Нормативные документы в сфере деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору



Серия 08

Документы по безопасности, надзорной и разрешительной деятельности в нефтяной и газовой промышленности

Выпуск 16

ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И РЕМОНТЕ СКВАЖИН В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

РД 08-254–98

2010

gost.e-ecolog.ru

Нормативные документы в сфере деятельности
Федеральной службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору

Серия 08
Документы по безопасности,
надзорной и разрешительной деятельности
в нефтяной и газовой промышленности

Выпуск 16

ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И РЕМОНТЕ СКВАЖИН В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

РД 08-254–98

Москва
ЗАО НТЦ ПБ
2010

ББК 33.36н
И72

Ответственные разработчики:
Е.А. Иванов, Ю.А. Дадонов, А.А. Шестаков, В.И. Ефименко, А.Б. Доценко, И.Е. Журавлев, Ю.Ф. Карабанов

И72 **Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности (РД 08-254–98). Серия 08. Выпуск 16** / Колл. авт. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2010. — 32 с.

ISBN 978-5-9687-0049-0.

Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности разработана специалистами Госгортехнадзора России Ю.А. Дадоновым, В.И. Ефименко, Ассоциации буровых подрядчиков Е.А. Чеблаковым, В.А. Глебовым, АО «Росшельф» А.Г. Шеломенцевым, И.М. Сидоренко, Т.И. Ильвовым.

В разработке Инструкции принимали участие ТОО «Коми-Куэст», ОАО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть», ЗАО «Оренбургбурнефть», АО «Прикаспийбурнефть», ООО «Компания Полярное Сияние», ОАО «Нефтяная компания «ЮКОС», ЗАО «Нобель Ойл».

ББК 33.36н

ISBN 978-5-9687-0049-0



© Оформление. Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2010

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения 4
2. Основные причины газонефтеводопроявлений и способы их раннего обнаружения. Стадии контроля скважины (линии защиты от открытого выброса) 6
2.1. Причины возникновения газонефтеводопроявлений 6
2.2. Причины возникновения открытых фонтанов 7
2.3. Раннее обнаружение газонефтеводопроявлений 8
2.4. Стадии контроля скважины (линии защиты от открытого выброса) 9
3. Организационные требования по предупреждению газонефтеводопроявлений 10
4. Технико-технологические требования по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов 15
5. Первоочередные действия производственного персонала при возникновении газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов 27

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

Утверждена
постановлением Госгортехнадзора
России от 31.12.98 № 80

ИНСТРУКЦИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И РЕМОНТЕ СКВАЖИН В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

РД 08-254–98

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящая Инструкция распространяется на предприятия и организации всех видов деятельности (производственная, проектная, научно-исследовательская, конструкторская и т.д.) и форм собственности, включая иностранные, действующие на территории Российской Федерации и осуществляющие разведку и разработку нефтяных и газовых месторождений.

1.2. Основными целями настоящей Инструкции являются предупреждение газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов, повышение безопасности и противоаварийной устойчивости объектов нефтегазодобывающей промышленности.

1.3. При выполнении работ, связанных с ликвидацией газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов, следует руководствоваться Инструкцией по организации и безопасному ведению работ при ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов на объектах нефтяной отрасли, утвержденной Госгортехнадзором России и Минтопэнерго России 22.06.95 г., и нормативными документами, регламентирующими выбор стандартных методов и порядок ликвидации газонефтеводопроявлений в конкретных ситуациях.

1.4. На основании требований настоящей Инструкции, других нормативных документов предприятия разрабатывают необходимую техническую документацию по обеспечению предупреждения возникновения газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов в конкретных условиях с учетом специфики проводимых работ.

1.5. Предприятия и организации должны разрабатывать и реализовывать систему оперативного производственного контроля по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов по всему циклу работ, связанных со строительством и эксплуатацией скважины.

1.6. В соответствии с Федеральным законом от 21.07.97 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» предприятия и организации нефтегазодобывающей промышленности обязаны заключать с профессиональными противофонтанными службами договоры на обслуживание или создавать (в случаях, предусмотренных законодательством) собственные профессиональные аварийно-спасательные службы (формирования).

Предприятия и организации могут создавать нештатные аварийно-спасательные формирования из числа своих работников.

1.7. Объем и номенклатура профессиональных услуг по профилактике газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов устанавливаются договором, заключенным между предприятием (организацией) и профессиональной противофонтанной службой (формированием).

1.8. Требования и положения настоящей Инструкции вступают в силу с момента введения ее в действие.

С вводом ее в действие Инструкция по организации и проведению профилактической работы по предупреждению возникновения открытого фонтанирования скважин на предприятиях нефтяной промышленности, утвержденная Госгортехнадзором России 22.06.95 г. и Минтопэнерго России 01.07.95 г., утрачивает силу*.

* Документ утратил силу также на основании приказа Минэнерго России от 15.02.01 № 52, которым утвержден новый документ с тем же названием. (*Примеч. изд.*)

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

2. ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И СПОСОБЫ ИХ РАННЕГО ОБНАРУЖЕНИЯ. СТАДИИ КОНТРОЛЯ СКВАЖИНЫ (ЛИНИИ ЗАЩИТЫ ОТ ОТКРЫТОГО ВЫБРОСА)

2.1. Причины возникновения газонефтеводопроявлений

2.1.1. Одним из основных условий возникновения газонефтеводопроявлений является поступление пластового флюида в ствол скважины вследствие превышения пластовым давлением забойного. Возможно возникновение газонефтеводопроявлений и при наличии достаточного противодавления на продуктивный пласт в результате поступления пластового флюида в ствол скважины в результате диффузионных или осмотических процессов, гравитационного замещения, контракционных эффектов, высокой скорости разбуривания газонасыщенных пород и т.п.

2.1.2. Возникновение и развитие газонефтеводопроявлений из-за неуравновешенности пластового давления гидростатическим давлением столба раствора в стволе скважины может явиться следствием:

ошибок в прогнозировании пластовых давлений или определении проектной плотности бурового раствора;

тектонических нарушений в районе буровых работ и вскрытия зон с аномально высоким пластовым давлением;

разбуривания несовместимых интервалов бурения (гидроразрыв, поглощение — снижение гидростатического давления столба бурового раствора на продуктивный горизонт);

ошибок в определении глубины залегания продуктивных отложений;

недостаточного оперативного контроля за текущими изменениями пластовых давлений вследствие законтурного заводнения и других факторов;

использования бурового раствора или жидкости глушения скважины с заниженной плотностью;

снижения гидростатического давления столба раствора из-за падения уровня в скважине в результате поглощения;

снижения гидростатического давления столба раствора из-за недолива скважины при подъеме колонны труб;

снижения плотности бурового раствора при его химической обработке;

снижения гидростатического давления столба раствора из-за перетоков, обусловленных разностью плотностей раствора в трубном и затрубном пространствах;

уменьшения забойного давления при установке жидкостных ванн с низкой плотностью раствора при ликвидации прихватов;

снижения забойного давления в результате проявления эффектов поршневания при подъеме бурильной колонны с сальником, завышенных скоростях подъема труб, росте структурно-механических и реологических параметров бурового раствора;

разгазирования раствора в призабойной части вследствие длительных простоев скважины без промывок;

разрушения обратных клапанов бурильных или обсадных колонн в процессе их спуска;

нарушения целостности обсадных или бурильных колонн при их спуске в скважину без заполнения их промывочной жидкостью;

некачественного крепления технических колонн, перекрывающих газонефтеводонасыщенные напорные горизонты.

2.2. Причины возникновения открытых фонтанов

2.2.1. Несоответствие конструкции скважины фактическим горно-геологическим условиям.

2.2.2. Несоответствие прочностных характеристик установленного противовыбросового оборудования фактическим давлениям, возникающим в процессе ликвидации газонефтеводопроявлений.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

2.2.3. Низкое качество монтажа противовыбросового оборудования, несоблюдение установленных условий его эксплуатации.

2.2.4. Отступления от проектной конструкции скважины, нарушение технических условий свинчивания обсадных труб (недопуск колонн до проектных отметок, негерметичность резьбовых соединений и т.п.).

2.2.5. Несоответствие размера плашек превентора диаметру спускаемых (поднимаемых) труб. Срыв плашек превентора при расхаживании колонны труб.

2.2.6. Недостаточная дегазация раствора при возникновении газонефтеводопроявлений.

2.2.7. Несвоевременность обнаружения возникновения газонефтеводопроявлений.

2.2.8. Снижение прочности обсадной колонны в результате ее износа при спуско-подъемных операциях.

2.2.9. Недостаточная обученность производственного персонала, несоответствие его квалификации характеру проводимых работ и принимаемых решений.

2.2.10. Низкая трудовая и производственная дисциплина.

2.2.11. Некачественное цементирование обсадных колонн.

2.2.12. Отсутствие в компоновке бурильной колонны шарового крана или обратного клапана.

2.3. Раннее обнаружение газонефтеводопроявлений

Признаки возникновения и развития газонефтеводопроявлений:

несоответствие количества закачиваемого в скважину и выходящего из нее бурового раствора, изменение уровня бурового раствора в приемных емкостях в процессе бурения;

увеличение объема (уровня) раствора в приемных емкостях при бурении или проведении спуско-подъемных операций;

повышение расхода (скорости) выходящего из скважины потока бурового раствора;

несоответствие объемов металла поднятых (спущенных) труб и доливаемой (вытесняемой) в скважину (из скважины) жидкости;

повышение газосодержания в промывочной жидкости;

снижение плотности бурового раствора;

поступление жидкости из скважины при неработающих насосах;

резкий рост механической скорости при неизменных параметрах режима бурения;

изменение давления на насосах при прочих равных условиях их работы;

увеличение вращающего момента на роторе;

снижение уровня столба раствора в скважине при технологических остановках или простоях.

2.4. Стадии контроля скважины (линии защиты от открытого выброса)

2.4.1. Рабочие проекты на строительство скважины, инструкции по видам работ, монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования, должностные обязанности производственного персонала, устанавливаемый порядок проведения штатных операций, планы работ, планы ликвидации аварий и другие нормативно-технические документы, связанные с возможностью газонефтеводопроявлений, должны включать четкие, надежные решения по их предупреждению и программы противодействия по всему спектру причин возможного возникновения газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов.

2.4.2. Разрабатываемые системы оперативного производственного контроля за состоянием профилактической работы по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов должны обеспечивать проверку надежности и эффективности мероприятий противодействия возможным причинам возникновения аварийных ситуаций, в том числе по использованию и регистрации прямых и косвенных признаков возникновения и развития газонефтеводопроявлений.

© Оформление ЗАО НТЦ ПБ, 2010

2.4.3. Контроль за скважиной должен включать три стадии (линии) защиты:

первая линия защиты — предотвращение притока пластового флюида в скважину за счет поддержания достаточного гидростатического давления столба жидкости;

вторая линия защиты — предотвращение поступления пластового флюида в скважину за счет использования гидростатического давления столба жидкости и противовыбросового оборудования;

третья линия защиты (защита от открытого выброса) — ликвидация газонефтеводопроявлений стандартными методами и обеспечение возможности возобновления первой линии защиты.

3. ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ

3.1. К работам на скважинах с возможным газонефтеводопроявлением допускаются бурильщики и специалисты, прошедшие подготовку по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлении» в специализированных учебных центрах (комбинатах), оснащенных специальными тренажерами и имеющих соответствующую лицензию Госгортехнадзора России*. Переподготовка этих кадров проводится через три года. При необходимости сроки переподготовки должны быть сокращены.

3.2. Программы подготовки бурильщиков и специалистов по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлении» должны включать разделы по изучению теории и обучению практическим действиям по использованию стандартных методов ликвидации газонефтеводопроявлений (способ двухстадийного глушения скважины, метод ожидания утяжеления

* Указами Президента Российской Федерации от 09.03.04 № 314 и от 20.05.04 № 649 функции Федерального горного и промышленного надзора России (Госгортехнадзора России) переданы Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзору). Ростехнадзор не выдает лицензии на деятельность, связанную с подготовкой рабочих и специалистов. (*Примеч. изд.*)

и др.). Программы обучения должны быть согласованы с органами Госгортехнадзора России.

3.3. Программы подготовки рабочих кадров в специализированных учебных центрах (комбинатах) должны включать обучение практическим действиям при появлении признаков газонефтеводопроявлений при бурении и ремонте скважин.

3.4. Производственные инструкции рабочих кадров, задействованных в бурении или ремонте нефтяных и газовых скважин, должны включать конкретные обязанности при возникновении газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов.

3.5. На каждую скважину с возможностью возникновения газонефтеводопроявлений или открытого фонтана должен быть составлен план ликвидации аварий, содержащий:

виды возможных аварий на данном объекте, мероприятия по спасению людей, ответственных за выполнение этих мероприятий, и конкретных исполнителей, места нахождения средств для спасения людей и ликвидации аварий;

распределение обязанностей между работниками, участвующими в ликвидации газонефтеводопроявлений;

список должностных лиц и учреждений, которые должны быть немедленно извещены об аварии;

списки инструментов, средств индивидуальной защиты, материалов, находящихся в установленных местах хранения, с указанием их количества и основных характеристик;

способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков;

режим работы вентиляции при возникновении газонефтеводопроявлений;

необходимость и последовательность выключения электроэнергии, остановки оборудования, аппаратов, перекрытия источников поступления вредных и пожароопасных веществ;

первоочередные действия производственного персонала при появлении признаков газонефтеводопроявлений, порядок проведения штатных операций по предупреждению развития аварии.

© Оформление ЗАО НТЦ ПБ, 2010

3.6. Ознакомление производственного персонала с планом ликвидации аварий должно быть оформлено документально в личных картах инструктажа под расписку. План ликвидации аварий должен быть вывешен на видном месте, доступном каждому работнику.

3.7. Планирование аварийной готовности объекта к возможному возникновению газонефтеводопроявлений следует проводить в соответствии с требованиями Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Объем и периодичность контроля за аварийной готовностью объекта к возникновению газонефтеводопроявлений устанавливаются системой оперативного производственного контроля, разработанного предприятием.

3.8. Перед вскрытием пласта или нескольких пластов с возможными флюидопроявлениями необходимо разработать мероприятия по предупреждению газонефтеводопроявлений и провести:

инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при появлении признаков газонефтеводопроявлений и предельно допустимым параметрам (давление опрессовки противовыбросового оборудования, скорость спуско-подъемных операций, порядок долива и т.п.);

проверку состояния буровой установки, противовыбросового оборудования, инструмента и приспособлений;

учебную тревогу. Дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием;

оценку готовности объекта к оперативному утяжелению бурового раствора, пополнению его запасов путем приготовления и доставки на буровую.

3.9. Для предупреждения газонефтеводопроявлений и обвалов стенок в процессе подъема колонны бурильных труб следует производить долив бурового раствора в скважину.

Режим долива должен обеспечивать поддержание уровня на устье скважины.

Свойства бурового раствора, доливаемого в скважину, должны соответствовать требованиям проекта.

3.10. Оборудование, специальные приспособления, инструменты, материалы, спецодежда, средства страховки и индивидуальной защиты, необходимые для ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов, должны находиться всегда в полной готовности на складах аварийного запаса предприятий или специализированных организаций (служб).

3.11. Перед началом проведения работ по ремонту скважины бригада должна быть ознакомлена с планом ликвидации аварий и планом работ, который должен содержать сведения по конструкции и состоянию скважины, пластовому давлению, внутрискважинному оборудованию, перечню планируемых операций, ожидаемым технологическим параметрам их проведения. С исполнителями работ должен быть проведен инструктаж по технике безопасности с соответствующим оформлением в журнале инструктажей.

3.12. Перед началом ремонтных работ скважина должна быть заглушена жидкостью необходимой плотности. Глушению подлежат все скважины с пластовым давлением выше гидростатического и скважины, в которых (согласно выполненным расчетам) сохраняются условия фонтанирования или газонефтеводопроявлений при пластовых давлениях ниже гидростатического. Исключение составляют скважины, где в соответствии с технологией работы проводятся без глушения по специальному плану с обвязкой устья превенторной установкой и лубрикатором.

Скважины, в продукции которых содержится сероводород, должны быть заглушены жидкостью, содержащей нейтрализатор сероводорода.

Проведение текущих и капитальных ремонтов скважин без их предварительного глушения допускается на месторождениях с горногеологическими условиями, исключающими возможность самопроизвольного поступления пластового флюида к устью скважины. Перечень таких месторождений (или их отдельных участков) согласовывается с территориальными органами Госгортехнадзора России.

3.13. Перед разборкой устьевой арматуры скважины давление в трубном и затрубном пространствах должно быть снижено до

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

атмосферного. Скважину, оборудованную забойным клапаном-отсекателем, в котором планом работ не предусмотрено проведение предварительного глушения, необходимо остановить, снизить давление до атмосферного и выдержать в течение не менее трех часов.

Разборка устьевой арматуры производится после визуально установленного прекращения выделения газа из скважины и проверки постоянства уровня жидкости в ней.

3.14. При проведении текущих и капитальных ремонтов устье скважины должно быть оборудовано превенторной установкой. Схема обвязки противовыбросового оборудования разрабатывается предприятием и согласовывается с территориальными органами Госгортехнадзора России. Один экземпляр схемы направляется в адрес профессиональной противофонтанной службы, обслуживающей данный объект. После установки противовыбросового оборудования скважина опрессовывается на максимально ожидаемое давление, но не выше давления опрессовки эксплуатационной колонны.

3.15. Для предотвращения и ликвидации возможных газонефтеводопроявлений блок долива устанавливается и обвязывается с устьем скважины с таким расчетом, чтобы обеспечивался самодолив скважины или принудительный долив с помощью насоса. Подъем труб из скважины проводится с доливом и поддержанием уровня на устье. Доливная емкость должна быть оборудована уровнемером и иметь градуировку.

Скважина должна быть обеспечена запасом жидкости соответствующей плотности в количестве не менее двух объемов скважины, находящимся на растворном узле или непосредственно на скважине.

В условиях континентального шельфа вместо двойного объема запаса жидкости допускается наличие на объекте материалов и технических средств, обеспечивающих приготовление необходимого объема раствора в установленные сроки.

3.16. Перед вскрытием горизонта с возможным газонефтеводопроявлением и при наличии во вскрываемом разрезе нефтегазо-

содержащих пластов на объекте вывешиваются предупреждающие надписи: «Внимание! В скважине вскрыт проявляющий пласт», «Недолив скважины приводит к выбросу!», «В контроле за скважиной перерывы недопустимы!» и др.

4. ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ

4.1. Выбор конструкции скважины должен производиться в соответствии с требованиями Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Конструкция скважины должна обеспечить условия безопасного ведения работ при ликвидации газонефтеводопроявлений, охрану недр и окружающей среды за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колонн и кольцевых пространств, изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

4.2. Выбор обсадных труб и расчет обсадных колонн на прочность проводятся с учетом максимальных ожидаемых избыточных наружных и внутренних давлений при полном замещении раствора пластовым флюидом или газожидкостной смесью, снижении уровня, а также осевых нагрузок на трубы и агрессивности флюида на стадиях строительства и эксплуатации скважины. Прочность технической колонны и установленного противовыбросового оборудования должна обеспечить:

герметизацию устья скважины в случаях газонефтеводопроявлений, выбросов и открытого фонтанирования с учетом дополнительного давления, необходимого для их ликвидации;

противостояние воздействию давления гидростатического столба бурового раствора максимальной плотности;

противостояние воздействию максимальных сминающих нагрузок в случаях открытого фонтанирования или поглощения с падением уровня бурового раствора, а также в интервале пород, склонных к текучести.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

4.3. Высота подъема тампонажного раствора над кровлей продуктивных горизонтов, а также устройством ступенчатого цементирования или узлом соединения верхних секций обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах должна составлять соответственно не менее 150 и 500 м.

4.4. При перекрытии кондуктором или технической колонной зон поглощения, пройденных без выхода циркуляции, допускается подъем тампонажных растворов до подошвы поглощающего пласта с последующим (после ожидания затвердения цемента) проведением встречного цементирования через межколонное пространство. Запрещается приступать к спуску технических и эксплуатационных колонн в скважину, осложненную поглощениями бурового раствора с одновременным флюидопроявлением, осыпями, обвалами, затяжками и посадками бурильной колонны, до ликвидации осложнений.

4.5. Конструкция устья скважины, колонных головок и герметизирующих устройств должна обеспечивать:

подвеску с расчетной натяжкой технических и эксплуатационных колонн с учетом компенсации температурных деформаций на всех стадиях работы скважины (колонны), а также подвеску колонны бурильных труб на противовыбросовом оборудовании;

контроль за возможными флюидопроявлениями за обсадными колоннами;

возможность аварийного глушения скважины;

герметичность межколонных пространств при строительстве и эксплуатации скважин;

испытание на герметичность обсадных колонн.

4.6. В процессе испытания колонн на герметичность способом опрессовки создаваемое внутреннее давление на трубы должно превышать не менее чем на 10 % возможное давление, возникающее при ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов, а также при опробовании и эксплуатации скважины. Колонна считается герметичной, если в течение 30 мин давление опрессовки снизилось не более чем на 5 кгс/см^2 (0,5 МПа).

4.7. Кондуктор и технические колонны вместе с установленным на них противовыбросовым оборудованием после разбуривания цементного стакана и выхода из под башмака на 1–3 м повторно опрессовываются с закачкой на забой воды в объеме, обеспечивающем ее нахождение на 10–20 м выше башмака.

Давление опрессовки определяется необходимостью обеспечения герметичности под башмаком колонны при закрытии устья скважины во время открытого фонтанирования.

Результаты опрессовки оформляются актом.

4.8. Плотность бурового раствора при вскрытии газонефтеводонасыщенных пластов должна определяться для горизонта с максимальным градиентом пластового давления в интервале совместимых условий.

4.9. Плотность бурового раствора в интервалах совместимых условий бурения должна определяться из расчета создания столбом бурового раствора гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое (поровое) давление на величину:

10–15 % — для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м), но не более 15 кгс/см^2 (1,5 МПа);

5–10 % — для скважин глубиной до 2500 м (интервалов от 1200 до 2500 м), но не более 25 кгс/см^2 (2,5 МПа);

4–7 % — для скважин глубиной более 2500 м (интервалов от 2500 м и до проектной глубины), но не более 35 кгс/см^2 (3,5 МПа).

4.10. Максимально допустимая репрессия (с учетом гидродинамических потерь) должна исключать возможность гидроразрыва или поглощения бурового раствора на любой глубине интервала совместимых условий бурения.

4.11. Не допускается отклонение плотности бурового раствора (освобожденного от газа), находящегося в циркуляции, более чем на 0,02 г/см^3 от установленной проектом величины.

4.12. Повышение плотности бурового раствора, находящегося в скважине, путем закачивания отдельных порций утяжеленного раствора запрещается.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

4.13. На кондуктор и техническую колонну, при бурении ниже которых возможны газонефтеводопроявления, а также на эксплуатационную колонну при проведении в ней работ со вскрытым продуктивным пластом устанавливается противовыбросовое оборудование. Обсадные колонны обвязываются между собой с помощью колонной головки. Инструкции по монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования и колонных головок разрабатываются предприятием в соответствии с рекомендациями (техническими условиями) заводов-изготовителей и утверждаются техническим руководителем предприятия.

Рабочее давление колонной головки, блока превенторов и манифольда должно быть не менее давления опрессовки обсадной колонны на герметичность, рассчитываемого на каждом этапе бурения скважины из условия полной замены в скважине бурового раствора пластовым флюидом или газожидкостной смесью и герметизации устья при открытом фонтанировании.

4.14. Выбор превенторной сборки, манифольда (линии дросселирования и глушения), гидроуправления превенторами, пульта управления дросселем, сепаратора или трапно-факельной установки осуществляется в зависимости от конкретных горно-геологических характеристик разреза для выполнения следующих технологических операций:

герметизации устья скважины при спущенных бурильных трубах и без них;

вымыва флюида из скважины по принятой технологии;

подвески колонны бурильных труб на плашках превентора после его закрытия;

срезания бурильной колонны;

контроля за состоянием скважины во время глушения;

расхаживания бурильной колонны для предотвращения ее прихвата;

спуска или подъема части или всей бурильной колонны при герметично закрытом устье.

4.15. Схема установки и обвязки противовыбросового оборудования разрабатывается буровым предприятием и согласовывается с заказчиком, территориальными органами Госгортехнадзора России, профессиональной противофонтанной службой (если это предусмотрено договором) и утверждается в установленном на предприятии порядке. Один экземпляр схемы направляется в адрес профессиональной противофонтанной службы, обслуживающей данный объект.

4.16. Манометры, устанавливаемые на блоках дросселирования и глушения, должны иметь верхний предел диапазона измерений, на 30 % превышающий давление совместной опрессовки обсадной колонны и противовыбросового оборудования.

Система нагнетания гидроаккумулятора должна включать устройство автоматического отключения насоса при достижении в ней номинального рабочего давления.

4.17. Для управления превенторами и гидравлическими задвижками устанавливаются основной и вспомогательный пульты.

Основной пульт управления — на расстоянии не менее 10 м от устья скважины в удобном и безопасном месте.

Вспомогательный — непосредственно возле пульта бурильщика. Он включается в режим оперативной готовности при вскрытии продуктивных и газонефтеводопроявляющих пластов.

4.18. Штурвалы для ручной фиксации плашек превенторов должны быть установлены в легкодоступном месте, иметь взрывобезопасное освещение и укрытие. На стенке укрытия должны быть нанесены стрелки направления вращения штурвалов, контрольные метки и количество оборотов, необходимое для закрытия превентора. На задвижке перед дросселем должна быть закреплена табличка с указанием допустимого давления для устья скважины, допустимого давления для самого слабого участка скважины и плотности раствора, по которой это давление определено.

4.19. При вскрытии коллекторов, насыщенных нефтью и газом, на буровой необходимо иметь два шаровых крана. Один устанав-

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

ливается между рабочей трубой и ее предохранительным переводником, другой является запасным.

При вскрытии газовых пластов с аномально высоким давлением, сероводородсодержащих пластов на буровой должно быть три крана. Один шаровой кран устанавливается между рабочей трубой и вертлюгом, второй — между рабочей трубой и ее предохранительным переводником, третий является запасным.

Все шаровые краны должны находиться в открытом состоянии.

Помимо шаровых кранов на буровой необходимо иметь два обратных клапана с приспособлением для установки их в открытом положении, один из которых является рабочим, а второй — резервным.

4.20. Превенторы вместе с крестовинами и коренными задвижками до установки на устье скважины опрессовываются водой на рабочее давление, указанное в паспорте. При кустовом способе бурения сроки опрессовки противовыбросового оборудования на рабочее давление определяются по согласованию с территориальными органами Госгортехнадзора России. После ремонта, связанного со сваркой и токарной обработкой корпуса, превенторы опрессовываются на пробное давление.

Превентор со срезающими плашками должен быть опрессован на стенде на рабочее давление при закрытых плашках, а работоспособность превентора проверена путем открытия и закрытия плашек.

Результаты опрессовки оформляются актом.

4.21. После монтажа превенторной установки или спуска очередной обсадной колонны, в том числе потайной, до разбуривания цементного стакана превенторная установка до концевых задвижек манифольдов высокого давления должна быть опрессована водой, азотом или воздухом на давление опрессовки обсадной колонны.

Выкидные линии после концевых задвижек опрессовываются водой на давление:

50 кгс/см^2 (5 МПа) — для противовыбросового оборудования, рассчитанного на давление до 210 кгс/см^2 (21 МПа);

100 кгс/см^2 (10 МПа) — для противовыбросового оборудования, рассчитанного на давление выше 210 кгс/см^2 (21 МПа).

Результаты опрессовки оформляются актом.

4.22. После монтажа и опрессовки превенторной установки совместно с обсадной колонной, опрессовки цементного кольца за обсадной колонной дальнейшее бурение скважины может быть продолжено после получения специального разрешения технического руководителя предприятия, выдаваемого в соответствии с порядком, согласованным с территориальными органами Госгортехнадзора России и противофонтанной службой (если это предусмотрено договором).

4.23. Плашечные превенторы должны периодически проверяться на закрытие и открытие. Периодичность проверки устанавливается буровым предприятием.

4.24. При замене вышедших из строя деталей превентора или одного из узлов превенторной сборки, смене плашек на устье превенторную установку подвергают дополнительной опрессовке на величину давления испытания колонны.

Результаты опрессовки оформляются актом.

4.25. Плашки превенторов, установленных на устье скважины, должны соответствовать диаметру применяемых бурильных труб.

Глухие плашки устанавливают в нижнем превенторе, когда в сборке отсутствует превентор со срезающими плашками.

4.26. При разноразмерном инструменте на мостках необходимо иметь специальную опрессованную бурильную трубу с переводником и шаровым краном, по диаметру и прочностной характеристике соответствующую верхней секции используемой бурильной колонны. Бурильная труба, переводник и шаровой кран окрашиваются в красный цвет.

4.27. При спуске обсадных колонн в скважины со вскрытыми высоконапорными пластами (аномальное пластовое давление) и несоответствии установленного универсального превентора ожи-

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

даемым устьевым давлениям плашки одного из превенторов заменяются на плашки, соответствующие диаметру спускаемой обсадной колонны, или на приемных мостках должна находиться специальная (стальная с соответствующими прочностными характеристиками) бурильная труба с переводником под обсадную трубу и шаровым краном в открытом положении, опрессованные на соответствующее давление.

4.28. Для беспрепятственного доступа обслуживающего персонала к установленному на устье противовыбросовому оборудованию под буровой должен быть сделан твердый настил.

4.29. Все схемы противовыбросовой обвязки устья скважины в верхней части должны включать фланцевую катушку и разъемные воронку и желоб для облегчения работ по ликвидации открытых фонтанов.

4.30. При строительстве скважин на континентальном шельфе с использованием плавучих буровых установок, полупогружных плавучих буровых установок, морских стационарных платформ и т.п.:

выкидные линии должны быть прочно прикреплены к элементам платформы, расстояние между опорами не должно превышать 4 м;

линии глушения и дросселирования могут быть выполнены с поворотами. Повороты следует выполнять с применением кованых угольников на резьбах, фланцах или тройников с буферными устройствами. Допускается применение армированных резиновых шлангов высокого давления, изготовленных в соответствии с прочностной характеристикой превенторной установки, рассчитанной на максимальное давление, ожидаемое на устье;

блок подводного противовыбросового оборудования должен быть испытан на рабочее давление. Непосредственно перед спуском после установки коллектора управления необходимо провести контрольную проверку на функционирование каждого узла подводного противовыбросового оборудования.

4.31. Блок подводного противовыбросового оборудования и его манифольд должны быть опрессованы на устье скважины с колонной головкой на рабочее давление с использованием опрессовочной пробки.

4.32. Испытание подводного противовыбросового оборудования на герметичность следует проводить:

после его монтажа на устье и спуска обсадных колонн — на рабочее давление подводно-устьевого оборудования;

перед вскрытием продуктивного горизонта — на ожидаемое устьевое давление.

Секции направляющей колонны после каждого соединения и отсоединения от блока превенторов опрессовываются на ожидаемое устьевое давление.

4.33. Бурение верхних интервалов скважин с подводным расположением устья производится с использованием дивертора с аварийными сбросовыми линиями.

4.34. Обвязка буровых насосов должна обеспечивать возможность приготовления, обработки и утяжеления бурового раствора с одновременной промывкой скважины.

Если горизонты с возможным газонефтеводопроявлением вскрываются при работе двух насосов, то необходимо предусмотреть возможность их одновременной работы из одной емкости. В обвязке между емкостями циркуляционной системы должны быть запорные устройства.

4.35. На буровой должна быть мерная емкость для контролируемого долива скважины, оборудованная уровнемером. Геометрия емкости и шкала ее градуировки должны обеспечивать возможность фиксации предельно допустимой разницы между объемами доливаемого раствора и металла поднятых труб.

4.36. Объемы вытесняемого из скважины при спуске бурильных труб и доливаемого раствора при их подъеме должны контролироваться и сопоставляться с объемом поднятого или спущенного металла бурильных труб.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

При разнице между объемом доливаемого бурового раствора и объемом металла поднятых труб более 0,5 м^3 подъем должен быть прекращен и приняты меры, предусмотренные инструкцией по действию вахты при газонефтеводопроявлениях.

4.37. Перед и после вскрытия пластов с аномально высоким давлением при возобновлении промывки скважины после спуско-подъемных операций, геофизических исследований, ремонтных работ и простоев начинать контроль плотности, вязкости, газосодержания бурового раствора следует сразу после восстановления циркуляции.

4.38. При вскрытии газоносных горизонтов и дальнейшем углублении скважины (до спуска очередной обсадной колонны) должен проводиться контроль бурового раствора на газонасыщенность.

Запрещается производить подъем бурильной колонны до выравнивания свойств бурового раствора по всему циклу циркуляции.

4.39. При бурении в продуктивном газовом пласте механическая скорость должна ограничиваться значениями, при которых обеспечивается полная дегазация бурового раствора.

4.40. Если объемное содержание газа в буровом растворе превышает 5 %, то должны приниматься меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора газом (работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и т.д.) и их устранению.

4.41. К подъему бурильной колонны из скважины, в которой произошло поглощение бурового раствора при наличии газонефтеводопроявления, разрешается приступить только после заполнения скважины до устья и отсутствии перелива в течение времени, достаточного для подъема и спуска бурильной колонны.

4.42. Бурение скважин с частичным или полным поглощением бурового раствора (воды) и возможным флюидопроявлением проводится по специальному плану, который согласовывается с проектировщиком и заказчиком.

4.43. При установке ванн (нефтяной, водяной, кислотной) гидростатическое давление столба бурового раствора и жидкости

ванны должно превышать пластовое давление. При вероятности или необходимости снижения гидростатического давления ниже пластового работы по расхаживанию бурильной колонны следует проводить с герметизированным затрубным пространством и с установленным в бурильных трубах шаровым краном, с разработкой и осуществлением мер безопасности.

4.44. Подъем бурильной колонны при наличии сифона или поршневания запрещается. При их появлении подъем следует прекратить, провести промывку с вращением и расхаживанием колонны бурильных труб.

При невозможности устранить сифон (зашламованность турбобура, долота, другие причины) подъем труб следует проводить на скоростях, при которых обеспечивается равенство извлекаемого и доливаемого объемов раствора.

При невозможности устранить поршневание (наличие сальника на компоновке низа бурильной колонны или сужение ствола скважины) необходимо подъем производить с промывкой, вращением труб ротором и выбросом труб на мостки через шурф.

4.45. Работы по освоению и испытанию скважин могут быть начаты при обеспечении следующих условий:

высота подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной и качество сформировавшейся крепи отвечают проекту и требованиям охраны недр;

эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой, герметична при максимально ожидаемом давлении на устье скважины;

устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии с утвержденной схемой.

4.46. Устье скважины перед перфорацией эксплуатационной колонны должно быть оборудовано превенторной установкой по утвержденной схеме, а скважина заполнена буровым раствором плотностью, отвечающей требованиям п. 4.9 настоящей Инструкции.

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

4.47. Во время перфорации производителем работ должно быть установлено наблюдение за уровнем жидкости на устье скважины. Его снижение не допускается.

4.48. Фонтанная арматура до установки на устье скважины должна быть опрессована на величину пробного давления, а после установки — на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны.

4.49. Комплекс работ по освоению скважины должен предусматривать меры, обеспечивающие:

предупреждение прорыва пластовой воды и газа из газовой «шапки»;

предотвращение неконтролируемых газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов;

охрану недр и окружающей среды.

4.50. Приток флюида из пласта вызывается путем создания регламентируемых депрессий за счет:

замены бурового раствора на раствор меньшей плотности, техническую воду или дегазированную нефть. При этом разница в плотностях последовательно заменяемых жидкостей не должна быть более 0,50–0,60 г/см^3; при большей разнице плотностей должны быть ограничены темпы снижения противодавления на пласт;

использования пенных систем.

4.51. Снижение уровня жидкости в эксплуатационной колонне посредством свабирования, использования скважинных насосов, нагнетанием инертного газа или природного газа от соседней скважины производится в соответствии с инструкциями по безопасному ведению работ, разработанными предприятием. Использование воздуха для снижения уровня жидкости запрещается. При свабировании устье скважины дополнительно оборудуется лубрикатором.

4.52. Глубинные измерения в скважинах с избыточным давлением на устье допускаются только с применением лубрикаторов, параметры которых должны соответствовать условиям работы скважины. Лубрикатор опрессовывается на давление опрессовки эксплуатационной колонны.

4.53. Для каждой скважины, подлежащей освоению, составляется план с учетом технологических регламентов на эти работы и назначением ответственных лиц за их выполнение. План утверждается техническим руководителем бурового предприятия и согласовывается с заказчиком.

5. ПЕРВООЧЕРЕДНЫЕ ДЕЙСТВИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ПЕРСОНАЛА ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ

5.1. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину (перелив бурового раствора, увеличение его объема в емкостях, несоответствие расчетного и фактического объемов доливаемого (вытесняемого) раствора при СПО) подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий. Перед герметизацией канала бурильных труб должны быть сняты показания манометров на стояке и затрубном пространстве.

5.2. После закрытия превенторов при газонефтеводопроявлениях необходимо установить наблюдение за возможным возникновением грифонов вокруг скважины.

5.3. Ликвидация газонефтеводопроявлений производится с использованием стандартных методов (с учетом фактических условий) под руководством ответственного лица, имеющего необходимую квалификацию.

5.4. Первоочередные действия производственного персонала при возникновении открытого фонтана:

остановить двигатели внутреннего сгорания;

отключить силовые и осветительные линии электропитания;

отключить электроэнергию в загазованной зоне;

потушить технические и бытовые топки, находящиеся вблизи скважины;

© Оформление. ЗАО НТЦ ПБ, 2010

прекратить в газоопасной зоне все огневые работы, курение, а также другие действия, способные вызвать искрообразование;

обесточить все производственные объекты (трансформаторные будки, станки-качалки, газораспределительные пункты и т.д.), которые могут оказаться в газоопасной зоне;

оповестить руководство предприятия, противофонтанной службы и пожарной охраны о возникновении открытого фонтана;

прекратить движение на прилегающих к скважине подъездных дорогах к территории, установить предупреждающие знаки и посты охраны;

прекратить все работы в опасной зоне и немедленно удалиться за ее пределы;

при возможном перемещении загазованности на другие объекты или населенные пункты принять меры по своевременному оповещению работников и населения.

5.5. При возникновении открытого фонтана на объектах континентального шельфа (морских стационарных платформах, плавучих буровых установках и т.п.) персонал обязан:

оповестить руководство предприятия и соответствующие службы;

запустить аварийный источник электроэнергии (аварийный дизель-генератор) для привода в действие основных пожарных насосов в целях создания водяного орошения вышки, аварийного устья и приустьевой зоны, а также орошения струй фонтана и создания водяных завес между жилым блоком и скважиной, другими бурящимися и добывающими скважинами, у коллективных спасательных средств и у привода гидросистемы передвижения портала;

определить загазованность помещений жилого и технологического блоков, путей эвакуации и в постах установки коллективных спасательных средств;

подготовить коллективные спасательные средства и индивидуальные средства защиты к эвакуации персонала.

По вопросам приобретения
нормативно-технической документации
обращаться по тел./факсам:
(495) 620-47-53, 984-23-56, 984-23-57, 984-23-58, 984-23-59
E-mail: gost.e-ecolog.ru

Подписано в печать 01.10.2010. Формат 60×84 1/16.
Гарнитура Times. Бумага офсетная.
Печать офсетная. Объем 0,0 печ. л.
Заказ № 468.
Тираж 80 экз.

Закрытое акционерное общество
«Научно-технический центр исследований
проблем промышленной безопасности»
105082, г. Москва, Переведеновский пер., д. 13, стр. 21

gost.e-ecolog.ru

Отпечатано в ООО «Полимедиа»
105082, г. Москва, Переведеновский пер., д. 18, стр. 1