

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа
«Технологические машины и оборудование нефтегазового комплекса»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Э.А. Петровский

« _____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

15.03.02 Технологические машины и оборудование

Исследование методов мониторинга технологических воздействий на нефтя-
ные пласты

Руководитель _____ к.т.н., доцент В. С. Тынченко

Выпускник _____ С. В. Цыпленков

Красноярск 2016

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Исследования методов мониторинга технологических воздействий на нефтяные пласты» содержит 73 страницы текстового документа, 10 иллюстраций, 32 использованных источника.

МОНИТОРИНГ, ПЛАСТ, ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ, ИНТЕНСИФИКАЦИЯ, НЕФТЕДОБЫЧА, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ, КОЭФФИЦИЕНТ ХАРАКТЕРИЗУЮЩИЙ СРЕДУ, ИМПУЛЬС ДАВЛЕНИЯ, МИКРОСЕЙСМИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ.

Объект исследования – методы интенсификации добычи нефти, в частности – гидравлический разрыв пласта.

Цель работы: усовершенствование методов мониторинга, избегая при этом значительного усложнения техники и технологии процессов интенсификации добычи нефти.

Задачи работы:

- Установить и описать объект исследования.
- Выявить степень изученности способов решения обозначенных проблем.
- Исследовать существующие патентные разработки в данной области.
- Изучить производственный опыт, описанный в научно-исследовательских работах, на основании которого можно сделать выводы о достижениях в области применения современных методов.
- Внести предложение по усовершенствованию существующих методов, на основании анализа патентных разработок и научно-исследовательских работ.

В результате исследования были выявлены основные технологические воздействия на пласт и их ключевые параметры, предложена усовершенствованная методика осуществления мониторинга гидравлического разрыва пласта на основе патентных разработок.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 Теоретическая часть	6
1.1 Интенсификация добычи нефти.....	6
1.2 Методы интенсификации добычи.....	8
1.2.1 Кислотная обработка скважин.....	8
1.2.2 Тепловая обработка призабойной зоны скважины	9
1.2.3 Гидропескоструйная перфорация.....	11
1.2.4 Заводнение как метод поддержания пластового давления.....	12
1.2.5 Гидравлический разрыв пласта	14
1.2.6 Перфорация продуктивного пласта	20
1.3 Мониторинг гидравлического разрыва пласта.....	20
1.4 Патентно-информационный обзор методов мониторинга технологических воздействий на нефтяные пласты	23
2 Практическая часть.....	34
2.1 Опыт осуществления мониторинга гидравлического разрыва пласта...	34
2.2 Подходы при реализации микросейсмического мониторинга гидравлического разрыва пласта.....	36
2.3 Совершенствование микросейсмических методов мониторинга гидравлического разрыва.....	41
2.4 Методика расчета импульса давления	47
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	65
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	70

ВВЕДЕНИЕ

Увеличением добычи нефти и газа предусматривается обеспечить как за счет ускоренного вовлечения в эксплуатацию новых высокопродуктивных нефтяных и газовых месторождений, так и за счет развития старых, обустроенных месторождений, совершенствования технологии добычи. В ближайшее время не менее 75% общей добычи нефти будет получено с применением методов искусственного воздействия на пласт.

На сегодняшний день основными проблемами добычи нефти являются сложность горно-геологических условий разработки новых месторождений, включая активную разработку в районах крайнего севера, а так же истощение активных запасов нефти. Эффективность в решении проблем интенсификации добычи нефти тесно связана с информированностью о процессах, протекающих в пласте в ходе геолого-технических мероприятий. Актуальным и перспективным направлением здесь является мониторинг технологических воздействий, что удовлетворяет требованиям контроля проводимых мероприятий и оперативного сбора информации об изменениях в пласте и призабойной зоне скважины [1].

В виду того, что различные методы воздействий на пласт имеют различный эффект на нефтеотдачу пласта, следует особенное внимание уделять мониторингу тех процессов, которые оказывают наибольшее влияние на состояние пласта. Мониторинг этих процессов важен тем, что допущение технологических ошибок, ведет к необратимым изменениям, которые происходят в пласте по результатам технологических воздействий. Особое внимание будет уделено гидравлическому разрыву пласта в виду того, что он получил широкое промышленное развитие по сравнению с другими методами воздействия [2]. Опыт нефтедобывающих компаний демонстрирует положительный экономический эффект, получаемый при проведении мониторинга и контроля процессов гидравлического разрыва пласта, что требует исследования,

усовершенствования и разработки новых методов мониторинга [3]. Однако следует отметить, что параметры технологических воздействий на пласты далеко не всегда подчиняются определенным, изученным на сегодняшний день закономерностям [2]. Из этого следует, что известные методы, предоставляющие нам возможность отследить, как правило, один параметр воздействия, не дают нам достаточно полного представления о процессах, происходящих в пласте, либо требуют сложного, дорогостоящего технического оснащения.

Из известных в литературе источников можно сделать вывод, что, несмотря на большие усилия, которые предпринимаются исследователями, существенных успехов в области разработки и внедрения в производство новых комплексных методов мониторинга технологических воздействий на нефтяные пласты достичь пока что не удалось.

Цель данной работы — усовершенствование методов мониторинга, избегая при этом значительного усложнения техники и технологии процессов интенсификации добычи нефти.

Для достижения поставленной цели сформированы задачи:

1. Установить и описать объект исследования.
2. Выявить степень изученности способов решения обозначенных проблем.
3. Исследовать существующие патентные разработки в данной области.
4. Изучить производственный опыт, описанный в научно-исследовательских работах, на основании которого можно сделать выводы о достижениях в области применения современных методов.
5. Внести предложение по усовершенствованию существующих методов, на основании анализа патентных разработок и научно-исследовательских работ.

1 Теоретическая часть

1.1 Интенсификация добычи нефти

Интенсификация добычи нефти — комплекс геологических, технологических и технических мероприятий, направленных на увеличение добычи нефти из скважин. Сегодня этот комплекс обширен и включает в себя методы воздействия на призабойную зону пласта, способы воздействия на пласт и применение высокопроизводительного оборудования для увеличения отбора жидкости из скважин[4]. Для этого широко применяют различные методы обработки призабойной зоны скважины. Основные из них – тепловые, химические и гидроразрыв пласта. Применяют также обработки с использованием пен[3].

Ради увеличения текущей добычи нефти и конечной нефтеотдачи пластов кроме превращения обводненных добывающих скважин в нагнетательные и избирательного бурения с избирательной перфорацией скважин еще осуществляют чередующуюся закачку воды и небольшой части добытой высоковязкой нефти. Такую закачку производят в нагнетательные скважины-обводнительницы, от которых закачанная вода уже прорвалась в окружающие добывающие скважины. Благодаря закачке в нефтяные пласты поочередно с водой порций высоковязкой нефти резко уменьшается соотношение подвижностей вытесняющего агента и вытесняемой нефти, соответственно резко уменьшается холостая прокачка агента и, при неизменной производительности глубинных насосов, увеличиваются дебиты нефти добывающих скважин и конечная нефтеотдача пластов.

Интенсификация нефтедобычи приводит к следующим результатам: ускорению разработки месторождений и повышению коэффициента нефтеотдачи пласта. Действия различных методов интенсификации добычи нефти настолько переплетаются между собой, что подобное разделение практически уловить трудно, и оно становится весьма условным [5].

Принятие адекватных мер по интенсификации добычи и повышению нефтеотдачи возможно лишь при наличии качественной информации о структуре межскважинного пространства и фильтрационных потоках. Вопрос о качестве и достоверности дополнительной информации о геологическом строении коллекторских свойствах разрабатываемой залежи является при этом определяющим. Внимательное отношение к каждой нефтяной залежи и к отдельным пробуренным на нее скважинам, тщательное изучение условий их работы, правильное назначение методов интенсификации добычи нефти и повседневный контроль за их осуществлением, как в первичной, так и во вторичной стадии эксплуатационной жизни месторождения, должно составлять основную обязанность всех промысловых инженерно-технических работников.

Далее представлены методы интенсификации, которые, являясь технологическими воздействиями на призабойную зону скважины, оказывают наибольшее влияние на нефтеотдачу. Влияние температуры на интенсификацию добычи за счет изменения реологических свойств нефти носит более сложный характер. При нагреве происходит резкое снижение вязкости: и предельного напряжения сдвига, и в результате чего дебит скважины возрастает. Однако при этом снижаются упругие (вязкоупругие) свойства нефти. Наличие этих свойств приводит к выравниванию профиля притока. Особое внимание будет уделено гидравлическому разрыву пласта в виду того, что он получил широкое промышленное развитие по сравнению с другими методами воздействия. Обусловлено это тем, что скважины, пробуренные на пласты, сложенные плотными, слабопроницаемыми породами, всегда удавалось вводить в строй путем применения гидравлического разрыва пласта, а так же тем, что эксплуатация скважин, на которых применяется данный метод, практически всегда рентабельна [2].

1.2 Методы интенсификации добычи

1.2.1 Кислотная обработка скважин

Кислотная обработка скважин относится к химическим методам воздействия на пласт и занимает одно из ведущих мест в процессах увеличения производительности скважин. Используемая для этого соляная кислота, проникая в поры пласта, растворяет находящиеся в породе известняки и доломиты, создает сеть расширенных каналов, тем самым увеличивая проницаемость пород [6]. Применение кислотной обработки скважин привело, с одной стороны, к увеличению нефтеотдачи пластов, а с другой – к коррозии нефтепромышленного оборудования. Поэтому при кислотной обработке скважин еще более остро встает вопрос о применении веществ, замедляющих протекание коррозионных процессов, то есть ингибиторов коррозии [7].

Эффективность такой обработки пласта с повышением температуры очень сильно снижается. Это объясняется в основном двумя причинами: 1) при транспортировке горячего кислотного раствора из-за коррозии уменьшается его активность; 2) горячий кислотный раствор, попадая в призабойную зону, сразу вступает в реакцию с породами пласта около стенки скважины и теряет свою активность. Кислотная обработка наиболее эффективна в начальный период эксплуатации скважины, так как в этот период пластовое давление, способствующее замедлению реакции, максимально и можно создать наибольшие депрессии давлений между пластом и забоем, необходимые для удаления продуктов реакции [8]. Эффект кислотной обработки скважины определяется суммарным количеством дополнительно полученной нефти после обработки скважины кислотой за все время ее работы на повышенном дебите [9]. Отсюда очевидно, что одним из недостатков данного вида технологических воздействий на пласт является то, что невозможно отслеживать и регулировать в реальном времени параметры, имеющие прямое влияние на эффективность воздействия.

1.2.2 Тепловая обработка призабойной зоны скважины

Тепловая обработка или термообработка заключается в прогреве призабойной зоны пласта и ствола скважины с целью расплавления и удаления парафиносмолистых отложений [10].

Тепловая обработка пласта ведется методом теплового импульса путем предварительного обогрева призабойной зоны горячей водой или насыщенным водяным паром и последующего переноса созданной горячей зоны за счет нагнетания холодной воды, которая при высокой температуре пласта превращается в пар [11].

Тепловая обработка призабойной зоны скважин может быть периодической и стационарной. При периодической обработке отбор жидкости из скважины прекращают на некоторое время для прогрева ее призабойной зоны. После прогрева намеченного интервала пласта в течение определенного времени (2-4 суток в зависимости от способа нагрева и местных условий) эксплуатацию скважины возобновляют. Наиболее широко распространен прогрев призабойной зоны с помощью электронагревателей. В этом случае насосы и трубы извлекают на поверхность. Электронагреватель спускают на токоподводящем кабеле и устанавливают против намеченного для прогрева интервала пласта [12].

На рисунке 1: скважина – 1 оснащена обсадной колонной – 2 и насосно-компрессорной колонной – 3, центраторы – 4, погружной насос – 5, клапан – 6, трубопровод – 7, арматуры – 8, насосно-компрессорная установка – 9, трубопровод – 10, арматура – 11 многофункциональная насосная установка с нагревателем – 12, автоцистерна – 13, трубопровод – 14, задвижка – 15, трубопровод – 16, сепаратор-отстойник – 17, трубопровод – 18, боковая задвижка – 19, трубопровод – 20, трубопровод – 21, высокопроницаемый пласт – 22, низкопроницаемый пласт – 23.

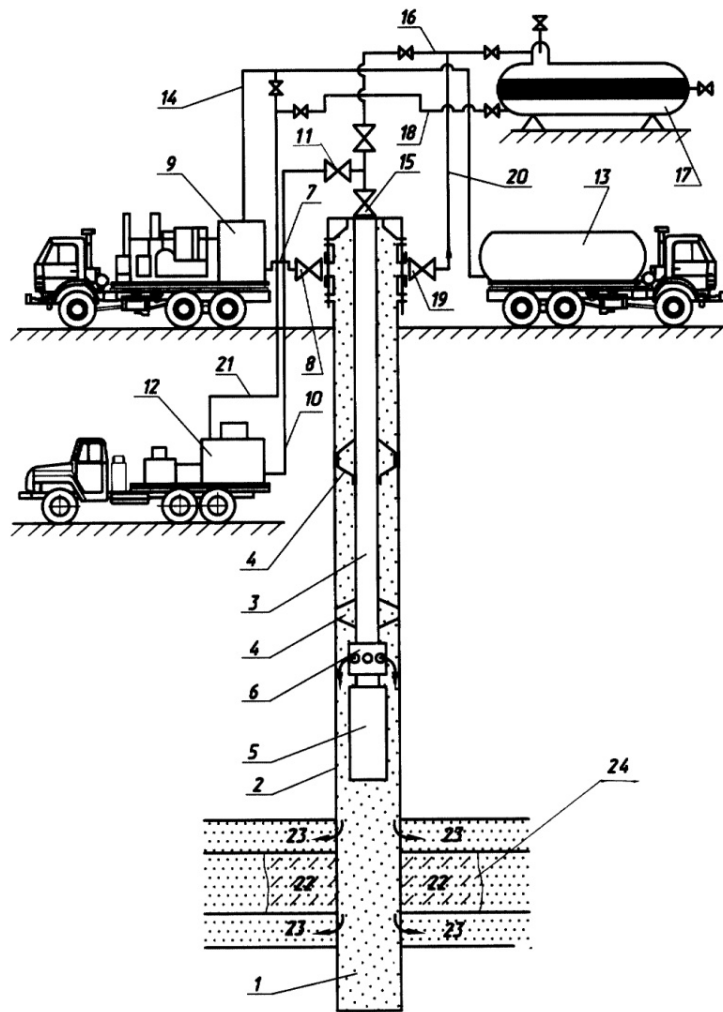


Рисунок 1 – Схема проведения тепловой обработки призабойной зоны скважины

К тепловым методам относится так же паротепловая обработка, заключающаяся в кратковременной закачке пара в пласт и приводящая к расплавлению в призабойной зоне парафино-асфальтовых отложений, снижающих ее проницаемость, прогрев призабойной зоны с помощью нагревателей различных конструкций. Эти методы наиболее эффективны при добыче тяжелых, маловязких нефтей. Паротепловую обработку применяют не только для повышения дебитов эксплуатационных скважин, но и для увеличения приемистости нагнетательных скважин. Для паротепловых обработок пригодны месторождения глубиной до 1000 м, содержащие нефть с вязкостью в пластовых условиях более 50 мПа с. Если нефть месторождений маловязкая, то она

должна быть парафинистой(более 4 %), а пластовая температура должна быть ниже температуры начала кристаллизации парафина. Если радиус парафино-смолистых отложений меньше 1 м, то экономически целесообразнее применение электротепловой обработки [13].

1.2.3 Гидропескоструйная перфорация

Среди способов увеличения продуктивной характеристики скважин могут быть названы перфорация в газовой среде и гидропескоструйная перфорация скважин. Имеются многочисленные примеры неудовлетворительной очистки стенок скважин от глинистой корки и, следовательно, неприобщенности к дренированию значительной части разреза. Эффективным может быть применение многоцикловых исследований скважин, работ по интенсификации притока газа к забоям скважин, включая специальные обработки их с целью удаления глинистой корки. Приобщение к дренированию всего разреза скважин имеет огромное значение не только для достижения максимальных дебитов, но и для предотвращения преждевременного обводнения скважин.

Гидропескоструйная перфорация — это процесс создания отверстий в стенках эксплуатационной колонны, цементном камне и горной породе для сообщения продуктивного пласта со стволом скважины за счет энергии песчано-жидкостной струи, истекающей из насадок специального устройства (перфоратора). Рабочая жидкость с содержанием песка 50...200 г/л закачивается в скважину с расходом 3...4 л/с. На выходе же из насадок перфоратора ее скорость составляет 200...260 м/с, а перепад давления 18...22 МПа. При данных условиях скорость перфорации колонны и породы составляет в среднем от 0,6 до 0,9 мм/с. [14].

Гидропескоструйная перфорация считается достаточно эффективным методом направленной обработки призабойной зоны пласта. Разрушение преград (обсадных колонн, цементного камня и горной породы) по этому ме-

туду осуществляется за счет применения абразивного и гидромониторного эффекта высокоскоростных песчано-жидкостных струй, вылетающих с большой скоростью из насадок пескоструйного перфоратора [15]. Гидропескоструйная перфорация, осуществляемая перед процессом гидравлического разрыва пласта, является эффективным мероприятием, снижающим давление разрыва и обеспечивающим направленное образование трещин [16]. Технология вскрытия пласта и перфорации эксплуатационных колонн сказывается на качестве и длительности освоения скважин. Известно, что неконтролируемые изменения фильтрационно-емкостных свойств пород в пристволевой зоне, происходящие в период первичного вскрытия пласта и крепления скважины, оказывают влияние не только на первоначальные дебиты скважины, но и на конечный коэффициент нефтеотдачи. При вторичном вскрытии пласта достигается определенный коэффициент совершенства скважины, который зависит от обоснованного выбора плотности перфорации и размеров перфорационных каналов [17].

1.2.4 Заводнение как метод поддержания пластового давления

Искусственное поддержание пластового давления достигается методами законтурного, приконтурного и внутриконтурного заводнения. Гидродинамическими расчетами при проектировании разработки месторождений определяются лишь средние величины дебита скважин. Фактический дебит отдельных скважин в зависимости от неоднородности пласта отличается от среднего расчетного. Поэтому установлению оптимальных отборов нефти и закачки воды по каждой скважине в процессе эксплуатации необходимо уделять серьезное внимание. Величина дебита нефти, воды и газа эксплуатационных и приемистость нагнетательных скважин, изменение их во времени в процессе разработки месторождения характеризуют коллекторские свойства, неоднородность пласта, режим пласта, эффективность поддержания пластового давления и методов интенсификации добычи нефти.

При разработке нефтяных месторождений с законтурным или внутриконтурным заводнением оптимальная добыча нефти может быть обеспечена только при постоянном контроле и регулировании добычи нефти из пласта и закачки воды в пласт.

Метод законтурного заводнения (рисунок 2) применяют при разработке сравнительно небольших по размерам залежей. Он заключается в закачке воды в пласт через нагнетательные скважины, размещаемые за внешним контуром нефтеносности на расстоянии 100 м и более. Эксплуатационные скважины располагаются внутри контура нефтеносности параллельно контуру.

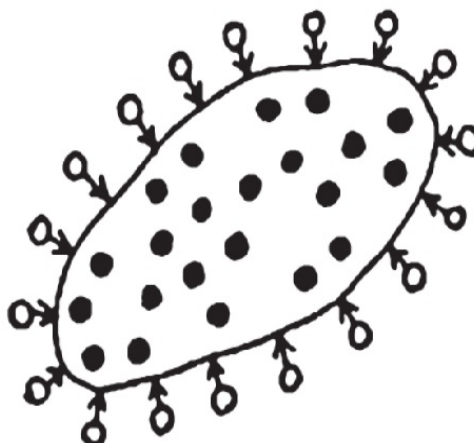


Рисунок 2 – Схема законтурного заводнения

В результате заводнения приток воды к пласту увеличивается, и давление в нефтяной залежи поддерживается на высоком уровне. Метод приконтурного заводнения применяют на месторождениях с низкой проницаемостью продуктивных пластов в части, заполненной водой. Поэтому нагнетательные скважины располагают либо вблизи контура нефтеносности, либо непосредственно на нем.

Метод внутриконтурного заводнения (рисунок 3) применяется для интенсификации разработки нефтяной залежи, занимающей значительную площадь.

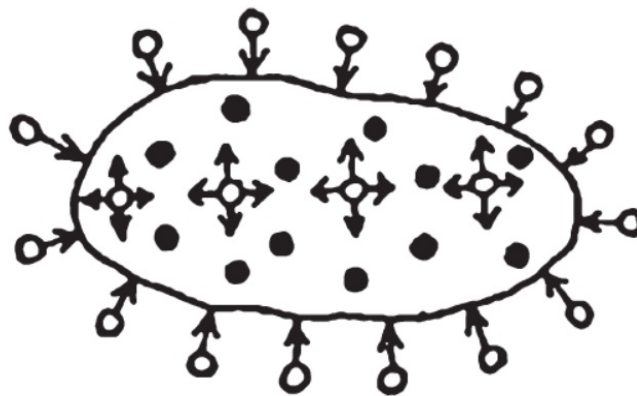


Рисунок 3 – Схема внутриконтурного заводнения

Сущность этого метода заключается в искусственном «разрезании» месторождения на отдельные участки, для каждого из которых осуществляется нечто подобное законтурному заводнению. Нетрудно видеть, что методами заводнения искусственно создается жестководонапорный режим работы залежи.

В Татарстане заводнение, как метод интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи, был применен с самого начала разработки нефтяных месторождений в двух модификациях - законтурном и внутриконтурном.

Если же этого недостаточно число скважин еще увеличивают. Получается так называемое площадочное обводнение. Обводнение позволяет не только увеличить отдачу нефтяного пласта, но и сократить сроки нефтедобычи, использовать месторождение более интенсивно. Поэтому вода используется в качестве рабочего агента почти на всех месторождениях страны [14].

1.2.5 Гидравлический разрыв пласта

Гидравлический разрыв является одним из эффективнейших методов увеличения производительности скважин [18]. Следовательно, мониторингу параметров гидравлического разрыва необходимо уделять особое внимание в виду того, что именно эти параметры могут оказать существенное воздействие на нефтеотдачу пласта.

Повторный разрыв применяется при неудачном ГРП или в случае падения дебита скважины после разрыва. Когда повторный гидроразрыв протекает при давлениях, равных давлениям в процессе первого разрыва, то можно ожидать некоторого увеличения дебита скважин, если только в период после первого гидроразрыва песок выносился из трещин и происходило их смыкание. В этом случае повторный разрыв дает возможность раскрыть ранее образованные трещины, ввести туда песок и сохранить их раскрытыми.

В мергелистых или глинистых карбонатных коллекторах более эффективен нейтральный гидроразрыв с использованием песка в качестве расклинивающего материала, так как при кислотном гидроразрыве растворение матрицы высвобождает тонкие мергелистые или глинистые частицы, которые могут блокировать продуктивные отложения, снижая эффективность операции.

Гидравлический разрыв, или гидроразрыв пласта (ГРП) производится путем закачки под большим давлением (до 50 МПа) в пласт очищенной нефти, пресной или минерализованной воды. В жидкость добавляются песок или пластмассовые шарики. Они препятствуют закрытию трещин, образующихся в результате гидроразрыва, и создают благодаря этому зону повышенной проницаемости. Применение гидроразрыва в большинстве случаев дает положительные результаты; увеличивая в 2-3 раза и более дебиты нефтяных скважин [19]. Гидравлический разрыв проводят в пластах с различной проницаемостью в случае падения дебита или приемистости нагнетательных скважин [20].

При проведении гидравлического разрыва пласта при любой системе размещения скважин для исключения быстрого прорыва воды в добывающие скважины необходимо добиться ориентировки трещин, не способствующей расширению связи между нагнетательными и добывающими скважинами.

Агенты временной блокировки действуют после создания и развития трещины; блокирующий агент немедленно герметизирует трещину между пластом и стволом скважины, препятствуя дальнейшему проникновению в

нее жидкости разрыва и расклинивающего материала. Созданием давления нагнетания инициируется новая трещина в другом перфорированном интервале. После развития и закрепления этой трещины в жидкость разрыва без песка снова вводится агент временной блокировки, который блокирует и ее. Процесс может быть повторен многократно. Может применяться и в варианте кислотного гидроразрыва. В этом случае последовательность закачки флюидов следующая: жидкость разрыва без песка для инициирования трещинообразования, жидкость разрыва с песком, кислотный раствор, агент временной блокировки. Процесс повторяется в зависимости от числа стимулируемых интервалов.

Расклинивающий материал должен отвечать следующим требованиям: иметь повышенное сопротивление на сжатие, обеспечивать хорошую проницаемость, не реагировать с жидкостью разрыва и добываемой жидкостью и иметь низкую стоимость. Эти требования являются основными при выборе расклинивающего материала для ГРП[2].

По горизонтам, которые разрабатываются с поддержанием пластового давления, эффективность гидравлического разрыва оказывается выше, чем по тем, которые эксплуатируются без поддержания пластового давления. Вместе с тем гидравлический разрыв нецелесообразно проводить в добывающих скважинах, расположенных вблизи очагов или линии нагнетания, а также водонефтяного контура, так как при этом может произойти резкое увеличение притока воды и уменьшение притока нефти.

Теоретические исследования механизма гидроразрыва пластов основаны на совместном решении трех сложных взаимосвязанных уравнений: теории упругости, гидродинамики и теории фильтрации. Для решения этих уравнений особенно важно моделирование гидроразрыва.

Для выяснения механизма гидравлического разрыва пласта важно в среде, подвергаемой разрыву, моделировать реальные пластовые условия: горное давление, изменение его после проводки скважины, естественные трещины, давление жидкости, насыщающей поры пласта, физико-

химические свойства этих жидкостей, коллекторские свойства породы и др. Опыты, проводимые в других условиях, могут иметь значение лишь для общей оценки, но на них нельзя ориентироваться при проектировании гидравлического разрыва пласта.

В процессе гидравлического разрыва в основном расширяются естественные трещины или трещины, образовавшиеся во время проводки скважины в породах, подверженных действию горного давления. Поэтому нет надобности останавливаться на всех экспериментальных исследованиях, тем более, что они проводились, исходя не из указанных позиций, поэтому мало способствовали изучению процесса гидравлического разрыва пласта[2].

Процесс подбора скважин-кандидатов для проведения ГРП можно разделить на три основных этапа.

1. Уточнение текущих параметров работы скважин, предварительный расчет эффекта от ГРП и создание ранжированного списка скважин-кандидатов:

- проведение специальных исследований;
- подбор планируемой компоновки оборудования и определение целевого забойного давления после ГРП;
- предварительный расчет эффекта от ГРП относительно целевого забойного давления;
- ранжирование скважин-кандидатов по эффекту от ГРП;
- выделение лучших скважин-кандидатов исходя из текущей ситуации по данному региону, с учетом экономической эффективности.

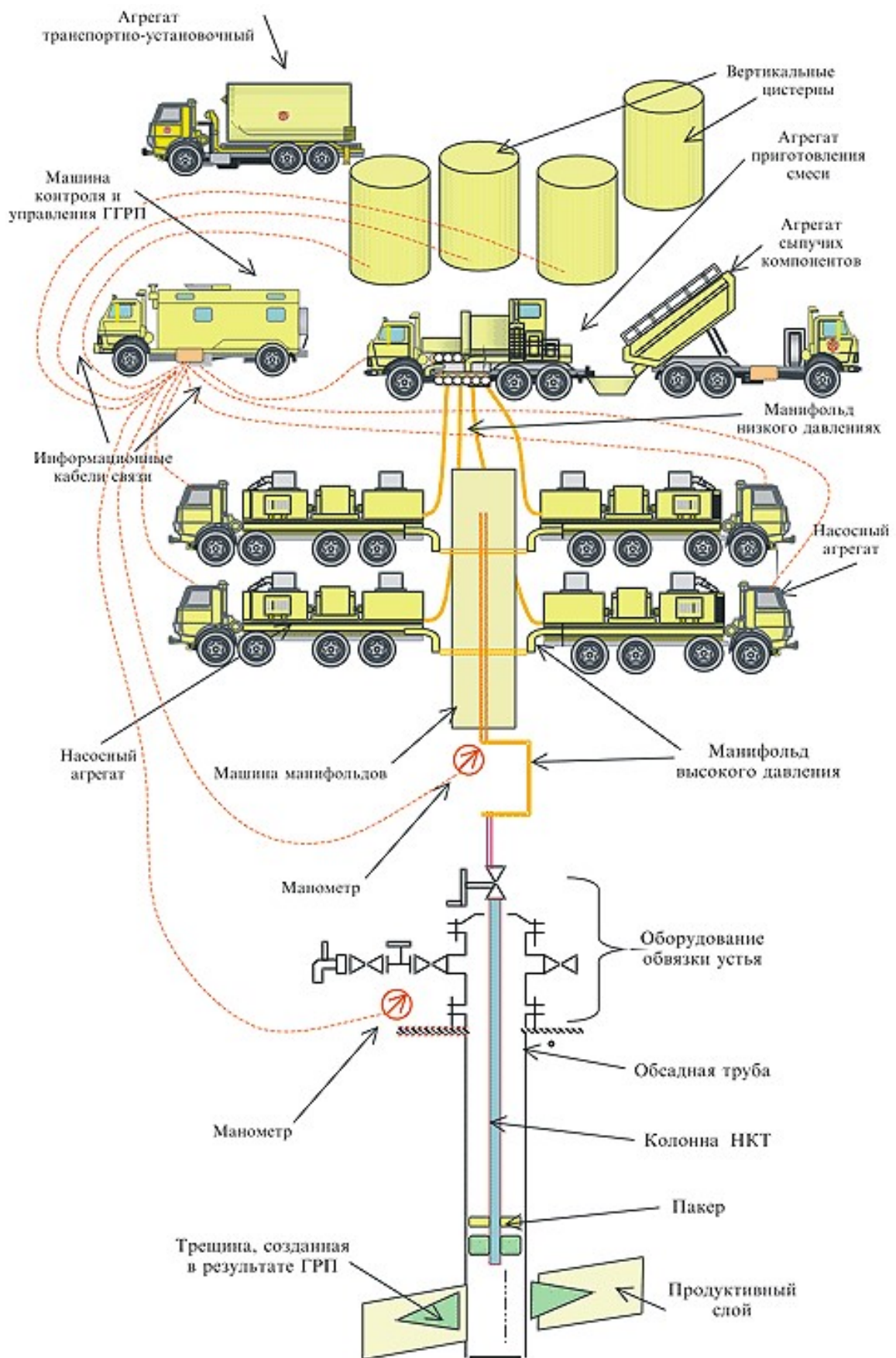


Рисунок 4 – Схема осуществления гидравлического разрыва пласта

2. Анализ текущего состояния разработки по каждой скважине-кандидату:

- исключение рискованных скважин-кандидатов по геологическим причинам(риск прорыва в водо- или газонасыщенный горизонт, близкое расположение контура водонефтяного контакта, возможность прорыва нагнетаемой воды и др.);
- корректировка прогнозного прироста по отдельным скважинам (если это необходимо), которая учитывает ограничения применения технологии ГРП;
- оценка остаточных извлекаемых запасов, приходящихся на скважину с учетом системы разработки; исключение скважин-кандидатов с низкими остаточными запасами;
- анализ текущей и накопленной компенсации, оценка возможностей оптимизации системы ППД и поверхностного обустройства с целью увеличения эффективности ГРП.

3. Анализ технического состояния скважин и системы поверхностного обустройства, оценка необходимого оборудования после проведения ГРП:

- анализ технического состояния скважины с точки зрения проведения ГРП (определение интервала перфорации, глубины посадки пакера и др.);
- формирование комплекса мероприятий по подготовке скважин к ГРП;
- оптимизация дизайна ГРП с точки зрения максимальной экономической эффективности с учетом геологических и технических ограничений;
- окончательный подбор скважинного оборудования и определение эффекта от ГРП.

Результатом является ранжированный по эффекту от ГРП список скважин-кандидатов. На следующем этапе осуществляется оптимизация параметров ГРП по этому списку [21].

1.2.6 Перфорация продуктивного пласта

Сущность этой разновидности гидравлического разрыва пластов заключается в том, что в пределах вскрытого перфорацией продуктивного пласта создается не одна трещина, а поочередно несколько. Исходя из этого, многократный гидроразрыв в однородных нефтяных пластах сравнительно небольшой мощности (2-4 м) рекомендовать не следует. Таким образом, область применения многократного разрыва пласта ограничивается мощными, сильно расчлененными пропластками, между которыми нет взаимодействия. Безусловно, в таких нефтяных пластах эффективность многократного гидроразрыва по сравнению с обычным будет намного выше, хотя производительность трещин будет различна.

После вскрытия продуктивного пласта устанавливают последнюю - эксплуатационную колонну обсадных труб и проводят цементацию затрубного пространства. Затем производят повторное вскрытие продуктивного пласта путем перфорации обсадных труб в зоне продуктивного пласта. Перфорация - это пробивка отверстий в обсадной трубе и цементном кольце с помощью специальных перфораторов, опускаемых на забой. Пулевые перфораторы заряжают порохом, запалами и пулями. При подаче электрического тока с поверхности по кабелю к запалам порох воспламеняется, и пули с большой скоростью вылетают из ствола и пробивают отверстия для прохода нефти или газа. Технология вскрытия продуктивного пласта в процессе бурения практически не отличается от технологии бурения всего ствола скважины, поэтому, как правило, физико-механические свойства продуктивного пласта не учитывают [2].

1.3 Мониторинг гидравлического разрыва пласта

Комплексное использование гидроразрыва пласта и мониторинга эффективности работы скважин позволяет получить ценные данные относительно результативности мероприятий по интенсификации добычи. Этот

процесс предусматривает комплексное использование различных аналитических методов. Фактические данные об изменении дебита и давления в результате воздействия на пласт вводятся в модель гидроразрыва для определения «наблюдаемой» половинной длины трещин. На следующем этапе производится определение «эффективной» половинной длины трещин с использованием данных добычи по скважине после проведения гидравлического разрыва. Полученная таким образом «эффективная» половинная длина трещин сравнивается с оценкой половинной длины до ГРП и «наблюдаемым» результатом. В настоящее время анализ продуктивности скважины после воздействия на пласт может производиться различными методами (исследование восстановления давления, анализ данных добычи в переходных режимах, моделирование добычи и т.д.). Эти методы позволяют определить параметры, весьма важные для изучения условий коллектора и их влияния на эффективность ГРП. Тем не менее, для получения достоверных и надежных результатов анализа продуктивности требуется наличие данных добычи за достаточно продолжительный период времени после ГРП. Хотя подобные методы позволяют получить надежную оценку параметров конкретного пласта и свойств проницаемости трещин ГРП, они не могут полностью описать геометрию системы трещин ГРП. Существует ряд проверенных технических решений, позволяющих определить геометрию трещин ГРП (термометрия, исследование методом радиоактивных изотопов, наклономер и пр.). К сожалению, все эти методы имеют определенные недостатки. Например, термометрия позволяет получить данные о породах в пределах нескольких футов от ствола скважины, причем эти данные позволяют лишь до некоторой степени оценивать высоту искусственных трещин. Исследование методом радиоактивных изотопов также позволяет получить информацию о высоте трещин только для зоны, находящейся в непосредственной близости от стенок ствола скважины. Исследование с применением скважинных и наземных наклономеров — это более современная технология, позволяющая получить ценные данные относительно азимута искусственных трещин и их асиммет-

рии. Тем не менее, указанные методы не дают полного представления о таких параметрах трещин, как высота, длина, ширина и асимметрия.

Возможность динамического мониторинга искусственных трещин одноступенчатого и многоступенчатого ГРП является мощным средством для изучения развития (во времени) и геометрии (длина, ширина, высота) искусственных трещин (пространственные параметры). Такой мониторинг позволяет также получить ценнейшую геологическую информацию по стимулируемому пласту (данные о напряженно-деформированном состоянии в целом и в отдельных зонах, структуры, геометрия осадочных комплексов, влияние геологических тел и пр.). Новые данные, получаемые с использованием указанной технологии, позволяют нам иметь более полное представление о геологических процессах. В то же время такие новые данные нередко диктуют необходимость пересмотра методов интерпретации геологических процессов, заставляя рассматривать их под новым, необычным углом зрения [22].

Из опыта нефтегазовых сервисных компаний, разрабатывающих технологии контроля качества ГРП, в настоящее время наиболее успешно задача мониторинга решается с помощью микросейсмического метода. Он успешно применяется в нефтегазовой индустрии, позволяя получать данные для оперативной коррекции дизайна ГРП, минимизировать риски и оптимизировать увеличение отбора углеводородов при вовлечении в разработку трудноизвлекаемых запасов [23]. Эффективность методов микросейсмического мониторинга трещин ГРП целиком и полностью определяется эффективностью методов обработки данных микросейсмике. Сегодня достигнут несомненный и значительный прогресс в области регистрации, обработки и визуализации данных. Однако по ряду причин он не коснулся некоторых важных аспектов обработки и интерпретации [22].

1.4 Патентно-информационный обзор методов мониторинга технологических воздействий на нефтяные пласты

Авторское свидетельство № RU 2010115181 А

«Мониторинг давления в затрубном пространстве при гидравлическом разрыве пласта»

В основе данного патента лежит способ обработки призабойной зоны скважины, который осуществляется следующим образом: изолируют пласт вокруг рабочей колонны, формируют обратный канал для потока от пласта к кольцевому пространству, окружающему рабочую колонну, выборочно перекрывают обратный канал, используя наращивание давления или скорости потока, проходящего по кольцевому пространству. Разрыв пласта производят через рабочую колонну. Спускают рабочую колонну через точку уплотнения, обратный канал снабжают клапаном. Клапан делают чувствительным к наращиванию давления. Далее наращивают давление разрывом пласта. Упомянутым перекрытием защищают оборудование, расположенное вверх по стволу скважины от пласта и связанное с кольцевым пространством. Так же используют втулку, чувствительную к разности давлений, для выборочного перекрытия обратного канала.

Другой подход, представленный в данном патенте на способ мониторинга давления, состоит в том, что спускают рабочую колонну через уплотненное отверстие в окружающей колонне труб и герметизируют рабочую колонну в уплотненном отверстии. Затем спускают обратный канал для потока через уплотненное отверстие снаружи рабочей колонны.

Независимо от выбора уточненного метода клапаном, реагирующим на давление, управляют с поверхности. Точку уплотнения выполняют в виде пакера или уплотненного отверстия [24].

«Мониторинг гидравлического разрыва пласта»

Данный способ скважинного мониторинга гидравлического разрыва пласта, содержит этапы, на которых: опрашивают оптическое волокно, размещенное вдоль траектории ствола скважины, для формирования распределенного акустического датчика, собирают данные от многочисленных продольных участков волокна; и обрабатывают указанные данные для получения индикации, по меньшей мере, одной характеристики гидравлического разрыва пласта, и используют собранные данные для выполнения регистрации короткого одиночного сейсмического импульса, и для определения, по меньшей мере, одного из направления на источник коротких одиночных сейсмических импульсов, дистанции до него или его местоположения. Дополнен способ предложением об индикации в режиме реального времени указанной, по меньшей мере, одной характеристики гидравлического разрыва пласта.

В качестве дополнения предлагается установка оптоволоконного распределенного акустического датчика для запроса другого параметра гидравлического разрыва и оценка полученных данных в единой системе. Система скважинного мониторинга, содержащая оптоволоконный запросчик, предназначенный для проведения распределенного акустического зондирования на оптическом волокне, размещенном вдоль траектории ствола скважины; сэмплер, предназначенный для взятия замеров от многочисленных каналов, выходящих из указанного запросчика, для выведения акустических данных из многочисленных участков указанного волокна в каждый из многочисленных моментов времени; и анализатор данных, предназначенный для обработки указанных замеренных данных для регистрации характеристик растрескивания и создания индикаций указанных характеристик растрескивания, для выполнения и используют собранные данные для выполнения регистрации короткого одиночного сейсмического импульса, и для определения, по меньшей мере, одного из направления

на источник коротких одиночных сейсмических импульсов, дистанции до него или его местоположения [25].

Авторское свидетельство № RU 2010120482 А
«Способ диагностики процессов гидроразрыва пласта в режиме реального времени с использованием комбинирования трубных волн и микросейсмического мониторинга»

Представлен способ диагностики процессов гидроразрыва в режиме реального времени с использованием комбинирования трубных волн и микросейсмического мониторинга, по которому выполняют:

- гидроразрыв пласта в скважине;
- регистрацию микросейсмической активности, создаваемой в ходе операции гидроразрыва;
- определение местоположений микросейсмических событий;
- генерирование низкочастотных волн давления (трубных волн) вблизи скважины;
- регистрацию трубных волн, отраженных от гидроразрыва, в режиме реального времени;
- анализа местоположения микросейсмических событий и отражений трубных волн от гидроразрыва.

Так же основной способ дополняется тем, что для ориентирования сейсмических датчиков и калибровки модели скоростей распространения микросейсмических волн используют отраженные трубные волны. Для этого выполняют следующие операции:

- создают одномерную модель скоростей распространения микросейсмических волн;
- спускают сейсмические датчики в наблюдательную скважину;
- посылают нескольких импульсов в скважину в начале воздействия на скважину;

- рассчитывают глубину открытых перфораций по отражению трубных волн;
- определяют успешность первого воздействия на скважину посредством:
 - возбуждения трубной волны в скважине;
 - регистрировании отражения трубной волны от скважины;
 - вычисления глубины расположения внутрискважинного объекта, от которого отразилась трубная волна, на основе зарегистрированного отражения; и в случае нерезультативного воздействия:
 - выбирают первое изменение воздействия, основываясь на зарегистрированном отражении;
 - осуществляют первое изменение воздействия;
 - регистрируют более пяти микросейсмических событий;
 - калибруют ориентацию сейсмических датчиков;
 - калибруют модель скоростей распространения микросейсмических волн[26].

Авторское свидетельство № RU 88384U1

«Устройство мониторинга многопластовой обводненной скважины»

Устройство мониторинга многопластовой обводненной скважины, в которой нижний пласт отсечен пакером, включающее добывающее оборудование, насосную установку, сообщенную с подпакерным пространством, причем вход насосной установки находится ниже нижней границы последнего неотсеченного пласта, систему контроля и управления производительностью добывающего оборудования и насосной установки, устройство контроля глубины границы раздела «вода-нефть», отличающееся тем, что последовательно с добывающим оборудованием и насосной установкой и между пластами дополнительно установлены измерительные преобразователи, измеряющие, как минимум, давление и расход, причем преобразователи, установленные последовательно с добывающим оборудованием и насосной уста-

новкой, измеряют расход однокомпонентного потока, а преобразователи, установленные между пластами, измеряют расход двухкомпонентного потока.

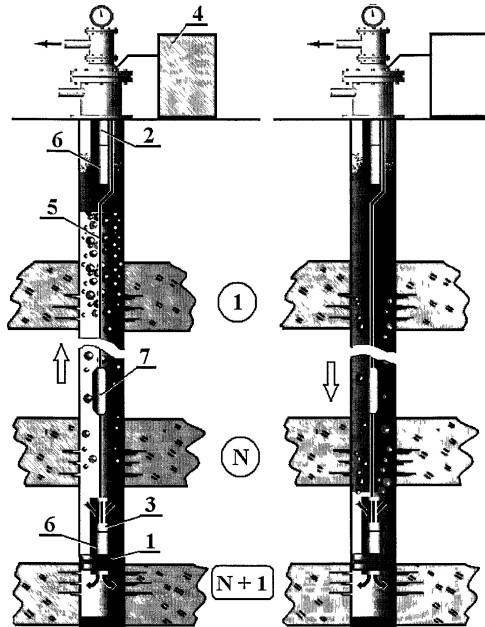


Рисунок 5 – Устройство мониторинга многопластовой обводненной скважины

Устройство мониторинга многопластовой обводненной скважины, в которой нижний (N+1)-ый пласт отсечен пакером – 1, включает в себя добывающее оборудование – 2, насосную установку – 3, сообщенную с подпакерным пространством, причем вход насосной установки находится ниже нижней границы последнего неотсеченного пласта, систему контроля и управления производительностями добывающего оборудования и насосной установки – 4, устройство контроля глубины границы раздела «вода-нефть» – 5, преобразователи – 6, установленные последовательно с добывающим оборудованием и насосной установкой, которые измеряют расход однокомпонентного потока, преобразователи – 7, установленные между пластами, которые измеряют расход двухкомпонентного потока.

Полезная модель относится к нефтедобывающей промышленности и может быть использована для мониторинга и регулирования режимов работы многопластовых обводненных нефтяных скважин [27].

Авторское свидетельство № RU2005130065А

«Способ оптимизации пассивного мониторинга гидравлического разрыва пласта»

Изобретение относится к области нефтегазовой области и может быть использовано при проведении мониторинга гидравлического разрыва пласта. Сущность: во время проведения гидравлического разрыва пласта или после него в обрабатываемую скважину подают импульсы давления с амплитудой, достаточной для открытия сдвиговых разломов. Фиксируют возникающие сейсмические сигналы от акустических событий, связанных с открытием сдвиговых разломов, с помощью расположенных в окрестности обрабатываемой скважины сейсмических приемников. Идентифицируют границы поверхности трещины по местоположению сдвиговых разломов.

Предложенное изобретение относится к нефтегазовой области и связано, в основном, с обслуживанием скважин в нефтегазовой промышленности, более узко, с оптимизацией пассивного сейсмического мониторинга гидравлических разрывов.

В нефтегазовой промышленности гидравлический разрыв является основным способом повышения продуктивности скважины путем формирования или расширения каналов от ствола скважины к нефтеносным пластам. Эта операция, в общих чертах, осуществляется путем гидравлической подачи жидкости для гидроразрыва в скважину, проходящую через подземные породы, причем эта жидкость нагнетается в слои породы под давлением. В слоях породы или горных породах возникают трещины, формирующие или расширяющие один или несколько разрывов, что, как правило, приводит к повышению добычи нефти из нефтеносного пласта. Аналогичная процедура при-

меняется для интенсификации добычи газа из газовых месторождений или добычи пара из геотермальных источников.

Важность мониторинга гидроразрыва вытекает из необходимости контроля геометрии трещины для того, чтобы обеспечить соответствие хода работ заданию, а также из необходимости получать информацию о пространственном распределении многочисленных трещин в случае крупномасштабных работ на больших нефтяных/газовых/геотермальных месторождениях. Среди различных способов мониторинга разрывов наибольшее распространение получил пассивный сейсмический мониторинг, при котором регистрируются акустические сигналы, возникающие либо во время, либо после выполнения операций по гидравлическому разрыву пласта в результате "микроразрывов", вызванных интенсивным воздействием на близлежащие к разрыву области, затем определяются положения очагов микроразрывов, и полученные таким образом точки ассоциируются с областями, окружающими гидравлический разрыв.

Положительным качеством пассивного сейсмического мониторинга является то, что этот мониторинг протекает в режиме реального времени, а также то, что мониторинг, в конечном счете, дает информацию о расположении разрывов. Недостатком этого метода является то, что, в большинстве случаев, требуется соседняя скважина для составления карты очагов микроразрывов, и, кроме того, полученное множество точек часто очень размыто и не позволяет точно определить положение разрывов. Таким образом, известный способ обладает большими потенциальными возможностями для оптимизации. Одним из направлений оптимизации является нахождение способа отличать микроразрывы, близкие к разрыву, от микроразрывов, удаленных от него.

Предложенные способы могут помочь идентифицировать положения указанных очагов микроразрывов, находящихся вблизи разрыва.

Способы основаны на подаче в обрабатываемую скважину импульсов давления большой амплитуды. Такие импульсы могут быть созданы как спе-

циальными установками, дополнительными к стандартному оборудованию для гидроразрыва, так и стандартным оборудованием, например одним из насосов гидроразрыва. В частности, естественный сильный импульс давления возникает при остановке насосов.

Первый способ реализуется, когда амплитуда импульса достаточна для открытия сдвиговых разломов вокруг трещины, тогда трещина обнаруживается при помощи обычных средств пассивной регистрации сейсмических волн от акустических событий, связанных с открытием сдвиговых разломов, и интерпретации положения, таким образом, полученных событий как близлежащих к трещине.

Второй способ реализуется за счет резкого различия временных последовательностей импульса давления, генерируемого в скважине, и микроземлетрясений вокруг трещины и состоит в такой обработке данных с сейсмических приемников, при которой выделяется сигнал, похожий на импульс давления в скважине, и локализуется источник этого импульса путем анализа времен его прихода к приемникам, а затем источник импульса отождествляется с областью, непосредственно прилегающей к трещине гидроразрыва.

Первый способ оптимизации пассивного мониторинга гидравлического разрыва пласта путем приложения импульсов давления к обрабатываемой скважине осуществляется, например, путем выполнения следующей последовательности действий:

- 1) Подают либо во время выполнения работ по гидравлическому разрыву, либо после них, низкочастотные (0-100 Гц) импульсы давления большой амплитуды (приблизительно 5-10 МПа) в обрабатываемую скважину таким образом, чтобы импульсы давления распространялись внутрь разрыва и создавали соответствующие динамические возмущения в близлежащих к разрыву областях для того, чтобы реактивировать ранее существовавшие разломы вокруг гидравлического разрыва. Однако амплитуда этих импульсов не должна быть слишком большой, чтобы не вызвать соприкосновения стенок трещины, что могло бы привести к ее закрытию.

2) Определяют положение разломов. Реактивация разломов вблизи разрыва относится к тому же виду явлений, что и микроземлетрясения, поэтому положение разломов может быть определено стандартными методами пассивного сейсмического мониторинга.

3) Полученные положения очагов микроземлетрясений связываются с близлежащими к разрыву областями и, следовательно, дают возможность определять положение разрыва более точно.

Во время распространения вдоль стенок разрыва импульс давления инициирует образование сдвиговых трещин (разломов) вокруг разрыва. Следовательно, обнаружение соответствующих микроземлетрясений позволяет следить за возбужденными источниками акустических волн и, соответственно, более точно определять положение разрыва.

Предпочтительный способ реализации второго способа изобретения заключается в выделении сейсмического сигнала, похожего на импульс давления в скважине, из данных, собранных сейсмическими приемниками системы пассивного мониторинга, обработке этого выделенного сигнала стандартными методами (например, анализ времен прихода сигнала на датчик) и определении положения источника этого сигнала и последующем ассоциировании источника сигнала с трещиной гидроразрыва.

Действительно, типичный сейсмический сигнал от микроземлетрясений вокруг скважины – это весьма стохастический и кратковременный сигнал большой амплитуды, в частотной области этот сигнал, как правило, очень широкополосный; с другой стороны, импульс давления в скважине, как правило, кардинально отличается от любой последовательности микроземлетрясений (Рис.6), где 1 - гидроразрыв, 2 - приемник, 3 - возможное местонахождение установки для создания импульсов давления, 4 - очаги акустической эмиссии, 5 - образец профиля импульса давления, 6 - характерный сигнал акустической эмиссии. Поэтому, например, если сгенерировать периодический импульс давления низкой частоты (например, 0-100 Гц), то он может

быть легко выделен из временной последовательности, фиксируемой сейсмическими приемниками.

На рис.6 видно, что сейсмический сигнал, происходящий от пульсаций давления в скважине и трещине, кардинально отличается по профилю и продолжительности от сейсмических сигналов микроземлетрясений, ассоциированных с гидроразрывом. Это делает возможным выделение сигнала давления из сейсмограммы, собранной удаленным датчиком, и последующее обнаружение трещины гидроразрыва как источника сигнала давления.

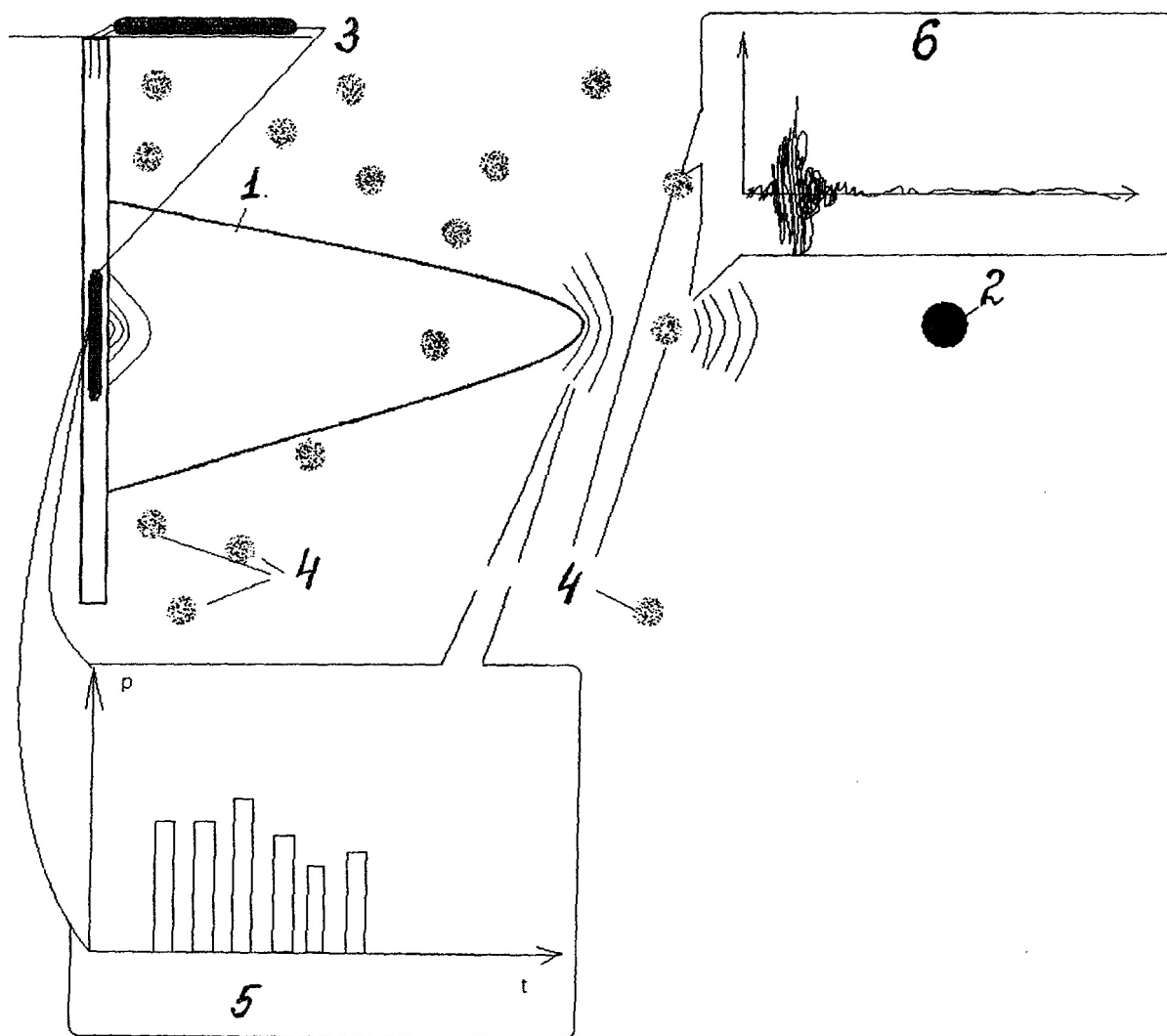


Рисунок 6 – Схема пассивного мониторинга гидравлического разрыва пла-

ста

Исходный импульс давления проникает в трещину гидроразрыва и распространяется вдоль трещины, затем достигает края трещины и излучается в формацию, где и фиксируется сейсмическими приемниками системы пассивного мониторинга, при этом временная последовательность импульса деформируется, однако остается кардинально отличной от последовательности микроземлетрясений. Таким образом, поверхность трещины становится источником сейсмического сигнала, похожего по форме на исходный импульс давления. Поэтому определение источника данного сигнала есть определение поверхности трещины.

Оптимизация пассивного мониторинга гидравлического разрыва пласта, основанная на предложенных способах, позволяют определять местонахождение поверхности трещины с большей точностью, чем известные сейсмические методы. При этом используется доступная в полевых условиях аппаратура [28].

2 Практическая часть

2.1 Опыт осуществления мониторинга гидравлического разрыва пласта

Применение гидроразрыва пласта (ГРП) на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» как высокоэффективного метода интенсификации и увеличения нефтеотдачи неуклонно расширяется и охватывает уже более 1/3 действующего фонда скважин. Технологии ГРП ежегодно обеспечивают 20-40 % общей дополнительной добычи. Однако, как показывает отечественный и мировой опыт, вследствие истощения запасов и значительного сокращения фонда скважин, удовлетворяющих требованиям к применению ГРП, удельные показатели эффективности метода закономерно уменьшаются и часто остаются ниже теоретического потенциала. В связи с этим актуальной становится проблема повышения результативности массового проведения ГРП. Ее решению во многом способствует мониторинг ГРП как составная часть мониторинга разработки месторождений.

Основными направлениями мониторинга ГРП являются формирование квартальных и годовых программ работ и их научно-методическое сопровождение. В рамках первого направления решаются главные задачи мониторинга, такие как выработка оптимальных решений, оперативное планирование и управление процессом проведения ГТМ с целью рациональной эксплуатации месторождений углеводородов. Для обеспечения выполнения этих задач в рамках второго направления в Тюменском филиале ООО «КогалымНИПИнефть» разработаны и развиваются базовые методики и инструменты комплексного анализа результатов ГРП. Это направление мониторинга включает следующие этапы: подбор скважин-кандидатов для проведения ГРП, поиск оптимальных технологий обработки и прогноз эффективности метода. На этапе выбора скважин для включения в программу ГТМ выполняется анализ горногеологических условий, технического состояния

и эксплуатационных показателей тестируемого фонда, результатов промышленно-геофизических и гидродинамических исследований скважин [29].

Очевидно, что, до недавнего времени, основным методом мониторинга ГРП были формирование квартальных и годовых программ работ и их научно-методическое сопровождение. Это говорит в первую очередь о том, что получение оперативной информации в процессе гидравлического разрыва пласта раньше было невозможно и методики мониторинга представляли собой, в основном, планирование.

Первые успешные работы в России на основе применения скважинного пассивного сейсмического мониторинга были выполнены ОАО «ЦГЭ» в 2006–2007 годах при ГРП ачимовских слоев на Малобалыкском и Омбинском месторождениях ОАО «Роснефть» в Западной Сибири, а также в Казахстане на месторождении Узень АО НК «КазМунайГаз». В последние годы наибольшее распространение получили работы по технологии наземных наблюдений, выполняемые в больших объемах ООО «Газпромгеоресурс» и ООО «Викосейс» на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири. Микросейсмика позволяет определять геометрию гидроразрыва пласта на достаточно больших расстояниях от места наблюдения (в скважинах или на поверхности), а также получать диагностические 3D-изображения в процессе образования и развития разрыва. Этим она существенно отличается от акустических методов, например, кросс-дипольного каротажа, применяемых для оценки азимута разрыва вблизи ствола скважины ГРП. Микросейсмические технологии обладают определенными преимуществами, заключающимися в более высокой надежности определения большинства геометрических параметров. Поэтому работы по технологии микросейсмического мониторинга ГРП являются актуальными.

Суть микросейсмического мониторинга заключается в регистрации сейсмоэмиссионных процессов, сопровождающих образование трещинной зоны ГРП.

Технология скважинного микросейсмического мониторинга ГРП, несмотря на более высокую стоимость работ по сравнению с наземной технологией, часто является единственным инструментом для контроля ГРП, например, в условиях глубокозалегающих целевых пластов и при приоритете задач контроля развития трещинной зоны ГРП по высоте с целью прогноза прорыва трещины в соседние водонасыщенные горизонты. Однако сдерживающим фактором здесь является наличие подходящих скважин-кандидатов для наблюдений. Следует отметить, что, например, для пилотных проектов надежным решением является синхроннонаблюдение в двух и более скважинах, как в случае применения скважин из старого фонда или временно выведенных из эксплуатации [23].

2.2 Подходы при реализации микросейсмического мониторинга гидравлического разрыва пласта.

Обычно, когда речь идет о мониторинге гидравлического разрыва пласта в реальном времени, как правило, подразумевается микросейсмический метод мониторинга, который является самым достоверным и эффективным на сегодняшний день. В то же время, микросейсмический мониторинг имеет два подхода к реализации – скважинный и наземный мониторинг. Это объясняется тем, что для глубинного микросейсмического излучения используются как скважинные, так и поверхностные наблюдения.

Существуют различные технологии скважинного и поверхностного микросейсмического мониторинга, соответственно базирующиеся на регистрации микросейсмического излучения как непосредственно в скважине ГРП, так и в соседних наблюдательных скважинах или на поверхности при помощи площадных сейсмических расстановок. Учитывая различные цели и результативность мониторинга, технологические риски и разницу в стоимости подобных работ нефтяник часто стоит перед непростым выбором подходящего инструмента [30].

При планировании работ по технологии скважинного микросейсмического мониторинга ГРП предварительно следует оценить следующие факторы:

– Дистанции между зоной ГРП и интервалом регистрации в выделенных наблюдательных скважинах-кандидатах, а дистанции между устьями скважин - наблюдательной и ГРП. Первые должны быть порядка первых сотен метров, вторые – по возможности, максимальными.

– Высокий уровень вибрации обсадной колонны. Неблагоприятные условия приема приводят к возникновению резонансных явлений на горизонтальных сейсмоприемниках зонда (особенно на компоненте, поперечной по отношению к прижимному рычагу приемного модуля). Для слабых микросейсмических сигналов это приводит к существенному искажению азимутов эмиссионных событий и, как следствие, к погрешностям в определении горизонтальных размеров трещинной зоны (из-за «размазывания» роя зарегистрированных микросейсмических источников). Иногда этот негативный фактор вынуждает использовать несколько наблюдательных скважин вместо одной, что приводит к удорожанию работ.

– Использование в качестве наблюдательных скважин из старого фонда. Условия установки зонда и приема сейсмических колебаний в таких скважинах обычно неблагоприятные. Кроме того, в случае наблюдений в эксплуатационных скважинах или в скважинах, где ранее проводилось ГРП, расстояние по сейсмическим лучам обычно существенно больше расстояния по пласту из-за необходимости размещения зонда выше целевого пласта и может достигать более 1 км. В этом случае для локализации глубинных микросейсмических источников необходимо применение специальных методов, обладающих достаточной разрешающей способностью на больших дистанциях.

– Наличие работающих интервалов в наблюдательной скважине. В этих случаях необходимо изолирование работающих интервалов в наблюдательной скважине при помощи установки отсекающего пакера.

- Шумы в соседних скважинах. Необходима приостановка бурения скважин и других шумных работ в окрестности объекта ГРП. Ненадлежащее выполнение этого условия может привести к серьезному осложнению интерпретации данных ПСМ, т.к. изучаемая область может быть сильно маскирована техногенными помехами, например, трубными волнами, вторичными шумовыми источниками, интенсивными гармоническими и другими помехами.
- Влияние между устьями наблюдательной скважины и скважины ГРП. Для ослабления фона помех, связанного с работой тяжелой техники на устье нагнетательной скважины ГРП, необходимо в качестве наблюдательной выбирать скважину, пробуренную из другого куста (если применяется технология кустового бурения).

И если, в случае больших удалений по пластопересечению между скважиной ГРП и наблюдательной скважиной часто удается достичь увеличения дистанции работоспособности метода, например, располагая приборы на уровне пласта в окрестности слоев с пониженной скоростью (т.е. в волноводах), то высокая вибрация обсадной колонны в интервале приема вынуждает искать другие интервалы с более благоприятными условиями приема или принять решение о невозможности высокоточных наблюдений. К сожалению, окончательный ответ на этот вопрос можно получить только во время калибровки по выстрелам перфоратора, когда производится пробная пристрелка по источникам с известными координатами.

В России же, наибольшее распространение получили более дешевые наземные наблюдения с использованием площадных сейсмических расстановок с большой апертурой и большим количеством приемников (до полутора тысяч). Высокая кратность накопления и специальные приемы обработки по алгоритмам сейсмоэмиссионной томографии высокого разрешения позволяют уверенно выделять слабые глубинные микросейсмические сигналы из зоны ГРП на фоне интенсивных поверхностных помех. Такие системы наблюдений используются компаниями ООО «Газпром георесурс» и ООО «Викосейс» при мониторинге ГРП коллекторов углеводородов верхнеэо-

комского комплекса и ачимовских коллекторов на нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири.

В числе проблем отметим следующие:

- Погодный и сезонный факторы.
- Влияние природно-ландшафтных условий на условия установки приборов (болота, озера и др.).
- Размещение пунктов приема в окрестности мощных поверхностных техногенных помех (инженерно-технические сооружения, ЛЭП, дороги, трубопроводы и др.).
- Наличие мнимых и ложных источников.
- Ограничения по апертуре приема.

Для улучшения условий установки необходимо заглубление приборов, в том числе в мелких скважинах. Мнимые источники обусловлены волнами от поверхностных техногенных источников, претерпевшими отражения на границе, залегающей на глубине, равной половине глубины целевого пласта ГРП. Они проявляются в центре зоны ГРП при гидроразрыве в вертикальных скважинах. Ложные источники являются разновидностью мнимых и наблюдаются при ГРП в наклонных скважинах, обычно формируют интенсивный шлейф по направлению падения буровой колонны. Вызваны они, в частности, интерференцией боковых лепестков характеристики направленности приемной антенны для различных источников. Часто такой шлейф маскирует полезные искомые источники. Для отбраковки мнимых и ложных источников применяются специальные алгоритмы с одновременным определением координат источников и соответствующей им оптимальной скоростной модели: для мнимых источников эффективная скорость будет меньше, чем для искомых эмиссионных источников (т.к. отраженные волны распространяются в верхней более низкоскоростной части разреза), что позволяет произвести автоматическую отбраковку ложных решений.

Последняя проблема из отмеченных в списке вызвана тем, что оптимальная апертура обычно подбирается из условия ее соизмеримости с двойной глубиной целевого горизонта, и для глубоких горизонтов, например, ачимовских коллекторов, сигналы при регистрации калибровочных выстрелов перфоратора ГРП могут не прослеживаться по всей длине профилей расстановки. Последнее не позволяет произвести полную калибровку, включая коррекцию статических поправок для всех пунктов приема, и вынуждает уменьшать апертуру, снижая тем самым оптическую разрешающую способность метода. Последняя непосредственно влияет на точность локализации источников.

Отметим также, что из-за большого объема данных (на один-два порядка по сравнению со скважинным мониторингом) возможность обработки в режиме реального времени практически не реализуется [30].

Очевидно, выбор оптимальной технологии микросейсмического мониторинга ГРП должен определяться с учетом всех отмеченных факторов и соотношения цена-качество. Например, для глубокозалегающих целевых пластов и приоритетом задачи контроля развития трещинной зоны ГРП по высоте с целью прогноза прорыва трещины в соседние водонасыщенные горизонты целесообразно привлечь скважинную технологию, если имеются подходящие скважины-кандидаты для наблюдений. Следует отметить, что для пилотных проектов надежным решением является синхронное наблюдение в двух и более скважинах, даже если они не принадлежат старому фонду.

Если основное назначение работ заключается в решении стандартной задачи по определению простираения, размеров и в оценке фильтрационных свойств трещинной зоны ГРП, то во многих случаях оптимальным выбором является наземный мониторинг, позволяющий сэкономить существенные средства.

2.3 Совершенствование микросейсмических методов мониторинга гидравлического разрыва.

Чтобы сформировать предложение по совершенствованию методов мониторинга гидроразрыва обратимся к ранее рассмотренным патентам и проанализируем их достоинства и недостатки.

Авторское свидетельство № RU 2010115181 А «Мониторинг давления в затрубном пространстве при гидравлическом разрыве пласта».

В основе данного патента лежит способ обработки призабойной зоны скважины, который осуществляется следующим образом: изолируют пласт вокруг рабочей колонны, формируют обратный канал для потока от пласта к кольцевому пространству, окружающему рабочую колонну, выборочно перекрывают обратный канал, используя наращивание давления или скорости потока, проходящего по кольцевому пространству. Разрыв пласта производят через рабочую колонну. Спускают рабочую колонну через точку уплотнения, обратный канал снабжают клапаном. Клапан делают чувствительным к наращиванию давления. Далее наращивают давление разрывом пласта. Упомянутым перекрытием защищают оборудование, расположенное вверх по стволу скважины от пласта и связанное с кольцевым пространством. Так же используют втулку, чувствительную к разности давлений, для выборочного перекрытия обратного канала.

К достоинствам предложенного способа относится то, что становится возможным контролировать конкретный исчисляемый параметр технологического воздействия – давление.

В качестве недостатков можно выделить то, что предложенный автором патента способ, во-первых – вносит значительные изменения в технологию проведения гидравлического разрыва пласта, что ограничивает универсальность метода. А во-вторых – требует дополнительного технического оснащения – пакеры, уплотнения, втулки, клапаны, оборудование для управления дополнительной запорной арматурой с поверхности.

Авторское свидетельство № RU 2014128551 А «Мониторинг гидравлического разрыва пласта».

Данный способ скважинного мониторинга гидравлического разрыва пласта, содержит этапы, на которых: опрашивают оптическое волокно, размещенное вдоль траектории ствола скважины, для формирования распределенного акустического датчика, собирают данные от многочисленных продольных участков волокна; и обрабатывают указанные данные для получения индикации, по меньшей мере, одной характеристики гидравлического разрыва пласта, и используют собранные данные для выполнения регистрации короткого одиночного сейсмического импульса, и для определения, по меньшей мере, одного из направления на источник коротких одиночных сейсмических импульсов, дистанции до него или его местоположения.

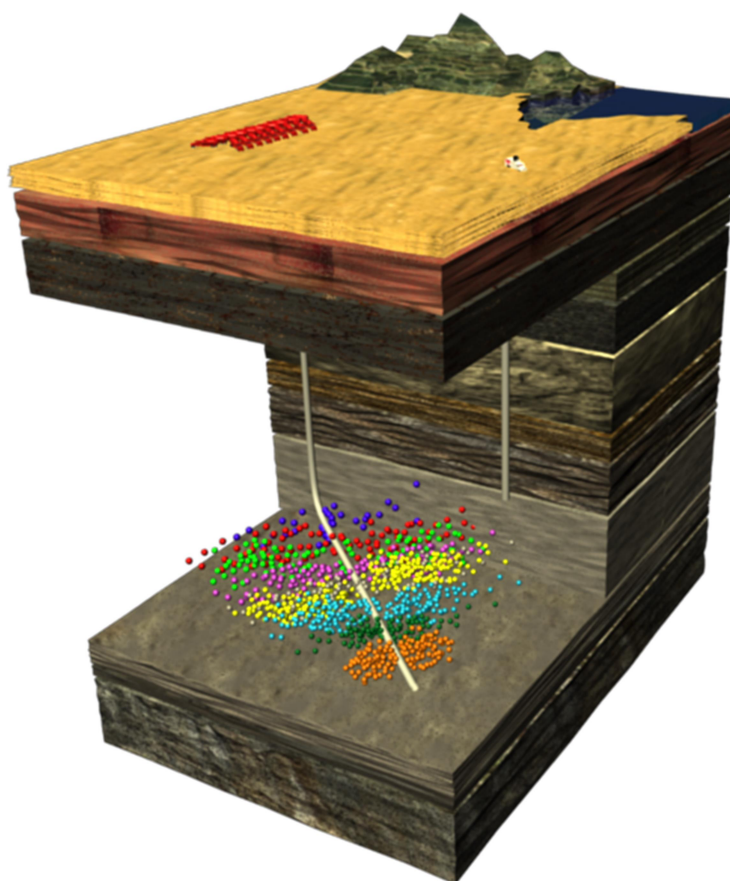


Рисунок 7 – Визуализированное представление микросейсмических событий

Дополнен способ предложением об индикации в режиме реального времени указанной, по меньшей мере, одной характеристики гидравлического разрыва пласта.

Основным достоинством данного патента является то, что возможно контролировать процессы гидравлического разрыва не только в режиме реального времени, но и получать данные достаточно высокого уровня точности.

Недостатком предложения является технологическая сложность метода и необходимость в наличии дополнительного высокоточного оборудования.

Авторское свидетельство № RU 2010120482 А «Способ диагностики процессов гидроразрыва пласта в режиме реального времени с использованием комбинирования трубных волн и микросейсмического мониторинга».

Представлен способ диагностики процессов гидроразрыва в режиме реального времени с использованием комбинирования трубных волн и микросейсмического мониторинга, по которому выполняют:

- гидроразрыв пласта в скважине;
- регистрацию микросейсмической активности, создаваемой в ходе операции гидроразрыва;
- определение местоположений микросейсмических событий;
- генерирование низкочастотных волн давления (трубных волн) вблизи скважины;
- регистрацию трубных волн, отраженных от гидроразрыва, в режиме реального времени;
- анализа местоположения микросейсмических событий и отражений трубных волн от гидроразрыва.

Ключевым достоинством заявленного способа является достоверность микросейсмического метода, как инструмента мониторинга процессов гид-

роразрыва, на тех участках, где удастся зарегистрировать сейсмические показатели.

Однако этот метод имеет и недостатки, в виду того, что микросейсмические события не обязательно возникают в тех местах, куда поступают жидкости и расклинивающий агент, поскольку данные события вызваны высвобождением энергии в других областях пласта, а не вблизи гидроразрыва.

Авторское свидетельство № RU 2005130065 А «Способ оптимизации пассивного мониторинга гидравлического разрыва пласта».

Изобретение относится к области нефтегазовой области и может быть использовано при проведении мониторинга гидравлического разрыва пласта. Сущность: во время проведения гидравлического разрыва пласта или после него в обрабатываемую скважину подают импульсы давления с амплитудой, достаточной для открытия сдвиговых разломов. Фиксируют возникающие сейсмические сигналы от акустических событий, связанных с открытием сдвиговых разломов, с помощью расположенных в окрестности обрабатываемой скважины сейсмических приемников. Идентифицируют границы поверхности трещины по местоположению сдвиговых разломов.

Главным достоинством представленных, в данном патенте, способов является простота реализации, а так же отсутствие требований к техническому усложнению стандартных методов.

В качестве недостатка можно привести недостаточную чувствительность, когда амплитуда импульса недостаточна для открытия сдвиговых разломов вокруг трещины. В этом случае, способ не позволяет получить эффект в отличие от обычных способов пассивного мониторинга и регистрации сейсмических событий.

Таблица 1 – Достоинства и недостатки патентных разработок мониторинга ГРП

Номер и название патентной разработки	Достоинства	Недостатки
1	2	3
№ RU 2010115181 А «Мониторинг давления в трубном пространстве при гидравлическом разрыве пласта»	Наглядность контроля давления в реальном времени	1) Изменение основной технологии ГРП 2) Необходимость в наличии дополнительного технического оснащения
№ RU 2014128551 А «Мониторинг гидравлического разрыва пласта»	1) Мониторинг в реальном времени 2) Высокая точность получаемых данных	1) Технологическая сложность метода 2) Необходимость в наличии дополнительного технического оснащения

1	2	3
№ RU 2010120482 А «Способ диагностики процессов гидро-разрыва пласта в режиме реального времени с использованием комбинирования трубных волн и микросейсмического мониторинга»	Достоверность метода при регистрации сейсмических показателей	Возникновение сторонних микросейсмических событий, которые искажают картину мониторинга
№ RU 2005130065 А «Способ оптимизации пассивного мониторинга гидравлического разрыва пласта»	1) Простота реализации 2) Отсутствие требований к дополнительному техническому оснащению	Недостаточная чувствительность при недостаточной амплитуде импульса давления для открытия сдвиговых разломов

Предложение по оптимизации пассивного мониторинга в авторском свидетельстве № RU 2005130065 Абудет взято за основу для усовершенствования. Здесь ставится задача избавиться от недостатков, связанных с недостаточной чувствительностью при недостаточной амплитуде импульса давления для открытия сдвиговых разломов. Для этого необходимо

представить методику расчета импульса давления и влияющих на него параметров.

2.4 Методика расчета импульса давления

Импульс давления такого вида наиболее просто реализуется технически и в то же время можно ожидать, что он, хотя и не является импульсом только положительного давления, тем не менее дает искомый эффект, поскольку основное воздействие на полость оказывает его первый положительный полупериод. Действие последующих полупериодов ослабляется не только вследствие уменьшения импульса, сообщаемого присоединенной массе сокращающейся полости, но и потому, что по мере ее сокращения основную роль начинают играть силы инерции, а не внешнее давление.

Рассматриваемая здесь модель горных пород адаптируется к реальным возможностям численных методов механики сплошной среды. При этом состояние элемента массива (конгломерата) определяется параметрами состояния, как монолитных частей, так и поверхностей ослабления. Хаотические дефекты влияют на свойства и поведение материала, однако в рамках представительного объема не рассматриваются как отдельные объекты, оставаясь составной частью основного материала. Дефекты, образующие ориентированные системы ослаблений, также не выступают как отдельные объекты, но их состояние описывается соответствующими параметрами, которые учитывают влияние на поведение включающего их конгломерата. Напряжения и деформации в таком конгломерате считаются непрерывными и рассчитываются с применением методов механики сплошной среды.

В рамках предлагаемой модели массива разрушающихся пород как квазисплошной среды изменение структурного состояния пород в каждый момент времени определяется значением тринадцати параметров прочности (по каждому из выделенных направлений), их приращениями и четырьмя тензорами составляющих деформаций: упругих, вязкоупругих, пластических (разрушающих) и поровых. В условиях изменения влажности и температуры по-

род к перечисленным деформациям добавляются приращения деформаций набухания и температурного расширения. Напряжения и полные деформации подчиняются общим законам механики сплошной среды при соблюдении условий равновесия и непрерывности. Для блочных массивов количество меняющихся параметров прочности определяется числом существовавших первоначально или образовавшихся при разрушении систем поверхностей ослабления прочности. В рамках модели квазисплошной среды для каждого из выделенных направлений применяется критерий прочности Мора-Кулона.

В рамках предлагаемой модели массива разрушающихся пород как квазисплошной среды изменение структурного состояния пород в каждый момент времени определяется значением тринадцати параметров прочности (по каждому из выделенных направлений), их приращениями и четырьмя тензорами составляющих деформаций: упругих, вязкоупругих, пластических (разрушающих) и поровых. В условиях изменения влажности и температуры пород к перечисленным деформациям добавляются приращения деформаций набухания и температурного расширения. Напряжения и полные деформации подчиняются общим законам механики сплошной среды при соблюдении условий равновесия и непрерывности. Для блочных массивов количество меняющихся параметров прочности определяется числом существовавших первоначально или образовавшихся при разрушении систем поверхностей ослабления прочности. В рамках модели квазисплошной среды для каждого из выделенных направлений применяется критерий прочности Мора-Кулона.

Прочность массива горных пород значительно отличается от прочности образцов горных пород при любом виде нагружения: сжатии, растяжении или сдвиге. При этом прочность массива зависит от направления действия сил и не может быть установлена только с помощью понижающих коэффициентов [Мюллер, 1971]. Сопротивление массива горных пород растяжению в значительной мере зависит от характера трещиноватости и слоистости. Л. Мюллер считает, что прочность горного массива при растяжении может обуславливаться трением и сцеплением (добавим, что прочность массивов пород

при сжатии также связана с трением и сцеплением). На практике чрезвычайно трудно определить величину прочности горного массива при растяжении [Мюллер, 1971]. Вырезать из горного массива призматическое тело и обеспечить в нем условие одноосного растяжения практически невозможно. При численном моделировании механических процессов в горном массиве, однако, прочность при растяжении понимается как способность такого тела сопротивляться растягивающим силам. Это сопротивление обеспечивается в основном сцеплением по контактам слоев и плоскостей с трещинами. Для большинства горных пород прочность при растяжении составляет $1/30$ — $1/10$ прочности при сжатии; для горных массивов следует ожидать еще меньшей прочности при растяжении. Плоские дефекты в горных породах: трещины, плоские контакты и тонкие прослойки малопрочных и пластичных пород — образуют хаотические и некоторым образом ориентированные системы. Разрушение в таких массивах наблюдается, главным образом, по Прочность массива горных пород значительно отличается от прочности образцов горных пород при любом виде нагружения: сжатии, растяжении или сдвиге. При этом прочность массива зависит от направления действия сил и не может быть установлена только с помощью понижающих коэффициентов. Сопротивление массива горных пород растяжению в значительной мере зависит от характера трещиноватости и слоистости. Л. Мюллер считает, что прочность горного массива при растяжении может обуславливаться трением и сцеплением (добавим, что прочность массивов пород при сжатии также связана с трением и сцеплением). На практике чрезвычайно трудно определить величину прочности горного массива при растяжении. Вырезать из горного массива призматическое тело и обеспечить в нем условие одноосного растяжения практически невозможно. При численном моделировании механических процессов в горном массиве, однако, прочность при растяжении понимается как способность такого тела сопротивляться растягивающим силам. Это сопротивление обеспечивается в основном сцеплением по контактам слоев и плоскостей с трещинами. Для большинства горных пород прочность

при растяжении составляет $1/30$ — $1/10$ прочности при сжатии; для горных массивов следует ожидать еще меньшей прочности при растяжении. Плоские дефекты в горных породах: трещины, плоские контакты и тонкие прослойки малопрочных и пластичных пород — образуют хаотические и некоторым образом ориентированные системы. Разрушение в таких массивах зависит от «близости» напряженного состояния к этому условию. Таким образом, роль критерия прочности не ограничивается только формулировкой предельного состояния: соответствующим образом сформулированный, он позволяет определить нагруженность, отражающую интенсивность процессов необратимых вязких и пластических деформаций и разрушения. Самое широкое распространение получил критерий Мора-Кулона, согласно которому разрушение наступает тогда, когда значение сдвигающих напряжений достигает критического, зависящего от нормального напряжения на площадке сдвига.

В пользу критерия прочности в напряжениях говорит то, что с его помощью можно описывать напряженное состояние материала, прогнозируя характер и скорости деформаций в текущий момент времени (в процессе математического моделирования). Деформационный критерий такой возможности не дает, поскольку деформации могут определять состояние материала по отношению к предельному состоянию лишь в конкретных условиях нагружения. Деформационный критерий, отражающий возможное поведение материала при произвольном нагружении, должен учитывать не только деформации, но и их скорости. Трудностями разработки такого критерия, видимо, и объясняется их отсутствие.

Разрушение в массивах горных пород происходит по плоскостям дефектов, а условия разрушения определяются свойствами отдельных трещин или плоских контактов и их пространственным расположением. С другой стороны, в задачах механики отдельные части горного массива рассматриваются как сплошные и однородные, и, следовательно, критерии прочности, применяемые для каждой точки, должны учитывать свойства конгломератов, содержащих и ненарушенные части, и трещины в представительном объеме.

Вокруг горных выработок могут возникать области, в которых действуют одновременно по разным направлениям сжимающие и растягивающие напряжения. Часто эти зоны определяют возможность разрушения и его вид в элементах выработок. Условия и характер разрушения при одновременном действии сжимающих и растягивающих напряжений имеют большое значение для решения задач, связанных с динамическими явлениями в рудниках и угольных шахтах.

Для оценки устойчивости отдельных элементов массива пород вблизи обнажений необходимо учитывать направление возможного развития дефектов и связанных с ними деформаций в предельных условиях и при напряжениях, близких к этим условиям. Поэтому выявление условий и характера разрушений при математическом моделировании имеет принципиальное значение. Чаще всего для описания предельного условия горных пород используется критерий прочности Мора-Кулона (в англоязычной литературе критерий Кулона—Навье). По данным испытаний образцов пород в координатах σ — τ строится огибающая кругов Мора, которая выражает предельное условие. Попытки описания огибающей кругов Мора одной кривой связано с трудностями, преодоление которых привело к созданию большого числа комплексных критериев[31].

Таковыми критериями делается попытка описания всех возможных видов разрушения: при сдвиге в условиях всестороннего сжатия, при сдвиге в условиях сжатия и растяжения по разным направлениям, при отрыве и раскалывании, в чем, на наш взгляд, нет необходимости. Материал разрушается всегда в результате разрыва связей, однако на макроуровне это происходит по-разному при разрыве, сдвиге или раскалывании. В соответствии с этим для феноменологических критериев могут применяться различные аналитические выражения, отражающие суть не физических процессов, но их проявлений. При математическом моделировании необходимых результатов можно добиться с помощью критериев, формулирующих условия разрушения при различных видах нагружения отдельно: всестороннее сжатие, сжатие —

растяжение по разным направлениям, растяжение. На участке всестороннего сжатия паспорт прочности может быть представлен прямой, касательной для двух окружностей, или при наличии большого количества данных линией с небольшой кривизной. Линейный вариант паспорта прочности представляется зависимостью (сжимающие напряжения считаются положительными).

Обычно в области растяжения паспорт прочности Мора-Кулона ограничивается предельным кругом одноосного растяжения. Вопрос об описании части диаграммы прочности между кругами одноосного сжатия и растяжения решается, как правило, с помощью линейной, а иногда нелинейной аппроксимации. Чаще всего имеется в виду, что в области совместного действия сжимающих и растягивающих напряжений предельное состояние наступает в результате сдвига вплоть до одноосного растяжения, когда реализуется разрыв. Исследование свойств пород при одновременном действии сжимающих и растягивающих напряжений сопряжено с большими трудностями: результаты испытаний прочности имеют большой разброс, поэтому достоверных данных о величине максимального растягивающего напряжения σ_r очень мало.

Из предельной кривой (рис. 8) следует, что от точки одноосного растяжения при росте сжимающих напряжений σ_1 разрушающее растягивающее напряжение σ_3 сначала растет по величине (считаем сжимающие напряжения положительными, растягивающие — отрицательными), а затем падает до нуля при $\sigma_1 = \sigma_c$ в условиях одноосного сжатия.

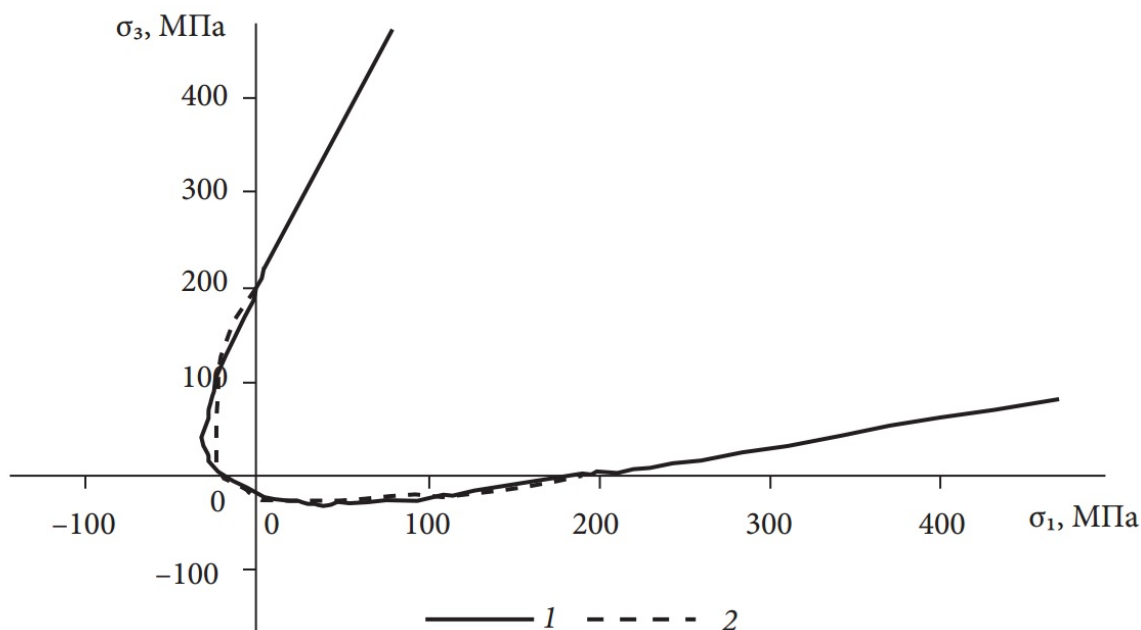


Рисунок 8 – Прочность цементного камня по экспериментальным данным (1) и кусочно-линейная аппроксимация на участке раятжение-сжатие (2).

При лабораторных прессовых испытаниях в условиях одноосного сжатия образцов вид разрушения и величина разрушающей нагрузки зависят от условий на контактах между торцами образца и плитами пресса. В рамках механики разрушения такие условия связывают с развитием трещин сжатия.

Процесс разрушения материала на микроуровне всегда происходит в результате действия растягивающих сил, однако в рассматриваемом случае суммарные растягивающие силы по плоскостям разрушения нулевые. Следовательно, можно считать, что на макроуровне причиной разрушения являются сжимающие напряжения, действующие в плоскости этих поверхностей. Можно утверждать, что при одноосном напряженном состоянии ($\sigma_{\max} = \sigma_c$, $\sigma_{\min} \approx 0$) разрушение происходит в результате раскалывания. Примером такого разрушения впри роде служит откалывание чешуйчатых кусков пород на стенках горных выработок, иногда сопровождаемое «стрелянием». Можно предположить, что в пространстве напряжений существует некоторая область, примыкающая к точке одноосного сжатия, в которой при малых растягивающих напряжениях в перпендикулярном направлении разрушение про-

исходит также в результате действия больших сжимающих сил, т. е. путем раскалывания.

Если при всестороннем сжатии это условие определяет разрушение при сдвиге, то при раскалывании, как и при растяжении, площадки, по которым образуются трещины, перпендикулярны направлению действия минимальных напряжений, а векторы максимальных сжимающих напряжений лежат в их плоскости. При разрушении хрупких пород путем раскалывания разрушение происходит не только по площадкам, ориентированным вдоль действия максимального напряжения. Ослабление до некоторой степени происходит и по другим площадкам, не перпендикулярным действию максимальных сил.

Поведение материала на каждом этапе зависит от действующего напряженного состояния, от достигнутых упругих, пластических, вязких деформаций, от степени нарушенности и ориентации поверхностей ослаблений. Эти явления описываются уравнениями, содержащими физические параметры и константы. Идея состояния позволяет достаточно просто описать все известные связи между физическими параметрами, характеризующими механическое поведение элемента среды. Численные методы при современных вычислительных средствах дают возможность учитывать эти цепочки связей при моделировании механических процессов.

В большинстве случаев знаний о процессах пластического, вязкого деформирования и разрушения в породных массивах недостаточно для определения соответствующих параметров уравнений состояния. Но очень часто этого и не требуется. Необходимы лишь оценочные величины, позволяющие описать сравнительные особенности поведения каждого из элементов рассматриваемой области массива. Если уравнения структурного состояния приняты в таком виде, что параметры меняются в пределах от 0 до 1 или от 1 до 10 и т. п., то выбор этих величин достигается сравнительно просто. Это делается при сопоставлении геологических сведений с учетом геомеханических представлений для всех пород рассматриваемой области массива, полученных на ограниченном материале лабораторных и натурных исследований

и литературных сведений. Следует отметить, что при численных расчетах значения модулей упругости всегда выбираются именно так, поскольку для расчетов важнейшими влияющими факторами являются соотношения между ними. В большинстве случаев то же можно сказать и о других деформационных и прочностных параметрах.

С другой стороны, наличие экспериментальных данных или графиков, описывающих результаты лабораторных опытов с образцами, позволяют уточнять параметры при моделировании соответствующих процессов. Совпадение качественных закономерностей и допустимые отклонения графиков моделирования и лабораторных экспериментов служит убедительным подтверждением правильности принятых параметров.

Выбор вида кинетических уравнений, связывающих параметры состояния, зависит от степени изученности поведения конкретных горных пород и современных представлений и методов механики сплошной среды: теории упругости, пластичности, вязкоупругости, вязкопластичности, разрушения и др. Моделирование большого количества кинетических связей в численных расчетах накладывает требование простоты и универсальности к уравнениям, описывающим эти связи. Под универсальностью понимается применимость одних и тех же уравнений для различных типов пород. Так кинетические уравнения для хрупких скальных и пластичных глинистых или соляных пород одинаковы и различаются лишь константами.

Наиболее надежным способом выбора параметров для исследованных участков массивов может служить сопоставление расчетных и экспериментальных результатов исследования поведения горных пород в условиях натуральных или лабораторных экспериментов.

При решении упругой задачи на границе удаляемой части массива (по контуру выработки) задаются снимаемые напряжения, равные по величине действовавшим в нетронутом массиве на этой границе. Рассчитанные напряжения в области вокруг выработок добавляются к начальным, действовавшим в массиве пород до образования выработок [31].

В результате пластического деформирования и разрушения состояние пород меняется. Важным допущением является то, что при этом вид критериев прочности остается неизменным. Параметры прочности некоторого объема пород с поверхностями ослаблений представляются как средние величины по трещинам и сплошному материалу. Изменение прочности на разрыв и сдвиг по системам трещин зависит в значительной мере от расчлененности в плоскости трещин и в меньшей мере от их частоты. В то же время на сдвиговую жесткость (деформируемость) в значительно большей мере влияет расчлененность в направлении поперек трещин (густота трещин). Это различие проявляется в характеристике материала как хрупкого или пластичного [31].

Во время распространения вдоль стенок разрыва импульс давления инициирует образование сдвиговых трещин (разломов) вокруг разрыва. Следовательно, обнаружение соответствующих микроземлетрясений позволяет следить за возбужденными источниками акустических волн и, соответственно, более точно определять положение разрыва. Расчеты выполняются с использованием двух теорий прочности: теории прочности Мора-Кулона и обобщенного условия прочности Мора.

Применяемые в прочностных расчетах теория прочности Мора-Кулона и обобщенное условие прочности Мора основываются на разностях главных напряжений, максимальные значения которых в стенке скважины.

Критерий прочности Мора-Кулона обычно используется для анализа несущей способности грунтовых массивов. При нагружении грунты работают преимущественно на сдвиг по поверхности с наименьшей несущей способностью. Поэтому сдвиговая прочность является определяющей прочностной характеристикой для грунтов. Разрушение реализуется в тот момент, когда величина сдвигового (касательного) напряжения достигает предела проч-

ности грунта на сдвиг. Поэтому связь между нормальными напряжениями и касательными напряжениями является критерием прочности для грунтов.

Расчет давления в скважине, обеспечивающего упругое состояние горной породы на стенках, с использованием теории прочности Мора-Кулона хорошо согласуется с экспериментальными данными, если все компоненты главных нормальных напряжений сжимающие. В случае, когда в горной породе стенки скважины действуют растягивающие напряжения, надежность таких расчетов резко падает, так как меняется характер разрушения [32].

Необходимые значения частоты импульсов и их амплитуды может быть получено аналитическим расчетом. В частности, образование сдвиговых трещин в породах, лежащих вблизи разрыва, было исследовано как аналитически, так и численным методом, путем привлечения уравнений динамики упругих систем для описания гидравлического разрыва, возбужденного внутренними импульсами давления в жидкости, и последующего анализа выполнения критерия Мора-Кулона образования сдвиговых трещин в окрестности разрыва. В частности, из критерия Мора-Кулона следует (в предположении, что сжимающие напряжения положительны), что, рассматривая напряженное состояние в точке с максимальным главным эффективным напряжением (определяемым как разность полного напряжения и давления в порах), равным σ_{\max} , и минимальным эффективным напряжением σ_{\min} сдвиговая трещина появляется, когда выполняется следующее неравенство:

$$\sigma_{\max} - N \sigma_{\min} \geq K, \quad (1)$$

$$N = \operatorname{tg}^2\left(\frac{\pi}{4} + \frac{\varphi}{2}\right), \quad (2)$$

Здесь N – константа, которая определяется углом трения φ , вторая константа K равна прочности при сжатии среды. $K=0$ может рассматриваться как свидетельство наличия ранее образовавшихся складок. При выполнении неравенства (1) возможно образование двух трещин с углами $\pm(\frac{\pi}{4} + \frac{\varphi}{2})$ по отношению к направлению максимального напряжения. Сдвиговые трещины могут появляться и распространяться на расстояния до нескольких метров поперек разрыва при условии низкой частоты импульсов давления в жидкости (приблизительно 0-15 Гц) и большой амплитуды (приблизительно 5-10 МПа) для разрывов шириной 1-30 мм.

Далее, хорошая аппроксимация величины импульса давления, требуемого для открытия ранее существовавших складок, может быть получена из рассмотрения статической нагрузки на трещину гидроразрыва. В частности, например, для непроницаемых пород при заданном напряженном состоянии вдали от трещины, обозначая максимальное напряжение как S_1 , и минимальное напряжение как S_2 и полагая, что длинный плоский разрыв распространяется вдоль максимального напряжения, рассматривают статическую нагрузку, возникающую при увеличении давления жидкости в разрыве на величину p . Тогда напряжения в пласте равны (мы предполагаем, что нагрузка достаточно мала и не меняет направлений максимального и минимального напряжения)

$$\sigma_{\max} = S_1, \quad \sigma_{\min} = S_2 + p, \quad (3)$$

и критерий Мора-Кулона выполняется, если

$$p \leq -S_2 + \frac{(S_1 - K)}{N}. \quad (4)$$

Например, при $S_1 = 40 \text{ МПа}$, $S_2 = 18 \text{ МПа}$, $N=3$, $K=0$ получаем $p = -4,667 \text{ МПа}$, что является хорошим приближением амплитуды импульса давления, вызывающего растрескивание, даже в нестационарном случае. Таким образом, производится импульс с амплитудой (4) или больше, что, как правило, достаточно для того, чтобы заново открыть складки вокруг гидравлического разрыва.

Для пористых сред приближенное значение давления для образования трещин может быть получено следующим образом. Если задать полное напряжение вдали от трещины

$$\sigma_{\max} = S_1, \quad \sigma_{\min} = S_2, \quad (5)$$

и давление в порах p_0 , то эффект от нагружения разрыва давлением жидкости с приращением p приведет к нагруженному состоянию со следующими главными значениями

$$\sigma_{\max} = S_1, \quad \sigma_{\min} = S_2 + p, \quad (6)$$

в то время как изменение давления в порах p_0 может быть оценено, потому что, как известно, в процессе, где можно пренебречь диффузией жидкости через поры ("условия невытекания"), изменение давления в порах связано с изменением полного напряжения формулой

$$\Delta p_0 = \frac{B}{3} \sum_{i=1,2,3} \sigma_{i1} = \frac{B}{3} (1 + \nu) (\Delta \sigma_{\max} + \Delta \sigma_{\min}), \quad (7)$$

где ν – коэффициент Пуассона, предполагается плоская деформация, $0 < B < 1$ – коэффициент характеризующий среду. Для случая однородной статической нагрузки на разрыв из соотношения (6) следует, что

$$\Delta\sigma_{\max} = 0, \Delta\sigma_{\min} = p, \quad (8)$$

Эффективные напряжения равны

$$\sigma_{\max}^{\text{эфф}} = S_1 - T, \sigma_{\min}^{\text{эфф}} = S_2 + p - T, \quad (9)$$

$$T = p_0 + \Delta p_0, \quad (10)$$

и критерий Мора-Кулона принимает вид

$$(S_1 - T) - N(S_2 + p - T) - K \geq 0, \quad (11)$$

откуда получается следующее значение для давления растрескивания

$$p \leq \frac{S_1 - N S_2 + (N - 1)p_0 - K}{B(1 - N) + N}, \quad B = \frac{B}{3}(1 + \nu), \quad 0 \leq B \leq \frac{1}{2}. \quad (12)$$

Таким образом, выяснили, что для достижения необходимой величины импульса давления P и повешения чувствительности метода пассивного мониторинга необходимо учитывать B – коэффициент, характеризующий среду. Выявлена зависимость импульса давления от данного коэффициента.

Установлено, что зависимость импульса давления от коэффициента, характеризующего среду, стоит учитывать при проведении пассивного скважинного мониторинга. Очевидно, что при малых значениях коэффи-

циента B гораздо легче получить сдвиговые трещины, наличие которых и делает представленный метод достаточно достоверным.

В качестве предложения по усовершенствованию, предлагается проводить мониторинг ГРП, при котором использовать микросейсмический мониторинг. Мониторинг предлагается проводить скважинный, пассивный. При этом необходимо учитывать коэффициент характеризующий среду. Результат представлен в виде таблицы.

Таблица 2 – Предложение по усовершенствованию методов мониторинга технологических воздействий на нефтяные пласты

Предложение	Обоснование	Каким образом достигается
1	2	3
Уделять внимания процессам гидравлического разрыва пласта и производить мониторинг ГРП	Известно, что ГРП является одним из самых эффективных методов интенсификации нефтедобычи. Наряду с этим при ошибке, проведение нового ГРП сопоставимо по стоимости со строительством новой скважины	В отличие от других методов интенсификации нефтедобычи, ГРП лучше всего поддается мониторингу происходящих процессов в реальном времени. Важно подобрать правильную методику, не усложняющую технологию процесса и не ведущую к значительному повышению затрат

1	2	3
<p>Использовать микросейсмический метод мониторинга ГРП</p>	<p>Такой мониторинг позволяет получать данные для оперативной коррекции дизайна ГРП, минимизировать риски и оптимизировать увеличение отбора углеводородов при вовлечении в разработку трудноизвлекаемых запасов</p>	<p>Отслеживание с помощью сейсмических датчиков мелкие сейсмические события, вызываемые гидравлическим разрывом пласта</p>
<p>Применять скважинный подход при проведении микросейсмического мониторинга</p>	<p>Подход позволяет получать более достоверные данные и снизить технологические риски. В отличие от наземного мониторинга требуется меньше датчиков</p>	<p>В скважине устанавливаются датчики, которые регистрируют микросейсмические события в пласте</p>

1	2	3
Использовать оптимизированный пассивный микросейсмический мониторинг	Получаем достаточно достоверные данные при минимуме дополнительного оборудования	Во время проведения гидравлического разрыва пласта в обрабатываемую скважину подают импульсы давления с амплитудой, достаточной для открытия сдвиговых разломов.
Учитывать коэффициент B , характеризующий среду для достижения необходимой амплитуды импульсов давления	При малых значениях коэффициента B гораздо легче получить сдвиговые трещины	Необходимые значения частоты импульсов и их амплитуды может быть получено либо аналитическим расчетом, либо путем моделирования.

Стандартный метод

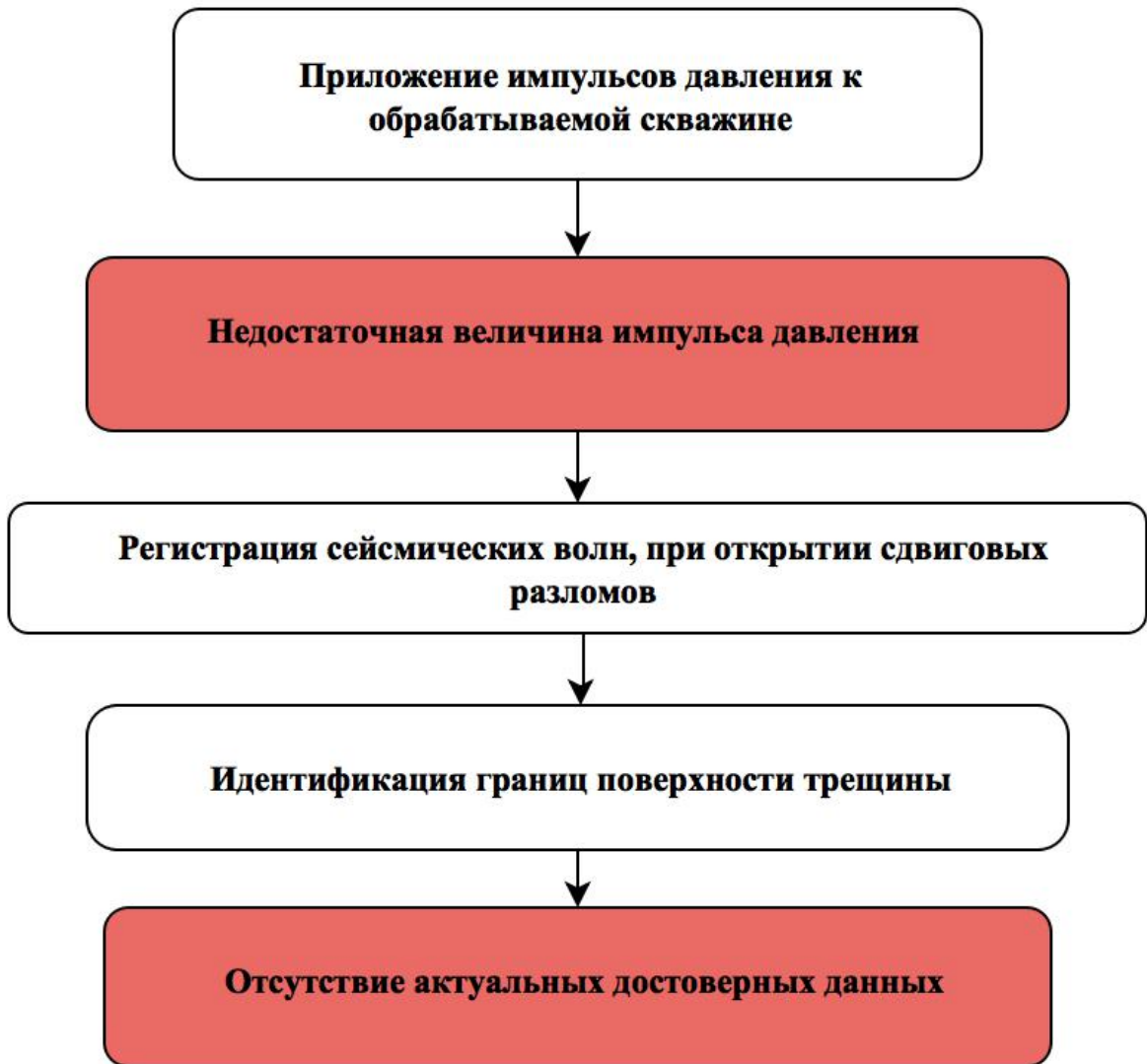


Рисунок 9 – Стандартный метод проведения мониторинга

На рис. 9 представлен стандартный метод микросейсмического мониторинга в соответствии с авторским свидетельством. Отдельным цветом выделены его недостатки, снижающие общую чувствительность метода.



Рисунок 10 – Усовершенствованный метод проведения мониторинга

Предложенный метод усовершенствования способа мониторинга (Рис. 10) позволяет рассчитать необходимую величину импульса давления и таким образом, повышает чувствительность метода.

Обобщая, можно отметить, что мониторинг гидравлического разрыва пласта, как технологического воздействия на пласт, наиболее важен, потому как именно при его проведении сложнее всего контролировать результаты процесса. В отличие от других методов воздействия, гидроразрыв сложнее всего рассчитать с достаточной степенью точности заранее, перед проведением технологических операций. Так же ГРП наилучшим образом подходит для мониторинга, в сравнении с другими методами. Это обусловлено тем, что в большинстве других методов воздействий на пласт возможно отслеживать результаты операций постепенно, так как операции имеют циклический характер. Гидравлический разрыв же непрерывен как операция, и отсюда повышается значимость получения актуальной информации в реальном времени.

Рекомендуется применять современный и достаточно достоверный метод микросейсмического мониторинга. Указано, что применять его возможно без привлечения большого количества дополнительного сложного оборудования. Это обуславливается применением скважинного микросейсмического мониторинга, что позволяет сэкономить на поверхностных датчиках, которых требуется большое количество. Для повышения чувствительности метода предлагается заранее рассчитывать коэффициент, характеризующий среду, с учетом критерия Мора-Кулона, что позволит рассчитать импульс давления достаточный для образования сдвиговых трещин, что существенно повысит чувствительность метода, даст возможность получать достоверные данные, а так же избежать технологических ошибок.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе данной работы были рассмотрены и проанализированы, с точки зрения приемлемости для мониторинга, различные методы интенсификации добычи нефти. Выявлено, что гидравлический разрыв пласта является не только самым эффективным способом технологических воздействий на пласт, но и самым подходящим для мониторинга в реальном времени. Были рассмотрены различные методы мониторинга гидроразрыва. Проведен патентный обзор существующих способов мониторинга, для которых выявлены достоинства и недостатки.

Микросейсмический метод мониторинга гидравлического разрыва, как самый современный и эффективный, позволяет успешно решать задачи по сбору актуальной информации о состоянии пласта и процессах протекающих в нем при производстве операций гидроразрыва. В ходе исследования были изучены основные подходы микросейсмического мониторинга. Для решения существующих проблем микросейсмического мониторинга был проведен патентный обзор, существующих в этой области разработок. Проанализировав патенты, выявив их достоинства и недостатки, нашли наиболее оптимальный способ микросейсмического мониторинга, при котором удастся избежать большинства проблем, связанных с усложнением самой технологии гидравлического разрыва пласта и необходимостью в наличии дополнительного сложного оборудования.

Выбрав, среди существующих патентов оптимизированный метод, наилучшим образом подходящий для усовершенствования, было установлено, что для того, чтобы избавиться от ограничений, которые существуют в данном способе, необходимо знать достаточную величину импульса давления для раскрытия трещин, которые вызывают микросейсмические события. Данные события регистрируются и дают представление о процессах, происходящих в пласте при гидравлическом разрыве. Для получе-

ния достаточной величины импульса давления были проведены расчеты, согласно теории Мора-Кулона, описывающей зависимость касательных напряжений материала от величины приложенных нормальных напряжений. Данный подход позволяет оценивать, от чего зависит импульс давления, для того, чтобы его было возможным контролировать. Получив коэффициент, характеризующий среду, предлагается использовать расчетную методику для определения необходимого импульса давления при осуществлении оптимизированного скважинного мониторинга гидравлического разрыва нефтяного пласта.

В рамках данной работы, была решена задача по усовершенствованию методов мониторинга технологических воздействий на нефтяные пласты. Достоверный контроль ключевых параметров мониторинга гидравлического разрыва пласта, как максимально влияющего технологического воздействия, позволяет в целом, найти более приемлемые подходы к интенсификации добычи нефти.

Таким образом, все задачи выпускной квалификационной работы решены, и цель достигнута.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Чикин, А. Е. Мониторинг технологических воздействий на нефтяные пласты: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Чикин Андрей Егорович. – Москва, 2006. – 26 с.
2. Меликбеков, А. С. Теория и практика гидравлического разрыва пластов : учебник / А. С. Меликбеков. – Москва: Недра, 1967. – 141 с.
3. Егоров, В. И. Экономика нефтегазодобывающей промышленности : учебник / В. И. Егоров. – Москва: Недра, 1984. – 257 с.
4. Каплан, Л. С. Введение в технологию и технику нефтедобычи : учебник / Л. С. Каплан, У. З. Ражетдинов. – Уфа: Конкорд-инвест, 1995. – 236 с.
5. Оркин, К. Г. Расчеты в технологии и технике добычи нефти : учебник / К. Г. Оркин, А. М. Юрчук. – Москва: Недра, 1967. – 380 с.
6. Васильева, В. К. Цены в нефтяной промышленности : учебник / В. К. Васильева, Н. Н. Косинов, С. М. Левин. – Москва: Недра, 1978. – 380 с.
7. Петров Н. А. Катионоактивные ПАВ — эффективные ингибиторы в технологических процессах нефтегазовой промышленности : науч. изд. / Н. А. Петров и др.; под ред. проф. Ф. А. Агзамова. – Санкт-Петербург: Недра, 2004. – 408 с.
8. Абдулин Ф. С. Добыча нефти и газа : учебник / Ф. С. Абдулин. – Москва : Недра, 1983. – 256 с.
9. Логвиненко С. В. Цементирование нефтяных и газовых скважин : учебник / С. В. Логвиненко. – Москва : Недра, 1986. – 279 с.
10. Бойко В. С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений : учебник / В. С. Бойко. – Москва : Недра, 1990. – 427 с.
11. Щуров В. И. Техника и технология добычи нефти : учебник / В. И. Щуров. – Москва : Альянс ТИД, 2009. – 510 с.

12. Овнатанов, С. Т. Нефтеотдача при разработке нефтяных месторождений : учебник / С. Т. Овнатанов, К. А. Карапетов. – Москва: Недра, 1970. – 336 с.
13. Васильевский, В. Н. Техника и технология определения параметров скважин и пластов: Справочник рабочего / В. Н. Васильевский, А. И. Петров. – Москва: Недра, 1989. – 137 с.
14. Коршак А. А. Основы нефтегазового дела : учебник / А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа :ДизайнПолиграфСервис, 2001. – 544 с.
15. Рассохин С. Г. Оператор по добыче нефти и газа: учебник / С. Г. Рассохин. – Москва:Академия, 2002. – 54 с.
16. Гиматудинов Ш. К. Справочная книга по добыче нефти / Ш. К. Гиматудинов. – Москва: Недра, 1974. – 703 с.
17. Яремийчук Р. С. Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин : учебник / Р. С. Яремийчук, Ю. Д. Качмар. – Львов : Высшая школа, 1982. – 152 с.
18. Зейгман Ю. В. Эксплуатация систем поддержания пластового давления при разработке нефтяных месторождений : учебник / Ю. В. Зейгман. – Уфа: УГНТУ, 2007. – 232 с.
19. Судо М. М. Нефть и горючие газы в современном мире : / М. М. Судо. – Москва: Недра, 1984. – 184 с.
20. Махмудбеков Э. А. Интенсификация добычи нефти : / Э. А. Махмудбеков. – Москва: Недра, 1975. – 264 с.
21. Джоэль Г. Микросейсмический мониторинг развития трещин ГРП для оптимизации мероприятий по повышению нефтеотдачи месторождений на поздних стадиях эксплуатации / Джоэль Г. Ле-Кливе, Ле-Бенне, Кевин В. Таннер, Уолтер Д. Грант // Технологии ТЭК. – 2005. – №4. – С. 2–8.
22. Загуренко А. Г. Комплексная система планирования и проведения гидроразрыва пласта на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» / А. Г. Загуренко, В. А. Коротовских, А. А. Колесников, А. В. Тимонов, Д. В. Кардымон. // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №4. – С.78–80.

23. Александров С. И. Микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта: успехи и проблемы / С. И. Александров, В. А. Мишин, Д. И. Буров. // Технологии добычи и использования углеводородов. – 2014. – №2. – С.3–20.

24. А.с.2010115181 Российская Федерация, МПК⁷E21B43/26.Мониторинг давления в затрубном пространстве при гидравлическом разрыве пласта / Джонсон Майкл Х. ; заявитель и патенто-обладатель Бейкер Хьюз Инкорпорейтед. – № 2010115181/03 ; заявл. 09.09.08 ; опубл. 27.10.11, Бюл. № 0011. – 1 с.

25. А.с. 2014128551 Российская Федерация, МПК⁷E21B34/08. Мониторинг гидравлического разрыва пласта / Дыбленко В. П. ; заявитель и патенто-обладатель Дыбленко В. П. – № 2012101559/03; заявл. 17.01.2012 ; опубл. 25.05.14, Бюл. № 14. – 22 с.

26. А.с. 2010120482 Российская Федерация, МПК⁷G01V/00.Способ диагностики процессов гидроразрыва пласта в режиме реального времени с использованием комбинирования трубных волн и микросейсмического мониторинга / Кабанник А. Ю. ; заявитель и патенто-обладатель ШлюмбергерТекнолоджи. – № 2010120482/28 ; заявл. 21.05.10 ; опубл. 27.11.11, Бюл. № 33. – 1 с.

27. А.с. 88384 Российская Федерация, МПК⁷E21B43/14.Устройство мониторинга многопластовой обводненной скважины / Коршунов Д. Н. ; заявитель и патенто-обладатель Коршунов Д. Н. – № 2009130027/22;заявл. 05.08.09 ; опубл. 10.11.09. – 5 с.

28. А.с. 2005130065Российская Федерация, МПК⁷G01V1/00. Способ оптимизации пассивного мониторинга гидравлического разрыва пласта / Тирселин М. ; заявитель и патенто-обладатель ШлюмбергерТекнолоджи. – № 2005130065/28 28.09.2005;заявл. 28.09.05 ; опубл. 10.04.07. – 1 с.

29. Поздняков А. А. Мониторинг гидроразрыва пласта на месторождениях «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» / А. А. Поздняков, И. А. Виноградова, Ю. И. Иванова. // Нефтяное хозяйство. – 2006. – №11. – С.38–40.

30. Александров С. И. Проблемы скважинного и наземного микро-сейсмического мониторинга гидроразрыва пласта / С. И. Александров. // Гальперинские чтения – 2015. – №15. – С.15–22.
31. Оловянный А. Г. Механика горных пород : науч. изд. / А. Г. Оловянный. – Санкт-Петербург : Коста, 2012. – 280 с.
32. Попов, А. Н. Прочностные расчеты стенок скважины в пористых горных породах: учебник / А. Н. Попов. – Уфа: УГНТУ, 2001. – 72 с.