

УДК 622.276.66

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП
НА ЕМ-ЁГОВСКОЙ ПЛОЩАДИ
КРАСНОЛЕНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



EQUIPMENT AND TECHNOLOGY FOR HYDRAULIC FRACTURING
ON THE EM-YOGOVSKAYA AREA
OF THE KRASNOLENINSKOYE FIELD

Батыров Мухамед Измудинович

Инженер-химик по буровым растворам,
Компания «Халлибуртон Интернэшнл ГМБХ»
batyrov_muhamed@mail.ru

Аннотация. В статье приведена техника и технология проведения ГРП на Ем-Ёговской площади Краснolenинского месторождения. Описано назначение гидравлического разрыва пласта, его развитие и особенности. Рассмотрены задачи гидроразрыва высокопроницаемых пластов и основные параметры гидроразрыва высокопроницаемых пластов. Приведено описание производственного процесса (подбор скважин, подготовка данных и проектирование ГРП; изучение пластов и скважин; подбор скважин для проведения ГРП; проектирование КРС, ГРП, освоения, гидродинамических исследований и эксплуатации скважин; выполнение и технологическое сопровождение работ, анализ и составление отчёта о выполнении; продавка пласта и проведение пробного ГРП; освоение и очистка призабойной зоны; комиссия передача скважины и отчёт о выполнении проекта).

Ключевые слова: назначение гидравлического разрыва пласта, его развитие и особенности; новые технологии ГРП; расширение области применения ГРП; ГРП в горизонтальных скважинах; задачи гидроразрыва высокопроницаемых пластов; основные параметры гидроразрыва высокопроницаемых пластов; оборудование для ГРП; подготовка к проведению ГРП.

Batyrov Muhamed Izmudinovich

Drilling fluid engineer,
Company
«Halliburton International GMBH»
batyrov_muhamed@mail.ru

Annotation. The article describes the technique and technology of hydraulic fracturing at the Em-Yogovskaya area of the Krasnoleninskoye field. The purpose of hydraulic fracturing, its development and features are described. The problems of hydraulic fracturing of highly permeable formations and the main parameters of hydraulic fracturing of highly permeable formations are considered. A description of the production process is given (selection of wells, data preparation and design of hydraulic fracturing; study of formations and wells; selection of wells for hydraulic fracturing; design of workover, hydraulic fracturing, development, hydrodynamic studies and well operation; execution and technological support of works, analysis and preparation of a report on the implementation; squeezing the formation and conducting a test hydraulic fracturing; development and cleaning of the bottomhole zone; commission transfer of the well and the report on the project implementation).

Keywords: purpose of hydraulic fracturing, its development and features; new hydraulic fracturing technologies; expanding the scope of hydraulic fracturing; hydraulic fracturing in horizontal wells; tasks of hydraulic fracturing of highly permeable formations; main parameters of hydraulic fracturing of highly permeable formations; hydraulic fracturing equipment; preparation for hydraulic fracturing.

Н азначение гидравлического разрыва пласта, его развитие и особенности

В настоящее время в разработку широко вовлекаются месторождения с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов, приуроченными к низкопроницаемым, слабодренируемым, неоднородным и расчлененным коллекторам. Бурение новых скважин требует привлечения значительных капитальных вложений. Для уточнения характера насыщения и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов в слабоизученных зонах месторождения проводится расконсервация и пробная эксплуатация разведочных скважин. Бурение разведочных скважин на Талинском месторождении производилось в 1980-1990 гг., т.е. период консервации скважин в среднем составляет 10–15 лет.

Ввод в эксплуатацию разведочных скважин обусловлен увеличением времени освоения и требует использования специальных методов и различных технологий.

Из-за неблагоприятного воздействия на пласт при бурении, вторичном вскрытии и проведении различных технологических операций коллекторские свойства призабойной зоны пласта значительно ухудшены.

Одним из методов, позволяющим увеличить проницаемости призабойной зоны скважин является гидравлический разрыв пласта. ГРП позволяет соединить призабойную зону скважины с зоной коллектора не подвергшейся влиянию процессов происходящих при бурении и перфорации с ненарушенной зоной пласта.

Идея гидравлического создания трещины в продуктивной зоне для повышения её производительности была разработана в 20-х годах Р.Ф. Фаррисом из компании «Stanolind Oil and Gas Corporation». Эту концепцию он разработал на основе изучения давлений, с которыми при задавливании цемента, нефти и воды в пласт. В 1947 году «Stanolind» (в настоящее время компания «Amoco Production Corporation») осуществила первый экспериментальный гидроразрыв в скважине № 1 месторождения Klepper (Клеппер) в Грант Каунти, штат Канзас, США. Скважина не дала существенного прироста дебита, однако сама техника гидроразрыва продемонстрировала свою перспективность и уже в следующем году компания «Stanolind» представила документ, посвящённый процессу «гидрофрак». Компания «Halliburton Oil Well Cementing» приобрела лицензию на этот процесс и в 1949 году осуществила первые коммерческие обработки скважин, методом гидроразрыва, «значительно» подняв продуктивность двух скважин. Метод получил признание. К 1955 году объём гидроразрывных работ достиг 3 тысяч скважин в месяц, а к 1968 году уже было выполнено более полумиллиона гидроразрывов. В настоящее время от 35 до 40 % скважин подвергаются обработке методом гидроразрыва, а в США, где этот метод получил самое широкое распространение, запасы нефти возросли на 25–30 %. Признаков снижения интереса к гидроразрыву пока не наблюдается. Диапазон применения данной технологии распространяется от, главным образом, низкопроницаемых коллекторов до пород со средней и высокой проницаемостью. Гидравлический разрыв пласта представляет собой закачивание жидкостей с такой производительностью и под такими давлениями, которые достаточны для разрыва породы с идеальным формированием трещины с двумя «крыльями» одинаковой длины по обеим сторонам ствола скважины. Если закачивание будет прекращено после формирования трещины, жидкости постепенно протекут в пласт. Давление внутри трещины упадёт, и трещина закроется, не дав никакой дополнительной проводимости. Чтобы сохранить открывшуюся трещину, нужно либо использовать кислоту, чтобы она разъела её поверхности, не дав им сомкнуться, либо забить трещину проппантом (расклинивающим материалом) (обычно это песок), чтобы удержать её в открытом состоянии.

В настоящее время в типичной гидроразрывной обработке применяются сгущенные жидкости, которые закачивают последовательно. Первая стадия – это водяной буфер, полимер и добавки. Затем следует раствор, представляющий собой буфер плюс проппант – обычно песок – во взвешенном состоянии. По мере выполнения обработки закачиваются различные концентрации проппанта и различные объёмы раствора.

Давление, производимое буфером, даёт начало трещине и служит причиной её распространения. Раствор помогает удлинить трещину и перенести проппант дальше. Постепенно трещина заполняется до тех пор, пока не набивается в её оконечности.

Особенность метода в том, что при достаточно небольших затратах он чрезвычайно эффективен. Дебит нефти повышается в 5–8 раз, затраты на проведение ГРП единовременные, нет необходимости многократно вкладывать средства, как при других методах интенсификации нефтедобычи (эффективность, которых обычно кратковременная), небольшие единовременные затраты дают большой экономический эффект и наконец, отсутствует экологический риск, т.к. гель, являющийся песконосителем, саморазрушается, не принося никакого экологического ущерба.

Оценив экономическую, технологическую и экологическую выгоду метода «Гидравлического разрыва пласта», проанализировав особенности залегания, а также коллекторские свойства пласта, по рекомендациям специалистов Сибирского научно-исследовательского института нефтяной промышленности (СибНИИ НП), Российской

академии наук и других научно-исследовательских и проектных организаций, руководство ОАО «ТНК-Нягань» пришло к выводу о необходимости реализации проекта гидроразрыва пласта на Талинском месторождении нефти.

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – процесс обработки призабойной зоны скважины с целью расширения и углубления естественных и образования новых трещин в породах призабойной зоны скважины, в результате чего увеличивается средняя проницаемость пласта в зоне распространения трещин и значительно улучшаются условия притока жидкости. Достигается это путём создания высоких давлений на забое закачкой в пласт вязких жидкостей при больших расходах, что обеспечивает быстрое повышение давления на забое. При достижении давления, превышающего гидростатическое примерно в 1,5–2,0 раза, расширяются естественные и образуются новые трещины. Для сохранения трещин в раскрытом состоянии их заполняют песком, который вводят вместе с вязкой жидкостью. В дальнейшем эта жидкость извлекается в процессе освоения скважины.

В Западно-Сибирском регионе и в целом по России в основном применяется бурение скважин при помощи забойных двигателей, приводимых в движение буровым раствором, циркулирующим в скважине. В процессе бурения образуется шлам, который выносится из скважины на поверхность буровым раствором. Разбуривание продуктивных зон с применением необработанных буровых растворов на водной основе приводит к разбуханию глин присутствующих в пласте, и засорению пласта глинистой фазой бурового раствора. Попадание воды в продуктивный пласт влечёт за собой снижение фазовой проницаемости пласта для нефти.

При цементировании эксплуатационной колонны также происходит кольматация продуктивного горизонта по всей её длине, включая продуктивный горизонт. В силу высокого удельного веса тампонажного раствора происходит значительное отфильтровывание его в продуктивные горизонты, что зачастую влечёт за собой необходимость производства ГРП для восстановления связи скважины с коллектором.

Наиболее распространенный метод перфорации, кумулятивный метод, также имеет некоторые отрицательные черты. При простреле колонны на стенках перфоанала и в пласте образуется стекловидная плёнка из-за высокой температуры взрыва. Кроме того канал загрязняется продуктами взрыва и частицами перфозаряда.

Такие загрязнения призабойной зоны скважины приводят к потребности применения ГРП для восстановления связи с чистым незакальматированным коллектором.

Основной целью ГРП является образование канала с высокой пропускной способностью для жидкости в пласте. На пласт действуют силы, обусловленные весом вышележащих пород, образующих горное давление. Для того чтобы образовать трещину в пласте необходимо преодолеть эти давления и разорвать связывающие породу силы. Это достигается путём создания в зоне пласта высокого давления, которое превышает значение горного давления. В призабойную зону скважины нагнетается жидкость высокой вязкости с пониженным значением отфильтровывания в пласт.

Высокий темп закачки обеспечивает условие, когда скорость подачи жидкости превышает скорость её отфильтровывания (матричный темп закачки) и за счёт этого давление в зоне пласта возрастает до значения, при котором происходит образование трещины.

Затем производится закачка так называемого объёма «подушки», жидкости необходимой для создания трещины необходимых размеров. Когда эта цель достигнута, трещина заполняется сыпучим расклинивающим агентом, который сохраняет трещину в раскрытом состоянии после снятия давления.

В результате описанной операции в пласте создаётся высокопроводимый канал, обеспечивающий свободный доступ пластового флюида из неразработанной части пласта в скважину.

Виды ГРП

В настоящее время в мировой нефтедобывающей практике используются три основных вида гидравлического разрыва пласта: обычный гидроразрыв пласта (ГРП), глубокопроникающий (ГГРП) и массивированный (МГРП). Каждый из этих видов имеет свою область применения.

ГРП используется как средство увеличения проницаемости призабойной зоны пласта. Применяется, как правило, в отдельных скважинах с загрязнённой призабойной зоной с целью восстановления их естественной продуктивности, характеризуется использованием незначительного количества закрепляющего материала (5–10 тонн).

ГГРП является одним из наиболее эффективных методов, позволяющих увеличить продуктивность скважин, дренирующих низкопроницаемый пласт (с проницаемостью менее $0,05 \text{ мкм}^2$). Характеризуется этот процесс использованием больших количеств закрепляющего материала (10–50 тонн) и жидкостей разрыва ($150\text{--}200 \text{ м}^3$). В этом случае создаются трещины или система трещин значительной протяжённости (50–100 и более метров), охватывающие не только призабойную зону, но и значительную часть пласта. В этом основное отличие ГГРП от обычного ГРП. Область применения ГГРП – низкопроницаемые залежи или отдельные её участки с целью, в частности, достигнуть рентабельности разработки таких месторождений. Технология ГГРП предназначается для воздействия на неистощённые (невыработанные) нефтяные залежи, где продуктивные пласты представлены терригенными (песчаными) коллекторами.

МГРП – массивный гидроразрыв пласта, который на практике применяется в низкопроницаемых коллекторах газовых месторождениях. Основной особенностью этого процесса является создание искусственных трещин очень большой протяжённости. Для этих целей используются большие количества закрепляющего материала.

Новые технологии ГРП

Существенное расширение области применения гидравлического разрыва и рост числа операций в течение последнего десятилетия связаны с интенсивным развитием технологий проведения обработок. К новым эффективным методам следует отнести технологию осаждения проппанта на конце трещины или концевое экранирование трещины (TSO), которая позволяет целенаправленно увеличить её ширину, остановив рост в длину, и тем самым существенно увеличить проводимость (произведение проницаемости и ширины). Для снижения риска попадания трещины в водо- или газоносные горизонты, а также для интенсификации выработки запасов низкопроницаемых слоёв применяется технология селективного гидроразрыва. Постоянно создаются новые материалы для ГРП. С целью предотвращения выноса проппанта из трещины создана технология PropNET, предусматривающая закачку в пласт одновременно с проппантом специального гибкого стекловолокна, которое, заполняя промежутки между частицами проппанта, обеспечивает максимальную устойчивость проппантной пачки. Для снижения степени остаточного загрязнения трещины разработаны низко полимерные жидкости разрыва LowGuar и система добавок к деструктору CleanFLOW. Применяется незагрязняющая пласт жидкость ClearFrac, которая не требует деструктора.

Совершенствуется информационная база проведения ГРП. Основными источниками информации являются геологические, геофизические и петрофизические исследования, лабораторный анализ керна, промысловый эксперимент, состоящий в проведении микро- и минигидроразрывов перед основным ГРП. Таким образом, определяется распределение напряжений в пласте, определяется эффективное давление разрыва и давление смыкания трещины, выбирается модель развития трещины, рассчитывается её геометрические размеры. Специальные приборы позволяют определить высоту и азимут трещины. С использованием специальных программ с учётом целей ГРП осуществляется «дизайн» трещины.

Применение новых технологий позволяет подобрать жидкость разрыва и проппант, максимально соответствующие конкретным условиям, и проконтролировать раскрытие и распространение трещины, транспорт проппанта во взвешенном состоянии вдоль всей трещины, успешное завершение операции. В последние годы разрабатывается технология комплексного подхода к проектированию ГРП как элемента системы разработки. Такой подход основан на учёте многих факторов, в том числе проводимости и энергетического потенциала пласта, системы размещения добывающих и нагнетательных скважин, механики трещины, характеристик жидкости разрыва и проппанта, технологических и экономических ограничений.

Расширение области применения ГРП

В связи с появлением новых технологий практически нет ограничений по проницаемости на применение ГРП, в то время как в соответствии с традиционными представлениями гидроразрыв применялся только в низкопроницаемых пластах. Так, ГРП может применяться в нефтяных пластах низкой проницаемости $k < 0,005$ мкм², средней – $0,005 < k < 0,05$ мкм² и высокой $k > 0,05$ мкм²; в газовых пластах соответственно $k < 0,0005$ мкм², $0,0005 < k < 0,005$ мкм² и $k > 0,005$ мкм² с выбором соответствующей технологии. В средне- и высокопроницаемых пластах эффективны короткие и широкие высокопроводящие трещины, в низкопроницаемых – трещины большой длины и меньшей проводимости. Увеличение дебитов скважин после ГРП определяется соотношением проводимостей пласта и трещины, а также размерами трещины, причем коэффициент продуктивности скважины не возрастает с ростом длины трещины, существует предельная длина, превышение которой практически не увеличивает дебит жидкости. С учётом увеличения зон влияния скважин в результате создания трещин гидроразрыва при проектировании разработки с применением ГРП можно планировать более редкую сетку скважин.

Основные ограничения на применение ГРП относятся к проведению операций в водонефтяных и газонефтяных зонах, в которых возможны ускоренное конусообразование и резкий прорыв воды и газа в скважины, а также в истощённых пластах с низкими остаточными запасами и нефтенасыщенных линзах очень малого объёма, так как это не обеспечит окупаемости ГРП.

ГРП имеет множество технологических решений, обусловленных особенностями конкретного объекта обработки и достигаемой целью. Технологии гидроразрыва различаются, прежде всего, объёмами закачки технологических жидкостей и проппантов, а также размерами создаваемых трещин.

Наиболее широкое распространение получил локальный гидроразрыв как эффективный метод снижения сопротивления призабойной зоны и увеличения эффективного радиуса скважины. При этом достаточно создать трещины длиной 10–20 м с закачкой десятков кубических метров жидкости и единиц проппанта. В таких условиях дебит скважины увеличивается в 2–3 раза.

ГРП средне- и высокопроницаемых пластов – один из наиболее быстро развивающихся методов интенсификации добычи нефти. В высокопроницаемых пластах основным фактором увеличения дебита скважины вследствие ГРП является ширина трещины, в низкопроницаемых пластах – её длина. Для создания коротких трещин используется технология TSO (tip-screen-out), которая позволяет снизить объём жидкости гидроразрыва до 1–5 м³, одновременно увеличив массу проппанта до 20 тонн и более. Осаждение проппанта препятствует увеличению её длины. В результате дальнейшей закачки содержащей проппант жидкости ширина трещины возрастает до 25 мм (при обычном ГРП она составляет 2–4 мм) и эффективная проводимость трещины повышается до 500–3000 мкм²·мм. Эта же технология используется для предупреждения распространения трещины к водонефтяному контакту. Технология TSO успешно применяется на месторождениях России, Северного моря, США, Канады, Бразилии, Венесуэлы, Мексиканского залива, Индонезии, Вьетнама, Саудовской Аравии. Создание коротких широких трещин в скважинах, вскрывающих средне- и высокопроницаемые пласты, даёт хорошие результаты при значительном ухудшении коллекторских свойств в призабойной как средство увеличения эффективного радиуса скважины. Оно эффективно:

- в многопластовых песчаных коллекторах, где вертикальная трещина обеспечивает непрерывную связь тонких песчаных прослоев с зоной перфорации;
- в коллекторах с миграцией мельчайших частиц, в которых в результате снижения скорости течения вблизи ствола скважины предотвращается вынос песка;
- в газовых пластах для снижения негативных эффектов, связанных с турбулизацией потока вблизи скважины.

Технология импульсного гидроразрыва позволяет создавать в скважине несколько радиально расходящихся от ствола трещин, что может эффективно использоваться для преодоления скин-эффекта, особенно в средне- и высокопроницаемых пластах.

Проведение глубокопроникающего гидроразрыва с образованием протяжённых трещин увеличивает не только проницаемость призабойной зоны, но и охват пласта воздействием, способствует вовлечению в разработку дополнительных запасов нефти и повышает нефтеотдачу. При этом возможно снижение текущей обводнённости добываемой продукции. Оптимальная длина закреплённой трещины, превышение которой практически не увеличивает дебит жидкости, при проницаемости пласта $0,01\text{--}0,05\text{ мкм}^2$ обычно составляет $40\text{--}60\text{ м}$, объём закачки составляет десятки-сотни кубических метров жидкости и десятки тонн проппанта. При проницаемости пласта около $0,001\text{ мкм}^2$ оптимальная длина трещины равна $100\text{--}200\text{ м}$, объём закачки – сотни кубических метров жидкости и $100\text{--}200$ тонн проппанта.

Для вовлечения в промышленную разработку газовых коллекторов сверхнизкой проницаемости (менее 10^{-4} мкм^2) в США, Канаде и некоторых странах Западной Европы успешно применяют технологию массивированного ГРП. При этом образуются трещины протяженностью около 1000 м с закачкой от сотен до тысяч кубических метров жидкости и от сотен до тысяч тонн проппанта. В большинстве случаев операции оказались успешными, и дебит увеличился в $3\text{--}9$ раз. Получила распространение технология последовательной закачки в трещину проппантов, различающихся по фракционному составу и другим свойствам.

ГРП в горизонтальных скважинах

По характеру расширения зоны дренирования скважины глубокопроникающий и массивированный гидроразрыв можно сравнить только с горизонтальными и пологонравленными скважинами. Основные отличительные особенности каждой из этих технологий определяют их возможности по интенсификации добычи и увеличению нефтеотдачи. Если направление трещины ГРП предопределено распределением тектонических напряжений в пласте, то направление горизонтального ствола можно выбирать в соответствии с распределением запасов. Высокопроводящая трещина ГРП представляет собой поверхность, пересекающую пласт, к которой направлен поток флюида. Горизонтальная скважина является линейным стоком, и, следовательно, в её окрестности возникают гораздо более высокие фильтрационные сопротивления. Ситуация усугубляется в анизотропных пластах, в которых вертикальная проницаемость существенно ниже горизонтальной. При этом в отличие от ГРП эффект от бурения горизонтального ствола значительно уменьшается.

Существенные преимущества по сравнению с ГРП горизонтальные скважины имеют в водо- и газонефтяных зонах, где эффективно используются для снижения конусообразования. С помощью горизонтального ствола сложной траектории можно осуществлять выработку отдельных нефтяных линз малого объёма, самостоятельная разработка каждой из которых экономически неэффективна. В остальных случаях возможно применение каждой технологии, но окончательный выбор конкретной технологии должен осуществляться на основе технико-экономического анализа с учётом стоимости операции. Обычно операция ГРП в $5\text{--}10$ раз дешевле бурения вертикальной скважины, тогда как бурение горизонтального ствола в $1,5\text{--}3$ раза дороже ГРП.

Развиваются технологии проведения ГРП в горизонтальных скважинах. При этом удается существенно увеличить зону дренирования скважины, однако из-за высокой стоимости такие работы проводятся в основном на морских месторождениях. Ориентация трещины по отношению к азимуту минимального главного напряжения в пласте. Если горизонтальный ствол параллелен направлению минимального главного напряжения, то при гидроразрыве образуются поперечные трещины. Разработаны технологии создания нескольких трещин в одной горизонтальной скважине. При этом число трещин определяется с учётом технологических и экономических ограничений и обычно составляет $3\text{--}4$. Гидроразрывы в нефтяных и газовых горизонтальных скважинах проводились на месторождениях Северного моря. Крупнейший проект реализован на газовом месторождении Solingen (Золинген) (Германия), характеризующемся сверхнизкой проницаемостью коллекторов ($10^{-6} \div 10^{-4}\text{ мкм}^2$), средней пористостью $0,1\text{--}0,12$ и средней толщиной пласта около 100 м . В горизонтальном стволе длиной 600 м созданы четыре поперечные трещины, полудлина каждой составляет около 100 м . Максимальный дебит составил $700\text{ тыс. м}^3/\text{сут}$, затем снизился и стабилизировался на уровне $500\text{ тыс. м}^3/\text{сут}$.

Если горизонтальный участок скважины параллелен направлению максимального горизонтального напряжения, то трещина гидроразрыва будет продольной по отношению к оси скважины. Такая продольная трещина не может обеспечить значительно-го увеличения дебита горизонтальной скважины, но скважина, пересечённая продольной трещиной, может рассматриваться как трещина очень высокой проводимости. С учётом того, что рост проводимости является определяющим фактором увеличения дебитов скважин вследствие ГРП в средне- и высокопроницаемых пластах, при разработке таких пластов возможно использовать гидроразрыв в горизонтальных скважинах с образованием продольных трещин. Опытные работы по определению эффективности продольных трещин, проведённые на месторождении Kuparuk-River (Купарук-Ривер) (Аляска) в четырёх горизонтальных скважинах, показали, что продуктивность в среднем увеличилась на 71 %, а затраты – на 37 %. Во всех скважинах выбор между проектированием вертикальных скважин с ГРП, горизонтальных скважин или горизонтальных скважин с ГРП осуществляется на основе оценки экономической эффективности конкретной технологии.

Значимость технологии ГРП для месторождений Америки и Западной Европы подтверждается тем, что добыча 1/3 запасов углеводородов здесь возможна и экономически оправдана только с проведением гидроразрыва пласта. В настоящее время ГРП осуществляется в более 40 % нефтяных и более 70 % газовых скважин.

Технология нефтедобычи включает в себя целый ряд мероприятий, связанных с продуктивностью скважины и индексом приёмистости. В сущности, есть разница между технологией разработки пласта, которая охватывает широкий круг вопросов, связанных с нефтяными и газовыми коллекторами (в частности, объёмом и временным охватом извлечения сжиженных нефтепродуктов), и технологией нефтедобычи, часто относящейся к одной или нескольким конкретным скважинам. Одним из главных факторов является стремление ускорить темпы добычи путём увеличения дебита скважины или объёма закачиваемой жидкости в единицу времени. Широко внедряются и используются новые понятия, такие как повышение продуктивности и воздействие на скважину. Иногда настолько же важным является уменьшение депрессии скважины, т.е. разности давления вытеснения (пласта) и динамического забойного давления. На первый взгляд, чем ниже динамическое забойное давление, тем больше должен быть темп добычи, но это не всегда желательно. Понижение динамического забойного давления может повлечь за собой множество вредных последствий, таких как загрязнение, парафинирование и отложение асфальтена; образование конуса обводнения или газового конуса и вынос песка. Таким образом, очень важно сразу же осознать, что возбуждение и предполагаемое увеличение коэффициента продуктивности скважины не приводят сами по себе к повышению темпа добычи. Коэффициент продуктивности распределяется при этом таким образом, что некая соответствующая его часть идет на повышение темпа выработки и/или уменьшение депрессии, в зависимости от характеристик данной скважины.

Задачи гидроразрыва высокопроницаемых пластов

Первая задача заключается в интенсификации притока или нагнетания скважины.

Помимо очевидных, имеются следующие основания для применения гидроразрыва высокопроницаемых пластов:

1. Предотвращение повреждения продуктивного пласта.

Трещина, распространяющаяся за пределы области повреждения призабойной зоны, эффективно предотвращает и сводит на нет эффекты упомянутой зоны повреждения. Если не принять мер против этих эффектов, производительность уменьшится, и произойдёт значительное нежелательное падение давления в скважине. Кислотная обработка под давлением ниже давления гидроразрыва часто недостаточно эффективно предотвращает повреждения в призабойной зоне, либо оказывается безрезультатной.

2. Снижение депрессии в призабойной зоне при выходе продукта.

Депрессия, равная разности давления пласта и динамического забойного давления, является единственной силой, обеспечивающей движение потока от пласта к

стволу скважины. Увеличение депрессии может сказаться на прочности пласта. Непрочность пласта может привести к миграции мелких фракций и песка в зону ствола скважины. При коротком и широком разрыве эта проблема решается в результате уменьшения как депрессии, так и скорости песка-коллектора вблизи ствола скважины.

3. *Улучшение сообщения между слоями пласта и стволом скважины.*

В многослойных пластах из песка и сланца тонкий слой песка может недостаточно эффективно сообщаться со стволом скважины. Образование трещины обеспечивает непрерывную проницаемую по вертикали связь с перфорационными каналами.

4. *Уменьшение воздействия недарсиевого потока в очень осушенном газе и/или в газоконденсатах.*

Обычно для пластов с проницаемостью ниже 5 миллидарси влияние недарсиевого потока незначительно. В высокопроницаемых пластах недарсиев член возрастает и может существенно уменьшить дебит скважины. Гидроразрыв обеспечивает более высокую удельную проводимость, и скорость потока от резервуара может уменьшиться достаточно для устранения или существенного уменьшения недарсиевых эффектов.

Основные параметры гидроразрыва высокопроницаемых пластов

В целом гидроразрыв высокопроницаемого пласта не отличается от гидроразрыва малопроницаемого пласта. Оптимальное достижимое значения безразмерной удельной проводимости трещины равно 1,6 для любого объёма расклинивающего агента в бесконечном разрабатываемом пласте (согласно Пратсу (Prats). Безразмерная удельная проводимость трещины по Синко-Лей (Cinco-Ley) определяется по формуле:

$$C_{fD} = \frac{k_f \cdot w}{k \cdot x_f},$$

где C_{fD} – безразмерная удельная проводимость трещины; k_f – проницаемость пачки расклинивающего агента; w – среднее значение ширины трещины; k – проницаемость пласта и x_f – полудлина трещины.

При оценке скин-эффекта учитывается и проницаемость трещины, и её длина (sf), используемая для «учёта» стимулирующего воздействия гидроразрыва. При сложении с безразмерным членом давления, описывающим поведение пласта, данный скин-эффект учитывается в радиальном и псевдорadiaльном потоке в точности как любой другой скин-эффект.

При гидроразрыве высокопроницаемого пласта основным требованием является гораздо более высокая проницаемость трещины по сравнению со случаем неограниченного распространения трещины; длина трещины при этом играет второстепенную роль. Высокая проницаемость трещины достигается за счёт увеличения её ширины (по сравнению с гораздо меньшей шириной трещины при гидроразрыве малопроницаемого пласта) при высокой проницаемости пачки расклинивающего агента и малой длине трещины (по сравнению с требуемой длиной трещины в малопроницаемых пластах).

Необходимость высокой концентрации расклинивающего агента в трещине иногда требует использования высокой концентрации расклинивающего агента в глинистом буровом растворе. Таким образом, высокопроницаемый гидроразрыв требует тщательного планирования, ясного понимания реологии как жидкости, так и расклинивающего агента, а также более точного расположения пачки расклинивающего агента по сравнению с малопроницаемыми пластами.

Для достижения максимальной концентрации расклинивающего агента в трещине и более высокой удельной проводимости применяется метод образования блока расклинивающего агента на входе в трещину (TSO). При использовании метода TSO боковое распространение трещины приостанавливается (необходимо полное выпадение расклинивающего агента из жидкости разрыва), после чего при продолжении закачки ширина трещины увеличивается. В результате получаем короткую трещину с высокой удельной проводимостью.

Для правильного применения TSO необходимо точно оценить давление и время смыкания трещины, а также свойства жидкости путём опробования перед обработкой или путем создания микротрещин.

Протечка флюидов может заметно затруднить обработку трещины в высокопроницаемом пласте. Для уменьшения проникновения продуктов, образующих корку, в пласт в направлении, перпендикулярном распространению трещины, применяются жидкости для гидроразрыва с образованием скин-эффекта (например, структурированные полимеры). Неуправляемое проникновение продуктов, образующих корку, может привести к серьёзному повреждению пласта.

Разъяснение факторов воздействия на отдачу трещин с ограниченной удельной проводимостью и описание типов повреждений, снижающих производительность, приведено в работах Синко-Лей и Саманиго (Cinco-Ley and Samaniego).

Снижение проницаемости пачки расклинивающего агента

В этом случае имеет место значительное изменение свойств пачки расклинивающего агента внутри трещины. Причиной этого является измельчение расклинивающего агента главным образом вследствие наличия нераздробленного слоя полимеризованной жидкости для гидроразрыва. Явления такого рода пагубным образом влияют на удельную проводимость трещины, их необходимо избегать либо сводить к минимуму.

Проблемы, связанные с измельчением расклинивающего агента, можно существенно уменьшить посредством выбора расклинивающих агентов соответствующей прочности. При гидроразрыве высокопроницаемого пласта следует любой ценой избегать «острых углов» в частицах расклинивающего агента. Фактически, принимая во внимание сравнительно малые объёмы расклинивающих агентов при гидроразрыве высокопроницаемого пласта, стремление к высокому качеству и прочности расклинивающего агента вполне оправдано. При этом кажущаяся выгода в результате экономии на расклинивавшем агенте полностью уничтожается даже незначительным снижением его проницаемости.

В последние годы ведутся обширные исследования по технологии дробления в области устранения проблем, связанных с полимеризацией. Предпринимаются попытки подбора химических агентов и разработки методики их подачи.

Оборудование для ГРП

Гидроразрыв пласта осуществляется с использованием комплекса оборудования, включая наземное и подземное (рис. 1), а также технологических жидкостей и материалов для образования и крепления трещин гидроразрыва.

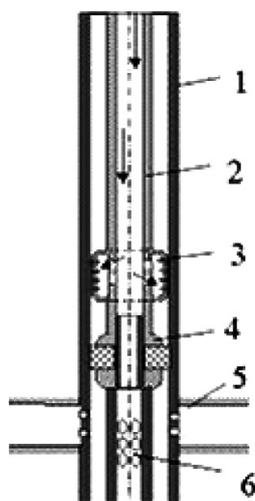


Рисунок 1 – Схема расположения оборудования при гидравлическом разрыве пласта:

1 – обсадная колонна; 2 – насосно-компрессорные трубы;
3 – гидравлический якорь; 4 – пакер; 5 – продуктивный пласт; 6 – хвостовик

Наземное оборудование включает насосные установки для подготовки и закачки рабочих жидкостей, пескосмесительные установки для приготовления жидкостно-песчаной смеси и закачки её в пласт, подъёмный агрегат для монтажа и демонтажа наземного и подземного оборудования, манифольд (со станцией контроля) для обвязки устья скважины с наземного оборудования, ёмкости для технологических жидкостей.

При гидравлическом разрыве пласта в качестве подземного оборудования используются гладкие высокогерметичные насосно-компрессорные трубы из стали высокой группы прочности. Для разобщения фильтровой зоны ствола скважины от верхней части с целью предотвращения порывов эксплуатационной колонны применяются пакеры-разобщители.

Жидкости разрыва, используемые для ГРП, должны отвечать следующим требованиям:

- иметь определённую динамическую вязкость;
- пескоудерживающую способность;
- время стабильности при пластовой температуре;
- совместимость с пластовыми флюидами и породой;
- технологичность приготовления.

Примечания:

1. Тягач с лебёдкой для перемещения емкостей для ГРП. Во время ГРП не используется. Должен располагаться как можно дальше от устья скважины.

2. Грузовик для транспортировки и монтажа 3" манифольда высокого давления и защитного устройства фонтанной арматуры.

3. Будка Compu Van с лабораторным оборудованием для исследования свойств геля и контроля за процессом ГРП. Должна располагаться таким образом, чтобы был обеспечен хороший обзор трубопроводов высокого давления и устьевого оборудования.

4. Sand Kipper (песковоз) для транспортировки расклинивающего агента и для его подачи во время ГРП. Должен находиться за установкой для приготовления смеси.

5. Прицеп с ёмкостью для ГРП объёмом 500 баррелей (79,5 м³). Для проведения одного ГРП требуется 2 шт. Размеры: длина – 12,24 м; ширина – 2,44 м; высота – 3,96 м.

6. Приёмный трубопровод диаметром 4" для подачи воды, идущий от емкостей для ГРП. Также служит для подачи геля во время ГРП.

7. Трубопровод для возврата геля в ёмкости для ГРП в процессе приготовления смеси (рециркуляционный трубопровод) диаметром 4".

8. Установка для приготовления смесей (блендер), объёмом 50 баррелей в минуту (8 м³/мин.). Размеры: длина – 5,49 м; ширина – 2,44 м; высота – 2,44 м.

Этот блендер смонтирован на прицепе и фактические габариты установки на прицепе будут в действительности больше. В ближайшем будущем блендер будет установлен на шасси и станет самоходным. Блендер следует устанавливать как можно ближе к емкостям для ГРП, чтобы по возможности избежать осложнений с водозабором. Среднее расстояние составляет 3 м.

9. 4" нагнетательная линия. Среднее рабочее давление 60 psi (4 бар). Служит для подачи геля к насосу НТ-400.

10. Насосы НТ-400 – 4 шт. мощностью 650 ГЛС (английская лошадиная сила, равна 745,7 Вт) каждый. Размеры: длина – 7,32 м; ширина – 1,65 м; высота – 3,20 м.

Насосы НТ-400 установлены на прицепе (по 2 шт. на одном прицепе). Фактические габариты насосов на прицепе будут в действительности больше. В ближайшем будущем насосы НТ-400 будут также установлены на шасси. Среднее расстояние от блендера составляет 3 м, а минимальное расстояние от устья скважины – 10 м.

11. 3" линия высокого давления, максимальное рабочее давление 15000 psi (1034 бар).

12. Датчики давления – 2 шт. (0–15000 psi) (0–1034 бар).

13. 3" обратный клапан.

14. 3" тройник слива.

15. Фонтанная задвижка.

16. Защитное устройство для фонтанной арматуры.

17. Оборудование устья скважины.

18. Насосный агрегат российского производства для поддержания затрубного давления + 80 бар.

19. Трубопровод затрубного давления российского производства. Рабочее давление – не менее 150 бар.

20. Предохранительные клапаны – 2 шт.

21. Датчик давления.

В качестве закрепителя трещин при реализации технологии ГГРП возможно использование кварцевого песка определённой фракционности, либо его искусственного аналога – проппанта. Для ГГРП разработаны и используются два типа жидкостей разрыва на водной основе с применением полимеров и на нефтяной основе.

В процессе проектирования и расчёта технологических параметров ГГРП используется более 40 параметров, характеризующих:

- параметры нефтяного пласта (радиус скважины, толщину продуктивного пласта, проницаемость коллектора и т.д.);
- конструкцию скважины.

Моделирование гидроразрыва и определение его основных расчётных параметров производится с помощью специальных компьютерных программ, таких как NoDal и других. В результате моделирования при задании ожидаемых параметров ГГРП строится теоретическая эпюра операции.

Выбор скважины для ГГРП осуществляется с использованием гидродинамических характеристик пласта, призабойной зоны и скважины.

Подготовка к проведению ГРП

Гидроразрыву пласта предшествует большой объём подготовительных работ, связанных с изучением геолого-промысловых материалов, исследованием скважины и обследованием её технического состояния, а также по технико-технологическому обеспечению осуществления процесса. По скважине, намеченной для проведения в ней гидроразрыва, прежде всего, проводится анализ всех геолого-промысловых материалов:

- текущего, начального дебита скважины;
- текущей обводнённости продукции.

Анализируются результаты предыдущих обработок пласта с целью интенсификации притока, производится анализ работы подземного оборудования (ЭЦН, ШГН), текущих капитальных ремонтов скважины.

По результатам анализа геолого-промысловых материалов намечаются объёмы дополнительных геолого-промысловых и гидродинамических исследований для получения достоверной информации о скважине и пласте, необходимых для планирования работ по гидроразрыву пласта.

Непосредственно процесс подготовки скважины включает следующие операции:

- планировку и подготовку площадки у скважины для размещения основного и вспомогательного оборудования гидроразрыва – подъёмного агрегата, основного и вспомогательного, емкостей для рабочих и вспомогательных жидкостей;
- монтаж передвижной подъёмной установки типа А-50У для осуществления спускоподъёмных операций;
- подъём из скважины фонтанного лифта или насосной установки, замер забоя скважины, а также при наличии гидратопарафинной пробки, промывку её;
- шаблонирование эксплуатационной обсадной колонны для посадки опрессовочного пакера и опрессовки эксплуатационной колонны;
- спуск в скважину подземного оборудования, высокопрочных насосно-компрессорных труб с пакером;
- оборудование устья скважины фонтанной арматурой в зависимости от ожидаемого давления.

Подбор скважин, подготовка данных и проектирование ГРП.

Изучение пластов и скважин

Процесс начинается с изучения геологических и технических характеристик месторождения, пластов и отдельных скважин. В том числе используется вся необходимая по данным пунктам документация:

- структурно-тектонические карты;
- карты распространения песчаников;
- карты эффективных мощностей;
- карты изобар;
- карты текущего состояния разработки;
- карты накопленных отборов и закачки;
- геологические разрезы;
- каротажные диаграммы.

Основной целью этого процесса является определение текущего состояния нефтеотдачи отдельных участков пласта из-за очень сложного геологического строения. Участки с низким коэффициентом нефтеотдачи, т.е. с низкой проницаемостью нуждаются в ускорении темпа выработки. Самым эффективным мероприятием при данных геологических условиях является выполнение гидравлического разрыва пласта.

Подбор скважин для проведения ГРП

Следующим этапом этого процесса является подбор скважин для проведения ГРП. При этом необходимо анализировать местоположение отобранных скважин по отношению к фронту закачиваемой воды, а также по отношению к водонефтяному контакту. Целью данного анализа является определение влияния созданной трещины на коэффициент охвата заводнения. Также необходимо изучение коэффициента расчлененности и песчаности для достижения как можно большего охвата песчаных пропластков трещиной гидравлического разрыва пласта. При этом проводится оценка механических свойств горных пород (напряжение, модуль Юнга и коэффициент Пуассона). От этих параметров зависит геометрия создаваемой трещины. Необходимо подробное изучение истории эксплуатации скважин, расчёта газового фактора для периодов, когда не проводились замеры, анализ гидродинамических исследований пластов и скважин с целью определения проницаемости и скин-эффекта, как одного из самых важных параметров для расчёта продуктивности скважины до и после проведения ГРП. Анализируются причины простоев, характер проведенных ремонтных работ и определяется техническое состояние скважин.

Для ГРП предпочтительны слабопроницаемые до $0,05 \text{ мкм}^2$, цементированные, крепкие породы. Предпочтительная толщина продуктивной части 5–15 м. Отмечается снижение результатов гидроразрыва от степени выработанности горизонтов и по месторождениям в целом. Лучшие результаты гидроразрывов в добывающих скважинах отмечаются по пластам с высоким давлением, с меньшей степенью дренированности и имеющие более высокую нефтенасыщенность.

Гидравлический разрыв не рекомендуется проводить в скважинах:

- с нарушенной фильтровой частью;
- со сломом или смятием обсадной колонны;
- при недостаточной высоте подъёма цемента или при плохом состоянии цементного кольца за колонной.

Считается, что разрыв пласта в скважинах с открытым забоем менее благоприятен, чем в обсаженных и перфорированных скважинах.

Основываясь на перечисленных анализах, проведенных специалистами «Fracmaster», «Schlumberger», «BJ Services», «INA» совместно со специалистами ОАО «ТНК-Нягань», выполняется подбор скважин для проведения ГРП.

Проектирование КРС, ГРП, освоения, гидродинамических исследований и эксплуатации скважин

При помощи компьютерного моделирования определяется геометрия трещины (длина, высота и ширина) и объём необходимых материалов, т.е. пропанта, рабочей жидкости и химических добавок. При моделировании анализируется несколько вариантов геометрии трещины с учётом принципов рациональной разработки месторождения в целом. Для каждого отдельного варианта при помощи компьютерного моделирования рассчитывается добыча нефти без проведения и с проведением ГРП и на основании экономического анализа определяется оптимальная геометрия трещины, т.е. оптимальный вариант проведения ГРП.

Определение оптимальности так же включает в себя анализ метода оптимальной добычи нефти. Практика показывает, что определение и применение оптимальной геометрии трещины обеспечивает фонтанный способ добычи после ГРП. По выбранному варианту ГРП выполняется подробное проектирование и планирование по подготовке скважины и проведению самого гидроразрыва, которые учитывают фонтанную эксплуатацию скважины.

Проект состоит из следующих подразделов:

- входные геологические и технологические данные;
 - подготовительные работы;
 - спуск и монтаж оборудования, основываясь на компьютерном анализе напряжений;
 - продавка пласта;
 - пробный ГРП и замер температуры в стволе скважины;
 - гидроразрыв пласта (с приложением таблиц и графического изображения о последовательности и параметрах процесса);
 - очистка и освоение скважины;
 - гидродинамические исследования, прогноз добычи и критерии эксплуатации.
- Все вышеуказанные пункты проекта выполняются специалистами фирм, указанных выше.

Выполнение и технологическое сопровождение работ, анализ и составление отчёта о выполнении

Подготовка скважин к ГРП, спуск, монтаж и проверка функциональности оборудования осуществляется бригадами вышеуказанных фирм согласно проекта. Как уже было сказано, подземное оборудование используется как для проведения ГРП, так и для эксплуатации. Этим целям соответствует НКТ из стали высокой прочности и гидравлический пакер. Напряжение и нагрузки на пакер и устье скважины определяются при помощи компьютерных программ. Перед спуском оборудования в скважину проводится очистка эксплуатационной колонны скважины и спуск шаблона. В проекте и плане работ указывается подробное описание порядка спуска и монтажа оборудования, а также порядок проверки его функциональности.

Продавка пласта и проведение пробного ГРП

Подготовительные работы для проведения основного ГРП, т.е. продавка пласта и проведение пробного ГРП, выполняется бригадами подрядчиков.

После спуска и монтажа оборудования проводится продавка пласта (закачка 10 м^3 дизельного топлива при скорости закачки в $1,5 \text{ м}^3/\text{мин.}$). При продавке пласта проверяется функциональность оборудования, открываются закупоренные перфорационные отверстия и определяется проницаемость и пластовое давление.

Следующим этапом выполнения проекта является проведение пробного ГРП. Он осуществляется закачкой $20\text{-}30 \text{ м}^3$ рабочей жидкости (гель на основе дизельного топлива) при скорости закачки в $4 \text{ м}^3/\text{мин.}$ Основной задачей проведения пробного ГРП является проверка коэффициента фильтрации рабочей жидкости (уход жидкости из созданной трещины в поровые пространства пласта). Кроме этого, замером температуры после проведения пробного ГРП определяется высота созданной трещины. Это

даёт возможность корректировать параметры при проведении основного ГРП в разделе плана по проведению основного ГРП.

Основной ГРП

Основной ГРП также проводится бригадами подрядчика. ГРП может быть успешно выполнен только при строгом соблюдении определённых проектом параметров. Поэтому важным пунктом процесса является испытание функциональности всего наземного оборудования и готовность всего персонала к началу процесса.

Первой частью процесса является закачка геля без проппанта до тех пор, пока не будет создана трещина достаточной длины и ширины, которая должна обеспечить нормальное движение проппанта в трещину. Затем закачивается проппант в растворе геля, а в конце данной операции раствор геля и проппанта в НКТ прокачивается чистым гелем.

Давление ГРП на забое скважины $P_{заб}$ определяется по формуле:

$$P_{заб} = P_{гор} + B_p,$$

где B_p – предел прочности пород продуктивного пласта на разрыв, МПа;
 $P_{гор}$ – величина горного давления, определяется по формуле:

$$P_{гор} = H \cdot \rho \cdot 10 \cdot (e^{-5}),$$

где H – глубина обрабатываемого пласта, м; ρ – плотность пород, слагающих разрез скважины, кг/м³.

Давление ГРП на устье скважины $P_{уст}$ определяется по формуле:

$$P_{уст} = P_{гор} + B_p + P_{тр} - P_{пл},$$

где $P_{тр}$ – потери давления из-за трения жидкости в трубах, МПа; $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа.

После разрыва пласта для увеличения приёмистости скважины увеличивают расход жидкости и поднимают давление разрыва. При получении величины трещины, соответствующей проектной, начинается закачка расклинивающего материала в трещину для её закрепления. Эта стадия проходит при максимальных давлениях и производительности для обеспечения максимального раскрытия созданных трещин (рис. 2 и 3).

Непосредственно после закачки расклинивающего материала без снижения темпов производится его продавка в пласт чистой жидкостью в объёме, равном объёму труб; затем останавливаются все агрегаты, закрывается устьевая задвижка, и скважина не менее суток находится на распределении давления и распаде геля.

Во время процесса ГРП в затрубном пространстве скважины поддерживается давление от 80–130 МПа с целью уменьшения перепада давления на НКТ и пакер.

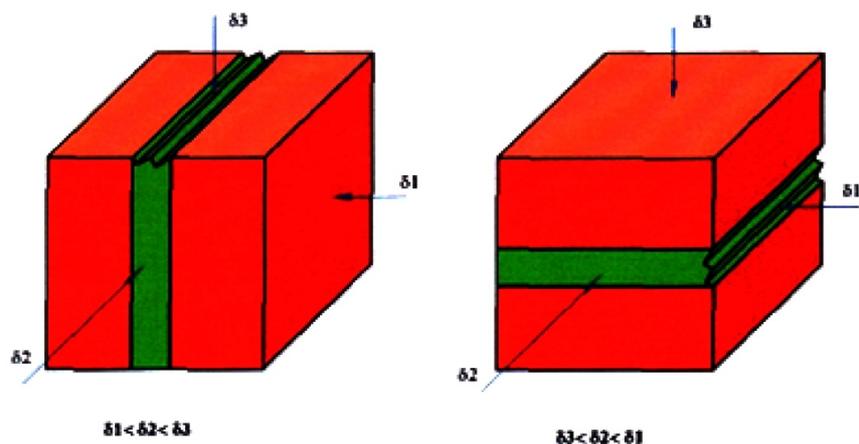


Рисунок 2 – Условия разрывов пластов

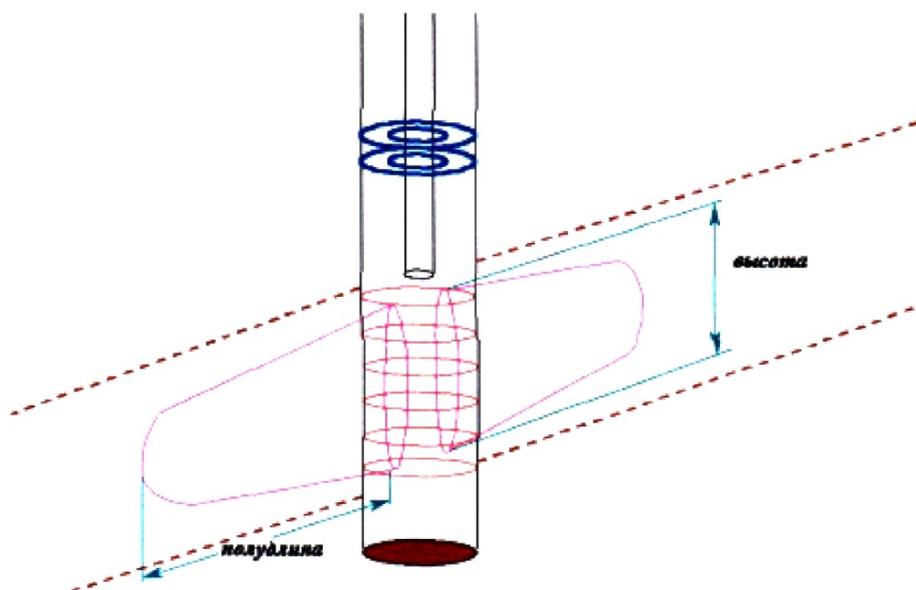


Рисунок 3 – Схема разрыва пластов

Все параметры ГРП (давление на насосных агрегатах, мгновенные и накопленные расходы жидкости и закрепляющего материала, давление в затрубном пространстве, суммарный расход жидкости, плотность смеси) выводятся на станцию контроля и управления процессом и регистрируются в памяти компьютеров.

По окончании ГРП скважина закрывается на 12 часов для смыкания трещины до расклиненной проппантом ширины и для разрушения гелеобразной структуры.

Освоение и очистка призабойной зоны

Эта часть процесса выполняется бригадами подрядчиков. Некоторые из скважин могут быть освоены фонтаном. Скважины, которые не смогут фонтанировать, осваиваются методом свабирования с определением гидродинамических характеристик пласта с последующим переводом на механизированный способ эксплуатации. Необходимо обратить внимание на то, что проектом предусмотрено применение установки «БНКТ» (гибкая труба) для освоения скважин, но данная установка до сих пор отсутствует. Установка «БНКТ» является более эффективной по сравнению со свабированием, особенно если требуется промывка оставшегося в скважине проппанта.

Гидродинамические исследования

Гидродинамические исследования включают в себя замер дебитов, динамического градиента давления, снятия кривых забойного давления и восстановления давления. Это выполняется по программе специалистов подрядчиков.

Комиссионная передача скважины и отчёт о выполнении проекта

После этого проводится комиссионная передача скважины департаменту добычи, а специалисты подрядчиков продолжают свою работу по данной скважине. Комплексным компьютерным анализом кривой давления до и после закачки рабочей жидкости и проппанта и особенно анализ кривой восстановления давления после вывода скважины в режим определяют фильтрационные свойства пласта и трещины, а также её геометрию (высота, ширина и длина). Основываясь на вышеуказанных анализах, т.е. уточнении данных, выполняется окончательное прогнозирование добычи нефти для данной скважины. Затем составляется отчёт о выполнении работ по данной скважине, включая все перечисленные анализы.

Результаты анализов и накопленный на предыдущих скважинах опыт используется для уточнения «картины» пластов и корректировки параметров ГРП.

Литература

1. Булатов А.И. Колтюбинговые технологии при бурении, заканчивании и ремонте нефтяных и газовых скважин: справочное пособие. – Краснодар : Просвещение – Юг, 2008. – 370 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах: учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
5. Освоєння нафтових і газових свердловин / А.І. Булатов [и др.] // Наука і практика: монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
6. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.] – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
7. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
8. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.] – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
9. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
10. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.] – М. ; Вологда: Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
11. Бабешина Е.И., Трушкова Л.В. Основные принципы выбора реагентов-деэмульгаторов для Краснотенинского месторождения // Сборник научных трудов Международной научно-технической конференции магистрантов им. профессора Н.А. Малюшина «Нефтегазовый терминал» / Под общей редакцией М.А. Александрова. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2018. – С. 55–58.
12. Батыров М.И., Шиян С.И. Поинтервальная оценка качества цементирования обсадных колонн в скважинах и боковых стволах скважин в пределах Каменной площади Краснотенинского нефтяного месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 1. – С. 60–72.
13. Батыров М.И., Савенок О.В. Анализ эффективности проведения ГРП на Ем-Ёговской площади Краснотенинского месторождения // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 75–81.
14. Батыров М.И., Савенок О.В., Анискин В.В. Геологические основы для проведения анализа разработки северо-западной части Пальяновской площади Краснотенинского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 2. – С. 73–93.
15. Батыров М.И., Савенок О.В. Характеристика и изученность основных свойств продуктивных пластов Пальяновской площади Краснотенинского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 3. – С. 58–71.
16. Батыров М.И., Савенок О.В. Проведение разведочных работ в северо-западной части Пальяновской площади Краснотенинского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 3. – С. 72–88.
17. Березовский Д.А., Савенок О.В. Использование колтюбинговых технологий при очистке от песка забоя скважины // Сборник статей международной исследовательской организации «Cognitio» по материалам XVI Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы науки XXI века» (30 ноября 2016 года, г. Москва). – М. : Международная исследовательская организация «Cognitio», 2016. – Ч. 1. – С. 74–80.
18. Технология проведения очистки скважин от песчаной пробки при проведении КРС на примере Конитлорского нефтяного месторождения / Д.А. Березовский [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 4. – С. 104–119.
19. Березовский Д.А., Савенок О.В., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 114–119.
20. Вдовиченко Д.В., Батыров М.И. Анализ оптимизации технологических режимов скважин механизированного фонда на Талинском месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 3. – С. 246–265.
21. Григулецкий В.Г., Савельев Ю.П. Направленный многостадийный гидравлический разрыв пласта. Особенности технологии. Контроль и управление свойствами технологических жидкостей. Часть 1 // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 8. – С. 18–25.

22. Григулецкий В.Г., Савельев Ю.П. Направленный многостадийный гидравлический разрыв пласта. О динамических и температурных полях при измерении показателей технологических жидкостей. Часть 2 // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 7. – С. 15–20.
23. Казанчева А.Н., Сорокин П.М. Применение колтюбинга в нефтегазовой отрасли // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 1. – С. 176–179.
24. Савенок О.В. Использование колтюбинговых технологий для удаления гидратных пробок и растепления скважин // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 261–264.
25. Савенок О.В., Мусафири Норманн. Развитие колтюбинговых технологий в практике нефти и газодобычи // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 7. – С. 33–47.
26. Спирин С.А., Зайцев К.А. Анализ эффективности проведения селективного воздействия на призабойную зону пласта нефтяных скважин Краснolenинского нефтегазоконденсатного месторождения // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 271–273.
27. Оценка эффективности гидроразрыва в водонефтяных зонах пласта / А.Н. Янин [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 2. – С. 64–68.

References

1. Bulatov A.I. Coiled tubing technology in drilling, completion and repair of oil and gas wells: a reference manual. – Krasnodar : Prosveshcheniye – South, 2008. – 370 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Subsurface overhaul of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Completion of oil and gas wells»: in 4 volumes: a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremichuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
5. Development of oil and gas fields / A.I. Bulatov [and others] // Science and practice: monograph. – Lviv : Spolom, 2018. – 476 p.
6. Plast-testing equipment for hydrodynamic research of oil and gas wells / P.S. Varlamov [et al.] – Ufa : Ufa polygraphic plant, 2004. – 620 p
7. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical Foundations of Oil and Gas Births Development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
8. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.] – Novocheerkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
9. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra-engineering, 2019. – 548 p.
10. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells: a monograph / O.V. Savenok [et al.] – M. ; Vologda: Infra-Inzheneriya, 2021. – 652 p.
11. Babeshina E.I., Trushkova L.V. Main principles of selecting reagents-demulsifiers for Krasnoleninskoye field // Collection of scientific papers of the International scientific-technical conference of undergraduates named after Professor N.A. Malyushin «Oil and gas terminal» / Edited by M.A. Alexandrov. – Tyumen : Tyumen Industrial University, 2018. – P. 55–58.
12. Batyrov M.I., Shiyan S.I. Pointervalnaya evaluation of cementing quality of casing coils in wells and sidetracks within the Stone Area of Krasnoleninskoye oil field // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 1. – P. 60–72.
13. Batyrov M.I., Savenok O.V. Analysis of the effectiveness of hydraulic fracturing in the Em-Yogovskaya area of Krasnoleninskoye field // Bulatov readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 75–81.
14. Batyrov M.I., Savenok O.V., Aniskin V.V.. Geological Basis for Analysis of Development of North-Western Part of Palyanovskaya Square of Krasnoleninskoye Deposit // Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnical bulletin). – 2020. – № 2. – P. 73–93.
15. Batyrov M.I., Savenok O.V. Characteristics and study of the basic properties of productive formations of the Palyanovskaya area Krasnoleninskoye field // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnical Bulletin). – 2020. – № 3. – P. 58–71.
16. Batyrov M.I., Savenok O.V. Exploration works in the northwestern part of the Palyanovskaya area of Krasnoleninskoye field // Nauka. Technique. Technology (Polytechnic Bulletin). – 2020. – № 3. – P. 72–88.
17. Berezovsky D.A., Savenok O.V. The use of coiled tubing technologies for sand cleaning from the bottomhole // Proceedings of the International Research Organization «Cognitio» on the XVI International Scientific and Practical Conference «Actual problems of science of the XXI century» (November 30, 2016, Moscow). – M. : International research organization «Cognitio», 2016. – Part. 1. – P. 74–80.

18. Technology of cleaning wells from sand plugs in the conduct of workover operations by the example of Konitlorskoe oil field / D.A. Berezovsky [et al] // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2016. – № 4. – P. 104–119.
19. Berezovsky D.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Regularities and changes in the properties of oil and gas in reservoirs and fields // Bulatov Readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.
20. Vdovichenko D.V., Batyrov M.I. Analysis of optimization of technological modes of mechanized wells in the Talinskoye field // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiy vestnik). – 2018. – № 3. – P. 246–265.
21. Griguletsky V.G., Savelyev Y.P. Directional multistage hydraulic fracturing. Features of Technology. Control and management of the properties of technological fluids. Part 1 // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2015. – № 8. – P. 18–25.
22. Griguletsky V.G., Savelyev Y.P. Directional multistage hydraulic fracturing. About dynamic and temperature fields when measuring the indicators of technological fluids. Part 2 // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2016. – № 7. – P. 15–20.
23. Kazancheva A.N., Sorokin P.M. Application of coiled tubing in oil and gas industry // Bulatov Readings. – 2018. – Vol. 2 in 2 parts. – № 1. – P. 176–179.
24. Savenok O.V. The use of coiled tubing technologies to remove hydrate plugs and well thawing // Bulatov Readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 261–264.
25. Savenok O.V., Musafiri Normann. Development of coiled tubing technologies in the practice of oil and gas production // Bulatov Readings. – 2018. – Vol. 7. – P. 33–47.
26. Spirin S.A., Zaitsev K.A. Analysis of the effectiveness of the selective impact on the bottomhole zone of oil wells Krasnoleninsk oil and gas condensate field // Bulatov readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 271–273.
27. Estimation of Hydraulic Fracturing Efficiency in Water-Oil Reservoir Zones / A.N. Yanin [et al] // Oil Industry. – 2012. – № 2. – P. 64–68.