

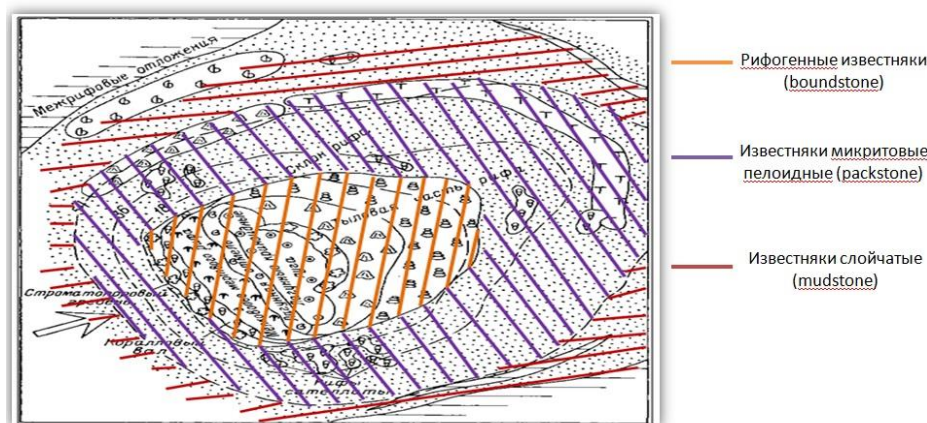


Рисунок 3 – Схема строения кораллового рифа

В предрифовой зоне образовывались микритовые пелоидные известняки (пакстоун). Формирование их осуществлялось в условиях полуизолированного мелководья на участках с умеренной гидродинамикой. Главные факторы образования – это приливно-отливные и волновые предзонные движения воды. В зарифовой зоне известняки (пакстоун) формировались в условиях спокойной гидродинамической обстановки ниже базиса действия волн, что позволяло выпадать в осадок и литифицироваться пелитоморфному карбонатному илу, который является основным породообразующим материалом.

Литература

1. Бойко Н.И. Об особенностях биогермного породообразования: Геохимия литогенеза: Материалы Российского совещания с международным участием. – Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2014. – С. 171 – 172.
2. Гудымович С.С., Рычкова И.В., Рябчикова Э.Д. Геологическое строение окрестностей г. Томска. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – С. 84.
3. Практическая стратиграфия / Под редакцией И.Ф. Никитина, А.И. Жамойды. – Л.: Недра, 1984. – С. 187 – 195.

АНАЛИЗ АВАРИЙНЫХ ОСТАНОВОК НА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Д.И. Борисов, Р.С. Быков

Научный руководитель доцент Н.В. Чухарева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Бесперебойная поставка природного газа может быть реализована в условиях безаварийной эксплуатации оборудования, в частности – компрессорных станций. Тем не менее, статистика любого газотранспортного предприятия свидетельствует об аварийных остановках, анализ которых, позволяет в дальнейшем планировать комплекс технических работ и ряд мероприятий, направленных на снижение вероятности данного рода событий. В связи с вышеизложенным, выбранная тема исследования по анализу аварийных остановок на компрессорных станциях Томской области актуальна.

Цель работы: установление групп причин аварийных остановок (АО) электрических газоперекачивающих агрегатов (ЭГПА), определение их весового вклада в общую статистику. Для реализации поставленной цели рассмотрим акты расследований АО электрических ГПА типа ЭГПА-4,0/8200-56/1.26-Р в период с 2001 по 2014 гг., эксплуатируемых на территории Томской области, принадлежащих ООО «Газпром трансгаз Томск». Нарботка ЭГПА за рассматриваемый период составила 882519 часов. При этом были зафиксированы 185 АО.

Все аварийные остановки ЭГПА были распределены, согласно методике [3], на 7 групп: 1) отказы в энергоснабжении; 2) отказы / сбои в работе электрооборудования; 3) отказы систем КИПиА; 4) механические повреждения; 5) несоблюдение правил техники эксплуатации (ПТЭ); 6) сбои в работе станционных систем; 7) отказы маслосистемы. Для статистической обработки полученных данных по АО было принято общее количество за 100% [1, 2, 4]. Исходя из рассчитанного, установлена следующая тенденция: 1) отказы в энергоснабжении составили 55,1 %; 2) отказы в работе системы КИПиА – 14,6 %; 3) сбои в работе электрооборудования – 13,5 %; 4) механические повреждения на компрессорных станциях, связанные с небалансом валов, вибрацией подшипников и других элементов – 10,8 %; 5) несоблюдение правил технической эксплуатации – 3,8 %; 6) неисправности по станционным системам – 1,6%; 7) неисправности по маслосистемам 0,5 % (рис. 1).

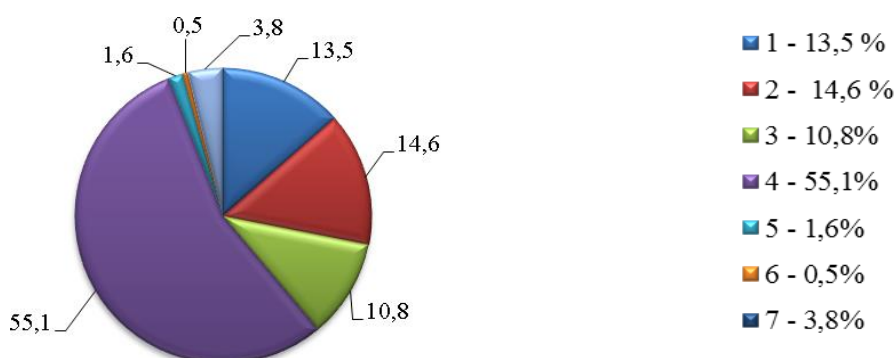


Рисунок 1 – Распределение аварийных остановок за период эксплуатации компрессорных станций с 2001 по 2014 гг.: 1 – отказы / сбои в работе электрооборудования; 2 – отказы в системе КИПиА; 3 – механические повреждения; 4 – отказы в энергоснабжении; 5 – сбои в работе стационарных систем; 6 – отказы маслосистемы; 7 – несоблюдение ПТЭ

Распределение динамики всех АО по годам приведено на рисунке 2, из которого следует, что с 2001 по 2003 гг. был зафиксирован стабильный рост АО с 4,3 до 14,1 % от общей динамики аварийности, который обусловлен ухудшением технического обслуживания ЭГПА в газотранспортной системе. Максимальные значения АО характерны в 2003, 2004 и 2005 гг. и составляют 10,3–15,7%. Полученные данные отражают отрицательное влияние на устойчивый режим эксплуатации в большей степени по причине увеличения сбоев в энергоснабжении.

Начиная с 2005 по 2007 гг. снижение количества АО было обусловлено тем, Предприятие приняло на работу новых специалистов по ремонту ЭГПА, требующих дополнительного времени для повышения соответствующего уровня квалификации. Временное увеличение аварийности в период с 2007 по 2010 гг. произошло из-за

увеличения количества скачков напряжения, вызывающих отключение ЭГПА защитой двигателя.



Рисунок 2 – Динамика аварийных остановок ЭГПА в зависимости от временных периодов эксплуатации

Согласно полученным данным, на Предприятии был проведен технико-экономический анализ АО, который позволил составить план предупреждения возникновения АО с учетом вышеуказанных факторов, что положительно отразилось на уменьшении количества АО с 2010 года. Вероятность событий данного рода снизилась.

Вывод. Проведенная на Предприятии оценка причин АО стала одним из важных этапов в управлении рисками на трубопроводном транспорте природного газа, о чем свидетельствуют комплексные результаты оценки причин АО и принятые на их основе управленческие решения (табл. 1).

Таблица 1

Результаты анализа аварийных остановок

Годы эксплуатации	Причины АО	Решение
2001–2003	Ухудшение технического обслуживания ЭГПА в газотранспортной системе	Оптимизация трудоемкости и затрат на техническое обслуживание
2003–2005	Увеличение сбоев в энергоснабжении	Развитие газотурбинных технологий для получения альтернативной электроэнергии на газотранспортном предприятии
2005–2007	Недостаточное количество специалистов в сфере обслуживания и ремонта ЭГПА	Принятие на работу новых специалистов по ремонту ЭГПА
2007–2010	Увеличение количества скачков напряжения, вызывающих отключение ЭГПА защитой двигателя.	Развитие газотурбинных технологий для получения альтернативной электроэнергии на газотранспортном предприятии
2010–2014	Отсутствие оптимального комплекса организационных и технологических мероприятий по обслуживанию и ремонту ЭГПА	Выработан комплекс мер, направленный на снижение вероятности данного рода событий

Литература

1. Идентификация неисправностей газоперекачивающих агрегатов по функциональным признакам /Семенов А.С. и др. // Нефть и газ. Новые технологии в системах транспорта: сб. науч. тр. ТюмГНГУ. – Тюмень, 2004. – С. 69 – 74.
2. Парфенов А.В., Чухарева Н.В., Громаков Е.И., Тихонова Т.В. Определение факторов аварийности газоперекачивающих агрегатов на примере эксплуатации компрессорных станций Западно-Сибирского региона // Нефтегазовое дело, 2013. – №. 3. – С. 374 – 385.
3. Чухарева Н.В., Рудаченко А.В., Ревазов А.М., Дмитриренко В.В. Динамика аварийности объектов магистральных трубопроводов, эксплуатируемых на территории Сибирского и Дальневосточного регионов // Управление качеством в нефтегазовом комплексе, 2012. – №. 2. – С. 35 – 38.
4. Чухарева Н.В., Тихонова Т.В., Миронов С.А. Прогнозирование аварийных ситуаций и повреждений магистральных газопроводов // Нефтегазовое дело, 2012. – №. 3. – С. 99 – 107.

**К ВОПРОСУ НИВЕЛИРОВАНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ НЕФТЕДОБЫЧИ КАК
ИНСТРУМЕНТА ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ**

В.Е. Бухарина

Научные руководители профессор Э.Г. Матюгина, доцент О.В. Пожарницкая
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Ориентация национальных экономик на использование традиционных энергоносителей способствует приобретению нефтедобывающей отрасли статуса стратегически значимой, обеспечивающей непрерывность функционирования производства (устойчивость хозяйствования в аспекте поддержания воспроизводственных процессов). В то же время рассматриваемая деятельность оказывает негативное воздействие на состояние окружающей среды, провоцируя возникновение экологических рисков и способствуя формированию соответствующей потребности, настоятельность удовлетворения которой в текущий период и на перспективу так же выступает критерием устойчивого развития (в аспекте качества среды обитания).

Таким образом, речь идет об уникальном положении нефтедобычи: с одной стороны, она играет значимую роль в экономике – около 20% ВВП, 25% объема инвестиций в основной капитал (данные приведены до падения цен на нефть) и т.д. [4]; с другой – наносит существенный экологический ущерб (например, только с морских буровых установок, стационарных платформ на шельфе и танкеров, перевозящих нефть, в море попадает более 1,6 млн. т в год [1]). Это обуславливает настоятельность экологизации производства, основанной на выявлении источников риска, классифицируемых по месту их возникновения, как внешние и внутренние с последующей детализацией последних: их «привязки» к конкретным стадиям и этапам производства (разведка, разработка месторождений, добыча и транспортировка нефти) и объекту воздействия (атмосфера, водные, земельные ресурсы, биоразнообразие). Кроме того, в зависимости от содержания реализуемые меры могут быть классифицированы как направленные на:

- устранение последствий хозяйствования;
- текущие (сопровождают производство);