

**Опыт оценки текущего технического состояния и экспертизы
промышленной безопасности фонда скважин Инчукалнского ПХГ
Щербицкис И. Д.¹, Доронин А. В.², Пищухин М. А.³, Герасимов С. А.⁴,
Степанов Е. Г.⁵**

¹Щербицкис Иварс Дайнисович / SHCHerbickis Ivars Dajnisovich - руководитель эксплуатационного участка
АО «Латвияс Газе», г. Сигулда, Латвия;

²Доронин Алексей Викторович / Doronin Aleksej Viktorovich - начальник экспертно-аналитического отдела;

³Пищухин Михаил Алексеевич / Pishhuhin Mihail Alekseevich - заместитель начальника
управления комплексного исследования скважин;

⁴Герасимов Сергей Александрович / Gerasimov Sergej Aleksandrovich - ведущий инженер экспертно-аналитического
отдела;

⁵Степанов Евгений Георгиевич / Stepanov Evgenij Georgievich – начальник испытательной лаборатории
неразрушающего контроля,
ООО «Энергодиагностика» г. Москва

Аннотация: в статье авторы делятся опытом проведения экспертизы промышленной безопасности и оценки технического состояния фонда скважин Инчукалнского ПХГ.

Ключевые слова: промышленная безопасность, техническое состояние, техническое диагностирование, неразрушающий контроль, подземное хранилище газа, призабойная зона пласта, фонтанная арматура, колонная головка, оборудование устья скважины, эксплуатационная колонна, межколонное пространство, межколонное давление.

На Инчукалнском ПХГ, начиная с 2000 г., проводится постоянная оценка текущего технического состояния скважин методами неразрушающего контроля, в том числе геофизическими методами [1].

Объектами технического диагностирования выступали следующие основные элементы скважин: эксплуатационная колонна, межколонное пространство, призабойная зона пласта (ПЗП), приустьевой участок скважины (ПУС), фонтанная арматура, оборудование устья.

Выбор скважин для технического диагностирования осуществляется на основе их предварительной оценки с учетом продолжительности эксплуатации, конструктивных особенностей, геолого-технологических условий эксплуатации, ранее наблюдавшихся осложнений и отказов, проведенных ремонтных работ, рентабельности и других факторов.

Выделяются следующие основные критерии оценки технического состояния скважины:

- соответствие технологии строительства скважины проектной документации;
- отсутствие или наличие в допустимых пределах отклонений параметров геометрической формы обсадной колонны (эллипсность, износ, и др.);
- отсутствие сквозных нарушений (трещин и разрывов) обсадной колонны;
- герметичность насосно компрессорных труб (НКТ) и их резьбовых соединений;
- герметичность цементного кольца за обсадной колонной;
- отсутствие или наличие в допустимых пределах межколонных давлений (МКД);
- отсутствие межпластовых перетоков флюидов и техногенных скоплений газа;
- отсутствие на забое скважины песчано-глинистых пробок;
- отсутствие приустьевой воронки и загрязнения почвы в приустьевой зоне.

Оценка технического состояния подземной части скважин Инчукалнского ПХГ проводилась на основе исследований эксплуатационных колонн аппаратурой МИД, а также методами радиоактивного каротажа и высокоточной термометрии по выявлению межколонных перетоков газа и техногенных скоплений газа.

В 2007 г. экспертной организацией ООО «Энергодиагностика» были проанализированы результаты газодинамического каротажа и дефектоскопии эксплуатационных колонн, по результатам дефектоскопии выделены интервалы, лимитирующие несущую способность колонн, выполнены расчеты параметров их остаточной прочности, рассчитаны коэффициенты запаса прочности к эксплуатационным нагрузкам.

При проведении технической диагностики скважин Инчукалнского ПХГ было выявлено большое количество отклонений и несоответствий в приустьевом участке и оборудовании устья скважин, данные отклонения и несоответствия нет возможности корректно классифицировать, оценить количественно по отношению к сроку продления безопасной эксплуатации каждой конкретной скважины. Для решения данной задачи был применен метод экспертной балловой оценки.

Экспертной оценке в баллах подвергалась лишь ПУС и оборудование устья скважин. В балловом методе использовались показатели и шкала их оценки, представленные в таблице 1.

Таблица 1 - Показатели экспертной оценки состояния ПУС Инчукалнского ПХГ

Показатели	Баллы
Продолжительность эксплуатации (год ввода в эксплуатацию) - до 1963 г. включительно - до 1965 г. включительно - до 1967 г. включительно - после 1970 г.	12 10 8 6
Назначение скважины - эксплуатационная - наблюдательная - контрольная	12 10 5
Вид сварного соединения эксплуатационной колонны с устьевым оборудованием - стыковое - обварочное - угловое - вертикальный шов на колонне - нахлесточное	5 7 10 12 15
Качество сварного соединения эксплуатационной колонны с устьевым оборудованием - сварной шов соответствует правилам - соответствуют частично - выполнен с нарушением, не доступен контролю - сварной шов с дефектами	0 4 10 12
Тип устьевого оборудования - стандартная колонная головка - колонный фланец - стальные полукольца - остальные	0 5 10 12
Конструктивное исполнение фланцевого соединения - стандартное - стандартный фланец с картонным уплотнителем - стандартный фланец с наличием утечек газа - нестандартный фланец с картонным уплотнителем - остальные	0 4 5 6 8
Коэффициент запаса прочности эксплуатационной колонны на избыточное внутреннее давление - более 2,0 - от 1,51 до 2,0 - от 1,21 до 1,5 - от 1,15 до 1,20 - менее 1,15	0 1 3 10 12
Коэффициент запаса прочности эксплуатационной колонны на избыточное наружное давление - более 2,0 - от 1,41 до 2,0 - от 1,11 до 1,4 - от 1,0 до 1,1 - менее 1,0	0 1 3 10 12
Наличие межколонного давления между эксплуатационной и технической колоннами - отсутствует - от 0 до 0,7 МПа - от 0,71 до 1,5 МПа - от 1,51 до 2,5 МПа - 2,51 МПа и выше	0 2 4 6 12
Степень защищенности от коррозии ПУС - лакокрасочное покрытие без видимых повреждений - лакокрасочное покрытие с наличием повреждений - без защиты от коррозии - без защиты от коррозии со следами коррозии	0 4 5 7

Показатели	Баллы
Минимальная толщина эксплуатационной колонны при проведенном ультразвуковом контроле ПУС в сечении I-I	
- более 8,1 мм	0
- от 7,1 мм до 8,0 мм	1
- от 6,51 мм до 7 мм	2
- от 5,1 мм до 6,5 мм	3
- 5 мм и менее	8

Максимальное количество баллов назначалось дефектам наиболее тяжелым по возможным последствиям.

В качестве примера в таблице 2 приведены результаты по обследованным 10 скважинам, включая наблюдательные скважины, находящиеся в газовой зоне.

Набранное скважиной большее количество баллов указывает на более высокую предрасположенность к возникновению отказов оборудования и повышение вероятности перехода в аварийное состояние, что, в итоге, влияло на срок продления эксплуатации скважин и очередность проведения ремонтных работ. Исключение составляет скважина 1, срок продления которой был снижен с восьми до трех лет из-за выявленной негерметичности муфтового соединения 114 мм эксплуатационной колонны и обнаруженных перетоков флюидов в заколонном пространстве.

Таблица 2. Результаты обследованным по 10 скважинам Инчукалнского ПХГ

№ скважины категория	Коэффициент запаса прочности		Выявленные нарушения крепи	Состояние ПУС, баллы	Срок продления, лет	Очередность ремонтных работ
	на внутреннее давление (p ₂)	на наружное давление (p ₁)				
1 (набл.)	2,25	4,45	1. Негерметичность муфтового соединения колонны; 2. перетоки флюидов в заколонном пространстве	55	3	4
2	1,7	4,1		57	8	5
3 (набл.)	1,8	2,5	1. Перетоки флюидов в заколонном пространстве. 2. МКД 0,27 МПа; 3. Дебит постоянного притока газа в межколонное пространство 0,084 м ³ /сут.	59	3	3
4 (набл.)	3	5,05		50	10	10
5 (набл.)	2,0	3,4	1. МКД 0,054 МПа.	55	8	6
6 (набл.)	3,2	5,2		50	10	9
7	2,1	5,0	1. Перетоки флюидов в заколонном пространстве. 2. МКД 0,33 МПа; 3. Дебит постоянного притока газа в межколонное пространство 0,12 м ³ /сут.	62	3	2
8	2,1	4,6		50	8	8
9	2,4	4,25		53	8	7
10	2,0	4,2	1. Перетоки флюидов в заколонном пространстве. 2. МКД 2,4 МПа; 3. Дебит постоянного притока газа в межколонное	76	3	1

Проведение технической диагностики показало следующее:

- оборудование устья скважин, укомплектованное колонными головками и фонтанными арматурами, в целом по своей функциональной работоспособности и исправности соответствует требованиям нормативной и технической документации, назначению и условиям эксплуатации;
- в конструкции ряда газовых скважин отсутствуют колонные головки, фонтанные арматуры и насосно-компрессорные трубы;
- наличие нестандартного оборудования (роль колонной головки выполняют «полумесяцы» на сварке между технической и эксплуатационной колоннами; соединение выполнено с нарушением требований [2] - требует замены оборудования устья скважины в соответствии с ГОСТ Р 51365-99;
- в ряде скважин наблюдаются МКД и межпластовые перетоки газа, в связи с чем необходимо провести ремонтные работы по их ликвидации;
- наблюдается вынос песка вследствие разрушения ПЗП;
- с учетом максимальной погрешности приборов эксплуатационные колонны обследованных скважин удовлетворяют условиям прочности на избыточное внутреннее давление (нормативное значение $p_2 = 1,15$) и на избыточное наружное давление (нормативное значение $p_1 = 1,0$), что позволяет продолжать их эксплуатацию в прежнем режиме.

По итогам технической диагностики были выполнены следующие работы по устранению выявленных несоответствий и выполнению компенсирующих мероприятий:

- разработан план мероприятий по замене на скважинах двухходовых пробковых кранов на трехходовые;
- скважина № 10 выведена в капитальный ремонт для работ по ликвидации МКД, замене нестандартного оборудования на устье скважины;
- в скважине № 4 межколонное пространство оборудовано отводами и запорной арматурой для замера МКД, произведена замена нестандартного оборудования по обвязке технической и эксплуатационной колонны на колонную головку.

Следует отметить, что в настоящее время при оценке состояния скважин на ПХГ большинство показателей (интервалы цементирования обсадных колонн, заколонных скоплений газа, межпластовых перетоков флюидов, величины межколонных давлений и др.) учитываются лишь качественно. В дальнейшем экспертная оценка состояния скважины должна производиться по комплексному показателю, объединяющему показатели состояния обсадных колонн, качества цементирования колонн и разобщения пластов, состояния ПУС, ПЗП, продолжительности эксплуатации скважины, количества проведенных капитальных ремонтов и другие с применением аналитических методов по ГОСТ 24294-80 и экспертных методов по ГОСТ 23554.2-81. Коэффициент весомости каждого показателя должен определяться его местом в приоритетном ряду по степени влияния каждого на техническое состояние скважины.

Разработка шкалы комплексной оценки состояния скважины даст возможность эффективно проводить обследование скважин эксплуатационного фонда, что, в свою очередь, позволит оптимизировать параметры эксплуатации ПХГ, сроки и объемы проведения ремонтных работ, компенсирующих мероприятий.

Литература

1. Зайцева А. Ф., Башкин В. В., Ковалевская Е. В. «Современное состояние и результаты диагностики скважин Инчукалнского ПХГ» // Современные технологии при проектировании, создании и эксплуатации ПХГ: междунар. конф. «Подземное хранение газа: надежность и эффективность» (Москва, 11-13 октября 2006 г.). М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2006. Т. 2. 220-228 с.
2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». М.: ЗАО «НТЦ ПБ» 288 с.