УДК 622.245.3

СЛОЖНОСТИ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ НАЛИЧИЯ МНОГОЛЕТНЕМЁРЗЛЫХ ПОРОД И МЕТОДЫ МИНИМИЗАЦИИ ОСЛОЖНЕНИЙ

DIFFICULTIES IN DRILLING WELLS IN THE PRESENCE OF PERMAFROST ROCKS AND METHODS OF MINIMIZING COMPLICATIONS

Шевченко И.П.
магистрант направления подготовки
«Технология вскрытия продуктивных пластов»,
Тюменский индустриальный университет
ship8005@gmail.com

Петров К.В.
магистрант направления подготовки
«Технология вскрытия продуктивных пластов»,
Тюменский индустриальный университет
kirl98@yandex.ru

Щербич Н.Е.
доцент, кандидат технических наук,
Тюменский индустриальный университет
scherbichne@tyuiu.ru

Аннотация. Данная статья посвящена описанию основных проблем, возникающим при бурении в условиях ММП и основным требованиям к технологическим жидкостям, использующимся при бурении.

Ключевые слова: многолетнемёрзлых породы, ММП, тепловое воздействие, кавернообразование, требования к буровому раствору, требования к тампонажному раствору.

Shevchenko I.P.
Master's Student in the Field of Training
«Technology of Opening Productive Layers»,
Tyumen Industrial University
ship8005@gmail.com

Petrov K.V.
Master's Student in the Field of Training
«Technology of Opening Productive Layers»,
Tyumen Industrial University
kirl98@yandex.ru

Shcherbich N.E.
Associate Professor,
Candidate of Technical Sciences,
Tyumen Industrial University
scherbichne@tyuiu.ru

Annotation. This article is devoted to the description of the main problems that arise during drilling in the conditions of MMP and the basic requirements for process fluids used in drilling.

Keywords: permafrost rocks, MMP, thermal impact, cavern formation, requirements for drilling mud, requirements for grouting mud.

При ведении работ в условиях содержания многолетнемёрзлых пород (ММП) высоковероятны осыпи и обвалы, а в дальнейшем кавернообразования из-за создаваемого теплового воздействия, а соответственно таяния льда. При спуске и цементировании обсадных колонн осложнения усугубляются и возможны новые проблемы:

1. Недоспуск обсадных колонн.
2. Недоподъём тампонажного раствора до устья скважины (из-за каверн и поглощений, заготовленного раствора нехватает).
3. Негерметичность цементного камня. В кавернах остаётся буровой раствор, из-за которого нет плотной изоляции заколонного пространства. Тампонажный раствор при низкой температуре образует рыхлый камень с низкими показателями прочности, а также может замёрзнуть.
4. Обратное промерзание освободившейся воды, может привести к смятию обсадных колонн.

Из-за вышеописанных осложнений, возникающие при наличии ММП, требуется подбор подходящих методов для ведения операций при строительстве скважин, а также соблюдение требований, предъявляемых к используемым агентам.

Требования к промывочным агентам

При бурении в многолетнемёрзлых породах наиболее часто используется буровой раствор с положительной температурой близкой к 0 °С. Лучше всего, чтобы она было до +0,5 °С. Минерализация раствора подбирается в соответствии с минерализацией поровой воды. Также необходимо создать малопроницаемую плёнку на стенках, которая не даёт взаимодействовать буровому раствору и поровой жидкости (создаётся, например, при применении глинистого раствора). Сделав ламинарный поток течения жидкости, путём повышения вязкости и снижения скорости течения, снижается коэффициент теплоотдачи. Водоотдача раствора должна не допускать проникновения его фильтрата в породу.

Исходя из правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности [1], можно выделить основные требования к промывочной жидкости:

1. Для предупреждения кавернообразования в интервалах ММП в качестве промывочного агента следует применять высоковязкие полимеры, глинистые и биополимерные растворы, продувку забоя воздухом или пенами, а также долото диаметром меньше номинального с последующим расширением ствола скважины до проектного значения.

2. Запрещается использовать воду в качестве промывочной жидкости для бурения скважин в зоне распространения ММП.

3. В процессе бурения скважины должен быть обеспечен контроль и регулирование температуры промывочной жидкости на входе и выходе из скважины и контроль температуры ММП в скважине. Температура промывочной жидкости должна соответствовать оптимальным значениям. Для ее регулирования целесообразно сокращение объема циркулирующего раствора.

4. Для предотвращения растепления, размыва приустьевой зоны скважины стекающим или выходящим из скважины буровым раствором устье должно быть оборудовано устройствами для сбора и отвода бурового раствора.

5. Поддержание заданных параметров бурового раствора осуществляется регулированием количества глинистой фазы в растворе и постоянной его химической обработкой для предупреждения кавернообразования.

6. Плотность бурового раствора при проходке интервала мёрзлых пород должна быть минимальной, что позволит уменьшить разность между пластовым и гидростатическим давлением и замедлит проникновение фильтрата бурового раствора в оттаявший вокруг слой пород.

Требования к тампонажным растворам

А.Т. Горский выделял два интервала в криолитозоне [2], в которых геолого-технические условия и назначения тампонажного камня будут различны. 1 интервал от основания кондуктора до подошвы неустойчивых при растеплении мерзлых горных пород. За счёт тампонажного камня, сформированного в этом интервале, достигается удержание кондуктора и герметичность затрубного пространства. 2 интервал от подошвы неустойчивых при растеплении мёрзлых горных пород до устья скважины. Образование здесь даже высококачественного тампонажного камня не может гарантировать ни удержание кондуктора, ни герметичность его затрубного пространства. Основное назначение тампонажного раствора в этом интервале – полное вытеснение буровой промывочной жидкости из заколонного пространства, а цементного камня – препятствовать перемещению по заколонному пространству растепленных мерзлых горных пород, предотвращая образования каверн и приустьевых провалов.

При цементировании кондуктора предъявляются следующие требования к тампонажному раствору. Время загустевания при температуре 2–22 °С не менее 240 мин. Водоотделение при температуре 0 °С не более 2 %. Для 1 интервала прочность тампонажного камня на изгиб должна быть не менее 0,2 МПа, а на сжатие – не менее 0,5 МПа. Твердение при температуре 0 °С в течение семи суток после 10 циклов знакопеременных температур (–2 °С, 20 °С) камень должен иметь прочность на изгиб не менее 0,2 МПа или на сжатие не менее 0,5 МПа и быть непроницаемым для газа. Для 2 интервала прочность и проницаемость тампонажного камня не имеет существенного значения. Тампонажный камень, твердевший двое суток при температуре –2 °С, а затем 5 сут при температуре 20 °С, после 15 циклов знакомеременных температур (–5 °С, 20 °С) должен сохранять свою целостность.

Исходя из пособия «Специальные тампонажные материалы для низкотемпературных скважин» [3], норм «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [1] и «Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин» [4] можно выделить основные требования к тампонажному материалу.

1. Минимальное водосодержание.

2. Максимальный период прокачиваемости не менее двух часов при предельно сокращённых сроках схватывания, достаточный для продавливания тампонажного раствора в заколонное пространство.

3. Способность схватываться в короткий период (до 10 ч).

4. Хорошо прокачиваться в условиях пониженных температур.

5. Частицы раствора должны быть устойчивы к оседанию без водоотделения, обладать высокой скоростью структурообразования, для исключения появления водяных прослоев, промерзания которых может привести к смятию обсадных труб.

6. Минимальное тепловыделении при затвердевании и низкая теплопроводность, интенсивность теплопередачи должна быть ниже в 3 раза по сравнению с обычными тампонажными растворами.

7. Отсутствие усадки и плотный контакт с обсадными колоннами и горной породой.

8. Тампонажный камень должен быть устойчив к воздействию знакопеременных температур.

9. Облегчающие добавки, должны обладать повышенной водоудерживающей и релаксационной способностью, оказывать закупоривающие действие на проницаемые пласты для обеспечения подъёма цемента до устья скважины.

10.Тампонажный камень должен увеличивать сопротивляемость крепи скважин смятию в случае обратного промерзания. Рекомендуется использовать тампонажные материалы, цементный камень которых имеет модуль упругости больше 1,0*103 Мпа.

Технологии улучшения крепи скважины

С помощью теплового воздействия на закаченный тампонажный раствор, возможно улучшить его затвердивание. После продавливания тампонажного раствора в цементируемую колонну спускается НКТ и, в течение некоторого времени, прокачивается техническая вода с температурой 60 °С. Таким образом тампонажному раствору передаётся тепло и процессы затвердевания проходят намного эффективней. При применении данной технологии растепление ММП увеличивается на несущественную величину, в пределах 2 см.

Снизить растепление ММП в приустьевой зоне помогают термоизолирующие обсадные трубы (термокейсы) Термокейс состоит из двух труд, одна из которых расположена внутри другой. Между ними пространство заполнено специальным материалом, изолирующим тепло. Таким образом тепло из внутренней поверхности термокейса сдерживается внутри и не передаётся на многолетнемёрзлые породы. Это позволяет снизить растепление ММП у устья скважины, а соответственно избежать возможного проседания пород вокруг устья скважины.

Решать вопрос по улучшению технологии строительства скважины в условиях залегания многолетнемёрзлых пород необходимо далее. В конечном итоге удастся выявитьмаксимально эффективную методику создания долговечной крепи скважины, даже в таких сложных условиях.

Литература:

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». [Текст]. – М. : Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2020. – 523 с.

2. Горский А.Т., Шевцов В.Д. Цементирование скважин в районах Крайнего Севера Тюменской области // Тр. Гипротюменнефтегаз. – Тюмень, 1968. – Вып. 6. – С. 122–132.

3. Специальные тампонажные материалы для низкотемпературных скважин / П.В. Овчинников [и др.]. – М. : ООО «Недра – Бизнесцентр», 2002. – 115 с.

4. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. РД 39-00147001-767-2000. Управление по бурению газовых и газоконденсатных скважин ОАО «Газпром» ОАО, 2000.

References:

1. Federal norms and rules in the field of industrial safety «Safety rules in the oil and gas industry». [Text]. – M. : Closed Joint Stock Company «Scientific and Technical Center for Industrial Safety Research», 2020. – 523 p.

2. Gorsky A.T., Shevtsov V.D. Well cementing in the regions of the Far North of the Tyumen region // Tr. Giprotyumenneftegaz. – Tyumen, 1968. – Issue 6. – P. 122–132.

3. Special grouting materials for low-temperature wells / P.V. Ovchinnikov [et al.]. – M. : Nedra – Businesscenter LLC, 2002. – 115 p.

4. Instructions for fixing oil and gas wells. RD 39-00147001-767-2000. Department for Drilling Gas and Gas Condensate Wells of Gazprom OJSC, 2000.