

О температурном режиме при бурении скважин в условиях криолитозоны

Н.Г. Тимофеев, Р.М. Скрыбин, Р.А. Атласов

Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова,
677000, Якутск, ул. Кулаковского, 50, Россия
e-mail: yakutsk_09@mail.ru

Аннотация. При бурении различных скважин (геологоразведочных, эксплуатационных, инженерно-изыскательских) в районах Северо-Востока и Арктической зоны страны с экстремальными природно-климатическими условиями и с мощной толщей многолетнемерзлых горных пород к выбору оптимальных буровых инструментов и технологий бурения предъявляются особые требования. Месторождения зоны многолетней мерзлоты имеют существенные отличия от аналогов, расположенных в районах с умеренным климатом и положительной температурой пород. Специфика их обусловлена комплексным взаимодействием и влиянием горно-геологических, горнотехнических, мерзлотных и климатических факторов. В основе осложненных условий вращательного бурения скважин в многолетнемерзлых породах лежит температурный фактор, определяющий эффективность процесса разрушения и транспортировки мерзлых горных пород. В процессе разрушения мерзлой горной породы при контакте режцов породоразрушающего инструмента с горным массивом в области рабочей поверхности режцов интенсифицируется тепловыделение, которое способствует таянию мерзлых пород и примерзанию к буровому инструменту разрушенной горной породы, приводящее к различным осложнениям и авариям.

Ключевые слова: бурение скважин, криолитозона, температура в скважине, теплообмен, математическое моделирование.

Wells Drilling Temperature Regime under the Cryolithozone Conditions

N.G. Timofeev, R.M. Skryabin, R.A. Atlasov

North-Eastern Federal University named after M.K. Ammosov,
50, Kulakovsky Str., Yakutsk, 677000, Russia
e-mail: yakutsk_09@mail.ru

Abstract. There are special requirements for optimum boring tools and drilling technologies when drilling of various wells (prospecting, operational, engineering survey) in the regions of the Northeast and the Arctic zone of the country with extreme climatic conditions and with a thick layer of perennially frozen rocks. Deposits of the permafrost zone have significant differences from analogs located in regions with a temperate climate and a positive temperature of rocks. Their specificity is determined by complex interaction and influence of mining-geological, mining, permafrost and climatic factors. The main thing in complicated conditions of rotary drilling of wells in permafrost rocks is a temperature factor determining the efficiency of destruction process of frozen rocks and their transportation. During the process of destruction of a frozen rock, when a rock-cutting tool incisors contact with a rock mass, a heat release intensifies in the area of a working surface of incisors, which promotes frozen rocks melting and freezing of a broken rock to the drilling tool, what leadsto various complications and accidents.

Key words: well drilling, cryolithozone, well temperature, heat exchange, mathematical modeling.

Введение

В настоящее время около 80% разведанных месторождений полезных ископаемых приурочено к территориям (рис. 1), характеризующимся распространением многолетнемерзлых пород (криолитозоны).

Перспектива растущей потребности российского рынка в топливном и химическом сырье обуславливает интенсивное освоение этих территорий и существенное увеличение объемов бурения скважин на различные полезные ископаемые, добычи нефти и природного газа в экстремальных условиях Крайнего Севера.

Отечественный опыт строительства скважин по традиционным технологиям в Якутии, Красноярском крае, Республике Коми, Архангельской области, Тюменской области свидетельствует о том, что оттаивание и разрушение многолетнемерзлых пород приводят к целому ряду осложнений, особенно в приустьевой зоне скважин. При высокой льдистости ММП значительно осложняется процесс строительства скважин: размывы устьев, грифоны, разрушение фундаментов, повышенное кавернообразование, обрывы обсадных колонн, просадки шахтовых направлений, кондукторов, привышечных сооружений и буровых установок в целом. В процессе последующей эксплуатации скважин возникают: приустьевые воронки, искривления устьевого оборудования, смятия колонн, повышенное гидрато и парафинообразование.

Всё это вызывает значительные экономические потери [1–4].

Многие осложнения и аварии, произошедшие на скважинах при их строительстве и эксплуатации в зонах ММП, в значительной мере опре-

делялись отсутствием детальных данных по строению низкотемпературного разреза, глубинным геокриологическим (мерзлотным) условиям на скважинах газовых и нефтяных месторождений, а также отсутствием отработанных специальных методов контроля за тепловым взаимодействием скважин с ММП, за их техническим состоянием с учетом особенностей их конструкций. Это влияло на качество строительства скважин, надежность их эксплуатации, приводило к возникновению осложнений на скважинах в зонах распространения многолетнемерзлых пород и, соответственно, к дополнительным затратам при ликвидации осложнений [1, 5].

Необходимость предупреждения осложнений в мерзлоте при бурении скважин, повышения качества их строительства, обеспечения надежности работы добывающих скважин, а также решения вопросов охраны окружающей среды в условиях Крайнего Севера, в зонах ММП и низкотемпературных пород остается актуальной проблемой.

Методика

При бурении скважин в слабосвязанных многолетнемерзлых породах чрезвычайно важно предотвратить нагрев пород в прискважинной зоне. Нарушение теплового режима (растепление) горных пород, слагающих стенки скважин, приводит к их обрушению, образованию просадочной воронки в приустьевой части скважины с потерей устойчивости наземных сооружений, в уже обсаженных скважинах могут деформироваться и полностью разрушиться обсадные трубы [1, 6].

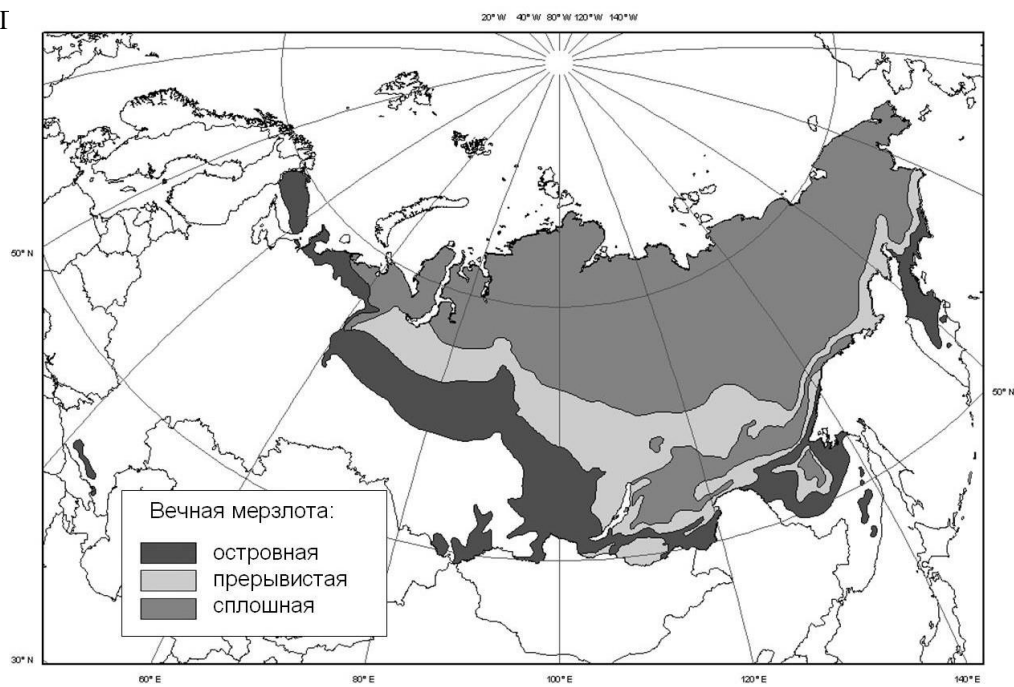


Рис. 1. Распространение ММП на территории РФ

Соловьев В.В. в своей диссертационной работе «Развитие технологии и техники обеспечения устойчивости устьев скважин в многолетнемерзлых породах с использованием природных факторов Севера» разработал схему связей между осложнениями и их причинами (рис.2). За основные причины выбраны геокриологические условия и термоактивность скважин на контакте с ММП. Положительная термоактивность характеризуется устойчивой положительной температурой в течение времени, достаточном для растепления ММП. Пулевая термоактивность предполагает установление равновесного состояния между скважиной и мёрзлыми породами. Отрицательная означает преобладание холода ММП над термоактивностью скважины. Основные причины не могут быть следствием других причин, которые без основных не могут возникнуть, например, или не приведут к осложнениям. Эти причины могут быть отнесены к второстепенным.

При бурении льдистых (насыщенных льдом) пород разрушение льда, цементирующего породы, происходит и в промывочных жидкостях, имеющих отрицательную температуру. В таких условиях особое значение приобретают режим промывки и максимально возможное сокращение времени контакта промывочной жидкости с горными породами. Следует обеспечить режим течения промывочной жидкости, исключая или уменьшающий перемешивание в скважине

пристенной части потока жидкости со всем ее объемом. Это в свою очередь зависит от вида и свойств промывочной жидкости.

В многолетнемерзлых породах промывочная жидкость должна иметь минимальную теплоемкость и теплопроводность. Температура промывочной жидкости должна быть ниже температуры разбуриваемых пород, поэтому ее следует охлаждать, особенно в летнее время [5–7].

При выборе промывочной жидкости для бурения в многолетнемерзлых породах следует иметь в виду, что при прекращении циркуляции возможно образование мерзлых пробок по стволу скважины, приводящее к прихватам бурильного инструмента.

Таким образом, функции, которые должна выполнять промывочная жидкость, предъявляют к ней ряд требований, которые нередко оказываются прямо противоположными. Так, при повышении гидростатического давления в скважине для предотвращения обвалов и водопритоков ухудшаются условия разрушения горных пород на забое скважины, снижается механическая скорость бурения, ухудшается работа насосов. При уменьшении скорости движения промывочной жидкости в зазоре между керном и колонковой трубой с целью повышения выхода керна часто ухудшаются условия очистки забоя скважины от продуктов разрушения и в итоге снижается механическая скорость бурения. На рис. 3 представлен экспресс-метод

образование

Вмерзание

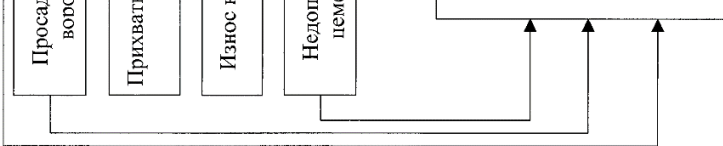


Рис.2. Схема связей между основными факторами риска при эксплуатации скважин в ММП

ВНИИКРнефти для ориентировочной оценки распределения температур в нисходящем и восходящем потоках промывочной жидкости последвух–трех циклов циркуляции [5].

собой температуру нефти, а решение определяет температурное поле в

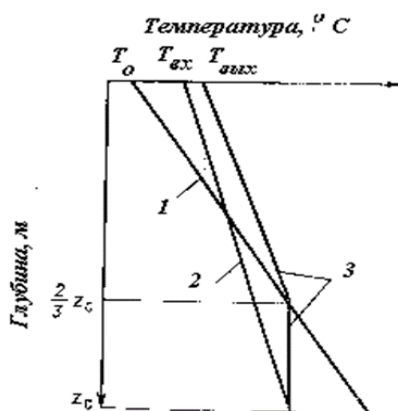


Рис.3. Приближенная схема распределения температур по глубине скважины при промывке: 1 – геостатическая температура (постоянная для данного района и для данной глубины залегания породы температура); 2 – температура нисходящего потока в колонне труб; 3 – температура восходящего потока в кольцевом пространстве

При этом решающую роль на характер распределения температуры раствора по скважине в процессе бурения играет интенсивность теплообмена между нисходящими и восходящими потоками.

Конечно, далеко не всегда промывочная жидкость должна выполнять все перечисленные функции и удовлетворять всем требованиям. Чаще особенности геологического разреза и физико-механические свойства горных пород в районе работ обуславливают некоторые функции промывочной жидкости как главные, а остальные – как второстепенные, подчиненные. Соответственно дифференцируются и требования. Поэтому в каждом районе разведочных работ промывочная жидкость подбирается с учетом конкретных геологических условий бурения. Это, в свою очередь, определяет разнообразие существующих видов промывочных жидкостей, обуславливает необходимость разработки новых рецептов и совершенствование уже используемых промывочных жидкостей.

В данной статье обобщены обзор и анализ по расчету температуры в скважине и зоны оттаивания в процессе бурения. Найденные методы тепловых расчетов позволяют найти либо температуру горных пород вокруг скважины, либо температуру продукции скважины [4–6, 8, 9]. Все задачи сводятся к тому, что в качестве граничных условий присутствует либо температура пород вокруг скважины, а результатом решения является температура нефти, либо граничные условия представляют

горных породах. Это так называемые односторонние задачи. Очень часто решения таких задач используются для практических расчетов.

В процессе проводки скважины с точки зрения ее термического состояния можно наметить несколько характерных периодов.

1. Процесс нормального бурения, когда долото совершает работу разрушения породы без каких-либо технологических нарушений при наличии нормальной циркуляции промывочной жидкости. В этот период забойная температура циркулирующей промывочной жидкости достигает минимума; процесс теплопередачи можно считать установившимся.

2. Период спускоподъемных операций (смена долота, турбобура и т. п.). Как известно, спускоподъемные операции проводятся при отсутствии циркуляции промывочной жидкости, что сказывается на характере процесса теплопередачи в скважине. Прекращение циркуляции промывочной жидкости означает прекращение охлаждающего эффекта, в результате чего температура промывочной жидкости на забое скважины постепенно начинает повышаться. Совершенно очевидно, что чем дольше будут продолжаться спускоподъемные операции, тем выше будет становиться забойная температура промывочной жидкости, стремясь приблизиться к температуре пород. По завершении спускоподъемных операций и с возобновлением процесса бурения, т. е. циркуляции промывочной жидкости, забойная температура последней начнет постепенно уменьшаться, пока снова не достигнет минимального значения.

Таким образом, в процессе бурения температурный режим скважины все время меняется, отсюда вытекает важная задача – установить время, необходимое для перехода неустановившегося процесса теплопередачи в процесс установившийся. Очевидно, что непосредственным показателем окончания такого перехода является наступление стабильности температуры промывочной жидкости. При этом температуру промывочной жидкости удобнее замерять при выходе из скважины.

Решения, позволяющие найти температуру мерзлых горных пород вокруг скважины с известной температурой, делятся на решения задач в постановке Стефана и в постановке Колесникова [3–5, 9]. При решении задач в постановке Стефана считается, что фазовые переходы происходят в горных породах при 0 °С, в постановке Колесникова – в интервале температур.

Во многих задачах теплообмена,

используя постановку Стефана, применяют метод последовательной смены стационарных состояний (метод ПССС) [3,6,7]. Идея метода принадлежит

Лейбензону. Согласно этому методу, температура и тепловой поток в каждой точке определялись из стационарного решения, полученный поток подставлялся в условие Стефана и это приводило к обыкновенному дифференциальному уравнению для координаты раздела фаз в зависимости от времени. В связи с тем, что скважина достаточно протяженный объект с достаточной степенью точности ряд задач были сформулированы, как плоские осесимметричные задачи: например, [4–6] – в них приводятся приближенные решения задач Стефана.

Во многих задачах, решаемых в плоскорадиальной постановке, не учитываются вертикальные потоки тепла, что позволяет еще более упростить эту задачу. В основном используется условие Фурье (равенство единице показателя экспоненты) для определения радиуса оттаивания вокруг скважины и радиус оттаивания определяется по формуле $R^2(\tau) \approx \tau$ [1, 3, 5, 9].

Задача об оттаивании в постановке Колесникова предполагает, что фронт фазового перехода представляет протяженную границу раздела. Фазовые превращения происходят не при какой-то определенной температуре, а в интервале температур. В дальнейших исследованиях решения задачи в постановке Колесникова были конкретизированы кривые льдистости для различных типов грунтов и на основе этого были предложены алгоритмы решения задач. Эта постановка более общая и более физически обоснована, хотя для грубодисперсных пород интервал фазового перехода весьма узок и можно пользоваться условием Стефана [9]. Задача в постановке Колесникова решается сложнее, поэтому в литературе чаще встречаются решения задачи Стефана.

Существующие решения об оттаивания мерзлых пород вокруг скважин, основанные на модельных представлениях или на эмпирических формулах [3, 9, 10], дают большие погрешности, т.к. информация о параметрах горных пород в пластовых условиях достаточно неопределенна.

Многие известные методы базируются на том, что распределения температур в талой и мерзлой зонах близки к стационарным. Данные методы дают корректное описание движения границы оттаивания и распределения температурных полей. Однако при небольшой льдистости мерзлых пород, высокой температуре теплоносителя в скважине температурные поля в породе могут сильно отличаться от стационарных, особенно в начальный период и в окрестности подвижной

лена методика трехмерного моделирования теплового поля с учетом фазовых превращений в спектре отрицательных температур. Задача решается численно. Построение модели базируется на программном комплексе «FEM models». Последняя версия программного комплекса носит название «Thermoground». Минусом данной модели является возможность «проскочить» фазовый переход при неправильно подобранном шаге по времени относительно размера интервала фазовых переходов и упустить пиковый подъем теплоемкости на этом интервале.

Теперь рассмотрим определение температуры продукции скважины при известной температуре горных пород. Определение температуры продукции скважины происходит при известной температуре горных пород. В горных породах задан геотермический градиент и со временем он остается неизменным. Несколько по-другому решается проблема теплообмена, где теплообмен с окружающей средой учитывается в виде поправочной функции (1) [5, 6]:

$$f(\tau) = \ln \left(1 + \sqrt{\frac{\pi \lambda_p \tau}{C_p r_c^2}} \right)$$

границы [1, 7].

Все вышеперечисленные методы расчета температуры многолетнемерзлых пород были одноили двумерными. В статье [3] представ-

В некоторых работах температурный режим нефтяных и газовых скважин рассматривается в квазистационарном приближении. Из уравнения сохранения энергии для потока нефти получено обыкновенное дифференциальное уравнение первого порядка для определения температуры. Температурное поле немерзлых горных пород определялось из приближенного решения осесимметричной задачи для уравнения теплопроводности, пригодного для больших значений времени [1, 8, 9].

При неизменных внешних условиях, определяющих режим эксплуатации системы скважина–пласт, нестационарные процессы теплопереноса в нагнетательной скважине относительно кратковременны. Поэтому термический режим скважины можно считать квазистационарным. В работе

[8] предложена модель теплообмена скважины с горными породами, в рамках которой пренебрегается субстанциональной производной в уравнении энергии для потока нефти, в предположении, что температура в скважине выравнивается гораздо быстрее, чем меняется температурное поле в горных породах вокруг скважины.

В работах [4, 5] исследователи рассматривают стационарное уравнение притока тепла, для них важнее детализация исследования двухфазности теплоносителя, чем учет нестационарных процессов или учет теплообмена с окружающими породами.

В работе [7] предложено аналитическое решение задачи определения температурного рас-

пределения в стволе скважины и конфигурации фронта оттаивания в различные моменты времени. Задача оттаивания вокруг скважины решена в одномерной постановке (изменение температуры происходит только в радиальном направлении). Рассмотрена система двух уравнений: уравнение притока тепла для потока нефти в скважине и условие Стефана. Уравнение притока тепла тоже является одномерным по координате глубины. Для решения использован метод характеристик. Нестационарное уравнение притока тепла позволяет оценить скорость падения температуры по стволу скважины по мере удаления границы оттаивания. С точки зрения оценки интервала гидратообразования наиболее важны начальный период эксплуатации и решение нестационарного уравнения притока тепла. Решение приводится отдельно для нефтяной и газовой скважин. Предлагаемые системы уравнений довольно громоздки, что не способствует оперативности расчетов.

Заключение

Из рассмотренных работ в предложенном обзоре можно сделать следующие выводы:

Большая часть задач об оттаивании решается в постановке Стефана, не учитывая того факта, что фазовые превращения в мерзлых породах происходят не при $0\text{ }^{\circ}\text{C}$, а в интервале температур.

Задача об оттаивании в постановке Колесникова с точки зрения фазовых переходов физически более обоснована, чем задача Стефана, но решение таких задач более сложное.

Практически отсутствуют методы решения сопряженных задач, когда одновременно определяется температура в скважине и в горных породах.

Трудность решения данного вопроса заключается в математической сложности решения сопряженных задач теплообмена между телами, так при циркуляции очистного агента и без. Кроме сопряжения температурных полей нефти и горных пород, задача включает определение фазовых переходов в мерзлых породах.

В этом плане необходимо разработать такую математическую модель для определения температурного режима бурящейся скважины, который позволит контролировать интенсификации теплового процесса в скважине. Для достижения поставленной цели предлагается совместно со специалистами теплофизики решить следующие задачи:

1. Сбор и анализ материалов для математического моделирования физико-

химических свойств месторождения.

2. Анализ работоспособности различных типов породоразрушающего инструмента (буровых коронок, долот и др.) и выявление оптимальной конструкции бурового инструмента.

3. Теоретические и экспериментальные исследования температурного режима скважин при различных способах бурения и обоснование оптимальной конструкции (расположение резцов на породоразрушающем инструменте, определение оптимального рабочего угла резцов) породоразрушающего инструмента.

4. Разработка инновационной конструкции породоразрушающего инструмента (долота) и технологии бурения скважин в условиях мерзлых пород.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда (проект №15-1700026/2015).

Литератур

а

1. Салихов З.С. Исследование и учет глубинных геокриологических условий на техническое состояние добывающих скважин в многолетнемерзлых породах при оттаивании / З.С. Салихов, И.А. Зинченко, А.В. Полозков, А.В. Орлов и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2006. №8. С. 8–22.

2. Тимофеев Н.Г., Скрябин Р.М., Яковлев Б.В. Оптимизация процесса оттайки мерзлого грунта при бурении скважин // Наука и образование. 2015. №4. С. 57–61.

3. Кудрявцев С.А. Численные исследования теплофизических процессов в сезонно-мерзлых грунтах // Криосфера Земли. 2003. Т. XIX, № 4. С. 102–104.

4. Проселков Ю.М. Методика расчета радиуса протаивания многолетнемерзлых пород при эксплуатации скважин / Ю.М. Проселков, В. В. Дейкин, В. М. Гринько. Краснодар, 1973. 54 с.

5. Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М. Бурение скважин в мерзлых породах. М.: Недра, 1983. 286 с.

6. Проселков Ю.М. Теплопередача в скважинах. М.: Недра, 1975. 209 с.

7. Бондарев Э.А. Температурный режим нефтяных и газовых скважин / Э.А. Бондарев, Б.А. Красовицкий. Новосибирск: Наука, 1974. 87 с.

8. Ермилов О.М. Сооружение и эксплуатация газовых скважин в районах Крайнего Севера. Теплофизические и геохимические акценты / О.М. Ермилов, Б.В. Дегтярев, А.Р. Курчиков. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2003. 218 с.

9. Полозков А.В. Разработка методов контроля технического состояния скважин в криолитозоне: Дис.... канд. техн. наук. М., 2009. 161 с.

10. Колесников А.Г. К изменению математической формулировки задачи о промерзании грунта // Докл. АН СССР. Нов.