



КонсультантПлюс

Требования технологической безопасности при производстве буровых работ

Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534
"Об утверждении федеральных норм и правил
в области промышленной безопасности
"Правила безопасности в нефтяной и газовой
промышленности"
(Зарегистрировано в Минюсте России
29.12.2020 N 61888)

Документ предоставлен **КонсультантПлюс**

www.consultant.ru

Дата сохранения: 27.11.2021

ХII. Требования безопасности при производстве буровых работ

210. Скважины, указанные в [пункте 2](#) настоящих Правил, должны закладываться за пределами границ зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения, охранных зон ЛЭП, магистральных нефтегазопроводов, водозаборных, других промышленных и гражданских объектов.

211. Основным документом на производство буровых работ является рабочий проект, разработанный пользователем недр и утвержденный в соответствии с требованиями [раздела XIV](#) настоящих Правил, других нормативных правовых актов, регламентирующих порядок проектирования.

212. Пуск в работу буровой установки, вспомогательных сооружений и технических устройств на участке ведения буровых работ производится после завершения и проверки качества вышekomонтажных работ, опробования технических устройств, при наличии укомплектованной буровой бригады и положительных результатов испытаний и проверок, указанных в [пункте 313](#) настоящих Правил.

213. Копия акта о пуске в работу буровой установки направляется в территориальный орган Ростехнадзора для сведения в срок, не превышающий 3 рабочих дня с момента пуска буровой установки в работу.

214. При выполнении специальных работ силами буровой бригады (например, передвижка буровой установки, монтаж мобильных буровых установок, ремонтные работы повышенной сложности) рабочие бригады должны пройти дополнительное обучение и получить допуски к самостоятельной работе по основной и совмещаемой профессиям.

215. На всех этапах производства буровых работ (в том числе выполняемых подрядчиками, субподрядчиками) должно быть обеспечено наличие и функционирование необходимых приборов и систем контроля за производственным процессом в соответствии с требованиями рабочего проекта.

216. Контроль за ходом производства буровых работ, качеством выполнения этих работ, технологических процессов и операций, качеством используемых материалов и технических средств, соблюдением безопасных условий труда должен осуществляться пользователем недр (заказчиком), организацией, осуществляющей производство буровых работ, и другими субъектами хозяйственной деятельности, уполномоченными пользователем недр.

217. Производство буровых работ в специфических условиях (в ММП; на месторождениях с содержанием в нефти (газе) более 6% (объемных) сернистого водорода; с кустовых площадок; ОПО МНГК; для добычи метана из угольных пластов) должно проводиться с применением дополнительных мер безопасности, установленных [разделами XXVII, XLVII, XXVIII, XXIX](#) настоящих Правил.

ХIII. Проведение буровых работ и ремонт скважин на ОПО МНГК

Организационно-технические требования

218. Бурение нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин осуществляется в соответствии с документацией на производство буровых работ (рабочим проектом), один экземпляр которой (или ее электронная версия) должен быть на месте выполнения работ.

219. Общее руководство буровыми работами возлагается на начальника ОПО МНГК, а на период его отсутствия - на лицо, исполняющее его обязанности.

220. Швартовка судов к ПБУ допускается только при благоприятных метеоусловиях в специально отведенном месте с разрешения капитана ПБУ. Не допускается швартовка судов, прием и передача грузов в период постановки ПБУ на точку бурения.

221. До наступления периода льдообразования и дрейфа ледовых полей, опасных для эксплуатации ПБУ, эксплуатирующая организация своевременно выводит ПБУ из опасного района.

222. При усилении волнения моря и ветра, когда перемещения ПБУ над точкой бурения выходят за допустимые пределы, установленные в эксплуатационной документации, а также в случае появления дрейфующих ледяных полей бурение прекращается и производится расстыковка бурового райзера от устья для ухода ПБУ на безопасное расстояние. При этом выполняются мероприятия, обеспечивающие повторный ввод бурильного инструмента в скважину при возврате ПБУ на точку производства работ. Работы по бурению скважины продолжаются только после проверки герметичности нижнего соединительного узла райзера с блоком ППВО и соединений выкидных линий (глушения и дросселирования).

223. На весь цикл бурения скважины необходимо иметь собранный и установленный на подсвечнике инструмент для подвешивания бурильной колонны в подводном устьевом или ПВО на случай отсоединения соединительного узла райзера от блока ППВО.

224. На весь период использования ППВО (после монтажа и до демонтажа) необходимо обеспечить работоспособность не менее двух гидравлических линий управления ППВО.

225. Порядок действий по экстренному снятию ПБУ с точки бурения (аварийному отсоединению от устья скважины) при неблагоприятных гидрометеорологических условиях, в случае образования грифона под ПБУ и возникновения связанной с этим опасности и при других условиях, представляющих угрозу безопасности ПБУ, должен быть определен в ПЛА.

226. На ПБУ ведется постоянный учет веса и размещения материалов, топлива, воды и других грузов.

227. На ПБУ с динамической системой позиционирования и (или) с якорной системой удержания постоянно регистрируются и контролируются:

скорость и направление ветра;

параметры бортовой, килевой и вертикальной качки;

рыскание (повороты вокруг вертикальной оси);

горизонтальное смещение;

осадка судна;

угол наклона бурового райзера;

высота волны;

скорость течения.

228. При бурении и выполнении других технологических операций оператор системы позиционирования ПБУ постоянно контролирует положение ПБУ над скважиной, горизонтальные перемещения ПБУ и угол наклона бурового райзера.

229. Допускается производство буровых работ при гидрометеорологических условиях, соответствующих руководству по эксплуатации ПБУ.

230. Разрешение на выполнение отдельных технологических операций и применение ограничений эксплуатации бурового оборудования, а также указания о прекращении бурения и отсоединении бурового райзера по гидрометеорологическим условиям выдаются начальником ПБУ.

231. При прямых признаках ГНВП необходимо герметизировать устье скважины согласно ПЛА и принять меры по глушению скважины:

- начальник ПБУ сообщает о случившемся руководству эксплуатирующей организации;

- на ПБУ организуется наблюдение за возможным образованием грифонов;

- в случае возникновения грифонов в районе расположения ПБУ и создания угрозы для ПБУ начальник ПБУ совместно с капитаном срочно принимают меры для отхода ПБУ с точки производства работ.

Всеми работами по герметизации и отсоединению от устья скважины руководит начальник ПБУ.

232. Всеми работами по герметизации и отсоединению от устья скважины руководит начальник ПБУ.

233. При необходимости ухода от подводного устья скважины, когда скважиной вскрыты пласты с аномально высоким пластовым давлением или продуктивные горизонты, герметизация устья скважины проводится при нахождении бурильного инструмента в башмаке последней обсадной колонны.

234. Перед началом бурения пилотного ствола скважины (для определения возможного наличия газа в верхних интервалах геологического разреза) на МСП, ПБУ и МЭ, с которых выполняется бурение, приготавливается раствор глушения для ликвидации возможного газопроявления неглубоко залегающего (приповерхностного) газа и подготавливаются мероприятия по обеспечению безопасности и оперативного реагирования для предотвращения

потери контроля над скважиной. Контроль над устьем осуществляется с помощью телекамеры.

235. В процессе бурения пилотного ствола обеспечивается наблюдение за поверхностью акватории вокруг МСП, ПБУ и МЭ.

236. Буровая установка оборудуется системой верхнего привода (верхним силовым приводом).

237. Буровой комплекс оборудуется не менее чем двумя стояками манифольдов буровых насосов.

238. Трубы со стеллажей подаются на приемный мост с помощью кранов или автоматизированных систем, установленных на ОПО МНГК. Скатывание труб со стеллажей на приемный мост не допускается.

239. В случае неблагоприятных гидрометеорологических условий начальник бурового комплекса принимает решение о прекращении или приостановке спуско-подъемных операций.

240. Выбуренная порода и отработанные промывочные жидкости утилизируются.

241. При применении порошкообразных материалов (глинопорошок, цемент, химреагенты) устанавливается герметичное оборудование с устройством для пневмотранспорта.

242. Цементирование колонны в скважине проводится цементировочным оборудованием, расположенным на МСП, ПБУ, МЭ и ПТК или специализированном судне.

243. Места установки запорной арматуры на трубопроводах пневмотранспортной системы, расположенных на высоте, оборудуются площадками обслуживания с перильными ограждениями и трапами (лестницами).

244. Танки хранения и разгрузочные танки (разгрузители) оборудуются быстрооткрывающимися люками-лазами.

245. Крышка люка-лаза оснащается уплотнением и фиксирующим устройством в открытом положении.

246. Все трубопроводы маркируются по типу транспортируемого агента с указанием направления его движения.

247. На трубопроводах пневмотранспортной системы в местах возможных отложений порошкообразного материала и образования пробок устанавливаются продувочные клапаны с подводом сжатого воздуха.

248. Вывод отработанного воздуха от циклонов осуществляется с одной из противоположных сторон ОПО МНГК в зависимости от направления ветра.

Формирование подводного устья скважины

249. Формирование подводного устья скважины проводится по плану безопасного ведения

работ, утвержденному эксплуатирующей организацией. План учитывает состояние дна моря, тип и способ спуска и установки опорной плиты (при наличии), направляющего основания, спускаемой обсадной колонны и рекомендации заводов-изготовителей указанного оборудования.

250. До начала работ по формированию устья скважины руководитель буровых работ проводит инструктаж работников по основным технологическим особенностям работ, связанных с формированием подводного устья скважины, а также по безопасной эксплуатации буровой установки. Проведенный инструктаж регистрируется в журнале инструктажей.

251. Пуск в работу буровой установки, вспомогательных сооружений и технических устройств производится после опробования технических устройств, при наличии укомплектованной буровой бригады и положительных результатов испытаний и проверок.

252. Перед началом бурения скважины технический руководитель эксплуатирующей организации утверждает акт готовности буровой установки. Копия акта о пуске в работу буровой установки направляется в территориальный орган Ростехнадзора для сведения.

253. Распоряжение ответственного лица о начале работ по формированию подводного устья скважины фиксируется в судовом и буровом журналах.

254. Не допускаются работы по формированию устья скважины без стабилизации (ориентации) ПБУ на точке бурения.

255. Установка опорной плиты (при ее наличии) на створках спайдерной площадки проводится так, чтобы центр плиты совпадал с осью спускаемого инструмента (центром ротора).

256. Нахождение людей на створках спайдерной площадки при их перемещении не допускается.

257. Работать на превенторной (спайдерной) площадке и других местах, связанных с опасностью падения в море, следует в спасательных жилетах и надежно закрепленных за конструкцию ОПО МНГК страховочных поясах.

258. Опорная плита (при ее наличии) устанавливается на ровную поверхность дна моря с уклоном не более одного градуса.

259. Посадка опорной плиты (при ее наличии) на грунт производится с использованием компенсатора качки для обеспечения плавной посадки плиты и предотвращения удара.

260. До начала вращения барабана шлангокабеля управления ППВО при спуске или подъеме блока ППВО необходимо отсоединить от барабана соединительную коробку шлангокабеля, связывающего барабан с гидросиловой установкой.

261. Спуск ППВО и бурового райзера необходимо проводить при вертикальном перемещении ПБУ не более величины, соответствующей техническим характеристикам данного типа установки.

262. При применении компенсатора вертикальных перемещений бурильной колонны для спуска секций райзера с ППВО и стыковки ППВО с подводным устьем скважины компенсатор

предварительно регулируется на поддержание веса бурового райзера на величину, установленную документацией на строительство скважины.

263. При спуске секций райзера с ППВО через каждые 8 - 10 м проводится крепление шлангокабелей системы управления с помощью хомутов к линиям глушения и дросселирования на секциях райзера или к канатам коллектора.

264. При спуске секций райзера с ППВО проводится опрессовка линий глушения и дросселирования на давление, не менее максимально ожидаемого на устье скважины.

265. Стыковка ППВО с подводным устьем скважины проводится при включенном компенсаторе вертикальных перемещений бурильной колонны, процесс контролируется с помощью телеуправляемого подводного аппарата.

266. После спуска бурового райзера с ППВО и установки дивертора проверяется на герметичность уплотнение корпуса дивертора, пакера дивертора, задвижка линии потока, задвижки аварийного сброса и долива, а после соединения корпуса дивертора с растворопроводом проверяется его герметичность.

267. Проверка надежности стыковки ППВО с устьем скважины проводится в соответствии с инструкцией по монтажу и эксплуатации изготовителя ППВО с последующей гидравлической опрессовкой на давление, не менее ожидаемого на устье.

268. Визуальный контроль за соединениями бурового райзера, блока ППВО под водой осуществляется с помощью телеуправляемого подводного аппарата.

Испытание и освоение скважин на ОПО МНГК

269. Испытание и освоение скважин на МСП, ПБУ, МЭ и ПТК проводятся на основании плана безопасного ведения работ, разработанного и утвержденного эксплуатирующей организацией.

270. В период опробования скважины вблизи МСП, ПБУ, МЭ и ПТК постоянно должно находиться АСС.

271. Перед испытанием и освоением скважин необходимо:

проверить комплектность и готовность средств пожаротушения и спасательных средств;

проверить узлы крепления и стрелы факела, системы трубопроводов устройства для сжигания продукции скважины;

проверить системы поджигания горелок и исправность дистанционного устройства по поджиганию факела;

опрессовать сепаратор с обвязкой, а также систему трубопроводов устройства для сжигания продукции скважины;

поджечь дежурную горелку факела.

272. Продукция опробования скважины проходит через сепаратор, а затем подается на факел, расположенный с подветренной стороны МСП, ПБУ, БС и МЭ.

273. Производительность горелок для блока сжигания продукции скважины определяется в соответствии с ожидаемым количеством продукции испытываемой скважины.

274. При сжигании продукции опробования скважины необходимо регулировать подачу воды и воздуха на факел для обеспечения бездымного сжигания продукции скважины.

275. Работы по испытанию (освоению) скважины с подводным расположением устья начинаются только после функциональной проверки работоспособности ППВО, опрессовки ППВО с эксплуатационной колонной, проверки работоспособности блока клапанов подводной фонтанной арматуры (испытательной и добычной) и проверки герметичности лифтовой колонны и палубного испытательного оборудования.

276. Для скважин с подводным расположением устья требуется проверка работоспособности блока клапанов подводной фонтанной арматуры (испытательной и добычной) для сжигания продукции скважины.

Обслуживание скважин на ОПО МНГК

277. Обслуживание устьев морских скважин на МСП и ПТК осуществляется не менее чем двумя работниками.

278. Фонтанная скважина оборудуется внутрискважинным клапаном-отсекателем и фонтанной арматурой с задвижками-отсекателями с дистанционным управлением.

279. Станция управления внутрискважинными клапанами-отсекателями и устройство дистанционного управления задвижками фонтанной арматуры устанавливаются в отдельном помещении вне взрывоопасной зоны.

280. Работоспособность внутрискважинных клапанов-отсекателей и задвижек-отсекателей проверяется по графику, утвержденному эксплуатирующей организацией, в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

281. В фонтанирующих скважинах проводится мониторинг давления в трубном и затрубном пространствах.

282. Не допускается эксплуатация скважин с давлением в межколонном пространстве, вызванным негерметичностью обсадных колонн.

283. Трубопроводы от устья скважин до технологических установок прокладываются в один ярус и рассчитываются на полуторакратное рабочее давление. На трубопроводе в начале и в конце краской наносятся номер скважины и направление потока.

284. Продувка и разрядка скважин, трубопроводов, сепараторов и другого технологического оборудования проводятся через блок продувки и разрядки.

XIV. Требования к разработке рабочего проекта производства буровых работ

285. Рабочий проект производства буровых работ индивидуальный или групповой (далее - рабочий проект) разрабатывается:

на бурение отдельной скважины;

на бурение группы скважин, расположенных на одной кустовой площадке или одном месторождении, площади.

Разработка рабочего проекта на бурение группы скважин осуществляется при общности следующих факторов:

назначения скважин;

проектных глубин по стволу скважин;

конструкции скважин - одинаковые диаметры обсадных колонн и их количество (без учета направлений). Отклонение глубин спуска обсадных колонн, указанных в рабочем проекте, по вертикали не должно превышать 400 м;

плотности бурового раствора, отличающейся от предусмотренной в рабочем проекте в пределах $\pm 0,3$ г/см³ (кроме случаев ликвидации ГНВП и осложнений);

горно-геологических условий проводки;

условий природопользования.

286. Разрешается включение скважин, имеющих отклонение по рабочему проекту на бурение группы скважин по вертикальной глубине 400 м между наиболее и наименее глубокой скважиной, при этом отличие по длине ствола между наиболее и наименее протяженной скважиной не должно превышать 4000 м.

287. Производство буровых работ на каждой последующей скважине по рабочему проекту на бурение группы скважин должно осуществляться с учетом опыта проводки предыдущих скважин.

288. Разрешается повторное использование рабочего проекта для производства буровых работ на последующих скважинах и скважинах на идентичных по геолого-техническим условиям площадях и месторождениях.

Повторное использование рабочего проекта может осуществляться при общности факторов, указанных в [пункте 394](#) настоящих Правил.

289. Повторное использование рабочего проекта оформляется протоколом комиссии, создаваемой пользователем недр (заказчиком), и согласовывается с проектной организацией. В протоколе указываются площадь (участок месторождения) и номера новых скважин.

290. Разрабатываемый рабочий проект должен учитывать опыт производства буровых работ

на скважинах данной и ближайших площадях с аналогичными условиями, обеспечивать надежность и безопасность последующей эксплуатации скважины.

291. Рабочий проект должен содержать следующие данные и решения:

географическую и климатическую характеристику района работ;

горно-геологические условия бурения;

обоснование конструкции скважины;

профиль наклонно-направленных и горизонтальных скважин;

совмещенный график пластовых (поровых) давлений и давлений гидроразрыва;

ожидаемые давления на устье при ГНВП;

исходные данные для расчета обсадных колонн с принятыми коэффициентами запаса прочности при расчетах;

итоговые таблицы компоновок обсадных и лифтовых колонн и типы резьбовых соединений обсадных и НКТ;

регламент спуска обсадных колонн (например, скорости спуска, усилия свинчивания);

обоснование плотности бурового раствора и диапазон колебаний других параметров промывочной жидкости;

способ бурения, компоновку колонны бурильных труб с указанием группы прочности, толщины стенки, запаса прочности и типа замковых соединений, скорость спуско-подъемных операций;

тип тампонажного материала, свойства его камня и раствора (растекаемость, водоотдача, начало загустевания и схватывания, проницаемость, прочность, стойкость к агрессивным средам), способ и гидравлическую программу цементирования исходя из горно-геологических условий;

контроль процесса цементирования и изучения состояния крепи после твердения тампонажного раствора;

объем исследования стратиграфического разреза в процессе бурения для уточнения пластовых давлений и состава флюида;

технологии вторичного вскрытия пластов (перфорации) и типы используемых для этого технических устройств;

способы освоения скважины, опробования, испытания пластов в скважине, методы интенсификации притока и программу геолого-геофизических исследований;

схемы обвязки устья скважины, ПВО и фонтанной арматуры, технические характеристики

сальниковых уплотнений и давление на устье при опрессовке совместно с обсадными колоннами, порядок и условия опрессовки межколонных пространств;

устройство шахтного колодца (при необходимости);

геолого-технический наряд на производство буровых работ;

тип и размеры фундаментов под буровую установку, которые определяются исходя из нагрузки на основание, допустимой удельной нагрузки на грунт и коэффициента запаса прочности для данного грунта;

средства защиты работников и состав КИП, в том числе, для контроля состояния воздушной среды при вскрытии продуктивных горизонтов с агрессивными флюидами;

объем запаса бурового раствора;

мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению ГНВП;

методы оценки состояния обсадных колонн, способы и периодичность их испытания на остаточную прочность.

292. Конструкция и схема колонной устьевого обвязки, фонтанной арматуры должны обеспечивать оптимальные режимы работы скважины, возможность герметизации трубного, затрубного и межтрубных пространств, возможность выполнения технологических операций в скважине, глубинные исследования, отбор проб и контроль устьевого давления и температуры.

293. При возникновении в процессе производства буровых работ осложнений (ГНВП, поглощения, обвалы и другие) оперативные решения по отклонению от параметров, предусмотренных в рабочем проекте, принимаются буровым подрядчиком с последующим уведомлением заказчика.

294. В процессе производства буровых работ организация, разработавшая рабочий проект, осуществляет авторский надзор, в том числе при реализации природоохранных мероприятий.

XV. Требования к конструкции скважин

295. Конструкция скважины в части надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать:

максимальное использование пластовой энергии продуктивных горизонтов в процессе эксплуатации за счет выбора оптимального диаметра эксплуатационной колонны и возможности достижения проектного уровня гидродинамической связи продуктивных отложений со стволом скважины;

применение эффективного оборудования, оптимальных способов и режимов эксплуатации, поддержания пластового давления, теплового воздействия и других методов повышения нефтегазоотдачи пластов;

условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах производства

буровых работ и эксплуатации скважины;

получение необходимой горно-геологической информации по вскрываемому разрезу;

условия безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами и охраной окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепления скважины, герметичности обсадных колонн и кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и пространства вокруг устья скважины.

296. Оптимальное число обсадных колонн и глубины установки их башмаков при проектировании конструкции скважин определяются количеством зон с несовместимыми условиями проводки ствола по градиентам пластовых (поровых) давлений, гидроразрыва (поглощения) пластов, прочности и устойчивости пород.

297. Башмак обсадной колонны, перекрывающий породы, склонные к текучести, следует устанавливать ниже их подошвы или в плотных пропластках.

298. До вскрытия продуктивных и напорных водоносных горизонтов должен предусматриваться спуск минимум одной промежуточной колонны или кондуктора до глубины, исключающей возможность разрыва пород после полного замещения бурового раствора в скважине пластовым флюидом или смесью флюидов различных горизонтов и герметизации устья скважины.

299. Необходимая разность диаметров скважин и муфт обсадных колонн, а также диаметров обсадных труб при спуске безмуфтовых обсадных колонн устанавливается в рабочем проекте и выбирается исходя из оптимальных величин, установленных практикой производства буровых работ и максимально обеспечивающих беспрепятственный спуск каждой колонны до проектной глубины, а также качественное их цементирование.

300. Подвесное и герметизирующее устройство потайной колонны должно устанавливаться выше башмака предыдущей обсадной колонны не менее чем на 75 м для нефтяных скважин и 250 м для газовых скважин. Подвесное и герметизирующее устройство нецементируемого хвостовика, устанавливаемого в продуктивном пласте, должно располагаться выше башмака предыдущей обсадной колонны.

301. Выбор обсадных труб и расчет обсадных колонн на прочность проводятся с учетом:

максимальных ожидаемых избыточных наружных и внутренних давлений при полном замещении бурового раствора (жидкости глушения) пластовым флюидом или газожидкостной смесью;

снижения гидростатического уровня в процессе освоения или при механизированной добыче;

нагрузок, возникающих в результате пространственного искривления ствола скважины;

осевых нагрузок на трубы и агрессивности флюида на стадиях производства буровых работ и эксплуатации скважины.

Прочность кондукторов и технических колонн, а также оборудования устья скважины

должна подтверждаться расчетом предельного объема поступившего в скважину флюида ($V_{пред}$), при котором возможно глушение проявления без превышения допустимых давлений для каждого вскрытого скважиной необсаженного пласта.

Прочность кондукторов, технических колонн и установленного на них ПВО должна обеспечить:

герметизацию устья скважины в случаях ГНВП, выбросов и открытого фонтанирования с учетом превышения дополнительного давления, необходимого для глушения скважины, не менее чем на 10%;

устойчивость (сохранение целостности) при воздействии гидростатического давления столба бурового раствора максимальной плотности;

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

302. Конструкция устья скважины, герметизирующих устройств должна обеспечивать:

подвеску с расчетным натяжением промежуточных и эксплуатационных колонн с учетом компенсации температурных деформаций на всех стадиях работы скважины (колонны), а также подвеску колонны бурильных труб на ПВО;

контроль за возможными флюидопроявлениями за обсадными колоннами;

возможность аварийного глушения скважины;

герметичность межколонных пространств при бурении и эксплуатации скважины;

испытание обсадных колонн и межколонных пространств на герметичность.

303. Допускается эксплуатация скважин, пробуренных до вступления в силу настоящих Правил, без колонных головок при условии обеспечения герметичности пространства между обсадными колоннами.

304. Периодичность и способы проверки состояния обсадных колонн и колонных головок по мере их естественного износа или аварийного разрушения (смятие, разрыв и другие деформации) и необходимые мероприятия по обеспечению безопасности производства буровых работ и эксплуатации скважины устанавливаются рабочим проектом или иной документацией, содержащей аналогичные требования.

305. Конструкция скважины должна предусматривать возможность капитального ремонта скважины, в том числе путем забуривания и проводки нового ствола скважины.

XVI. Требования к подготовительным и вышкомонтажным работам

306. Размер земельного участка для производства буровых работ должен иметь площадь, обеспечивающую соблюдение требований промышленной безопасности, установленные проектом

на строительство скважины.

307. При производстве буровых работ на землях сельскохозяйственного назначения следует руководствоваться установленными требованиями по обороту земель сельскохозяйственного назначения.

308. Площадки для монтажа буровой установки следует планировать с учетом естественного уклона местности и обеспечения движения сточных вод в систему их сбора и очистки. Манифольды ПВО должны располагаться с уклоном от устья скважины.

309. Техническая документация на транспортирование крупного блока с вышкой, отдельно вышки в вертикальном положении, блоков мобильных буровых установок утверждается руководством организации, осуществляющей вышккомонтажные работы, после согласования трассы со всеми заинтересованными организациями. Работы выполняются под руководством ответственного работника, имеющего допуск к руководству такими работами.

310. В технической документации должны быть отражены:

способ транспортировки оборудования;

трасса передвижения оборудования и пути движения поддерживающей и страхующей техники;

способы преодоления рвов, оврагов, выравнивания трассы, в том числе по лесным вырубкам, перехода через дороги, ЛЭП, водные преграды;

количество и расстановка членов бригады, участвующей в транспортировке оборудования, участие представителей организаций, эксплуатирующих ЛЭП, железные дороги (в случае их пересечения).

311. К демонтажу буровой установки на электроприводе разрешается приступать после получения письменного подтверждения работника, ответственного за эксплуатацию электрооборудования, об отключении буровой установки от электросети.

Демонтаж буровой вышки, вышечно-лебедочного блока при наличии давления на устье скважины запрещается.

312. Якоря ветровых оттяжек (при наличии) вышки (мачты) должны быть испытаны на нагрузки, установленные инструкцией по эксплуатации завода-изготовителя.

313. После монтажа буровой установки производятся испытания на герметичность нагнетательных трубопроводов, воздухопроводов, систем управления оборудованием и блокировок, проверка качества заземления оборудования и заземляющих устройств.

XVII. Требования к применению технических устройств и инструментов при производстве буровых работ

314. Технические характеристики и комплектность оборудования буровой установки,

вспомогательного оборудования, необходимого для проведения буровых работ, устанавливаются рабочим проектом.

315. Минимально необходимая грузоподъемность буровой установки должна быть определена в рабочем проекте из условия, чтобы сумма статических и динамических нагрузок при спуске (подъеме) наиболее тяжелых бурильных или обсадных колонн, а также при ликвидации аварий (прихватах) не превышала величину параметра "допускаемая нагрузка на крюке" выбранной буровой установки. Нагрузка на крюке от максимальной расчетной массы бурильной колонны и наибольшей расчетной массы обсадных колонн не должна превышать 0,6 и 0,9 "допускаемой нагрузки на крюке" соответственно. Выбор должен производиться по большей из указанных нагрузок.

В случае выполнения технологических операций в обсаженном стволе нагрузка на крюке от максимальной расчетной массы бурильной колонны не должна превышать 0,9 "Допускаемой нагрузки на крюке".

316. Буровые установки должны оснащаться верхним приводом при:

бурении скважин с глубины по стволу более 4500 м;

вскрытии пластов с ожидаемым содержанием в пластовом флюиде сернистого водорода свыше 6% (объемных);

наборе угла с радиусом кривизны менее 30 м в наклонно направленных и горизонтальных скважинах;

бурении горизонтального участка ствола скважины длиной более 300 м в скважинах глубиной по вертикали более 3000 м;

бурении всех морских скважин.

317. Управление буровой лебедкой должно осуществляться с пульта бурильщика. Пуск буровых насосов в работу должен производиться с местного поста управления, а регулирование их работы и остановка - с пульта бурильщика и местного поста управления.

318. Управление грузоподъемными механизмами для работы на приемном мосту должно быть дистанционным. Работы с перемещением грузов весом свыше 30 кг должны быть механизированы.

319. Конструкция вспомогательной лебедки должна обеспечивать плавное перемещение и надежное удержание груза на весу. С пульта управления лебедкой оператору должен быть обеспечен обзор места работы и перемещения груза. Разрешается устанавливать дублирующий пульт управления.

320. Буровая установка должна быть укомплектована:

ограничителем высоты подъема талевого блока;

ограничителем допускаемой нагрузки на крюке;

блокирующими устройствами по отключению привода буровых насосов при превышении давления в нагнетательном трубопроводе на 10% выше максимального рабочего давления насосов для соответствующей цилиндрической втулки;

станцией (приборами) контроля параметров бурения (тип станции устанавливается заказчиком);

приемным мостом с горизонтальным участком длиной не менее 14 м, шириной не менее 2 м и стеллажами. При укладке труб должны использоваться специальные прокладки и боковые упоры. Высота укладки труб не более 2 м, но не выше ширины стеллажа. Стеллажи должны иметь не менее двух проходов на приемный мост на каждую сторону. При высоте стеллажа ниже приемного моста подача труб на последний должна быть механизирована;

допускается увеличение высоты укладки труб до 3 м при обеспечении устойчивости стеллажа и уложенных на нем труб в соответствии с техническими решениями, предусмотренными проектно-конструкторской документацией буровой установки;

оборудованием для приготовления, обработки, утяжеления, очистки, дегазации и перемешивания раствора, сбора шлама и отработанной жидкости при безамбарном бурении;

устройством для осушки воздуха, подаваемого в пневмосистему управления буровой установки;

успокоителем ходового конца талевого каната;

системами обогрева рабочих мест;

блокирующими устройствами по предупреждению включения ротора при снятых ограждениях и поднятых клиньях ротора;

приспособлением (поясом) для А-образных мачт и вышек с открытой передней гранью, предотвращающих падение устанавливаемых (установленных) за палец свечей;

системой запасных и приемных емкостей, оборудованных уровнемерами и автоматической сигнализацией для контроля уровня жидкости в них;

градуированной мерной емкостью для контролируемого долива скважины, оснащенной уровнемером для контроля заполнения скважины.

321. Все закрытые помещения буровой установки, где возможно возникновение или проникновение воспламеняющихся смесей, оборудуются приточно-вытяжной вентиляцией с механическим побуждением, обеспечивающей воздухообмен в соответствии с требованиями санитарных норм и правил. Режим работы вентиляции от момента вскрытия продуктивного горизонта до окончания бурения скважины должен быть постоянным. При достижении 20% нижнего предела воспламенения смеси воздуха с углеводородами должен включаться предупредительный сигнал, а при достижении 50% предела должно быть обеспечено полное отключение оборудования и механизмов.

322. При производстве буровых работ основание буровой вышки должно обеспечивать

возможность монтажа:

ПВО на устье скважины и демонтажа основания при установленной фонтанной арматуре или ее части;

стола ротора на уровне пола буровой, а также рационального размещения;

средств автоматизации, механизации и пультов управления;

обогреваемого подсвечника со стоком раствора;

воздухо-, масло-, топливопроводов и средств системы обогрева;

механизма крепления неподвижной ветви талевой системы;

механизмов по изменению положения машинных ключей по высоте;

механизма крепления рабочих и страховочных канатов машинных ключей;

шурфов для наращивания, установки ведущей трубы и (при необходимости) утяжеленных бурильных труб;

устройств по механизации установки ведущей трубы и УБТ в шурфы.

323. При производстве буровых работ на кусте скважин передвижка подвышечного основания вышки должна обеспечиваться специальными техническими устройствами, обеспечивающими восприятие инерционной нагрузки при передвижке в зависимости от массы бурильных свечей, находящихся за пальцами. В процессе эксплуатации буровой вышки должна исключаться возможность скопления воды в ее элементах.

324. Применяемые крепления всех приспособлений и устройств, устанавливаемых на вышках, должны исключать их самопроизвольное раскрепление и падение. Приспособления и устройства должны быть застрахованы от падения.

325. При ручной расстановке свечей вышки оборудуются площадкой верхового рабочего с устройством для его эвакуации в случае возникновения аварийной ситуации. Устройство должно быть расположено за пределами вышки и обеспечивать эвакуацию верхового рабочего за пределы внутривышечного пространства.

326. Буровая вышка и ее крепление к основанию должны быть рассчитаны (при коэффициенте устойчивости 1,4) на опрокидывающий момент при скорости ветра 33,5 м/с и наличии полного комплекта бурильных свечей за пальцами без учета влияния оттяжек. Крепление вышки к основанию или фундаменту с учетом оттяжек должно предотвращать ее опрокидывание.

327. Рабочая площадка основания под буровую вышку должна иметь укрытие по всему периметру высотой не менее 6 м, выполненное из трудновоспламеняющегося материала.

Укрытие со стороны приемного моста должно иметь ворота, открывающиеся наружу; размеры ворот должны быть равны соответственно ширине приемного моста и высоте укрытия.

В укрытии рабочей площадки и в необходимых местах должны быть предусмотрены выходы, снабженные дверями, открывающимися наружу и предохраненными от случайного захлопывания и снятия с места крепления, высота должна быть не менее 2 м, а ширина - не менее 0,75 м.

328. На буровых насосах должны быть установлены компенсаторы давления, заполняемые воздухом или инертным газом. Конструкция компенсатора давления должна предусматривать установку манометра для измерения давления в газовой полости и обеспечивать возможность сбрасывания давления до нуля.

329. Буровые насосы надежно крепятся к фундаментам или к основанию насосного блока, а нагнетательный трубопровод - к блочным основаниям и промежуточным стойкам. Повороты трубопроводов выполняются плавно или делаются прямоугольными с отбойными элементами для предотвращения эрозионного износа. Конструкция крепления элементов нагнетательного трубопровода к металлоконструкциям должна предусматривать возможность центровки талевого системы по отношению к оси скважины. На соединении фланцев нагнетательного трубопровода устанавливаются съемные металлические хомуты.

330. Система противofонтанной арматуры стволовой части верхнего силового привода должна включать не менее двух встроенных шаровых задвижек. Одна из задвижек должна быть оснащена дистанционным управлением с пульта. Рабочее давление шаровых задвижек должно быть не менее предельно допустимого давления других элементов нагнетательного трубопровода буровой установки, а их проходное сечение должно соответствовать проходному сечению стволовой части привода.

В процессе работы должны контролироваться:

скорость вращения бурильной колонны;

величина крутящего момента при свинчивании и бурении;

положение элементов трубного манипулятора;

положение системы противofонтанной арматуры.

331. В системе управления автоматическим ключом должна предусматриваться возможность полного отключения механизмов от линии питания рабочего агента, а также блокировка в целях предотвращения случайного включения.

332. На корпусах оборудования, входящего в состав талевого системы (кронблок, талевый блок, крюк), должна быть указана их допустимая грузоподъемность.

333. Механические передачи, муфты сцепления, шкивы, другие вращающиеся и движущиеся элементы оборудования, а также их выступающие части должны иметь ограждения.

334. Порядок организации, проведения планового ремонта и обслуживания бурового и энергетического оборудования устанавливается буровой организацией с учетом инструкций по эксплуатации, представляемых производителем продукции.

335. Пневматическая система буровой установки (трубопроводы, краны, соединения) должна

быть испытана на заводах-изготовителях на давление, превышающее рабочее в 1,5 раза. После монтажа на месте производства работ, а также после ремонтных работ пневмосистема должна быть испытана давлением, в 1,25 раза превышающим рабочее, но не менее чем на 0,3 МПа.

336. Для подъема деталей весом более 300 Н (30 кгс) должны использоваться грузоподъемные механизмы (например, тали).

337. При проведении ремонтных работ должны использоваться приспособления и технические устройства, обеспечивающие безопасность работников.

338. Предохранительные устройства насоса должны срабатывать при давлении, превышающем на 10% максимальное рабочее давление насоса, соответствующее диаметру установленных цилиндрических втулок.

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

340. На нагнетательном трубопроводе насосов устанавливается задвижка с дистанционным управлением, позволяющая пускать буровые насосы без нагрузки с постепенным выводом их на рабочий режим (при контроле давления). Выкидная линия от пусковой задвижки должна быть прямолинейной и надежно закреплена с уклоном в сторону слива.

341. На буровых установках с регулируемым приводом насоса монтаж пусковых задвижек не обязателен, но должна быть установлена задвижка для сброса давления в нагнетательном трубопроводе.

342. Нагнетательные трубопроводы, их детали и арматура после сборки, а также после ремонта с применением сварки подлежат опрессовке пробным давлением, в остальных случаях давление опрессовки должно быть равно рабочему, умноженному на коэффициент запаса прочности. Продолжительность выдержки под давлением должна составлять не менее 5 минут.

Рабочее давление и необходимый минимальный коэффициент запаса прочности приведены ниже:

менее 20 МПа - 1,5;

от 20 до 56 МПа - 1,4;

от 56 до 65 МПа - 1,3;

более 65 МПа - 1,25.

Испытание манифольда буровыми насосами не допускается.

343. Буровой шланг страхуется от падения стальным канатом диаметром не менее 12,5 мм по всей длине с креплением к шлангу через каждые 1,0 - 1,5 м. Концы каната должны крепиться к ответным фланцам вертлюга и манифольда. Во избежание разрыва шланга при работе с ним требуется устанавливать на насосном агрегате предохранительный клапан на давление ниже

допустимого на шланг на 25%.

Болтовые соединения должны исключать возможность самопроизвольного развинчивания (должны быть установлены контргайки или установлены и зашплинтованы корончатые гайки).

344. Ходовой и неподвижный концы талевого каната под нагрузкой не должны касаться элементов вышки.

345. Машинные ключи подвешиваются горизонтально на стальных канатах диаметром не менее 12,5 мм и оборудуются контргрузами для легкости регулирования высоты. Механизмы уравнивания машинных ключей должны быть ограждены и иметь ограничители хода.

346. Машинный ключ кроме рабочего каната оснащается страховочным канатом диаметром не менее 18 мм, который одним концом крепится к корпусу ключа, а другим - к основанию вышечного блока или ноге вышки. Страховой канат должен быть длиннее рабочего на 50 - 100 мм.

347. Оснастка талевой системы должна соответствовать требованиям рабочего проекта для данного интервала проходки ствола и техническим условиям эксплуатации буровой установки.

348. Каждая вышка должна быть снабжена металлической табличкой, прикрепленной на видном месте. На этой табличке должны быть указаны:

дата изготовления вышки;

завод-изготовитель;

заводской номер вышки (буровой установки);

допускаемая нагрузка на крюке;

сроки следующего испытания (проверка технического состояния) вышки.

349. Металлический пол люльки верхового рабочего должен быть рассчитан на нагрузку не менее 130 кгс и иметь перильное ограждение со сплошной обшивкой до пола. Высота перильного ограждения должна быть не менее 1 м. Люлька должна быть застрахована от падения.

350. При механизированном осуществлении спускоподъемных операций без участия верхового рабочего на вышке должна быть установлена площадка для обслуживания механизмов автомата спускоподъемных операций.

351. При спускоподъемных операциях с участием верхового рабочего, его рабочая площадка должна быть оборудована пальцами с шарнирными головками для установки свечей бурильных труб, застрахованных канатом от падения в случае их поломки, и подвижной по высоте люлькой для обеспечения безопасной работы со свечами, имеющими отклонение от средней длины.

352. Состояние ограничителя грузоподъемности лебедки и ограничителя подъема талевого блока должно проверяться на срабатывание перед началом работы каждой вахты (смены).

353. Эксплуатация буровой установки при неустановленных или поврежденных защитных

ограждениях запрещается.

354. Расчет бурильной колонны на прочность проводится в зависимости от способа бурения и состояния ствола на все виды деформаций.

Запасы прочности бурильной колонны при воздействии на нее статической осевой растягивающей нагрузки, крутящего момента, а также изгибающей нагрузки должны быть для роторного бурения не менее 1,5, для бурения с гидравлическими забойными двигателями - 1,4.

Запас прочности бурильной колонны (по текучести) при применении клинового захвата и при воздействии на трубу избыточного наружного и внутреннего давления должен быть не менее 1,15.

355. В процессе производства буровых работ должен быть организован учет наработки бурильных труб, ведущих, утяжеленных бурильных труб, переводников и опорно-центрирующих и других элементов бурильной колонны.

При достижении нормативных сроков наработки бурильные трубы, ведущие, утяжеленные бурильные трубы, переводники, опорно-центрирующие и другие элементы бурильной колонны должны подвергаться инспекционной проверке и дефектоскопии. Нормативные сроки наработки, виды инспекций и дефектоскопии устанавливаются в эксплуатирующей организации в соответствии с технической документацией завода-изготовителя.

356. Необходимость установки протекторов на бурильные и ведущие трубы определяется рабочим проектом.

357. Свинчивание замковых резьб бурильных, ведущих, утяжеленных бурильных труб, переводников, других элементов компоновки низа бурильной колонны проводится в соответствии с рекомендуемыми заводами-изготовителями величинами моментов.

358. Буровые организации должны иметь в пределах региона деятельности специальные средства для "левого" разворота бурильных труб в скважине при аварийных работах.

XVIII. Требования безопасности к проходке ствола скважины

359. В процессе проходки ствола скважины должны постоянно контролироваться следующие параметры:

вес на крюке с регистрацией на диаграмме или регистрацией электронными средствами хранения информации;

плотность, структурно-механические и реологические свойства бурового раствора с регистрацией в журнале или регистрацией электронными средствами хранения информации;

расход бурового раствора на входе и выходе из скважины;

температура бурового раствора на выходе из скважины;

давление в манифольде буровых насосов;

давление на буровом штуцере (при бурении с контролем обратного давления);

уровень раствора в приемных и доливной емкостях в процессе углубления, при промывках скважины и проведении спускоподъемных операций;

крутящий момент вращения колонны бурильных труб.

Показатели веса на крюке, давления в манифольде буровых насосов, величина крутящего момента на роторе, расход бурового раствора на входе и выходе из скважины, уровень раствора в приемных емкостях должны находиться в поле зрения бурильщика и регистрироваться электронными средствами, обеспечивающими возможность хранения информации не менее 3 месяцев и ее передачу в Ростехнадзор.

360. При бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин должны контролироваться:

азимут и зенитный угол ствола скважины;

пространственное расположение ствола скважины;

взаимное расположение стволов бурящейся и ранее пробуренных соседних скважин.

Периодичность контроля устанавливается буровым подрядчиком с учетом требований рабочего проекта.

361. Способ и режимы бурения, тип породоразрушающего инструмента, скорость истечения струи раствора из насадок долота должны соответствовать рабочему проекту.

362. Проведение работ с регулированием дифференциального давления в системе скважина - пласт, в том числе при бурении на депрессии и равновесии, с использованием газообразных агентов, азрированных промывочных жидкостей должно осуществляться в соответствии с рабочим проектом.

363. Буровая организация должна разрабатывать мероприятия по профилактике и ликвидации типовых осложнений.

364. Консервация скважин в процессе производства буровых работ осуществляется в порядке, предусмотренном требованиями главы LVIII настоящих Правил. При этом необходимо:

спустить в скважину бурильные трубы на глубину спуска технической колонны (кондуктора). Навернуть на верхнюю бурильную трубу шаровой кран и обратный клапан;

загерметизировать затрубное пространство скважины с помощью превенторной установки;

ведущую трубу с вертлюгом спустить в шурф. Отсоединить буровой шланг от вертлюга;

уложить крюк и талевый блок (крюкоблок) на пол буровой площадки. Растормозить буровую и вспомогательную лебедку;

спустить воздух из пневмосистемы буровой установки;

слить жидкость из нагнетательного трубопровода и продуть его сжатым воздухом. Извлечь из бурового насоса всасывающие и нагнетательные клапаны;

обесточить буровую установку (при дизельном приводе перекрыть топливопровод);

обеспечить охрану объекта и контроль давления скважины на устье.

Ствол скважины должен периодически шаблонироваться или прорабатываться до забоя. Периодичность этих операций устанавливается буровой организацией.

365. При проведении ремонтно-изоляционных работ запрещается перфорация обсадных колонн в интервале возможного разрыва пласта давлением газа, нефти (после вызова их притока) или столба бурового раствора.

366. Работы по освобождению прихваченного бурильного инструмента, обсадных колонн с применением ВМ (детонирующих шнуров, торпед и другого специализированного оборудования) должны проводиться по плану, разработанному и согласованному совместно буровой организацией и организацией, имеющей в соответствии с Федеральным [законом](#) от 4 мая 2011 г. N 99-ФЗ "О лицензировании отдельных видов деятельности" (Собрание законодательства Российской Федерации, 2011, N 19, ст. 2716; 2020, N 31, ст. 5029) лицензию на проведение этого вида работ, с учетом требований безопасности при взрывных работах.

367. Перед спуском в скважину нестандартных элементов бурильной колонны должен быть составлен эскиз этого инструмента с указанием размеров, его местоположение в компоновке бурильной колонны, зафиксированное в буровом журнале и суточном рапорте буровой бригады.

368. Для разбуривания внутренних деталей технологической оснастки, стыковочных устройств и цементных стаканов в обсадных колоннах следует применять компоновки низа бурильной колонны и технологии, предохраняющие от повреждения обсадных колонн.

XIX. Требования безопасности к спускоподъемным операциям

369. Ведение спускоподъемных операций должно осуществляться с использованием механизмов для свинчивания-развинчивания труб и специальных приспособлений.

Между бурильщиком и верховым рабочим должна быть обеспечена надежная связь, в том числе путем установления четкого порядка обмена сигналами между верховым рабочим и бурильщиком.

370. Крепить и раскреплять резьбовые соединения бурильных труб и других элементов компоновки бурильной колонны вращением ротора запрещается.

371. При спуске бурильной колонны запрещается включать клиновой захват до полной остановки колонны.

372. Подводить машинные и автоматические ключи к колонне бурильных (обсадных) труб

разрешается только после посадки их на клинья или в элеватор.

373. Скорости спускоподъемных операций с учетом допустимого колебания гидродинамического давления и продолжительность промежуточных промывок регламентируются рабочим проектом. При отклонении реологических свойств бурового раствора и компоновок бурильной колонны от проектных необходимо внести коррективы в технологический регламент по скорости спускоподъемных операций с учетом допустимых колебаний гидродинамического давления.

374. При подъеме бурильной колонны наружная поверхность труб должна очищаться от бурового раствора с помощью специальных приспособлений (обтираторов).

375. На устье необходимо устанавливать устройство, предотвращающее падение посторонних предметов в скважину при отсутствии в ней колонны труб.

376. Свечи бурильных и утяжеленных бурильных труб, устанавливаемые в вышке, должны быть застрахованы от выпадения из-за пальца.

377. Запрещается проводить спускоподъемные операции при:

отсутствии или неисправности ограничителя подъема талевого блока, ограничителя допускаемой нагрузки на крюке;

неисправности спускоподъемного оборудования и инструмента;

неполном составе вахты для работ на конкретной установке;

угле наклона свечей 2 градуса, для буровых установок с автоматизированной системой спускоподъемных операций (АСП) - 3 градуса, для морских установок с механизированной установкой свечей - 8 градусов;

скорости ветра более 20 м/с;

потери видимости более 20 м при тумане и снегопаде.

378. Буровая бригада ежемесячно должна проводить профилактический осмотр подъемного оборудования (лебедки, талевого блока, крюка, крюкоблока, вертлюга, штропов, талевого каната и устройств для его крепления, элеваторов, спайдеров, предохранительных устройств, блокировок и другого оборудования) с записью в журнале проверки оборудования.

379. При спускоподъемных операциях запрещается:

находиться в радиусе (зоне) действия автоматических и машинных ключей, рабочих и страховочных канатов;

открывать и закрывать элеватор до полной остановки талевого блока;

подавать бурильные свечи с подсвечника и устанавливать их без использования специальных приспособлений;

пользоваться перевернутым элеватором.

380. Режимы подъема ненагруженного элеватора, а также снятие с ротора колонны бурильных и обсадных труб должны исключать возможность раскачивания талевого системы.

381. При применении трубного раскрепителя необходимо, чтобы натяжной канат и ключ располагались в одной горизонтальной плоскости. Канат должен надежно крепиться к штоку трубного раскрепителя. Работа трубного раскрепителя без направляющего поворотного ролика запрещается.

382. В процессе производства буровых работ и после окончания долбления отрыв от забоя и подъем из свежепробуренного ствола скважины следует производить на пониженной скорости буровой лебедки.

383. Запрещается поднимать или опускать талевый блок при выдвинутой стреле механизма подачи труб.

XX. Требования безопасности к применению буровых растворов

384. Тип и свойства бурового раствора должны соответствовать рабочему проекту и в комплексе с технологическими мероприятиями обеспечивать безаварийные условия производства буровых работ.

385. Буровой подрядчик должен осуществлять контроль наличия документов, подтверждающих соответствие химических реагентов и материалов, используемых для приготовления технологических и промывочных жидкостей.

386. Плотность бурового раствора при вскрытии газонефтеводосодержащих отложений должна определяться для кровли горизонта с максимальным градиентом пластового давления в интервале совместимых условий бурения.

387. Проектные решения по выбору плотности бурового раствора должны предусматривать создание столбом раствора гидростатического давления на забой скважины и вскрытие продуктивного горизонта, превышающего проектные пластовые давления на величину не менее:

10% для скважин глубиной по вертикали до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м);

5% для интервалов от 1200 м по вертикали до проектной глубины.

388. В необходимых случаях в рабочем проекте может устанавливаться большая плотность бурового раствора, но при этом максимально допустимая репрессия (с учетом гидродинамических нагрузок) должна исключать возможность гидроразрыва пород или поглощения раствора на любой глубине интервала совместимых условий бурения.

389. В интервалах, склонных к потере устойчивости стенок ствола и текучести пород, параметры бурового раствора устанавливаются исходя из необходимости обеспечения устойчивости стенок скважины. При этом противодействие на горизонты в процессе циркуляции не должно превышать давления гидроразрыва пласта для всего интервала совместимых условий

бурения.

390. При бурении с давлением на забое меньшим, чем пластовое давление, депрессия на стенки скважины должна быть не более 15% эффективных скелетных напряжений (разница между горным и поровым давлением пород).

391. По совместному решению проектировщика, заказчика и подрядчика разрешаются отклонения от требований [пункта 387](#) настоящих Правил в следующих случаях:

при поглощениях бурового раствора в процессе бурения (с выходом или без выхода циркуляции);

при проектировании и производстве буровых работ со вскрытием продуктивных пластов с забойными давлениями, приближающимися к пластовому (на равновесии) или ниже пластового (на депрессии).

392. Не разрешается отклонение плотности бурового раствора (освобожденного от газа), закачиваемого в скважину в процессе циркуляции, более чем на $\pm 0,03$ г/см³ от установленной рабочим проектом величины (кроме случаев ликвидации ГНВП и осложнений).

393. Обработка и приготовление бурового раствора производятся в соответствии с рабочим проектом, разработанной рецептурой, при этом необходимо руководствоваться требованиями [главы XXXIII](#) настоящих Правил, инструкциями по безопасной работе с химическими реагентами и (в необходимых случаях) пользоваться защитными средствами.

394. При производстве буровых работ необходимо иметь запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины: один в емкостях буровой установки, второй разрешается иметь в виде материалов и химических реагентов для его оперативного приготовления.

395. Повышение плотности бурового раствора, находящегося в скважине, путем закачивания отдельных порций утяжеленного раствора запрещается (кроме случаев ликвидации ГНВП и прокачивания пачек бурового раствора с повышенной вязкостью и более низкими реологическими свойствами в целях удаления шламовой подушки в горизонтальном стволе скважины, прокачивания пачек бурового раствора повышенной плотности при гидроочистке ствола скважины от обвального шлама, а также при бурении без выхода циркуляции).

При бурении морских скважин для компенсации изменения гидростатического давления перед отстыковкой бурового райзера допускается закачка утяжеленного раствора в объемах, установленных рабочим проектом производства буровых работ или документацией на консервацию скважины.

396. При применении буровых растворов на углеводородной основе (известково-битумных, инвертно-эмульсионных и других) буровым подрядчиком должны быть разработаны мероприятия по охране труда по предупреждению загрязнения рабочих мест и загазованности воздушной среды. Места, определенные рабочим проектом, где при производстве работ возможно выделение в рабочую зону опасных и вредных газов, должны оборудоваться автоматическими газоанализаторами, при появлении загазованности необходимо выяснить причины и принять меры

по ее устранению.

При концентрации паров углеводородов свыше 300 мг/м³ работы должны быть приостановлены, люди выведены из опасной зоны.

397. При использовании буровых растворов на углеводородной основе, температура вспышки которой не превышает максимально ожидаемую температуру раствора на устье скважины на 50 °С, должны устанавливаться датчики контроля концентрационных пределов распространения пламени в соответствии с требованиями [пункта 911](#) настоящих Правил.

398. Очистка бурового раствора от выбуренной породы и газа, дезактивация шлама при его утилизации должны осуществляться комплексом средств, предусмотренных рабочим проектом на бурение скважины.

XXI. Требования безопасности к процессу крепления ствола скважины

399. Тампонажные материалы, используемые при производстве буровых работ, должны иметь сертификаты, подтверждающие их качество. Свойства тампонажных материалов и формируемого из них цементного камня должны соответствовать рабочему проекту.

400. Спуск и цементирование обсадных колонн проводятся по планам, разработанным буровой организацией и согласованным пользователем недр (заказчиком). К плану прилагаются исходные данные для расчета обсадных колонн, использованные коэффициенты запаса прочности, результаты расчета обсадных колонн (компоновка колонны) и их цементирования, анализ компонентов тампонажной смеси, а также акт готовности скважины и буровой установки к спуску и цементированию колонны.

401. При возникновении в процессе производства буровых работ недоспуска обсадной колонны, оперативное решение об изменении положений рабочего проекта принимается после согласования с заказчиком и последующим уведомлением проектной организации.

402. Планирование процесса крепления ствола скважины должно проводиться на основании информации, полученной по результатам ГИС в процессе бурения и (или) каротажных работ.

403. Применение компонентов тампонажной смеси без проведения предварительного лабораторного анализа для условий предстоящего цементирования колонны запрещается.

404. Для сохранения естественной проницаемости пористых и пористо-трещиноватых коллекторов продуктивных отложений тампонажные растворы должны иметь минимально возможную фильтрацию. Общая минерализация тампонажных растворов должна быть близка к минерализации буровых растворов, применяющихся при вскрытии продуктивных горизонтов.

405. Расчетная продолжительность процесса цементирования обсадной колонны не должна превышать 75% времени начала загустевания тампонажного раствора по лабораторному анализу.

406. Выбор тампонажных материалов и растворов на их основе должен осуществляться с учетом следующих требований:

тампонажный материал и сформированный из него камень должны соответствовать диапазону статических температур в скважине по всему интервалу цементирования;

рецептура тампонажного раствора подбирается по динамической температуре и давлению, ожидаемым в цементируемом интервале скважины;

плотность тампонажного раствора должна быть не ниже плотности бурового раствора и буферной жидкости. Ограничением верхнего предела плотности тампонажного раствора при прочих равных условиях является недопущение разрыва пород под действием гидродинамического давления в процессе цементирования.

Цементный камень при наличии в цементируемом интервале агрессивных сред должен быть коррозионноустойчивым к воздействию этих сред и устойчивым к деформации при перфорации и ГРП.

407. Обсадные колонны в пределах интервала цементирования должны оснащаться элементами технологической оснастки, номенклатура и количество которых определяются рабочим проектом на бурение скважины, а места установки уточняются с учетом фактического состояния ствола скважины по материалам ГИС.

408. Режим спуска обсадных колонн и гидравлическая программа цементирования должны рассчитываться и осуществляться таким образом, чтобы обеспечить минимально возможную репрессию на продуктивные горизонты и не допускать осложнений, связанных с гидроразрывом пород и поглощением. В процессе цементирования должна обеспечиваться непрерывная приборная регистрация параметров, характеризующих этот процесс.

409. Направления и кондуктора цементируются до устья. В нижележащей части стратиграфического разреза цементированию подлежат:

продуктивные горизонты, кроме запроектированных к эксплуатации открытым забоем;

продуктивные отложения, не подлежащие эксплуатации, в том числе с непромышленными запасами;

истощенные горизонты;

напорные водоносные горизонты с коэффициентом аномальности более 1,3;

водоносные проницаемые горизонты, находящиеся или планируемые к разработке;

горизонты вторичных (техногенных) скоплений нефти и газа;

интервалы, сложенные пластичными породами, склонными к деформациям;

интервалы, породы которых или продукты их насыщения способны вызывать ускоренную коррозию обсадных труб.

410. Высота подъема тампонажного раствора по длине ствола скважины над кровлей продуктивных горизонтов, за устройством ступенчатого цементирования или узлом соединения

секций обсадных колонн, а также за башмаком предыдущей обсадной колонны в нефтяных и газовых скважинах должна составлять соответственно не менее 150 и 500 м.

При включении в состав обсадных колонн межколонных герметизирующих устройств они должны располагаться на высоте не менее 75 м для нефтяных скважин и 250 м для газовых скважин выше башмака предыдущей обсадной колонны, устройства ступенчатого цементирования и узла соединения секций обсадных колонн. В таких случаях высота подъема тампонажного раствора ограничивается высотой расположения межколонного герметизирующего устройства.

Не допускается приступать к оборудованию устья скважины до окончания ОЗЦ и определения высоты подъема цемента за обсадной колонной.

411. Разрыв сплошности цементного камня в интервалах цементирования не допускается. Исключения составляют случаи встречного цементирования в условиях поглощения.

412. Общая проектная высота подъема тампонажного раствора за обсадными колоннами должна обеспечивать:

превышение в процессе ОЗЦ гидростатических давлений составного столба бурового раствора и жидкости затворения цемента над пластовыми давлениями перекрываемых флюидосодержащих горизонтов;

исключение гидроразрыва пород или развитие интенсивного поглощения раствора;

возможность разгрузки обсадной колонны на цементное кольцо для установки колонной головки.

При ступенчатом цементировании, спуске колонн секциями нижние и промежуточные ступени и секции обсадных колонн должны быть зацементированы по всей длине.

413. При перекрытии кондуктором или промежуточной колонной зон поглощения, пройденных без выхода циркуляции, производится подъем тампонажных растворов до подошвы поглощающего пласта с последующим (после ОЗЦ) 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.

414. Обсадную колонну на время ОЗЦ необходимо оставлять на весу.

415. Цементировочная головка до ввода ее в эксплуатацию и далее с периодичностью, установленной документацией изготовителя, должна быть опрессована давлением, в 1,5 раза превышающим максимальное расчетное рабочее давление при цементировании скважины.

416. Нагнетательные трубопроводы для цементирования до начала процесса должны быть опрессованы на полуторакратное ожидаемое рабочее давление. Порядок работ по цементированию устанавливается планом работ, разработанным исполнителем тампонажных работ, согласованным буровым подрядчиком и утвержденным пользователем недр (заказчиком).

417. В целях обеспечения безопасности производства работ при креплении скважин агрегаты необходимо устанавливать на заранее подготовленной площадке, при этом должны соблюдаться следующие расстояния:

от устья скважин до блок-манифольдов, агрегатов - не менее 10 м;

от блок-манифольдов до агрегатов - не менее 5 м;

между цементирующими агрегатами и цементосмесительными машинами - не менее 1,5 м.

Кабины передвижных агрегатов должны быть расположены в противоположную от цементируемой скважины сторону.

418. Для определения фактического состояния цементного камня за обсадными колоннами проводятся ГИС. Применение иных способов исследования состояния цементного камня за обсадными колоннами должно быть обосновано в рабочем проекте на бурение скважины.

419. Отчеты по результатам спуска обсадной колонны и ее цементирования (акты, диаграммы, меры колонн, результаты ГИС и иных исследований о состоянии цементного камня и другие документы) включаются в дело (паспорт) скважины, который хранится на протяжении всего периода ее эксплуатации.

XXII. Требования к проведению испытаний крепи скважин на герметичность

420. Все кондукторы, промежуточные и эксплуатационные колонны, несущие на себе ПВО, после установки цементных мостов для изоляции опробованных объектов, после окончания ОЗЦ должны подвергаться испытанию на герметичность и качество цементирования. Все расчетные параметры испытаний устанавливаются с учетом фактического состояния скважины.

Разрешается проведение испытаний на герметичность обсадных колонн в момент посадки продавочной пробки на ЦКОД и созданием необходимого давления с помощью цементирующего агрегата.

421. Испытание кондукторов и промежуточных колонн на герметичность проводится опрессовкой с заполнением их жидкостью, являющейся основой используемого бурового раствора (минерализованная вода, жидкие углеводороды), от устья до глубины 20 - 25 м, а в остальной части - буровым раствором, которым проводилась продавка тампонирующей смеси.

Эксплуатационная колонна испытывается на герметичность опрессовкой буровым раствором или технической водой (в том числе минерализованной, морской). В скважинах, на устье которых избыточного давления может не быть, эксплуатационная колонна дополнительно должна испытываться на герметичность снижением уровня воды до динамического уровня при механизированной добыче нефти.

422. 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 ГНВП и открытых фонтанов, а также при опробовании и

эксплуатации скважины. Колонна считается герметичной, если в течение 30 минут давление опрессовки снизилось не более чем на 0,5 МПа. Присутствие представителя заказчика на опрессовке обязательно. Результаты опрессовки оформляются актом, подписанным представителями заказчика и исполнителя работ.

423. После разбуривания цементного стакана и выхода из-под башмака на 1 - 3 м производится опрессовка прибашмачной зоны открытого ствола скважины.

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

Результаты опрессовки оформляются актом, подписанным представителями заказчика и исполнителя работ.

424. Способ, параметры и технология опрессовки межколонного пространства устанавливаются рабочим проектом. Межколонное пространство на устье скважины впрессовывается жидкостью, являющейся основой используемого бурового раствора (минерализованная вода, жидкие углеводороды) на давление, не превышающее остаточную прочность предыдущей колонны и прочность на сжатие цементного камня заколонного пространства. Межколонное пространство считается герметичным, если в течение 30 минут давление опрессовки снизилось не более чем на 0,5 МПа. Присутствие представителя заказчика на опрессовке обязательно.

Разрешается по согласованию с пользователем недр (заказчиком) производить опрессовку межколонного пространства воздухом.

Результаты опрессовки оформляются актом, подписанным представителями заказчика и исполнителя работ.

425. Во всех случаях плотность опрессовочной жидкости должна быть достаточной для компенсации избыточных наружных давлений до уровня, предотвращающего возможность смятия обсадных колонн внешним давлением.

XXIII. Требования к монтажу и эксплуатации ПВО

426. Буровые и ремонтные организации должны разрабатывать инструкции по монтажу и эксплуатации ПВО в соответствии с применяемым оборудованием, технологией ведения работ и инструкциями по монтажу, техническому обслуживанию, эксплуатации и ремонту изготовителей.

427. На кондуктор, промежуточные колонны, ниже которых при бурении возможно вскрытие газонефтеводопроявляющих отложений, а также на эксплуатационную колонну при проведении в ней работ, связанных со вскрытием продуктивного горизонта, и других работ со вскрытым продуктивным пластом устанавливается ПВО.

Обсадные колонны должны быть обвязаны между собой колонными головками. Рабочее давление колонной головки должно быть не менее давления опрессовки обсадной колонны на герметичность, рассчитываемого на каждом этапе бурения скважины из условий полной замены в скважине бурового раствора пластовым флюидом или газожидкостной смесью и герметизации

устья скважины при ликвидации открытого фонтана.

Температурный режим эксплуатации колонной головки должен быть не ниже значений проектных решений.

В скважинах, пробуренных на изученный разрез, представленный нефте- и водоносными (с растворенным газом) пластами с пластовым давлением, не превышающим гидростатическое, допускается обвязка обсадных колонн без использования колонной головки при условии цементирования обсадных колонн на всю их длину.

428. Превенторная установка, манифольд (линии дросселирования и глушения), система гидроуправления превенторами, пульт управления дросселем, сепаратор (трапно-факельная установка) выбираются в зависимости от конкретных горно-геологических условий с учетом возможности выполнения следующих технологических операций:

- герметизация устья скважины при спущенной бурильной колонне и без нее;
- вымыв пластового флюида, поступившего в скважину, на поверхность;
- подвеска колонны бурильных труб на плашках превентора после его закрытия;
- срезание бурильной колонны;
- контроль состояния скважины во время глушения;
- расхаживание бурильной колонны для предотвращения ее прихвата;

спуск или подъем части или всей бурильной колонны при загерметизированном устье скважины.

429. Выбор типа ПВО и колонной головки, схема установки и обвязки ПВО, блоков глушения и дросселирования осуществляются проектной организацией и согласовываются с заказчиком. При этом следует руководствоваться следующими положениями:

при вскрытии изученного разреза с пластовым давлением, не превышающим гидростатическое, устанавливаются превенторы, тип и количество которых определяются проектом производства буровых работ;

три или четыре превентора, в том числе один универсальный, устанавливаются на скважине при вскрытии газовых, нефтяных и водяных горизонтов с аномально высоким пластовым давлением. Необходимость установки превентора со срезающими плашками при ожидаемом избыточном давлении на устье скважины ниже 35 МПа и объемном содержании сернистого водорода до 6% определяется проектной организацией, исходя из характеристики пласта (состав флюида, пластовое давление, пористость, проницаемость, дебит);

четыре превентора, в том числе один превентор со срезающими плашками и один универсальный, устанавливаются на устье в случаях:

- а) вскрытия пластов с аномально высоким пластовым давлением (то есть давлением,
-

превышающим гидростатическое давление в 1,3 раза) и объемным содержанием сернистого водорода более 6%, а также с наличием сернистого водорода до 6% и избыточным давлением на устье более 35 МПа;

б) использования технологии спуска и подъема труб при избыточном давлении герметизированного устья.

В случаях вскрытия изученного разреза с аномально низким пластовым давлением, представленного нефтяными и водяными (с растворенным газом) пластами, превенторная сборка может не устанавливаться.

На месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, характеризующихся малым значением газонасыщенности нефти (низкий газовый фактор), механизированным способом добычи, при статическом и динамическом уровне флюида ниже устья скважины состав превенторной установки, типы превенторов, необходимость установки колонной головки, их аналогов для герметизации устьев скважин устанавливаются и обосновываются в рабочих проектах производства буровых работ.

430. На суше линии сбросов на факелы от блоков глушения и дросселирования должны закрепляться на специальных опорах и направляться в сторону от проезжих дорог, ЛЭП, котельных и других производственных и бытовых сооружений с уклоном от устья скважины. Свободные концы линий сброса должны иметь длину не более 1,5 м.

Длина линий от блоков глушения и дросселирования до свободных концов линий сброса должна быть:

для нефтяных скважин с газовым фактором менее $200 \text{ м}^3/\text{т}$ - не менее 30 м;

для нефтяных скважин с газовым фактором более $200 \text{ м}^3/\text{т}$, газовых и разведочных скважин - не менее 100 м;

для всех поисково-оценочных и разведочных скважин - не менее 50 м.

Линии и установленные на них задвижки должны иметь внутренний диаметр, одинаковый с внутренним диаметром отводов крестовины; после блока задвижек разрешается увеличение их диаметра не более чем на 30 мм.

Расстояние от концов выкидного манифольда до всех коммуникаций и сооружений, не относящихся к объектам буровой установки, должно быть не менее 100 м для всех категорий скважин.

Для скважин, сооружаемых с насыпного основания и ограниченных площадок, длина линий от блоков глушения и дросселирования должна устанавливаться подрядчиком по согласованию с заказчиком.

Разрешается направлять линии сброса в одну сторону с использованием узлов и деталей, имеющих паспорта установленного образца.

431. На скважинах, где ожидаемое давление на устье превышает 70 МПа, устанавливается

заводской блок с тремя регулируемыми дросселями - два с дистанционным и один с ручным управлением.

Во всех остальных случаях установка регулируемых дросселей с дистанционным управлением производится в зависимости от конкретных условий и решается руководством организации при утверждении в установленном порядке схемы обвязки и установки ПВО.

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

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

433. ПВО должно собираться из узлов и деталей заводского изготовления отечественной или импортной поставки.

Разрешается применение отдельных узлов и деталей, изготовленных на базах производственного обслуживания организации в соответствии с проектно-конструкторской документацией изготовителя. Изготовленные узлы и детали должны иметь технические паспорта.

434. 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 перед вскрытием продуктивных и газонефтеводопроявляющих пластов.

Маслопроводы системы гидроуправления ПВО должны быть опрессованы согласно инструкции по эксплуатации, быть герметичными и защищены от возможных повреждений.

В конструкции пульта управления должна быть предусмотрена звуковая или световая сигнализация при падении уровня рабочей жидкости в баке ниже допустимого.

В системе гидравлического управления должна быть обеспечена возможность выпуска воздуха.

435. 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, количество оборотов, необходимых для закрытия превенторов, метки, совмещение которых с метками на спицах штурвалов соответствует полному закрытию превенторов, размер плашек.

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.

Каждая буровая установка обеспечивается переносными светильниками и аварийным освещением напряжением не более 12 В для освещения ПВО, в отбойных щитах, у основного и вспомогательного пультов управления превенторами, у щита индикатора веса бурильного инструмента, блока дросселирования и у блока глушения.

436. При вскрытии коллекторов, насыщенных нефтью и газом, на буровой необходимо иметь два шаровых крана: один устанавливается между ведущей трубой и ее предохранительным переводником, второй является запасным. В случае использования верхнего привода автоматический шаровой кран с возможностью ручного управления должен включаться в его состав.

При вскрытии газовых пластов с аномально высоким давлением, горизонтов, содержащих сернистый водород, на буровой должно быть три крана: первый 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: первый клапан является рабочим, второй - резервным.

Краны шаровые и клапаны обратные должны иметь технические паспорта и сведения о проведении дефектоскопии.

Опрессовка кранов шаровых и обратных клапанов проводится один раз в 6 месяцев.

Учет наработки кранов шаровых и клапанов обратных ведется в течение всего срока эксплуатации, вплоть до их списания.

437. Превенторы вместе с крестовинами и коренными задвижками, манифольд ПВО (блоки глушения и дросселирования) до установки на устье скважины опрессовываются водой на рабочее давление, указанное в техническом паспорте. После ремонта, связанного со сваркой и токарной обработкой корпуса, превенторы опрессовываются на пробное давление.

Превенторная установка со срезающими, трубными и глухими плашками должна быть опрессована на стенде на рабочее давление при закрытых плашках, а работоспособность превентора проверена путем открытия и закрытия плашек. Результаты проведенных испытаний должны быть подтверждены соответствующими актами.

438. После монтажа, до разбуривания цементного стакана, превенторная установка до концевых задвижек манифольдов высокого давления должна быть опрессована водой или инертным газом на давление опрессовки обсадной колонны, указанное в рабочем проекте.

ПВО считается герметичным, если в течение 30 минут давление опрессовки снизилось не более чем на 5 кгс/см^2 (0,5 МПа). Присутствие представителя заказчика на опрессовке обязательно.

Выкидные линии после концевых задвижек опрессовываются водой на давление:

50 кгс/см² (5 МПа) - для ПВО, рассчитанного на давление до 210 кгс/см² (21 МПа);

100 кгс/см² (10 МПа) - для ПВО, рассчитанного на давление выше 210 кгс/см² (21 МПа).

Результаты опрессовки оформляются актом, подписанным представителями заказчика и исполнителя работ.

439. После крепления скважины при наличии в нижележащем разрезе продуктивных или водонапорных пластов дальнейшее бурение скважины разрешается продолжать после монтажа и опрессовки превенторной установки совместно с обсадной колонной и опрессовки цементного кольца за обсадной колонной.

440. Превенторы должны периодически проверяться на закрытие и открытие. Периодичность проверки устанавливается буровой организацией, но не реже 1 раза в месяц.

Рабочее давление блока превенторов и манифольда должно быть не менее давления опрессовки колонны на герметичность, рассчитанного на каждом этапе строительства скважины исходя из условия полной замены в скважине бурового раствора пластовым флюидом и герметизации устья при открытом фонтанировании.

441. 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 обсадной колонны.

Результаты опрессовки оформляются актом.

442. 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.

443. В случаях, когда используется разноразмерная компоновка бурильного инструмента для бурения, на мостках необходимо иметь специальную опрессованную стальную трубу с прочностными характеристиками, соответствующими верхней секции используемой бурильной колонны. Специальная труба должна быть окрашена в красный цвет и иметь метку, нанесенную белой масляной краской, при совмещении которой со столом ротора замок трубы будет находиться на 300 - 400 мм ниже плашек превентора. Диаметр специальной трубы должен соответствовать диаметру плашек превентора. На специальную трубу должны быть накручены от руки переводники на другие диаметры труб, применяемые в компоновке. На муфту трубы должен быть накручен и закреплен машинными ключами шаровой кран. На устье скважины специальная труба с накрученным шаровым краном опрессовывается на давление совместной опрессовки ПВО с обсадной колонной.

444. При спуске обсадных колонн в скважины со вскрытыми высоконапорными пластами и несоответствии установленного универсального превентора ожидаемым устьевым давлениям

плашки одного из превенторов заменяются плашками, соответствующими 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.

445. Для беспрепятственного доступа работников к установленному на устье ПВО под буровой должен быть сделан твердый настил.

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

447. В составе ПВО ОПО МНГК должно быть не менее четырех превенторов, в том числе один со срезающими плашками и один универсальный. Рабочее давление превенторов ПВО должно превышать не менее чем на 15% ожидаемое давление на устье скважины при закрытии во время фонтанирования.

448. Пультом управления превенторами обеспечивается их дистанционное закрытие и открытие. Превентором со срезающими плашками обеспечивается срезание наиболее прочной трубы, предполагаемой к спуску в скважину. Объемом гидроаккумулятора обеспечивается двойной полный цикл работ при открытии-закрытии превенторов при отключении электроэнергии.

449. На ПБУ с подводным расположением устья проводится опрессовка каждого превентора в сборке ППВО на стенде на рабочее давление. Перед спуском производится проверка работоспособности превенторов. После каждой спущенной колонны производится опрессовка плашечных и универсального превенторов на рабочее давление с использованием тест-пакера и опрессовка превентора с глухими срезающими плашками на давление опрессовки эксплуатационной колонны.

450. Трапно-факельные и сепарационные установки размещаются на открытых площадках МСП, ПБУ, МЭ, ПТК в соответствии с ожидаемыми условиями работы по давлению и производительности. При проведении работ в условиях низких температур линии глушения и дросселирования ПВО заполняются незамерзающей жидкостью. Противовыбросовый манифольд вместе с линией от сепаратора бурового раствора на желоб оборудуется устройством для продувки.

451. При проведении спуско-подъемных операций на скважине, входящей в состав ОПО МНГК, осуществляется непрерывное автоматическое измерение и регулирование объема бурового раствора в скважине.

452. При ГНВП на скважине, входящей в состав ОПО МНГК, разгазированная жидкость через штуцерную линию поступает в систему сепарации и дегазации. Отсепарированный газ направляется на сброс, а жидкость - в циркуляционную систему для ее обработки.

453. Эксплуатирующая МСП, ПБУ, МЭ и ПТК организация при подводном расположении ПВО разрабатывает инструкцию по плановой и аварийной отстыковке ППВО с учетом

результатов безопасной эксплуатации бурового райзера и его отстыковок на разных глубинах моря при разных углах его отклонения от вертикали в нижнем соединительном устройстве.

XXIV. Предупреждение ГНВП и открытого фонтанирования скважин, действия в случае аварии или чрезвычайной ситуации

Организационно-технические требования

454. Перед вскрытием пласта или нескольких пластов с возможными флюидопроявлениями необходимо разработать и реализовать мероприятия по предупреждению ГНВП и провести:

инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ликвидации ГНВП согласно специальным разделам ПЛА, разработанным в соответствии с [приложением N 6](#) к настоящим Правилам;

проверку состояния буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений;

учебную тревогу "Выброс", дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровой организацией;

проверку наличия в рабочих и запасных емкостях необходимого количества промывочной жидкости, а также необходимого на случай ГНВП запаса материалов и химреагентов для приготовления промывочной жидкости в соответствии с рабочим проектом;

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

455. При обнаружении ГНВП буровая вахта обязана загерметизировать устье скважины, информировать об этом руководство буровой организации, противодонную службу или ПАСФ и действовать в соответствии с ПЛА. После герметизации должны быть сняты показания манометров на стояке и в затрубном пространстве, время начала проявления, вес инструмента на крюке.

456. После закрытия превенторов при ГНВП необходимо установить наблюдение за возможным возникновением грифонов вокруг скважины и пропусков (жидкости, газа) в соединениях и узлах ПВО.

457. Для предупреждения ГНВП и обвалов стенок скважины в процессе подъема колонны бурильных труб следует производить долив бурового раствора в скважину. Режим долива должен обеспечивать поддержание уровня раствора в скважине близким к ее устью. Предельно допустимое понижение уровня раствора устанавливается рабочим проектом с учетом допусков по [пункту 387](#) настоящих Правил. Свойства бурового раствора, доливаемого в скважину, не должны отличаться от находящегося в ней.

458. Объемы вытесняемого из скважины при спуске бурильных труб и доливаемого раствора при их подъеме должны контролироваться и сопоставляться с объемом поднятого или спущенного металла труб бурильной колонны. При разнице между объемом доливаемого бурового раствора и объемом металла поднятых труб более 0,5 м³ подъем должен быть прекращен и приняты меры по

герметизации устья скважины.

Приемные емкости должны быть оборудованы указателями уровня жидкости.

459. Перед и после вскрытия пластов с аномально высоким пластовым давлением при возобновлении промывки скважины после спускоподъемных операций, ГИС, ремонтных работ и простоев начинать контроль плотности, вязкости, газосодержания бурового раствора следует сразу после восстановления циркуляции.

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

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

461. При бурении в продуктивных пластах механическая скорость должна ограничиваться до значений, при которых обеспечивается дегазация бурового раствора.

462. Если объемное содержание газа в буровом растворе превышает фоновое на 5% (объемных), 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.

463. К подъему буровой колонны из скважины, в которой произошло поглощение бурового раствора при наличии ГНВП, разрешается приступить только после заполнения скважины до устья и отсутствия перелива в течение времени, достаточного для подъема и спуска буровой колонны.

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

465. 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 буровой колонны следует проводить с герметизированным затрубным пространством и с установленным в буровых трубах шаровым краном, с разработкой и осуществлением мер безопасности в соответствии с ПЛА.

466. Технические устройства, инструменты, материалы, спецодежда, средства страховки и индивидуальной защиты, необходимые для ликвидации ГНВП и открытых фонтанов, определенные проектной документацией, должны находиться всегда в полной готовности на складах организаций, эксплуатирующих ОПО нефтегазового комплекса.

467. Подъем буровой колонны при наличии сифона или поршневания запрещается. При их появлении подъем следует прекратить, провести промывку с вращением и расхаживанием колонны буровых труб.

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

При невозможности устранить поршневание (наличие сальника на КНБК или сужение ствола скважины) необходимо подъем производить с промывкой и вращением колонны буровых труб.

468. При поступлении пластового флюида в скважину в процессе подъема буровой колонны из интервала необсаженного ствола, следует подъем остановить, промыть скважину в течение одного цикла, спустить буровую колонну до забоя, произвести промывку скважины не менее двух циклов с приведением всех параметров промывочной жидкости в соответствие с ГТН (определить причину поступления пластового флюида и принять меры), после чего произвести подъем буровой колонны.

469. Работа в опасной зоне по ликвидации открытого фонтана должна проводиться силами работников ПАСФ по специальным планам, разработанным штабом, создаваемым организацией, эксплуатирующей ОПО.

Штаб несет полную ответственность за реализацию разработанных мероприятий.

470. Перед вскрытием продуктивного горизонта и при наличии во вскрытом разрезе нефтегазосодержащих отложений, а также других высоконапорных горизонтов на объекте должны быть вывешены предупредительные надписи и все работающие должны быть предупреждены о том, что требуется повышенное внимание в связи со вскрытием продуктивного пласта.

Действия в случае аварии или чрезвычайной ситуации на ОПО МНГК

471. Для предупреждения ГНВП и открытых фонтанов следует выполнять требования инструкций по предупреждению ГНВП и открытых фонтанов, разработанных организацией, эксплуатирующей ОПО.

472. В случае возникновения открытого фонтана представитель организации - исполнителя буровых работ оповещает об этом ПАСФ, руководство эксплуатирующей организации и территориальный орган Ростехнадзора.

473. При возникновении открытого фонтана работники ОПО МНГК обязаны:

остановить ДВС;

отключить силовые и осветительные линии электропитания аварийной скважины;

прекратить в газоопасной зоне производство всех огневых работ, использование стальных инструментов, а также другие действия, способные вызвать искрообразование.

474. Во время открытого фонтана при нахождении на кусте скважин второй буровой установки, подъемных агрегатов для ремонта скважин их работа останавливается и принимаются меры по прекращению добычи углеводородов из действующих скважин.

475. На складах эксплуатирующей организации в постоянной готовности находится аварийный запас оборудования, инструмента, материалов, спецодежды, средств связи и индивидуальной защиты, необходимых для ликвидации ГНВП.

**Дополнительные требования к предупреждению ГНВП
и открытого фонтанирования скважин, действия в случае
аварии или чрезвычайной ситуации на ОПО МНГК**

476. При возникновении открытого фонтана необходимо:

создание водяных завес между жилым блоком и устьями скважин, у коллективных спасательных средств и привода гидросистемы передвижения вышки;

подготовить коллективные спасательные средства и СИЗ для эвакуации работников. При этом производится контроль загазованности помещений жилого и технологических блоков, путей эвакуации и мест размещения коллективных спасательных средств.

477. Не допускается нахождение лиц, не связанных с работами по ликвидации открытого фонтана, на аварийном объекте, а также на плавучих средствах, выделенных для участия в аварийных работах.

478. Перед входом АСС в зону горения включается защитное водяное орошение корпуса судна и принимаются меры по предупреждению опасности окружения судна огнем.

479. Действия работников по сигналу тревоги определяется в ПЛА и расписаниях по тревогам. Расписания по тревогам и выписка из оперативной части ПЛА размещаются на каждой палубе жилого блока и на рабочих местах.

480. На ОПО МНГК предусматриваются следующие расписания по тревогам:

"Общесудовая тревога" (включает в себя: "Борьба с огнем", "Борьба с водой", "Борьба с аварийным разливом нефтепродуктов", "Аварийный выброс");

"Человек за бортом";

"Шлюпочная тревога" (оставление МСП, МЭ, ПБУ или ПТК).

В расписаниях по тревогам указывается время общей эвакуации. Расписания по тревогам должны быть подписаны ответственным лицом эксплуатирующей организации и утверждены ее техническим руководителем.

481. Эвакуация работников с помощью спасательных средств осуществляется по специальной команде (сигналу). Сигнал должен дублироваться голосом по громкоговорящей связи на русском и английском языках.

482. Команду об эвакуации работников подает начальник ОПО МНГК. Капитан ОПО МНГК после получения сигнала об эвакуации ставит в известность дежурные суда и вертолеты, а при необходимости подает международный сигнал бедствия.

483. Начальник, капитан ОПО МНГК, радист и спасательные группы эвакуируются последними, убедившись, что на МСП, ПБУ, МЭ и ПТК никто не остался.

484. Проверка знаний по видам тревог проводится во время учебных и тренировочных занятий на МСП, ПБУ, МЭ и ПТК не реже одного раза в неделю по графику, утвержденному техническим руководителем эксплуатирующей организации.

485. При аварийной ситуации на МСП, ПБУ, МЭ или ПТК и невозможности срочной перегрузки ВМ на спасательное или дежурное судно допускается (по указанию начальника ОПО МНГК) сбрасывание контейнеров с ВМ в море, на что в последующем составляется акт с указанием точного места затопления, вида ВМ, веса, характера упаковки и направляется сообщение в правоохранительные органы и гидрографическую службу.

486. Если эвакуация для ОПО МНГК организована с применением АСС, последние располагаются на таком расстоянии от объектов (но не далее 5 морских миль), чтобы можно было при любых гидрометеорологических условиях подойти к МСП, ПБУ, МЭ или ПТК в заданное время и оказать помощь находящимся на его борту людям.

487. АСС оборудуются системой динамического позиционирования и оснащаются приспособлениями для подъема людей из воды, средствами локализации и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов, а также оказания помощи аварийным объектам в борьбе с пожарами и поступлением воды.

XXV. Требования к бурению наклонно-направленных и горизонтальных скважин

488. Рабочий проект на бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин должен содержать следующие положения:

мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению ГНВП;

обоснование профиля и интенсивности искривления (радиуса искривления) ствола скважины исходя из заданной протяженности горизонтального положения в продуктивном пласте;

расчеты дополнительных изгибающих нагрузок на колонны обсадных, бурильных и НКТ в интервалах искривления ствола;

мероприятия по обеспечению безотказной и безаварийной работы колонн обсадных, бурильных и НКТ в условиях искривления ствола скважины в зенитном и азимутальном направлениях;

коэффициенты запаса прочности для расчета обсадных колонн и условия обеспечения герметичности их резьбовых соединений;

технические условия по обеспечению проходимости внутри обсадных колонн труб, инструмента и приспособлений для проведения технологических операций, приборов, ловильного инструмента и внутрискважинного оборудования;

мероприятия по минимизации износа обсадных колонн при спускоподъемных и других операциях, предотвращению желобообразований в интервалах искривления и горизонтальном участке;

гидравлическую программу, обеспечивающую транспорт шлама из горизонтального участка ствола скважины и вымыв газовых шапок;

обоснование способа крепления скважины в интервалах интенсивного искривления и горизонтальном участке;

допустимые нагрузки на стенки скважины от силы прижатия колонны буровых труб в местах интенсивного набора кривизны.

489. Выбор конструкции наклонно-направленных и горизонтальных скважин должен определяться в соответствии с требованиями, установленными [главой XV](#) настоящих Правил.

490. Интенсивность промывки в начале каждого долбления должна обеспечивать удаление газовых скоплений в верхней части пологого или горизонтального участка (например, в местах расширения ствола, перегибах).

491. Выбор обсадных колонн определяется в рабочем проекте производства буровых работ с учетом расчетов прочности секций при спуске и эксплуатации обсадных колонн в интервалах искривлений и горизонтальных участков, внешнего и внутреннего давлений, растяжений.

492. Выбор резьбовых соединений и герметизирующих средств в интервалах интенсивного искривления ствола должен обеспечивать требуемые прочностные характеристики обсадной колонны, герметичность и надежность крепи в течение всего периода эксплуатации скважины. Типы применяемых резьбовых соединений и резьбовых смазок определяются рабочим проектом.

493. Выбор наружного диаметра замковых соединений буровой колонны, их конструкция производятся с учетом проектной интенсивности искривления ствола в целях минимизации нагрузок на стенку скважины для предупреждения желобообразования и снижения износа обсадных колонн.

XXVI. Требования к освоению и испытанию скважин

494. При производстве работ по освоению скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины, находящейся непосредственно на скважине, или материалов для оперативного ее приготовления.

При возможности оперативной доставки и размещения допускается иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины на узле приготовления раствора.

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

высота подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной и качество сформировавшейся крепи соответствуют требованиям рабочего проекта на бурение скважины;

эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой (фонтанной арматурой), герметична при давлении, превышающем на 10% максимально ожидаемое давление на устье скважины;

устье с фонтанной арматурой или превенторной установкой и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии со схемой, разработанной в составе рабочего проекта на строительство скважины, требования к которой установлены в [пункте 429](#) настоящих Правил;

В случае возможных отклонений по высоте подъема цемента от рабочего проекта работы по освоению и испытанию скважины проводятся после согласования с заказчиком и проектной организацией.

496. Устье скважины перед перфорацией эксплуатационной колонны должно быть оборудовано ПВО по утвержденной схеме, а скважина заполнена буровым раствором (или специальной жидкостью), соответствующим рабочему проекту.

В случае вскрытия перфорацией газовых, нефтяных и водоносных горизонтов с аномально высоким пластовым давлением ПВО должно быть представлено превенторной установкой.

Подготовительные работы перед спуском заряженного перфоратора в скважину осуществляются в соответствии с требованиями [главы XLVII](#) настоящих Правил.

Перфорация продуктивного пласта при сниженном уровне или в среде, отличающейся от установленных требований, должна производиться в условиях обеспечения герметизации устья скважины при ГНВП. Технология и порядок проведения таких работ устанавливаются специальным планом, утвержденным организацией, эксплуатирующей ОПО (заказчиком), и согласованным ПАСФ.

497. Во время перфорации производителем работ должно быть установлено наблюдение за уровнем жидкости в скважине.

498. Фонтанная арматура до установки на устье скважины должна быть опрессована на величину рабочего давления, установленного изготовителем.

Результаты опрессовки на устье скважины оформляются актом комиссии, в состав которой включается представитель заказчика.

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

исключение закупорки пласта при вторичном вскрытии;

сохранение скелета пласта в призабойной зоне;

предупреждение прорыва пластовой воды и газа из газовой "шапки";

термогазодинамические исследования по определению количественной и качественной характеристики пласта и его геологофизических параметров;

сохранение, восстановление или повышение проницаемости призабойной зоны;

предотвращение неконтролируемых ГНВП и открытых фонтанов;

безопасное пользование недрами и охрану окружающей среды.

500. Устойчивость призабойной зоны пласта и сохранность цементного камня обеспечиваются допустимой депрессией, величина которой устанавливается заказчиком с учетом проектных решений и фактических характеристик пласта, вскрытого скважиной.

501. 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 0,5 - 0,6 г/см³; при большей разнице плотностей должны быть ограничены темпы снижения противодавления на пласт;

использования пенных систем;

использования специальных технических средств и технологий (например, струйный насос).

502. Снижение уровня жидкости в эксплуатационной колонне с использованием воздуха запрещается.

Вызов притока путем снижения уровня в эксплуатационной колонне свабированием, использованием скважинных насосов, нагнетанием инертного газа или природного газа от соседней скважины производится в соответствии с планом работ и согласовывается с заказчиком.

503. Глубинные измерения в скважинах с избыточным давлением на устье должны проводиться с применением лубрикатора, технические характеристики которого соответствуют условиям работы скважины. До установки лубрикатор должен быть опрессован на рабочее давление, установленное изготовителем, а после установки - на давление опрессовки колонны.

504. Для каждой скважины, подлежащей освоению, составляется план работ и назначаются ответственные лица за их выполнение.

План утверждается техническим руководителем организации и согласовывается с заказчиком.

505. Испытание скважин в процессе бурения с помощью испытателей пластов осуществляется по плану работ, предусматривающему мероприятия по подготовке ствола скважины, обработке раствора противоприхватными добавками, величину депрессии на испытываемый пласт, порядок подготовки бурильной колонны и проведения такой операции. План работ согласовывается с заказчиком, геофизической организацией (в случаях ее участия) и утверждается техническим руководителем буровой организации.

506. Проведение работ с трубными пластоиспытателями разрешается в скважинах при исправном буровом инструменте, насосах. Испытания пластов в зависимости от их задач могут

проводиться без и с выпуском жидкости долива и пластового флюида на поверхность.

507. Перед испытанием скважины с помощью пластоиспытателя с выводом пластового флюида на поверхность необходимо:

рассчитать колонну бурильных труб на избыточное внутреннее и наружное давления, которые могут возникнуть в процессе испытания;

оборудовать буровую колонну шаровым краном и специальной устьевой головкой, опрессовав их на давление, превышающее на 10% максимальное ожидаемое в процессе операции;

провести обвязку устья с манифольдом буровых насосов и выкидной линии превенторной установки;

обеспечить возможность прямой и обратной закачки промывочной жидкости в скважину;

провести испытание на герметичность обсадной колонны с ПВО;

оборудовать устье скважины рабочей площадкой для экстренного закрытия аварийного крана на специальной устьевой головке при подъеме бурильной колонны с элементами обвязки над столом ротора;

обеспечить на буровой в местах выхода пластового флюида активную вентиляцию.

508. Запрещается проведение работ с трубными пластоиспытателями в скважинах без оборудования их превенторной установкой.

509. Проведение работ с трубными пластоиспытателями в условиях поглощения промывочной жидкости и слабом проявлении скважины должно проводиться по дополнительным планам, содержащим мероприятия по обеспечению безаварийности и безопасности работ и согласованным с ПАСФ.

510. О проведенных работах по освоению и испытанию скважин составляется суточный рапорт по форме, установленной в организации.

XXVII. Дополнительные требования безопасности к производству буровых работ в зонах многолетнемерзлых пород

511. Технология производства буровых работ в зонах распространения ММП должна определяться мерзлотными и климатическими условиями данного региона. Вводу месторождений в разработку должно предшествовать создание детальных мерзлотных карт, на которых отражены поверхностные условия всего разреза ММП. Территория месторождения разбивается на участки с однотипными параметрами ММП.

512. Размещение разведочных и эксплуатационных скважин должно осуществляться в основном на площадях с тальми и мерзлыми породами, не подверженных просадкам и деформациям, и базироваться на основе данных о мерзлотной обстановке, отраженной на

региональных и детальных геокриологических картах данной площади, составленных по материалам исследований в режимных и мерзлотных скважинах, вскрывших весь интервал мерзлоты.

513. Предотвращение растепления и усадки пород под буровым оборудованием должно обеспечиваться максимальным сохранением поверхностного покрова.

514. Конструкция скважин должна обеспечить надежную сохранность устья и околоствольного пространства в процессе всего цикла производства буровых работ и эксплуатации за счет применения соответствующих технических средств и технологических решений.

515. Бурение ствола под направление до глубины 20 - 30 м необходимо производить на буровом растворе, предотвращающем кавернообразование и растепление пород или с продувкой забоя воздухом. Направление должно цементироваться.

516. Кондуктор должен перекрывать толщу неустойчивых при протаивании пород - криолитозоны. Башмак необходимо располагать ниже этих пород (не менее чем на 50 м) в устойчивых отложениях.

517. Для бурения скважин в зоне распространения ММП в качестве промывочной жидкости запрещается использовать воду.

518. Для предупреждения кавернообразования в интервалах ММП в качестве промывочных агентов следует применять высоковязкие полимерглинистые и биополимерные растворы с регулируемым содержанием твердой фазы, продувку забоя воздухом или пенами, а также, при необходимости, долота диаметром меньше номинального с последующим расширением ствола скважины до проектного значения.

519. Тепловой режим бурения в интервалах ММП, а также такие показатели бурового раствора, как температура, вязкость, статическое напряжение сдвига, показатель фильтрации и плотность, должны обеспечивать снижение разупрочняющего воздействия на приствольную зону. Перечисленные показатели должны контролироваться и поддерживаться в оптимальных пределах.

520. Для цементирования обсадных колонн применяется цемент для низких и нормальных температур с ускорителем схватывания.

521. Температура тампонажного раствора должна быть не ниже 8 - 10 °С для обеспечения его ускоренного схватывания, но не превышать температуру бурового раствора при бурении под колонну.

522. При опрессовке колонн и межколонных пространств следует применять незамерзающие жидкости, в том числе и используемые буферные жидкости.

523. Комплекс мероприятий по предупреждению смятия колонн и аварийных газопроявлений в скважинах в случае длительных их простоев после окончания бурения или в период эксплуатации зависит от предполагаемого срока простоя (времени обратного промерзания) и наличия в заколонном и межколонном пространствах замерзающей жидкости. Комплекс

мероприятий разрабатывается организацией - исполнителем работ по согласованию с пользователем недр (заказчиком). При наличии в межколонных пространствах скважины замерзающих жидкостей необходимо проводить периодический контроль ее температуры глубинными термометрами.

В случае падения температуры до опасных значений необходимо обеспечить периодические прогревы крепи прокачкой подогретой жидкости или отборами газа либо (при длительной консервации) проведение замораживания без перфорации.

524. Работы по вызову притока начинаются только после обследования состояния скважины глубинными приборами (термометром, манометром), установления их проходимости по всему стволу и прогрева крепи в интервале ММП прокачкой подогретой жидкости через спущенные НКТ.

XXVIII. Дополнительные требования безопасности к производству буровых работ на кустовой площадке и ОПО МНГК

525. Настоящие требования распространяются на производство буровых работ с кустовых площадок и ОПО МНГК на нефтяных, нефтегазовых, газоконденсатных и газовых месторождениях.

526. При размещении кустовых площадок на вечномерзлых грунтах расстояние между устьями скважин не должно быть меньше 1,2 диаметра растепления пород вокруг устья скважин.

527. В целях обеспечения промышленной безопасности при совмещении во времени различных по характеру работ (бурение, освоение, эксплуатация, монтаж нефтегазодобывающего оборудования и других работах) пользователь недр (заказчик) или его представитель разрабатывает и утверждает положение о порядке организации безопасного производства работ. Эти мероприятия обязательны к выполнению всеми участниками производственного процесса.

528. Пользователем недр (заказчиком) или его представителем назначается ответственный руководитель работ, наделенный необходимыми полномочиями.

529. Положение о порядке организации безопасного производства работ должно предусматривать:

последовательность работ и операций, порядок их начала при совмещении во времени;

оперативное и территориальное разграничение полномочий и ответственности всех участников производственных процессов;

систему оперативного контроля за ходом и качеством работ, соблюдением требований промышленной безопасности;

порядок и условия взаимодействия организаций между собой и ответственным руководителем работ.

530. Порядок эвакуации людей, транспорта, спецтехники при ГНВП, открытых фонтанах и других авариях должен быть предусмотрен ПЛА и планами эвакуации людей с ОПО МНГК.

531. При передвижке вышечно-лебедочного блока на новую точку (позицию), а также при испытании вышек и ведении сложных аварийных работ на скважине должны быть прекращены все работы на соседних объектах. Люди из опасной зоны (высота вышки плюс 10 м) должны быть удалены (кроме работников, занятых непосредственно производством работ). На ОПО МНГК опасная зона при передвижке вышечно-лебедочного блока на новую точку (позицию), а также при испытании вышек и ведении сложных аварийных работ на скважине определяется в документации владельца ОПО МНГК на производство таких работ.

532. Производство опасных работ должно проводиться по нарядам-допускам, выдаваемым ответственным руководителем работ на кустовой площадке в соответствии с требованиями [пунктов 1076 - 1079](#) настоящих Правил.

533. Одновременно с бурением очередной скважины на ранее пробуренных скважинах допускается проведение работ по дополнительному вскрытию продуктивных пластов, в том числе путем проводки горизонтальных ответвлений из основного ствола скважины.

534. При демонтаже буровой установки или снятии вышечно-лебедочного и других блоков с последней пробуренной на кусте скважины, их транспортировке с кустовой площадки должны быть разработаны меры, обеспечивающие безопасную эксплуатацию скважин, находящихся в опасной зоне, вплоть до их остановки.

Сдача очередной скважины буровым подрядчиком и приемка ее заказчиком производятся после предварительных исследований качества выполнения работ и оформляется актом, подписанным обеими сторонами.

Одновременные бурение, эксплуатация и ремонт скважин

535. Допускается одновременное бурение двух скважин на ОПО МНГК при условии спуска на одной из них кондуктора и при смонтированном на устье скважины ПВО.

536. При бурении эксплуатационных скважин двумя буровыми установками допускается соединение их циркуляционных систем при условии, что общий объем циркуляционных систем соответствует проектным требованиям бурения двух скважин.

537. При одновременном бурении и эксплуатации скважин на МСП, ПБУ и МЭ обязательно соблюдение следующих требований:

фонтанные скважины оборудуются внутрискважинным клапаном-отсекателем и дистанционно управляемыми устьевыми задвижками;

нефте- и газопроводы должны быть оснащены линейными задвижками-отсекателями.

538. При отсутствии обоснованных проектных решений о конкретных расстояниях между устьями скважин соблюдаются следующие требования к расстояниям между устьями скважин:

не менее 2,4 м для нефтяных и не менее 3 м для газовых и газоконденсатных при расположении ПВО при бурении скважин на верхнем ярусе, а задвижек фонтанной арматуры эксплуатируемых скважин на нижнем ярусе верхнего строения платформы;

не менее 5 м при расположении ПВО при бурении скважин и задвижками фонтанной арматуры эксплуатируемых скважин на одном ярусе.

539. При ГНВП при бурении на одной из скважин все работы на другой буровой установке прекращаются и принимаются меры по предупреждению осложнений. При одновременном бурении, капитальном или текущем ремонте и эксплуатации скважин о случившемся факте ГНВП ставится в известность эксплуатирующая организация для принятия мер по прекращению добычи нефти на действующих скважинах в случае необходимости, а также организация, выполняющая капитальный или текущий ремонт скважин. Об осложнении оповещается руководство эксплуатирующей организации и буровой подрядчик.