

Б.А. Ерехинский, главный технолог Департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти, ОАО «Газпром»;
М.Г. Жариков, заместитель начальника отдела разработки месторождений, ООО «Газпром добыча Уренгой»;
Р.Р. Халиков, заместитель директора ИТЦ «Оргтехдиагностика», ОАО «Оргэнергогаз»; **К.А. Полозков**, к.т.н., советник генерального директора, ЗАО «Нордэко Евразия»

Особенности формирования системы диагностического обеспечения безопасной эксплуатации скважин ОАО «Газпром» при освоении северных месторождений

Предлагаются подходы к формированию системы диагностического обеспечения безопасной эксплуатации скважин ОАО «Газпром» при освоении северных месторождений.

Сформирован подход к накоплению баз данных по техническому состоянию скважин с последующим их анализом и оценкой на основе системы сбора данных ССД «Инфотех».

Представлены анализы результатов по усредненным показателям качества сцепления колонны и цементного камня, цементного камня и породы в зависимости от исполнителей работ по цементированию скважины, от года завершения работ, от сезона (месяца) проведения работ.

Предложены для использования отечественные термометрические системы с применением волоконно-оптических технологий с точностью измерения температуры 0,1 °С.

Ключевые слова: диагностическое обеспечение, безопасная эксплуатация скважин, качество сцепления, цементирование скважины, цементный камень, порода, термометрическая система, северные месторождения, многолетнемерзлые породы, сеноманская газовая залежь, неокомовская газовая залежь, пластовое давление.

На протяжении последних трех лет в законодательстве произошли изменения, затрагивающие вопросы экспертизы промышленной безопасности (ЭПБ) опасных производственных объектов (ОПО).

Это касается, в частности, изменений в Федеральный закон № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», состоящих из нескольких этапов:

1. От 19.07.2011 – в основном уточнены и конкретизированы отдельные положения, понятия. Из нового, касающегося проведения процедуры ЭПБ, – документация на капитальный ремонт подлежит ЭПБ.

2. От 04.03.2013 – введено четыре класса опасности на ОПО, пункт по

капитальному ремонту исчез. Установлены условия, при которых проводится ЭПБ:

- до начала применения на опасном производственном объекте;
- по истечении срока службы или при превышении количества циклов нагрузки такого технического устройства, установленных его производителем;
- при отсутствии в технической документации данных о сроке службы такого технического устройства, если фактический срок его службы превышает 20 лет;
- после проведения работ, связанных с изменением конструкции, заменой материала несущих элементов такого технического устройства, либо

восстановительного ремонта после аварии или инцидента на опасном производственном объекте, в результате которых было повреждено такое техническое устройство.

3. От 02.07.2013 (ФЗ вступает в силу с 1 января 2014 г.), в котором следует выделить три важных момента:

3.1. Заведомо ложное заключение экспертизы промышленной безопасности – предусматривается уголовная ответственность эксперта.

3.2. Заключение ЭПБ представляется ее заказчиком в федеральный орган исполнительной власти в области промышленной безопасности или его территориальный орган, которые вносят в реестр заключений экспертизы промышленной безопасности это

заклучение в течение пяти рабочих дней со дня его поступления.

3.3. Эксперту в области промышленной безопасности запрещается участвовать в проведении экспертизы промышленной безопасности в отношении опасного производственного объекта, принадлежащего на праве собственности или ином законном основании организации, в трудовых отношениях с которой он состоит.

Второй важный документ – это Приказ № 101 от 12.03.2013 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Указанные нормы и правила носят обязательный характер и вступили в силу 19.10.2013, поэтому эксперты и заказчики при проведении ЭПБ должны руководствоваться данными правилами.

Все изменения законодательства в области проведения экспертизы промышленной безопасности касаются в т.ч. опасного производственного объекта и сложного инженерного сооружения – скважины, которая должна характеризоваться высокой эксплуатационной надежностью и обеспечивать охрану недр и экологическую безопасность. Надежность и безопасность скважины во многом определяется техническим состоянием обсадных колонн, цементного камня, устьевым и другим оборудованием, установленным на скважинах [1–8].

Если для технологического оборудования в процессе эксплуатации снижение давления является фактором увеличения эксплуатационной надежности, то снижение пластового давления в процессе эксплуатации скважин приводит к уплотнению пород и уменьшению мощности пластов-коллекторов, что, в свою очередь, может вызвать деформацию обсадной колонны в зоне забоя скважины.

Оценка динамики показателей качества крепи скважин, обсадных, эксплуатационных колонн, состояния цементного камня крепи в нефтегазовых скважинах является важнейшим параметром, определяющим техническое состояние скважин и безопасность их длительной эксплуатации [4–8].

Изучение отмеченных вопросов и проведение исследований технического состояния скважин является особо важным, что требует изучения опыта длительной эксплуатации скважин на месторождениях, расположенных в сложных горно-геологических, природных, климатических условиях, как в южных, так и в северных условиях, а также на акваториях.

При этом для обеспечения надежности сооружения-скважины выполняются прогнозные расчеты долговечности и остаточного ресурса газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин, изучаются механические повреждения обсадных колонн, крепи скважин, их коррозионный износ, а также определяется прогнозный период их надежной эксплуатации [7, 8].

Одним из важных вопросов является контроль качества цементирования скважин (КЦС), который заключается в исследовании состояния цементного кольца в заколонном пространстве скважины с целью определения степени изоляции продуктивных и водоносных пластов друг от друга и остальной части геологического разреза скважины, в т.ч. в случаях заколонных газопроявлений, которые особо опасны в случаях коррозионного воздействия флюидов на крепь, а также в северных условиях в многолетнемерзлых (ММП), низкотемпературных породах

при газопроявлениях из газогидратных пластов [9, 10].

С рядом опасностей, связанных с газопроявлениями из неглубоко залегающих газогидратных пород [9, 10], встретились на скважинах северных месторождений как на суше, так и на акваториях.

В настоящее время одним из основных геофизических методов контроля цементирования является акустический метод, основанный на возбуждении в скважине импульсов упругих колебаний и регистрации акустических волн, распространяющихся вдоль оси скважины по обсадной колонне, цементному кольцу и горным породам. Более широко также начинает использоваться термометрический метод исследований, показавший свою эффективность в северных условиях в низкотемпературном разрезе [10, 13]. Термометрический метод (ТМ) оценки качества цементирования скважин в интервалах ММП и низкотемпературных породах (НП) основан на контроле, расчете удельного тепловыделения $q_{цн}$ цемента при его гидратации на глубине в интервале i в заколонном пространстве. На рисунке 1 приводится пример оценки качества цементирования эксплуатационной колонны на скважине № 3011 Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) термометрическим методом.

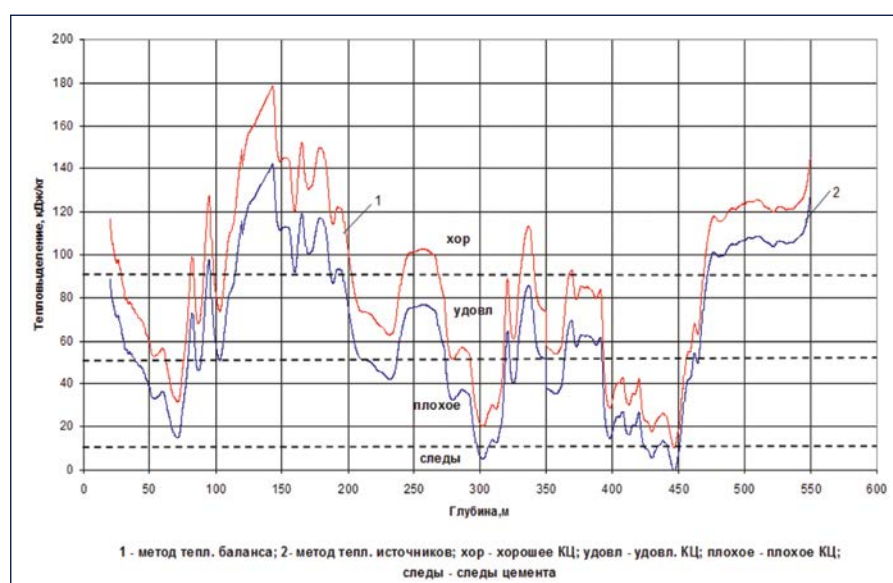


Рис. 1. Тепловыделение цемента при его гидратации и оценка компрессорных станций (КЦ) эксплуатационной колонны диаметром 168 мм на скв. № 3011 ЗНГКМ

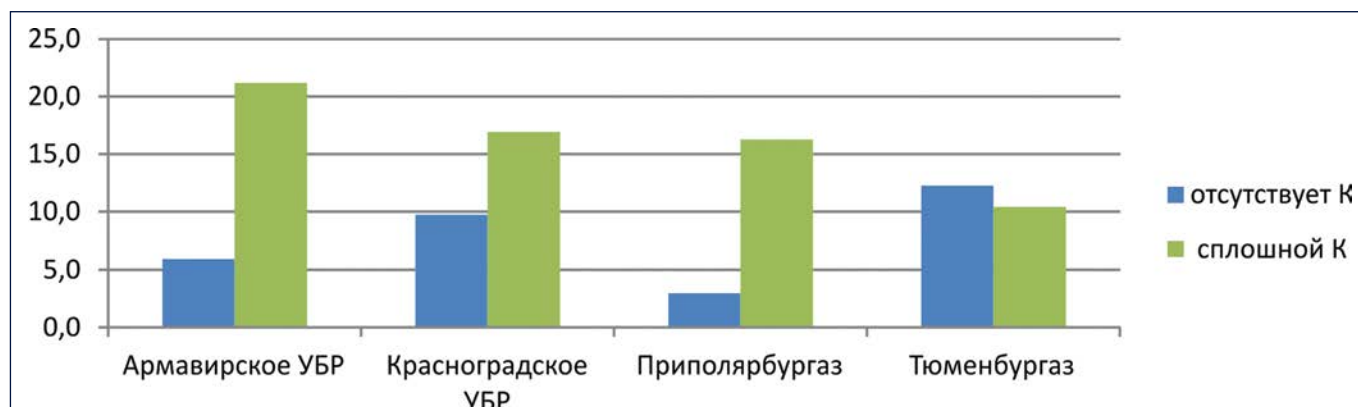


Рис. 2. Распределение контакта «цемент – порода» по исполнителям

Для анализа качества цементирования накоплен материал по многим нефтяным и газовым (Уренгойскому, Заполярному, Бованенковскому и др.) и нефтяным (Харьягинскому и др.) северным месторождениям, ниже приводятся материалы по использованию акустической цементометрии на примере скважин Уренгойского НГКМ. Сеноманские и неокомские залежи месторождений Большого Уренгоя, вступивших в стадию падающей добычи, остаются на ближайшую перспективу одними из основных источников остаточных ресурсов природного газа для ОАО «Газпром».

Сеноманская газовая залежь месторождений Большого Уренгоя введена в промышленную разработку в 1978 г. Накоплен опыт 35-летней эксплуатации скважин, а по Медвежьему месторождению опыт составляет 40 лет. За это время значительно понизилось пластовое давление в залежи Уренгойского месторождения (до 4 раз), наблюдается постоянный подъем газодояного контакта (ГВК), обводнение и разрушение призабойной зоны

пласта (ПЗП) с образованием песчаных пробок, что, несомненно, является фактором, ухудшающим техническое состояние скважин.

На рисунках 2–4 представлены анализы результатов по усредненным показателям качества сцепления колонны и цементного камня, цементного камня и породы в зависимости от исполнителей работ по цементированию скважины, от года завершения работ, от сезона (месяца) их проведения. На указанных скважинах были сделаны геофизические исследования скважин (ГИС) при геолого-технических мероприятиях (ГТМ) при извлеченных насосно-компрессорных трубах (НКТ). По результатам анализа сделаны следующие выводы:

1. Наилучшие показатели качества сцепления по колонне продемонстрированы Армавирским УБР (рис. 2).
2. Явная зависимость качества цементирования от года производства работ не выявлена (рис. 3).
3. Явная зависимость качества цементирования от сезона производства работ также не выявлена, наблюдается

незначительное превышение качества контакта с колонной в зимний период (рис. 4).

Для проведения более детального исследования качества контакта для анализа были использованы данные LAS-файлов с шагом сканирования 0,1 м с привязкой к глубине скважин. Ограничение количества скважин связано с трудоемкостью работы с версиями LAS-файлов, в которых отсутствовали столбцы по интерпретации качества контакта. Подсчет усредненных показателей в ручном режиме оказался достаточно трудоемким.

Анализируя статистику контакта цементного камня с эксплуатационной колонной, можно отметить следующие закономерности:

- по скважинам, эксплуатирующим сеноманскую залежь (рис. 5), отсутствие контакта преобладает в верхней части ствола скважины (0–750 м), что, очевидно, обусловлено изменением свойств цементного раствора при проведении цементирования в результате смешивания его с пластовым флюидом (вода, газ) в начале продавки.

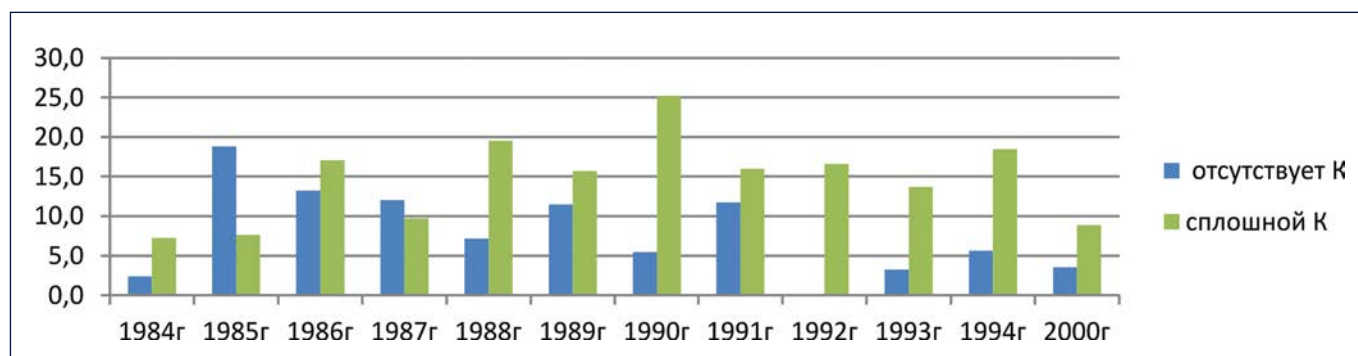


Рис. 3. Распределение контакта «цемент – порода» по годам цементирования

15-19
ИЮНЯ
2014

Москва, Россия



21-й Мировой нефтяной конгресс

РЕГИСТРАЦИЯ

открыта

Вы можете зарегистрироваться
сейчас на сайте www.21wpc.com

Забронировать выставочную площадь | Спонсорство

Национальные спонсоры



Платиновые спонсоры



ExxonMobil



ZARUBEZHNEFT

Официальное издание



Официальный партнёр



Золотые спонсоры



LUKOIL



Серебряные спонсоры



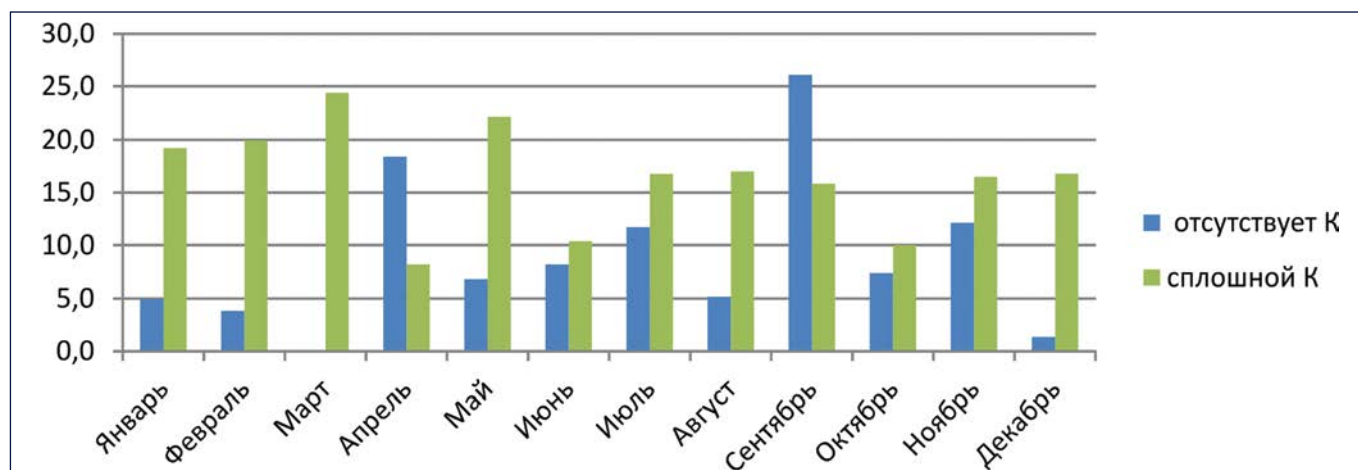


Рис. 4. Распределение контакта «цемент – порода» по сезону цементирования

В конце продавки цементный раствор менее подвержен влиянию пластовых флюидов в результате частичной кальматации пластов, что приводит к более качественному цементированию нижней части колонны (750–1410 м). По скважинам, пробуренным на эксплуатацию валанжинского яруса (рис. 6), отмечается такая же тенденция, как и в сеноманских скважинах: нижняя часть колонны (500–600 м) имеет более качественное цементирование. Выше можно выделить интервалы ухудшения качества цементирования, связанные с наличием водонапорных пластов (1400–2600 м). При разделении скважин на вертикальные (рис. 7) и наклонно-направленные (рис. 8) выделяется интервал ухудшения качества цементного камня 1100–1700 м. В данном интервале на качество цементации повлиял набор угла ствола скважины, что и повлекло незначительное ухудшение качества контакта. Отмечается резкий скачок отсутствия контакта цемента в интервале 0–100 м, связанный с недоподъемом цемента при цементировании или выходом на устье цемента, сильно смешанного с технологическими жидкостями и флюидами. Следует отметить, что во всех случаях отмечается преобладание частичного контакта цемента по всему стволу скважины. Исходя из технических особенностей акустического метода исследований, зазор между колонной и цементным камнем настолько мал,

что не позволяет происходить фильтрации флюидов по этим каналам, но позволяет частично пройти акустической волне.

При анализе цементирования с учетом наличия промысловых материалов экспертная организация оценивает контакт «колонна – цемент – порода» как удовлетворительный. Тем не менее проведенный анализ материалов показывает, что здесь необходимо дополнительное разделение на удовлетворительный и плохой контакты. Системный подход к формированию системы диагностического обеспечения безопасной эксплуатации скважин ОАО «Газпром» невозможен без накопленной базы данных по техническому состоянию скважин с последующим их анализом и оценкой [8].

Формирование экспертно-аналитической системы оценки технического состояния скважин может быть построено на базе системы сбора данных (ССД) «Инфотех». Информация, сосредоточенная в ССД «Инфотех», включая паспортные характеристики оборудования, диагностики, сведения о ремонте и реконструкции, о технологических режимах работы, сосредоточена в специализированных автоматизированных рабочих местах (АРМ). За последнее время по объектам добычи в ССД «Инфотех» проведены работы по модернизации и переработке АРМ-диагностики объектов добычи в соответствии с новыми функциональными требованиями. Разработаны и

утверждены новые отчетные формы по скважинам, изменены и доработаны существующие отчетные формы, проведено обновление информации в специализированных справочниках информационной системы технического состояния (ИСТС) «Инфотех» в соответствии с вновь введенными отраслевыми стандартами (СТО), сформирован классификатор выявленных дефектов по результатам ГИС и ЭПБ. Следует также отметить, что ОАО «Оргэнергогаз» накоплен значительный опыт по формированию банка данных внутритрубной диагностики.

Диагностическая организация в соответствии с утвержденным алгоритмом преобразовывает данные, записанные внутритрубными приборами, и результаты интерпретации (трубный журнал, дефектная ведомость, данные интерпретации по расчетам на прочность и остаточный ресурс, рекомендации по ремонтам), которые через систему удаленных терминалов попадают в структурированный раздел системы ССД «Инфотех».

Учитывая, что результаты геофизических исследований имеют единый унифицированный стандарт в формате LAS-файлов, появилась возможность накопления геофизической информации по техническому состоянию скважин в едином хранилище данных ССД «Инфотех» и последующей статистической обработки с целью выработки управленческих решений в бурении, эксплуатации и ремонте скважин.

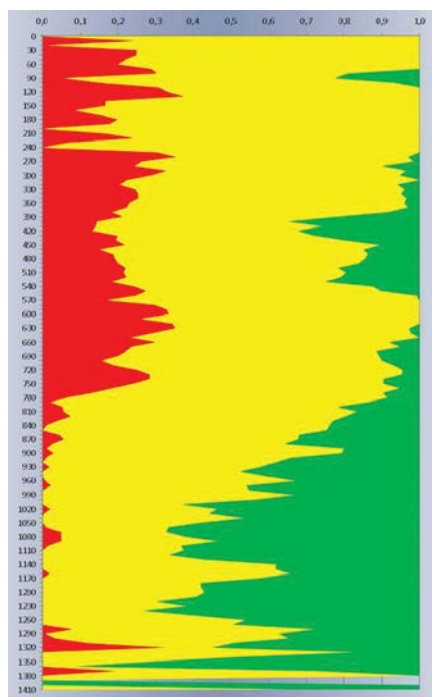


Рис. 5. Статистическое распределение контакта цементного камня с обсадной колонной на скважинах ООО «Газпром добыча Уренгой» сеноманского яруса

- отсутствие контакта
- частичный контакт
- сплошной контакт

При выработке рекомендаций по результатам ГИС, анализу выявленных нарушений заколонного пространства по результатам термометрии выявились разногласия по интерпретации между геофизическими службами и экспертами ОАО «Оргэнергогаз».

Например, по результатам ГИС выявлены дефекты – заколонное движение флюида. Экспертная группа связывает их с наличием в данном интервале продуктивной залежи (сеноман) или водонапорных пластов. По ГИС определен интервал движения пластового флюида за колонной, экспертная группа связывает изменение градиента с наличием в данном интервале ММП. В заключении ЭПБ данные дефекты не рассматриваются как нарушение и не влияют на техническое состояние и условия эксплуатации скважины.

Проведенные исследования качества цементирования скважин в низкотемпературных породах с использованием термометрического метода в комплексе с акустическим методом показали

повышение информативности при оценке качества цементирования скважин в НП и ММП, в т.ч. в интервалах залегания газогидратных пород [8]. Термометрия скважин позволяет также выявлять перетоки газа при выявлении негерметичности крепи и оценить качества крепи при использовании теплоизоляции на скважинах [10]. По результатам проведенных исследований ГИС разрезов выделяются мерзлые, талые, обводненные и газогидратные пласты.

Как показали проведенные исследования, метод термометрии при обнаружении малых перетоков газа по заколонному пространству требует использования высокоточной термометрии с погрешностью замеров температуры не более 0,1 °С, а проведение менее точных термометрических замеров показывает недостаточную их эффективность.

Перетоки газа в цементном кольце или на контакте «цемент – порода» иногда сложно определить по данным термометрии, которая проводится термометром, спускаемым внутри скважины. В особенности это сложно при малых перетоках при фильтрации газа в заколонных пространствах, в т.ч. и при использовании высокочувствительной термометрии (ВЧТ) с погрешностью замера температуры 0,1 °С. В этом случае используется нейтронный каротаж, который может показать наличие газа в заколонных пространствах, если имеются данные по фоновым показателям значений НГК до начала газопроявлений. При этом исследования НГК информативны при расстоянии перетока от геофизического прибора не более 0,4 м.

В последнее время на скважинах начинают использоваться отечественные термометрические системы с применением волоконно-оптических технологий (ООО «Седатэк») с точностью измерения температуры 0,1 °С. Опволоконный кабель спускается за наружными колоннами – направлением, кондуктором и другими колоннами, например, за эксплуатационной. В связи с тем что кабель располагается в цементном кольце в зоне перетока газа или вблизи зоны перетока, ког-

да перетоки происходят в цементном кольце за рядом расположенной колонной, термометрия позволяет отследить и малые перетоки газа в зоне конструкции скважины.

В настоящее время опволоконный кабель спускается за эксплуатационной колонной и другими колоннами – обсадными, что позволяет эффективно контролировать технологические режимы как при строительстве скважин, так и при их эксплуатации. При этом достигается значительная экономия средств при проведении геофизических термометрических исследований на скважинах, так как не требуется проведение специальных технологических и спуско-подъемных операций при размещении термометрического прибора в скважине.

На скважинах в зонах ММП термометрические исследования проводятся с использованием волоконно-оптической технологии (ВОТ) при мониторинге теплового взаимодействия скважины с ММП и НП при их строительстве и эксплуатации, при оценке качества цементирования и теплоизоляции скважины, процессов про-

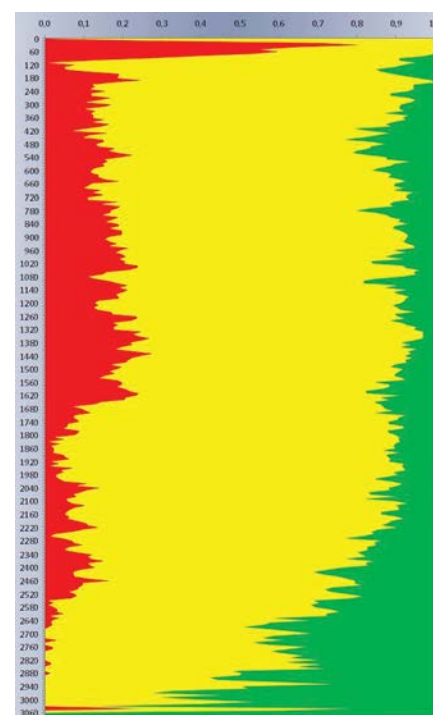


Рис. 6. Статистическое распределение контакта цементного камня с обсадной колонной на скважинах ООО «Газпром добыча Уренгой» валанжинского яруса

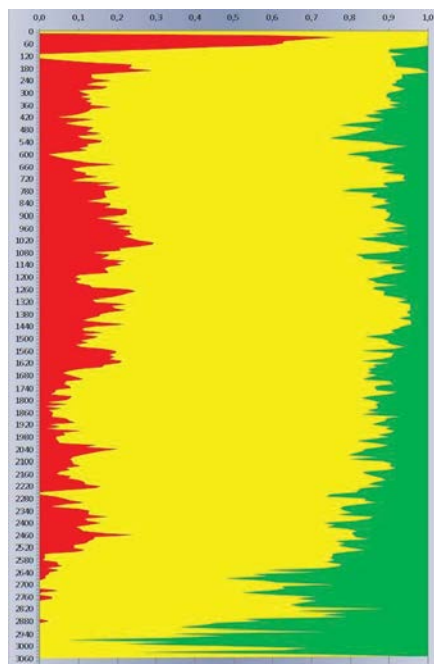


Рис. 7. Статистическое распределение контакта цементного камня с обсадной колонной на скважинах ООО «Газпром добыча Уренгой» валанжинского яруса по вертикальным скважинам

таивания-промерзания окружающих скважину пород, при доисследовании строения низкотемпературного разреза с выделением газогидратных пород [13].

Проведенные исследования скважин на Бованенковском НГКМ и других месторождениях в зонах ММП показали необходимость использования теплоизоляции конструкций эксплуатационных скважин для обеспечения их качественного крепления в ММП и НП и повышения герметичности крепи для предотвращения заколонных газопроявлений, в т.ч. из выявленных газогидратных пород.

В целях повышения достоверности результатов ЭПБ на скважинах необходима разработка нормативных доку-

ментов по оценке напряженного состояния крепи скважин в условиях ММП, рекомендаций по продлению срока безопасной эксплуатации скважин в условиях Севера и методики контроля технического состояния эксплуатационных скважин для различных месторождений и регионов, в которых ведет работу ОАО «Газпром».

ТАКИМ ОБРАЗОМ, МОЖНО СДЕЛАТЬ ВЫВОДЫ:

- при проведении технического диагностирования и ЭПБ скважин необходимо приоритетно руководствоваться документами федерального уровня;
- необходимо сформировать карту узких мест качества цементирования по интервалам глубин по результатам значений акустической цементометрии;
- целесообразно рассмотреть возможность накопления банка данных геофизических исследований с применением ССД «Инфотех»;
- для оперативной оценки технического состояния скважин в зонах ММП на северных месторождениях необходимо проводить специальные исследования с использованием метода «МОСК» с обработкой данных стандартного каротажа при строительстве скважин с определением глубинных геокриологических условий, влияющих на качество строительства скважин и надежность их дальнейшей эксплуатации;
- для повышения качества крепления эксплуатационных скважин в условиях Ямала необходимо использовать теплоизоляцию в конструкциях скважин;
- целесообразно оборудовать скважины, расположенные в зонах ММП, оптоволоконными системами мониторинга за тепловым взаимодействием

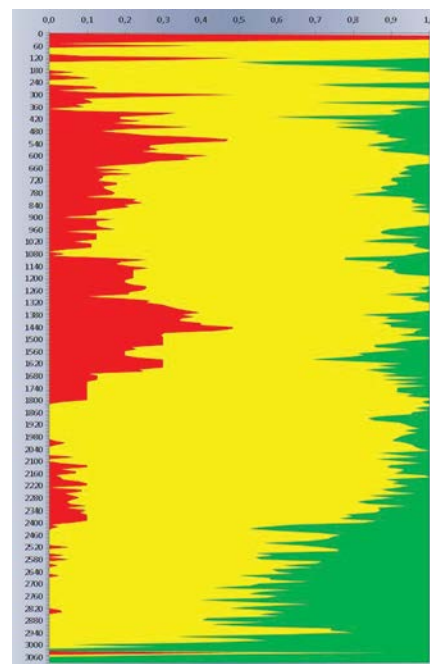


Рис. 8. Статистическое распределение контакта цементного камня с обсадной колонной на скважинах ООО «Газпром добыча Уренгой» валанжинского яруса по наклонно-направленным скважинам

скважин с ММП и НП при их строительстве и эксплуатации, для оценки качества цементирования и теплоизоляции скважин, процессов протаивания-промерзания окружающих скважину пород, в целях доисследования строения низкотемпературного разреза с выделением газогидратных пород;

- в целях повышения информативности ЭПБ скважин необходимо разработать ряд СТО «Рекомендации по контролю и оценке технического состояния скважин и повышению надежности их эксплуатации в зонах ММП в сложных горно-геологических условиях» для различных месторождений и регионов, в которых ведет работу ОАО «Газпром».

Литература:

1. Федеральный закон № 116-ФЗ от 21.07.1997 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
2. Закон РФ № 2395-1 от 21.02.1992 «О недрах».
3. РД 03-421-01 «Методические указания по проведению диагностирования технического состояния и определению остаточного срока службы сосудов и аппаратов». – М.: ГУП «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2002.
4. РД 00153761-203-99 «Технологический регламент по эксплуатации скважин с предельно допустимыми межколонными давлениями на месторождениях предприятия «Надымгазпром».
5. Методические указания по оценке герметичности скважин ПХГ, имеющих межколонные давления (утвержденные ОАО «Газпром» 04.11.1997).
6. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (Приказ № 101 от 12.03.2013 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности»).

7. СТО Газпром 2-3.2-346-2009 «Инструкция по расчету долговечности и остаточного ресурса скважин». – М.: ОАО «Газпром», ОАО «СевКавНИПИгаз», 2009. – 35 с.
8. Методика контроля технического состояния эксплуатационных скважин. – М.: ОАО «Газпром», ООО «ВНИИГАЗ». – 69 с.
9. Полозков А.В. Газопрооявления, выбросы газа на скважинах с небольших глубин в криолитозоне и низкотемпературных породах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2001. – № 9–10. – С. 19–21.
10. Полозков А.В., Астафьев Д.А., Истомин В.А., Полозков К.А. Выявление газогидратных зон в низкотемпературных породах при строительстве скважин и ожидаемые типы газогидратных залежей: Сб. науч. статей. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 78–86.
11. Р Газпром «Оценка качества цементирования обсадных колонн в криолитозоне и низкотемпературных породах по результатам термометрии». – М.: ОАО «Газпром», ООО «ВНИИГАЗ», 2006. – 53 с.
12. Полозков А.В., Гафтуняк П.И., Салихов З.С. и др. Оценка качества цементирования скважин в мерзлых и низкотемпературных породах по данным термометрии // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 8. – С. 47–51.
13. Полозков А.В., Полозков К.А., Карлов К.Р. и др. Термометрические исследования при освоении северных месторождений в условиях многолетне-мерзлых пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 11. – С. 22–24.

B.A. Yerehinskiy, Chief Technologist of the Department for Gas, Gas Condensate, Oil Production, Gazprom OJSC; **M.G. Zharikov**, Deputy Head of Deposit Development Division, Gazprom Dobycha Urengoy LLC, **R.R. Khalikov**, Deputy Director of Orgtekhdiagnostika Engineering and Technical Center, Orgenergogaz OJSC; **K.A. Polozkov**, Candidate of Technical Sciences, Advisor to Director General, Nordec Eurasia CJSC

Special aspects in developing of the diagnostic provision system for safe operation of wells by Gazprom OJSC at developing Northern deposits

The approaches are proposed to developing the diagnostic provision system for safe operation of wells by Gazprom OJSC when developing Northern deposits.

The approach was developed to accumulating the databases on the technical condition of wells with their subsequent analysis and estimation based on the DCS Infotek data collection system.

The analyses of results by averaged indicators of string and cement stone bonding, cement stone and rock bonding depending on the well cementing work performers, the work completion year, the work performance season (month) are provided.

The domestic thermometric systems based on the optic fiber technologies with the temperature measurement accuracy of 0.1 °C were proposed for implementation.

Keywords: diagnostic provision, safe operation of wells, bonding quality, well cementing, cement stone, rock, thermometer system, Northern deposits, permafrost rocks, Cenomanian gas deposit, Neocomian gas deposit, formation pressure.

References:

1. Federal Law 116-FZ «O promyshlennoi bezopasnosti opasnykh proizvodstvennykh ob'ektov» («On industrial safety of hazardous production facilities»), dated July 21, 1997.
2. Law of the Russian Federation No. 2395-1 «O nedrakh» («On Subsurface Resources»), dated February 21, 1992.
3. RD 03-421-01 «Metodicheskie ukazaniya po provedeniyu diagnostirovaniya tekhnicheskogo sostoyaniya i opredeleniyu ostatochnogo sroka sluzhby vosudov i apparatov» («Methodical Instructions for diagnostics of technical state and determination of the residual life of vessels and apparatuses»): – Moscow: SUE Scientific Technical Center for Industrial Safety of Gosortekhnadzor of Russia, 2002.
4. RD 00153761-203-99 «Tekhnologicheskiy reglament po ekspluatatsii skvazhin s predel'no dopustimymi mezhkolonnymi davleniyami na mestorozhdeniyakh predpriyatiya «Nadymgazprom» («Process Procedure for operation of wells with the maximum allowable interstring pressure at deposits of Nadymgazprom enterprise»).
5. Metodicheskie ukazaniya po otsenke germetichnosti skvazhin PHG, imeyutshikh mezhkolonnnye davleniya (Methodical instructions for estimation of leak tightness of UGSF wells with interstring pressure) (approved by Gazprom OJSC, November 04, 1997).
6. Pravila bezopasnosti v neftyanoy i gazovoy promyshlennosti (Safety rules in oil and gas industry (Order No. 101 «On approval of Federal Standards and Rules in industrial safety»), dated March 12, 2013).
7. СТО Газпром 2-3.2-346-2009 «Instruktsiya po raschetu dolgovechnosti i ostatochnogo resursa skvazhin» («Instructions for calculation of the well lifetime and residual life»). – Moscow: Gazprom OJSC, SevKavNIPIGaz OJSC, 2009. – 35 p.
8. Metodika kontrolya tekhnicheskogo sostoyaniya ekspluatatsionnykh skvazhin (Method for monitoring technical condition of producing wells). – Moscow: Gazprom OJSC, VNIIGAZ LLC – 69 p.
9. Polozkov A.V. Gazoproyavleniya, vybrosy gaza na skvazhinakh s nebol'shikh glubin v kriolitozone i nizkotemperaturnykh porodakh (Gas shows, gas blowouts at wells from shallow depth in cryolithic zone and low-temperature rocks) // Construction of onshore and offshore oil and gas wells. – 2001. – No. 9–10. – P. 19–21.
10. Polozkov A.V., Astafyev D.A., Istomin V.A., Polozkov K.A. Viyavlenie gazogidratnykh zon v nizkotemperaturnykh porodakh pri stroitel'stve skvazhin i ozhidaemye tipy gazogidratnykh zalezhei (Determination of gas-hydrate zones in low-temperature rocks when constructing wells and expected types of gas-hydrate deposits): Collection of scientific articles. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011. – P. 78–86.
11. R Gazprom «Otsenka kachestva tsementirovaniya obsadnykh kolonn v kriolitozone i nizkotemperaturnykh porodakh po rezul'tatam termometrii» («Estimation of casing string cementing quality in cryolithic zone and low-temperature rocks following the thermometric results»). – Moscow: Gazprom OJSC, VNIIGAZ LLC, 2006. – 53 pp.
12. Polozkov A.V., Gaftunyak P.I., Salikhov Z.S. and others. Otsenka kachestva tsementirovaniya skvazhin v merzlykh i nizkotemperaturnykh porodakh po dannym termometrii (Estimation of well cementing quality in frozen and low-temperature rocks according to the thermometric data) // Construction of onshore and offshore oil and gas wells. – 2007. – No. 8. – P. 47–51.
13. Polozkov A.V., Polozkov K.A., Karlov K.R. and others. Termometricheskie issledovaniya pri osvoenii severnykh mestorozhdeniy v usloviyakh mnogoletnemerzlykh porod (Thermometric study when developing Northern deposits in conditions of permafrost rocks) // Construction of onshore and offshore oil and gas wells. – 2011. – No. 11. – P. 22–24.