

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Методические указания

по выполнению практических работ
по дисциплине «Строительство скважин в условиях многолетнемерзлых пород»
для студентов направления подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
направленность (профиль) «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных
горно-геологических условиях»

Ставрополь 2026 г.

Содержание

Введение.....	3
Практическое занятие 1	4
Тема: Основные свойства льда.....	4
Практическое занятие 2	17
Тема: Причины осложнений при эксплуатации и строительстве скважин в районах Крайнего Севера.....	17
Практическое занятие 3	28
Тема: Прибор для определения льдистости по керну мерзлой породы.....	28
Практические занятия 4, 5	34
Тема: Промысловые эксперименты в мерзлых породах и результаты лабораторных исследований.....	34
Практические занятия 6, 7	52
Тема: Отечественный и зарубежный опыт использования теплоизолирован- ных труб.....	52
Практические занятия 8,9.....	60
Тема: Модель надежности скважины, сооружаемой в ММП и.....	60
расчет срока ее безопасной эксплуатации	60

Введение

Цель освоения дисциплины – формирование набора профессиональных компетенций будущего магистра по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело».

Задачи изучения дисциплины:

- расширение профессионального кругозора магистрантов в вопросах строительства скважин в условиях многолетнемерзлых пород;
- приобретение знаний в вопросах управления процессами углубления, крепления и эксплуатации скважин с целью сохранения в устойчивом состоянии мерзлых пород. Ознакомление с существующими результатами натурных (промысловых) экспериментов, лабораторных и теоретических исследований по этим вопросам;
- ознакомление с нерешенными к настоящему времени проблемами;
- подготовка магистров к действиям в неординарных ситуациях, связанных с суровыми климатическими условиями и удаленностью мест проведения буровых работ от узлов сообщения;
- ознакомление с элементами управления и тренинга персонала буровой бригады, направленных на снижение осложнений и производственного травматизма при строительстве скважин;
- формирование у магистров бережного отношения к окружающей среде.

В результате освоения дисциплины студент должен знать:

- нормативные документы (отраслевые и предприятий), регламентирующие вопросы строительства скважин в мерзлых породах (МП); методы контроля качества выполнения операций;
- особенности конструкций и технологических процессов строительства скважин в мерзлых породах (МП), рациональные способы проводки стволов скважин их теплоизоляции; результаты натурных (промысловых) экспериментов, лабораторных

и теоретических исследований величин давления вторичного смерзания жидкости; а также требующие решения задачи;

уметь: анализировать и обобщать промысловые и экспериментальные данные для оценки эффективности используемого оборудования в конкретных геокриологических условиях;

владеть: расширенной базой знаний по объектам будущей профессиональной деятельности.

Выполнение практических занятий по дисциплине направлено на формирование у студентов следующих **компетенций**:

– ПК-3 (способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами в нефтегазовой отрасли);

– ПК-4 (способен оценить эффективность инновационных решений и анализировать возможные технологические риски их реализации);

– ПК-6 (способен осуществлять руководство по организации производственной деятельности подразделений предприятий нефтегазовой отрасли).

Практическое занятие 1

Тема: Основные свойства льда

Прежде чем рассматривать особенности строительства скважин в многолетне-мерзлых породах рассмотрим в общих чертах основные свойства льда. [1]

Таким образом, хотя множество людей видело лед, хотя о нем много писалось в книгах и статьях, вопрос о том, что же такое лед, и по сей день остается практически без ответа. Более того, бытует ошибочное мнение о том, что лед — самое простое и понятное из веществ. Подобные представления о льде можно сравнивать с японскими трагедиями хигэки, персонажи которых лишены индивидуальной сложности и определяются лишь какой-то одной чертой характера.

К настоящему времени открыто 11 типов льда, таблица 1.

Таблица 1 – Типы льда

Фазы льда	Кристаллографическая система	Плотность (г/см ³)	Диэлектрическая проницаемость
Лед I _h	гексагональная	0,92	99
Лед I _c	кубическая	0,92	99
Стеклообразный лед	аморфное вещество	1,10	?
Лед II	ромбоэдрическая	1,17	3,66
Лед III	тетрагональная	1,14	117
Лед IV	ромбоэдрическая	1,28	?
Лед V	моноклиная	1,23	144
Лед VI	тетрагональная	1,31	193
Лед VII	кубическая	1,50	≈ 150
Лед VIII	кубическая	1,50	≈ 4
Лед IX	тетрагональная	1,14	≈ 4

Диэлектрическая проницаемость — коэффициент, входящий в математическую запись закона Кулона для силы взаимодействия точечных зарядов. и. , находя-

щихся в однородной изолирующей (диэлектрической) среде на расстоянии. друг от друга..

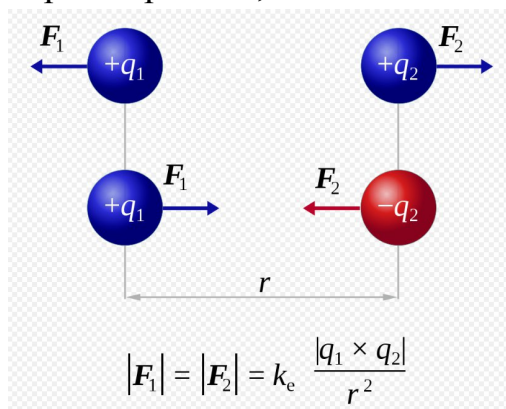
ПРИМЕЧАНИЕ – Закон Кулона

Был открыт [Шарлем Кулоном](#) в 1785 г. Проведя большое количество опытов с металлическими шариками, Шарль Кулон дал такую формулировку закона:

Модуль силы взаимодействия двух точечных зарядов в вакууме прямо пропорционален произведению модулей этих зарядов и обратно пропорционален квадрату расстояния между ними.

Современная формулировка

Сила взаимодействия двух точечных зарядов в вакууме направлена вдоль прямой, соединяющей эти заряды, пропорциональна их величинам и обратно пропорциональна квадрату расстояния между ними. Она является силой притяжения, если знаки зарядов разные, и силой отталкивания, если эти знаки одинаковы.



Рассмотрим диаграмму состояния воды (рисунок 2). Из диаграммы видно, что при высоких давлениях (превышающих 20000 кг/см²) и низких температурах (ниже –100 °С), кроме льда I образуются еще и другие разновидности льда.

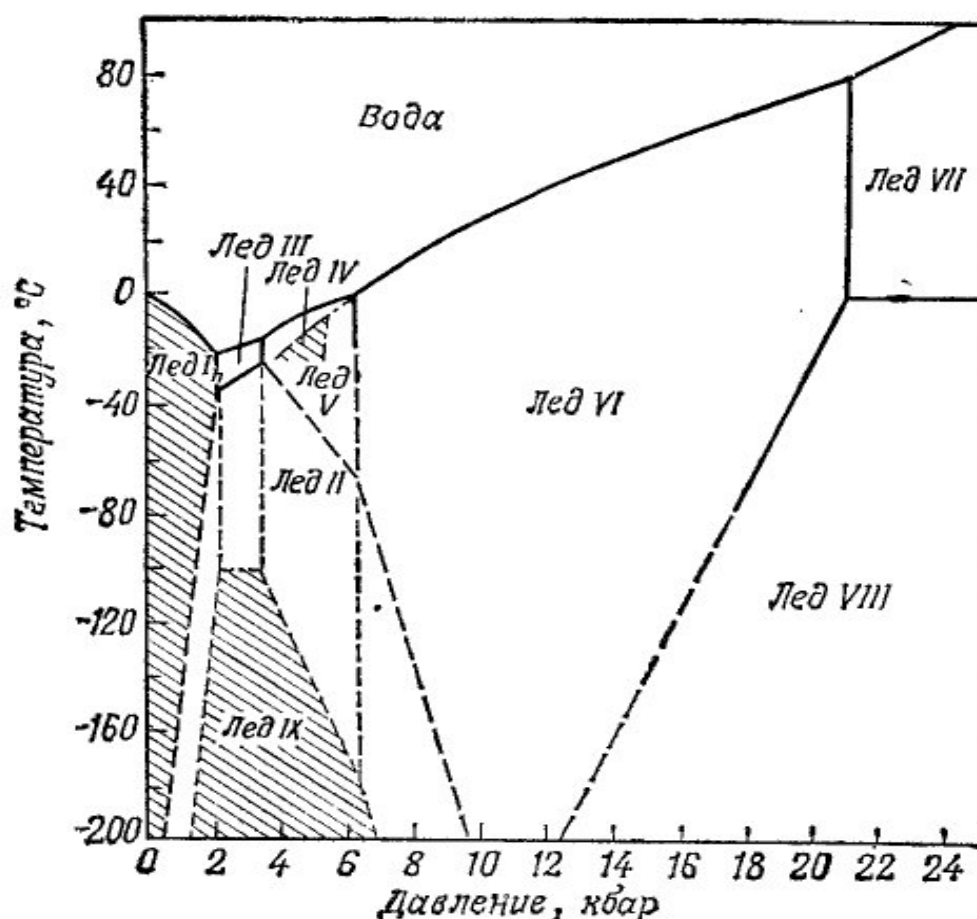


Рисунок 2 – Диаграммы состояния воды

лед V, лед VI, лед VII, лед VIII и лед IX. К тому же, хотя на рисунке это и не показано, при температурах ниже -160°C возникает стеклообразный лед, а лед I может иметь как гексагональную (лед I_h), так и кубическую (лед I_c) кристаллическую структуру (с. 43). Таким образом, всего насчитывается 11 типов льда (табл. 6.1).

Самые первые разновидности льда, существующего при высоких давлениях, были открыты в начале века Тамманом (Гёттингенский университет). Занимаясь исследованиями физических свойств и фазовых переходов различных веществ и, в особенности, растворов с помощью аппаратуры, позволяющей получать давления до 3000 атм, Тамман в 1900 г. открыл лед II и лед III [1].

Давления свыше 10 000 атм первым в мире получил Бриджмэн из Гарвардского университета. В 1946 г. за создание аппаратуры для получения высоких давлений и исследования свойств веществ при

таких давлениях он был удостоен Нобелевской премии по физике. Бриджмэн более известен как основоположник физики высоких давлений, но ему принадлежат и открытия новых разновидностей льда, существующих при высоких давлениях.

Сначала им были открыты лед V и лед VII (1912 г.). Если продолжать сдавливать открытый Тамманом лед III, то при давлении в 3700 атм образуется более плотный лед V. При дальнейшем повышении давления возникает еще более плотный лед VI (рис. 6.1 и табл. 6.1).

Впоследствии Бриджмэн создал аппаратуру, позволяющую получать колоссальное давление в 45 000 атм. В 1938 г. он обнаружил, что в интервале давлений от 20 000 до 25 000 атм лед VI переходит в еще более плотную фазу, получившую название льда VII [2].

Лед, с которым мы сталкиваемся в повседневной жизни – это лед I (или лед I_h), имеющий гексагональную кристаллическую решетку, рисунок 1.

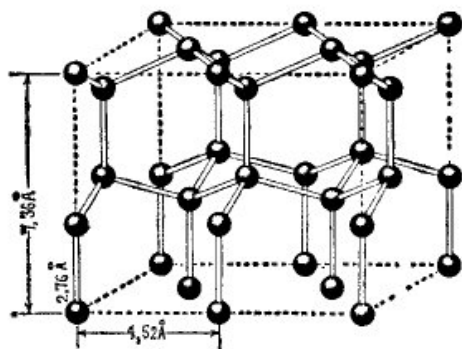


Рисунок 1 – Кристаллическая (гексагональная) структура льда I_h

Почему лед легче воды?

Главная особенность структуры льда заключается в том, что в кристалле все молекулы воды находятся в окружении четырех других таких же молекул, образующих тетраэдр. Это означает, что координационное число (число молекул, находящихся в непосредственной близости от рассматриваемой) равно четырем.

Если максимально плотно упаковать в ящик шары такого же размера, то координационное число окажется равным двенадцати, т. е. каждый шар будет соприкасаться с двенадцатью другими шарами. Существуют два способа такой упаковки шаров. В одном случае образуется кубическая плотноупакованная структура (гранецентрированная кубическая), а в другом — гексагональная плотноупакованная. Подобными плотноупакованными кристаллическими структурами обладают, например, медь, цинк, серебро и другие простые металлы. В сравнении с ними кристаллическая структура льда, для которой координационное число равно четырем, и в самом деле имеет много незаполненных промежутков.

Мажно приводит высказывание НЕКОТОРЫХ АВТОРОВ книг о льде, что «поскольку лед обладает структурой с незаполненными промежутками, то, поэтому он легче воды».

Однако так объяснять это явление нельзя.

Но каково координационное число для воды? Вода представляет собой жидкость, поэтому у нее нет такой регулярной, упорядоченной структуры, как у кристаллов льда, и расположение всех ее молекул с течением времени постепенно меняется. Однако, основываясь на усредненных данных рентгеновских измерений, можно определить так называемую функцию радиального распределения, рисунок 3.

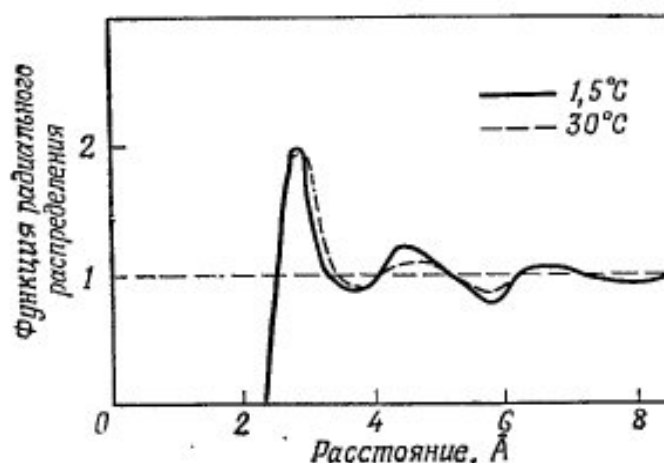


Рисунок 3— Функция радиального распределения

Функция радиального распределения показывает, какова средняя концентрация молекул находится вблизи рассматриваемой молекулы воды.

Координационное число молекулы воды равно 4,4.

Иными словами, в обычной воде каждая молекула окружена в среднем 4,4 другими молекулами, удаленными от нее на 2,90 Å, что превышает расстояние между любой молекулой воды и ее ближайшими соседями в структуре льда (2,76 Å). Таким образом, из сравнения расстояний между молекулами вовсе не вытекает, что вода плотнее льда. Но у воды координационное число больше четырех. Это обстоятельство и играет решающую роль — в результате у воды структура оказывается более плотной, чем у льда.

Основная причина того, что у льда координационное число равно четырем, кроется в форме молекул воды. Из-за этого же, очевидно, лед легче воды. Из-за этого же, как говорилось выше, происходит уменьшение температуры плавления льда с ростом давления.

Если бы вода была похожа на остальные вещества и лед был бы тяжелее ее, а значит, тонул, то зимой при замерзании прудов лед постепенно нарастал бы не с поверхности, а со дна. В этом случае водяные растения и рыбы не смогли бы пережить зиму. Природа, если вдуматься, сотворена, поистине, совершенно!

Еще одна особенность льда связана с его прозрачностью

Лед, образующийся при быстром замораживании воды, насыщен пузырьками и непрозрачен. Это вызвано тем, что воздух, растворенный в воде, собирается у замерзающей поверхности в пузырьки, которые так и остаются вмороженными в лед.

Чтобы избежать появления во льде таких пузырьков, следует медленно охлаждать воду с одной стороны. Если скорость замерзания будет 2—3 мм/ч или ниже, то получится прекрасный прозрачный лед.

Автор был восхищен, прочитав однажды в какой-то книге для домохозяек, что для получения прозрачного льда рекомендуется класть на дно морозильника палочки варибаси¹⁾. Пожалуй, это простейший способ снижения скорости замерзания воды.

При получении высококачественного льда промышленным способом стремятся охлаждать воду как можно медленнее; кроме того, через нее пропускают воздух, вызывающий бурление, что приводит к перемешиванию. Все это делается для того, чтобы у замерзающей поверхности не образовывались пузырьки. По мере замерзания добавляется свежая вода. Однако в самой сердцевине замерзшего льда в конце концов все же остаются пузырьки, удалить которые никак не удастся. Охлаждение воды с одной стороны — это, по-видимому, единственный способ получения льда, в котором совсем нет пузырьков, если не считать еще замораживания воды в вакууме.

В прозрачном льде отсутствуют не только пузырьки, но и другие примеси. В феврале 1972 г. в Саппоро проводились одиннадцатые зимние Олимпийские игры, организаторы которых проявили при их подготовке необыкновенный энтузиазм. Годом ранее, в 1971-м, здесь же состоялись соревнования, ставшие как бы репетицией игр.

Однако от участвовавших в соревнованиях 1971 г. конькобежцев из разных стран можно было услышать нелестные отзывы о том, что лед на катке Макоманай в Саппоро не скользит. По просьбе Федера-

ции конькобежного спорта автор принял участие в исследованиях льда на этом катке. В результате выяснилось, что лед был засорен различными примесями — теми, что присутствуют в водопроводной воде, краской от труб, сажой и т. д. На Олимпиаде, для того чтобы приготовить идеально чистый лед, применялась деионизированная вода; кроме того, для получения прозрачного льда без пузырьков скорость его роста по всему катку все время удерживалась ниже 2 мм/час.

Как говорилось выше, для того чтобы лед получился прозрачным, воду нужно замораживать медленно. Выясним теперь, каким образом будут образовываться пузырьки воздуха, если замораживать воду быстро.

Вода, оставленная на воздухе, постепенно растворяет его в себе. Если эту воду начать замораживать, то воздух будет выталкиваться из кристаллической решетки льда и мало-помалу накапливаться на границе льда и замерзающей воды.

Если вода замерзает медленно, то количество выталкиваемого воздуха невелико и к тому же оно снижается за счет диффузии. Однако при высоких скоростях замерзания выталкивание идет быстрее диффузии, и на границе растущего льда формируется слой с повышенной концентрацией воздуха.

Количество воздуха, которое может раствориться в воде (растворимость), не беспредельно, поэтому через некоторое время после того, как начался процесс замерзания, концентрация воздуха оказывается выше растворимости и создается перенасыщение. Такое состояние является неустойчивым: при наличии подходящего группирующего центра молекулы воздуха тотчас же собираются вместе, происходит образование зародыша пузырька, который растет прямо на глазах. На рис. 4 показано, как в следующий момент этот пузырек захватывается льдом.



Рисунок 4 – Пузырек воздуха, образовавшийся на замерзающей поверхности и захваченный льдом

Подходящими группирующими центрами служат мельчайшие твердые частицы, содержащиеся в воде [6].

Таким образом, чтобы получить прозрачный лед, надо охлаждать воду как можно медленнее, а также позаботиться о том, чтобы в ней не было воздуха и твердых частиц.

Может ли лед быть прозрачным и цветным?

Воздух растворяется в воде, но не может внедриться в кристаллическую решетку льда, что и является причиной образования воздушных пузырьков в льде. Однако сказанное касается не только воздуха. То же самое происходит с твердыми частицами и ионами, присутствующими в воде. Вероятно, многие видели, как холодным утром из грязной воды возникает прозрачный лед. Пусть припомнят, что у них получилось, и те, кому доводилось замораживать чернила или прохладительные напитки: замерзший лед не содержит пигментов и не имеет сладкого вкуса.

Говорят, эскимосы называют морской лед «водой, которую можно носить в руках». Видимо, им известно, что лед, образующийся при замерзании морской воды, состоит из пресной воды.

На рис. 5 представлены фотографии, на которых видно, что происходит с водой, в которую добавлены мелкие частицы карборунда, если ее постепенно замораживать снизу. Поскольку скорость замерзания мала, эти частицы в лед не внедряются. По мере роста льда они передвигаются вверх, оставаясь все время на границе льда и воды, называемой еще фронтом замерзания. Таким же образом вытесняются льдом и молекулы воздуха, а также примеси, содержащиеся в чернилах или в морской воде.

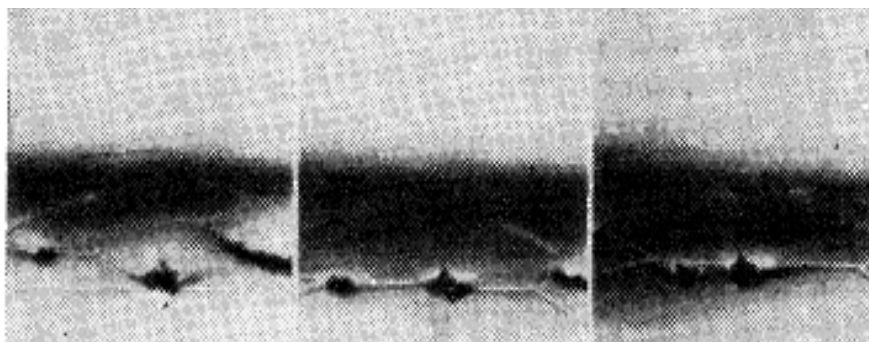


Рисунок 5 – Твердые частицы на замерзающей поверхности. Вид сверху фронта промерзания. Частицы не захватываются льдом, а перемещаются вверх по мере замерзания жидкости

Такое, как на рис. 5, выталкивание твердых частиц фронтом замерзания вызвано тем, что даже под частицами происходит постоянный рост льда. Однако дать исчерпывающий ответ на вопрос, почему это возможно, пока никому не удалось. Иначе говоря, механизм постоянного затекания воды в зазоры между частицами и льдом и ее превращения в лед остается невыясненным. В принципе тот же самый механизм лежит в основе и таких явлений, как промерзание земли, которое часто случается на почве холодными утрами, или вспучивание промерзшего грунта, которое приносит большой ущерб в северных районах (вспучившаяся при замерзании земля разрушает постройки и дороги). Обрисованная проблема оказывается, таким образом, чрезвычайно серьезной.

Рассмотрим вопросы, связанные с увеличением объема воды при замерзании

Парадокс воды – отсутствие прямой зависимости температуры и объема — вода.

При охлаждении теплой воды ее объем **уменьшается**. Это уменьшение продолжается, пока температура не понизится приблизительно до 4°C .

При такой температуре вода достигает максимальной плотности и, следовательно, наименьшего объема.

При дальнейшем охлаждении воды ниже 4°C она начинает **расширяться**. Данное расширение продолжается, пока температура не понизится до **тройной точки**, рисунок 6.

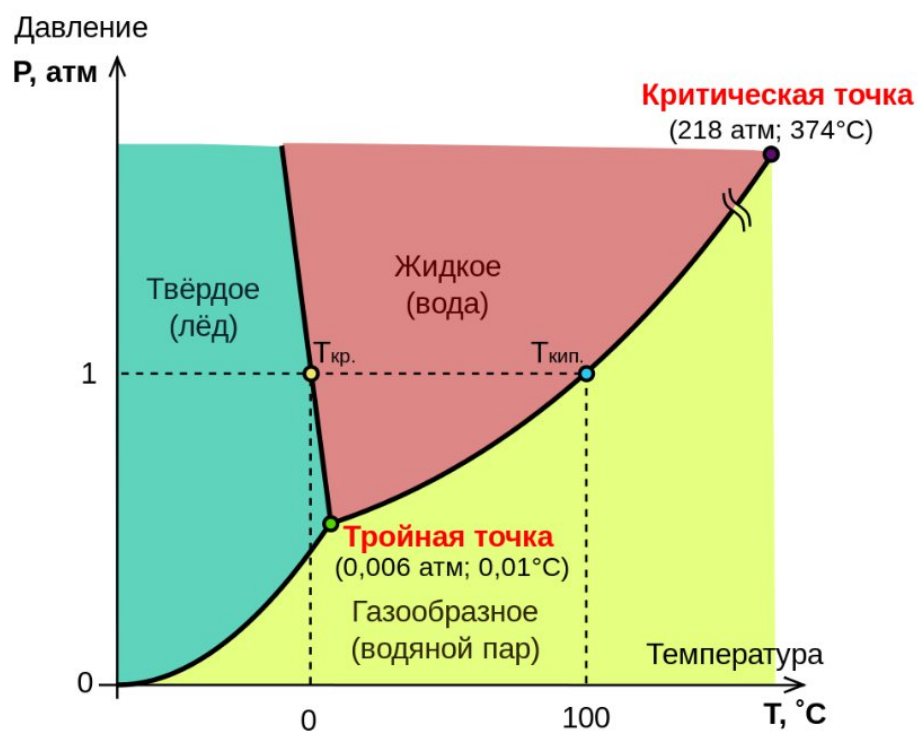


Рисунок 6 – Тройная точка воды

Тройная точка воды — строго определённые значения температуры и давления, при которых **вода** может одновременно и равновесно существовать в трёх фазах: твердой, жидкой и газообразной.

При **температуре** тройной точки жидкая вода начинает изменять состояние на твердое и *продолжает расширяться*.

По завершении изменения состояния **0,0283 м³ воды** преобразуется в **0,0307 м³ льда**. Такое увеличение объема производит огромную силу, которая может взорвать трубы и другие контейнеры и разрушить суда, пирсы и другие объекты, которые находятся в воде.

Хотя кажется, что **расширение воды** противоречит отношениям температуры и объема, как описано выше, это не так.

Среднее расстояние между охлаждающимися молекулами продолжает уменьшаться при [снижении температуры](#), так как [кинетическая энергия](#) уменьшается, как и ожидалось.

Происходит **физическое, а не тепловое расширение** молекул воды при замерзании и образовании кристаллической структуры. Физическое расширение происходит за счет изменения угла между водородными связями, рисунок 7.

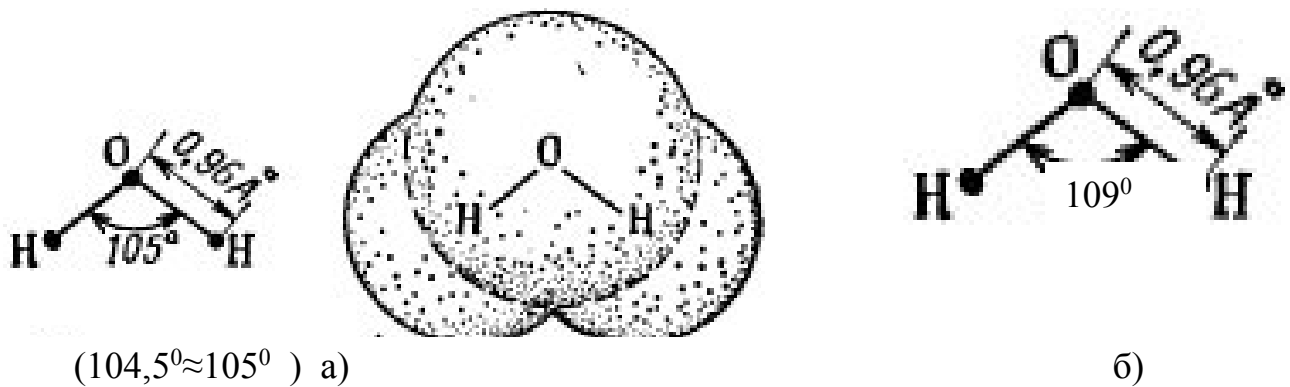


Рисунок 7 – Молекула воды:
а) в жидком состоянии, б) в твердом

Разница в углах водородных связей является причиной увеличения объема льда по сравнению с объемом воды.

ДОПОЛНЕНИЕ

Благодаря своей полярной природе молекулы воды хорошо притягиваются друг к другу, рисунок 8.

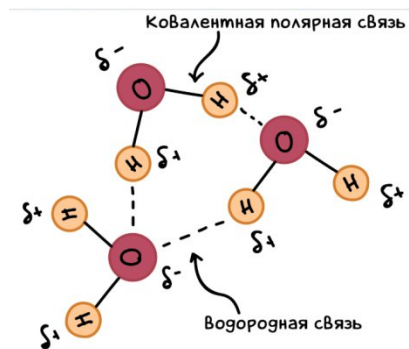


Рисунок 8 – Молекула воды

Положительно заряженный конец одной молекулы – атом водорода – притягивается к **отрицательно** заряженному концу другой молекулы – к атому кислорода.

Такое притяжение называется водородной связью — это слабое взаимодействие между частично положительно заряженным водородом и другим более электроотрицательным атомом, в данном случае – кислородом.

Ковалентная связь (от лат. со — «совместно» и vales — «имеющий силу») — химическая связь, образованная перекрытием (обобществлением) пары валент-

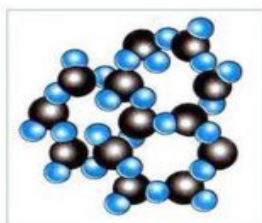
ных (находящихся на внешней оболочке атома) электронных облаков. Обеспечивающие связь электронные облака (электроны) называются общей электронной парой.

Валентными электронами (в химии) называют электроны, находящиеся на внешней (валентной) оболочке атома.

Валентные электроны определяют поведение химического элемента в химических реакциях, то есть они участвуют в образовании химической связи и завершают электронный слой атомов, участвующих в ней.

Энтропия (от др.-греч. ἐν «в» + τροπή «обращение; превращение») — широко используемый в естественных и точных науках термин (впервые введён в рамках термодинамики как функция состояния термодинамической системы), обозначающий меру необратимого рассеивания энергии или бесполезной энергии (т.к. не всю энергию системы можно использовать для превращения в какую-нибудь полезную работу).

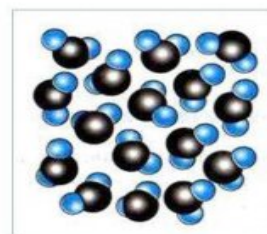
Примеры расположения молекул в различных агрегатных состояниях



Лёд



Водяной пар



Вода

1 Мазно Н. Наука о льде —: М.: Мир.— 1988 г, с. 231. · ISBN: 5-00-001951-2.

Практическое занятие 2

Тема: Причины осложнений при эксплуатации и строительстве скважин в районах Крайнего Севера.

ВОПРОСЫ

- 1 Основные виды осложнений в скважинах по промысловым данным.
- 2 Промысловые исследования деформаций приустьевых участков скважин.
- 3 Анализ причин межколонных газопроявлений.
- 4 Предупреждение и ликвидация основных видов осложнений при строительстве скважин в ММП.
- 5 Типы оснований при строительстве скважин в ММП.

СОКРАЩЕНИЯ

ММП – многолетнемерзлые породы;

о.к. – обсадная колонна;

эк. – эксплуатационная колонна;

б.к. – бурильная колонна;

скв. – скважина.

ц.р. – цементный раствор.

1 Основные виды осложнений в скважинах, вышедших из бурения по промысловым данным

(По материалам С.В. Стригоцкого, тр. СИБНИИНЕФТЬ, 1980, вып. 19)

В общем, осложнения в скважинах, *вышедших из бурения*, связывают:

- с образованием приустьевых воронок;
- работой о.к. на возникающие при этом дополнительные нагрузки (от растепленного грунта);
- работой о.к. на избыточные наружные давления в заколонном пространстве, связанные с замерзанием водосодержащих масс (во время простоев скважин).

При этом по промысловым данным в районах Крайнего Севера:

а) наблюдаются факты смятий о.к. давлением вторичного сжатия водосодержащих масс;

б) достоверные случаи поломок о.к. под воздействием растепленных оседающих масс околоствольного пространства не известны;

в) образовавшиеся приустьевые воронки явились серьезным препятствием при монтаже фонтанной арматуры, подключении шлейфов и проведении капитальных ремонтов скважин;

г) при разработке газовых месторождений Крайнего Севера (Медвежье, Мессояхское), кроме того, отмечено **повышенное количество случаев межколонных газопроявлений** по сравнению со скважинами, расположенными южнее рассматриваемого региона.

Поэтому разработка мероприятий по предупреждению осложнений должна основываться на результатах анализа геокриологической обстановки и процессов, происходящих в скважинах и их околоствольном пространстве, характерных для конкретного региона их расположения.

Крайний Север - это северные территории России, расположенные за Полярным кругом.

2 Промысловые исследования деформаций приустьевых участков скважин

Предотвратить или уменьшить размеры приустьевых провалов грунта можно правильным выбором конструкций скважин.

Главным при этом является сохранение в первозданном состоянии мерзлоты в околоствольном пространстве скважин.

На основании изучения геокриологической характеристики и условий формирования ММП можно сделать вывод о возможности применения на большей части **севера Западной Сибири** конструкций скважин, обусловленных только требованиями бурения и *допускающих* оттаивания пород.

Вывод основывается на следующем:

- ММП, расположенные между 64 и 69⁰ с.ш., в основном относятся к эпигенетическому типу, поэтому они хорошо уплотнены и при оттаивании льда-цемента не должны давать значимых осадок;
- наличие пород с избыточной льдистостью на глубине 30–50 м в эпигенетически промерзших толщах маловероятно;
- оттаивание возможного линзообразного скопления льда в приповерхностной части не вызовет опасных для о.к. осадок пород.

В работах зарубежных авторов (Смита, Гудмена, Клега и др.) также указывается на возможность допущения оттаивания ММП вокруг эксплуатационных скважин.

Окончательное решение о рациональности той или иной конструкции скважины и ее надежности при эксплуатации в условиях ММП может быть получено в результате анализа результатов промысловых исследований.

С этой целью в течение 1973-1975 гг. проводились планомерные, а в период с 1976 по 1978 гг. эпизодические обследования приустьевых участков скважин Медвежьего месторождения. Обследование заключалось в следующем:

- осмотр приустьевого участка скважин;
- его фотографирование или зарисовка;
- обмер приустьевых воронок;
- фиксирование пространственного положения фонтанной арматуры.

В течение 1973-1975 гг. велись наблюдения на 72 скв., на которых было выполнено 226 обследований, и определено следующее.

На 46 скв. зафиксированы приустьевые просадки и провалы грунта:

- в 2 случаях провалы образовались в бурящихся скважинах и привели к их ликвидации;
- в 12 эти явления отмечены в законченных бурением скважин, но до ввода их в эксплуатацию;
- в 32 приустьевые воронки зафиксированы при эксплуатации скважин.

Продолжительность работы скважин до момента фиксации провала составляла от 30 до 330 и более суток;

– в 26 скв. осложнений не отмечено, в т.ч. 15 скв. были закончены бурением и простаивали от 30 до 420 сут. в ожидании ввода в эксплуатацию.;

– в 11 скв., введенных в эксплуатацию и работающих от 11 до 700 и более суток, осложнений не отмечалось.

По динамике формирования приустьевых воронок скважины Медвежьего месторождения условно разделены на 3 группы:

I – Скважины без заметных или незначительных деформациях приустьевых участков. – **34 %**.

К этой группе отнесли 26 скважин, в которых не отмечено осложнений, а также эксплуатирующиеся скважины, в которых приустьевые воронки образовались после длительной работы.

Формирование воронок в таких скважинах протекает вяло, размеры их небольшие и после первой засыпки песком их развитие, как правило, прекращается.

Для конструкций этой группы скважин характерен спуск короткого или удлиненного направления, а также то, что 8 из них бурились под кондуктор до глубин 400 м в **зимний** период времени на холодных буровых растворах без подтока в шламовые амбары талых вод.

II – Для скважин этой группы характерны провалы или приустьевые просадки с максимальными размерами воронок с радиусами до 2– 2,5 м и глубиной от 0,3 до 1,5 м, а в отдельных случаях вдоль о.к. до 2–6 и более метров. – **43 %**.

В большинстве случаев приустьевые воронки образовывались на недавно законченных бурением скважинах или сразу после ввода их в эксплуатацию.

Характерной особенностью формирования таких воронок является медленное и затухающее во времени развитие, хотя в отдельных случаях они возникали внезапно, в результате приустьевого провала грунта.

Как правило, при засыпке образовавшихся воронок деформаций приустьевых участков не происходило в течение длительного времени.

Большинство скважин, в которых зафиксированы эти осложнения пробурены в интервале залегания ММП **без спуска направления**.

Такие осложнения были зафиксированы на 33 скважинах, в т.ч. в 12 – законченных бурением и сданных в эксплуатацию, и в 21 работающих скважинах.

III – В эту группу вошли 5 скважин, бурение которых в интервале залегания ММП **с глубины 400 – 600 м осуществлялось при интенсивном кавернообразовании**.

В результате этого 2 скважины не закончены бурением и ликвидированы по техническим причинам – **6 %**.

В 3 скважинах кондуктор не удалось спустить до проектной глубины.

Образование приустьевых воронок в этой группе скважин начиналось с незначительного проседания грунта и последующим резким увеличением размеров воронок по радиусу до 3– 4 м и глубиной до 8–10 м.

Объем воронок достигал 100 м³ и более. После засыпки песком формирование воронок продолжалось в течение длительного времени.

Проведенные исследования показали, **что процесс формирования приустьевых воронок имеет определенную закономерность**.

1 Наибольшие по объему воронки образовались в приустьевых участках скважин, бурение которых в интервалах залегания ММП под кондуктор выполнялось без предварительного спуска направлений.

В таких скважинах, как правило, заполнить тампонажным материалом кольцевое пространство за кондуктором не удастся, в результате чего в приустьевой части скважин остаются значительные по объему незацементированные полости, которые и являются основной причиной осложнений.

2 Повышенная интенсивность приустьевых провалов наблюдается в первые месяцы после окончания скважин бурением и вводе их в эксплуатацию.

Во всех случаях после засыпки воронок песком, в целом, их формирование замедляется или совсем прекращается.

3 **Образование приустьевых воронок обуславливаются обвалами оттаявших в процессе бурения и эксплуатации скважин ММП в нижележащее незацементированное кавернозное пространство.**

Размеры заколонных полостей (каверн), незаполненных цементом, определяют объемы максимально возможных размеров приустьевых воронок.

4 Формирование провалов и длительность этого процесса определяются характером изменения прочностных свойств верхней приповерхностной суглино-глинистой пачки, которые теряют устойчивость и переходят в текучее состояние после оттаивания и увлажнения.

5 Наиболее вероятной причиной образования небольших воронок можно считать размыв или намокание верхнего, наиболее рыхлого слоя породы под действием атмосферных осадков.

Следовательно, надежность скважин при эксплуатации в районах эпигинетически промерзших пород достигается выполнением рекомендаций, **обеспечивающих проводку скважин без кавернообразования.**

3 Анализ причин межколонных газопроявлений

Во многих случаях возникновение межколонных газопроявлений отмечается при освоении или эксплуатации скважин, т.е. даже тех случаях, когда эксплуатационные колонны были испытаны в соответствии с действующими инструкциями и признаны герметичными.

Для предотвращения разгерметизации резьбовых соединений под действием нагрузок, возникающих вследствие изменяющихся температуры и давления, эксплуатационные колонны натянуты усилием в соответствии с рекомендациями нормативных документов.

Однако эти мероприятия не предотвратили газопроявлений, т.к. существующие методики не учитывают некоторые особенности строительства и эксплуатации скважин в районах Западной Сибири.

– Наличие в разрезе месторождений пластов с низкими коэффициентами гидроразрыва и каверн в интервалах залегания песчаных многолетнемерзлых отложений *затрудняет подъем тампонажного материала за о.к. до устья.*

– Низкие температуры в верхней части разреза и *применение некондиционных тампонажных материалов* из-за длительности транспортировки и хранения удлиняют во времени процессы гидратации цемента и формирования цементного камня.

Анализ фактического материала по скважинам показывает, что гидратация цемента, сопровождающаяся выделением тепла, протекает очень медленно.

– При работе скважины и прогреве околоствольного пространства возможна потеря связи (жесткого контакта) цементной оболочки за первой о.к. с окружающими породами.

Изложенное выше позволяет сформулировать следующие дополнительные требования к исходным данным для расчета усилия натяжения эксплуатационных колонн.

1 В связи с длительностью формирования ц.к. при неустановившемся контакте на границе цемент-колонна, *часть кондуктора, приходящаяся на интервал выше подошвы кавернозной части ММП (при отсутствии удлиненного направления) следует считать свободной.*

2 В связи с продолжающейся гидратацией цемента величину температуры э.к., приходящуюся на интервал залегания ММП, следует принимать по данным термометрии.

3 Расчет усилия натяжения эксплуатационной колонны и обвязка устья скважины должны производиться сразу же после окончания исследований, для определения высоты подъема тампонажного раствора за колонной.

4 При недоподъемах тампонажного раствора за колоннами до устья скважин натяжение эксплуатационной колонны необходимо производить с учетом совместности *деформаций* обвязываемых колонн.

5 При возможности совместных перемещений обвязанных о.к. необходимо учитывать дополнительные нагрузки от веса лифтовой колонны и фонтанной арматуры.

Обвязка устья скважин, выполняемая без учета указанных условий (специфических условий Крайнего Севера) ведет к тому, что усилие натяжения э.к. в работающих скважинах будет недостаточным.

При двухколонной конструкции скважин **дефицит** усилия натяжения **Р** определяется следующим выражением

$$P = Q (1 + \ell_2 \cdot F_1 / \ell_1 \cdot F_2) + \ell_2 \cdot F_1 / \ell_1 \cdot F_2 (Q_0 + P_1 + P_2 - P_3 - P_4) \quad (1)$$

где Q – вес лифтовой колонны и фонтанной арматуры, Н;

Q_0 – вес незацементированной части э.к., Н;

ℓ_1 и ℓ_2 – длины незацементированных частей э.к. и кондуктора соответственно, м;

F_1 и F_2 – средние площади поперечного сечения э.к. и кондуктора соответственно, м^2 ;

P_1 – осевая сила, возникающая вследствие изменения температуры э.к. после обвязки, Н

$$P_1 = \alpha E (t_2 - t_1) F_1 \quad (a)$$

где α (град^{-1}) и E (Н/м^2) коэффициент линейного расширения и модуль упругости первого рода металла труб э.к.;

t_2 и t_1 – средняя температура незацементированной части э.к. при эксплуатации и обвязке, $^{\circ}\text{C}$;

P_2 – осевая сила, возникающая вследствие действия внутреннего избыточного давления

$$P_2 = K_1 d_1^2 \cdot \gamma_1 \cdot \ell_1, \quad (б)$$

где $K_1 = 0,0235 \text{ м/с}^2$;

γ_1 – плотность жидкости в колонне на момент обвязки устья, кг/м^3 ;

P_3 – осевая растягивающая сила, возникающая вследствие действия внутреннего устьевого давления;

$$P_3 = K_2 \cdot d_1^2 \cdot P_y \quad (в),$$

где $K_2 = 0,47$;

P_y – давление на устье скважины, Па;

P_4 – осевая растягивающая сила, действующая на плоскость перпендикулярную оси скважины, возникающая вследствие давления P_{ϕ} флюида в колонне

$$P_4 = 0,785 (d_1^2 - d_o^2) P_y \quad (г)$$

где d_1 – внутренний диаметр э.к., м

d_0 – наружный диаметр лифтовой колонны, м

Исследованиями, проведенными на УКПГ -7 Медвежьего месторождения установлено, что из-за отсутствия дополнительных требований к расчету усилия натяжения при обвязке устья скважин примерно 90 % всех газопроявлений произошло вследствие разгерметизации резьбовых соединений э.к.

УКПГ- Установка комплексной подготовки газа

4 Меры по предупреждению и ликвидации основных видов осложнений при строительстве скважин в ММП

Основным способом предотвращения осложнений при строительстве скважин в ММП является поддержание нормального температурного режима скважины, при котором интенсивность теплообменных процессов между стенками скважины и циркулирующей промывочной жидкостью находится в допустимых пределах, не вызывающих нарушения агрегатного состояния льда.

Кроме растепления и обратного промерзания при строительстве скважин негативное влияние оказывают низкие (отрицательные) температуры ММП, которые обуславливают:

- замедление реакции гидратации и сроков схватывания цементного раствора;
- ускорение отложений парафинов и гидратов при эксплуатации;
- затрубные перетоки как при бурении, так и при эксплуатации;
- увеличение тепловпотерь в нагнетательных скважинах.

Для поддержания этого равновесия между скважиной и буровым раствором разработан ряд технико-технологических решений по предупреждению и ликвидации осложнений, связанных с ММП, которые представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Техничко-технологические решения по предупреждению и ликвидации осложнений

Причина	Последствия	Предупреждение	Ликвидация
Протаивание	Приустьевые провалы и воронки в просадочных породах с льдистостью более 20 %	Бурение под направление шнеком без промывки; оборудование устьев скважин теплоизолированными, рефрижераторными или специальными направлениями; перекрытие просадочных пород теплоизолированными трубами или НКТ.	Передвижка буровой установки в непросадочные породы. Засыпка провалов грунтом
	Просадка колонн	То же. Установка башмака колонны в устойчивые породы. Качественное крепление.	Закрепление к предыдущей колонне или к специальной раме
	Интенсивное кавернообразование	Ограничение температур, расхода и общего объема бурового раствора. Применение промывочного агента с низкой теплоемкостью, теплоотдачей и теплопередачей. Уменьшение времени воздействия промывочного агента на мерзлые породы.	«Расширка» (увеличение диаметра) ствола перед спуском колонны с удалением растепленного кольцевого слоя породы
	Расцентровка оборудования	Оборудование устья скважин специальным направлением. Сокращение объемов сбрасываемых жидкостей и пара под буровую. Оборудование поддонами. Создание на площадках под буровую гидроизоляции и теплоизоляции, уменьшение удельных нагрузок на грунт.	Подсыпка площадки, укрепление отсыпки, центровка оборудования
	Неполное вытеснение бурового раствора при цементировании из-за интенсивного кавернообразования	Обеспечение подъема цемента в структурированном или турбулентном режиме. Применение специальных буферных жидкостей.	Не ликвидируется
Промерзание	Образование ледяных пробок в трубах, вмержание и прихват НКТ и буровых труб, смятие колонн, рост гидравлических сопротивлений из-за образования наледей	Увеличение времени обратного промерзания за счет повышения термической активности скважин. <i>Применимо в непросадочных породах.</i> Заполнение скважин в интервале криолитозоны антифризом, опорожнение колонны на период остановки или простоя. Периодическая прокачка с интервалами по времени меньше времени обратного промерзания.	Разбуривание или пропарка ледяных пробок
	Пучение грунта, расцентровка оборудования	Ограничение водосброса, усиление гидро- и теплоизоляции.	Передвижка буровой установки в непросадочные породы.

Продолжение таблицы 1			
Низкая температура	Замедление реакции гидратации цемента, затрубные перетоки	Применение специальных цементов для низких температур, включение добавок ускорителей сроков схватывания, подогрев цементного раствора при продавке или ОЗЦ. Применение тампонажных растворов не на водной основе.	—
	Охлаждение пара и подогретой воды в нагнетательных скважинах	Усиление теплоизоляции, применение теплоизолированных НКТ или неиндустриальных экранов.	Применение теплоизоляции
	Ускорение отложений парафинов и гидратов	То же. Применение технологий, обеспечивающих повышение дебитов.	Установка скважинного нагревателя, теплообменника и другого оборудования по удалению парафинов и гидратов

Практическое занятие 3

Тема: Прибор для определения льдистости по керну мерзлой породы

Для исследования разрезов ММП применяют термометрические методы исследований, основанные на контроле теплообмена бурового раствора с окружающими породами, которые в комплексе со стандартными геофизическими исследованиями позволяют оценить не только льдистость пород, но и выявить границы интервалов залегания мерзлых, талых, охлажденных пород, подошвы ММП и криолитозоны и т.д.

Для определения льдистости применяют, например, метод теплового баланса (МТБ) и метод нестационарных тепловых исследований (НТИ) – ВРД 39-1.9-015-2000.

Методы нестационарных тепловых исследований основаны на контроле и обработке (с использованием различных методик) данных по измерению температур в скважине и окружающих ее породах при их тепловом взаимодействии.

Это требует сооружения специальных термометрических скважин малого диаметра, расположенных в окружающих скважину горных породах.

Метод теплового баланса основан на контроле температуры и расхода бурового раствора на входе и при выходе на устье скважины, а также требует получения нескольких последовательно снятых кавернограмм.

При методе теплового баланса контролируются; теплоемкость бурового раствора (БР), количество непротаявшего льда в выходящем на устье БР, а также объем скважины по данным кавернометрии.

Как видно методы сложны, требуют бурения специальных скважин, использования специальной аппаратуры и методик обработки полученных результатов.

Поэтому использование простых способов определения характеристик пород ММП имеет особое значение.

**Способ определения льдистости по керну мерзлой породы полевых усло-
виях с использованием прибора, разработанного
Медведским Р.И. с соавторами**

Льдистость (Л) – отношение объема $V_{\text{л}}$ льда в образце к его полному объему V .

$$Л = V_{\text{л}} / V$$

(Аналогично определению **суммарной льдистости** по ВРД 39-1.9-015-2000:

Суммарная льдистость мерзлого грунта – отношение содержащегося в нем объема льда к объему мерзлого грунта (в д.е. или в %).

Следовательно, для определения льдистости необходимо определить:

– объем V образца мерзлой породы (керна);

–и объем $V_{\text{л}}$ находящегося в нем льда – $V_{\text{л}}$.

Принципиальная схема прибора приведена на рисунке 1.

Обозначения к рисунку 1:

D и **d** – **внутренний** диаметр цилиндра 3 и **внутренний** диаметр измерительной трубки 7 соответственно;

h_0 – уровень жидкости в измерительной трубке, принятый за нулевой;

h_1, h_2, h_3, h_4, h_5 – последовательно измеряемые уровни жидкости в измерительной трубке;

V – объем образца (керна мерзлой породы);

$\Delta V_{\text{л}}$ – разность между объемом льда в образце и объемом, образовавшемся из него при таянии воды

$$\Delta V_{\text{л}} = V_{\text{л}} - V_{\text{в}},$$

где $V_{\text{л}}$ – объем льда в образце

$V_{\text{в}}$ – объем образовавшейся из него воды, $M_{\text{л}}$ – масса льда в образце;

$\rho_{\text{в}}$ – плотность рабочей жидкости; $\rho_{\text{л}}$ – плотность льда;

Л – льдистость (д.е. – доли единицы)

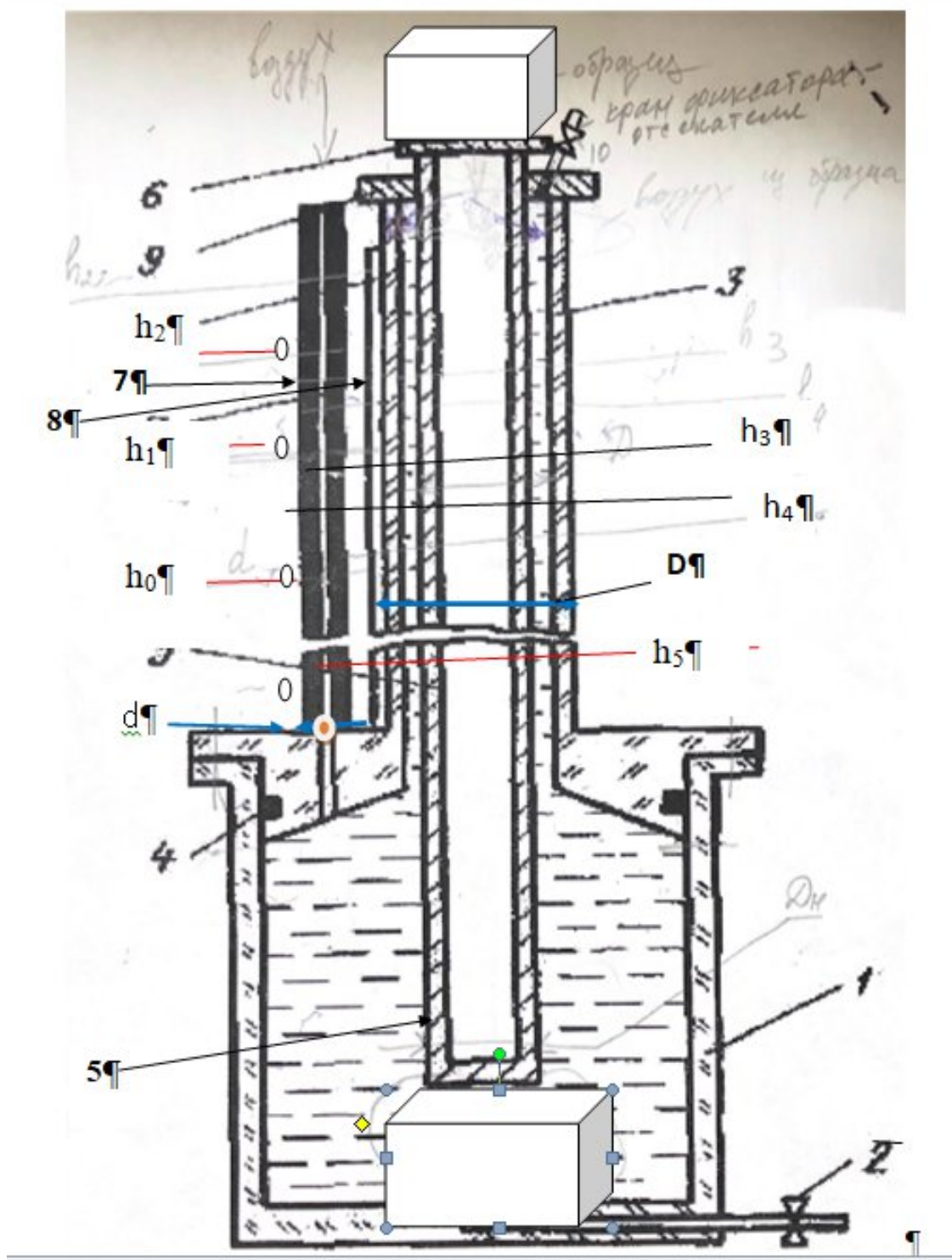


Рисунок 1 – Принципиальная схема прибора для определения льдистости по керну мерзлой породы:

- 1 – рабочая камера; 2 – кран; 3 – цилиндр; 4 – кольцевое уплотнение;
 5 – поплавок; 6 – крышка; 7 – измерительная трубка; 8 – шкала;
 9 – фиксатор-отсекатель; 10 – кран фиксатора-отсекателя

Последовательность выполнения действий на приборе

Используемое свойство воды – уменьшение объема при переходе из твердого состояния в жидкое.

Способ определения льдистости образца (керна МП) состоит из последовательного измерения уровней рабочей жидкости в измерительной трубке:

- сначала под действием веса образца;
- затем под действием жидкости, вытесненной образцом из рабочей камеры;
- при таянии льда в образце и выделении адсорбированного на его поверхности воздуха.

1) Рабочую камеру 1 заполняют рабочей жидкостью с таким расчетом, чтобы при размещении в ней до упора наружного цилиндра 3 при свободном поплавке 5 уровень жидкости не выходил за пределы кольцевого уплотнения 4 между элементами.

С помощью крана 2 устанавливают в измерительной трубке 7 условный нулевой уровень h_0 .

2) **Массы образца** его помещают на крышку поплавка 5 и фиксируют в измерительной трубке уровень h_1 .

(Масса зависит от объёма v , и плотности тела ρ по формуле: $m = \rho \cdot v$, тогда вес $P = \rho \cdot v \cdot g$.)

Масса определяется разностью уровней h_0 и h_1 по формуле

$$M = \pi/4(D^2 + d^2)(h_1 - h_0)\rho_v, \quad (1)$$

D и d – внутренние диаметры цилиндра 3 и измерительной трубки 7.

3) Цилиндр извлекается из рабочей камеры и в нее помещается образец, снятый с крышки поплавка.

Цилиндр устанавливается на место и в измерительной трубке отмечается уровень h_2 .

По известным уровням h_2 и h_0 . Находят **объем образца V**

$$V = \pi/4(D^2 + d^2)(h_2 - h_0). \quad (2)$$

4) При таянии льда в образце уровень жидкости в измерительной трубке 7 будет падать, кроме того, с поверхности образца будет выделяться адсорбированный воздух.

Для учета этих обстоятельств, сразу же после измерения уровня h_2 , поплавков вдавливают *до упора* в рабочую камеру при *открытом* кране фиксатора отсекаателя 10, чтобы вода заполнила все кольцевое пространство между поплавком и цилиндром.

Затем поплавок фиксируется, и кран фиксатора отсекаателя закрывается и в измерительной трубке 7 фиксируется уровень h_3 .

5) После окончания таяния льда в образце уровень жидкости в измерительной трубке 7 снизится и станет равным h_4 , а вверху кольцевого пространства образуется воздушная подушка из выделившегося с поверхности образца воздуха.

6) Воздушная подушка выдавливается нагнетанием воздуха через измерительную трубку при открытом кране фиксатора отсекаателя 10.

После закрытия крана отсекаателя 10 в измерительной трубке отмечается уровень h_5 .

7) Выполняются вычисления

Разность уровней $(h_3 - h_4)$ обусловлена разностью объемов воды в твердом и жидком состояниях $\Delta V_{\text{л}}$ и объемом выделившегося из образца воздуха $V_{\text{г}}$

$$\frac{\pi d^2}{4} (h_3 - h_4) = \Delta V_{\text{л}} + V_{\text{г}} \quad (3)$$

а разность уровней $(h_4 - h_5)$ обусловлена объемом вытесненного при последней операции воздуха $V_{\text{г}}$

$$\frac{\pi d^2}{4} (h_4 - h_5) = V_{\text{г}} \quad (4)$$

Из последних равенств получим

$$\Delta V_{\text{л}} = \frac{\pi d^2}{4} (h_3 - 2h_4 + h_5) \quad (5)$$

В данном случае ΔV_n — разность между объемом льда в образце и объемом, образовавшимся из него при таянии воды: $\Delta V_n = V_n - V_v$.

Пусть M_n — масса льда в образце, тогда $V_n = M_n / \rho_n$, $V_v = M_n / \rho_v$, а следовательно,

$$\Delta V_n = \frac{\rho_v - \rho_n}{\rho_v \rho_n} M_n = \frac{\rho_v - \rho_n}{\rho_v} V_n. \quad (6)$$

Подразумевая под льдистостью отношение объема льда в образце к его полному объему, получаем

$$Л = \frac{V_n}{V} = \frac{\rho_v}{\rho_v - \rho_n} \frac{\Delta V_n}{V}. \quad (7)$$

Таким образом, льдистость определена. Сопоставление этого значения с пористостью образца в уплотненном состоянии дает возможность судить об избыточном льдовыделении.

Практические занятия 4, 5

Тема: Промысловые эксперименты в мерзлых породах и результаты лабораторных исследований

Исследование вида и величины дополнительных нагрузок на колонну (вследствие растепления ММП) (По материалам [1])

Для оценки последствий протаивания мерзлых пород на скважину без дополнительной теплоизоляции на месторождении Прудо было проведено три следующих друг за другом эксперимента. Два первых эксперимента не были доведены до конца вследствие технических и организационных трудностей и недостаточной научной проработки. Например, в первом эксперименте эффект двадцатилетней эксплуатации пытались моделировать повышением температуры циркулирующей воды в одиночной скважине. Достичь такого эффекта ~~невозможно~~ вследствие малой скорости распространения тепла в породе. После этих двух неудавшихся экспериментов компания "Бритиш петролеум" приняла решение об использовании в своих скважинах теплоизоляционных труб "Термокейз" в качестве подъемных колонн. Каждая секция их имеет длину 12 м вместе с муфтой и конусом на противоположных концах. Секция состоит из двух концентрично расположенных труб диаметрами 177,8 и 273 мм. Пространство между кожухом и внутренней трубой заполнено пенополиуретаном, а внутренняя труба снаружи обернута майларовой пленкой из алюминизированного полимерного материала. Межтрубное пространство вакуумируется до $0,64 \cdot 10^{-4}$ МПа, а затем заполняется фреоном при давлении 0,034 МПа.

В других конструкциях вместо сплошного пенополиуретанового заполнителя применяется слоистый полиуретан с экранами между слоями или многослойная мелановая пленка. Майларовые, мелановые или тедларовые пленки служат для снижения интенсивности лучистого теплообмена. Секции из труб соединяются муфтами, для которых на концах кожуха нарезана трапецеидальная резьба. Резиновое уплотнение в стыках позволяет снизить не только тепловые потери, но и концентрацию напряжений в трубах при их нагреве.

Помимо соединений с резиновым уплотнительным кольцом, предложены также и другие — с гибкой металлической диафрагмой, осевым конусом и сварные.

Важно отметить, что "Бритиш Петролеум" пошла на значительные расходы по разработке и производству теплоизоляционных колонн на этапе, когда было известно об отсутствии в разрезе мерзлой толщи на месторождении Прудо избыточно-льדיстых пород, за исключением тонкого слоя четвертичных отложений. Следовательно, американские специалисты не увязывали между собой величину деформации околоствольного пространства с избыточной льдистостью и шли по пути прямого экспериментирования.

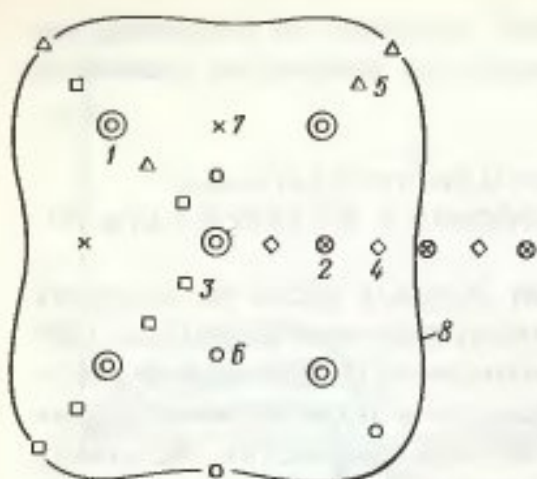


Рис. 1 Схема экспериментального участка "Атлантик Ричфилд Корпорейшн" на месторождении Прудо:

1 — основные скважины; 2 — термометрические скважины; 4, 6, 7 — скважины для замера порового давления глубиной 30, 45 и 75 м соответственно; 3, 5 — скважины для замера осадки дневной поверхности глубиной 4, 6 и 9 м соответственно; 8 — фронт протаивания по истечении 18 месяцев после начала нагнетания теплоагента в основные скважины

Третий эксперимент для оценки последствий протаивания мерзлых пород вокруг скважины проведен в 1973—1974 гг. Затраты на его проведение составили 16 млн. долл.

Для достижения нужных размеров оттаявшей зоны за короткое время эксперимента циркуляцию теплоагента проводили одновременно в пяти скважинах: центральной и четырех периферийных, на расстоянии 6,1 м от нее, расположенных по вершинам квадрата (рис. 1). Все пять скважин, называемых ниже основными, имели одинаковую конструкцию: глубина 660 м, диаметр обсадной колонны 245 мм, диаметр подъемной колонны 177,8 мм. В качестве теплоагента использовалась вода с добавкой этилена и гликоля с температурой 87,7 °С. Теплоагент нагнетался в затрубное пространство и возвращался через подъемные трубы, а суточный его расход колебался в пределах 1,68—2,53 м³/сут.

Циркуляция теплоагента проводилась в течение 22 месяцев подряд. На рис. 1 указано положение фронта протаивания через 18 мес от начала закачки, что соответствует двадцати годам эксплуатации одиночной скважины.

Деформация обсадных колонн основных скважин определялась с помощью локатора муфт специальной конструкции. Погрешность определения осевых перемещений этим методом не превышала 0,002 %, что соответствует напряжению в колонне, равному 4,2 МПа. Точность показаний локатора муфт гарантировалась контрольными промерами в эталонной скважине, вынесенной за пределы участка и находящейся в термическом равновесии с породой.

Деформация породы за колонной определялась гамма-каротажем радиоактивных пульс, прострелянных через каждые 6 м в интервале глубин 33—660 м. На наружной поверхности обсадных труб были установлены датчики температуры и порового давления с интервалом 15 м.

Кроме основных, на экспериментальном участке была пробурена группа вспомогательных скважин: для замера температуры глубиной

120 м (рис. 1 точка 2), поровых давлений — глубиной 30,45 и 75 м (рис. 1 точки 4, 6, 7) и осадки поверхности глубиной 4,6 и 9 м (рис. 1 точки 3, 5).

Датчики порового давления устанавливались ниже башмака обсадных колонн вспомогательных скважин данного назначения в частично зацементированной части ствола. Осадка поверхности определялась по перемещению планшайбы, установленной на колоннах специальных скважин относительно стального стержня, поставленного на забой. Замеры показаний во всех датчиках производились раз в месяц.

Для определения строения мерзлой толщи в районе расположения экспериментального участка была проведена серия каротажных исследований в необсаженных стволах основных пяти скважин. Они включали индукционный боковой каротаж и кавернометрию во всех пяти скважинах и каротаж удельного сопротивления, нейтронный, звуковой и гамма-каротаж в центральной скважине. Этот комплекс исследований показал, что подошва мерзлоты находится на глубине 565 м. В интервале 0 — 120 м и 360—540 м ствол был размыт и имел диаметр от 354 до 1030 мм. Кроме того, была проведена отбивка муфтовых соединений обсадных труб муфтовым локатором и гамма-лучевым методом, амплитудный акустический каротаж для определения качества цементирования и отклонения ствола скважины от вертикали.

В результате проведенных экспериментов показано, что осадка дневной поверхности невелика и вблизи устья скважин колеблется от 3 до 9 см, причем обуславливается в основном протаиванием поверхностного слоя четвертичных отложений.

В коренных отложениях осадка не отмечалось, однако датчики порового давления зафиксировали его изменение во всех слоях, за исключением слоя гравия. В последнем давление сохранилось равным гидростатическому и не изменилось существенно в процессе эксперимента. Ниже глубины 120 м, где залегают слои ила низкой проницаемости, было отмечено понижение порового давления ниже атмосферного. В средней части мерзлоты все датчики показывали повышение порового давления над гидростатическим и дальнейший спад его до 0,35—0,14 МПа с пуском скважины в работу. Очевидно, повышение давления в данных пластах было вызвано обратным промерзанием в период простоя скважины после бурения.

У подошвы мерзлоты наблюдалось постепенное повышение порового давления, а ниже ее оно оставалось равным гидростатическому.

Датчики деформации зафиксировали сжатие колонны против глинистых пропластков и растяжение против песчаных. При этом максимальное напряжение в обсадных трубах составляет 0,3 % и растяжение — 0,08 % от допускаемых.

На основании этого эксперимента "Атлантик Ричфилд Корпорейшн" максимально упростила конструкцию скважины, применив в качестве

теплоизоляции надпакерную жидкость, представляющую собой смесь дизельного топлива, воды, поваренной соли для снижения температуры замерзания, эмульгатора, барита и гелеобразующего агента, содержащего бентонит. Вода используется для затворения бентонита, а эмульгатор — для создания эмульсии с водой, содержащейся в растворе или оставшейся в надпакерном пространстве. При температуре ниже $+15,5^{\circ}\text{C}$ раствор хорошо прокачивается, а при нагревании добываемой нефтью приобретает свойства малоподвижного геля со стабильной структурой. Благодаря низкой теплопроводности ($0,1 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$) и конвекции гель значительно эффективнее уменьшает передачу тепла, чем другие надпакерные жидкости (дизельное топливо или раствор хлористого кальция).

Добавка барита позволяет довести плотность геля до $2,12 \text{ г/см}^3$, увеличивая тем самым сопротивление обсадной колонны смятию при обратном промерзании.

Возможность применения активной и пассивной теплоизоляции скважин была поставлена в зависимость от избыточной льдистости мерзлых пород. Необходимая информация получалась бурением параметрических и водозаборных скважин сначала на Медвежьем газовом месторождении, затем на Уренгойском. Отсутствие избыточной льдистости послужило основой для использования на этих месторождениях обычных конструкций скважин без дополнительной активной и пассивной теплоизоляции.

Одновременно была начата научная проработка возможных последствий при длительной эксплуатации скважин в условиях избыточно-льдистой мерзлой толщи на месторождениях Ямала и Гыдана.

(По материалам [2])

Современные представления о процессах, протекающих при взаимодействии скважин с мерзлыми породами

Для создания надежной методики расчета устойчивости колонн нефтяных и газовых скважин в мерзлых породах необходимо исследовать физические процессы, протекающие при взаимодействии скважин с мерзлотой. Направленные на решение этой задачи исследования проводились в последние годы по трем основным направлениям:

промысловые эксперименты на скважинах, которые строились специально для проведения экспериментальных работ с получением обширной информации как по свойствам и параметрам мерзлых пород, так и по нагрузкам, которым подвергаются трубы, спущенные в скважину;

лабораторные исследования с целью моделирования взаимодействия скважин с мерзлотой в естественных условиях;

теоретические исследования с целью создания математических моделей для возможности прогнозирования рассматриваемого взаимодействия и выработки практических рекомендаций.

Рассмотрим наиболее важные работы, выполненные в этих трех направлениях.

Промысловые эксперименты в мерзлых породах

Опыт строительства скважин на нефть и газ в криолитозоне показал, что чередующиеся процессы растепления и смерзания пород вокруг ствола предъявляют к крепи новые требования, определяющиеся особенностями напряженно-деформированного состояния горных пород, которое формируется в процессе растепления или вторичного смерзания растепленных пород. Несмотря на сложность и многообразие процессов, протекающих в этих условиях, можно сказать, что напряженно-деформированное состояние горной породы вокруг скважины определяет в основном два процесса.

1. Радиальное сжатие крепи скважины при вторичном смерзании растепленных пород. Вторичное смерзание возникает, например, при прекращении бурения или при остановке эксплуатации скважины. В этих условиях граница талых пород - мерзлота устремляется назад, к скважине; вода в порах породы замерзает; объем породы увеличивается, что и приводит к развитию радиального сжатия крепи скважины.

Особенно резко этот процесс проявляется в условиях каверн, которые всегда образуются при бурении скважин вследствие растепления разрушения стенок скважины промывочной жидкостью.

Практика бурения скважин в районах Крайнего Севера показывает, что в условиях сильного кавернообразования цементный раствор не удается поднять до устья скважины, и стенка в верхней части обсадной трубы оказывается не защищенной цементной оболочкой от радиального сжатия при промерзании фильтрата бурового раствора в каверне.

2. Сжатие слоев породы в вертикальном направлении под действием давления вышележащих пластов при растеплении. Деформируясь, горные породы вовлекают в этот процесс обсадную колонну. Промысловые наблюдения показали, что эти деформации носят знакопеременный характер, усиливающийся в случае разреза, состоящего из перемежающихся прослоев песка и глины.

Рассмотрим промысловые эксперименты, проведенные в нашей стране и за рубежом, позволившие выяснить физические процессы, определяющие напряженно-деформированное состояние скважин в мерзлых породах.

1 Осевые деформации и напряжения (обсадных колонн)

М.А. Гудмэном и Р.Ф. Митчеллом были изучены осевые деформации обсадной колонны на месторождении Прадхо Бей (Северная Аляска, США).

Осевые деформации обсадных труб обусловлены растеплением горных пород вокруг скважины. Промысловые исследования показывают, что растепленные горные породы вовлекают в процесс уплотнения обсадную трубу, что и является причиной возникновения ее осевых деформаций. Таким образом, напряженное состояние обсадной трубы тесно связано с развитием деформаций в окружающих трубу породах.

Растепление мерзлоты в пристволенной зоне скважины может привести к механическому повреждению обсадной колонны. При таянии льда его объем уменьшается приблизительно на 9%. Напряжения, которые несет ледяная фаза вечной мерзлоты во время таяния льда, переходят на горную породу, а вследствие уменьшения объема льда поровое давление снижается. Так как порода оказывается под действием более высокого уровня напряжений, она стремится уплотниться. Это уплотнение зависит от типа породы, напряженного состояния мерзлой породы, порового давления после протаивания и величины зоны протаивания. Уплотнение в основном происходит за счет поперечного перемещения породы в мерзлом состоянии, но возможно также его вертикальное уплотнение или осадка. Такое вертикальное уплотнение (или перемещение) может вызвать механическое повреждение обсадной колонны в интервале вечной мерзлоты.

В мощном разрезе мерзлоты в районе Прадхо Бей (более 550 м) фирма "Бритиш Петролеум Аляска" (США) провела промысловое испытание по растеплению ограниченной зоны вечной

мералоты вокруг скважины (Р.А. Ридрич). В этом испытании величина растепления была эквивалентна зоне растепления, образующейся вокруг эксплуатационной скважины с надежной теплоизоляцией. Наблюдения выявили деформацию обсадной колонны и перемещение пород. Промысловые данные имели умеренную степень неопределенности.

Задача промыслового испытания заключалась в том, чтобы проследить за обсадной колонной внутри зоны протаивания, эквивалентной по своим размерам зоне, создаваемой скважиной за 20 лет эксплуатации. Сформировать соответствующую зону протаивания в отдельной скважине даже без тепловой изоляции за короткий период времени было практически невозможно. Поэтому были использованы для подвода теплоты несколько скважин. Образовавшиеся вначале области растепления в конце концов слились в единую зону протаивания, подобную той, которая образуется в процессе эксплуатации одной нефтяной скважины. Была применена компактная пятиточечная схема размещения (рис. 2), причем расстояние от центральной скважины до каждой угловой скважины составляло 7 м. Скважины были пробурены до глубины 670,6 м и закреплены обсадной колонной диаметром 139,7 м на трапециевидной резьбе. Перед обсадкой центральной скважины ее стенки в интервале 33,5-609,6 м были прострелены радиоактивными пулями через каждые 6 м. Снаружи на обсадных колоннах были установлены датчики давления и температуры. Эти датчики были заделаны в 52-жильные кабели в бесшовной алюминиевой оболочке толщиной 1,6 мм. Обсадная колонна, оснащенная приборами, была зацементирована до устья. Для растепления мерзлых пород в скважину по насосно-компрессорной колонне диаметром 60,3 мм, имеющей трапециевидную резьбу, методом обратной циркуляции закачивался подогретый водный раствор этиленгликоля.

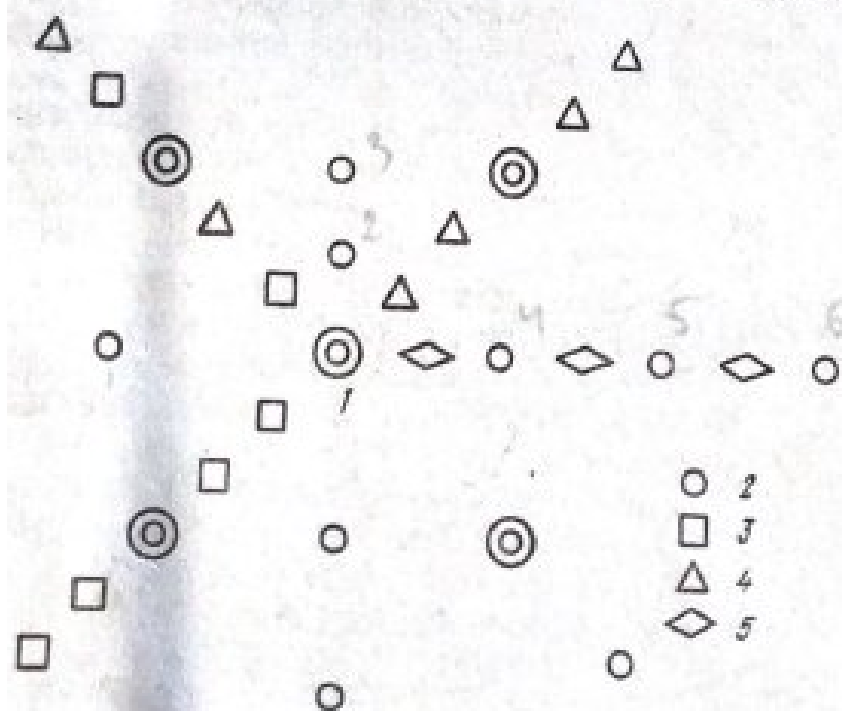


Рис. 2. Схема размещения скважин для контроля за деформациями горных пород:

1 - центральная скважина; 2 - шесть скважин с контрольными проводами разной длины (46 и 75 м) и три температурные скважины (в правой горизонтальной ветке); 3 - шесть скважин с контрольными прутками длиной 4,6 м; 4 - шесть скважин с контрольными прутками длиной 9,15 м; 5 - три скважины с контрольными проводами длиной 30,5 м

На схеме размещения есть дополнительные 24 мелкие скважины, которые можно разделить на три группы. В первую группу входили три скважины глубиной 122 м, которые были обсажены насосно-компрессорной колонной диаметром 60,3 м и с трапецевидной резьбой и предназначались для контроля за температурами в системе растепления. На поверхности эти скважины размещались на расстоянии 4,6; 9,1 и 13,7 м от центральной скважины.

Вторая группа дополнительных скважин предназначалась для контроля за осадкой горных пород на глубине. Под направлением диаметром 114,3 мм в стволе скважины меньшего диаметра, частично заполненной цементным раствором, закреплялся контрольный провод из сплава инвар. В девяти контрольных скважинах глубина крепления провода охватывала интервал 30,5-76,2 м. На поверхности провода соединялись с регистрирующими приборами. Истинное перемещение подземного пласта, в котором был зацементирован провод, представляло собой алгебраическую сумму зарегистрированного смещения и движения подставки регистрирующего прибора, измеряемого съемкой.

Третья группа мелких скважин предназначалась для контроля за приповерхностной осадкой грунта. Были пробурены скважины, обсаженные насосно-компрессорной колонной с трапецевидной резьбой длиной 4,6 или 9,1 м. Ниже колонны в цементе были укреплены стальные прутки. Смещение грунта на глубинах 4,6 и 9,1 м контролировалось по верхним концам прутков. Внутри скважин размещалась аппаратура, состоящая из датчиков температуры и давления. Температура в скважине контролировалась 125 датчиками с диапазоном измерения $-17,8 - +93,3^{\circ}\text{C}$ и точностью измерения $\pm 0,3^{\circ}\text{C}$. Термисторы распределялись в интервале 30,5-628 м. Около 25 датчиков было установлено вблизи или ниже подошвы мерзлоты. Остальные датчики устанавливались на расстоянии 15,2 м друг от друга с произвольным дублированием; распределение датчиков среди пяти скважин также было произвольным.

Давление контролировалось с помощью тензометрических датчиков; перед установкой они калибровались индивидуально на температуре $-11,7; 24,4$ и $79,4^{\circ}\text{C}$. Тензодатчики равномерно распределялись через каждые 12,2 м в интервале 30,5-628 м. Для облегчения установки термисторы и тензодатчики в различных комбинациях монтировались на заданном кабеле. Наиболее полно были оснащены измерительной аппаратурой центральная и северо-западная скважины: в каждой скважине было установлено по 100 датчиков.

В числе другой технологической измерительной аппаратуры находились термисторы, устанавливаемые на подводящей и выкидной линиях, и турбинные расходомеры, устанавливаемые в пяти растепляющих скважинах. Наблюдения за погодой на

местности выражались в регистрации температуры воздуха, скорости и направлении ветра. Все 197 информационных каналов передавали данные на два цифровых регистрирующих устройства. Электрическая схема была смонтирована таким образом, чтобы каждое из регистрирующих устройств полностью дублировало второе.

Программа исследований в необсаженном стволе для пяти растепляющих скважин была рассчитана на то, чтобы получить наиболее полную оценку литологического разреза вечной мерзлоты. В программу входил двухзондовый индукционный боковой каротаж с определением профиля насыщения и четырехэлементная кавернометрия. Кроме того, в центральной скважине проводился плотностной каротаж с компенсационной схемой, измерения, нейтронный каротаж с компенсационной схемой, акустический каротаж с компенсационной схемой и гамма-каротаж. Данные индукционного и акустического каротажей показали, что основание интервала вечной мерзлоты находится на глубине 563,8 м.

Программа исследований в скважине с обсаженным стволом включала в себя применение многоканального локатора муфт обсадной колонны, гамма-каротажного локатора муфт, амплитудный акустический каротаж качества цементирования, четырехэлементную кавернометрию и гигроскопическую инклинометрию.

При проведении испытания подвод теплоты осуществлялся циркуляцией водного раствора этиленгликоля с температурой 87,8 °С в пяти растепляющих скважинах. Каждая скважина была оснащена турбинным расходомером, который непрерывно контролировал скорость циркуляции, поддерживаемую в пределах 160-240 л/м. Значения расходов и температур, измеряемых на устье скважины термисторами, использовались для вычисления количества теплоты, подводимой к каждой скважине.

С помощью термисторов, закрепленных снаружи на обсадной колонне, во время испытания был составлен профиль распределения температур для растепляющих скважин. Из 125 термисторов, использовавшихся первоначально, в конце испытания работало около 30%. Данные были зарегистрированы термисторами в разное время в течение испытания на растепления мерзлоты (рис. 2.2, а). С течением времени пять зон, отдельно протаявших, начали сливаться. К концу испытания через мерзлоту проходила единая протаявшая зона. Область протаивания можно воспроизвести расчетом эквивалентных радиусов растепления в единичной скважине при такой же площади поперечного сечения протаивания, что и в пятиточечной схеме (рис. 2.2, б).

Метод измерения деформаций обсадной колонны в скважине основывался на использовании многоканальной системы локаторов муфт обсадной колонны. Основу этой усовершенствованной системы каротажа составляло четыре магнитных локатора муфт. В каждом концевом узле системы находилось по

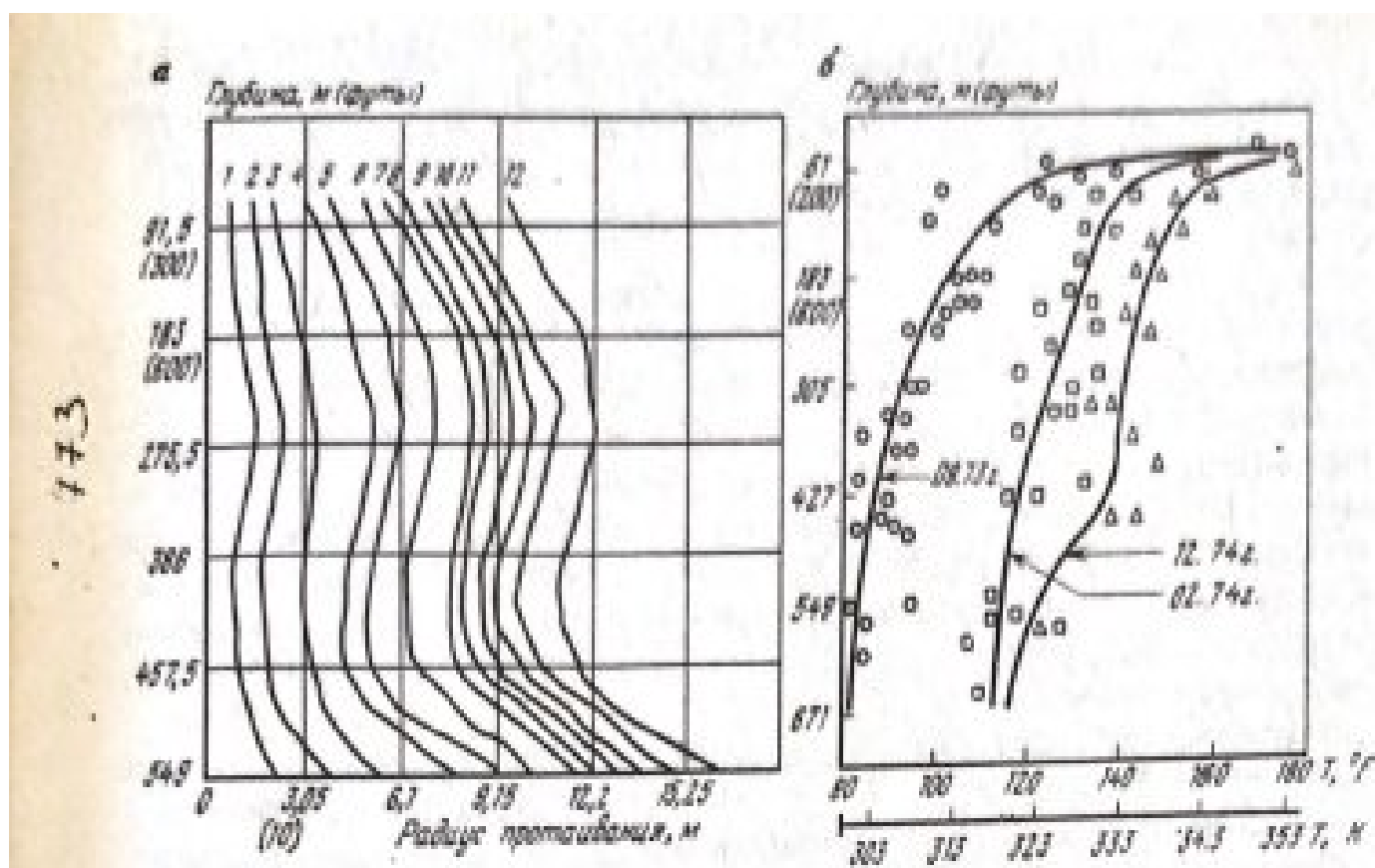


Рисунок 2.2 – График распределения температур в растепляющихся скважинах (а) и эквивалентные радиусы протаивания в единичной скважине (для пятиточечного испытания на осадку грунта) (б) (цифры на кривых – соответствуют месяцам протаивания)

два локатора, расположенных на расстоянии между магнитными центрами 0,6 м. Между концевыми узлами находился распорный элемент из сплава инвар. Это устройство располагалось между парами локаторов с интервалами 12,06 м, что соответствовало длине каждого звена обсадной колонны с трапецевидной резьбой, использовавшейся в растепляющих скважинах. В течение всего испытания функционировала калибровочная скважина, в которой имелась обсадная колонна диаметром 508 м, зацементированная в вечной мерзлоте и заполненная дизельным топливом. Внутри этой обсадной колонны до 169,2 м была подвешена колонна, состоящая из 14 свободно висящих звеньев обсадных труб с трапецевидной резьбой длиной 12,06 м. Скважина и свободно висящая колонна находились в состоянии теплового равновесия, которое не нарушалось в течение промыслового испытания.

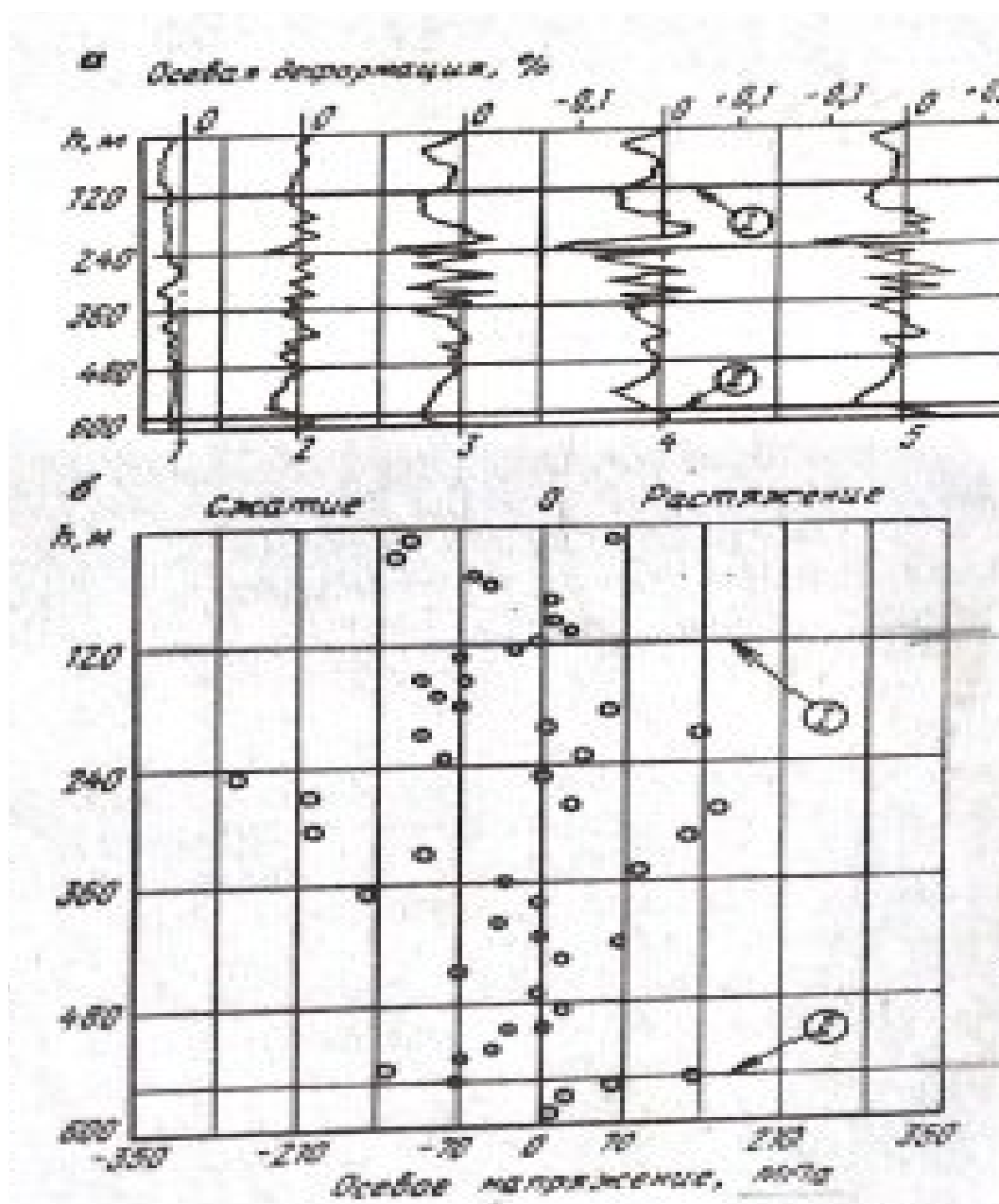


Рисунок 2.3 – Показания датчиков деформаций и напряжений на стенке трубы в

центральной скважине

а – зависимость осевых деформаций от времени: 1 – 1 мес; 2 – 4 мес; 3 – 9,5 мес; 4 – 14 мес; 5 – 16 мес; б – зависимость осевых напряжений от глубины H ; I – основание слоя гравия; II – основание слоя мералой толщи

К примеру, минимальное значение предела текучести труб, изготовленных из стали группы прочности Д, составляет ≈ 380 МПа.

Локаторная система в полной сборке хранилась в калибровочной скважине. До и после каротажа в растепленной скважине система откалибровывалась по подошвенной колонне, состоящей из 14 звеньев. Таким образом, если система во время бурения получала повреждения или в рабочих характеристиках локаторов замечалось изменение, то постоянно корректируемая калибровка обеспечивала получение точных данных относительно деформации обсадных колонн в растепленных скважинах. По мере увеличения зон протаивания деформация обсадной колонны, определяемая с помощью системы МЛМО, возрастала.

На рис. 2.3, а приведены показания датчиков осевых деформаций на стенке трубы в центральной скважине. Показания зафиксированы для пяти моментов времени (кривые 1-5). Отклонение пера самописца влево от нулевой оси 0 соответствует деформации сжатия (со знаком минус), справа - деформации растяжения (со знаком плюс). Осевые деформации трубы на всех глубинах нарастают с течением времени. Наиболее интенсивные знакопеременные деформации развиваются в области залегания чередующихся слоев песка и глины (соответствуют интервалу глубин 200-400 м). Вблизи верхнего и нижнего концов слоистой пачки датчики зафиксировали незначительные осевые деформации - в слое гравия (его основание - прямая I) и в породах, подстилающих мерзлые породы (нижняя граница - прямая II).

Максимальные осевые напряжения, которые испытывала колонна, были измерены датчиками в разных точках колонны на разных глубинах (рис. 2.3, б). Показания датчиков, расположенных слева от вертикали 00, соответствуют сжатию колонны, а справа - растяжению. Наибольшие напряжения возникают в середине слоистой пачки (пачка находится между прямыми I и II), уменьшаются вверх и вниз от середины, а на краях пачки мало отличаются от нуля. Таким образом, характер осевых напряжений согласуется с осевыми деформациями.

Относительное перемещение между горной породой и обсадной

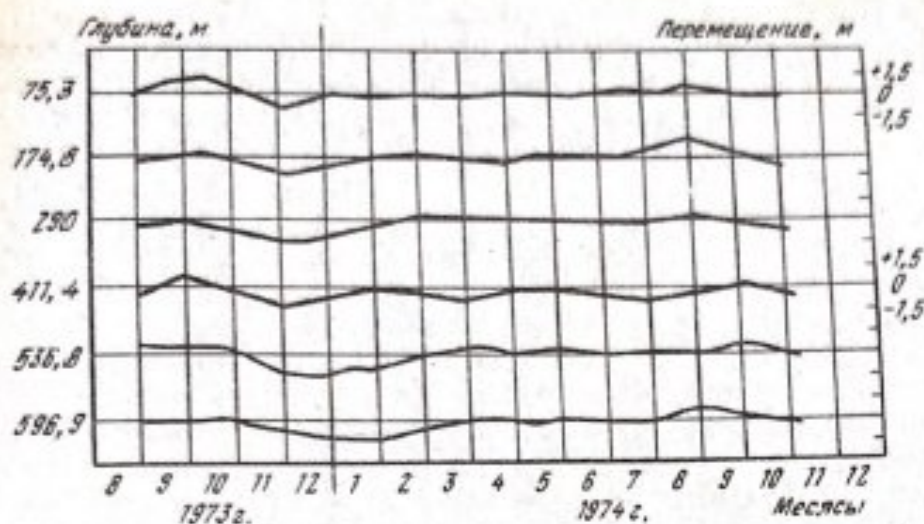


Рис. 2.4. График перемещения радиоактивных пуль относительно муфт обсадных колонн на шести глубинах

колонной измерялось гамма-каротажным локатором муфт. Сначала определяли положение радиоактивных пуль в стенке центральной скважины относительно муфт обсадной колонны. Затем относительное положение пуль в различных каротажах сверили с данными базового каротажа, проведенного до растепления скважины. Стенка центральной скважины была простреляна радиоактивными пулями (91) в интервале 33,5–610 м. С помощью гамма-каротажа в необсаженной скважине 90 пуль из 91 было опознано, причем местонахождение 84 пуль совпадало с ожидаемым. Все пули, распределенные ниже 122 м, находились в ожидаемых точках.

После спуска и цементирования обсадной колонны было определено местонахождение 88 пуль, причем в 80 случаях оно совпало с ожидаемым. На рис. 2.4 показана сводная диаграмма измеренного с помощью каротажа относительного перемещения выборочных радиоактивных пуль в зависимости от продолжительности растепления. Хотя в данных наблюдается некоторый разброс, являющийся следствием точности измерений, авторы пришли к выводу, что между колонной и породой существовало незначительное относительное перемещение, если таковое вообще наблюдалось.

На глубине 122–396 м значения деформации, измеренные вдоль колонны, попеременно менялись от сжатия до растяжения (см. рис. 2.3, а). Деформации разных знаков объясняются влиянием слоистости в мерзлоте. Слой песка снизу и сверху ограничен тонкими прослоями глин. При уменьшении порового давления в процессе оттаивания зоны попеременного оттаивания и замерзания смещаются внутрь, и слой песка, который относительно несжимаем по сравнению со слоями глин, перемещается вдоль колонны в силу сжатия глин. Колонна испытывает

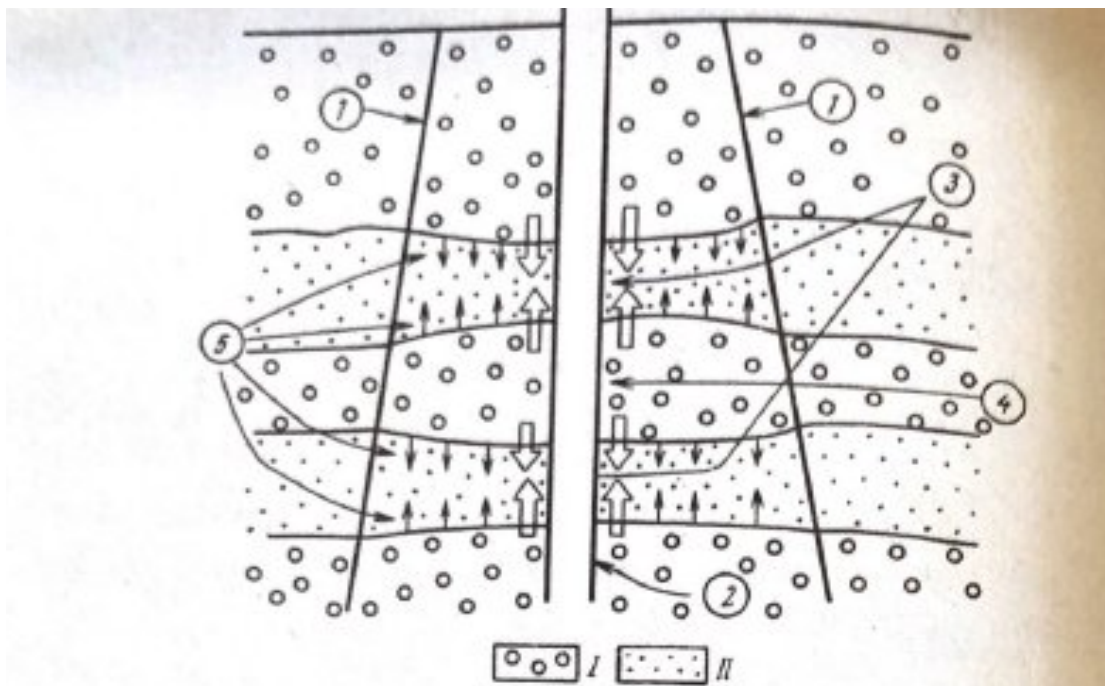


Рис. 2.5. Растяжение и сжатие обсадной колонны в условиях протаивания слоистого разреза:
 I - песок; II - глина; 1 - граница протаивания; 2 - колонна; 3 - область сжатия колонны; 4 - область растяжения колонны; 5 - сжатие слоев глины

растяжение в месте контакта с расширившимся слоем песка; наоборот, сжатие в месте контакта с сократившимся по мощности слоем глины (рис. 2.5).

2 Напряженно-деформированное состояние обсадной колонны при вторичном смерзании растепленных вокруг скважины пород

На месторождении Прадхо Бей (Северная Аляска, США), через зону вечной мерзлоты были пробурены две экспериментальные скважины DS 4-6 и DS 1-6 для исследования процесса бурения и добычи нефти в условиях вторичного смерзания талых пород и фильтра бурового раствора в затрубном пространстве. Для моделирования процессов бурения и периода добычи через подъемную колонну производилась циркуляция горячей жидкости. В течение циклов таяния и последующего замораживания на поверхность передавались данные о температуре и давлении.

Скважина DS 4-6 диаметром 0,444 м была пробурена с промывкой пресноводным раствором до глубины 822,9 м и обсажена трубами диаметром 0,34 м. Кондуктор диаметром 0,508 м был спущен на глубину 33,3 м. На кабелях, закрепленных

30

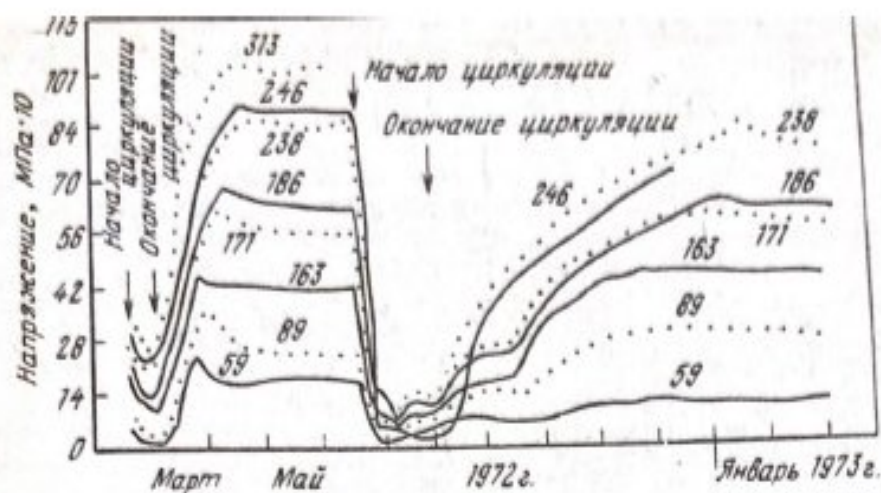


Рис. 2.6. График изменения напряжения смерзания на месторождении Прадхо Бей (Северная Аляска, США) на разных глубинах (цифры на кривых — глубина, м)

снаружи обсадной колонной, были вмонтированы термисторы и датчики давления.

Циркуляционные системы обеих скважин включали в себя нагреватель, насосы, приборы измерения температуры, жидкостные расходомеры, приборы-самописцы. Циркулирующая жидкость представляла собой незамерзающую 50%-ную смесь спирта и воды. Подошва вечной мерзлоты в этих скважинах находилась примерно на глубине 580 м.

примерно на 100 см.

Исследования проводили по двум циклам полного таяния и повторного замораживания. В течение первого цикла циркулирующая жидкость выносила в пласт теплоту в количестве, которое ожидалось в процессе бурения и заканчивания разведочных скважин на месторождении Прадхо Бей. В течение второго нагревательного цикла количество генерируемой теплоты соответствовало примерно таковому в продолжение кратковременного периода добычи нефти из обычной эксплуатационной скважины. На скважине DS 4-6 нагревательный цикл продолжался 7 сут. Температура жидкости на входе устанавливалась 45°C , на выходе $43,3^{\circ}\text{C}$ при производительности $3,3 \cdot 10^{-2} \text{ м}^3/\text{с}$. Второй нагревательный цикл продолжался 35 сут с температурой жидкости $73,9-79,4^{\circ}\text{C}$ на входе, $50,4-60^{\circ}\text{C}$ на выходе и производительностью $5,3 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$.

На рис. 2.6 представлены результаты замеров напряжений на разных глубинах. Нарастанию напряжению $\sigma_a(t)$ на стенке скважины DS 4-6 соответствуют процессы замораживания воды в окружающих горных породах и смерзания водной фазы бурового раствора в затрубном пространстве. На рис. 2.7 приведены результаты измерения датчиками максимальных напряжений σ_{max} на стенке трубы на разных глубинах. Из приведенных результатов видно, что σ_{max} с ростом глубины увеличивается.

3

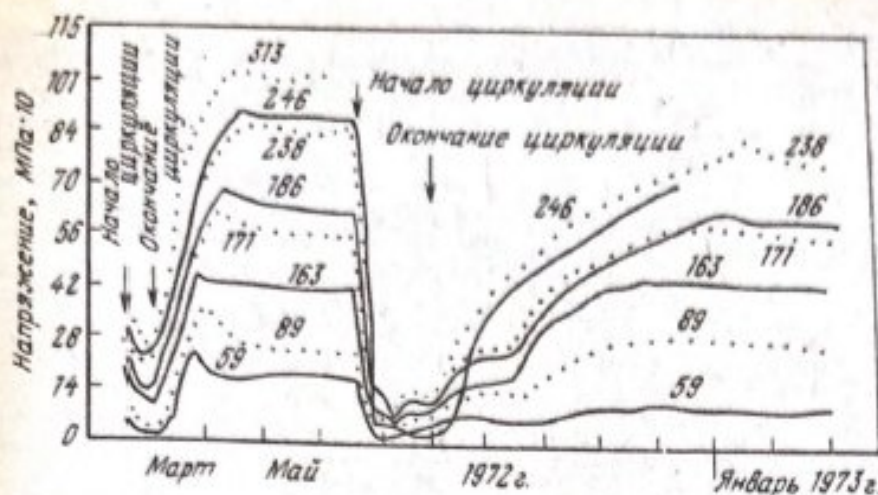


Рис. 2.6. График изменения напряжения смерзания на месторождении Прадхо Бей (Северная Аляска, США) на разных глубинах (цифры на кривых - глубина, м)

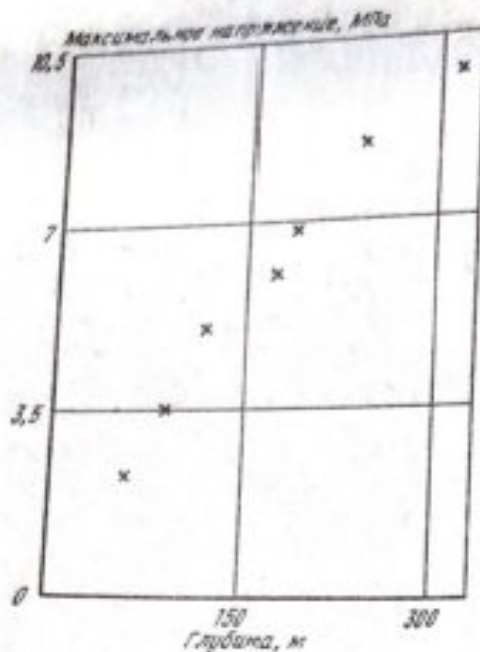
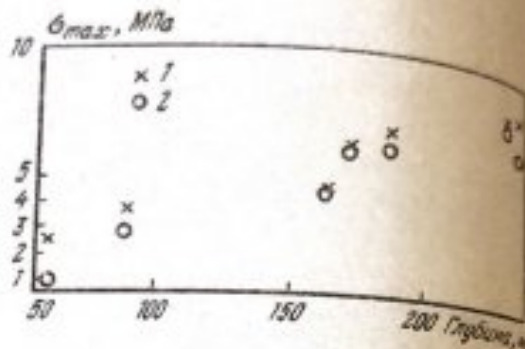


Рис. 2.7. Максимальные показания датчиков напряжения на разных глубинах скважины DS 4-6

Рис. 2.8. Максимальные напряжения $\sigma_{\max}$ при разных временах воздействия на окружающие скважину породы (для месторождения Прадхо Бей, скважина DS 4-6) 1 - 7 сут теплового воздействия; 2 - 35 сут теплового воздействия



Анализ результатов (см. рис. 2.6) показывает, что уровень максимальных напряжений смерзания практически не зависит от времени теплового воздействия на окружающие скважину породы. На рис. 2.8 перенесены результаты измерений датчиками максимальных напряжений $\sigma_{\max}$ на стенке трубы на разных глубинах при семи и 35-ти суточных циклах полного таяния мерзлых пород. Из рисунка следует, что несмотря на разброс экспериментальных данных не наблюдается значительного расхождения $\sigma_{\max}$ с ростом времени теплового воздействия.

Осевые нагрузки и заколонные давления смерзания были исследованы Г.С. Грязновым на скв. 501 месторождения Медвежье. Глубина спуска датчика осевых напряжений ДОН-1 186 м, датчика давления смерзания ДД-1 73 м (рис. 2.9). Датчики были установлены на колонне диаметром 324 мм. Осевые нагрузки и радиальные наружные давления измеряли непрерывно в процессе спуска обсадной колонны и в период ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ). Датчик осевых нагрузок, спущенный на колонне после 10-й трубы, зарегистрировал растягивающую (нижней частью колонны) осевую нагрузку $12 \cdot 10^4$ Н, что соответствует весу колонны.

При входе нижней части колонны в нерасширенный ствол на глубине 280-380 м датчик зарегистрировал уменьшение значения растягивающей нагрузки вплоть до 0 и возникновение сжимающих нагрузок $1-3 \cdot 10^4$ Н. При расхаживании колонны осевая нагрузка в колонне вновь становилась растягивающей и равной $1 \cdot 10^4$ Н. Давление в затрубном пространстве в период ОЗЦ в первые части твердения оставалось на уровне 1-1,1 МПа,

Максимальные напряжения на стенке труб при замерзании влагосодержащих масс относительно незначительны и не превышают предел текучести стали даже группы прочности Д ($\sigma_T = 380$ МПа).

3 Обобщение результатов промысловых и лабораторных экспериментов

Методика лабораторных экспериментов

– Замерзание жидкости моделировалось в **замкнутых жестких** сосудах, например, в автоклаве, который помещали в термобарокамеру и обдували потоком воздуха (граничные условия 1 рода на стеке автоклава – конвективный теплообмен).

Измеряли напряжения на стенке автоклава при замерзании в нем жидкости.

– Скорости замерзания жидкости значительно выше наблюдаемых на практике.

Расхождения в результатах лабораторных и промысловых экспериментов

– Промысловые исследования – максимальная радиальная нагрузка смерзания возникает не в зоне минимальных значения отрицательных температур, а в зоне подошвы ММП, т.е. в зоне нулевой изотермы.

– Лабораторные исследования – чем ниже температура замерзани жидкости, тем выше напряжения.

Величина давлений смерзания в лабораторных исследований на порядок выше, чем наблюдаемые на практике.

Гипотеза (с.34, [2])– Нарастание напряжений в направлении откровли к подошве мерзлоты ММП позволяют высказать предположение, что напряжения, возникающие в верхней части ММП, где наиболее низкие температуры, затем КАКИМ-ТО ОБРАЗОМ передаются вниз и в итоге увеличиваются.

Моделирование взаимодействия обсадных колонн с замерзающими горными породами водосодержащими массами (находящимися в заколонном пространстве) – неудовлетворительно.

Источники

1 Медведский Р.И. Строительство и эксплуатация скважин на нефть и газы вечномёрзлых породах. – М.: Недра, 1987, -230 с.

2 – Антипов В.И., В.Б. Нагаев, А.Д. Седых. Физические основы расчета устойчивости труб в скважинах в криолитозоне. – М.: Недра, 1995. – 166 с.

Практические занятия 6, 7

Тема: Отечественный и зарубежный опыт использования теплоизолированных труб

В скважине теплоизолированные (или термоизолированные) трубы можно использовать в качестве термозащитных экранов.

Целесообразнее всего для этой цели использовать термоизолированные **насосно-компрессорные трубы** (ТНКТ).

Это рационально исходя из общефизических представлений о том, что величина теплового потока от канала, по которому движется теплоноситель, обратно пропорциональна его диаметру.

Диаметр насосно-компрессорных труб меньше диаметра эксплуатационной колонны, поэтому теплоизоляция насосно-компрессорных труб с теплоэнергетической точки зрения наиболее эффективна.

Все остальные средства термозащитного экранирования, используемые совместно с термоизолированными насосно-компрессорными трубами, являются дополнительными и усиливающими основной эффект.

При использовании этих средств без ТНКТ термозащитный эффект существенно снижается.

Зарубежные конструкции

В зарубежной практике наиболее широкую известность приобрели теплоизолированные насосно-компрессорные трубы типа «Термокейз» (рисунок 1, а).

Принципиально «Термокейз» представляет собой конструкцию двух коаксиально зафиксированных по торцам стальной диафрагмой 3 наружных 1 и внутренних 2 труб, из которых несущими являются наружные, а **гибкий элемент 3** выполняет одновременно роль компенсатора линейных термических удлинений.

Изоляция 7 выполнена из макропористого полимерного материала, представляющего собой эластичное полотно толщиной 1,5 мм, многослойно обернутое *совместно с амальгамированной пластиковой пленкой (майларом)* вокруг цилиндриче-

ской основы, которая выполнена из упруго эластичного полистирола. Внутренняя и



Майлар (Mylar) как материал – это прочная, прозрачная пластиковая плёнка на основе полиэтилентерефталата. Необычный баланс физических, химических, электрических, тепловых и оптических свойств Майлара способствует выполнению материалом разных функций. Например, он используется как физический барьер защитных покрытий.

внешняя поверхности цилиндрической основы также покрыты амальгамой.

Цилиндрическая основа с обернутой вокруг нее тепловой изоляцией представляет собой теплоизоляционный модуль длиной 1,5 м, надеваемый при сборке теплоизолированной секции на внутреннюю трубу 2.

Выполненное таким образом теплоизолированное покрытие по всей трубе дополнительно в межтрубной полости не фиксируется.

После сборки труб теплоизолированная полость вакуумируется или заполняется низкотемпературным газом (например, криптоном) через специальные отверстия 9.

Для предотвращения повреждения изоляции 7 при сварке диафрагм 3 *между ними* устанавливается **жаростойкое кольцо 5** из асбестового материала, которое одновременно служит и теплоизолятором.

Снижение тепловых потерь в соединениях достигается установкой торцовых теплоизоляционных **уплотнений 4** различной конфигурации.

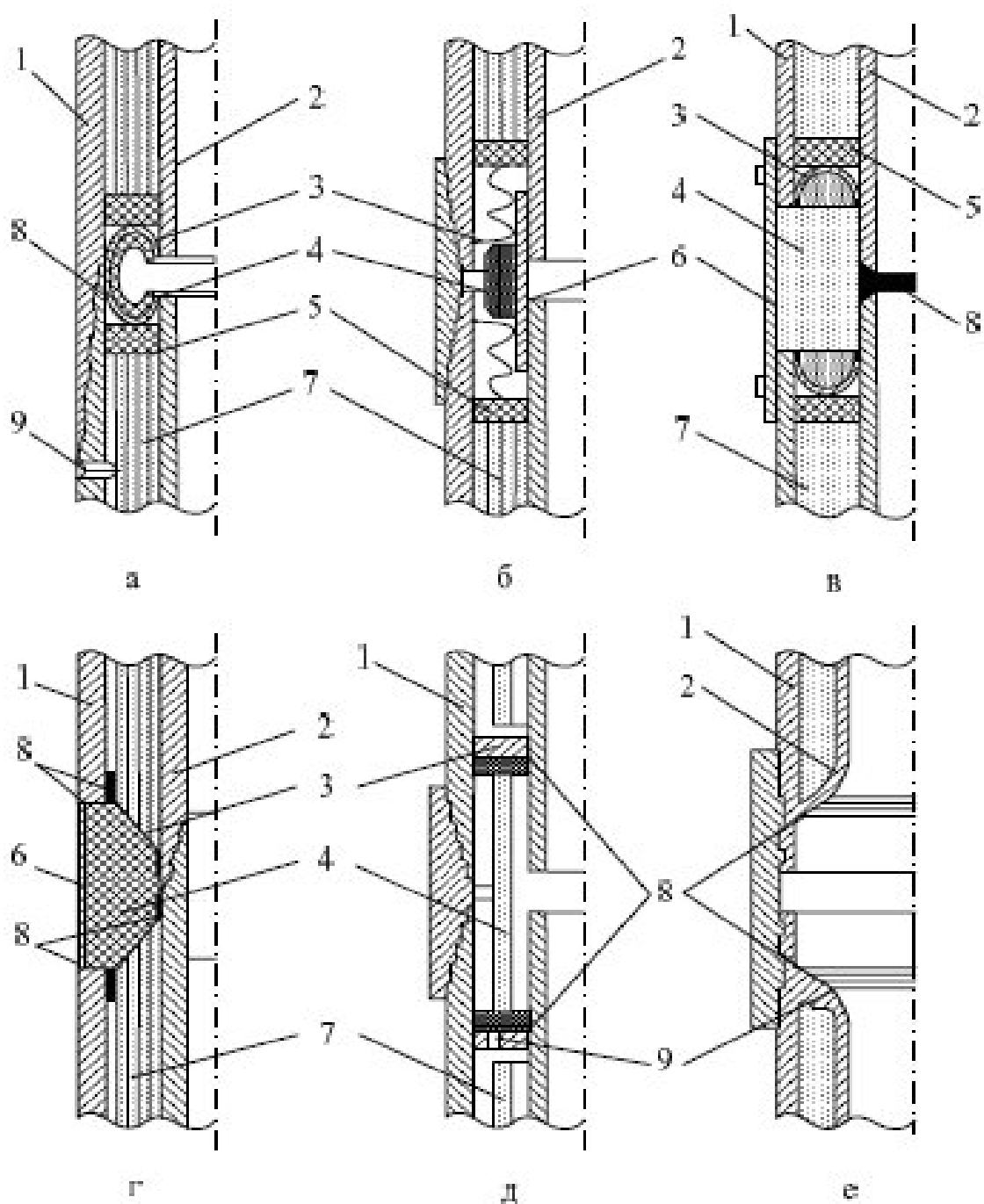


Рисунок 1 – Зарубежные конструкции теплоизолированных труб:

1 – наружная труба; 2 – внутренняя труба; 3 – торцевая диафрагма; 4 – торцевое теплоизоляционное уплотнение; 5 – жаростойкое кольцо; 6 – покрытие; 7 – тепловая изоляция; 8 – сварной шов; 9 – отверстие для вакуумирования

Отметим, что торцевая диафрагма 3 является чрезвычайно нагруженным узлом соединения, подверженным сложным циклическим деформациям при компенсации термических деформаций труб.

Для повышения надежности этого узла в условиях значительной разности воздействующих на наружную и внутреннюю трубы температур торцевое соединение 3 может выполняться в виде *сильфонного* устройства (рисунок 1, б).

Сильфонные уплотнения различных размеров. **Сильфóн** (от англ. фирменного названия Sylphon) — упругая однослойная или многослойная гофрированная оболочка из металлических, неметаллических и композиционных материалов, сохраняющая прочность и плотность при многоцикловых деформациях сжатия, растяжения, изгиба и их комбинаций под воздействием внутреннего или внешнего давления, температуры и механических нагрузений.

С целью разгрузки диафрагмы 3 от циклических нагрузок при температурных удлинениях предложена конструкция теплоизолированной пенополиуретановой секции, сборка которой в теплоизолированную колонну осуществляется путем сварки торцов 8 внутренних труб 2 (рисунок 1, в).

Сварка производится через зазор между торцами наружных труб 1. После завершения сварки этот зазор заполняется пенополиуретановым торцевым теплоизоляционным уплотнением 4, удерживаемым в трубе покрытием 6, с фиксацией его при помощи хомутов.

Такая конструкция исключает возникновение напряжений в диафрагме 3 при термических линейных удлинениях внутренней трубы 2.

Развитие этой идеи прослеживается в конструкции теплоизолированных труб, представленных на рисунок 1, г.

Здесь торцы коаксиальных труб крепятся между собой с помощью упорных приварных конусов 3, а сборка теплоизолированных секций в колонну осуществляется традиционным свинчиванием внутренних труб 2, что значительно повышает технологичность и безопасность работ при спуске колонны. Торцевой зазор после свинчивания заполняют теплоизолирующим материалом эластомером 4 с полимерным фиксирующим покрытием 6.

И, наконец, существует класс **вакуумированных** труб.

В конструкции, представленной рисунок 1, д, межтрубная полость, герметизированная приваренными диафрагмами 3, вакуумируется через отверстие 9 и содержит теплоизоляционный экран 7 из твердого поропласта.

Такой же экран 4 использован в качестве торцевого теплоизолятора. Термозащитная надежность таких конструкций проблематична из-за абсолютно жесткой связи между внутренней и наружной трубами, а также из-за наличия значительного количества сварных швов.

По замыслу конструкторов фирмы «Бейкер Пэкер», этих недостатков лишена вакуумированная секция, изображенная на рисунок 1, е.

Межтрубная полость этой конструкции образуется сваркой под давлением торцов внутренних 2 и наружных 1 труб, что предполагает наличие лишь двух сварных швов 8.

Вакуумирование осуществляется через отверстие 9 на внутренней трубе 2, которая не является несущей.

Компенсация температурных напряжений на этой трубе осуществляется за счет деформации ее средней части.

Обращает на себя внимание отсутствие тепловой изоляции в узлах соединения.

Отечественные конструкции теплоизолированных труб

Из отечественных конструкций в промышленной практике использованы в 1980 г. на Южно-Соленинском газоконденсатном месторождении теплоизолированные насосно-компрессорные трубы, разработанные и изготовленные ВНИИГАЗом.

Принципиально конструкция этих труб (рисунок 2, а) включает наружную 1 и внутреннюю 2 трубы диаметром соответственно 0,168 и 0,073 м с толщиной стенки 0,0090 и 0,0055 м, (сталь группы прочности Д), концевые полуторовые диафрагмы 3 из нержавеющей стали, привариваемые аргоновой сваркой 8 к торцам труб, теплоизоляцию 7 из пенополиуретана ППУ-308М, вспениваемого непосредственно в межтрубном пространстве через отверстия 9, и теплоотражающий альфольевый экран 5.

«Альфоль» – новый теплоизоляционный материал, представляющий собой ленту гофрированной бумаги с наклеенной на гребне гофров алюминиевой фольгой.

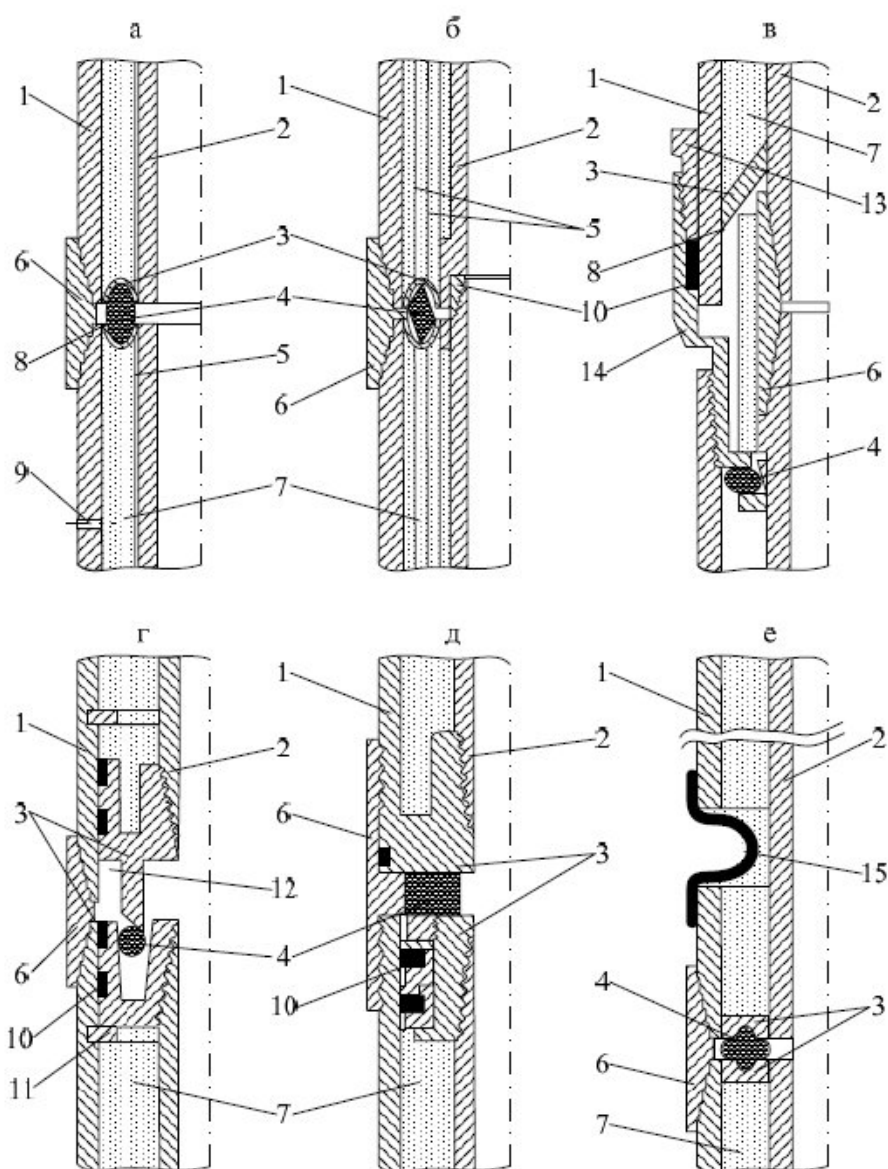


Рисунок 2 – Термоизолированные трубы отечественных конструкций:

1 – наружная труба; 2 – внутренняя труба; 3 – торцевая диафрагма; 4 – торцевое теплоизоляционное уплотнение; 5 – теплоотражающий альфолевый экран; 6 – муфта; 7 – тепловая изоляция; 8 – сварной шов; 9 – отверстие для вспенивания полиуретана; 10 – уплотнение; 11 – стопорное кольцо; 12 – воздушная полость; 13 – поджимная гайка; 14 – фасонная муфта; 15 – гофрированная диафрагма

Несущими трубами являются наружные, свинчивание которых осуществляется с помощью стандартной муфты 6.

Торцы труб уплотняются резиновым кольцом 4.

Средний фактический эффективный коэффициент теплопроводности составил $0,051 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$.

Промысловые испытания этих труб на скважине с устьевой температурой газа 20,5°С показали, что они обеспечивают сохранность отрицательной температуры на контакте крепи скважины с мерзлым массивом.

В контрольной скважине за тот же период температура ее стенки составила 7,4°С.

Однако рассмотренная конструкция труб **не предназначена** для работы в условиях значительного перепада температур между внутренними и наружными трубами.

При этом слабым звеном является торцевая диафрагма 3, выполняющая роль компенсатора термических удлинений.

Стендовые испытания показали, что выход из строя этой диафрагмы возможен в пределах первого десятка циклических изменений температуры.

В связи с этим в конструкциях труб для нефтедобывающих и теплонагнетательных скважин, предназначенных для работы в мерзлоте, большое внимание уделяют разработке узлов герметизации стыков и компенсации термических удлинений.

Задача герметизации стыков решалась путем установки между торцами внутренней трубы 2 (рисунок 2, б) специальной уплотнительной втулки 10, изготовленной из ковкого металла.

Перед свинчиванием теплоизолированных секций эта втулка устанавливается на верхний торец внутренней трубы 2, выполненный в виде усеченного конуса с наружной резьбовой насечкой.

Нижний ответный торец внутренней трубы 2 имеет расточку в виде полумуфты для осесимметричного поджатия втулки 10 при свинчивании секций.

Мягкий металл затекает в выемки резьбовой насечки и плотно растекается во внутреннем пространстве верхней торцевой полумуфты, обеспечивая надежность герметизации стыков внутренних труб 2.

После развинчивания секций ковкий металл пригоден к восстановлению формы путем его переплавки.

Компенсация термических удлинений решается так же, как и в предыдущей конструкции (рисунок 2, а).

В качестве тепловой изоляции используется базальтовое волокно 7 в виде полотна толщиной 1,5...3,0 мм с теплоотражающими альфоловыми экранами 5.

При этом коэффициент эффективной теплопроводности трубы составляет 0,044Вт/(м· °С), а теплопроводность теплоизоляции (21 слой базальтового волокна с альфолью) – 0,0317Вт/(м· °С).

Задача герметизации стыков и компенсации термических удлинений, представленная на рисунок 2, в, решена несколько иначе.

Несущими здесь являются внутренние трубы 2, жестко связанные приварной воронкообразной диафрагмой 3 с наружной трубой 1.

Другой конец этой трубы снабжен фасонной муфтой 14 с уплотнением 10. После свинчивания труб 2 по муфте 6 и свободного сочленения конца трубы 1 с фасонной муфтой 14 укладывается уплотнительный шнур 10 и поджимается гайкой 13. Этим достигается герметизация стыков.

Компенсация температурных удлинений, возникающих во внутренней трубе, осуществляется перемещением торца наружной трубы 1 относительно уплотнения 10, поверхности фасонной муфты 14 и поджимной гайки 13.

Теплоизоляционная полость 7 герметизируется приваркой диафрагмы 3 с одной стороны и специальным уплотнительным узлом 4 с другой.

Гидравлические испытания опытного образца такой трубы показали ненадежность сварного шва 8 и уплотнительного узла 4.

Самостоятельно разобраться в особенностях конструкций, приведенных на рисунках 2, г, д, е.

Практические занятия 8,9

Тема: Модель надежности скважины, сооружаемой в ММП и расчет срока ее безопасной эксплуатации

Условие задачи

Допустим, что остаточный ресурс скважины по данным первой экспертизы промышленной безопасности (ЭПБ) составляет $T_{\text{ост}} = 30$ лет.

Требуется определить срок ее безопасной эксплуатации.

ТЕОРИЯ [1]

Срок безопасной эксплуатации T_B (годы) при первой ЭПБ скважин рассчитывается по формуле (1)

$$T_B = T_{\text{ост}} \cdot C, \quad (1)$$

где $T_{\text{ост}}$ – остаточный ресурс скважины, годы;

C – коэффициент снижения остаточного ресурса.

Величина коэффициента C определяется в зависимости от значения коэффициента надежности скважины K .

В таблице 1 приведены значения коэффициента K , уровни надежности скважин и соответствующие величины коэффициента C .

Таблица 1 – Уровни надежности скважины и соответствующие значения коэффициентов K и C

Коэффициент надежности скважины, K	Уровень надежности скважины	Коэффициент снижения остаточного ресурса, C
0,8 – 1,0	Очень высокая	0,9
0,64 – 0,8	Высокая	0,7
0,37 – 0,64	Средняя	0,5
0,2 – 0,37	Низкая	0,3
0,0 – 0,2	Очень низкая	0

Суть методики расчета сроков безопасной эксплуатации скважин, находящихся в эксплуатации, составляет определение коэффициента надежности К.

Коэффициент надежности скважины рассчитывается по формуле (2)

$$K = \frac{\prod_{i=1}^5 (a_i \cdot d_i) - 1}{2}, \quad (2)$$

где a_i – код характеристики состояния i -го объекта (влияющего на надежность скважины);

d_i – весовой коэффициент, отражающий степень влияния i -го объекта на надежность скважины.

Значения весовых коэффициентов объектов приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Весовые коэффициенты объектов

Объект	Весовой коэффициент d_i
Эксплуатационная колонна	0,35
Межколонное пространство	0,24
Приустевой участок	0,1
Устьевое оборудование	0,31

Таблица 3 – Характеристики состояния и степень надежности эксплуатационной колонны

Характеристика состояния	Степень надежности	Код, a_1
В процессе эксплуатации отмечалась негерметичность колонны по резьбовым соединениям. Ремонтные работы по устранению негерметичности резьбовых соединений колонны выполнялись два и более раз. Соединения труб с треугольной резьбой.	Малая	1
В процессе эксплуатации отмечалась негерметичность колонны по резьбовым соединениям. Ремонтные работы по устранению негерметичности резьбовых соединений колонны выполнялись один раз. Соединения труб с трапецидальной резьбой муфтовые ОТТМ, ОТТГ (согласно ГОСТ 632).	Средняя	2
В процессе эксплуатации колонна сохранила герметичность. Соединения труб содержат узел герметизации металл-металл.	Большая	3

Таблица 4 – Характеристики состояния и степень надежности приустьевого участка

Характеристика состояния	Степень надежности	Код, а ₂
Соединение обсадной колонны с устьевым оборудованием сварное или нестандартное; тип сварного соединения – нахлесточное; трубы сварены из листового проката вертикальным швом; сварной шов недоступен для контроля; сварной шов с дефектами. Наружная поверхность обсадной колонны имеет общее и локальные коррозионные повреждения (раковины).	Малая	1
Соединение обсадной колонны с устьевым оборудованием сварное или нестандартное; тип сварного соединения: угловое, обварочное. Наружная поверхность обсадной колонны имеет общее коррозионное повреждение.	Средняя	2
Соединение обсадной колонны с устьевым оборудованием колонной головкой. Коррозионное повреждение наружной поверхности колонны отсутствует.	Большая	3
Примечания 1 При обвязке устья скважины нестандартным устьевым оборудованием приустьевым участком скважины является зона, расположенная между сварным швом с фланцем устьевого оборудования и верхним срезом направления. 2 При обвязке устья скважины стандартным устьевым оборудованием, приустьевым участком скважины является зона, расположенная между корпусом нижней колонной головки и верхним срезом направления.		

Таблица 5 – Характеристики состояния и степень надежности устьевого оборудования

Характеристика состояния	Степень надежности	Код, а ₃
Нестандартный фланец со стальными полукольцами или иное нестандартное уплотнение.	Малая	1
Стандартный колонный фланец.	Средняя	2
Стандартная колонная головка со стандартным соединением и уплотнением.	Большая	3

Таблица 6 – Характеристики состояния и степень надежности межколонного (и заколонного) пространства

Характеристика состояния	Степень надежности	Код, a_5
Межколонные (и заколонное) давления имеют допускаемые значения. В течение трех предшествующих лет (последних трех циклов работы скважины на закачку-отбор) наблюдается динамика увеличения межколонных давлений и ухудшения сцепления цементного камня с эксплуатационной колонной.	Малая	1
Межколонные (и заколонное) давления имеют допускаемые значения. В течение трех предшествующих лет (последних трех циклов работы скважины на закачку – отбор) динамика увеличения межколонных (и заколонного) давлений и ухудшения сцепления цементного камня с эксплуатационной колонной отсутствует.	Средняя	2
Межколонные (и заколонное) давления отсутствуют.	Большая	3

Пример расчета продлеваемого срока безопасной эксплуатации скважины подземного хранилища газа при первой ЭПБ

Допустим, что при первой экспертизе промышленной безопасности скважины ПХГ ее остаточный ресурс (определяемый техническим состоянием эксплуатационной колонны и расположенной за ней цементной оболочки) составил $T_{ост} = 40$ лет.

В таблице А.1 приведены установленные экспертами характеристики состояния объектов, влияющих на надежность эксплуатации скважины.

Таблица А.1 – Характеристики состояния объектов

Название объекта	Характеристика состояния	Степень надежности	Код	Весовой коэффициент d_i
Эксплуатационная колонна	В процессе эксплуатации отмечалась негерметичность колонны по резьбовым соединениям. Ремонтные работы по устранению негерметичности резьбовых соединений колонны выполнялись один раз. Соединения труб ОТТГ.	Средняя	2	0,35
Межколонное (и заколонное) пространство	Межколонные (и заколонное) давления имеют допускаемые значения. В течение трех предшествующих лет (последних трех циклов работы скважины на закачку-отбор) наблюдается динамика увеличения межколонных давлений и	Малая	1	0,24

	ухудшения сцепления цементного камня с эксплуатационной колонной.			
Приустевой участок	Соединение обсадной колонны с устьевым оборудованием колонной головкой; стыковым сварным швом.	Большая	3	0,1
Устьевое оборудование	Стандартная колонная головка; колонный фланец со стандартным соединением.	Большая	3	0,31

В соответствии с формулой (2)

$$K = \frac{(2 \times 0,35 + 1 \times 0,24 + 3 \times 0,1 + 3 \times 0,31) - 1}{2} = \frac{1,17 - 1}{2} = 0,085$$

В соответствии с таблицей 2 определяем уровень надёжности скважины и коэффициент снижения срока эксплуатации. Значение коэффициента К расположено в интервале значений (0,37 – 0,64), при этом уровень надёжности скважины оценивается как средний и коэффициент С = 0,5.

Срок безопасной эксплуатации скважин согласно формуле (1) равен 20 годам.

Источник

1 СТО Газпром 2-3.5-770-2013 Методика расчета сроков безопасной эксплуатации скважин подземного хранения газа.

Задание на практику 9

В своем примере задайте самостоятельно:

- объекты, входящие в систему надежности скважины;
- весовой коэффициент каждого объекта.

П р и м е ч а н и е – сумма весовых коэффициентов должна быть равна единице.

- описание характеристики состояния объекта;
- код состояния объекта.

Определите коэффициенты K и C .

Рассчитайте срок безопасной эксплуатации скважины.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕ-
ГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по организации и проведению самостоятельной работы
по дисциплине «СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД»
для студентов направления подготовки /специальности

21.04.01 Нефтегазовое дело

Направленность (профиль)/специализация Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях

Ставрополь, 2026

Методические рекомендации предназначены для студентов вуза «Северо-Кавказский федеральный университет»

Цели методических рекомендаций:

1. Методическое сопровождение процесса введения и реализации требований Федерального государственного образовательного стандарта высшего профессионального образования (далее ФГОС ВО), помощь при разработке рабочих учебных программ дисциплин и профессиональных модулей образовательной программы (далее ОП).

2. Создание в образовательном учреждении учебно-методического обеспечения образовательного процесса.

Методические рекомендации определяют сущность самостоятельной работы студентов в вузе, её назначение, планирование, формы организации и виды контроля.

Содержание

I. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО	70
II. Назначение и виды самостоятельной работы студентов.....	71
III. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями.....	72

I. Нормативное обеспечение самостоятельной работы в ФГОС ВО

1.1. ФГОС раздел: «Требования к условиям реализации ОП»:

– Требования к обязательному минимуму содержания основной образовательной программы подготовки инженера, к условиям ее реализации и срокам ее освоения определяются настоящим федеральным государственным образовательным стандартом;

– образовательная программа подготовки инженера состоит из дисциплин федерального компонента, дисциплин национально-регионального (вузовского) компонента, дисциплин по выбору студента, а также факультативных дисциплин. Дисциплины вузовского компонента и дисциплины по выбору студента в каждом цикле должны содержательно дополнять дисциплины, указанные в федеральном компоненте цикла;

– максимальный объем учебной нагрузки студента устанавливается 54 часа в неделю, включая все виды аудиторной и внеаудиторной (самостоятельной) учебной работы.

Во время самостоятельной подготовки обучающиеся должны быть обеспечены доступом к сети Интернет. Реализация основной образовательной программы подготовки магистранта должна обеспечиваться доступом каждого студента к библиотечным фондам и базам данных, формируемым по полному перечню дисциплин основной образовательной программы из расчета обеспеченности учебниками и учебными пособиями не менее 0.5 экземпляра на одного студента. Библиотека вуза должна иметь достаточное количество современных учебников и учебных пособий по всем циклам дисциплин и постоянно восполняться научной литературой и периодическими изданиями нефтегазового профиля

Объем времени, отведенный на внеаудиторную самостоятельную работу, находит отражение:

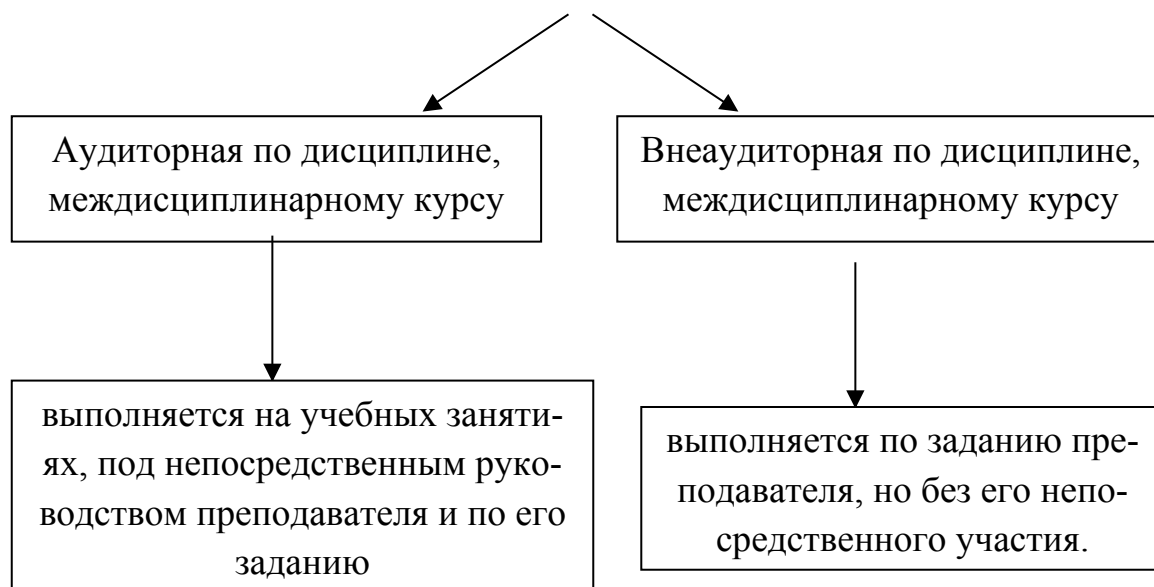
- в рабочем учебном плане – в целом по теоретическому обучению, каждому из циклов дисциплин, профессиональных модулей и междисциплинарных курсов,
- в рабочих программах учебных дисциплин, профессиональных модулей и междисциплинарных курсов с распределением по разделам или конкретным темам.

II. Назначение и виды самостоятельной работы студентов.

Самостоятельная работа проводится с целью:

- систематизации и закрепления полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- углубления и расширения теоретических знаний;
- формирования умений использовать нормативную, правовую, справочную документацию и специальную литературу;
- развития познавательных способностей и активности студентов: творческой инициативы, самостоятельности, ответственности, организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, совершенствованию и самоорганизации;
- формирования практических (общеучебных и профессиональных) умений и навыков;
- развитию исследовательских умений.

В учебном процессе ОУ выделяются два вида самостоятельной работы:



Внеаудиторная самостоятельная работа - планируемая учебная, учебно-исследовательская, научно-исследовательская работа студентов, выполняемая во внеаудиторное время по заданию и при методическом руководстве преподавателя, но без его непосредственного участия.

III. Контроль самостоятельной работы студентов преподавателями.

Контроль самостоятельной работы студентов предусматривает:

- соотнесение содержания контроля с целями обучения;
- объективность контроля;
- валидность контроля (соответствие предъявляемых заданий тому, что предполагается проверить);
- дифференциацию контрольно-измерительных материалов.

Формы контроля самостоятельной работы

1. Просмотр и проверка выполнения самостоятельной работы преподавателем.
2. Самопроверка, взаимопроверка выполненного задания в группе.
3. Обсуждение результатов выполненной работы на занятии.
4. Тестирование.
5. Письменный опрос.
6. Устный опрос.
7. Индивидуальное собеседование.
8. Коллоквиум.
9. Отчет о проделанной работе.
10. Защита рефератов или курсовой работы.
11. Творческий конкурс.
12. Интернет - конференции.
13. Контрольная работа.

Критерии оценки результатов самостоятельной работы

Критериями оценок результатов внеаудиторной самостоятельной работы студента являются:

- уровень освоения студентами учебного материала;

- умения студента использовать теоретические знания при выполнении практических задач;
- сформированность общеучебных умений;
- умения студента активно использовать электронные образовательные ресурсы, находить требующуюся информацию, изучать ее и применять на практике;
- обоснованность и четкость изложения ответа;
- оформление материала в соответствии с требованиями;
- умение ориентироваться в потоке информации, выделять главное;
- умение четко сформулировать проблему, предложив ее решение, критически оценить решение и его последствия;
- умение показать, проанализировать альтернативные возможности, варианты действий;
- умение сформировать свою позицию, оценку и аргументировать ее.

Содержание внеаудиторной самостоятельной деятельности студентов

Методические указания для студентов по выполнению самостоятельной работы:

1. Подготовка к лекциям
2. Подготовка к практическим занятиям
3. Решение задач