



компоновка для вырезания «окна». Компонку на бурильной колонне спускают в скважину в интервал прорезки бокового «окна», устанавливают отклоняющее устройство 8 путем посадки на якорь 9, который, в свою очередь, устанавливается на цементном мосту 10 в заданном интервале, отсоединяют отклоняющее устройство (путем проворачивания колонны 1 и срезания винта 7). Затем освобождают выходной вал винтового забойного двигателя 2 от стопорения путем подачи с устья скважины в бурильную колонну рабочей жидкости под давлением, чем приводят во вращение выходной вал винтового забойного двигателя с закрепленной с ним компоновкой низа бурильной колонны, благодаря чему обеспечивают ориентированную прорезку бокового «окна» в обсадной колонне скважины.

Благодаря предложенной компоновке низа бурильной колонны, в которой винтовой забойный двигатель введен непосредственно над комплектом фрезер-райберов, в сочетании с операциями предложенного способа, при прорезании бокового «окна» в обсадной колонне скважины вся бурильная колонна не вращается, вращается только часть низа бурильной колонны ниже винтового забойного двигателя. Это исключает трение бурильных труб о стенки обсадной колонны, что существенно снижает их износ, обеспечивает безаварийность работы, возможность проведения работ с буровых станков с малой грузоподъемностью, сокращая при этом материальные затраты и время проведения работ по прорезке боковых «окон» в обсадной колонне скважины за один рейс бурильного инструмента.

Рис. 2. Устройство стопорения выходного вала винтового забойного двигателя

#### Литература

1. Пахляя И.А. Разработка погружной эжекционной установки для добычи пластовых флюидов из скважины В сборнике: Нефть и газ Западной Сибири Материалы Международной научно-технической конференции, посвященной 90-летию со дня рождения Косухина Анатолия Николаевича. ТюмГНГУ; отв. ред. П. В. Евгин. 2015. – С. 10–13.
2. Омелянюк М.В. Реанимация скважин В сборнике: Проблемы интенсификации добычи нефти и капитального ремонта скважин (по материалам Международного научно-практического семинара, состоявшегося в г. Туапсе 26-29 сентября 2011 года). Министерство образования и науки Российской Федерации, Самарский государственный технический университет; ответственный редактор В. В. Живаева. Самара, 2012. – С. 24–32.

### КОНТРОЛЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СКВАЖИН ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.И. Крайнов, Г.Н. Хиджакадзе, Д.Г. Денисенко

Научный руководитель старший преподаватель П.С. Дозморов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На всех этапах разработки газовых и газоконденсатных месторождений важно уделять особое внимание состоянию призабойной зоны пласта (ПЗП) и внедрению законтурных и подошвенных вод. Разрушение ПЗП, обусловленное высокими депрессиями и большими дебитами, вызывает скопление частиц породы в интервале перфорации скважины и в системе промыслового сбора углеводородов. Помимо этого, из-за абразивного воздействия частиц происходит разрушение оборудования скважины, трубопровода, трубопроводной арматуры и других элементов, что может являться причиной аварийной ситуации [1]. Вместе с тем при высоких дебитах газ может увлекать за собой воду, образуется конус обводнения или прорыв законтурных вод [2]. Вследствие поступления воды происходит увеличение фильтрационного сопротивления, снижение продуктивности и в конечном счете самозадавливание скважины. А вызванная этим неравномерность дренирования приводит к макрозаемлению большей доли извлекаемых запасов [3]. Но что не менее важно, поступающая вода ослабляет механические связи существующие между частицами породы, в результате чего разрушение коллектора начинает происходить уже при значительно меньших депрессиях.

Сильный рост градиента давления между газонасыщенной и водоносной частями, обусловленный снижением пластового давления, может привести к поступлению воды в газонасыщенную часть сеноманской залежи. В частности, это особенно заметно на стадии падающей добычи. На сегодняшний день, общее количество воды,

поступающее на все сеноманские УКПГ из скважин, составляет 150–170 тыс. м<sup>3</sup> в год. Удельный объем воды, поступающей до УКПГ, получил сильный рост с момента начала разработки месторождения. За счет только одного ограничения дебита вследствие выноса водопесчаной смеси, в 2007 году на сеноманских газовых скважинах ООО «Газпром добыча Уренгой» недобор газа составил 1,256 млрд м<sup>3</sup>. Более 4 млрд м<sup>3</sup> составляет недобор газа, связанный с обводнением и водопескопроявлениями в скважинах ООО «Газпром добыча Уренгой» в общем.

Главными источниками природного газа ООО «Газпром добыча Уренгой», в ближайшие годы, являются вступившие в стадию падающей добычи неокомские и сеноманские залежи Большого Уренгоя. На основных месторождениях, Уренгойское, Ямбургское и Медвежье, наблюдается обводнение, разрушение ПЗП, приводящее к снижению отбора газа на 20–25 млрд м<sup>3</sup>. Отсюда возрастает спрос на технологии РИР и на новые материалы, вследствие роста требований к качеству ремонтно-восстановительных работах на скважинах бассейна. Основными факторами снижения дебита и остановки скважин являются: образование песчаных пробок при обводнении и разрушении ПЗП, подъем газовой контакта, падение в залежи начального пластового давления, неоднородность фильтрационно-емкостных свойств продуктивных горизонтов [3].

При эксплуатации газоконденсатных и газовых месторождений севера Тюменской области подземное и наземное оборудование часто подвергается износу и выходит из строя по причине выноса песка на сеноманском продуктивном горизонте (от 0,1 до 20 г/сут). Добыча газа сильно дорожает по причине многократных проведенных капитального ремонта по устранению последствий от абразивных воздействий песка на оборудование и скважины. При эксплуатации скважин часто приходится снижать депрессии на пласт для устранения разрушения пласта-коллектора, что приводит к уменьшению добычи газа и коэффициента газоотдачи месторождений [4]. При этом постоянное снижение дебита может сделать эксплуатацию скважины нерентабельной.

С целью предотвращения разрушения ПЗП и развития конусообразования, автоматизации процесса и, соответственно, сокращения времени реагирования предлагается реализовать схему с применением поточных анализаторов влаги и твердых частиц, обладающих способностью дистанционной передачи данных.



Рис. 1. Общая схема реализации метода

Измеряя содержание воды и твердых частиц в потоке газа в режиме реального времени, анализаторы передают информацию на пульт управления. При резком повышении содержания одного или обоих этих компонентов подается сигнал оператору либо производится автоматическое снижение депрессии за счет средств дистанционного управления расходом скважины. Общий вид такой схемы представлен на рисунке 1.

Среди влагомеров, применяемых в газодобывающей отрасли, наиболее распространены четыре типа: емкостной, с электролитической ячейкой, на основе кварцевого кристалла, конденсационный. Использование емкостных анализаторов непрактично, т.к. чувствительный элемент покрывается пленкой ДЭГ и последующий замер влаги происходит в среде этой пленки. Емкостной – в принципе не может отличить ДЭГ от воды, что затрудняет его применение. Пьезокварцевый метод неселективен – на чувствительном элементе адсорбция полярных молекул органических соединений более интенсивна, чем паров воды. Этого можно избежать, применив мультисенсорную матрицу, но для неё, в свою очередь, придется установить 3–8 различных мультисенсоров и разработать специальную программу. Конденсационный анализатор является наилучшим представителем прямого метода измерения, определяющим ТТР, где на охлаждаемом зеркале происходит измерение температуры конденсации паров воды. В работе [5] установлено, что наиболее подходящими с точки зрения критерия «цена/качество» являются конденсационные анализаторы точки росы по воде и углеводородам «КОНГ-Прима-10» и Hygrovision-BL.

Среди анализаторов твердых частиц в потоке природного газа можно выделить трибоэлектрические и акустические. В трибоэлектрических анализаторах сигнал формируется вследствие контакта механических частиц со стержнем сенсора. Однако наибольшее распространение в газовой промышленности получили

акустические анализаторы. Они устанавливаются в местах соударения твердых частиц со стенкой трубопровода, как правило, выше колена, в результате которого образуется ультразвуковой импульс. Данный импульс и фиксирует анализатор. Соответственно, в обоих случаях требуется калибровка прибора, а генерируемый сигнал пропорционален количеству твердых частиц в потоке природного газа.

Рынок анализаторов твердых частиц представлен как зарубежными производителями: ClampOn и Roxar (Норвегия), Milltronics (Великобритания), Schlumberger и Exxon (США) и т.д., так и не уступающими им отечественными. Это, например, анализаторы «КАДЕТ» от ЗАО «Объединение БИНАР» [6], «ИМП» от ООО «БАКС», линейка «ДСП-А» от АО «Сигма-Оптик». Сложившаяся экономическая ситуация делает выбор отечественных устройств более предпочтительным не только из-за очевидно меньшей цены, но и за счет на порядок более низких затрат на поддержку со стороны фирмы-производителя.

Таким образом, в работе рассмотрены одни из самых серьезных осложнений и их последствия при эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин – разрушение ПЗП и внедрение подстилающих вод. Предложен метод их предотвращения и устранения, показана общая схема реализации метода. Рассмотрены основные виды влагомеров и анализаторов твердых частиц, применяемые в газодобывающей отрасли, и выделены наиболее перспективные из них.

#### **Литература**

1. Вяхирев Р.И., Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 880с.
2. Coleman, S.B. A New Look at Predicting Gas Well Liquid Load- Up // Journal of Petroleum Technology. – 1991. – P. 329–332.
3. Сулейманов Р.С., Ланчаков Г.А., Маринин В.И. и др. Проблемы Большого Уренгоя // Нефтесервис.– 2008. – № 4. – С. 66–69.
4. Чемезов П.В. Исследования влияния разрушений призабойной зоны пласта на производительность скважин (на примере Ямбургского и Уренгойского ГКМ): Автореферат ... дис. канд. техн. наук. – Краснодар, 2004. – 25с.
5. Прахова М.Ю. Некоторые проблемы контроля влагосодержания природного газа в промысловых условиях [Электронный ресурс] / М.Ю. Прахова, А.Н. Краснов, Х.Г. Нагуманов // Современные научные исследования и инновации. – 2015. – № 7. URL: <http://web.snauka.ru/issues/2015/07/56176> (дата обращения: 25.05.2016).
6. Диденко В.Г., Система регистрации выноса песка из газовых скважин / В.Г. Диденко, С.А. Ежов, В.М. Карюк // Экспозиция Нефть Газ. – 2013. №3(28). – С. 7–9.

### **ОСОБЕННОСТЬ ТЕХНОЛОГИИ NIWAY ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА**

**Леби Давид Джуниор**

*Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов*

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия*

Общеизвестно, что эффективность гидравлического разрыва пласта (ГРП) в большой степени определяется проводимостью трещин, а также качеством закрепления проппанта. Для ГРП высокопроницаемых пластов, где необходима высокая проводимость, используются проппанты высокой прочности, применимые практически на любых глубинах. Имеется три главных пути увеличения проводимости трещины: (1) увеличение концентрации проппанта для расширения трещины, (2) использование более крупного (и, следовательно, более проницаемого) проппанта и (3) использование проппанта устойчивого к более высокому напряжению для того, чтобы уменьшить степень разрушения и улучшить проводимость.

С точки зрения предотвращения выноса проппанта интерес представляет технология концевое экранирование (TSO), которая является модификацией операции гидроразрыва. Концевое экранирование происходит, когда на ведущей поверхности разрыва концентрируется значительное количество проппанта для предотвращения дальнейшего удлинения разрыва.

Более 50 лет ученые разрабатывают проппанты и жидкости ГРП, с которыми возможно создать идеально расклиненную трещину. Со временем в качестве агентов для ГРП стали использовать материалы с другими химическими и физическими свойствами. В качестве проппанта стали брать природный чистый кварцевый песок вместо молотой ореховой скорлупы, а затем и высокопрочные сферические гранулы: керамические шарики или зерна агломерированного боксита. Жидкости ГРП изменились от огеленных нефтей до растворов линейных или сшитых полимеров.

Для снижения остаточного полимера в трещине и повышения проводимости трещины стали брать химические разжижители (регуляторы вязкости, <<брейкеры>>) (рис 1).