2500 м. В соответствии с техническими и экономическими факторами существует оптимальная длина горизонтального участка.

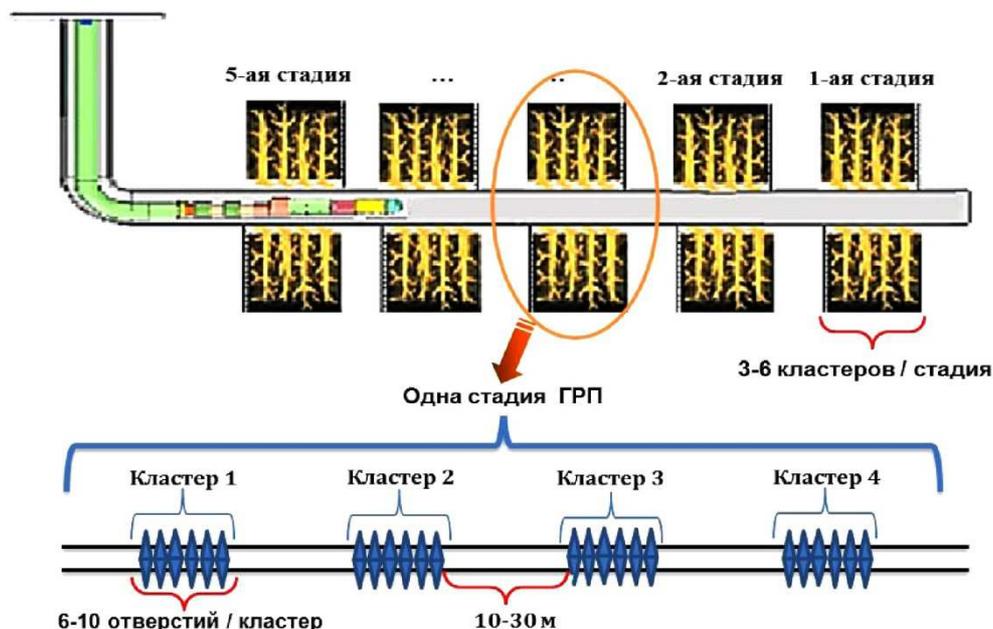


Рисунок 7 – Кластерный подход к перфорации при проектировании объёмного ГРП

Другие технологические характеристики проведения объёмного ГРП:

- большая скорость закачки ($10 \text{ м}^3/\text{мин.}$ и более);
- большой расход жидкости разрыва (для одной скважины расходуется $2000\text{--}6000 \text{ м}^3$);
- маленький размер зёрен проппанта (обычно используют керамический проппант меш 70/100 и меш 40/70);
- низкая концентрация проппанта (среднее соотношение песка и жидкости 3–5 %, максимальное соотношение не превышает 10 %).

Обзор опыта применения методов интенсификации притока нефти на коллекторах с осложнёнными условиями разработки

Наиболее активно при разработке месторождений все процессы протекают в призабойной зоне пласта. Данная область характеризуется максимальными значениями фильтрационных сопротивлений, градиентов давления и скоростей фильтрации флюидов. Состояние призабойной зоны зависит от большого количества факторов, таких как качество первичного и вторичного вскрытия пласта, качество используемых технологических жидкостей и разработки месторождения в целом.

Успех того или иного мероприятия по интенсификации добычи нефти из продуктивных интервалов пласта-коллектора напрямую зависит от имеющейся информации о скважине.

В многочисленных источниках литературы авторы указывают на важность сохранения призабойной зоны пласта в естественном её состоянии или наиболее близком к этому. Такое получается довольно редко ввиду большого количества причин: начиная от процесса бурения, в котором, например, из-за особенностей продуктивного интервала приходится использовать тяжёлые буровые растворы или из-за участия недобросовестных подрядчиков происходит нарушение технологии вскрытия пласта. Может присутствовать и неправильный выбор режимов эксплуатации добывающих скважин и реагентов для обработки пласта.

Все методы воздействия на ПЗП можно разделить на группы: физические, химические, физико-химические и комбинированные. Осложнения при эксплуатации могут быть вызваны как геолого-физическими особенностями разрабатываемой залежи (низкая проницаемость, высокая пластовая температура и др.), так и свойствами добываемых флюидов (повышенное содержание асфальтенов, смол, парафинов, высокая вязкость и др.). Далее будет рассмотрен анализ применения некоторых из методов ОПЗ в лабораторной и промысловой практиках.

Большую популярность среди специалистов нефтегазовой отрасли завоевали кислотные обработки пласта и различные их модификации. Например, для низкопроницаемых терригенных коллекторов с высоким содержанием карбонатов предлагается использовать сухокислотную композицию. Данная композиция состоит из кислотного, хелатообразующего агентов и поверхностно-активного вещества. Комбинация таких составляющих придаёт рабочему раствору замедленную скорость реакции с породообразующими минералами, низкие значения межфазного натяжения и скорости коррозии. Также в качестве важной характеристики отмечается способность удерживать осадки гидрата окиси трёхвалентного железа, которые могут ухудшить проницаемость и так малых каналов фильтрации. В результате прокачки 66 поровых объёмов разработанного состава через низкопроницаемый керн при 95 °С и выдержки на реакцию в течение 24 часов удалось увеличить проницаемость на 8 %.

Ещё один композиционный состав для повышенных пластовых температур был разработан на основе хелаторов и плавиковой кислоты. В данном случае получали HF за счёт реакции между оксиэтилидендифосфоновой кислотой и гидрофторида аммония. Подчёркивается более щадящее растворение глин и карбонатов, ограничение пор от закупоривания тонкодисперсными частицами и за счёт этого улучшенная проникающая способность состава в глубь пласта.

Украинскими коллегами предлагается технология бескислотной обработки заглинизированных коллекторов. Данная технология включает в себя последовательную закачку и выдержку в пласте жавелевой воды (раствор солей калия хлорноватистой и соляной кислот), растворов диамида угольной кислоты и щелочи. На первом этапе производили закачку жавелевой воды с раствором диамида уксусной кислоты. Как отмечается, в результате реакции разрушаются остатки полимеров от буровых растворов – активным хлором и кислородом, выделяющимся в присутствии жавелевой воды, и постепенно растворяются высокомолекулярные углеводороды выделенным CO₂. Вторым этапом закачивался раствор щелочи, который реагировал с глинистой составляющей пород и дополнительно воздействовал на тяжёлые фракции углеводородов. Также в ходе дальнейшей реакции щелочи с растворами первого этапа закачки образуется гидразин. Он активно реагирует с глинами и наблюдается улучшение ФЕС продуктивного интервала – происходит растворение и отмывание гидразином парафиновых углеводородов. В результате проведения фильтрационных исследований на керновом материале получено улучшение проницаемости в 1,5–2,0 раза. Также предложенный способ обработки ПЗП был испытан на одной из добывающих скважин Карайкозовского месторождения Украины. Проницаемость ПЗП изменилась с 0,091 до 0,107 мкм², прирост дебита по нефти после освоения составил 10,4 тонн/сут.

В других работах, посвящённых кислотным обработкам, приводится анализ стандартных подходов при проведении ОПЗ и предлагается комплексный подход. Данный анализ показывает, что эффективность от стандартного подхода, который учитывает только лишь эффективную мощность пласта, на добывающих скважинах не превышает отметки в 38 %. В качестве комплексного подхода предлагаются три этапа формирования оптимального дизайна ОПЗ. На первом из них оценивается весь объём информации по скважине и мероприятиям, проводимым на ней ранее, на втором этапе подбираются реагенты и рассчитываются объёмы закачки с выбором последовательности закачки и, наконец, на третьем этапе формируется дизайн обработки с обозначением всех стадий технологических операций и предельно допустимого давления закачки. Сама же обработка после формирования оптимального дизайна включала в себя три стадии:

- первая стадия – проведение подготовки породы призабойной зоны пласта путём закачки буферной жидкости с добавлением различных ПАВ (делалось это для очистки породы ароматическими растворителями от органических отложений и вытеснения поверхностно-активными веществами остаточной пластовой воды);
- вторая (основная) стадия – производилась последовательная закачка соляной и грязевой кислот. В случае с высоким содержанием карбонатных минералов необходимо отказаться от использования грязевой кислоты. В противоположной ситуации не-

обходимо подобрать соотношение соляной и плавиковой кислот на основании данных о проницаемости, минералогического и гранулометрического состава, а также с учётом пластовой температуры. Необходимо добавление ингибитора коррозии в состав кислот и использование буферной оторочки раствора ПАВ между порциями соляной и грязевой кислот для увеличения эффекта от воздействия последними;

- третья (завершающая) стадия – производилась закачка различных ПАВ с целью вытеснения продуктов реакции в глубь пласта и регулирования смачиваемости породы.

Применение комплексного подхода позволило увеличить успешность обработок ПЗП в среднем на 41 %. Недостижение абсолютной успешности объясняется использованием усреднённых параметров по месторождению при подборе комплекствующих кислотных составов.

Другой комплексный подход состоит в разработке технологии обработки призабойной зоны пласта комплексными кислотными составами с применением гидровибродействия. Повышение эффективности воздействия на ПЗП упругими гидравлическими импульсами совместно с многокомпонентными составами, включающими кислоты, органические растворители и другие специальные добавки, достигается путём растворения кольматантов в низкопроницаемых зонах, раскрытия микротрещин с образованием новых фильтрационных каналов и разрушения пространственной структуры. В качестве органических растворителей использовались технический ацетон (осушка пород и растворение асфальтено-смоло-парафиновых отложений), этиленгликоль и диэтиленгликоль (замедление реакции кислоты с породой, снижение коррозионной активности, предотвращение образования эмульсий и вторичных осадков). Хлористый аммоний применяли для стабилизации глин. Также в комплексном составе присутствовал ПАВ (неонол АФ9-6 и сульфанола НП-1) и реагент на основе лимонной кислоты (ЛК-11).

Опытно-промышленные испытания предложенной технологии проводились на 43 скважинах Мало-Балыкского месторождения, вскрывших низкопроницаемые ачимовские пласты. Средний прирост дебита составил 12 тонн/сут., продолжительность эффекта в среднем 6–8 месяцев, а общая дополнительная добыча – 48,487 тыс. тонн нефти.

При проведении кислотной обработки ачимовских отложений, но уже после расконсервации, делается акцент на перспективности применения методов глубокопроникающего физико-химического воздействия в коллекторах трещинно-порового типа. В качестве рабочих составов предлагается использовать загущённую кислотную эмульсию (карбоксиметилцеллюлоза 1,5–2,0 % + соляная кислота 15–20 %) и кислотный раствор (соляная кислота 15–20 % + бензойная кислота 0,25–0,50 %). Эмульсия обеспечивает раскрытие трещин и первичную обработку их стенок кислотой, а кислотный раствор – основное растворение минералов и хорошую проникающую способность за счёт наличия бензойной кислоты.

При разработке многопластовой залежи с различными по проницаемости пластами предлагается поинтервальная кислотная обработка низкопроницаемых терригенных коллекторов с использованием колтюбинговой установки. В случае большой разницы в расстоянии между пластами обработка ведётся по технологической схеме, изображённой на рисунке 8 а. При одинаковом расстоянии или незначительной разнице в нём – по схеме на рисунке 8 б. Для каждого из обрабатываемых пластов подбирается индивидуальный кислотный состав.

Кислотные обработки низкопроницаемых терригенных коллекторов проводили и в Томской области. Общая успешность от проведения ОПЗ кислотными составами на данных месторождениях не превышает 40–60 %. Проведение фильтрационного эксперимента с использованием в кислотном составе смеси соляной и плавиковой кислот показало снижение проницаемости для нефти. Исследование шлифов после фильтрации показало, что основной причиной в снижении проницаемости является суффозия частиц породы из-за растворения каркасных минералов, механического разрушения цемента и, как следствие, деконсолидации частиц песчаника в целом. Успешность обработки достигается в случае, когда ПЗП наиболее загрязнена кислоторастворимыми кольматантами и происходит минимальное воздействие на матрицу породы.

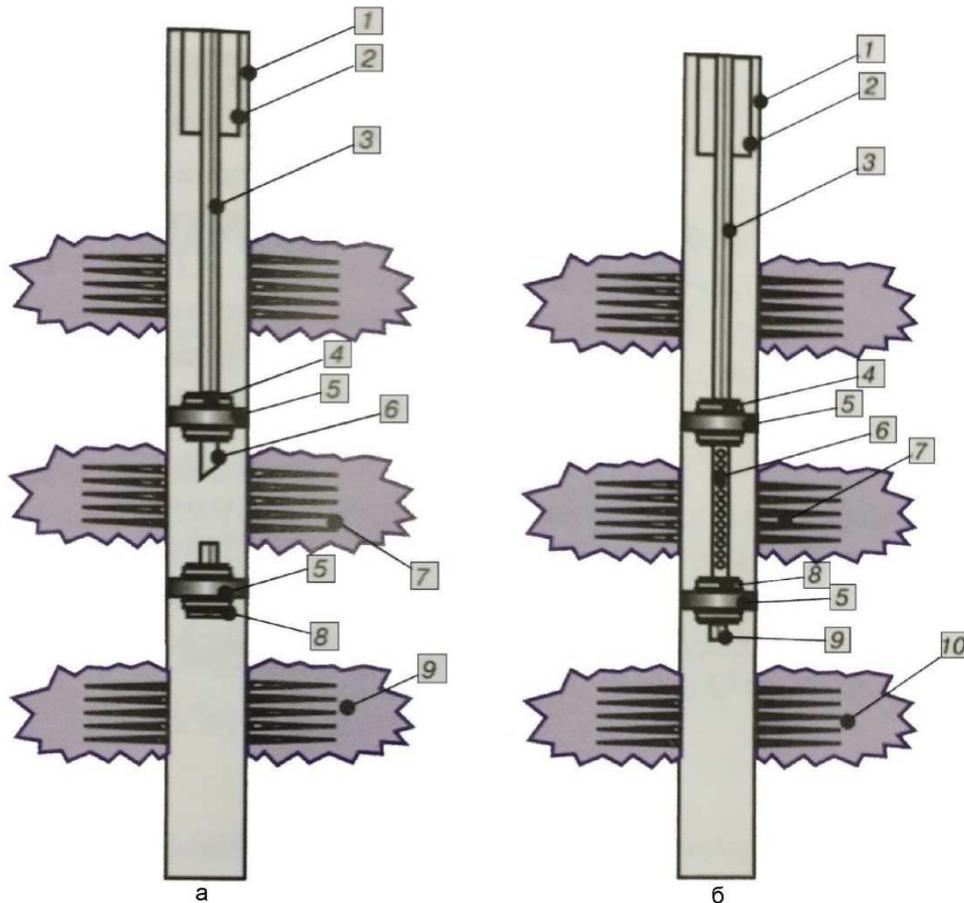


Рисунок 8 – Схема поинтервальной кислотной обработки продуктивных пластов:
а – с помощью отдельно спущенных надувных пакеров:

- 1, 2 – соответственно эксплуатационная и лифтовая колонны; 3 – безмуфтовая длиномерная труба;
4 – надувной пакер; 5 – уплотнительный элемент пакера; 6 – промывочная насадка;
7, 9 – соответственно обрабатываемый и необрабатываемый продуктивные пласты;
8 – надувной пакер-пробка; б – с использованием сборки надувных пакеров:
1-5, 7, 8 – то же, что и на рисунке 8 а; 6 – перфорированная труба;
9 – заглушка; 10 – необрабатываемый продуктивный пласт

Набирающей популярность среди российских нефтяников технологией, повышающей эффективность разработки низкопроницаемых коллекторов, является Plug&Perf. Целью данной технологии является проведение прострелочно-взрывных работ под многостадийный гидроразрыв пласта. Преимущества этой технологии следующие:

- 1) возможность одновременного спуска в скважину нескольких секций перфораторов и изолирующей пробки;
- 2) возможность производить посадку изолирующей пробки и перфорацию до 40 интервалов за один спуск;
- 3) применяется в основном при МГРП;
- 4) возможность посадить пробку и изолировать предыдущий интервал перфорации, а затем вскрыть пласт в наиболее перспективных зонах в горизонтальном участке за один спуск в нескольких интервалах;
- 5) исключение нескольких дополнительных спускоподъемных операций в скважине, находящейся под давлением;
- 6) перфораторы и пробка закачиваются в горизонтальный ствол при помощи насосов ГРП.

Данная технология может быть эффективной на баженовской свите, но до сих пор геомеханические особенности свиты плохо изучены. Дополнительный барьер для промышленных испытаний создают санкции против Российской Федерации.

Таким образом, среди методов интенсификации притока нефти на месторождениях с осложнёнными условиями разработки наиболее распространены кислотные об-

работки и гидравлический разрыв пласта. Повышение эффективности данных методов достигается за счёт их комбинирования с различными методами и технологиями обработки призабойной зоны пласта.

Большое количество проведённых операций на различных месторождениях, довольно высокая успешность и суммарный объём дополнительно добытой нефти из залежей – всё это даёт повод специалистам приравнивать технологии интенсификации добычи углеводородов к физико-химическим методам повышения нефтеотдачи.

В этой связи актуальной задачей перед специалистами, работающими с баженовской свитой, является разработка качественно адаптированных технологий интенсификации притока нефти для сложных геолого-физических условий залегания баженовской свиты. Поскольку кислотная обработка является более экономичным и не требующим доступа к санкционным технологиям методом, то разработка технологии, интенсифицирующей добычу нефти, на основе кислотной обработки потенциально продуктивных интервалов баженовской свиты представляется более приоритетным направлением в дальнейшей разработке.

Литература:

1. Арутюнов Т.В., Поздняк А.Н., Савенок О.В. Перспективы разработки сланцевой нефти на примере пласта ЮС₀ Салымского месторождения / Материалы VII Всероссийской конференции: «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (28–31 октября 2014 года). – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2014. – С. 203–206.
2. Арутюнов Т.В. Антониади Д.Г., Савенок О.В. Анализ методов и технологий промышленной разработки месторождений углеводородов сланцевых отложений // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2014. – № 3. – С. 43–47.
3. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Состояние, тенденции и перспективы выработки запасов углеводородов из сланцевых отложений // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2014. – № 4. – С. 39–51.
4. Арутюнов Т.В., Арутюнов А.А., Савенок О.В. Особенности разработки Салымского нефтяного месторождения (на примере пласта ЮС₀) / Материалы II Всероссийской научно-практической конференции: «Фундаментальные и прикладные исследования в России: проблемы и перспективы развития» (19 января 2015 года). – Ростов-на-Дону : Профпресс, 2015. – С. 40–52.
5. Арутюнов Т.В., Арутюнов А.А., Савенок О.В. Перспективы разработки месторождений сланцевых отложений / сборник статей Международной научно-практической конференции: «Фундаментальные проблемы науки» (23 января 2015 года). – Уфа : РИО МЦИИ ОМЕГА САЙНС, 2015. – С. 126–135.
6. Арутюнов Т.В., Арутюнов А.А., Савенок О.В., Моллаев З.Х. Методология оценки ресурсов сланцевых отложений // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2015. – № 3. – С. 266–271.
7. Арутюнов Т.В., Арутюнов А.А., Савенок О.В. Постановка задачи физико-химического моделирования сланцевых пород // Инженер-нефтяник. – 2015. – № 1. – С. 42–47.
8. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Исследование сланцевых пород и природы сланцевой нефтеносности баженовской свиты и формации Баккен // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник), 2015. – № 1. – С. 28–46.
9. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Особенности строения месторождений сланцевых отложений / Труды XIX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвящённого 70-летию юбилею Победы советского народа над фашистской Германией: «Проблемы геологии и освоения недр» (6–10 апреля 2015 года). – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – Т. II. – С. 385–387.
10. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Анализ характеристик геологического строения и коллекторских свойств сланцевых отложений // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 4. – С. 72–76.
11. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Принципы моделирования поровой структуры сланцевых пород / XIII Международная научно-практическая конференция: «Современные концепции научных исследований» (Россия, г. Москва, 29–30 апреля 2015 года) // Ежемесячный научный журнал № 4 (13) / 2015. – Москва : Евразийский союз учёных, 2015. – Ч. 11. – С. 103–109.
12. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Жизненный цикл инновационного продукта – сланцевого газа / материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных: «Новые технологии – нефтегазовому региону» (19–20 мая 2015 года). – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. – Т. 1. – С. 49–52.

13. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Prospettive di shale gas Russa // Italian Science Review. 2015; 5(26). PP. 138–145. – URL : <http://www.ias-journal.org/archive/2015/may/Arutyunov.pdf>
14. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Моделирование глинистых пород с колломорфным кремнезёмом // Инженер-нефтяник. – 2015. – № 2. – С. 18–21.
15. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Оценка параметров порового пространства глинистых пород с целью моделирования поровой структуры сланцевых отложений // Материалы X Международного симпозиума, посвящённого 70-летию Победы: «Фундаментальные и прикладные проблемы науки». – М. : РАН, 2015. – Т. 2. – С. 88–100.
16. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Экологические проблемы при разработке месторождений сланцевых углеводородов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2015. – № 9. – С. 39–42.
17. Арутюнов Т.В., Савенок О.В., Кошелев А.Т. Разработка методологии приготовления образцов глинисто-кремнистых пород с учётом факторов неоднородности и неопределённости // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 10. – С. 25–28.
18. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Технология добычи сланцевого газа и влияние на экологию / Труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвящённого 120-летию со дня основания Томского политехнического университета: «Проблемы геологии и освоения недр» (4–8 апреля 2016 года). – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – Т. II. – С. 68–70.
19. Арутюнов Т.В., Савенок О.В., Шляховой Д.С. Постановка задачи экспериментальных исследований глинисто-кремнистых сланцевых пород // Наука и техника в газовой промышленности. – 2016. – № 2 (66). – С. 3–10.
20. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Экспериментальные исследования глинисто-кремнистых сланцевых пород с точки зрения способности создания новых поверхностей // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2016. – № 2. – С. 38–41.
21. Арутюнов Т.В., Савенок О.В., Шляховой Д.С. Теоретическое исследование процесса формирования искусственных образцов глинисто-кремнистых сланцевых пород // Инженер-нефтяник. – 2016. – № 3. – С. 34–39.
22. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Характеристика пород-коллекторов сланцевого газа / Материалы восьмой международной научной конференции «ТТС-16»: «Технические и технологические системы» (24–26 ноября 2016 года); ФГБОУ ВО «КубГТУ», КВВАУЛ им. А.К. Серова; под общей редакцией Б.Х. Гайтова. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – С. 253–261.
23. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Анализ применения технологии термогазового воздействия на Средне-Назымском нефтяном месторождении / Материалы девятой Международной научной конференции «ТТС-17»: «Технические и технологические системы» (22–24 ноября 2017 года) / ФГБОУ ВО «КубГТУ», КВВАУЛ им. А.К. Серова; под общей редакцией Б.Х. Гайтова. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – С. 217–230.
24. Арутюнов Т.В., Савенок О.В., Шляховой Д.С. Исследование удельной поверхности сланцевых пород // Наука и техника в газовой промышленности. – 2017. – № 4 (72). – С. 62–78.
25. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Методология оценки запасов сланцевого газа / сборник тезисов докладов Международной научно-практической конференции, посвящённой 100-летию Кубанского государственного технологического университета и 25-летию кафедры машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов Армавирского механико-технологического института: «Наука и технологии в нефтегазовом деле» (09–10 февраля 2018 г.). – Краснодар : ФГБОУ ВО «КубГТУ». – 2018. – Секция 3: «Управление и мониторинг разработки месторождений нефти и газа». – С. 127–129.
26. Арутюнов Т.В., Савенок О.В., Шляховой Д.С. Исследование процесса формирования искусственных образцов глинисто-кремнистых сланцевых пород // Наука и техника в газовой промышленности. – 2018. – № 1 (73). – С. 3–12.

References:

1. Arutyunov T.V., Pozdnyak A.N., Savenok O.V. The prospects of development of slate oil on the example of YuS₀ layer of the Salym field / Materials VII of the All-Russian conference: «Problems of development of fields of hydrocarbonic and ore useful minerals» (on October 28–31, 2014). – Perm : Publishing house of the Perm national research polytechnical university, 2014. – P. 203–206.
2. Arutyunov T.V., Antoniadi D.G., Savenok O.V. Analysis of methods and technologies of industrial development of fields of hydrocarbons of slate deposits // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin), 2014. – No. 3. – P. 43–47.
3. Arutyunov T.V., Savenok O.V. A state, tendencies and the prospects of development of reserves of hydrocarbons from slate deposits // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin), 2014. – No. 4. – P. 39–51.

4. Arutyunov T.V., Arutyunov A.A., Savenok O.V. Features of development of the Salym oil field (on the example of YuS₀ layer) / Materials II of the All-Russian scientific and practical conference: «Basic and applied researches in Russia: problems and prospects of development» (on January 19, 2015). – Rostov-on-Don: Professional press, 2015. – P. 40–52.
5. Arutyunov T.V., Arutyunov A.A., Savenok O.V. Prospects of development of fields of slate deposits / collection of articles of the International scientific and practical conference: «Fundamental problems of science» (on January 23, 2015). – Ufa : RIO MTsII OMEGA SAYNS, 2015. – P. 126–135.
6. Arutyunov T.V., Arutyunov A.A., Savenok O.V., Mollayev Z.H. Metodologiya of assessment of resources of slate deposits // Mountain information and analytical bulletin (scientific and technical magazine). – 2015. – No. 3. – P. 266–271.
7. Arutyunov T.V., Arutyunov A.A., Savenok O.V. Problem definition of physical and chemical modeling of slate breeds // oil Engineer. – 2015. – No. 1. – P. 42–47.
8. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Research of slate breeds and nature of slate oil-bearing capacity of the Bazhenov shale and formation Bakken // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin), 2015. – No. 1. – P. 28–46.
9. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Features of a structure of fields of slate deposits / Works of the XIX International symposium of a name of the academician M.A. Usov of students and young scientists devoted to 70-year anniversary of the Victory of the Soviet people over fascist Germany: «Problems of geology and development of a subsoil» (on April 6-10, 2015). – Tomsk : Publishing house of the Tomsk Polytechnic University, 2015. – T. II. – P. 385–387.
10. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Analysis of characteristics of a geological structure and collection properties of slate deposits // Oil. Gas. Innovations. – 2015. – No. 4. – P. 72–76.
11. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Principles of modeling of steam structure of slate breeds / XIII International scientific and practical conference: «Modern concepts of scientific research» (Russia, Moscow, on April 29–30, 2015) // Monthly scientific magazine No. 4 (13)/2015. – Moscow : Euroasian union of scientists, 2015. – Part 11. – P. 103-109..
12. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Life cycle of an innovative product – slate gas / materials of the scientific and practical conference of students, All-Russian with the international participation, graduate students and young scientists: «New technologies – to the oil and gas region» (on May 19–20, 2015). – Tyumen : TSOGU, 2015. – T. 1. – P. 49–52.
13. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Prospective di shale gas Russa // Italian Science Review. 2015; 5(26). PP. 138–145. – URL : <http://www.ias-journal.org/archive/2015/may/Arutyunov.pdf>
14. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Modeling of clay breeds with kolloformny silicon dioxide // the oil Engineer. – 2015. – No. 2. – P. 18–21.
15. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Assessment of parameters of pore space of clay breeds for the purpose of modeling of steam structure of slate deposits // Materials of the X International symposium devoted to the 70 anniversary of the Victory: «Fundamental and applied problems of science». – M. : RAS, 2015. – T. 2. – P. 88–100.
16. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Environmental problems when developing fields of slate hydrocarbons // Environment protection in an oil and gas complex. –2015. – No. 9. – P. 39–42.
17. Arutyunov T.V., Savenok O.V., Koshelev A.T. Development of methodology of preparation of examples of clay and siliceous breeds taking into account factors of heterogeneity and uncertainty // Construction of oil and gas wells by land and by sea. – 2015. – No. 10. – P. 25–28.
18. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Technology of extraction of slate gas and influence on Ecology / Works XX of the International symposium of a name of the academician M.A. Usov of students and young scientists devoted to the 120 anniversary from the date of foundation of the Tomsk polytechnical university: «Problems of geology and development of a subsoil» (on April 4–8, 2016). – Tomsk : Publishing house of the Tomsk Polytechnic University, 2016. – T. II. – P. 68–70.
19. Arutyunov T.V., Savenok O.V., Shlyakhovoy D.S. Problem definition of pilot studies of clay and siliceous slate breeds // Science and technology in the gas industry. – 2016. – No. 2 (66). – P. 3–10.
20. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Pilot studies of clay and siliceous slate breeds from the point of view of ability of creation of new surfaces // the Scientific and technical bulletin of JSC Rosneft. – 2016. – No. 2. – P. 38–41.
21. Arutyunov T.V., Savenok O.V., Shlyakhovoy D.S. Theoretical research of process of formation of artificial examples of clay and siliceous slate breeds // oil Engineer. – 2016. – No. 3. – P. 34–39.
22. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Characteristic of breeds collectors of slate gas / Materials of the eighth international scientific TTS-16 conference: «Technical and technological systems» (on November 24–26, 2016); FGBOOU WAUGH of «KUBGTU», KVVAUL of A.K. Serov; under the general editorial office B.H. Gaytova. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – P. 253–261.
23. Arutyunov T.V., Savenok O.V. The analysis of use of technology of thermogas influence on the Average and Nazymzsky oil field / Materials of the ninth International scientific TTS-17 conference: «Technical and technological systems» (on November 22–24, 2017) / FGBOOU WAUGH of «KUBGTU», KVVAUL of A.K. Serov; under the general editorial office B.H. Gaytova. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – P. 217–230.

24. Arutyunov T.V., Savenok O.V., Shlyakhovoy D.S. Issledovaniye of a specific surface of slate breeds // Science and technology in the gas industry. – 2017. – No. 4 (72). – P. 62–78.

25. Arutyunov T.V., Savenok O.V. Methodology of assessment of reserves of slate gas / collection of theses of reports of the International scientific and practical conference devoted to the 100 anniversary of the Kuban state technological university and the 25 anniversary of department of cars and the equipment of oil and gas fields of the Armavir mekhaniko-institute of technology: «Science and technologies in oil and gas business» (on February 09–10, 2018). – Krasnodar : FGBOOU WAUGH «KubGTU». – 2018. – Section 3: «Management and monitoring of development of oil and gas fields». – P. 127–129.

26. Arutyunov T.V., Savenok O.V., Shlyakhovoy D.S. Issledovaniye of process of formation of artificial examples of clay and siliceous slate breeds // Science and technology in the gas industry. – 2018. – No. 1 (73). – P. 3–12.