

Утверждено  
приказом Федеральной службы  
по экологическому, технологическому  
и атомному надзору  
от «19» декабря 2024 г. № 108

**РУКОВОДСТВО ПО БЕЗОПАСНОСТИ  
«ТЕХНОЛОГИЯ УПРАВЛЕНИЯ СКВАЖИНОЙ ПРИ  
ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЯХ В РАЗЛИЧНЫХ  
ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ»**

**I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

1. Руководство по безопасности «Технология управления скважиной при газонефтеводопроявлениях в различных горно-геологических условиях» (далее – Руководство) разработано в целях содействия соблюдению требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 15 декабря 2020 г. № 534 (зарегистрирован Минюстом России 29 декабря 2020 г. № 61888 (далее – Правила № 534).

2. Руководство рекомендовано для использования организациями, осуществляющими эксплуатацию опасных производственных объектов бурения и добычи нефти, газа и газового конденсата.

3. Руководство содержит рекомендации по выполнению требований промышленной безопасности, установленных пунктами 231, 291, 471 Правил № 534.

4. Целью Руководства является методическое содействие в повышении безопасности и противоаварийной устойчивости на опасных производственных объектах бурения и добычи нефти, газа и газового конденсата и других объектах нефтегазодобывающей промышленности путем предупреждения газонефтеводопроявлений (далее – ГНВП) и открытых фонтанов (далее – ОФ).

5. В Руководстве изложены рекомендации по разработке технологии по предупреждению, обнаружению и ликвидации ГНВП на опасных производственных объектах бурения и добычи нефти, газа и газового конденсата в различных горно-геологических условиях.

## **II. ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И СПОСОБЫ ИХ ОБНАРУЖЕНИЯ. СТАДИИ КОНТРОЛЯ СКВАЖИНЫ. ЛИНИИ ЗАЩИТЫ ОТ ОТКРЫТОГО ФОНТАНА**

6. Одним из основных условий возникновения ГНВП (поступление пластового флюида в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ на всех этапах жизненного цикла скважины, которое можно взять под контроль при помощи внутрискважинного, устьевого и противовыбросового оборудования) может являться превышение пластового давления над давлением в скважине в интервале проявляющего пласта. Возможно возникновение ГНВП при наличии достаточного противодействия на продуктивный пласт в результате поступления пластового флюида в ствол скважины в результате диффузионных, капиллярных или осмотических процессов, гравитационного замещения, контракционных эффектов, высокой скорости разбуривания газонасыщенных пород.

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

- ошибок в прогнозировании пластовых давлений или определении проектной плотности промывочной жидкости;
- тектонических нарушений в районе буровых работ и вскрытия зон с аномально высоким пластовым давлением;
- разбуривания несовместимых интервалов бурения (гидроразрыв, поглощение - снижение гидростатического давления столба бурового раствора на продуктивный горизонт);
- ошибок в определении глубины залегания продуктивных отложений;

- недостаточного оперативного контроля за текущими изменениями пластовых давлений вследствие законтурного заводнения и других факторов;
- использования промывочной жидкости или жидкости глушения скважины с заниженной плотностью;
- снижения гидростатического давления столба промывочной жидкости из-за падения уровня в скважине в результате поглощения;
- снижения гидростатического давления столба промывочной жидкости из-за недолива скважины при подъеме колонны труб;
- снижения плотности промывочной жидкости при ее химической обработке;
- снижения плотности промывочной жидкости за счет явления фильтрации, контракции, седиментации и температурных изменений в промывочных жидкостях, характеризующихся вязкопластичными и вязкоупругими свойствами;
- снижения гидростатического давления столба промывочной жидкости из-за перетоков, обусловленных разностью плотностей в трубном и затрубном пространствах;
- уменьшения забойного давления при установке жидкостных ванн с низкой плотностью раствора при ликвидации прихватов;
- снижения забойного давления в результате проявления эффектов поршневания при подъеме бурильной колонны с сальником, завышенных скоростях подъема труб, росте структурно-механических и реологических параметров промывочной жидкости;
- разгазирования промывочной жидкости в призабойной части вследствие длительных простоев скважины без промывок;
- разрушения обратных клапанов бурильных или обсадных колонн в процессе их спуска;
- нарушения целостности обсадных или бурильных колонн при их спуске в скважину без заполнения их промывочной жидкостью;

- некачественного крепления обсадных колонн, перекрывающих газонефтеводонасыщенные напорные горизонты (недоподъем цемента согласно проекту, языковое заполнение цемента за обсадной колонной).

8. Условиями возникновения ГНВП при различных технологических операциях могут являться:

- в процессе механического бурения, когда пластовое давление превышает давление гидростатического столба промывочной жидкости ( $P_r$ ) и гидравлическое сопротивление в затрубном пространстве ( $P_{г.с.к}$ )

$$P_{пл} > P_r + P_{г.с.к}; \quad (1)$$

- при наращивании буровой колонны, ремонте насоса и т.д. проявление может начаться, когда

$$P_{пл} > P_r; \quad (2)$$

- при подъеме буровой колонны из-за снижения забойного давления, обусловленного гидродинамическим давлением в результате движения труб ( $\Delta P_{д.п}$ ), явлений фильтраций, контракции, седиментации и температурных изменений в неподвижной промывочной жидкости ( $\Delta P_{с.т}$ ), опорожнения скважины за счет долива ( $\Delta h$ ), что может определяться по формуле:

$$P_{пл} > P_r - \Delta P_{д.п} - \Delta P_{с.т} - \Delta h \cdot \rho \cdot g, \quad (3)$$

где  $h$  - глубина опорожнения скважины перед очередным доливом;

$\rho$  - плотность бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  - ускорение свободного падения, 9,81 м/с<sup>2</sup>;

- при спуске колонны труб из-за снижения гидростатического давления ( $\Delta P_{с.т}$ ) в неподвижной промывочной жидкости (стол скважины, где еще нет труб) и отрицательной составляющей гидродинамического давления ( $\Delta P_{д.с}$ ), что может определяться по формуле:

$$P_{пл} > P_r - \Delta P_{с.т} - \Delta P_{д.с}; \quad (4)$$

- при длительном отсутствии циркуляции, в том числе и при полностью поднятой буровой колонне, из-за снижения гидростатического давления в неподвижной промывочной жидкости, что может определяться по формуле:

$$P_{пл} > P_{г} - \Delta P_{с. т.} \quad (5)$$

Формулы для расчета  $\Delta P_{д. п.}$ ,  $\Delta P_{с. т.}$  и  $\Delta P_{д. с.}$  приведены в приложении № 1 к Руководству.

При промывке скважины после спуска бурильной колонны, длительных простоях забойное давление может снижаться за счет подъема по стволу газированных пачек промывочной жидкости и резкого увеличения их объема, особенно при подходе к устью.

9. ГНВП может быть обнаружено по прямым и косвенным признакам. Прямые признаки указывают на поступление пластового флюида в ствол скважины, а косвенные сигнализируют о возможном снижении превышения давления в скважине над пластовым давлением.

Прямым признаком ГНВП при отсутствии циркуляции (также при поднятой колонне), при геофизических и ремонтных работах может являться перелив промывочной жидкости на устье или движение промывочной жидкости в желобной системе скважины. При этом максимально допустимое увеличение объёма промывочной жидкости в приёмной ёмкости составляет  $1/4 V_{пр}$ , но не более  $0,5 \text{ м}^3$ .

Прямыми признаками ГНВП при бурении могут являться:

- повышение расхода (скорости) выходящего потока промывочной жидкости из скважины при постоянной подаче насосов;
- увеличение объема (уровня) промывочной жидкости в приемных емкостях;
- повышение газосодержания в промывочной жидкости более чем на 5% и снижение ее плотности.

Прямыми признаками ГНВП при спуско-подъемных операциях (далее – СПО) могут являться:

- уменьшение против расчетного объема промывочной жидкости, доливаемого в затрубное пространство при подъеме бурильной/обсадной колонны;
- увеличение против расчетного объема промывочной жидкости,

вытесняемой из скважины при спуске бурильной/обсадной колонны.

Косвенными признаками ГНВП могут являться:

- изменение давления на буровых насосах при неизменном режиме бурения;
- увеличение механической скорости проходки при неизменном режиме бурения;
- увеличение крутящего момента на роторе (верхнем силовом приводе) при неизменном режиме бурения;
- увеличение температуры выходящей из скважины промывочной жидкости;
- повышение газосодержания в промывочной жидкости менее чем на 5%;
- изменение параметров промывочной жидкости, в том числе плотности;
- появление серповидного (игольчатого) шлама на виброситах;
- увеличение веса на крюке буровой установки;
- снижение уровня столба промывочной жидкости при технологических остановках и простоях.

10. Контроль за поступлением пластового флюида в ствол скважины рекомендуется осуществлять по прямым и косвенным признакам. При обнаружении косвенного признака ГНВП рекомендуется проверка на наличие прямого признака ГНВП. Для проверки рекомендуется остановить процесс бурения, поднять долото над забоем, выставить бурильный замок на высоте одного метра над столом ротора, остановить вращение бурильной колонны и циркуляцию бурового раствора, переключить выход раствора из скважины на доливную емкость, активировать систему для долива скважины и в течение 15 минут наблюдать за уровнем раствора в доливной емкости. Увеличение объема в доливной емкости может означать наличие прямого признака ГНВП. Уменьшение объема в емкости может означать наличие поглощений промывочной жидкости в скважине. При наличии прямого признака необходимо действовать в соответствии с Правилами № 534. При отсутствии прямого признака рекомендуется ограничить скорость проходки.

11. При поступлении притока пластового флюида в ствол скважины не рекомендуется превышать допустимую величину  $V_{\text{доп.}}$ , которую рекомендуется устанавливать равной  $V_{\text{пр.}}/2$ , но не более  $0,5 \text{ м}^3$ . Расчет  $V_{\text{пр.}}$  дан в приложении № 2 к Руководству.

12. Для своевременного обнаружения притока пластового флюида рекомендуется:

- изолировать приемную емкость, через которую ведется циркуляцию, от других;

- уменьшить поверхность зеркала приемной емкости установкой перегородки;

- установить исходный уровень промывочной жидкости после возобновления замкнутой циркуляции;

- корректировать положение исходного уровня на объем введенных добавок при обработке и утяжелении промывочной жидкости, интенсивного выпадения осадков или потерь промывочной жидкости при ее очистке и испарении;

- переключать насосы, приемные ёмкости, перераспределять объемы промывочной жидкости только с ведома бурильщика;

- останавливать процесс бурения для выполнения указанных работ, если бурение ведут в отложениях, содержащих сероводород.

13. При увеличении в промывочной жидкости содержания газа выше фонового на 1 и более % рекомендуется принимать меры по его дегазации и выявлению причины его поступления (работа пласта, выделение из выбуренной породы, вспенивание).

14. При прекращении промывки (например, при наращивании бурильной колонны) проявление можно обнаружить визуально по продолжающемуся движению промывочной жидкости по желобной системе. При этом рекомендуется учитывать, что после остановки насосов из скважины вытекает определенное количество жидкости за счет сжимаемости и вязкоупругих свойств промывочных жидкостей, что не является признаком проявления.

15. Проявление, начавшееся в процессе подъема бурильной колонны, возможно распознать по уменьшению объема бурового раствора, доливаемого в затрубное пространство, по сравнению с объемом металла бурильных труб, извлекаемых из скважин, и объемом бурового раствора, остающегося на внутренних стенках труб в виде пленки. Если для очистки не используются обтираторы, то рекомендуется учитывать объем пленки на наружной поверхности труб. Если спуск или подъем бурильной колонны остановлен, то на бурильную трубу рекомендуется установить шаровый кран в открытом положении.

16. До начала вскрытия высоконапорного пласта, при условии отсутствия поглощения и проявления скважины, в процессе подъема инструмента рекомендуется проводить контрольные измерения по доливу скважины и составлять таблицу, в которую вносить данные по количеству поднятых свечей, соответствующий им расчетный объем металла труб (приложение № 3 к Руководству) и фактический объем долитой в скважину жидкости.

В дальнейшем рекомендуется после каждого подъема вносить в эту таблицу результаты измерений объема доливаемой в скважину промывочной жидкости и сопоставлять их с данными контрольного замера. Результаты измерений также могут быть представлены на графике, где на оси абсцисс откладывают количество поднятых свечей ( $n$ ), а на оси ординат – объем долитой жидкости ( $V_d$ ).

С целью учета объема пленки на поверхности труб при изменениях параметров промывочной жидкости, глубины скважины, компоновки бурильной колонны, а также проводимых на скважине операций рекомендуется периодически повторять контрольные измерения объема долива (вытеснения) промывочной жидкости.

17. В процессе спуска бурильной и обсадной колонн начавшееся проявление возможно распознать по увеличению объема в приемной емкости промывочной жидкости против расчетного объема вытеснения ( $V_B$ ). Фактический объем вытесняемой промывочной жидкости возможно определить

по контрольным измерениям во время спуска труб до вскрытия пласта пород-коллекторов по методике, аналогичной для подъема труб. Если фактический объем не определился, то за контрольный объем вытесняемого бурового раствора рекомендуется принять расчетный объем металла бурильной труб, увеличенный на 1 – 4 %. Объем вытесняемой жидкости рекомендуется сверять с контрольным объемом после спуска каждых 10 свечей.

Контроль за объемом вытесняемой жидкости при спуске труб рекомендуется вести по объему промывочной жидкости, находящейся в одной из приёмных ёмкостей (остальные отключают от желобной системы). При этом рекомендуется учитывать, что во время спуска труб в желобной системе находится некоторый объём бурового раствора, вытесненного из скважины. При непрерывном спуске труб в желобах существующих циркуляционных систем задерживается 500 – 600 л бурового раствора, который при остановках спуска практически полностью сливается в приёмную ёмкость в течение 7 – 10 минут. Этот объём рекомендуется учитывать при контроле за разницей в объёмах вытесненной жидкости и металла труб, спущенных в скважину.

Спуск колонны рекомендуется производить с промежуточными промывками согласно проекту строительства скважин.

18. Увеличение объёма в приёмной ёмкости на  $1/4 V_{пр}$  или  $0,5 \text{ м}^3$  против контрольного объёма может указывать на начало ГНВП.

19. При отсутствии циркуляции промывочной жидкости в скважине (также при полностью поднятой колонне) при геофизических и ремонтных работах, ГНВП возможно обнаружить по движению жидкости в желобной системе. При этом рекомендуется не допускать увеличение объёма промывочной жидкости в приёмной ёмкости на  $1/4 V_{пр}$ , но не более  $0,5 \text{ м}^3$ .

20. Долив промывочной жидкости при подъёме и приём его при спуске инструмента рекомендуется производить с использованием одной ёмкости. Рекомендуемый объём ёмкости не менее необходимого объёма для долива (приёма) при подъёме (спуске) всей колонны труб. Для этой цели может быть использована либо одна из доливных ёмкостей, либо специальная ёмкость.

21. Проявление после поглощения при остановленных насосах возможно обнаружить по движению промывочной жидкости по желобу, а при закрытом превенторе - по росту давления в затрубном пространстве и в трубах.

При поглощениях с падением уровня ниже устья рекомендуется постоянно доливать скважину промывочной жидкостью или водой и контролировать уровень в затрубном пространстве. Рекомендуется добиваться подъёма уровня жидкости до устья.

22. К подъёму бурильной колонны выше башмака обсадной колонны рекомендуется приступать только после заполнения скважины до устья промывочной жидкостью. Особенно тщательно рекомендуется вести контроль за скважиной по объёму доливаемой промывочной жидкости, сопоставляя его с объёмом поднимаемого металла труб и плёнки промывочной жидкости на них. Подъём рекомендуется немедленно прекратить, если не будет долито в скважину  $0,5 \text{ м}^3$  бурового раствора против контрольной величины при бурении и  $0,2 \text{ м}^3$  – при текущем и капитальном ремонте скважин. В этом случае рекомендуется приступить к спуску бурильной колонны с контролем вытесняемой промывочной жидкости.

23. В рабочие проекты на строительство скважины, инструкции по видам работ, монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования, должностные обязанности производственного персонала, устанавливаемый порядок проведения штатных операций, планы работ, план мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий (далее – ПМЛА) и другие нормативно-технические документы, связанные с возможностью ГНВП, рекомендуется включать четкие, надежные решения по их предупреждению и программы противодействия по всему спектру причин возможного возникновения ГНВП и открытых фонтанов.

24. Контроль за скважиной рекомендуется разделять на три стадии (линии) защиты:

- первая линия защиты - предотвращение притока пластового флюида в скважину за счет поддержания достаточного гидростатического давления

столба жидкости;

- вторая линия защиты (защита от открытого выброса) – вымыв поступившего в скважину пластового флюида в скважину за счет использования гидростатического давления столба жидкости и противовыбросового оборудования, ликвидация ГНВП стандартными методами и обеспечение возможности возобновления первой линии защиты;

- третья линия защиты - ликвидация ГНВП и выбросов в осложненных условиях, в том числе при наличии поглощений, межпластовых перетоков, грифонов, нарушении целостности устьевого оборудования, когда применение стандартных методов невозможно, например, динамическое глушение, закачка цемента, установка баритовых пробок, бурение разгрузочной скважины, заводнение пласта в зоне дренирования аварийной скважины.

25. Причинами возникновения ОФ могут являться:

- несоответствие конструкции скважины фактическим горно-геологическим условиям;

- несоответствие прочностных характеристик установленного противовыбросового оборудования фактическим давлениям, возникающим в процессе ликвидации газонефтеводопроявлений;

- низкое качество монтажа противовыбросового оборудования, несоблюдение установленных условий его эксплуатации;

- отступления от проектной конструкции скважины, нарушение технических условий свинчивания обсадных труб (недопуск колонн до проектных отметок, негерметичность резьбовых соединений);

- несоответствие размера плашек превентора диаметру спускаемых (поднимаемых) труб. Срыв плашек превентора при расхаживании колонны труб;

- недостаточная дегазация раствора при возникновении газонефтеводопроявлений;

- несвоевременность обнаружения возникновения газонефтеводопроявлений;

- снижение прочности обсадной колонны в результате ее износа при СПО;

- недостаточная обученность производственного персонала, несоответствие его квалификации характеру проводимых работ и принимаемых решений;

- низкая трудовая и производственная дисциплина;

- некачественное цементирование обсадных колонн;

- отсутствие в компоновке бурильной колонны шарового крана или обратного клапана.

### **III. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ**

26. В должностные инструкции работников, задействованных в бурении или ремонте нефтяных и газовых скважин, рекомендуется включать конкретные обязанности при возникновении ГНВП и ОФ.

27. Рекомендуемые действия членов буровой вахты при вскрытии пластов с возможным ГНВП направлены на раннее обнаружение (установление притока пластового флюида в скважину в объеме, не превышающем допустимый) и принятие мер по ликвидации ГНВП. Эффективность мер по ликвидации ГНВП в значительной степени зависит от ограничения объема притока пластового флюида, при обнаружении которого действия членов буровой бригады направляются на герметизацию устья скважины, подготовку бурового оборудования и промывочной жидкости к ликвидации ГНВП. Рекомендуемые действия членов буровой вахты при газонефтеводопроявлении приведены в приложении № 4 к Руководству.

28. Ознакомление производственного персонала с ПМЛА рекомендуется оформлять документально в личных картах инструктажа под расписку. ПМЛА рекомендуется вывешивать на видном месте, доступном каждому работнику.

29. Перед вскрытием пласта или нескольких пластов с возможными флюидопроявлениями рекомендуется разработать мероприятия по предупреждению ГНВП и провести:

- инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при появлении признаков ГНВП и предельно допустимым параметрам (давление опрессовки противовыбросового оборудования, скорость СПО, порядок долива);

- проверку состояния буровой установки, противовыбросового оборудования (далее – ПВО), инструмента и приспособлений;

- учебно-тренировочное занятие. Дальнейшая периодичность учебно-тренировочных занятий устанавливается буровым предприятием;

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

30. Для предупреждения ГНВП и обвалов стенок в процессе подъема колонны бурильных труб рекомендуется осуществлять долив промывочной жидкости в скважину.

При доливе рекомендуется поддержание уровня промывочной жидкости на устье скважины.

Свойства промывочной жидкости, доливаемой в скважину, рекомендуется поддерживать в соответствии с требованиями проекта.

31. Оборудование, специальные приспособления, инструменты, материалы, спецодежда, средства страховки и индивидуальной защиты, необходимые для ликвидации ГНВП и ОФ, рекомендуется держать всегда в полной готовности на складах аварийного запаса предприятий.

32. Перед началом проведения работ по ремонту скважины бригаде рекомендуется ознакомиться с ПМЛА и планом работ, содержащим сведения о конструкции и состоянии скважины, пластовом давлении, внутрискважинном оборудовании, перечне планируемых операций, ожидаемым технологическим параметрам их проведения. С исполнителями работ рекомендуется проводить инструктаж по технике безопасности с соответствующим оформлением в журнале инструктажей.

33. Перед вскрытием горизонта с возможным ГНВП и при наличии во вскрываемом разрезе нефтегазосодержащих пластов на объекте рекомендуется вывесить предупреждающие надписи: «Внимание! В скважине

вскрыт проявляющий пласт», «Недолив скважины приводит к выбросу!», «В контроле за скважиной перерывы недопустимы!».

#### **IV. ЛИКВИДАЦИЯ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ**

34. При ликвидации ГНВП не рекомендуется превышать допустимое давление, величину которого определяют на стадии проектирования и уточняют перед вскрытием высоконапорных пластов. Рекомендованный расчет предельного объема поступления газа и допустимого давления при глушении ГНВП приведен в приложении № 2 к Руководству.

35. Процесс ликвидации проявления или глушения скважины можно считать завершенным, когда весь объем поступившего в скважину пластового флюида вымыт на поверхность и гидростатическое давление столба промывочной жидкости в скважине не ниже пластового давления, что позволяет не допустить поступления пластового флюида из пласта.

36. При обнаружении прямых признаков ГНВП при бурении (нахождении долота на забое) рекомендуется выполнить следующие действия:

- поднять бурильную колонну так, чтобы в зоне превенторов находилась гладкая часть трубы (обычно, 1 метр над столом ротора);
- остановить вращение ротора;
- остановить насос (насосы).

37. После выполнения действий, указанных в пункте 36 Руководства, рекомендуется произвести герметизацию устья скважины. В зависимости от допустимого объема притока и горно-геологических условий может использоваться одна из следующих процедур закрытия скважины, последовательность операций которых может быть указана в ПМЛА.

При использовании первой процедуры закрытия дроссель или задвижка перед дросселем закрыты в процессе бурения. Рекомендуемая последовательность операций при реализации первой процедуры герметизации скважины:

- закрыть превентор (рекомендуется превентор универсальный гидравлический (далее – ПУГ));

- открыть гидроуправляемую задвижку на линии дросселирования.

При использовании второй процедуры закрытия задвижка перед рабочим дросселем открыта, дроссель открыт как минимум на 50%, задвижки на газосепаратор открыты, задвижка перед резервным дросселем (при наличии) закрыта. Рекомендуемая последовательность операций при реализации второй процедуры герметизации скважины:

- открыть гидроуправляемую задвижку на линии дросселирования;
- закрыть превентор (рекомендуется ПУГ);
- закрыть дроссель.

38. После закрытия превентора рекомендуется ожидать полного прекращения потока по желобной системе, подтверждающего герметичность превентора. Если превентор не герметичен, рекомендуется закрывать следующий, подходящий под размер бурильной колонны, превентор (при наличии). Рекомендуемая последовательность закрытия превенторов – сверху вниз.

39. После герметизации скважины рекомендуется регистрировать избыточное давление в бурильных трубах и затрубном пространстве с заданной периодичностью для определения давления стабилизации. Стабилизация давлений происходит через 5-30 мин. в зависимости от проницаемости пласта. Стабилизация давлений происходит в момент времени, после которого избыточные давления на устье начинают изменяться с одинаковой скоростью.

40. С целью регистрации данных, указанных в пункте 39 Руководства, рекомендуется вести карту глушения (рекомендованная форма представлена в приложении № 5 к Руководству), в которой рекомендуется записать следующие данные:

- избыточное давление в бурильной колонне ( $P_{из.т}$ );
- избыточное давление в затрубном пространстве ( $P_{из.к}$ );
- увеличение объема раствора в приемной емкости  $V_0$  (с учетом сжимаемости бурового раствора и объема слива раствора с желобной системы).

$V_0$  является объемом притока пластового флюида и в дальнейшем

используется для оценки максимальных ожидаемых давлений в затрубном пространстве при ликвидации ГНВП, расчет которых приведен в приложении № 2 к Руководству.

41. С момента начала циркуляции через дроссель до окончания глушения скважины величину забойного давления рекомендуется поддерживать постоянной, но не менее величины пластового давления, с помощью дросселя. Если давление на выкиде насоса и скорость нагнетания поддерживать постоянным при неизменной плотности промывочной жидкости, давление на забое будет оставаться постоянным до момента поступления пластового флюида в дроссельную линию.

42. Давление на насосе ( $P_n$ ) рекомендуется определять расчетным путем. Оно равно давлению в бурильных трубах при закрытой скважине ( $P_{из.т}$ ) плюс гидравлические сопротивления в системе циркуляции ( $P_{г.с}$ ) при выбранной подаче насосов и плюс  $\Delta P$  для поддержания превышения забойного давления над пластовым.

$$P_n = P_{из.т} + P_{г.с} + \Delta P, \quad (6)$$

где  $\Delta P$  – превышение забойного давления над пластовым выбирают в зависимости от горно-геологических условий для обеспечения превышения забойного давления над пластовым и предотвращения поглощений.

Гидравлические сопротивления  $P_{г.с}$  при подаче насосов, при которой будет производиться ликвидация ГНВП, рекомендуется измерять в процессе бурения в следующих случаях:

- в начале каждой смены;
- при изменении плотности или иных параметров промывочной жидкости;
- после смены долота (насадок долота) или элементов компоновки низа бурильной колонны;
- при замене компонентов буровых насосов, влияющих на подачу насоса;
- в случаях исключительно высокой скорости проходки каждые 300 м.

Гидросопротивления, определенные для одной подачи насоса, возможно

пересчитать для другой подачи насоса по формуле:

$$P_{г.с2} = P_{г.с1} \frac{N_2}{N_1}, \quad (7)$$

где  $N_1$  – начальная подача насоса, для которой известны начальные гидросопротивления  $P_{г.с1}$ ;

$N_2$  – новая подача насоса, для которой необходимо определить новые гидросопротивления  $P_{г.с2}$ .

43. При отсутствии данных о гидросопротивлении давление циркуляции  $P_H$  возможно установить опытным путем. Для этого начинают закачивать в трубы буровой раствор с подачей, при которой решено глушить скважину. Одновременно с пуском насоса (насосов) по мере роста давления в затрубном пространстве открывают регулируемый дроссель, чтобы противодействие превышало имевшееся в нем избыточное давления  $P_{из.к}$  на величину  $\Delta P$ .

Регистрируют давление в бурильных трубах при установившейся подаче насосов (насоса). Это и есть начальное давление глушения скважины  $P_H$ .

44. Во время глушения скважины рекомендуется использовать пониженную подачу насоса (насосов), находящуюся в диапазоне от одной трети до половины подачи, используемой при бурении скважины.

45. Расчет необходимой плотности промывочной жидкости.

Плотность промывочной жидкости для глушения скважины возможно рассчитать по формуле:

$$\rho_k = \rho_H + \frac{(P_{из.т} + \Delta P) 10^6}{gH}, \quad (8)$$

где  $\rho_k$  – плотность промывочной жидкости для глушения скважины, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_H$  – начальная плотность промывочной жидкости в скважине, кг/м<sup>3</sup>;

$H$  – глубина проявляющего пласта, м;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$P_{из.т}$  – избыточное давление в бурильных трубах, МПа.

46. Давление в бурильных трубах после достижения утяжеленной промывочной жидкости с плотностью  $\rho_k$  долота возможно рассчитать по формуле:

$$P_k = P_{г.с} \frac{\rho_k}{\rho_n}. \quad (9)$$

47. При двухстадийном глушении (метод бурильщика)  $P_k$  возможно установить опытным путем. Для этого рекомендуется закачать утяжеленную жидкость глушения при постоянной, ранее установленной подаче, поддерживая дросселем давление в затрубном пространстве  $P_{из.т}$  также постоянным. Давление в бурильных трубах при этом уменьшается. После закачивания в скважину утяжеленного раствора в объеме, равном внутреннему объему бурильных труб (эту величину рекомендуется рассчитывать заранее), давление в бурильных трубах ожидается равным  $P_k$ . Установленное с помощью указанной процедуры давление в бурильных трубах  $P_k$  рекомендуется поддерживать постоянным до выхода раствора глушения на устье скважины. Избыточное давление в затрубном пространстве теперь меняется только с целью обеспечения этого условия. Рекомендуется вести закачивание жидкости глушения до тех пор, пока утяжеленная промывочная жидкость не выйдет на поверхность. При этом рекомендуется постепенно увеличивать проходное отверстие дросселя до полного его открытия и снижать противодавление до нуля в конце ликвидации ГНВП.

48. Вымыв пластового флюида буровым раствором начальной плотности (двухстадийный метод, метод бурильщика) рекомендуется осуществлять сразу после герметизации скважины и стабилизации давлений. Недопущение гидроразрыва пласта при вымыве пластового флюида описывается условием:  $P_{из.т} + \Delta P \leq P_{гр} - \rho gh$ , т.е. при вымыве пластового флюида не произойдет гидроразрыва пласта. Однако, даже если это условие не соблюдается, рекомендуется приступать к вымыву пластового флюида с минимальной производительностью, снизив  $\Delta P$  до минимума.

Промывку рекомендуется производить при выбранных подаче насосов и давлении в колонне бурильных труб.

Рекомендуется следить за тем, чтобы выходящая из скважины промывочная жидкость была полностью дегазирована перед тем, как закачать ее

в бурильные трубы.

Рекомендуемая последовательность операций при глушении газопроявления в течении двух циклов циркуляции, а также формулы по определению давлений на забое, в бурильной и обсадной колоннах приведены в приложении № 6 к Руководству.

49. Вымыв флюида утяжеленной промывочной жидкостью в течение одного цикла циркуляции (метод ожидания и утяжеления) рекомендуется осуществлять сразу после герметизации скважины и стабилизации давлений. Давление на забое рекомендуется поддерживать постоянным за счет непрерывного снижения давления в колонне бурильных труб от  $P_n$  до  $P_k$  за счет изменения гидростатического давления в бурильной колонне.

Различные стадии этого метода приведены в приложении № 7 к Руководству.

50. При утяжелении промывочной жидкости и вымыве флюида в течение нескольких циклов (многостадийное глушение) рекомендуется рассчитать необходимые промежуточные давления циркуляции.

Увеличение плотности раствора от  $\rho_1$  до  $\rho_2$  на любом цикле соответствует понижению давления  $\Delta P_1 = P_{n1} - P_{n2}$  и его определяют по формуле:

$$\Delta P_1 = \frac{P_{n1} - P_{n2}}{\rho_2 - \rho_1} (\rho_k - \rho_n). \quad (10)$$

Рекомендуемый график зависимости давления в колонне бурильных труб от плотности промывочной жидкости приведен в приложении № 8 к Руководству.

Для поддержания постоянного ритма работы в процессе утяжеления промывочной жидкости рекомендуется увеличение плотности производить введением одинакового количества утяжелителя на каждой стадии.

При отсутствии циркуляции скважину рекомендуется контролировать по давлению в бурильных трубах, которое должно быть равно  $P_{из.г} + \Delta P$  для первой стадии двухстадийного метода,  $\Delta P$  после заполнения бурильной колонны жидкостью глушения. Если остановка циркуляции произошла

во время заполнения бурильной колонны жидкостью глушения, то давление в бурильной колонне зависит от степени заполнения бурильной колонны жидкостью глушения и определяется по формуле (при условии постоянного удельного внутреннего объема бурильной колонны):

$$P_{\text{стат}} = P_{\text{из.т}} + \Delta P - \frac{P_{\text{из.т}}}{V_{\text{бк}}/V_{\text{зап}}}, \quad (11)$$

где  $P_{\text{стат}}$  – давление в бурильной колонне при отсутствии циркуляции, МПа;

$V_{\text{бк}}$  – объем бурильной колонны, м<sup>3</sup>;

$V_{\text{зап}}$  – объем бурильной колонны, заполненный жидкостью глушения, м<sup>3</sup>.

Циркуляцию рекомендуется восстанавливать при том же давлении на насосе и расходе, которые были до ее прекращения. Для этого при выходе на режим глушения рекомендуется поддерживать постоянное давление в обсадной колонне.

51. Обнаружение притока пластового флюида по увеличению содержания газа в буровом растворе может свидетельствовать о вскрытии пласта с низкой проницаемостью и высоким пластовым давлением.

При этих условиях в случае герметизации скважины в короткий период времени разница между пластовым и забойным давлением не полностью передается на устье из-за вязко-пластичных и вязко-упругих свойств промывочных жидкостей. При слабых притоках глушение рекомендуется начинать путем промывки скважины с противодавлением в затрубном пространстве равным  $\Delta P$ . Продолжение выхода бурового раствора, содержащего газ, может свидетельствовать о недостаточном избыточном давлении в затрубном пространстве. Поэтому рекомендуется последовательно повышать  $P_{\text{из.к}}$  на 1.0 – 1.5 МПа и продолжать промывку до тех пор, пока не прекратится выход газированного бурового раствора. Плотность бурового раствора для ликвидации проявления возможно определить по формуле:

$$\rho_{\text{к}} = \rho_{\text{н}} + \frac{(P_{\text{из.к}} + P_{\text{г.с.к}} + \Delta P) \cdot 10^6}{gH}, \quad (12)$$

где  $P_{из.к}$  – избыточное давление в обсадной колонне во время промывок, при котором прекратилось поступление пластового флюида в скважину, МПа;

$P_{г.с.к.}$  - гидравлическое сопротивление в затрубном пространстве скважины, МПа.

52. Давление на устье может быть ограничено следующими значениями:

- рабочее давление блока превенторов и устьевого оборудования или прочность последней обсадной колонны;
- давление гидроразрыва пласта ниже башмака последней обсадной колонны или иного пласта с минимальным давлением гидроразрыва в открытом стволе.

Рекомендуется учитывать следующие закономерности изменения давления у башмака обсадной колонны или на любом участке в процессе вымыва газового флюида промывочной жидкостью начальной плотности при поддержании постоянного давления на забое:

- давление возрастает пропорционально росту высоты столба газа в затрубном пространстве до тех пор, пока газ не достигнет этого участка;
- давление понижается при прохождении газом этого участка;
- давление остается постоянным после того, как газ прошел этот участок.

Указанные закономерности рекомендуется учитывать и в обсадной колонне, в которой могут иметь место слабые участки (стык колонны, башмак, секция с наименьшей прочностью).

53. Если прямые признаки ГНВП обнаружены во время СПО, то рекомендуется действовать согласно схеме, приведенной в приложении № 9 к Руководству.

Решение по скважине рекомендуется принимать в зависимости от объема поступившего пластового флюида и отсутствия или наличия перелива бурового раствора из скважины.

К спуску долота рекомендуется приступить немедленно, когда объем поступившего пластового флюида  $V_0$  не превышает  $1/2 V_{пр}$  и из скважины нет перелива или есть перелив бурового раствора с подачей менее 2 л/с.

54. При спуске труб рекомендуется не допускать притока флюида в скважину более  $1/2 V_{пр}$ , для чего рекомендуется измерять объем вытесняемого бурового раствора ( $V_b$ ) и сопоставлять с объемом спущенного в скважину металла труб ( $V_m$ ). Как только  $V_b - V_m$  станет равной  $1/2 V_{пр}$  или, когда при непрерывном спуске труб в приемную емкость поступает более 120 л в 1 минуту, скважину рекомендуется герметизировать.

Скважину рекомендуется герметизировать, когда перелив бурового раствора через трубы затрудняет спуск бурильной колонны.

Скважину рекомендуется герметизировать в любом случае, если нет возможности по каким-либо причинам приступить к спуску труб.

55. Рекомендуемый порядок работы при герметизации скважины.

Первая процедура герметизации скважины при СПО (при использовании первой процедуры закрытия задвижка перед рабочим дросселем открыта, дроссель открыт как минимум на 50%, задвижки на газосепаратор открыты, задвижка перед резервным дросселем (при наличии) закрыта):

- поместить верхнюю бурильную трубу в положение для установки шарового крана или наворота верхнего силового привода;

- на верхнюю трубу установить полностью открытый шаровой кран.

После установки его необходимо закрыть;

- открыть коренную гидравлическую задвижку на линии дросселирования;

- закрыть универсальный превентор, в случае необходимости закрыть плащечный превентор с трубными плашками;

- закрыть дроссель;

- закрыть механическую задвижку перед дросселем;

- зарегистрировать давление закрытия в бурильных трубах и затрубном пространстве в течение 5-30 минут, а также суммарный объем притока;

- установить на шаровой кран обратный клапан, после чего открыть шаровой кран;

- регистрировать показания давления через равные временные интервалы

и проверять уровень бурового раствора в емкостях;

Вторая процедура герметизации скважины при СПО (при использовании второй процедуры закрытия дроссель или задвижка перед дросселем закрыты):

- поместить верхнюю бурильную трубу в положение для установки шарового крана;

- на верхнюю трубу установить полностью открытый шаровой кран.

После установки его необходимо закрыть;

- закрыть универсальный превентор, в случае необходимости закрыть плащечный превентор с трубными плашками;

- открыть коренную гидравлическую задвижку на линии дросселирования;

- зарегистрировать давление закрытия в бурильных трубах и затрубном пространстве;

- установить на шаровой кран и обратный клапан, после чего открыть шаровой кран;

- регистрировать показания давления через равные временные интервалы и проверять уровень бурового раствора в емкостях.

56. После выполнения действий, указанных в пункте 58, рекомендуется действовать в зависимости от сложившейся ситуации:

- восстанавливать циркуляцию и вымывать пластовый флюид из скважины;

- закачивать под давлением бурового раствор на поглощение;

- продолжать спуск труб через ПВО под давлением.

57. Если долото находится у забоя или кровли проявляющего пласта, то рекомендуется приступить к вымыву пластового флюида.

Подачу насоса рекомендуется принимать в диапазоне от  $1/3$  до  $1/2$  от подачи насоса во время бурения. Если циркуляция во время бурения осуществлялась двумя насосами, то ликвидацию ГНВП рекомендуется вести одним насосом.

Начальное давление при циркуляции рекомендуется устанавливать равным  $P_{г.с.} + P_{из.т.}$ , а после закачивания объема промывочной жидкости равному объему труб, рекомендуется устанавливать и поддерживать в бурильных трубах давление, равное  $P_{г.с.}$

Прокачивание промывочной жидкости рекомендуется проводить не менее одного цикла промывки. Выходящую из скважины жидкость рекомендуется дегазировать и утяжелять до первоначальной плотности, а требующую химической обработки направлять в отдельную емкость. Когда плотности промывочной жидкости, выходящей из скважины и закачиваемой в трубы, станут равными, а давление на стояке стабилизируется и станет равным  $P_{г.с.}$ , рекомендуется остановить насос и определить давление в трубах и затрубном пространстве. При отсутствии давления рекомендуется открыть превентор и приступить к спуску труб до забоя (если есть необходимость) для полного вымыва оставшегося пластового флюида.

58. Ликвидация ГНВП промывкой в условиях нахождения долота на большом расстоянии от забоя может быть осложнена следующими факторами:

- в процессе циркуляции продолжается всплытие флюида к устью скважины. Утяжеление промывочной жидкости не оказывает никакого влияние на всплытие флюида ниже долота;

- если применять метод поддержания постоянного объема циркуляции и если в поступившем флюиде в скважину содержится газ, то по мере подъема газа давление будет возрастать и может достичь такой величины, при которой произойдет гидроразрыв пласта;

- если применять метод регулируемого давления в бурильных трубах, то находящийся под долотом газ, двигаясь вверх, расширяется, снижая давление на забое и создавая опасность поступления новых порций пластового флюида в скважину.

59. Когда проявивший пласт способен к поглощению, рекомендуется закачивать промывочную жидкость на поглощение, когда долото еще

достаточно далеко от забоя.

Рекомендуется закачивать на поглощение в скважину промывочную жидкость с плотностью такой же, какая была перед подъемом инструмента. Объем жидкости рекомендуется принимать равным не меньше трех объемов пластового флюида, поступившего в скважину, закачивание которого рекомендуется вести одновременно в трубы и затрубное пространство. После закачивания указанного объема бурового раствора рекомендуется проверить давление в трубах и колонне. Если после остановки давление в них не снизится до нуля, то закачивание бурового раствора рекомендуется продолжать.

60. После снижения давления до нуля рекомендуется открыть превентор и спустить долото до забоя, контролируя объем вытесняемой жидкости. Затем рекомендуется герметизировать скважину, определить избыточное давление в трубах и затрубном пространстве, если они есть, а также объем поступившего пластового флюида (объем поглощенной промывочной жидкости).

После выполнения вышеуказанных действий рекомендуется приступить к вымыву пластового флюида с минимальной подачей насоса, не допуская поглощения промывочной жидкости. Вымыв пластового флюида, считается завершенным, если циркуляция длилась не менее одного цикла, а плотность выходящей промывочной жидкости постоянна и соответствует ее значению до возникновения ГНВП.

61. При бурении отложений, содержащих сероводород, после спуска бурильной колонны и герметизации устья, рекомендуется приступить к задавливанию обратно в пласт максимально возможного количества поступившего пластового флюида.

62. Рекомендуемая процедура ликвидации ГНВП при полностью поднятых трубах.

В скважину спускают бурильные трубы с обратным клапаном. Спуск ведут на максимально возможную глубину (до кровли проявляющего пласта), контролируя объем вытесняемой жидкости. При увеличении объема промывочной жидкости в приемной емкости на  $0.5V_{пр}$  герметизируют скважину.

При интенсивности проявления (более 2 л/с) рекомендуется спустить одно соединение труб с установленным обратным клапаном и закрыть плащечный превентор. Если эту работу провести нельзя, скважину перекрывают глухими плашками.

После герметизации скважины рекомендуется приступить к ликвидации ГНВП, путем закачки под давлением промывочной жидкости на поглощение или спуска труб под давлением.

63. Критическая ситуация при ГНВП может возникнуть при:

- поступлении в скважину пластового флюида, превышающего предельную величину  $V_{пр}$ ;
- поступлении кислых газов ( $H_2S$ ,  $CO_2$ );
- ошибке в оценке пластового давления, в результате чего градиент пластового давления превышает градиент гидроразрыва пород в наиболее слабом участке скважины;
- нарушении целостности обсадной колонны.

64. В случаях, указанных в пункте 6б, рекомендуется закрыть скважину, контролировать через 3 – 5 минут давление в колонне бурильных и обсадных труб, не допуская его увеличение выше допустимого, а также закачивать промывочную жидкость в бурильные трубы и выпускать такой же объем жидкости из затрубного пространства для того, чтобы избежать закупорки насадок долота.

65. При расположении башмака кондуктора на небольшой глубине в породах с низким градиентом гидроразрыва закрывать скважину полностью не рекомендуется, так как это может привести к гидроразрыву, нарушению целостности ствола и околоствольного пространства скважины. Поэтому рекомендуется произвести промывку при закрытом превенторе и полностью открытом дросселе, направляя раствор сепаратора в дегазатор.

Рекомендуется приступать к закачиванию утяжеленной промывочной жидкости, поскольку риск возможного поглощения менее опасен, чем последствия открытого фонтанирования или межпластовых перетоков.

Для обеспечения контроля и регулирования давления в обсадной колонне перед регулируемым дросселем рекомендуется установить манометр с соответствующей шкалой (в 1,5 – 2 раза превышающей [ $P_{\text{изб.к.}}$ ] г.р.).

66. При проявлениях с большой глубины, когда в скважину спущен только кондуктор и после закрытия скважины получен переток в зону, находящуюся под башмаком, скважину рекомендуется глушить с помощью гидростатического давления промывочных жидкостей низкой и высокой плотности, величина которого должна превышать пластовое давление. Промывочную жидкость с высокой плотностью рекомендуется закачивать из расчета подъема ее до зоны поглощения, чтобы не вызвать потери циркуляции.

Плотность промывочной жидкости для глушения флюидопроявления рекомендуется рассчитывать по первоначальному давлению в закрытой скважине, отмеченному перед началом поглощения.

Объем утяжеленной промывочной жидкости зависит от конфигурации ствола, а также скорости поступления пластового флюида в скважину. Рекомендуется, чтобы ее объем в 3 раза превышал расчетную величину.

Рекомендуемый перечень действий после закачки жидкости с высокой плотностью:

- цементируют зону поглощения;
- повышают плотность исходной промывочной жидкости до величины, при которой предотвращается приток пластового флюида и не допускается поглощение промывочной жидкости;
- вымывают утяжеленную промывочную жидкость, использованную для глушения скважины, для чего ведут промежуточные промывки по мере допуска долота до забоя.

Промежуточные промывки после спуска одной или двух свечей позволят не допустить вторичного гидроразрыва пород и поглощения промывочной жидкости.

67. При поступлении пластового флюида более  $V_{\text{пр}}$  при спущенной промежуточной колонне рекомендуется произвести следующую процедуру

глушения: после герметизации скважины превентором и дросселем рекомендуется наблюдать за давлением в бурильных трубах и обсадной колонне и, если давление превышает в обсадной колонне  $[P_{из.к.}]_{гр}$ , периодически стравливать промывочную жидкость. Объем стравливаемой из скважины промывочной жидкости и время ее стравливания рекомендуется регистрировать. Вместе с этим рекомендуется возобновлять циркуляцию во избежание закупорки насадок долота, расхаживать бурильную колонну во избежание ее прихвата, утяжелять промывочную жидкость; подготавливая ПВО к вымыву большого объема пластового флюида.

Рекомендуется восстанавливать циркуляцию, закачивая утяжеленную промывочную жидкость в бурильные трубы, поддерживая в них давление равным  $P_n = P_{из.т} + P_{г.с.}$ , а в обсадной колонне не допускают рост давления выше  $[P_{из.к.}]_{гр}$ . Это позволит поддерживать давление на забое на максимально возможном уровне, чтобы до минимума снизить скорость поступления пластового флюида без превышения давления гидроразрыва пласта в наиболее слабом участке ствола.

После того как утяжеленная промывочная жидкость достигла долота рекомендуется вести дальнейшую прокачку без остановок с максимально возможной производительностью, но не превышая  $[P_{из.к.}]_{гр}$  до тех пор, пока она не поднимется до башмака промежуточной колонны. Это позволит вымыть пластовый флюид из открытого ствола, а поступление новой порции пластового флюида в закачанную промывочную жидкость сведется к минимуму. После этого плавно повышают избыточное давление в обсадной колонне на  $\Delta P$ . Контроль за скважиной осуществляют по давлению в бурильной колонне, которое поддерживают равным  $P_{г.с.} + \Delta P$ , управляя потоком на выходе из скважины дросселем. Если давление в бурильной колонне будет снижаться, то увеличивают давление в обсадной колонне, не допускают его рост выше  $[P_{из.к.}]_{гр}$ . При наличии поглощения промывочной жидкости давление в бурильных трубах снижают до  $P_{г.с.}$ . Давление по указанной величине постепенно снижают к концу вымыва, если оно реагирует на дросселирование.

После вымыва пластового флюида или цикла циркуляции скважину рекомендуется закрыть и измерить избыточное давление в обсадной колонне. При  $P_{из.к.} = 0$  проводят обычную циркуляцию.

Если пласт работает газом и имеет большую производительность, то может наблюдаться непрерывное и быстрое увеличение давления в обсадной колонне.

Для предотвращения всплытия газа выше зоны поглощения рекомендуется периодически закачивать в затрубное пространство буровой раствор.

Ликвидацию проявления на первом этапе рекомендуется осуществлять закачиванием утяжеленной промывочной жидкости.

В случае недостижения положительных результатов рекомендуется приступить к установке осаждаемой баритовой пробки.

Баритовую пробку рекомендуется устанавливать, когда пластовый флюид поступает с забоя, а зона поглощения находится выше.

Рекомендуемая процедура установки баритовой пробки:

- из скважины поднимают одну или две свечи. Подъем ведут через закрытый универсальный превентор, если скважина находится под давлением. Это позволяет установить долото выше интервала осаженого барита. К этой операции приступают лишь в том случае, когда в колонне бурильных труб установлен обратный клапан;

- в период ожидания формирования пробки расхаживают бурильную колонну при закрытом универсальном превенторе. Спустя 12 часов проверяют, затвердела ли пробка.

В случае, когда в скважине вскрыт пласт, градиент давления которого превышает градиент гидроразрыва пород (вскрыты несовместимые для дальнейшего бурения зоны), то рекомендуется установить цементный мост выше баритовой пробки. Далее рекомендуется проведение работ, связанных с перекрытием открытой части ствола обсадной колонной.

Если зона поглощения находится на большом расстоянии от долота и баритовую пробку установить не представляется возможным, а затрубное пространство перекрыто превентором и в обсадной колонне имеется избыточное давление, то рекомендуется установить место поглощения одним из следующих методов: температурный, радиоактивных изотопов, шумового каротажа.

Изоляцию зоны поглощения рекомендуется проводить по методу, основанному на прокачивании через затрубное пространство кольматирующих и тампонирующих составов. Рекомендуется подготовить большой объем бурового раствора, так как прокачивание составов в условиях межпластового перетока ведется на поглощение.

При закачивании тампонирующих составов через затрубное пространство рекомендуется одновременно закачивать буровой раствор по бурильным трубам с небольшой подачей во избежание закупорки отверстий долота.

Эффективность изоляции поглощающей зоны рекомендуется определять по давлению в колонне бурильных и обсадных труб. Изоляцию зон поглощения рекомендуется проводить с использованием вязкоупругих составов.

68. Рекомендуемая процедура управления скважиной при одновременном поглощении промывочной жидкости и поступлении в ствол скважины пластового флюида.

Причинами возникновения одновременного поглощения и проявления пластового флюида могут являться:

- вскрытие пласта большой мощности с хорошей гидродинамической связью по пласту (градиент пластового давления убывает от кровли к подошве пласта);

- увеличение перепада между забойным и пластовым давлениями, что в условиях вскрытия трещиноватых коллекторов может приводить к забойному поглощению промывочной жидкости и снижению гидростатического давления на кровле пласта.

При частичной потере циркуляции рекомендуется восстановить равновесие в системе скважина-пласт, для чего возможно снижение подачи насосов, плотности промывочной жидкости, введение в промывочную жидкость наполнителей. При необходимости подъема долота выше башмака обсадной колонны рекомендуется следить за объемом доливаемого бурового раствора и сравнивать с объемом поднятого металла труб.

При полной потере циркуляции рекомендуется заполнить затрубное пространство водой или облегченной промывочной жидкостью с замером ее объема. Подъем бурильной колонны в башмак обсадной колонны рекомендуется начинать только после заполнения скважины до устья. Сразу же после окончания подъема на бурильные трубы рекомендуется установить шаровой кран.

Не рекомендуется поднимать бурильные трубы выше башмака обсадной колонны без утвержденного дополнительного плана работ на скважине.

При изоляции зоны поглощения рекомендуется:

- при обнаружении перелива бурового раствора герметизировать скважину;

- не допускать всплытия пластовых флюидов, для чего периодически закачивать промывочную жидкость на поглощение из расчета снижения избыточного давления до нуля;

- закачивание вести одновременно в затрубное пространство и бурильную колонну с целью предупреждения закупорки насадок долота.

Рекомендуется не поднимать бурильную колонну без плана работ, утвержденного руководством бурового предприятия, не убедившись, что ПВО в исправности, средства обнаружения притока действуют, буровая бригада обучена и прошла инструктаж.

69. Рекомендуемая процедура ликвидации ГНВП при закупорке инструмента и отсутствии возможности спустить поднятую колонну бурильных труб:

- если восстановить циркуляцию не удастся, то рекомендуется провести перфорацию бурильной колонны над утяжелённой бурильной трубой (далее –

При частичной потере циркуляции рекомендуется восстановить равновесие в системе скважина-пласт, для чего возможно снижение подачи насосов, плотности промывочной жидкости, введение в промывочную жидкость наполнителей. При необходимости подъема долота выше башмака обсадной колонны рекомендуется следить за объемом доливаемого бурового раствора и сравнивать с объемом поднятого металла труб.

При полной потере циркуляции рекомендуется заполнить затрубное пространство водой или облегченной промывочной жидкостью с замером ее объема. Подъем бурильной колонны в башмак обсадной колонны рекомендуется начинать только после заполнения скважины до устья. Сразу же после окончания подъема на бурильные трубы рекомендуется установить шаровой кран.

Не рекомендуется поднимать бурильные трубы выше башмака обсадной колонны без утвержденного дополнительного плана работ на скважине.

При изоляции зоны поглощения рекомендуется:

- при обнаружении перелива бурового раствора герметизировать скважину;

- не допускать всплытия пластовых флюидов, для чего периодически закачивать промывочную жидкость на поглощение из расчета снижения избыточного давления до нуля;

- закачивание вести одновременно в затрубное пространство и бурильную колонну с целью предупреждения закупорки насадок долота.

Рекомендуется не поднимать бурильную колонну без плана работ, утвержденного руководством бурового предприятия, не убедившись, что ПВО в исправности, средства обнаружения притока действуют, буровая бригада обучена и прошла инструктаж.

69. Рекомендуемая процедура ликвидации ГНВП при закупорке инструмента и отсутствии возможности спустить поднятую колонну бурильных труб:

- если восстановить циркуляцию не удастся, то рекомендуется провести перфорацию бурильной колонны над утяжелённой бурильной трубой (далее –

УБТ). Во время этой операции рекомендуется контролировать давление в обсадной колонне и в бурильных трубах;

- в случае закупорки труб или долота, ГНВП возможно обнаружить по переливу промывочной жидкости из затрубного пространства или по росту давления в обсадной колонне при герметизированном устье и отсутствию давления в колонне бурильных труб;

- объем поступившего в скважину флюида ( $V_0$ ) рекомендуется фиксировать по увеличению объема промывочной жидкости в приемной емкости. Если зафиксировать ( $V_0$ ) не удастся, то рекомендуется произвести расчет по следующей формуле:

$$V_0 = \frac{P_{из.к} \cdot S}{10^{-6} \cdot \rho \cdot g}, \quad (13)$$

где  $P_{из.к}$  – избыточное давление в обсадной колонне, МПа;

$S$  – площадь затрубного пространства; при отсутствии бурильных труб – площадь скважины,  $m^2$ ;

$\rho$  – плотность бурового раствора,  $kg/m^3$ ;

$g$  – ускорение свободного падения,  $m/s^2$ ;

Если объем поступившего в скважину флюида больше предельного  $V_0 > V_{пр}$ , то рекомендуется задавливать скважину на поглощение.

В случае  $V_0 < V_{пр}$ , и, если нецелесообразно задавливать поступивший газ на поглощение, то рекомендуется переходить к процедуре объемного метода.

Рекомендуемая процедура управления забойным давлением при миграции пластового флюида:

- допускают рост давления не выше  $[P]_{min}$ , наименьшего из допустимых давлений.

В начальный период  $[P]_{min}$  является верхним пределом регулирования давления, а именно  $[P]_в = [P]_{min}$ ;

- снижают давление на величину  $P_{сн} = \frac{[P]_{min} - P_{из.к} - \Delta P}{2}$  (но не более 2,0 МПа) до нижнего предела  $[P]_{п} = [P]_в - [P]_{сн}$ ;

- поддерживают давление в выше указанных пределах в течение времени.

$$T = \frac{1}{W} \cdot \left[ \frac{P_{пл} + \Delta P}{10^{-6} \cdot \rho \cdot g} - \frac{P_{пл} \cdot V_0}{S \cdot (P_{п} + 10^{-6} \cdot \rho \cdot g \cdot H - P_{пл} - \Delta P)} \right] \quad (14)$$

Для случая поднятой колонны бурильных труб и  $P_T > P_{пл}$ .

$$T = \frac{1}{W} \cdot \left( H - \frac{10^{-6} \cdot \rho \cdot g \cdot H \cdot V_0}{S \cdot P_{п}} \right), \quad (15)$$

где  $T$  – время от обнаружения проявления до окончания цикла регулирования давления в пределах  $P_{п} - P_{в}$ , мин;

$W$  – скорость всплытия газовой пачки, м/с;

$P_{пл}$  – пластовое давление, МПа;

$P_{п}$  – нижняя граница регулирования давления, МПа;

$\Delta P$  – заданное превышение забойного давления над пластовым, МПа.

Скорость всплытия газовой пачки определяют по формуле:

$$\frac{\Delta P_{15}}{10^{-6} \cdot \rho \cdot g \cdot 15}, \quad (16)$$

где  $\Delta P_{15}$  – прирост давления на устье за 15 минут;

- время окончания каждого цикла определяют по формуле (14), подставляя нужное значение  $P_{п}$ ;

- по истечении времени цикла переходят на следующий предел регулирования, увеличив значение  $P_{п}$  и  $P_{в}$  на величину  $P_{сн}$  (приложение № 10 к Руководству)

- при выходе из скважины (при дросселировании) чистого газа пределы регулирования давления не изменяют.

После всплытия всего газа (давление в обсадной колонне больше не растет) рекомендуется произвести расчеты для замещения газа на промывочную жидкость:

- зафиксировать давление на устье в обсадной колонне,  $P_y$ ;

- определить увеличение объема бурового раствора в приемной емкости, которое соответствует объему газа в скважине ( $\Delta V$ );

- определить необходимое давление на устье с учетом превышения

забойного давления над пластовым:

$$P'_y = P_{пл} - 10^{-6} \cdot \rho \cdot g \cdot \left( H - \frac{\Delta V}{S} \right) + \Delta P \quad (17)$$

Для случая поднятой колонны бурильных труб и  $P_r > P_{пл}$

$$P'_y = \frac{\Delta V}{S} \cdot 10^{-6} \cdot \rho \cdot g \quad (18)$$

- определить объём промывочной жидкости, который нужно закачать в скважину для компенсации снижения давления после стравливания газа

$$\Delta V' = \frac{\Delta P' \cdot S}{10^{-6} \cdot \rho \cdot g}, \quad (19)$$

где  $\Delta P'$  – снижение давления при стравливании газа, МПа (рекомендуется принимать  $\Delta P' = 1,0$  МПа;

- определить величину давления, до которой снижают при стравливании газа перед закачкой промывочной жидкости:

$$P'_i = (P_i - \Delta P') \cdot \left( 1 - \frac{\Delta V'}{V_i} \right), \quad (20)$$

где  $P_i$  – давление в обсадной колонне перед стравливанием газа, МПа;

$V_i = \Delta V - n \cdot \Delta V'$  – объём оставшегося в скважине газа перед закачкой промывочной жидкости, м<sup>3</sup>.

Рекомендуемая последовательность работ по замещению газа на промывочную жидкость:

- снизить давление в обсадной колонне до величины  $P'_y$ , ( $P_i = P'_y$ );
- закачать по линии глушения промывочную жидкость в объёме  $\Delta V'$ , доводя давление до  $P_i$  следующего цикла замещения газа;

- повторить шаги 1 и 2 до тех пор, пока давление в обсадной колонне не снизится до величины  $P_i = [P]_{\min} - 2,0$  МПа, которое в дальнейшем не изменяют. Работы рекомендуется вести до полного замещения газа на буровой раствор. Рекомендуется регистрировать объём закачиваемого бурового раствора и давление.

Рекомендуется восстановить циркуляцию через перфорирование отверстия в бурильной колонне.

Если циркуляцию восстановить не удастся, рекомендуется закачивать в затрубное пространство промывочную жидкость нужной плотности на поглощение из расчета снижения избыточного давления до нуля. Бурильную колонну рекомендуется поднять через герметизированное универсальным превентором устье. Во время подъема каждой свечи в затрубное пространство рекомендуется закачивать промывочную жидкость для компенсации объема труб, рассчитанного по наружному диаметру труб, не допуская повышения давления в обсадной колонне. Рекомендуется заменить низ бурильной колонны и спустить трубы с долотом и обратным клапаном. При спуске рекомендуется контролировать объем вытесненной промывочной жидкости. После спуска рекомендуется осуществлять работы по восстановлению циркуляции, промывке и обработке промывочной жидкости.

#### 70. Рекомендации при работе превентором со срезающими плашками.

Условия, при которых может возникнуть необходимость работы со срезающими плашками:

- перелив промывочной жидкости при отсутствии в скважине бурильных труб, (также при производстве каротажных работ);
- перелив через бурильные трубы при отсутствии или отказе в работе шарового крана;
- превышение избыточного давления на стояке допустимого давления насосного манифольда (шаровой кран, установленный над квадратом, не герметичен);
- стихийное бедствие.

Для надежной работы превентора со срезающими плашками давление в гидравлической системе управления рекомендуется поддерживать не менее 21,0 МПа. Вероятнее всего работать со срезающими плашками приходится при обесточенной буровой, поэтому аккумуляторы станции управления превенторами рекомендуется держать в резерве при полной заправке.

Рекомендуемая последовательность операции при срезке бурильной колонны:

- открывают гидрозадвижку на линии глушения и направляют поток бурового раствора в амбар;
- разгружают бурильную колонну на плашки нижнего превентора с таким расчетом, - чтобы против плашек срезного превентора находилось тело трубы;
- включают превентор со срезающими плашками;
- закрывают гидрозадвижку на линии глушения.

При невозможности выполнения вышеуказанной последовательности операций и отсутствии иных возможностей предотвращения открытого фонтанирования рекомендуется не разгружать бурильную колонну на плашки превентора, срезать ее с последующим падением на забой.

Дальнейшие работы на скважине рекомендуется вести по специальному плану.

#### 71. Сбрасывание колонны бурильных труб в скважину.

В критических ситуациях может возникнуть необходимость сбрасывания колонны бурильных труб в скважину:

- наблюдается перелив промывочной жидкости из скважины через бурильные трубы и невозможно ни установить обратный клапан, ни срезать трубу срезными плашками;

- после герметизации устья начинается выталкивание колонны бурильных труб из скважины и невозможно остановить этот процесс закрытием трубных плашек над замковым соединением, УБТ или стабилизатором до того, как трубу вытолкнет из скважины на 9 м.

Рекомендуемая последовательность операции по сбрасыванию колонны бурильных труб в скважину:

- открывают дроссели и превентор, чтобы сравнять давление в скважине;
- спускают бурильную трубу в скважину до тех пор, пока элеватор не приблизится к ротору;
- закрывают трубные плашки на бурильной трубе при максимальном

давлении;

- открывают элеватор;
- открывают трубные плашки;
- закрывают глухие плашки после того, как бурильная труба ушла ниже

их.

Дальнейшие работы на скважине рекомендуется вести по специальному плану.

72. Рекомендуемые действия членов буровой вахты при вскрытии пластов с возможным ГНВП приведены в приложении № 4 к Руководству.

Приложение № 1  
к Руководству по безопасности  
«Технология управления скважиной при  
газонефтеводопроявлениях в различных  
горно-геологических условиях»,  
утвержденному приказом  
Федеральной службы по  
экологическому,  
технологическому и атомному надзору  
от «19» сентября 20 24 г. № 408

## РЕКОМЕНДУЕМОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ДАВЛЕНИЙ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ОПЕРАЦИЯХ

1. Гидростатическое давление столба бурового раствора находят по формуле:

$$P_{\Gamma} = \rho \cdot g \cdot H, \quad (\text{П1.1})$$

где  $\rho$  - плотность бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  - ускорение свободного падения, 9,81 м/с<sup>2</sup>;

$H$  - глубина скважины, м.

2. Гидродинамическое давление под долотом при движении колонны труб вверх определяют по формуле:

$$P_{\text{д.п.}} = 4 \frac{\theta L}{D - d_{\text{н}}} + \rho C (V - V_0) \frac{S_{\Gamma}}{S}, \quad (\text{П1.2})$$

где  $C$  – скорость распространения ударной волны по затрубному пространству, м/с. Для обсаженного ствола, заполненного водой  $C = 1350$  м/с и буровым раствором  $C = 1100$  м/с, для необсаженного ствола, заполненного буровым раствором,  $C = 800$  м/с;

$V$  – достигнутая скорость движения труб за время распространения ударной волны от забоя до устья скважины, м/с;

$V_0$  – начальная скорость движения колонны труб, м/с;

$\theta$  – статическое напряжение сдвига за 10 мин, Па;

$L$  – длина колонны труб, м;

$S_{\Gamma}$  – площадь кольца трубы, м<sup>2</sup>;

$S$  - площадь кольцевого пространства скважины,  $\text{м}^2$ ;

$D$  – диаметр скважины,  $\text{м}$ ;

$d_n$  – наружный диаметр бурильных труб,  $\text{м}$ .

3. Гидродинамическое давление (отрицательная составляющая) в зоне нахождения долота, обусловленное торможением при спуске труб со скоростью 1 – 3 м/с, следует определять по формуле:

$$P_{\text{д.с.}} = (0,05 - 0,02)P'_r, \quad (\text{П1.3})$$

где  $P'_r$  – гидростатическое давление на глубине нахождения долота (башмака), Па.

При спуске труб со скоростью менее 1 м/с

$$\Delta P_{\text{д.с.}} = 0,01P'_r \quad (\text{П1.4})$$

4. Снижение гидростатического давления в неподвижном буровом растворе для условия непрерывного подъема бурильной колонны определяется формулой:

$$P_{\text{с.т.}} = 0,02 H_1 \cdot \rho \cdot g, \quad (\text{П1.5})$$

где  $H_1$  – высота столба бурового раствора, оставшегося в покое.

При отсутствии циркуляции более 10 часов для растворов с 2.0 МПа при наличии хорошо проницаемых коллекторов в разрезе ствола скважины в расчет принимают снижение давления, равное

$$P_{\text{с.т.}} = (0,02 - 0,05) H_1 \cdot \rho \cdot g. \quad (\text{П1.6})$$

Приложение № 2  
к Руководству по безопасности  
«Технология управления скважиной при  
газонефтеводопроявлениях в различных  
горно-геологических условиях»,  
утвержденному приказом  
Федеральной службы по  
экологическому,  
технологическому и атомному надзору  
от «19» сентября 20 20 г. № 408

**РЕКОМЕНДУЕМЫЙ СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРЕДЕЛЬНОГО ОБЪЕМА  
ПОСТУПЛЕНИЯ ФЛЮИДА В СКВАЖИНУ, ДОПУСТИМОГО  
ВНУТРЕННЕГО ДАВЛЕНИЯ, МАКСИМАЛЬНОГО ОБЪЕМА И ДАВЛЕНИЯ  
ГАЗА НА УСТЬЕ**

1. При глушении ГНВП обеспечивают безопасность работ и исключение появления дополнительных осложнений, связанных с разрушением устьевого оборудования, порывом колонны, гидроразрывом пород в необсаженной части ствола скважины. Это достигают недопущением в скважину флюида объемом больше предельного.

2. Предельный объем определяют по формуле:

- газообразный флюид

$$V_{\text{пр}} = \frac{[P] \cdot S \cdot K}{10^{-6} \cdot (\rho - \rho_r) \cdot g \cdot P_{\text{пл}}} \cdot [10^{-6} \cdot \rho \cdot g \cdot (H - h) + [P] - P_{\text{пл}} - \Delta P] \quad (\text{П2.1})$$

- жидкий флюид

$$V_{\text{пр}} = \frac{S_{\text{min}}}{10^{-6} \cdot (\rho - \rho_{\text{ф}}) \cdot g} \cdot (10^{-6} \cdot \rho \cdot g \cdot H + [P_y]_{\text{min}} - P_{\text{пл}} - \Delta P) \quad (\text{П2.2})$$

где  $[P]$  – допустимое внутренне давление в рассматриваемом сечении, МПа;

$[P_y]_{\text{min}}$  – наименьшее из допустимых давлений на устье, МПа;

$S$  – площадь поперечного сечения газовой пачки, м<sup>2</sup>;

$S_{\min}$  – наименьшая площадь поперечного сечения затрубного пространства, м;

$K$  – коэффициент, учитывающий изменение температуры и сжимаемости газов с глубиной;

$\rho$  – плотность бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_r$  – плотность газа в рассматриваемом сечении, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\phi}$  – плотность флюида, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, м/сек<sup>2</sup>;

$P_{\text{пл}}$  – пластовое давление, МПа;

$H$  – глубина залегания проявляющего пласта, м;

$h$  – глубина нахождения рассматриваемого сечения, м;

$\Delta P$  – превышение забойного давления над пластовым МПа.

Наиболее разрушительным и скоротечным является газопроявление, поэтому при незнании вида поступившего в скважину флюида, расчеты ведут по газу.

3. Расчеты ведут для наиболее опасных сечений в скважине (устье, стык секций обсадной колонны, цементное кольцо башмака обсадной колонны, пласт склонный к гидроразрыву) до начала бурения для каждого возможного коллектора, вскрываемого скважиной.

В процессе бурения расчеты предельных объемов поступления газа в скважину уточняют при изменении геологических условий. Меньший предельный объем указывает на самое опасное сечение в скважине и является предельным для всей скважины.

4. Для разведочных скважин, в которых пластовое давление не определяли, расчеты предельного объема поступления пластового флюида в скважину проводят с учетом возможного превышения пластового давления над проектируемым. Уровень превышения определяется изученностью геологического разреза:

1) 0 – пластовое давление известно;

2) 0,0005Н МПа – на разведываемой площади сделаны единичные замеры пластовых давлений;

3) 0,001Н МПа – пластовое давление определено только геолого-геофизическими методами;

4) 0,0015Н МПа - геологический разрез изучен только сейсмическими методами.

5. Максимальное давление на устье, которое возникает при достижении газовой пачки дросселя во время ее вымывания при условии превышения забойного давления над пластовым на  $\Delta P$  рассчитывают по формуле:

$$P_{\max} = \frac{1}{2} \cdot \left( P_{\text{пл}} + \Delta P - 10^{-6} \cdot \rho \cdot g \cdot H + \sqrt{(P_{\text{пл}} + \Delta P - 10^{-6} \cdot \rho \cdot g \cdot H)^2 + 4 \cdot 10^{-6} \cdot (\rho - \rho_r) \cdot g \cdot \frac{V_{\text{пл}} \cdot V_0}{K \cdot S}} \right),$$

где  $V_0$  – объем поступившего в скважину газа, м<sup>3</sup>.

(П2.3)

6. Объем, который займет газовая пачка, дошедшая до устья (это соответствует увеличению объема бурового раствора в приемных емкостях), рассчитывают по формуле:

$$V_{\max} = \frac{P_{\text{пл}} \cdot V_0}{K \cdot P_{\max}} \quad (\text{П2.4})$$

7. Допустимое внутреннее давление в любом сечении обсаженной части ствола скважины находят из выражения:

$$[P] = 0,8 \cdot P_{\text{опр}} + 10^{-6} \cdot \rho_{\text{опр}} \cdot g \cdot h, \quad (\text{П2.5})$$

где  $P_{\text{опр}}$  – устьевое давление опрессовки рассматриваемой части обсадной колонны, МПа;

$\rho_{\text{опр}}$  – плотность жидкости, на которой проводили опрессовку рассматриваемой части обсадной колонны, кг/м<sup>3</sup>.

8. Давление гидроразрыва пласта берут из геолого-технических данных или определяют по формуле:

$$P_{\text{гр}} = \bar{\rho}_{\text{гр}} \cdot h, \quad (\text{П2.6})$$

где  $\bar{\rho}_{\text{гр}} = C \cdot 0,23$  МПа/10 м – градиент гидроразрыва пласта, МПа/м;

$C$  – коэффициент гидроразрыва пласта.

Для пород, залегающих на большой глубине:

1) плотные породы (глина, мергели, соли или ангидриты, алевролиты)

$$C = 1$$

2) карбонаты (менее плотные, чем в 1)  $C = 0,75$

9. Плотность газа определяют по формуле  $\rho_r = \rho_{бр} - \frac{P_{из.к} - P_{из.г}}{gH_r}$ ,

где  $H_r$  – высота столба газа в скважине, м.

10. Коэффициент  $K$  находят из выражения

$$K = \frac{Z_{пл} \cdot T_{пл}}{Z \cdot T}, \quad (\text{П2.7})$$

или по номограмме (рис. 1),

где  $T_{пл}$ ,  $T$  – температура газа при поступлении в скважину и в рассматриваемом сечении, °К;

$Z_{пл}$ ,  $Z$  – коэффициент сжимаемости газа в месте поступления в скважину и в рассматриваемом сечении.

11. Эквивалентный градиент давления находят по формуле:

$$\bar{p}_{эkv} = \frac{[P] \cdot 100}{h} \quad (\text{П2.8})$$

Номограмма построена для условий: температура всплывшего к устью газа равна 50°С, геотермический градиент равен 3°С/100м, температура дневной поверхности 25°С, коэффициент сжимаемости на устье равен  $Z = 0,9$ . По номограмме  $K$  находят следующим образом: определяют  $K$  для глубины  $H$  и для глубины  $h$ ,  $K$  в этом случае равно:

$$K = \frac{K_{пл}}{K_h} \quad (\text{П2.9})$$

Для устья  $K_h = 1$ ,  $\rho_r = 200 \text{ кг/м}^3$ .

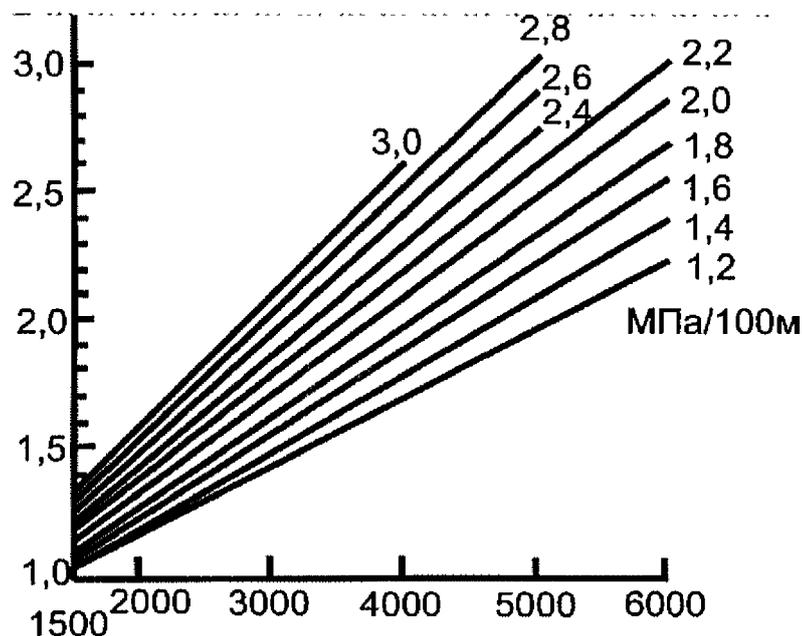


Рис. 1. Коэффициент К, учитывающий изменение сжимаемости и температуры газа по глубине скважины.

Пример:

Глубина скважины, м	6000
Проектируемое пластовое давление, МПа	114
Плотность бурового раствора, кг/м <sup>3</sup>	2000
Площадь сечения затрубного пространства, м <sup>2</sup>	0,023
Пласт склонный к гидроразрыву находится на глубине, м	5800
Давление гидроразрыва, МПа	121
2-х секционная обсадная колонна диаметром 245 мм	
1-я секция, м	3000 – 5000
2-я секция, м	0 – 3000
Давление опрессовки, МПа	
1-ой секции	40
2-ой секции	50
Плотность жидкости опрессовки, кг/м <sup>3</sup>	1500
Средняя температура бурового раствора, выходящего из скважины, °С	50
Температура дневной поверхности, °С	25
Геотермический градиент, °С/100 м	3

Необходимо при проектировании скважин определить предельный объем поступления флюида в ствол скважины, максимальное давление на устье и максимальное увеличение объема бурового раствора в приемных емкостях, ожидаемые при ликвидации газопроявления.

1 действие. По формуле (П2.5) определяют допустимые внутренние давления для опасных сечений последней обсадной колонны:

- устье скважины

$$[P]_y = 0,8 \cdot 50 = 40,0 \text{ МПа}$$

- стык секций обсадной колонны

$$[P]_y = 0,8 \cdot 40 + 10^{-6} \cdot 1500 \cdot 9,8 \cdot 3000 = 76,1 \text{ МПа}$$

-цементное кольцо башмака обсадной колонны

$$[P]_y = 0,8 \cdot 40 + 10^{-6} \cdot 1500 \cdot 9,8 \cdot 5000 = 105,5 \text{ МПа}$$

2 действие. Определяют параметры газа для каждого опасного сечения. При этом принимают, что температура газа соответствует геотермической температуре по скважине, а на устье - температуре бурового раствора, выходящего из скважины. Так, например, для стыка обсадных колонн: допустимое внутреннее давление – 76,1 МПа; температура –115°С (25°С + 3°С/100 м 3000) или 388°К (115°С + 273). Находят плотность газа для этих условий  $\rho_r = 350 \text{ кг/м}^3$ . Находят коэффициент К: для глубины проявляющего пласта  $H = 6000 \text{ м}$  и давления поступившего газа  $P_{пл} = 118 \text{ МПа}$  эквивалентный градиент давления (35) составляет

$$\rho_{\text{экв}} = \frac{188 \cdot 100}{6000} = 1,97 \text{ МПа/100 м} - K_{\text{пл}} = 2,85, \quad \text{а для глубины}$$

нахождения стыка секций обсадной колонны  $h = 3000 \text{ м}$  и допустимого внутреннего давления

$$[P]_{\text{ст}} = 76,1 \text{ МПа} \bar{\rho}_{\text{экв}} = \frac{76,1 \cdot 100}{300} = 2,54 \text{ МПа/100 м} - K_{\text{ст}} = 1,92.$$

Тогда согласно выражению (36)

$$K = \frac{2,85}{1,92} = 1,48$$

Также находят параметры газа для других опасных сечений и сводят полученные данные в таблицу.

Сечение	Глубина, м	Допустимое внутреннее и пластовое давление, МПа	Эквивалентный градиент давления, МПа/100 м	Температура, °С	Плотность газа, кг/м	$K = \frac{K_{пл}}{K_h}$
устье	0	40	–	50	310	2,85
стык	3000	76,1	2,54	115	350	1,48
башмак	5000	105,5	2,11	175	320	1,11
пласт, склонный к ГРП	5800	121	2,09	199	320	1
забой	6000	117,5	1,97	205	320	1

Примечание:  $K = °C + 273$ .

По полученным данным определяют по формулам (П2.1 и П2.2) предельный объем поступления газа в скважину для забоя и каждого опасного сечения, находят наиболее опасное и рассчитывают по формулам (П2.3, П2.4) максимальное давление и объем газа при достижении устья:

а) пластовое давление достоверно известно:

- устье скважины

$$V_{пр} = \frac{40 \cdot 0,024 \cdot 2,85}{10^{-6} \cdot (2000 - 310) \cdot 9,8 \cdot 117,5} =$$

$$= [10^{-6} \cdot 2000 \cdot 9,8 \cdot (6000 - 0) + 40 - 117,5] = 56,2 \text{ м}^3$$

- стык секций

$$V_{пр} = \frac{76,1 \cdot 0,024 \cdot 1,48}{10^{-6} \cdot (2000 - 350) \cdot 9,8 \cdot 117,5} =$$

$$= [10^{-6} \cdot 2000 \cdot 9,8 \cdot (6000 - 3000) + 76,1 - 117,5] = 24,7 \text{ м}^3$$

- башмак обсадной колонны

$$V_{пр} = \frac{105,5 \cdot 0,024 \cdot 1,11}{10^{-6} \cdot (2000 - 320) \cdot 9,8 \cdot 117,5} =$$

$$= [10^{-6} \cdot 2000 \cdot 9,8 \cdot (6000 - 5000) + 105,5 - 117,5] = 10,9 \text{ м}^3$$

- пласт, склонный к гидроразрыву

$$V_{\text{пр}} = \frac{121 \cdot 0,024 \cdot 1}{10^{-6} \cdot (2000 - 320) \cdot 9,8 \cdot 117,5} =$$

$$= [10^{-6} \cdot 2000 \cdot 9,8 \cdot (6000 - 5800) + 121 - 117,5] = 56,2 \text{ м}^3$$

Из расчетов определяют, что наиболее опасное сечение - башмак обсадной колонны, которому соответствует меньший предельный объем. Окончательно принимают  $V_{\text{пр}} = 10,9 \text{ м}^3$ . При этом максимальное давление и объем газовой пачки на устье будут равны

$$P_{\text{max}} = \frac{1}{2} \cdot \left( 117,5 - 117,5 + \sqrt{4 \cdot 10^{-6} \cdot (2000 - 310) \cdot 9,8 \cdot \frac{117,5 \cdot 10,9}{2,85 \cdot 0,024}} \right)$$

$$= 17,6 \text{ МПа}$$

$$V_{\text{max}} = \frac{117,5 \cdot 10,9}{2,85 \cdot 17,6} = 25,3 \text{ м}^3$$

б) Пластовое давление заложено в проект по результатам единичных замеров, поэтому в расчетах принимают:

$$P_{\text{пл}} = P_{\text{пр}} + 0,0005 \cdot H = 114 + 0,0005 \cdot 6000 = 117 \text{ МПа}$$

- устье скважины

$$V_{\text{пр}} = \frac{40 \cdot 0,024 \cdot 2,85}{10^{-6} \cdot (2000 - 310) \cdot 9,8 \cdot 117,0} [10^{-6} \cdot 2000 \cdot 9,8 \cdot (6000 - 0) + 40$$

$$- 117 - 3,5] = 52,2 \text{ м}^3$$

- стык секций

$$V_{\text{пр}} = \frac{76 \cdot 0,024 \cdot 1,48}{10^{-6} \cdot (2000 - 350) \cdot 9,8 \cdot 117,0} [10^{-6} \cdot 2000 \cdot 9,8 \cdot (6000 - 3000) + 76,1$$

$$- 120,5] = 20,6 \text{ м}^3$$

- башмак обсадной колонны

$$V_{\text{пр}} = \frac{105,5 \cdot 0,024 \cdot 1,1}{10^{-6} \cdot (2000 - 320) \cdot 9,8 \cdot 117,0} [10^{-6} \cdot 2000 \cdot 9,8 \cdot (6000 - 5000)$$

$$+ 105,5 - 120,5] = 6,7 \text{ м}^3$$

- пласт, склонный к гидроразрыву

$$V_{\text{пр}} = \frac{121,0 \cdot 0,024 \cdot 1,0}{10^{-6} \cdot (2000 - 320,0) \cdot 9,8 \cdot 117} [10^{-6} \cdot 2000 \cdot 9,8 \cdot (6000 - 5800)$$

$$+ 121,0 - 120,5] = 6,5 \text{ м}^3$$

В данной ситуации наименьший предельный объем соответствует пласту, склонному к гидроразрыву, но ввиду того, что этот объем по высоте ( $h_r = \frac{6,5}{0,024} = 270 \text{ м}$ ) перекрывает опасное сечение, для которого он рассчитан, то его отбрасывают. Наиболее опасным сечением является башмак обсадной колонны с  $V_{пр} = 6,7 \text{ м}^3$ .

$$P_{\max} = \frac{1}{2} \cdot \left( 120,5 - 117,5 + \sqrt{9 + 4 \cdot 10^{-6} \cdot (2000 - 310) \cdot 9,8 \cdot \frac{117,5 \cdot 6,7}{2,85 \cdot 0,024}} \right) \\ = 15,4 \text{ МПа}$$

$$V_{\max} = \frac{117 \cdot 6,7}{2,85 \cdot 15,4} = 17,9 \text{ м}^3$$

в) пластовое давление заложено в проект на основании измерения геолого-геофизических методов, поэтому его принимают равным

$$P_{пл} = P_{пр} + 0,001 \cdot H = 114 + 0,001 \cdot 6000 = 120 \text{ МПа}$$

- устье скважины

$$V_{пр} = \frac{40 \cdot 0,024 \cdot 2,85}{10^{-6} \cdot (2000 - 310) \cdot 9,8 \cdot 120} [10^{-6} \cdot 2000 \cdot 9,8 \cdot (6000 - 0) + 40 - 120 - 3,5] = 46,8 \text{ м}^3$$

- стык секций

$$V_{пр} = \frac{76,1 \cdot 0,024 \cdot 1,48}{10^{-6} \cdot (2000 - 350) \cdot 9,8 \cdot 120} [10^{-6} \cdot 2000 \cdot 9,8 \cdot (6000 - 3000) + 76,1 - 120 - 3,5] = 15,9 \text{ м}^3$$

- башмак обсадной колонны

$$V_{пр} = \frac{105,5 \cdot 0,024 \cdot 1,1}{10^{-6} \cdot (2000 - 320) \cdot 9,8 \cdot 120} [10^{-6} \cdot 2000 \cdot 9,8 \cdot (6000 - 5000) + 105,5 - 120 - 3,5] = 2,5 \text{ м}^3$$

- пласт, склонный к гидроразрыву

$$V_{пр} = \frac{121,0 \cdot 0,024 \cdot 1}{10^{-6} \cdot (2000 - 320) \cdot 9,8 \cdot 120} [10^{-6} \cdot 2000 \cdot 9,8 \cdot (6000 - 5800) + 121 - 120 - 3,5] = 2,0 \text{ м}^3$$

Наиболее опасным сечением является пласт, склонный к гидроразрыву

$$V_{\text{пр}} = 2,0 \text{ м}^3$$

$$P_{\text{max}} = \frac{1}{2} \cdot \left( 120,5 - 117,5 + \sqrt{36 + 4 \cdot 10^{-6} \cdot 9,8 \cdot (2000 - 310) \cdot \frac{120 \cdot 2}{2,85 \cdot 0,024}} \right) \\ = 7,9 \text{ МПа}$$

$$V_{\text{max}} = \frac{120 \cdot 2}{2,85 \cdot 7,9} = 10,7 \text{ м}^3$$

В данной ситуации скважина находится на грани допустимого, так как допустимый объем в пределах погрешности измерительной аппаратуры.

г) Пластовое давление заложено в проект на основании сейсмических измерений, поэтому его принимают равным

$$P_{\text{пл}} = P_{\text{пр}} + 0,0015 \cdot H = 114 + 0,0015 \cdot 6000 = 123 \text{ МПа}$$

- устье скважины

$$V_{\text{пр}} = \frac{40 \cdot 0,024 \cdot 2,85}{10^{-6} \cdot (2000 - 310) \cdot 9,8 \cdot 123} [10^{-6} \cdot 2000 \cdot 9,8 \cdot (6000 - 0) + 40 - 123 - 3,5] = 41,6 \text{ м}^3$$

- стык секций

$$V_{\text{пр}} = \frac{76,1 \cdot 0,024 \cdot 1,48}{10^{-6} \cdot (2000 - 350) \cdot 9,8 \cdot 123} [10^{-6} \cdot 2000 \cdot 9,8 \cdot (6000 - 3000) + 76,1 - 123 - 3,5] = 11,4 \text{ м}^3$$

- башмак обсадной колонны

$$V_{\text{пр}} = \frac{105,5 \cdot 0,024 \cdot 1,1}{10^{-6} \cdot (2000 - 320) \cdot 9,8 \cdot 123} [10^{-6} \cdot 2000 \cdot 9,8 \cdot (6000 - 5000) + 105,5 - 123 - 3,5] < 0$$

- пласт, склонный к гидроразрыву

$$V_{\text{пр}} = \frac{121 \cdot 0,024 \cdot 1}{10^{-6} \cdot (2000 - 320) \cdot 9,8 \cdot 123} [10^{-6} \cdot 2000 \cdot 9,8 \cdot (6000 - 5800) + 121 - 123 - 3,5] < 0$$

Последняя ситуация указывает на необходимость изменения конструкции скважины.

Приложение № 3  
к Руководству по безопасности  
«Технология управления скважиной при  
газонефтеводопроявлениях в различных  
горно-геологических условиях»,  
утвержденному приказом  
Федеральной службы по  
экологическому,  
технологическому и атомному надзору  
от «19» сентября 2024 г. № 408

**РАСЧЕТНЫЙ ОБЪЕМ БУРОВОГО РАСТВОРА ДЛЯ ДОЛИВА СКВАЖИНЫ  
ПРИ ПОДЪЕМЕ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ПО ОБЪЕМУ МЕТАЛЛА**

Таблица № 1 - Бурильные трубы

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Объем для долива скважины после подъема, м <sup>3</sup>				
		длиной 37.5 м		длиной 25 м		1000 м бурильных труб
		1 свечи	5 свечей	1 свечи	5 свечей	
<b>Трубы бурильные стальные – ТБВ, ТБН, ТБВК, ТБНК</b>						
73	7			0,04	0,02	1,59
	9			0,05	0,25	2,12
	11			0,06	0,30	2,39
89	7	0,08	0,40	0,05	0,25	2,12
	9	0,10	0,50	0,06	0,30	2,66
	11	0,11	0,55	0,07	0,35	2,92
101.6	7	0,09	0,45	0,06	0,30	2,39
	8	0,10	0,50	0,07	0,35	2,66
	9	0,11	0,55	0,07	0,35	2,92
	10	0,12	0,60	0,08	0,40	3,19
114.3	7	0,10	0,50	0,07	0,35	2,66
	8	0,12	0,60	0,08	0,40	3,19
	9	0,13	0,65	0,08	0,40	3,45
	10	0,14	0,70	0,09	0,45	3,72
	11	0,15	0,75	0,10	0,50	3,99
127	7	0,12	0,58	0,08	0,39	3,10
	8	0,13	0,65	0,09	0,43	3,46
	9	0,15	0,75	0,10	0,50	3,99
	10	0,16	0,80	0,10	0,50	4,26
13,9	8	0,15	0,75	0,10	0,50	3,99
	9	0,16	0,80	0,11	0,55	4,26
	10	0,18	0,90	0,12	0,60	4,78
	11	0,19	0,95	0,13	0,65	5,05
	12	0,21	1,05	0,14	0,70	5,63
	13.5	0,23	1,15	1,15	0,77	6,13
<b>Трубы бурильные стальные с приваренными замками ТБПВТ, ТБПВ</b>						
89	9	-	-	0,06	0,30	2,5
	10	-	-	0,07	0,36	2,9
114,3	7	0,10	0,52	0,07	0,35	2,8
	8	0,12	0,58	0,08	0,38	3,1

Диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Объем для долива скважины после подъема, м <sup>3</sup>				
		длиной 37,5 м		длиной 25 м		1000 м бурильных труб
		1 свечи	5 свечей	1 свечи	5 свечей	
<b>Трубы бурильные стальные – ТБВ, ТБН, ТБВК, ТБНК</b>						
	9	0,13	0,63	0,09	0,42	3,4
	10	0,14	0,69	0,09	0,46	3,7
127,0	7	0,12	0,59	0,08	0,40	3,2
	8	0,13	0,66	0,09	0,44	3,5
	9	0,14	0,72	0,10	0,48	3,8
	10	0,16	0,79	0,11	0,53	4,2
<b>Алюминиевая бурильная труба с замками</b>						
114	10	0,13	0,67	0,09	0,45	3,6
129	9	0,14	0,72	0,10	0,48	3,8
	11	0,17	0,84	0,11	0,56	4,5
147	9	0,17	0,84	0,11	0,56	4,5
	11	0,20	0,98	0,13	0,65	5,2
	13	0,22	1,12	0,15	0,75	6,0
	15	0,25	1,26	0,17	0,84	6,7
	17	0,28	1,39	0,18	0,92	7,3

Таблица № 2 - Трубы бурильные утяжеленные с проточкой под элеватор

Шифр	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Объем долива скважины после подъема, м <sup>3</sup>	
			10 м	100 м
УБТ – 146	146	74	0,12	1,24
УБТ – 178	178	90	0,19	1,85
УБТ – 203	203	100	0,25	2,46
УБТ – 219	219	112	0,29	2,87
УБТ – 245	245	135	0,34	3,41
УБТС1 – 120 УБТС2 – 120	120	64	0,08	0,81
УБТС1 – 133 УБТС2 – 133	133	64	0,11	1,07
УБТС1 – 146 УБТС2 – 146	146	68	0,13	1,31
УБТС1 – 178 УБТС2 – 178	178	80	0,20	1,99
УБТС1 – 203 УБТС2 – 203	203	80	0,27	2,73
УБТС1 – 229 УБТС2 – 299	229	90	0,35	3,48
УБТС1 – 254	254	100	0,43	4,28
УБТС1 – 273	273	100	0,51	5,07
УБТС1 – 299	299	100	0,62	6,24

Таблица № 3 - Трубы бурильные утяжеленные кованые

Диаметр		Объем для долива, м <sup>3</sup>		Диаметр		Объем для долива, м <sup>3</sup>	
Наружный, мм	Внутренний, мм	10 м	100 м	Наружный, мм	Внутренний, мм	10 м	100 м
79,4	31,7	0,04	0,42	177,8	71,4	0,21	2,09
88,9	38,1	0,05	0,51	184,2	71,4	0,23	2,25
104,8	50,3	0,07	0,66	196,8	71,4	0,26	2,63
120,6	50,8	0,09	0,92		90,4	0,24	2,41
	63,5	0,08	0,81	203,2	71,4	0,28	2,84
127,0	57,2	0,10	1,01		90,4	0,26	2,60
146,0	68,3	0,13	1,31	209,6	71,4	0,30	3,03
	76,2	0,12	1,22	228,6	71,4	0,37	3,70
152,4	57,2	0,16	1,57		90,4	0,35	3,48
	71,4	0,14	1,42	241,3	76,2	0,41	4,09
158,8	57,2	0,17	1,72		100,0	0,38	3,77
	71,4	0,16	1,57	247,6	76,2	0,43	4,34
165,1	57,2	0,19	1,88		100,0	0,40	4,00
	71,4	0,17	1,72	254,0	76,2	0,46	4,61
171,4	57,2	0,20	2,05		100,0	0,43	4,29
	76,2	0,19	1,86	279,4	76,2	0,57	5,67
177,8	57,2	0,22	2,22		100,0	0,53	5,32

Таблица № 4 - Трубы бурильные зарубежные. Стандарт 5A, 5A API

Диаметр наружный, мм	Толщина стенки, мм	Объем долива м <sup>3</sup> /100	Диаметр наружный, мм	Толщина стенки, мм	Объем долива м <sup>3</sup> /100
с высадкой наружу			с высадкой внутрь и наружу		
88,9	9,35	0,27	88,9	9,35	0,28
	11,40	0,32		11,40	0,30
101,6	8,38	0,31	101,6	9,65	0,36
114,3	8,56	0,34	114,3	8,56	0,35
	10,92	0,41		10,92	0,42
с высадкой внутрь			127	9,19	0,41 1)
88,9	6,45	0,22			0,44 2)
	9,35	0,26		12,70	0,52 3)
	11,40	0,31			0,54 4)
					0,56 5)
101,6	8,38	0,29			
	9,65	0,32			
114,3	8,56	0,35			
	10,92	0,42			
127	7,52	0,34			

Примечание:

- 1) 0,41 м<sup>3</sup>/100 м – для труб с диаметром замка 161,9 мм, 165,1 мм, 168,3 мм;
- 2) 0,44 м<sup>3</sup>/100 м – для труб с диаметром 177,8 мм, 184,1 мм, 184,2 мм;
- 3) 0,52 м<sup>3</sup>/100 м – для труб с диаметром 161,9 мм;
- 4) 0,54 м<sup>3</sup>/100 м – для труб с диаметром 165,1 мм, 168,3 мм, 177,8 мм;
- 5) 0,56 м<sup>3</sup>/100 м – для труб с диаметром 184,1 мм, 184,2 мм.

Приложение № 4  
к Руководству по безопасности  
«Технология управления скважиной при  
газонефтеводопроявлениях в различных  
горно-геологических условиях»,  
утвержденному приказом  
Федеральной службы по экологическому,  
технологическому и атомному надзору  
от «19» января 2024 г. № 401

### РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ДЕЙСТВИЯ ЧЛЕНОВ БУРОВОЙ ВАХТЫ ПРИ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИИ

Прямые признаки ГНВП	Мероприятия по ликвидации ГНВП и технике безопасности	Ответственный	Исполнители
<b>БУРЕНИЕ</b>			
<b>Прямые признаки</b>			
1. Увеличение объема (уровня) бурового раствора в приемной емкости на $1/2 V_{пр}$ , но не более $0,5 \text{ м}^3$ .	1. Подают сигнал «выброс»	Бурильщик	Бурильщик
2. Повышение расхода (скорости) выходящего бурового раствора из скважины при неизменном расходе на входе	2. Прекращают углубление скважины 3. Поднимают долото над забоем и фиксируют тормоз барабана буровой лебедки 4. Останавливают насосы 5. Открывают гидроуправляемую задвижку на дроссельной линии 6. Закрывают универсальный превентор или верхний пласечный превентор 7. Закрывают дроссель или задвижку перед дросселем 8. Фиксируют плашки превентора ручными штурвалами 9. Регистрируют избыточное давление в бурильной	Бурильщик Бурильщик Бурильщик Бурильщик Бурильщик Бурильщик Бурильщик Бурильщик Бурильщик	Бурильщик Бурильщик Бурильщик 1 помощник бурильщика 2 – 3 помощника бурильщика Бурильщик 3 помощника бурильщика 2 – 3 помощника бурильщика 2 помощника бурильщика

	и обсадной колоннах 10. Сообщают руководству РИТС о возникшем ГНВП 11. Дальнейшие работы направлены на ликвидацию ГНВП и выполняются по указанию ответственного ИТР в соответствии с Руководством	Бурильщик Бурильщик	Лаборант Бурильщик, 1, 2, 3 помощника бурильщика, лаборант
<b>СПУСКО-ПОДЪЕМНЫЕ ОПЕРАЦИИ</b>			
1. Уменьшение против контрольного объема бурового раствора, доливаемого в затрубное пространство скважин при подъеме бурильной колонны на 1/4 V <sub>гр</sub> , но не более 0,5 м <sup>3</sup> 2. Увеличение против контрольного объема бурового раствора в приемной емкости при спуске бурильной колонны на 1/4 V <sub>гр</sub> , но не более 0,5 м <sup>3</sup> 3. Перелив бурового раствора из скважины	1. Подают сигнал "выброс"	Бурильщик	Бурильщик
	2. Немедленно приступают к спуску труб	Бурильщик	1, 2, 3, 4 помощника бурильщика
	3. Сообщают руководству РИТС о возникшем ГНВП	Бурильщик	Лаборант
	4. Контролируют объем вытесняемой жидкости	Бурильщик	Лаборант
	5. Спуск инструмента продолжают до тех пор, пока объем поступления пластового флюида не превысит 1/2 V <sub>гр</sub>	Бурильщик	Бурильщик, 1, 2, 3 помощника бурильщика
	6. Наворачивают на колонну бурильных труб шаровый кран. При переливе из труб закрывают шаровый кран, устанавливают обратный клапан и открывают шаровой кран	Бурильщик	Бурильщик, 1, 2 помощника бурильщика
	7. Открывают гидруправляемую задвижку на дроссельной линии	Бурильщик	Бурильщик
	8. Закрывают верхний плашечный превентор (если инструмент в обсадной колонне) или ПУГ (при нахождении инструмента в открытом стволе)	Бурильщик	Бурильщик, 1 помощник бурильщика
	9. Наворачивают на бурильные трубы промывочную головку с краном высокого давления (или квадрат)	Бурильщик	Бурильщик, 1, 3 помощника бурильщика
	10. Закрывают дроссель	Бурильщик	1 помощник бурильщика
	11. Снимают показания давления в обсадной колонне и в бурильных трубах, определяют по приемной емкости объем поступившего пластового	Бурильщик	Бурильщик, 1 помощник бурильщика

	флюида 12. Дальнейшие работы направлены на ликвидацию ГНВП и выполняются по указанию ответственного ИТР в соответствии с настоящим Руководством	Буровой мастер	Бурильщик, 1, 2, 3 помощника бурильщика, лаборант
<b>ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ РАБОТЫ</b>			
1. Перелив из скважины бурового раствора	1. Подают "выброс"	Бурильщик	Бурильщик
	2. Прекращают геофизические работы	Бурильщик	Начальник геофизической партии
	3. Поднимают геофизические приборы	Бурильщик	Начальник геофизической партии
	4. Сообщают руководству РИТС о возникшем ГНВП	Бурильщик	1 пом. бурильщика
	5. Приступают к спуску инструмента с обратным клапаном и продолжают спускать его до тех пор, пока объем поступления пластового флюида, не превысит 1/2 V <sub>лр</sub>	Бурильщик	Бурильщик, 1, 2, 3 помощника бурильщика
	6. Останавливают спуск и герметизируют скважину	Бурильщик	Бурильщик, 1, 2, 3 помощника бурильщика
	7. При интенсивном проявлении рубят кабель и скважину герметизируют глухими плашками превентора	Буровой мастер	Начальник геофизической партии
	8. Дальнейшие работы направлены на ликвидацию ГНВП и выполняются по указанию ответственного ИТР в соответствии с настоящим Руководством		

Приложение № 5  
к Руководству по безопасности  
«Технология управления скважиной при  
газонефтеводопроявлениях в различных  
горно-геологических условиях»,  
утвержденному приказом  
Федеральной службы по  
экологическому,  
технологическому и атомному надзору  
от «19» сентября 20 24 г. № 408

**РАБОЧАЯ КАРТА ПО УПРАВЛЕНИЮ СКВАЖИНОЙ ПРИ ГНВП**  
(рекомендуемый образец)

Скважина \_\_\_\_\_

«    »  
Дата 20 \_\_\_\_ г. \_\_\_\_\_

**1. Основная информация**

Глубина кровли пласта, Н \_\_\_\_\_ м

Глубина спуска промежуточной колонны,  $L_k$  \_\_\_\_\_ м

Плотность бурового раствора,  $\rho$  \_\_\_\_\_ г/м<sup>3</sup>

Давление на стояке при:

– подаче  $Q_1$  \_\_\_\_\_ л/с \_\_\_\_\_ МПа

– подаче  $Q_2 =$  \_\_\_\_\_ л/с \_\_\_\_\_ МПа

Запас безопасности,  $\Delta P$  \_\_\_\_\_ МПа

Допустимый объем притока во время бурения,  $V_{\text{доп}}$  \_\_\_\_\_ м<sup>3</sup>

Допустимый объем притока во время СПО,  $V_{\text{доп}}$  \_\_\_\_\_ м<sup>3</sup>

Объем долива затрубного пространства \_\_\_\_\_ м<sup>3</sup>

Объем вытесняемого бурового раствора после спуска  
всех труб \_\_\_\_\_ м<sup>3</sup>

**Бурильная колонна (БК) –  $V_{\text{б.т.}}$**

$d_n$ , мм	Толщина стенки, мм	Длина, м	Внутренний объем одного метра, л/м	Общий внутренний объем, м <sup>3</sup>
БК				
ТБТ				
УБТ				

Внутренний объем буровой колонны,  $V_{б.т}$  \_\_\_\_\_  $m^3$   
 Кольцевое (затрубное) пространство (КП) –  $V_{кп}$

Диаметры		Длина, м	Объем 1 м затрубного пространства, л/с	Общий объем затрубного пространства, $m^3$
Открытый ствол	УБГ			
	БК			
Хвостовик	УБГ			
	БК			
Обсадная колона	УБГ			
	БК			

Объем затрубного пространства,  $V_{з.п}$  \_\_\_\_\_  $m^3$

Объем скважины,  $V_c = V_{б.т.} + V_{з.п.} =$  \_\_\_\_\_  $m^3$

Объем бурового раствора в приемных емкостях,  $V_{емк}$  \_\_\_\_\_  $m^3$

Суммарный объем бурового раствора,  $V_m = V_c + V_{емк} =$  \_\_\_\_\_  $m^3$

Время на промывку, мин

	от устья к забою	от забоя к устью	Время на 1 цикл циркуляции
при подаче $Q_1$	$16,7 \frac{V_{б.т.}}{Q_1} = \text{---} =$	$16,7 \frac{V_{з.п.}}{Q_1} = \text{---} =$	$16,7 \frac{V_c}{Q_1} = \text{---} =$
при подаче $Q_2$	$16,7 \frac{V_{б.т.}}{Q_2} = \text{---} =$	$16,7 \frac{V_{з.п.}}{Q_2} = \text{---} =$	$16,7 \frac{V_c}{Q_2} = \text{---} =$

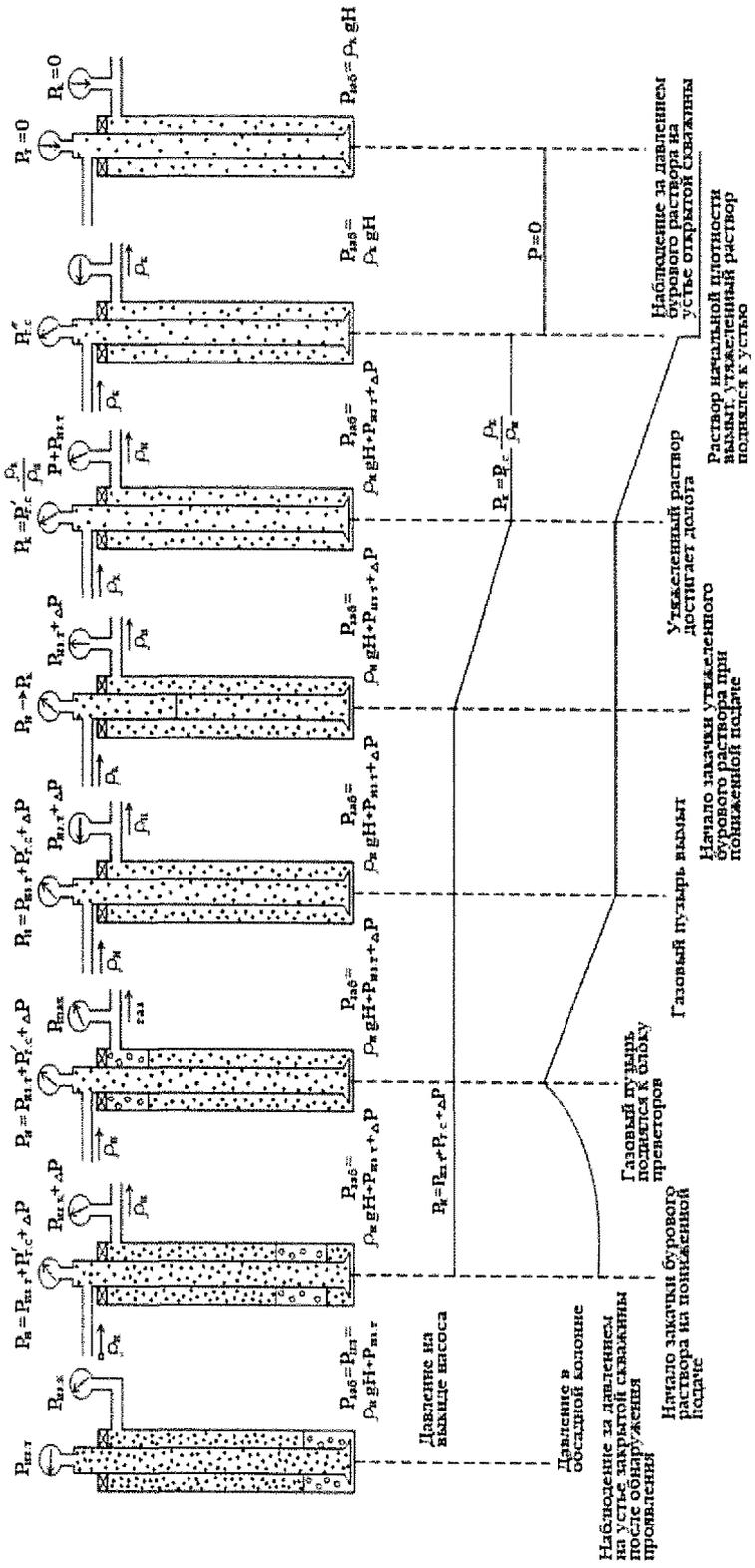
## 2. Расчет величин технологических параметров

Плотность бурового раствора глушения, $kg/m^3$	$\rho_k = \rho_n + \frac{(P_{из.т} + \Delta P) 10^6}{gH} =$ _____ $+$ _____ $=$
Начальное давление в буровых трубах, МПа	$P_n = P_{из.т} + P_{г.с} + \Delta P =$ _____ $+$ _____ $+$ _____ $=$
Давление в буровых трубах в момент достижения утяжеленного раствора долота, МПа	$P_k = P_{г.с} \frac{\rho_k}{\rho_n} =$ _____ $=$
Необходимое количество барита, $kg/l$	$A = 4,2 \frac{\rho_k - \rho_n}{4200 - \rho_k} = 4,2 \frac{\text{---}}{\text{---}} =$
Общий вес барита, т	$B = V_m \cdot A =$ _____ $\cdot$ _____ $=$
Общее количество циклов циркуляции	$N =$ _____

Увеличение плотности раствора за цикл	$\Delta\rho = \frac{\rho_k - \rho_n}{N} = \frac{\quad}{\quad} =$
Давление в бурильных трубах при достижения раствором долота для n-го цикла, МПа $\rho_T = \rho + \Delta\rho \cdot n$	$P_T = P_n - \frac{P_n - P_k}{N} \cdot n = \frac{\quad}{\quad} \cdot \quad =$
Скорость введения барита, кг/с	$C = \frac{A \cdot Q_1}{N} = \frac{\quad}{\quad} =$

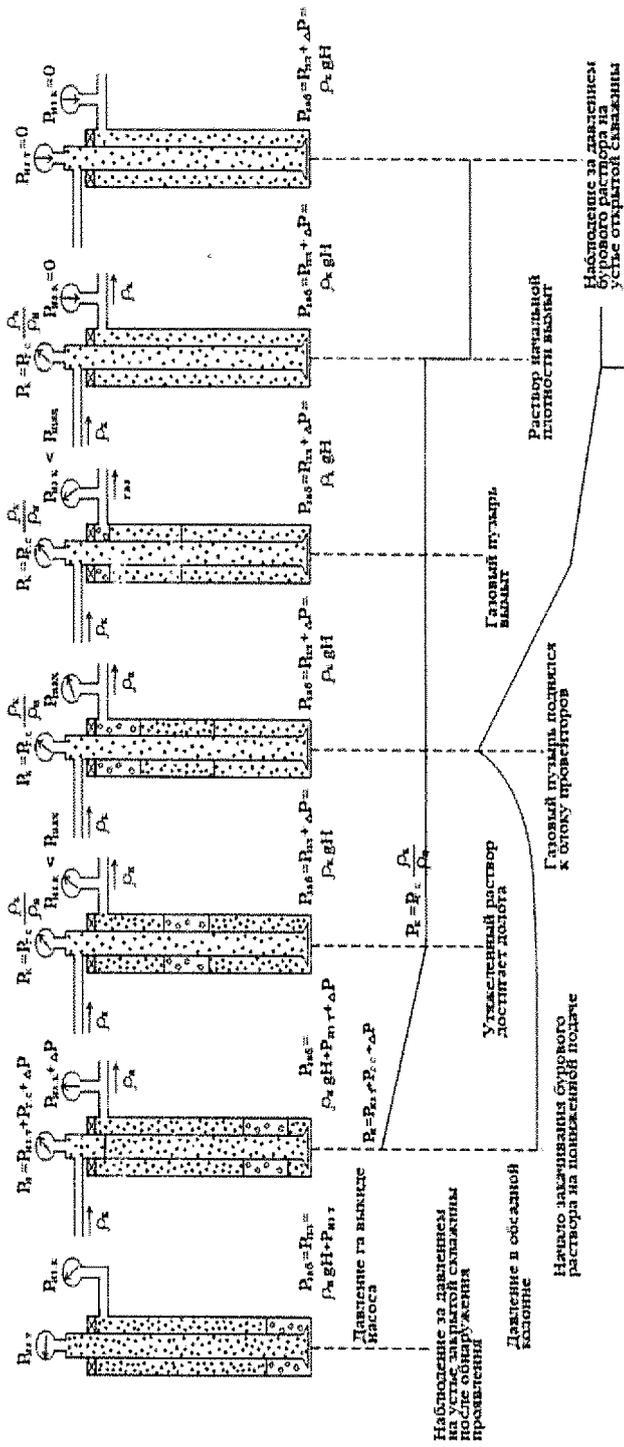
Приложение № 6  
к Руководству по безопасности  
«Технология управления скважиной при  
газонефтеводопроявлениях в различных  
горно-геологических условиях»,  
утвержденному приказом  
Федеральной службы по экологическому,  
технологическому и атомному надзору  
от «19» *февраля* 20 *24* г. № *408*

РЕКОМЕНДУЕМАЯ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ОПЕРАЦИЙ ПРИ ГЛУШЕНИИ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ В  
ТЕЧЕНИЕ ДВУХ ЦИКЛОВ ЦИРКУЛЯЦИИ



Приложение № 7  
 к Руководству по безопасности  
 «Технология управления скважиной при  
 газонефтеводопроявлениях в различных  
 горно-геологических условиях»,  
 утвержденному приказом  
 Федеральной службы по экологическому,  
 технологическому и атомному надзору  
 от «19» *сентября* 2024 г. № 408

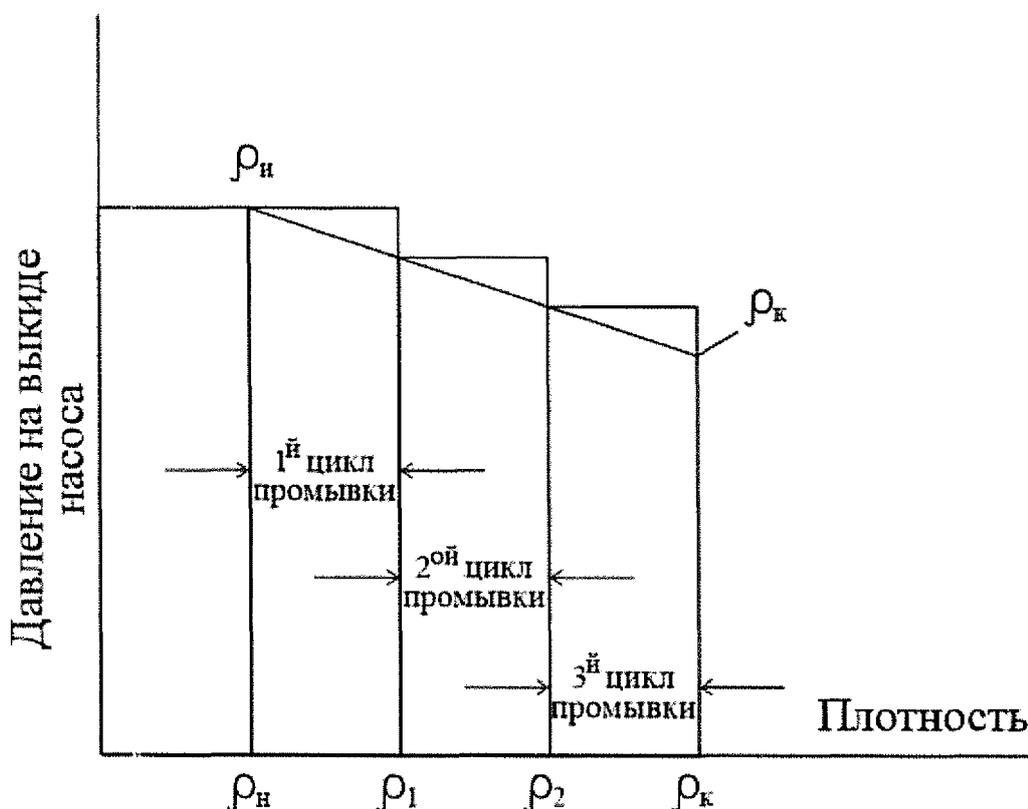
РЕКОМЕНДУЕМАЯ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ОПЕРАЦИЙ ПРИ ГЛУШЕНИИ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ В ТЕЧЕНИЕ  
 ОДНОГО ЦИКЛА ЦИРКУЛЯЦИИ



Приложение № 8  
к Руководству по безопасности  
«Технология управления скважиной при  
газонефтеводопроявлениях в различных  
горно-геологических условиях»,  
утвержденному приказом  
Федеральной службы по экологическому,  
технологическому и атомному надзору  
от «19» декабря 20 24 г. № 408

### ЗАВИСИМОСТЬ ДАВЛЕНИЯ НА ВЫКИДЕ НАСОСА ОТ ПЛОТНОСТИ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

(глушение осуществляется в течение 3-х циклов промывки при  
последовательном утяжелении бурового раствора от  $\rho_n$  до  $\rho_1$ , от  $\rho_1$  до  $\rho_2$   
и от  $\rho_2$  до  $\rho_k$ .)





Приложение № 10  
к Руководству по безопасности  
«Технология управления скважиной при  
газонефтеводопроявлениях в различных  
горно-геологических условиях»,  
утвержденному приказом  
Федеральной службы по экологическому,  
технологическому и атомному надзору  
от «19» сентября 20 24 г. № 408

**ГРАФИК ИЗМЕНЕНИЯ УСТЬЕВОГО ДАВЛЕНИЯ В ДОПУСТИМЫХ ПРЕДЕЛАХ**

