

Особенности проведения гидроразрыва пласта газоконденсатных месторождений Шешуков С. В.

*Шешуков Степан Витальевич / Sheshukov Stepan Vital'evich – магистрант,
кафедра моделирования разработки нефтяных и газовых месторождений,
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Аннотация: в данной работе ставится цель выделить особенности эффективного проведения операции гидроразрыва пласта газоконденсатных месторождений, которая определяется правильным выбором объекта, с учетом особых параметров и технологии, для увеличения добычи и рентабельности скважины.

Ключевые слова: особенности гидроразрыва пласта, газоконденсатные месторождения, новые методы ГРП.

В России в настоящее время перспективно повышается разработка газоконденсатных месторождений. Одной из главной и до конца нерешенной задачей являются работы по повышению продуктивности скважин, вскрывающие коллекторы.

В мировой практике газонефтедобычи для интенсификации притока, широкое распространение получил способ гидравлического разрыва пласта (ГРП). При проведении в призабойной зоне пласта (ПЗП) образуется разветвленная система дренирования за счет раскрытия естественных микротрещин и создания вертикальной трещины большой протяженности. Это дает возможность включить в отработку продуктивные пропластки, вскрытые скважиной, повысить дебит, снизить депрессию на пласт и повысить коэффициент газонефтеконденсатоотдачи месторождения [1, с. 4].

Не все операции гидроразрыва пласта, проведенные в скважинах, дают положительный эффект, что объясняется как недостаточно обоснованным выбором технологии для конкретных скважин, так и некорректным определением параметров его проведения. Повышение эффективности гидроразрыва пласта газоконденсатных месторождений является актуальной задачей.

Успешность гидроразрыва определяется правильным выбором объекта для проведения операции. Для предупреждения перетока жидкости гидроразрыва по заколонному пространству необходимо произвести расчет допустимой и максимальной репрессий, возникающих при ГРП, для сравнения величины допустимой и максимальной репрессий. В случае превышения допустимой репрессии над максимальной, т.е. при отсутствии перетока жидкости гидроразрыва по заколонному пространству на скважине проводится гидроразрыв пласта. При максимальной репрессии больше допустимой ведутся ремонтно-изоляционные работы на скважине.

Перспективными для гидроразрыва за счет приобщения к разработке зон и пропластков, не дренированных ранее, являются пласты неоднородные по простиранию и расчлененные по толщине.

Толщина глинистых экранов, отделяющих продуктивный пласт, подлежащий локальному гидроразрыву от непродуктивных коллекторов, должна быть не менее 6,0 м [2, с. 157]. Толщина литологических экранов между объектами, подвергаемыми поинтервальному ГРП, должна быть не менее величины от 12,0 до 14,0 м согласно технологии фирмы Халибертен.

Эффективная толщина пласта, подвергаемого ГРП, должна быть:

- при локальном гидроразрыве не менее 10,0 м;
- при большеобъемном гидроразрыве не менее 20,0 м.

Исходя из прочностных характеристик расклинивающего материала, применяемого для закрепления трещины гидравлического разрыва пласта, глубина залегания пласта не должна превышать:

- при использовании прочного и окатанного кварцевого песка 2350 м [2, с. 45];
- при использовании искусственного пропанта 4000 м [2, с. 45].

Поля напряжений в пласте, для выполнения направленной перфорации и создания направленной трещины в пласте в процессе гидроразрыва определяются геофизическими методами.

Выработанность извлекаемых запасов пластов, находящихся на поздней стадии разработки, не должна превышать 30% [2, с. 46], а текущее пластовое давление предлагаемого объекта для проведения операции должно быть не менее 75% от первоначального. При этом обводненность продукции должна быть не более 30%, а коэффициент песчаности должен быть не менее 0,3.

Гидроразрыв не производится в технически неисправных скважинах, имеющих:

- нарушение, смятие эксплуатационной колонны или хвостовика;
- негерметичность эксплуатационной колонны или хвостовика;
- недоподъем цементного раствора или плохое состояние цементного камня за обсадной колонной.

Учитывая высокие давления при закачке больших объемов расклинивающего материала, большие потери давления на трение, повышенные нагрузки на все скважинное оборудование, колонну и

цементное кольцо, техническое состояние скважины должно отвечать требованиям надежности и исключения риска промышленной безопасности.

Крепление эксплуатационных объектов должно обеспечивать надежное разобщение флюидосодержащих горизонтов друг от друга, отсутствие перетоков газа, газоконденсата и минерализованных вод между пластами.

Заколонное пространство должно иметь полное заполнение тампонажными смесями (по данным цементомера ГГК) и качественное сцепление тампонажного камня с колонной и стенкой скважины (по данным акустического цементомера).

Установленное устьевое оборудование с рабочим давлением в соответствии с ожидаемым устьевым давлением должно обеспечивать герметизацию устья скважины в случае ГНВП с учетом дополнительного давления, необходимого для их ликвидации [2, с. 47]. Ниже продуктивного пласта должен быть зумпф, предусмотренный проектом на бурение. Внутренний диаметр эксплуатационной колонны должен обеспечивать спуск специального оборудования, применяемого при различных методах ГРП.

В процессе производства ГРП станцией управления должны регистрироваться давление, температура, расход, суммарный объем закачиваемой жидкости, концентрация песка (пропанта), обороты двигателя и предельное давление, при повышении которого происходит автоматическое отключение агрегатов.

Для замера и регистрации давления, температуры при ГРП в линии высокого давления и затрубном пространстве фонтанной арматуры через специальные тройники должны быть установлены датчики, которые при помощи кабелей подсоединяются к станции управления. Все параметры в процессе ГРП должны регистрироваться и сохраняться на магнитных и бумажных носителях через компьютер.

Перед проведением ГРП необходимо произвести гидродинамические и геофизические исследования по определению технического состояния эксплуатационной колонны, профиля притока на добывающих скважинах и профиля приемистости на нагнетательных.

Для качественного выполнения гидроразрыва перед использованием технологических жидкостей разрыва необходимо провести их лабораторный анализ, а перед применением расклинивающего материала - входной ситовой контроль.

После проведения ГРП и отработки скважины произвести повторный замер профиля притока, гидродинамические исследования для определения продуктивности скважины. Все применяемые жидкости и растворы не должны ухудшать коллекторские свойства прискважинной зоны продуктивных пластов.

Необходимо отметить новые технологии, успешно применяемые компанией Schlumberger, для проведения гидравлического разрыва пласта, это оптимальные решения для достижения эффективных результатов.

На первое что стоит обратить внимание это семейство активных сервисов с использованием ГНКТ АСТive* [3], который позволяет делать глубинные замеры, интерпретировать их и оптимизировать работу в режиме реального времени. Данная технология обеспечивает информацией, необходимой для изменения технологического процесса, повышения эффективности и оптимизации тогда, когда это больше всего необходимо – во время работы. Каждое из применений системы АСТive повышает эффективность операции и нефтеотдачу пласта.

Линейка продуктов АСТive основана на использовании ГНКТ с оптоволоком внутри. Система состоит из забойного инструмента, наземного электронного оборудования и динамического интерпретационного программного обеспечения (ПО). Технология позволяет отслеживать внутреннее и наружное давление, температуру, использовать локатор муфтовых соединений и делать замеры распределенной температуры (DTS). Этот сервис позволяет в режиме реального времени отслеживать и изменять ход работы, оптимизировать ее результат и снижает количество СПО до одной.

Во вторых необходимо отметить, линейку продуктов АСТive [3], повышающую эффективность эксплуатации скважины и газоотдачу пласта.

АСТive ОПЗ (обработка призабойной зоны) оптимизирует проведение ОПЗ постоянный контроль за расходом жидкости, забойным давлением и температурой ведет к максимальному проникновению химического реагента в пласт, лучшему отклонению, и, в то же время, к сокращению объема необходимой жидкости. Данные, полученные в реальном времени улучшают конечный результат обработки и помогают в проектировании последующих работ.

Полный зональный охват является главной задачей при интенсификации нефте- и газоносных карбонатных коллекторов методом кислотной обработки. Несмотря на то, что применение отклонителей уже является хорошо опробованной технологией, многие системы включают в себя твердые частицы, которые могут повреждать коллекторские свойства.

Третье, на чтобы хотелось обратить внимание с точки зрения эффективности затрат и простоты технологического процесса, идеальная система должна быть самоотклоняющейся, закачиваться под давлением в пласт и не создавать в нем остаточного загрязнения. Существующие технологии в области

самоотклоняющихся кислотных систем базируются на жидкостях с полимерными основами, которые могут стать причиной остаточного загрязнения коллекторов и имеют ограничения по температуре до 95°C.

Вязкоупругая самоотклоняющаяся система (VDA*) [3] обладает уникальными свойствами, основанными на разработанной Шлюмберге технологии вязкоупругих ПАВ, которые позволяют проводить обработки в широком температурном диапазоне (до 150°C).

Технология вязкоупругих ПАВ исключает повреждение коллекторских свойств пласта, возникающего из-за использования твердых частиц и полимеров в кислотных системах VDA* может быть использована, как в качестве самостоятельной технологической жидкости, так и в сочетании с другими системами.

Система VDA* обладает идеальной жидкой консистенцией при закачке в скважину. По мере реагирования кислоты с породой вязкость VDA*, находящейся в пласте, быстро возрастает, и система становится самоотклоняющейся. Высокая вязкость служит барьером для дальнейшего

проникновения кислоты в червоточины пласта, что позволяет еще не прореагировавшей жидкости проникать в необработанные пропластки.

Главным преимуществом жидкостных систем VDA* является возможность их закачки под давлением и получения при этом полного зонального охвата. Благодаря тому, что системы VDA* не содержат твердой фазы, они являются идеальными для закачки через Гибкие НКТ

(Койлтубинг) в горизонтальных скважинах и в скважинах с большим отходом от вертикали.

В коллекторах, имеющих несколько пропластков или длинные продуктивные интервалы, увеличение вязкости VDA* создает временный барьер, который отклоняет остальную «свежую» кислоту в более загрязненные или низкопроницаемые пропластки. Благодаря увеличению вязкости системы снижается дальнейшее проникновение жидкости в пласт, и происходит самоотклонение нагнетаемого потока, которое и позволяет охватить весь обрабатываемый интервал.

После окончания обработки барьер либо разрушается при контакте с углеводородами во время работы скважины, либо растворяется в пластовых флюидах. Это снижает время на удаление отработанных жидкостей и очистку скважины. Поскольку для очистки скважины требуются низкие перепады давления в системе «пласт забой», это ведет к значительному упрощению технологии и снижению стоимости.

Для более эффективного проведения гидроразрыва пласта газоконденсатных месторождений необходимо учитывать все особые параметры, приведенные в данной работе, соблюдать технологический регламент безопасного проведения гидроразрыва пласта, не исключать использование новых технологий и комбинирование техник ГРП, так как стоимость работ значительно снижается, а эффективность добычи возрастает.

Литература

1. Западно-сибирская нефтяная конференция. Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли [Текст] / Сборник научных трудов IX Международной научно-технической конференции студенческого отделения общества инженеров-нефтяников - Society of Petroleum Engineers (SPE) / ТюмГНГУ; под редакцией Т. В. Семенова. Тюмень, 2015. 219 с.
2. *Клещенко И. И., Крылов Г. В., Сохошко С. К.* Гидроразрыв газоконденсатных объектов на месторождениях севера Западной Сибири. Тюмень: ООО ТюменНИИгипрогаз, 2007. С. 44-184.
3. Интенсификация добычи за счет создания высокопроводящих каналов движения флюида. [Электронный ресурс]., 2016. Режим доступа: <http://www.slb.ru>.