

УДК 622.276.66

**А. Р. Хамиди, Ж. Ж. Абдухамидов, И. И. Маннанов, В. М. Фомина,
В. В. Андрияшин, М. А. Варфоломеев**

Казанский (Приволжский) федеральный университет

**ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА
ПЛАСТА В УСЛОВИЯХ ЗАЛЕЖЕЙ СЛАНЦЕВЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ**

В статье выполнен аналитический обзор современных технологий проведения гидравлического разрыва пласта в условиях залежей сланцевых углеводородов. Цель работы заключалась в систематизации и сравнительной оценке технологических решений, способных повысить эффективность разработки низкопроницаемых сланцевых коллекторов в условиях сложного геолого-физического строения, высоких пластовых давлений, температур и выраженной неоднородности пород. Особенно данные исследования актуальны для разработки трудноизвлекаемых запасов на территории России, прежде всего Баженовской свиты в пределах Ханты-Мансийского автономного округа Западной Сибири, Доманиковых отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, а также Хадумской свиты палеогена Предкавказья. Обобщены и систематизированы знания отечественного и зарубежного опыта по технологиям проведения гидравлического разрыва пласта, результатов лабораторных экспериментов и промысловых испытаний. К данным модификациям относятся: многостадийный гидроразрыв, ГРП с эндотермическими жидкостями, ГРП с использованием сверхкритического диоксида углерода, сжиженных углеводородных газов и электроразрыва пласта. Установлено, что наибольшее значение для вовлечения сланцевых запасов в разработку имеют технологии, обеспечивающие формирование разветвленной сети трещин и снижение давления разрыва. Показано, что применение эндотермических жидкостей позволяет уменьшить давление разрыва на 53% для песчаника и на 35% для сланца, а использование сверхкритического CO₂ снижает давление гидроразрыва на 43 % и увеличивает

суммарную длину трещин примерно в 3,5 раза по сравнению с традиционным ГРП. Отмечены преимущества технологий на основе сжиженных углеводородных газов, связанных с ростом эффективной длины трещины, высокой остаточной проводимостью проппантной пачки и отсутствием набухания глинистых минералов. Вместе с тем показано, что даже многостадийный ГРП в условиях Баженовской свиты сопровождается быстрым снижением дебита после проведения операции. Развитие отечественных технологических решений для трудноизвлекаемых запасов способствует повышению эффективности разработки сланцевых коллекторов. Однако стабильного высокого дебита возможно добиться только при комплексной адаптации технологий ГРП к литолого-минералогическим, термобарическим и фильтрационно-емкостным особенностям конкретного объекта.

Ключевые слова: сланцевая нефть; низкая проницаемость; методы разработки сланцев; гидравлический разрыв пласта; сеть сложных трещин, эндотермические жидкости, электроразрыв пласта

This article provides an analytical review of modern hydraulic fracturing technologies for shale hydrocarbon deposits. The objective of the study was to systematize and compare technological solutions capable of increasing the efficiency of developing low-permeability shale reservoirs under complex geological and physical conditions, high formation pressures, temperatures, and significant rock heterogeneity. These studies are particularly relevant for the development of hard-to-recover reserves in Russia, primarily the Bazhenov Formation in the Khanty-Mansi Autonomous Okrug of Western Siberia, the Domanik deposits of the Volga-Ural oil and gas province, and the Paleogene Khadum Formation of the Ciscaucasia. This article summarizes and systematizes domestic and international experience in hydraulic fracturing technologies, including the results of laboratory experiments and field tests. These modifications include multistage hydraulic fracturing, hydraulic fracturing with endothermic fluids, hydraulic fracturing using supercritical carbon dioxide, liquefied petroleum

gases, and electrical fracturing. It has been established that technologies that create a branched fracture network and reduce fracturing pressure are most important for the development of shale reserves. It has been shown that the use of endothermic fluids reduces fracturing pressure by 53% for sandstone and by 35% for shale, while the use of supercritical CO₂ reduces fracturing pressure by 43% and increases the total fracture length by approximately 3.5 times compared to traditional hydraulic fracturing. The advantages of technologies based on liquefied petroleum gases, associated with an increase in the effective fracture length, high residual conductivity of the proppant pack, and the absence of swelling of clay minerals, are noted. At the same time, it has been shown that even multi-stage hydraulic fracturing in the Bazhenov Formation is accompanied by a rapid decline in flow rate after the operation. The development of domestic technological solutions for hard-to-recover reserves is contributing to increased efficiency in shale reservoir development. However, stable high flow rates can only be achieved through comprehensive adaptation of hydraulic fracturing technologies to the lithological, mineralogical, pressure-temperature, and filtration-capacitive characteristics of a specific reservoir.

Keywords: shale oil; low permeability; shale development methods; hydraulic fracturing; complex fracture network; endothermic fluids; electrofrac

Введение

Несмотря на то, что тема сланцевой нефти в последние годы приобрела широкую известность и, казалось бы, что все уже сказано, ее актуальность не снижается. Среди специалистов сохраняются принципиально разные оценки: одни видят в ней революционный прорыв в нефтегазовой отрасли, другие же скептически относятся к экономической значимости этих запасов, характеризуя их как «сланцевый пузырь» и выражая сомнения в их долгосрочной перспективе. Полемика обострилась на фоне драматического падения мировых цен на нефть, что усилило критику в российском нефтегазовом сообществе, включая представителей руководства компаний,

ранее объяснявших задержки в освоении месторождений внешними обстоятельствами.

В то же время применение современных технологий, таких как гидравлический разрыв пласта, позволило США выйти в лидеры по добыче природного газа и приблизиться к Саудовской Аравии и России по суточным объемам нефтедобычи уже к 2014 году. Этот «сланцевый бум» способствовал накоплению избытка углеводородного сырья на глобальном рынке, что привело к более чем двукратному снижению цен на нефть.

Таким образом, хотя проблема выглядит достаточно изученной, научные исследования и споры вокруг сланцевой нефти продолжаются, набирая остроту в условиях экономической волатильности и технологических трудностей. Формирование отрасли тесно связано с целенаправленным внедрением инновационных методов и их адаптацией к специфическим геолого-физическим условиям формаций, подобных Баженовской, Доманиковой и Хадумской свитам, которые выступают приоритетными для развития нетрадиционных углеводородных ресурсов России.

Способы увеличения темпов разработки сланцевых формаций

С целью выбора альтернативных подходов и увеличения продуктивности существующих методов добычи нефти при освоении сланцевых залежей был проведён анализ различных методик воздействий на призабойную зону пласта.

Первоначально, на ранних этапах разработки сланцевых месторождений, преимущественно применялись вертикальные скважины, что ограничивало возможности внедрения современных технологий из-за недостаточной мощности пластов. Прорыв в технологии добычи произошёл с внедрением наклонно-направленного бурения, позволившего значительно увеличить протяжённость призабойной зоны, что сделало возможным достижение ощутимых результатов при воздействии на нее. Процесс выбора методов повышения нефтеотдачи требует тщательного аналитического и исследовательского подхода. В зависимости от состава углеводородов для

извлечения запасов рекомендуется интеграция базовых технологий с физическими методами (например, воздействие волнами), тепловыми (эффективные при добыче высоковязких нефте- и газообразных флюидов) и газовыми способами обработки [1]. В перспективе планируется разработка и внедрение дополнительных технологий, таких как плазменно-импульсное воздействие, способных значительно повысить коэффициент извлечения нефти (КИН) [2].

В ряде исследований российских специалистов были разработаны комплексные технологии термобарохимического воздействия, при которых исключается ударное влияние на обсадные колонны, цементный камень и минимизируется воздействие гидроразрыва на экологическую обстановку. В состав данной технологии входят следующие основные методы обработки: термогазохимическое воздействие (ТГХВ) с использованием пороховых зарядов длительного горения; химическое воздействие; гидроимпульсное и депрессионное воздействие. В международной практике широко используются термины повышение нефтеотдачи (EOR — Enhanced Oil Recovery) и улучшение нефтеотдачи (IOR — Improved Oil Recovery), акцентирующие внимание на технологиях стимулирования добычи. Среди инновационных подходов EOR и IOR наиболее актуальны тепловые методы, которые способны обеспечить значительный рост извлечения высоковязких углеводородов [1]. По оценкам американских экспертов, применение таких технологий может удвоить коэффициент извлечения нефти из пластов.

Однако все имеющиеся технологии добычи сланцевой нефти обладают существенными недостатками. Для добычи сланцевой нефти в основном применяется метод гидравлического разрыва пласта (ГРП). Этот технологический подход был существенно усовершенствован благодаря Дж. Митчеллу, который объединил давно известную технологию ГРП, малоэффективно применяемую с конца 1940-х годов, с инновациями в области горизонтального бурения. Разработка этой технологии позволила значительно

сократить затраты на добычу сланцевой нефти и создать условия для экономически оправданной разработки соответствующих месторождений.

Гидравлический разрыв пласта представляет собой технологический процесс нагнетания жидкости под высоким давлением, который приводит к разрушению горных пород и формированию трещиноватой структуры. Для того чтобы добиться разрыва породы, необходимо создавать давление, превышающее её прочностные характеристики. Многостадийный ГРП в горизонтальных скважинах применяется не только для повышения фильтрационных качеств пород, но и для создания проницаемых зон в первоначально непроницаемых геологических телах [3].

Разработка сланцевых залежей затруднена из-за низких значений пористости и проницаемости этих пород. В исследовании Ван Ч. и соавторов выявлено, что размер и направление естественных трещин значительно влияют на развитие искусственных трещин после проведения ГРП, превосходя влияние таких параметров, как вязкость гидроразрывной жидкости и способность ее проникновения. Поэтому ориентация естественных трещин должна учитываться при выборе направления бурения. Жидкость для проведения гидроразрыва обычно состоит из воды с добавлением проппанта (чаще всего песка), который удерживает трещины открытыми, а также ряда химических реагентов, изменяющих её физико-химические свойства. После проведения ГРП скважина обычно простаивает от нескольких дней до недели, после чего начинается добыча углеводородов. Первоначально в продукции преобладает жидкость с проппантом, а затем — нефтяные и газовые флюиды [4]. Однако дебит углеводородов в скважинах с низкой проницаемостью снижается значительно быстрее, чем в традиционных пластах.

В эпоху интенсивного развертывания «сланцевой революции», охватывавшей период с 2010 по 2020 год, ключевым направлением развития технологий ГРП стало формирование обширной сети трещин, образующей стимулированный объем пласта (Stimulated Reservoir Volume, SRV). Этот стимулированный объем представляет собой многогранную и

взаимосвязанную систему искусственно созданных трещин (рис. 4). Такой подход позволил значительно расширить зону дренирования продуктивного коллектора, что стало определяющим фактором успеха в освоении сланцевых формаций [5, 6].

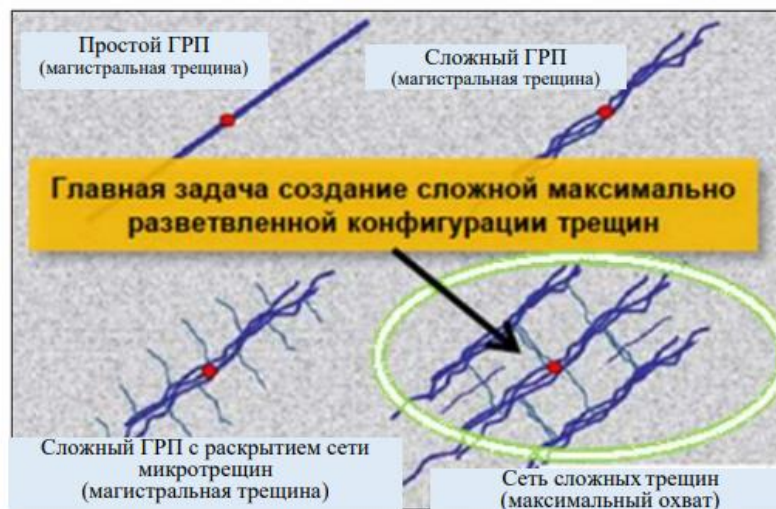


Рисунок 4 — Создание сети множественных трещин для разработки сланцевых объектов

Параметр давления гидроразрыва пласта играет важнейшую роль, определяя эффективность проведения ГРП, что непосредственно сказывается на объёмах добычи углеводородного сырья. На рисунке 5 представлена динамика давления закачки жидкости в процессе гидроразрыва пласта, отражающая характерные этапы данного метода. В начальной фазе давление стремительно возрастает вследствие закачки жидкости в скважину. По мере увеличения объема закачиваемой жидкости давление растет до достижения критического значения — давления разрыва пласта, при котором начинается разрушение горных пород под воздействием растягивающих напряжений и происходит формирование трещины. После достижения этого давления наблюдается его некоторое снижение, связанное с расширением трещины и снижением сопротивления пластовых пород. В процессе дальнейшей закачки жидкость способствует углублению и распространению трещины, а давление стабилизируется до момента завершения операции. При отключении насосов фиксируется так называемое «мгновенное давление закрытия» (ISIP),

отражающее давление внутри образовавшейся трещины [7]. Со временем давление падает вследствие постепенного закрытия трещин, при этом породы испытывают упругую и незначительную остаточную деформацию.



Рисунок 5 – Различные стадии и поведение породы при увеличении давления закачки

Давление гидроразрыва оказывает непосредственное влияние на эксплуатационные затраты, экологическую безопасность и общий уровень нефтеотдачи. Значительная часть затрат, связанных с процессом гидроразрыва, приходится на подачу жидкости, объём и интенсивность которой сильно зависят от требуемой мощности и числа стадий воздействия. Требуемая мощность определяется, в первую очередь, величиной давления разрыва, механической прочностью горных пород и максимально допустимой скоростью закачки жидкости.

Особенно непростыми являются условия в глубоких коллекторах с низкой проницаемостью и высокими пластовыми давлениями в сочетании с высокими температурами, что приводит к возникновению специфических эксплуатационных сложностей при проведении ГРП из-за повышенных требований к давлению разрыва. На ряде месторождений встречаются рекордно высокие давления на разрыв, которые могут превзойти номинальные характеристики применяемого оборудования. Для реализации работ в таких

условиях требуется использование специализированного оборудования с повышенными нормативными показателями, а также проведение дополнительных операций, таких как перфорация и пескоструйная очистка призабойной зоны, что будет способствовать успешному проведению гидроразрыва и повышению продуктивности пласта.

Снижение необходимого давления гидроразрыва до фактического начала процесса ГРП является одним из эффективных подходов к стимуляции низкопроницаемых коллекторов. В литературе описаны различные методики, направленные на уменьшение давления разрыва, включая применение различных видов жидкостей и технологий:

1. Циклическая закачка жидкости, при которой количество циклов, необходимых для возникновения разрыва при пониженном давлении, уменьшается экспоненциально с увеличением продолжительности каждого цикла. Однако данный способ не всегда гарантирует успех.
2. Термохимическая закачка. В процессе реакции термохимический реагент выделяет тепло и газообразный азот, что создает импульс давления и формирует микротрещины, снижая давление гидроразрыва.
3. Обработка пород загущенной кислотой. Используется для инициирования микрочервоточин вокруг горизонтального ствола в определенных зонах, что позволяет уменьшить давление разрыва. Благодаря этому, жидкость гидроразрыва может создавать трещины традиционным способом. Использование загущенной кислоты позволяет снизить давление разрыва до 56,7% по сравнению с традиционным методом.
4. Закачивание холодных жидкостей в пласты с высокой температурой, вызывающее тепловой удар и образование микротрещин, что способствует снижению давления разрыва. Эффективность данного способа зависит от множества параметров коллекторов, включая температуру, давление, тепловое расширение, минералогический и химический состав, а также наличие природных трещин.

Вышеупомянутые методы преимущественно концентрируются на закачивании охлажденной жидкости с поверхности с целью вызова теплового удара [7, 8]. Это требует дополнительных затрат для достижения жидкости такой низкой температуры при предварительной подготовке. Кроме того, из-за наличия геотермического градиента температура внутри скважины начинает повышаться по мере продвижения жидкости вглубь пласта. В связи с данными сложностями далее будут проанализированы наиболее эффективные и технологичные методы гидравлического разрыва пласта, которые находят применение на действующих объектах в мировой практике добычи нефти из сланцевых коллекторов либо имеют большой потенциал и интерес к опытному или промышленному применению.

ГРП с применением эндотермических жидкостей

Хлорид аммония (NH_4Cl) и гидроксид натрия (NaOH) используются в качестве термохимических жидкостей, при смешении которых происходит эндотермическая реакция. Данные компоненты могут закачиваться в высокотемпературные пласты, где в результате мгновенной химической реакции возникает эффект теплового удара. При реакции образуется аммиак в газообразном состоянии, способствующий созданию дополнительного давления, что приводит к снижению порового давления и облегчению процесса гидроразрыва.

В работе F. Khan и M. Mahmoud исследовались образцы керна из песчаника, взятого в штате Кентукки, а также из сланца Игл-Форд. Образцы пород сначала подвергали нагреву с последующим естественным охлаждением, после чего проводили испытания, направленные на выявление изменений прочностных характеристик под воздействием теплового воздействия. Анализ показал, что прочность песчаника Кентукки снизилась на 5,95%, в то время как прочностные показатели сланца Игл-Форд уменьшились на 3,7% (табл. 2). При воздействии эндотермической смеси происходит тепловой удар в результате чего происходит значительное снижение как

прочности, так и давления, необходимого для гидроразрыва пласта. Отмечено, что давление разрыва с использованием термохимического метода для песчаника из Кентукки уменьшилось на 53,07%, а для сланца Игл-Форд — на 34,71% [8].

Таблица 2 – Средняя прочность образцов керн до и после термического удара

№ опыта	Тип породы	Давление разрыва, psi		
		Предварительная обработка	Последующая обработка	% снижения
1	Песчаник Кентукки	2617	1228	53,07
2	Сланец Игл-Форд	3472	2232	34,71

Этот метод особенно эффективен при работе с высокотемпературными коллекторами, для которых традиционные методы гидроразрыва оказываются менее результативными ввиду повышения требуемых давлений на разрыв породы. Кроме того, образование газообразного аммиака в процессе термохимической реакции дополняет эффект, способствуя дополнительному снижению давления разрыва. Полученные данные свидетельствуют о том, что данный подход обладает потенциалом для широкого применения в различных геологических условиях, что позволяет улучшить эффективность операций по гидравлическому разрыву пласта [9].

ГРП с использованием сверхкритического диоксида углерода (ScCO₂)

Гидравлический разрыв пласта с применением сверхкритического диоксида углерода (ScCO₂) базируется на уникальных свойствах этого агента, включая высокую плотность, низкую вязкость и выраженную способность к диффузии. Важно отметить, что в условиях пластового залегания ScCO₂ сохраняет своё сверхкритическое состояние, поскольку критические значения

давления и температуры для диоксида углерода обычно оказываются ниже пластовых показателей.

Методика повышения эффективности разработки сланцевых залежей состоит из трёх ключевых этапов. Первоначально с помощью сверхкритического диоксида углерода (ScCO_2) формируются микротрещины вблизи ствола скважины, при этом порода не подвергается разрушению. Затем процесс подачи газа временно приостанавливается, а скважина насыщается CO_2 под поддерживающим давлением. Взаимодействие углекислого газа с минералами пластов способствует ослаблению структуры горной породы, снижению её прочности и плотности. Финальным этапом служит гидравлический разрыв пласта, выполняемый путём подачи жидкости с высокой скоростью, что приводит к образованию разветвлённой сети трещин с увеличенной шириной и сложной геометрией [10].

Эффективность данного способа была подтверждена экспериментами с использованием специально разработанного оборудования, включающего систему подачи жидкости, приборы сбора данных, источник электропитания и устройство, способное создавать трёхосное давление, имитируя гидроразрыв по трём направлениям на образце горной породы. Тестирование сланцевой породы проводилось как традиционным методом гидроразрыва, так и с применением технологии на основе ScCO_2 . Полученные результаты показали, что по сравнению с гидроразрывом водой усиленный разрыв с использованием сверхкритического диоксида углерода позволяет снизить необходимое давление на 43%, увеличивает общую длину трещин примерно в 3,5 раза и способствует образованию многочисленных ответвлений [11]. В традиционном случае образование трещин ограничивалось поверхностью породы и не проникало вглубь, тогда как при использовании ScCO_2 возникшие разрывы распространяются вдоль слоистости и проходят через весь объем образца. Эти данные свидетельствуют о значительных преимуществах технологии по повышению проницаемости пласта и её большому потенциале в освоении труднодоступных нефтяных ресурсов. Образцы разрушенных пород

с помощью водоструйного метода и ScCO_2 на примере белого гранита и сланцев месторождения Манкос представлены на рисунке 6. Следует подчеркнуть, что применение сверхкритического CO_2 демонстрирует повышенную эффективность в сланцевых коллекторах по сравнению с песчаниковыми резервуарами. Соответственно, использование данного вещества в качестве рабочего агента в многоэтапном гидравлическом разрыве пласта для горизонтальных скважин позволяет значительно повысить коэффициент извлечения углеводородов из труднопроницаемых пород.

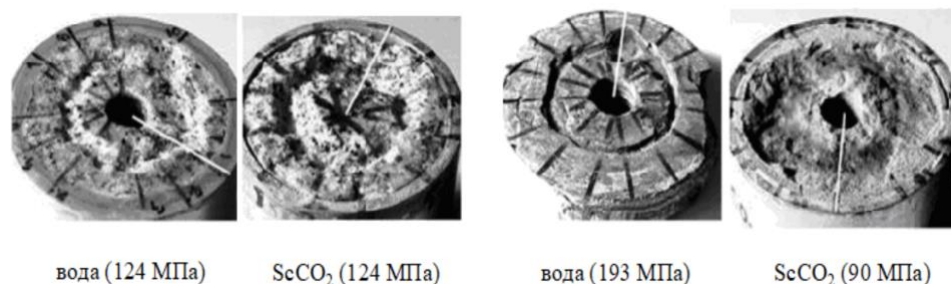


Рисунок 6 – Результаты оценки эффективности разрушения образцов пород струей воды и сверхкритическим углекислым газом

В сравнении с водой, сверхкритический углекислый газ не вызывает набухания глинистых минералов в пласте. Кроме того, благодаря высокой способности диффузии и хорошей совместимости с неполярными углеводородными компонентами, ScCO_2 препятствует закупориванию пор и облегчает выход флюидов на поверхность вместе с полезными ископаемыми.

Многостадийный гидравлический разрыв пласта

Многостадийный гидравлический разрыв пласта (МГРП) представляет собой передовую технологию, широко применяемую в нефтегазовой отрасли с целью интенсификации притока углеводородов и повышения продуктивности скважин. Технологический процесс МГРП предполагает последовательное выполнение ряда ключевых операций. Изначально осуществляется бурение вертикального ствола скважины, после чего в нем формируются боковые горизонтальные участки, прорезающие продуктивный пласт. Далее реализуется операция гидравлического разрыва пласта с

использованием горизонтальной колонны насосно-компрессорных труб (НКТ), при которой осуществляется непрерывный мониторинг давления на забое скважины. По завершении данной стадии проводится механическое раскрытие пакера-отсекателя, после чего выполняется подъем всей компоновки оборудования к следующему целевому интервалу, где повторяется весь цикл вышеописанных технологических действий, схематично данный процесс проиллюстрирован на рисунке 7. Такая последовательность обеспечивает точный контроль над процессом создания трещин в каждом интервале продуктивного пласта, минимизируя риски неконтролируемого распространения и повышая общую эффективность многостадийного гидроразрыва [12].

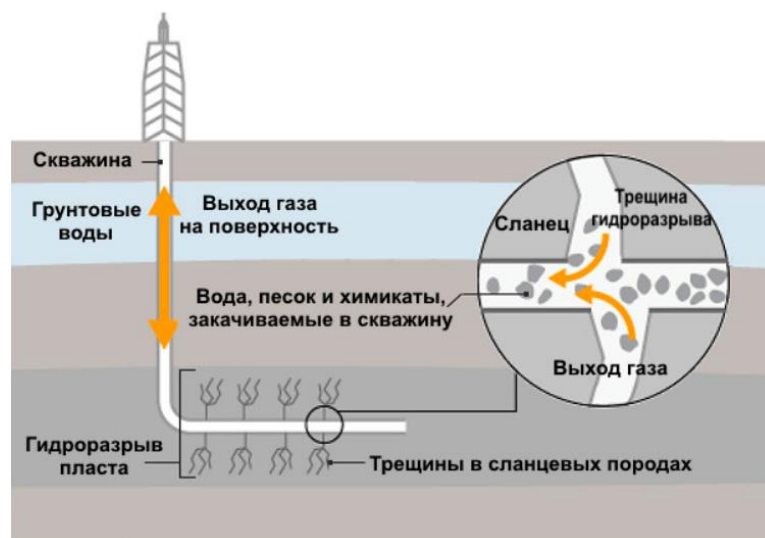


Рисунок 7 – Технология многостадийного разрыва пласта

В настоящее время технология МГРП демонстрирует высокую эффективность при разработке сланцевых залежей с целью извлечения газа и конденсата, а также при повышении нефтеотдачи в однородных низкопроницаемых породах. Однако адаптация этой методики к специфике Баженовской свиты, включая ее аномально неоднородные участки, сопряжена с существенными трудностями, обусловленными высокой гетерогенностью пластовых систем.

Ноябрьскнефтегаз и Dowell Schlumberger провели полевые испытания МГРП на Салымском месторождении. В ходе эксперимента дебит скважины,

изначально характеризующийся «непереливающим» притоком нефти (уровень жидкости в стволе не достигал устья), увеличился до 33 м³/сутки. Тем не менее, наблюдалась типичная для Баженовской свиты тенденция к быстрому снижению добычи после проведения операции: всего за 17 суток эксплуатации дебит сократился вдвое и составил 18 м³/сутки.

Применение технологии МГРП в горизонтальных скважинах способствует формированию разветвленной системы трещин, охватывающей значительный объем пласта, что достигается благодаря существенной латеральной протяженности горизонтального ствола скважины. В подобных геологических условиях данный метод демонстрирует более высокую эффективность по сравнению с традиционным одностадийным гидроразрывом пласта. Тем не менее, характерной особенностью скважин, подвергшихся МГРП, является ускоренное снижение дебита в постоперационный период, что приводит к относительно невысоким интегральным производственным показателям, включая накопленную добычу углеводородов, оценку объемов дренируемых запасов и площадь зоны дренирования [12, 13].

ГРП с использованием сжиженных углеводородных газов (СУГ)

Технология гидравлического разрыва пласта (ГРП) с использованием сжиженных углеводородных газов (СУГ) получила широкое распространение в США и Канаде. На текущий момент было реализовано свыше 1500 операций по гидроразрыву на месторождениях, характеризующихся сланцевыми коллекторами, при этом средний объем закачки жидкости составляет около 25 тонн на одну обработку. Однако со временем наблюдается снижение частоты применения данной технологии, что обусловлено значительным удорожанием технологического процесса. Экономические условия в указанных странах показывают, что наиболее рентабельным является бурение горизонтальных скважин с проведением более дешевого, хотя и менее эффективного гидроразрыва с использованием водных жидкостей, в отличие от более

дорогого, но значительно более результативного ГРП с использованием жидкостей на основе сжиженных газов [14].

Инициация использования технологии ГРП с СУГ зарубежом была продиктована как экономическим здравым смыслом, так и экологическими стандартами и нормативами. Согласно зарубежной статистике, в среднем на одну скважину при обработке сланцевых формаций требуется от 800 до 1300 кубических метров воды. Уже на этапе подготовки таких объемов жидкости необходимо решение задач по подготовке, химической обработке и закачке в продуктивный пласт.

После проведения ГРП остается важной проблема освоения скважин. Из-за низкой проницаемости сланцевых коллекторов, наличия набухающих минералов и высокой остаточной вязкости жидкости ГРП в пласте остаётся более 50% водной жидкости. На примере Канадского месторождения МакКалли было отмечено, что процесс полного восстановления пластовых условий после водного ГРП занимает несколько лет. Кроме того, значительная проблема связана с утилизацией отработанной жидкости. Важен также риск нарушения целостности скважины в ходе освоения, так как для запуска добычи давление в скважине часто снижается до атмосферного, что увеличивает вероятность повреждений конструкции [15].

Графический анализ сравнения технологий традиционного ГРП с жидкостью на водной основе и с жидкостями на основе СУГ или легких углеводородов показывает очевидное преимущество последних. При использовании углеводородных жидкостей эффективная длина формируемой трещины увеличивается примерно вдвое, что пропорционально влияет на повышение дебита скважины (рис. 8 и 9).

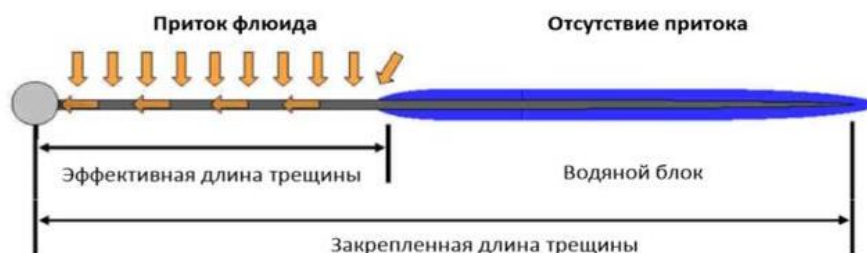


Рисунок 8 – Характеристики трещины, образованной традиционным гелем для гидроразрыва

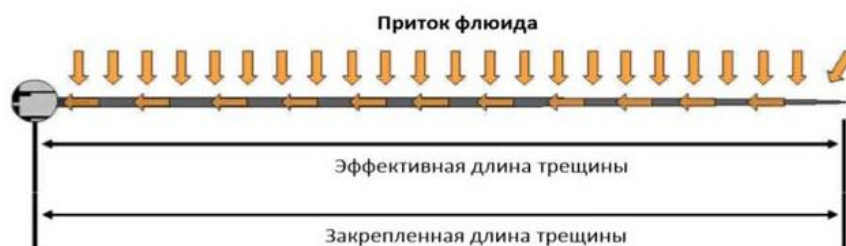


Рисунок 9 – Характеристики трещины, образованной гелем на основании сжиженных углеводородных газов

Также остаточная проводимость трещины при использовании СУГ превышает 90%, в то время как при водных жидкостях этот показатель не достигает и 40%, что указывает на значительное блокирование проницаемости при традиционном методе. Этот факт подтверждается исследованиями, проведенными в Российском государственном университете нефти и газа имени И.М. Губкина, которые демонстрируют, что большинство пород Баженовской свиты проявляют набухание при взаимодействии с водной жидкостью ГРП [14].

Электроразрыв пласта

Технология электроразрыва пласта (Electrofrac) компании ExxonMobil заключается в гидравлическом разрыве горючего сланца и заполнении трещин электропроводящим материалом, создавая резистивный нагревательный элемент. Тепло передается в горючий сланец посредством термической обработки, преобразуя кероген в нефть и газ, которые затем добываются традиционными методами. Прокаленный нефтяной кокс, гранулированная форма относительно чистого углерода, испытывается в качестве проводника для электроразрыва пласта, резистивное тепло достигает сланца за счет термодиффузии [5, 16]. Потенциальное преимущество технологии электроразрыва пласта заключается в том, что по сравнению с линейными источниками, большая площадь поверхности плоских нагревателей трещин

позволяет использовать меньшее количество нагревателей для подачи тепла в коллектор.

Перед началом полевых испытаний проводилось моделирование и лабораторные исследования, изучив ряд важных технических вопросов, связанных с процессом электроразрыва пласта. В частности, были установлены следующие факты:

1. Проводник в трещине может сохранять свою электрическую непрерывность, в то время как окружающая порода нагревается до температур конверсии;
2. Нефть и газ, образующиеся в результате этого процесса, вытесняются из горючего сланца не только в поверхностных условиях, но и в условиях напряжений на месте залегания;
3. Можно разработать стратегию завершения работ, которая позволит создать трещины, эффективно доставляющие тепло.

Схематично технология электроразрыва пласта представлена на рисунке 10. Горизонтальные скважины вскрывают горючий сланец, участки подвергаются гидроразрыву (слева) и заполняются электропроводящим пропантом из прокаленного кокса (справа внизу). Полевые испытания показали возможность создания электропроводящей трещины и её нагрева в течение нескольких месяцев. Знаки «плюс» и «минус» указывают на электрический заряд, подаваемый для нагрева трещин.

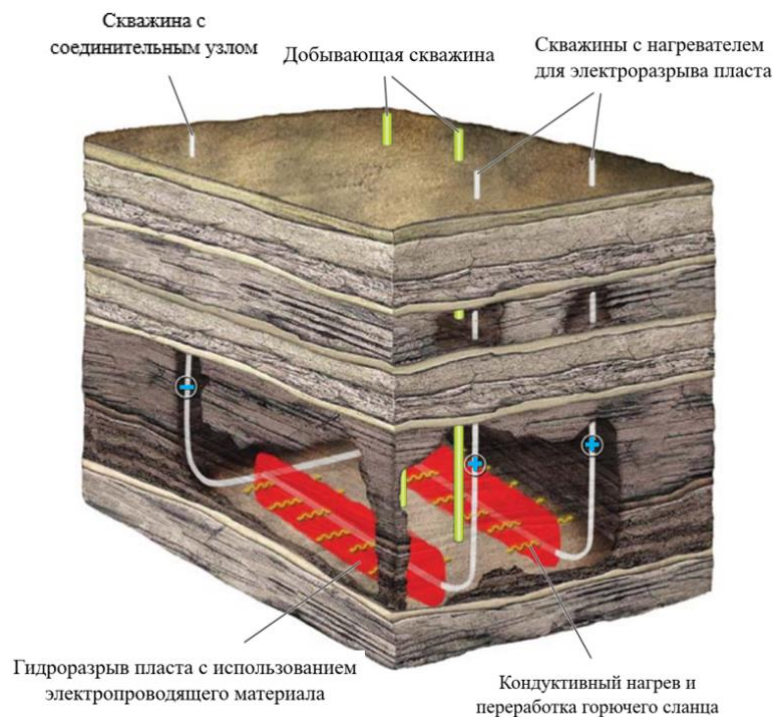


Рисунок 10 - Технология электроразрыва пласта (Electrofrac)

Основываясь на этих результатах, компания ExxonMobil приступила к полевым исследованиям для испытания метода электроразрыва пласта. Испытательный полигон находится на принадлежащем компании сланцевом руднике Колони на северо-западе Колорадо. Шахта Колони предоставляет большой и легкодоступный массив породы для испытаний. Пробурив горизонтальную скважину в сланцевом руднике и закачав суспензию прокаленного нефтяного кокса, воды и портландцемента при давлении, достаточном для разрушения породы, создавались две трещины посредством электроразрыва пласта. Более крупная из двух трещин была оснащена приборами для измерения температуры, напряжения, электрического тока и движения породы. В качестве предварительного испытания трещина была нагрета до относительно низких температур [16]. Результаты демонстрируют возможность создания электропроводящей трещины гидроразрыва, подключения к ней электропитания и эксплуатации её, по крайней мере, при низкой температуре в течение нескольких месяцев.

Заклучение

На современном этапе разработки нефтяных месторождений с нетрадиционным типом коллекторов в России (Баженовская свита, Доманиковые отложения, Хадумская свита) выявлены и систематизированы ключевые проблемы, связанные с низкой проницаемостью, сложной литологией, а также экономическими факторами. Современные исследования направлены на оптимизацию технологий ГРП с учётом геологических особенностей, развитие отечественного технологического арсенала и интеграцию многопрофильных исследований для повышения эффективности добычи нефти и газа.

Проведенные аналитические исследования дают основание полагать, что предлагаемый комплекс технологических решений окажет существенную поддержку в достижении ключевой задачи — успешном освоении перспективных нефтегазоносных сланцевых. Внедрение рассмотренных в статье технологий открывает новые возможности для эффективной разработки сложных геологических формаций, обладающих значительным ресурсным потенциалом.

Литература

1. Никитина Е.А., Толоконский С.И., Гришин П.А. Особенности теплового воздействия на керогенсодержащую породу баженовской свиты // *Нефтяное хозяйство*. – 2017. – № 2. – С. 68–71.
2. Перспективы добычи нефти из отложений баженовской свиты / А.А. Севастьянов [и др.] // *Neftegaz.RU*. – 2018. – № 3. – С. 35–40.
3. Кочергин М. А. Технологические подходы к разработке ресурсов сланцевого газа / М. А. Кочергин // *Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник)*. – 2018. – № 3. – С. 158–177.
4. Ин Я., Хуань Ч., Цзянгуан В. Экспериментальное исследование проводимости трещины ГРП при добыче сланцевой нефти // *Нефтегазовое дело*. – 2024. – Т. 22, № 4. – С. 26–36.
5. Ge, J., and A. Ghassemi. *Stimulated Reservoir Volume by Hydraulic Fracturing in Naturally Fractured Shale Gas Reservoirs* // *Geomechanics Symposium*. Chicago, Illinois. – 2012.
6. Speight J. *Hydraulic Fracturing in Shale Oil and Gas Production Processes* // J. Speight, Ed.; Elsevier. 2020. P – 265–319.
7. Enayatpour S., Patzek T. *Thermal Cooling to Improve Hydraulic Fracturing Efficiency and Hydrocarbon Production in Shales* // *J. Nat. Gas Sci. Eng.* 2019. 62. P – 184–201.
8. Khan F., Mahmoud M., Raza A., AlTammar M.J., Patil S., Murtaza M., Kamal M.S. *Application of Endothermic Fluids to Lower the Breakdown Pressure of Unconventional Reservoirs: Implications for Hydraulic Fracturing* // *ACS Omega*. 2024. Vol. 9, № 35.
9. Tariq Z.; Mahmoud M.; Abdulraheem A.; Al-Nakhli A.; BaTaweel M. *An Experimental Study to Reduce the Breakdown Pressure of the Unconventional Carbonate Rock by Cyclic Injection of Thermochemical Fluids* // *J. Pet. Sci. Eng.* 2020, 187, No. 106859.
10. Экспериментальное исследование инициирования и распространения трещин в сланцах с использованием сверхкритического разрыва пласта углекислого газа / Синьвэй Чжан [и др.] // *Топливо*. – 2017. – Т. 190. – С. 370–378.
11. Современные исследования по использованию сверхкритической технологии CO₂ при эксплуатации сланцевого газа / Ван Мэн [и др.] // *Международный журнал горной науки и техники*. – 2019. – Т. 29. – № 5. – С. 739–744.
12. Manchanda R., Bryant E.C., Bhardwaj P., Cardiff P., Sharma M.M. *Strategies for effective stimulation of multiple*

perforation clusters in horizontal wells // SPE Prod & Oper 33. 2018: 539–556.

13. Singh I., Saraf A., Pathak A.R., Bandyopadhyay B., etc. *Executing Unconventional Coiled Tubing Sand Plugs for Multistage Fracturing Operations in Hp/Ht Wells // OTC-30791-MS. — 2020. P – 10-19.*

14. СУГ для ГРП. Разработка нетрадиционных запасов углеводородов при помощи технологии ГРП с применением в качестве жидкостей разрыва сжиженных углеводородных газов / А. В. Цыганков [и др.] // *Neftegaz.RU. — 2019. — №6. — С. 56-61.*

15. Гизетдинов И.А., Идрисова А.Т., Муслимов Б.Ш. *Применение опыта освоения нетрадиционных запасов газа в условиях разработки туронских газовых залежей Западной Сибири // Нефтегазовое дело. 2019. № 4. С. 56–64.*

16. Symington W.A., Kaminsky R.D., Meurer W.P., Otten G.A., Thomas M.M., Yeakel J.D. *ExxonMobil's Electrofrac Process for In Situ Oil Shale Conversion // Oil Shale: A Solution to the Liquid Fuel Dilemma. Washington, — 2010. 1032. P – 185-216.*