

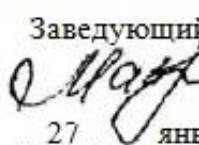
Учреждение образования  
«Гомельский государственный университет имени Франциска Скорины»  
Институт повышения квалификации и переподготовки кадров

Кафедра социально-гуманитарных дисциплин


СОГЛАСОВАНО

СОГЛАСОВАНО

Заведующий кафедрой  
И.А.Мазурок

  
27 января 2017 г.

Директор ИПК и ПК  
Ю.В.Кравченко

  
27 января 2017 г.

**УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ПО УЧЕБНОЙ ДИСЦИПЛИНЕ**

Буровые и тампонажные растворы

для специальности 1-510271 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Составитель: О.В. Шершнёв

Рассмотрено и утверждено  
на заседании научно-методического совета  
учреждения образования «Гомельский  
государственный университет  
имени Франциска Скорины» 30 января 2017 г.,  
протокол № 6

**СОСТАВИТЕЛЬ:**

О.В. Шершнёв, кандидат географических наук, доцент кафедры социально-гуманитарных дисциплин

**РЕЦЕНЗЕНТЫ:**

кафедра географии УО «Витебский государственный университет имени П.М. Машерова»

М.Г. Ясовеев, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры географии и методики преподавания географии УО «Белорусский государственный университет имени М. Танка»

## **Содержание**

Пояснительная записка

1 Теоретический раздел ЭУМК.

1.1 Конспект лекций «Буpовые и тампонажные pаствоpы»

1.2 Глоссарий. Основные термины и понятия необходимые для изучения дисциплины «Буpовые и тампонажные pаствоpы»

2 Практический раздел ЭУМК

Методические рекомендации для выполнения практических работ по дисциплине «Буpовые и тампонажные pаствоpы»

3 Раздел контроля знаний ЭУМК

Вопросы к зачету по дисциплине «Буpовые и тампонажные pаствоpы»

4 Вспомогательный раздел ЭУМК

4.1 Типовой учебный план переподготовки по специальности 1–510271 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» заочной формы получения образования

4.2 Список учебных изданий рекомендуемых для изучения учебной дисциплины «Буpовые и тампонажные pаствоpы»

## Пояснительная записка

Успешное строительство нефтяных и газовых скважин в значительной степени определяется составом и свойствами буровых растворов, которые должны обеспечить бурение скважин без осложнений и качественное вскрытие продуктивного пласта. Для решения этих задач буровые растворы должны выполнять ряд функций (удалять продукты разрушения из скважины, охлаждать породоразрушающий инструмент, обеспечивать предупреждение осложнений и др.), которые в свою очередь определяются набором свойств (структурно-механических, реологических, фильтрационных и др.).

При гидравлическом способе удаления продуктов разрушения с забоя скважины они транспортируются на поверхность потоком жидкости, движущейся в скважине с определенной скоростью. Жидкость называется **буровым промывочным раствором** или **просто буровым раствором (БР)**.

Цементировочные работы являются заключительным этапом строительства скважины, и неудачи при их выполнении могут свести к минимуму успехи предыдущей работы, вплоть до потери скважины. Поэтому успешность их проведения во многом обуславливается надежностью тампонажного раствора.

Приготовление сложных по составу буровых растворов, определение параметров и оперативный контроль их качества в процессе бурения, требуют знаний методов определения параметров бурового раствора. Все это подчеркивает важность глубокого изучения методики измерения основных показателей свойств буровых и тампонажных растворов.

Целью изучения дисциплины «Буровые и тампонажные растворы» является овладение слушателями знаниями и навыками в области технологии применения буровых и тампонажных растворов.

Задачи дисциплины:

- усвоение слушателями важнейших понятий и определений в области применения буровых и тампонажных растворов;
- изучение классификаций буровых и тампонажных растворов;
- изучение принципов действия, применения и характеристик технических средств, используемых при определении параметров бурового раствора;
- формирование у слушателей навыков обосновывать выбор буровых и тампонажных растворов.

ЭУМК включает разделы: теоретический практический, контроля знаний и вспомогательный.

Теоретический раздел ЭУМК включает конспект лекций для теоретического изучения учебной дисциплины в объеме, установленном типовым учебным планом по специальности 1–510271 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», а также основные термины и понятия необходимые для изучения дисциплины «Буровые и тампонажные растворы».

Практический раздел ЭУМК содержит задания и методические рекомендации для выполнения практических работ. В конце каждой работы при-

водится список вопросов по тематике практической работы. Текущая форма контроля знаний осуществляется путем защиты практических работ.

Раздел контроля знаний ЭУМК содержит материалы итоговой аттестации (вопросы к зачету), позволяющие определить соответствие результатов учебной деятельности слушателей требованиям образовательного стандарта высшего образования и учебно-программной документации образовательных программ высшего образования.

Вспомогательный раздел ЭУМК включает типовой учебный план переподготовки и перечень учебных изданий рекомендуемых для изучения учебной дисциплины.

## **1 Теоретический раздел ЭУМК**

### **1.1 Конспект лекций по дисциплине «Буровые и тампонажные растворы»**

#### **Принятые сокращения**

БР – буровой раствор

ТР – тампонажный раствор

СНС – статическое напряжение сдвига

ДНС – динамическое напряжение сдвига

ПАВ – поверхностно-активные вещества

БШ – буровой шлам

СПО – спуско-подъемные операции

КРК – кислоторастворимый кольматант

СКВ – соляно-кислотная ванна

СКО – соляно-кислотная обработка

БПР – биополимерный раствор

## Лекция 1 Назначение буровых растворов при бурении скважин

- 1 Основные функции буровых растворов
- 2 Дополнительные функции буровых растворов
- 3 Требования к буровым растворам

### 1 Основные функции буровых растворов

К основным функциям БР относятся:

- разрушение забоя скважины;
- удаление выбуренной породы (БШ) с забоя скважины;
- транспортировка бурового шлама на поверхность;
- охлаждение долота;
- передача гидравлической энергии забойному двигателю (при турбинном бурении и бурении с винтовым забойным двигателем).

**Разрушение забоя скважины.** Промывка является одной из основных операций при разрушении забоя, особенно при бурении рыхлых пород. Их размыв на забое за счет гидромониторного эффекта высокоскоростной струей бурового раствора, вытекающей из насадок долота, вносит не меньший вклад в скорость проходки скважины, чем механическое разрушение забоя вращающимися режущими элементами долота. С целью интенсификации размыва забоя циркулирующим БР применяют составы высокоабразивных растворов (абразивно-струйное бурение).

Для максимального использования кинетической энергии вытекающей из насадок долота струи БР для разрушения забоя, увеличивают до предела гидравлическую мощность, срабатываемую на долоте, или силу гидравлического удара струи о забой. И в том, и в другом случаях пытаются реализовать необходимую подачу буровых насосов с одновременным доведением до верхнего предела давления нагнетания бурового раствора. В результате этого, одновременно с интенсификацией размыва забоя, часто отмечаются отрицательные явления: резкое увеличение энергетических затрат на циркуляцию, размыв ствола в неустойчивом разрезе потоком в кольцевом пространстве, ухудшение условий механического разрушения забоя долотом в результате повышения дифференциального давления, поглощение бурового раствора в связи с возрастанием гидродинамического давления на пласты и др.

Поэтому важно в каждом конкретном случае установить оптимальное соотношение показателей процесса промывки, определяющих способность бурового раствора разрушать забой скважины.

**Очистка забоя скважины** способствует достижению максимальной скорости бурения за счет эффективной очистки забоя от выбуренной породы.

Наилучшие условия разрушения создаются при минимальной разнице гидростатического и порового давлений в разбуриваемых породах. Механическая скорость бурения повышается при обработке раствора реагентами, понижающими, поверхностное натяжение (ПАВ). Существенное влияние

оказывает величина мгновенной фильтрации раствора, чем она больше, тем выше механическая скорость.

Для улучшения очистки забоя на практике увеличивают вязкость БР или его подачу к забою через насадки долота. Наиболее предпочтителен второй метод, так как увеличение вязкости раствора сопровождается снижением скорости бурения и ростом энергетических затрат. Однако и второй метод в каждом конкретном случае требует технико-экономического обоснования, так как при повышении скорости циркуляции интенсифицируется размыв стенок ствола, в результате чего увеличивается количество шлама в БР, растет каверзность ствола. Эти отрицательные явления приводят к снижению эффективности работы оборудования для очистки БР, увеличение затрат на ремонт насосов и вертлюгов, перерасходу материалов на приготовление и обработку буровых растворов, излишним энергетическим затратам, ухудшению качества крепления скважин.

**Транспортировка БШ на дневную поверхность.** Качество очистки скважины от БШ (скорость и степень) зависит от скорости восходящего потока, которая определяется производительностью насосов.

На эффективность выноса породы влияет удельный вес, вязкость и ДНС БР. Для удаления частиц породы необходимо, чтобы скорость восходящего потока была выше скорости их осаждения. Скорость осаждения частиц в неподвижном растворе зависит от их размеров и форм, разницы удельных весов раствора и частицы, вязкости раствора и особенно его тиксотропных свойств. В тиксотропных растворах при прекращении циркуляции образуется достаточно прочная структура, которая препятствует осаждению частиц.

**Охлаждение и смазка долот, бурильных труб.** Благодаря присутствию промывочной жидкости коэффициент трения между долотом и разрушаемой породой, а также между вращающимся бурильным инструментом и стенками скважины значительно уменьшается, а теплота, образующаяся вследствие трения, рассеивается потоком жидкости. Кроме того, на стенках скважины образуется скользкая корка, которая уменьшает силы трения труб при вращении и СПО.

Существенно понижают коэффициент трения смазывающие добавки. Желательно увеличивать содержание смазочных добавок в буровом растворе. Однако при большом содержании этих добавок заметно снижается механическая скорость проходки, особенно при бурении долотами истирающего типа.

**Передача гидравлической энергии забойному двигателю.** Рабочий элемент гидравлического забойного двигателя (турбобура) – турбина (рисунок 1). Каждая ступень турбины состоит из статора и ротора. Промывочная жидкость, пройдя между лопатками статора, меняет свое первоначальное направление и разбивается на потоки, направленные под углом к оси машины. Затем жидкость поступает в ротор, с лопатками расположенными в обратном направлении. Жидкость взаимодействует с лопатками ротора и передает ему часть гидравлической энергии, которая вызывает появление на роторе крутящего момента.



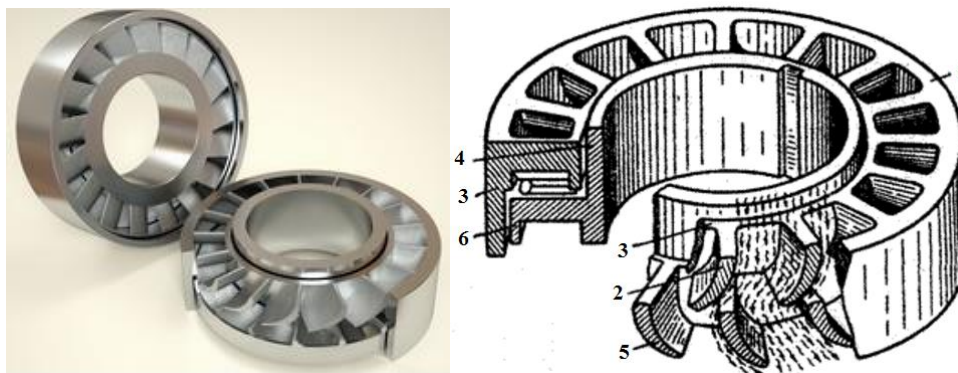


Рисунок 1 – Общий вид статора и ротора турбобура и принцип действия турбины: 1 – наружное кольцо статора; 2 – лопатки статора; 3 – внутренний обод статора; 4 – внутренне кольцо ротора; 5 – лопатки ротора; 6 – наружный обод ротора.

## 2 Дополнительные функции буровых растворов

К дополнительным функциям БР относятся:

- создание достаточного давления на вскрытые скважиной пласты, чтобы исключить нефте- газо- и водопроявлений;
- формирование на стенках скважины тонкой, но прочной и малопроницаемой фильтрационную корки, предотвращающей проникновение БР или его фильтрата в породы;
- удержание во взвешенном состоянии твердой фазы при временном прекращении циркуляции;
- предотвращение возникновения осыпей и обвалов;
- обеспечение сохранения естественной проницаемости коллектора;
- снижение веса бурильной или обсадной колонны, находящихся в скважине за счет выталкивающей силы, уменьшая нагрузку, действующую на подъемный механизм буровой установки;
- предохранение бурового инструмента и оборудования от коррозии и абразивного износа;
- обеспечение проведения геофизических исследований;
- обеспечение сокращения затрат на крепление скважин.

**Предупреждение нефте-, газо- и водопроявлений.** Давление жидкости или газа, содержащихся в проницаемых пластах, зависит от глубины их залегания и других факторов. Давление бывает нормальным для данной глубины, а может быть аномально высоким – значительно выше гидростатического или аномально низким, т.е. значительно ниже гидростатического. Поэтому в первом случае плотность бурового раствора должна быть такой, чтобы давление столба раствора было несколько выше пластового давления и препятствовало перетоку жидкости или газа из пласта в скважину как при бурении, так и во время СПО.

Во втором случае плотность раствора должна быть такой, чтобы давление раствора было равно или несколько ниже (бурение на депрессии) для предотвращения поглощения раствора и гидроразрыва пласта. Требуемая величина плотности бурового раствора, в зависимости от пластового давления и глубины залегания пласта, регламентируется правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности при бурении скважин на нефть и газ.

**Формирование на стенках скважины малопроницаемой фильтрационной корки.** БР должен образовывать на стенке скважины, сложенной проницаемыми горными породами, тонкую глинистую корку с низкой проницаемостью с целью укрепления стенок скважины и предупреждения поглощения бурового раствора.

Фильтрационная корка из твердой фазы раствора образуется на стенках скважины под влиянием разницы гидростатического давления столба раствора и пластового давления.

В верхней части разреза корка консолидирует несцементированные пески и обеспечивает их устойчивость. Одновременно, корка фактически разобщает скважину и проницаемые пласты. Однако при большой величине водоотдачи на стенке скважины образуется толстая фильтрационная корка, что отрицательно влияет на состояние скважины. Во-первых, велика вероятность дифференциального прихвата; во-вторых, на толстую и рыхлую корку, как правило, прилипает шлам, происходит сужение ствола скважины с последующими осложнениями.

**Удержание во взвешенном состоянии твердой фазы при временном прекращении циркуляции** – является важным технологическим качеством БР. При улучшении реологических характеристик БР его удерживающая способность повышается. Однако при этом возрастают энергетические затраты и затраты времени на циркуляцию, возникают значительные колебания давления в скважине при СПО, что может стать причиной возникновения различных осложнений.

**Предупреждение осыпей и обвалов.** Осыпи и обвалы неустойчивых глин являются основными видами осложнений, возникающих при бурении.

Одним из основных факторов, обеспечивающих устойчивость стенок скважины, является плотность. С ее увеличением интенсивность осыпей и обвалов ствола, как правило, уменьшается, однако при этом становится все более опасным другой вид осложнений – поглощения бурового раствора.

Поэтому для повышения устойчивости стенок скважины регулируют одновременно плотность, показатель фильтрации, соленость БР с целью уменьшения степени проникновения фильтрата БР в поры породы за счет фильтрации, осмоса и др.

Осыпи обычно развиваются медленно и не всегда (заметно) препятствуют процессу бурения. В связи с этим в некоторых случаях экономически целесообразно отказаться от сложных химических обработок и утяжеления бурового раствора в ущерб устойчивости ствола. При этом сохраняются высокие скорости проходки и не тратится много времени на вспомогательные работы.

### **3 Требования к буровым pаствоpам**

Для обеспечения высоких скоростей бурения скважин к БР можно предъявить следующие основные требования:

- жидкая основа pаствоpов должна быть маловязкой и иметь небольшое поверхностное натяжение на границе с горными породами;
- концентрация глинистых частиц в твердой фазе pаствоpа должна быть минимальной, а средневзвешенное по объему значение плотности твердой фазы – максимальным;
- БР должны быть недиспергирующимися под влиянием изменяющихся термодинамических условий в скважинах и иметь стабильные показатели;
- БР должны быть химически нейтральными по отношению к разбуриваемым породам, не вызывать их диспергирование и набухание;
- БР не должны быть многокомпонентными системами, а используемые для регулирования их свойств химические реагенты, наполнители и добавки должны обеспечивать направленное изменение каждого технологического показателя при неизменных других показателях;
- смазочные добавки должны составлять не менее 10%.

Выполнение этих требований во многом зависит от геолого-технических условий бурения. В каждом конкретном случае необходимо решать комплексную задачу о целесообразности применения того или иного pаствоpа с учетом технической вооруженности буровой установки, оперативности снабжения ее материалами, квалификации работников, географического положения скважины и т.д.

## Лекция 2 Функциональные свойства буровых растворов

- 1 Плотность буровых растворов
- 2 Структурно-механические свойства
- 3 Реологические свойства
- 4 Фильтрационные и коркообразующие свойства
- 5 Электрохимические свойства
- 6 Триботехнические свойства
- 7 Ингибирующая способность

### 1 Плотность буровых растворов

**Плотность бурового раствора** – это его масса, заключенная в единице объема. В международной системе единиц (СИ) единицей измерения плотности служит  $\text{кг/м}^3$ , а в системе СГС –  $\text{г/см}^3$ .

**Относительной плотностью** называется отношение плотности БР к плотности пресной воды. Поскольку плотность пресной воды в системе СГС составляет  $1 \text{ г/см}^3$ , относительная плотность и плотность, выраженная в  $\text{г/см}^3$ , численно совпадают. Однако если плотность выражена в  $\text{кг/м}^3$ , то такого совпадения нет.

Различают *кажущуюся* и *истинную плотности*. Первая характеризует раствор, содержащий газообразную фазу, вторая – раствор без газовой фазы.

Величина плотности определяет *гидростатическое давление* (т.е. давление, оказываемое покоящейся жидкостью на единицу площади поверхности) на забой и стенки скважины столба промывочной жидкости ( $P_{гс}$ ):

$$p_{гс} = \rho \cdot g \cdot H, \text{ (Па)} \quad (1)$$

где  $p_{гс}$  – гидростатическое давление,  $\rho$  – плотность бурового раствора,  $\text{кг/м}^3$ ,  $g$  – ускорение свободного падения,  $\text{м/с}^2$ ,  $H$  – высота столба промывочной жидкости, м.

**Пластовое (поровое) давление** – это давление, создаваемое пластовыми флюидами (нефтью, газом, водой) на стенки пор горной породы.

Различают *нормальное* ( $p_{пл}^н$ ), *аномально высокое* ( $p_{пл}^{ав}$ ) и *аномально низкое* ( $p_{пл}^{ан}$ ) пластовое давление. Градиент нормального пластового давления принят равным  $10000 \text{ Па/м}$ , что эквивалентно гидростатическому давлению, создаваемому столбом жидкости, имеющей плотность  $1000 \text{ кг/м}^3$  (столбом пресной воды):

$$p_{пл}^н = \rho_в \cdot g \cdot H, \text{ (Па)} \quad (2)$$

где  $\rho_в$  – плотность воды,  $\text{кг/м}^3$ .

Градиент аномально высокого пластового давления превышает  $10000 \text{ Па/м}$  и может достигать  $22600 \text{ Па/м}$ , т.е.

$$1000gH < p_{пл}^{ав} < 2260gH \quad (3)$$

При значении градиента меньшем, чем 10000 Па/м, пластовое давление считается аномально низким:

$$p_{пл}^{ан} < 1000gH \quad (4)$$

Степень отклонения величины пластового давления от нормального характеризуется безразмерной величиной – *коэффициентом аномальности пластового давления*:

$$K_a = \frac{p_{пл}}{p_{пл}^н} = \frac{p_{пл}}{\rho_v \cdot g \cdot H} \quad (5)$$

Для аномально высокого пластового давления  $K_a > 1$ , а для аномально низкого пластового давления  $K_a < 1$ .

По правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности при бурении скважин на нефть и газ плотность БР в интервалах совместимых условий бурения должна определяться из расчета создания столбом БР гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое (норовое) давление на величину:

– 10–15% для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м), но не более 1,5 МПа;

– 5–10% для скважин глубиной до 2500 м (интервалов от 1200 до 2500 м), но не более 2,5 МПа;

– 4–7% для скважин глубиной более 2500 м (интервалов от 2500 и до проектной глубины), но не более 3,5 МПа.

Отклонения от этих требований допускаются только при возникновении поглощений БР в процессе бурения (с выходом или без выхода циркуляции) и при целенаправленной минимизации репрессии на продуктивные пласты в процессе их вскрытия.

Давление, при котором возможен гидроразрыв пласта, определяется формуле:

$$p_{зр} = p_{пл} + [\mu / (1 - \mu)] (p_z - p_{пл}) \quad (6)$$

где  $p_{зр}$  – давление гидроразрыва пласта, Па,  $p_{пл}$  – пластовое давление, Па,  $p_z$  – геостатическое давление, Па,  $\mu$  – коэффициент Пуассона породы.

Пределы изменения значений коэффициента Пуассона для ряда горных пород приведены ниже: глины песчаные 0,38–0,45; глины плотные 0,25–0,36; глинистые сланцы 0,1–0,2; гранит 0,26–0,29; известняки 0,28–0,33; каменная соль – 0,44; песчаники 0,30–0,35.

**Геостатическое давление** – общее давление, создаваемое частицами, входящими в каркас породы, и водой. Градиент геостатического давления в среднем составляет около 24,4 кПа/м.

**Давление поглощения** можно характеризовать безразмерным *индексом давления поглощения*:

$$K_n = \frac{P_{\text{погл}}}{\rho_v \cdot g \cdot H} \quad (7)$$

где  $P_{\text{погл}}$  – давление, вызывающее поглощение бурового раствора, Па,

Статическое давление БР можно выразить безразмерной величиной относительной плотности раствора:

$$\rho_0 = \frac{\rho \cdot g \cdot H}{\rho_v \cdot g \cdot H} \quad (8)$$

Относительная плотность БР должна отвечать условию:

$$K_a < \rho_0 < K_n \quad (9)$$

## 2 Структурно-механические свойства

Механические свойства БР (пластичность, упругость, эластичность и прочность) определяются их внутренней структурой и вследствие этого, называются **структурно-механическими**.

По механическим свойствам гетерогенные (многофазные) БР могут быть: бесструктурными (свободнодисперсными); структурированными (связнодисперсными).

В бесструктурных системах, называемых *золями*, частицы дисперсной фазы не взаимодействуют друг с другом и не способны создавать какую-либо пространственную сетку, именуемую структурой.

**Золь** – высокодисперсная коллоидная система (коллоидный раствор) с жидкой (*лиоэль*) или газообразной (*аэроэль*) дисперсионной средой, в объеме которой распределена другая (дисперсная) фаза в виде капелек жидкости, пузырьков газа или мелких твердых частиц, размер которых лежит в пределах от 1 до 100 нм ( $10^{-9}$ – $10^{-7}$  м).

Механические свойства бесструктурных систем аналогичны механическим свойствам их дисперсионной среды и одинаковы в покое и при течении.

В структурированных системах, называемых *гелями*, частицы дисперсной фазы связаны между собой и образуют пространственную структуру, имеющую определенную механическую прочность.

**Гели** – структурированные системы, состоящие из высокомолекулярных и низкомолекулярных веществ. Наличие трехмерного полимерного каркаса (сетки) сообщает гелям механические свойства твердых тел (отсутствие текучести, способность сохранять форму, прочность и способность к деформации (пластичность и упругость).

В покое гели упрочняются, а попавшие в ячейки структуры дисперсионная среда (свободная вода) теряет свою подвижность. Однако перемешивание или нагревание системы нарушает структуру и возвращает ей свойства золя. Явление перехода геля в золь и обратно называется **тиксотропией**, т.е. способность субстанции уменьшать вязкость (разжижаться) от механического воздействия и увеличивать вязкость (сгущаться) в состоянии покоя.

Структурно-механические свойства буровых растворов характеризуют также *коэффициентом тиксотропии*:

$$K_T = \text{CHC}_{10} / \text{CHC}_1 \quad (10)$$

где  $\text{CHC}_1$  – статическое напряжение сдвига через 1 мин, Па ( $\text{мГ}/\text{см}^2$ ),  $\text{CHC}_{10}$  – статическое напряжение сдвига через 10 мин, Па ( $\text{мГ}/\text{см}^2$ ).

Для возвращения структурированной системе свойств жидкости структуру необходимо разрушить, приложив некоторое усилие. Величина этого усилия зависит от силы сцепления между частицами дисперсной фазы БР, т.е. от прочности образовавшейся структуры, и характеризуется *статическим напряжением сдвига*.

**Статическое напряжение сдвига** – величина, характеризующая прочностное сопротивление бурового раствора, находящегося в покое заданное время, определяемая касательным напряжением сдвига, соответствующим началу разрушения его структуры. СНС измеряется в Па.

Величина СНС определяет возможность удержания во взвешенном состоянии частиц шлама и утяжелителя при остановках циркуляции БР.

Для обеспечения этой возможности величина статического напряжения сдвига должна превышать величину усилия, создаваемого весом частиц выбуренной породы или утяжелителя. В противном случае эти частицы при отсутствии циркуляции БР будут оседать в призабойную часть скважины, что может привести к прихвату бурового снаряда шламом.

Однако с увеличением статического напряжения сдвига ухудшаются условия самоочистки БР от шлама на поверхности, а также возрастает величина импульсов давления на забой и стенки скважины при инициировании течения БР (при пуске насоса) и при проведении спускоподъемных операций, что, в свою очередь, повышает вероятность флюидопроявлений, нарушений устойчивости стенок скважин, гидроразрывов пластов и поглощений БР.

Таким образом, величина СНС должна быть минимальной, но достаточной для удержания во взвешенном состоянии в покоящемся буровом растворе частиц выбуренных пород и утяжелителя.

### 3 Реологические свойства

Все жидкости обладают подвижностью, т.е. способностью течь, а их свойства, связанные с течением, называются **реологическими**.

Реологические свойства БР оказывают преобладающее влияние на следующие показатели и процессы, связанные с бурением скважин:

- степень очистки забоя скважины от шлама;
- степень охлаждения породоразрушающего инструмента;
- транспортирующую способность потока;
- величину гидравлических сопротивлений во всех звеньях циркуляционной системы скважины;
- величину гидродинамического давления на забой и стенки скважины в процессе бурения;
- интенсивность обогащения БР шламом и др.

Неудовлетворительные реологические свойства могут привести к образованию пробок в стволе скважины, забиванию шламом призабойной зоны ствола, снижению механической скорости бурения, размыву стенок ствола, прихвату бурильной колонны, поглощению промывочной жидкости и даже выбросу.

Идеальный с точки зрения реологии БР в нисходящем потоке (в бурильной колонне, гидравлическом забойном двигателе, насадках долота), на забое и в очистных устройствах должен обладать вязкостью, близкой к вязкости воды, а в восходящем потоке иметь вязкость, необходимую и достаточную для транспортирования шлама на поверхность без аккумуляции его в скважине.

Желательные пределы изменения значений показателей реологических свойств БР, позволяющие характеризовать его по всему комплексу показателей как отличный, хороший и удовлетворительный представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Желательные пределы изменения значений показателей реологических свойств бурового раствора

Оценка качества	$\eta$ , мПа·с	$\tau_0$ , дПа	КП, с <sup>-1</sup>
Отличный	3–6	15–30	>500
Хороший	6–10	20–50	350–500
Удовлетворительный	10–15	20–50	200–350

*Примечание:*  $\eta$  – пластическая вязкость,  $\tau_0$  – динамическое напряжение сдвига, КП – коэффициент пластичности бурового раствора.

Поведение БР обусловлено режимом его течения. Существуют два режима течения: **ламинарный режим**, который преобладает при низких скоростях течения (зависимость давление – скорость определяется вязкостными свойствами жидкости), и **турбулентный режим**, который преобладает при



высоких скоростях и зависит от инерционных свойств жидкости (вязкость на него влияет лишь косвенно).

**Динамическое напряжение сдвига ( $\tau_0$ )** – величина, косвенно характеризующая прочностное сопротивление бурового раствора течению, определяемая отрезком на оси касательного напряжения сдвига, отсекаемым прямой, отображающей зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига. Размерность – Па·с.

Реограмма (график зависимости  $\tau = f(\gamma)$  ньютоновских (вязких) жидкостей) представляет собой прямую линию, проходящую через начало координат (рисунок 2).

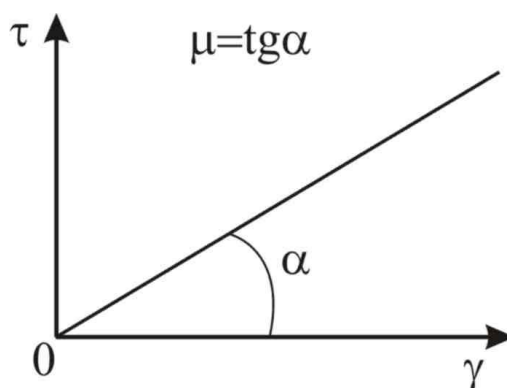


Рисунок 2 – График зависимости  $\tau = f(\gamma)$  ньютоновских жидкостей

Из графика следует, что для ньютоновских жидкостей динамическая вязкость ( $\mu$ ) остается неизменной при любой скорости сдвига (в трубах, в затрубном пространстве, в насадках долота) и геометрически представляет собой тангенс угла наклона реологической кривой к оси скорости сдвига.

Динамическая вязкость определяется уравнением:

$$\mu = \tau / \gamma = \text{Па} / \text{с}^{-1} = \text{Па} \cdot \text{с} \quad (11)$$

где  $\mu$  – динамическая вязкость, Па·с,  $\tau$  – касательное напряжение, вызывающее сдвиг слоя, (Н/м<sup>2</sup>, Па),  $\gamma$  – скорость сдвига, с.

При температуре 20,5°C и давлении 0,1 МПа вязкость воды равна 1 мПа·с.

К ньютоновским (вязким) жидкостям можно отнести жидкости, которые не содержат частиц размером больше молекулы, например растворы солей, нефти, глицерина и т.д.

Течение суспензий, к которым относятся буровые растворы, содержащие в больших количествах частицы, более крупные, чем молекулы, не подчиняется законам Ньютона. Различают два типа неньютоновских БР: *псевдопластичные* и *вязкопластичные*.

Реограмма псевдопластичной жидкости проходит через начало координат и обращена выпуклостью к оси касательных напряжений сдвига (рисунок 3).

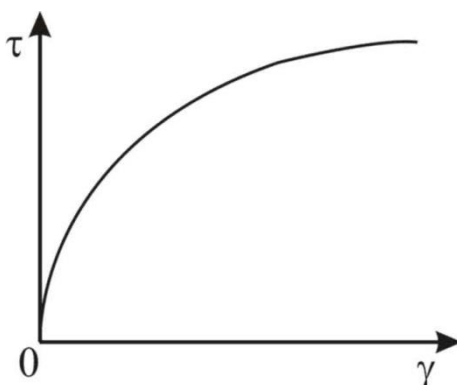


Рисунок 3 – Реограмма псевдопластичной жидкости

Отношение  $\tau/\gamma$  (вязкость) такой жидкости при увеличении скорости сдвига уменьшается.

Реологическое поведение псевдопластичной жидкости описывается законом Оствальда – де Ваале:

$$\tau = k(\gamma)^n \quad (12)$$

где  $k$  – показатель консистенции, Па·с,  $n$  – показатель неньютоновского поведения ( $n < 1$ ).

Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига неньютоновских жидкостей определяется их составом. Глинистые БР со значительной долей твердой фазы ведут себя приблизительно в соответствии с теорией пластичного течения Бингама. Согласно этой теории, для того чтобы началось течение бингамовской жидкости, к ней должно быть приложено некоторое конечное усилие. При более высоких значениях приложенных усилий она будет течь, как ньютоновская жидкость. Поэтому график консистенции бингамовской пластичной жидкости должен описываться двумя параметрами – предельным динамическим напряжением сдвига и *пластической вязкостью*.

**Пластическая (структурная) вязкость ( $\eta_{пл}$ )** – условная величина, характеризующая темп роста касательных напряжений сдвига при увеличении скорости сдвига в случае, когда зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига представлена в виде прямой (не проходящей через начало координат), определяемая углом наклона этой прямой. Размерность – Па·с.

Реограмма вязкопластичной жидкости не проходит через начало координат, а начинается от точки на оси касательных напряжений сдвига и имеет прямолинейный участок (рисунок 4).

Для скоростей сдвига, соответствующих линейному участку,  $\tau = f(\gamma)$  описывается законом Бингама – Шведова

$$\tau = \tau_0 + \eta\gamma \quad (13)$$

где  $\tau_0$  – динамическое напряжение сдвига, Па (дПа),  $\eta$  – пластическая вязкость, Па·с (мПа·с).

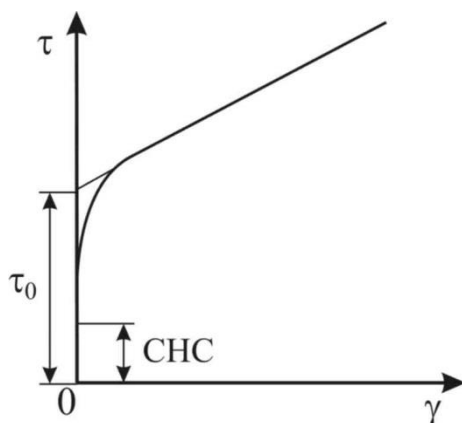


Рисунок 4 – Реограмма вязкопластичных жидкостей

Модель Бингама хорошо описывает реологические свойства БР на водной основе с достаточно высоким содержанием бентонита.

В неньютоновской жидкости отношение напряжение сдвига к скорости сдвига (при любой скорости сдвига) является количественной характеристикой *эффективной*, или *кажущейся вязкости*.

**Эффективная (кажущаяся) вязкость ( $\eta_{эф}$ )** – величина, косвенно характеризующая вязкость БР, определяемая отношением касательного напряжения сдвига к соответствующему градиенту скорости сдвига. Размерность – Па·с.

Эффективная вязкость характеризует ту действительную вязкость, которой обладает БР при скорости сдвига, имеющей место в кольцевом пространстве скважины, в бурильных трубах или в промывочных каналах породоразрушающего инструмента (в насадках долота).

Бутовые растворы, которые содержат только полимеры или полимеры с небольшой долей мельчайших частиц твердой фазы, при высоких скоростях сдвига ведут себя так, как будто обладают предельным динамическим напряжением сдвига, но на самом деле график их консистенции проходит через начало координат. Их поведение описывается эмпирическим уравнением, которое называется *идеальным степенным законом*. Этот закон устанавливает следующую зависимость:

$$\tau = K(dv/dr)^n \quad (14)$$

где  $\tau$  – напряжение сдвига,  $K$  и  $n$  – константы, характеризующие поведение движущейся жидкости ( $K$  – показатель консистенции, которая играет роль вязкости ньютоновской жидкости, но выражается в динах на квадратный сантиметр,  $n$  – показатель нелинейности, характеризующий степень отклонения от ньютоновской жидкости),  $dv/dr$  – скорость сдвига.

Кроме основных показателей моделей Бингама–Шведова и Оствальда–де Ваале, для характеристики реологических свойств БР используют и другие дополнительные показатели, среди которых, например *коэффициент пластичности*.

**Коэффициент пластичности бурового раствора** ( $KП$ , размерность –  $c^{-1}$ ) определяется величиной отношения динамического напряжения сдвига к пластической вязкости:

$$KП = \tau_0/\eta \quad (15)$$

С ростом коэффициента пластичности увеличивается транспортирующая способность потока, а также гидродинамическое давление струй БР, выходящих из насадок долота, что обеспечивает более эффективное разрушение горных пород на забое и рост механической скорости бурения. При этом высокие значения коэффициента пластичности желательно поддерживать за счет снижения пластической вязкости БР, а не увеличения его ДНС.

**Условная вязкость** – величина, косвенно характеризующая гидравлическое сопротивление течению, определяемая временем истечения заданного объема БР через вертикальную трубку. Размерность – с.

Течение в трубе перейдет из ламинарного в турбулентное тогда, когда скорость потока превысит определенное критическое значение. Вместо плавного скольжения слоев воды относительно друг друга в потоке возникают локальные изменения скорости и направления перемещения частичек при сохранении общего направления течения параллельно оси трубы.

Критическая скорость, при которой происходит турбулизация потока, уменьшается с увеличением диаметра трубы, с повышением плотности и уменьшением вязкости. Она выражается безразмерным параметром – **числом Рейнольдса**.

Число Рейнольдса учитывает главные показатели потока в трубе: диаметр трубы ( $D$ ), среднюю скорость жидкости ( $v$ ), плотность жидкости ( $\rho$ ) и ее вязкость ( $\mu$ ). Число Рейнольдса описывается уравнением:

$$Re = (vD\rho)/\mu \quad (16)$$

Рейнольдс показал, что в гладких кольцевых трубах для всех ньютоновских жидкостей и при всех диаметрах труб переход из ламинарного течения в турбулентное происходит, когда число Рейнольдса имеет значение порядка 2000. Однако турбулентное течение возникает во всей жидкости, когда число Рейнольдса превышает 4000.

Поэтому у ньютоновских жидкостей ламинарное течение определяется числом Рейнольдса равным 2000 и ниже. Турбулентное течение определяется числом Рейнольдса, равным 4000 или более. Переходный режим определяется числом Рейнольдса от 2000 до 4000.

Потери давления жидкости при ее турбулентном течении в трубе конкретной длины зависят от инерциальных факторов. На них мало влияет вязкость жидкости. Эти потери давления возрастают пропорционально квадрату скорости с увеличением плотности и шероховатости стенки трубы.

#### 4 Фильтрационные и коркообразующие свойства

Важным требованием, предъявляемым к БР является наличие у него способности изолировать проницаемые пласты, вскрываемые долотом, путем образования тонкой малопроницаемой фильтрационной корки. При отсутствии такой фильтрационной корки БР будет непрерывно проникать в проницаемый пласт.

Для образования фильтрационной корки необходимо, чтобы БР содержал частицы, размер которых чуть меньше размера поровых отверстий в пласте. Эти частицы, называемые *мостообразующими*, перекрывают наружные поры, после того как некоторое число меньших частиц проникнет в поровое пространство пласта. Мостовая перемычка у наружных пор продолжает расти за счет отложения мелких частичек, и через несколько секунд в пласт будет поступать только жидкая фаза БР. Мелкие частицы твердой фазы БР формируют внутреннюю фильтрационную корку в пристволевой зоне порового пространства. Затем эти частицы откладываются уже непосредственно на стенках скважины и таким образом, формируется наружная фильтрационная корка, через которую в околостволевое пространство поступает только фильтрат БР.

Поступление фильтрата БР в слабосцементированные и рыхлые породы вызывает их дополнительное увлажнение и разупрочнение, что приводит к обвалам, осыпям стенок скважины, частым и длительным пророботкам ее ствола и др.

Проникновение фильтрата в продуктивные песчано-глинистые пласты приводит к набуханию входящих в их состав глинистых минералов; образованию нерастворимых осадков, эмульсий и гелей, вызванному взаимодействием фильтрата с пластовыми флюидами, изменению вязкости последних и др. В результате снижается проницаемость пристволевой зоны продуктивного пласта, что затрудняет вызов притока пластового флюида при освоении скважины и существенно снижает ее дебит, особенно в начальный период эксплуатации.

В процессе сооружения скважины проявляются три вида фильтрации:

- *статическая*, протекающая при отсутствии циркуляции БР в скважине;
- *динамическая*, происходящая в условиях циркуляции БР;
- *мгновенная* – в момент скола породы долотом.

В условиях *статической фильтрации*, когда БР неподвижен, скорость фильтрации (объем фильтрата, поступающего на единицу площади пласта в единицу времени) снижается, а толщина фильтрационной корки – увеличивается со скоростью, затухающей во времени.

В условиях *динамической фильтрации* рост фильтрационной корки ограничен эрозионным (разрушающим) воздействием восходящего потока бурового раствора. Степень эрозии корки зависит от режима БР в кольцевом пространстве (ламинарный, турбулентный) и других факторов.

В момент вскрытия пласта скорость фильтрации высока и фильтрационная корка быстро растет. После того, как скорость роста корки становится равной скорости ее разрушения, толщина корки и скорость фильтрации стабилизируются.

Полностью предупредить фильтрационные потери БР на водной основе практически невозможно, их можно только минимизировать. Это достигается:

- увеличением в промывочной жидкости доли воды, которая настолько прочно удерживается частицами твердой фазы, что не может быть удалена из БР даже при огромных давлениях;
- снижением проницаемости образующейся на стенках скважины фильтрационной корки;
- повышением вязкости фильтрата и, соответственно, повышением сопротивления его движению в поровом пространстве и др.

Для уменьшения фильтратоотдачи БР в практике бурения используют чаще всего полимеры. Принцип их действия заключается в следующем:

- уменьшение свободного пространства между твердыми частицами в фильтрационной корке, которое занимают молекулы полимера, имеющие достаточно большие размеры;
- повышение вязкости фильтрата;
- уменьшение объема воды за счет присоединения ее молекулами полимера, несущими собственные гидратные оболочки.

Скорость фильтрации и увеличение толщины корки, измеренные в ходе стандартных исследований на поверхности, лишь приблизительно соответствуют фактическим значениям этих показателей в скважинных условиях. Более надежный критерий – *проницаемость фильтрационной корки*, поскольку она является важнейшим фактором, определяющим статическую и динамическую фильтрацию.

Проницаемость фильтрационной корки зависит от гранулометрического состава твердой фазы БР, а также от электрохимических условий. Обычно чем больше в промывочной жидкости частиц коллоидного размера, тем меньше проницаемость корки.

## 5 Электрохимические свойства

К показателям электрохимических свойств БР на водной основе относятся: *водородный показатель* (рН) и *удельное электрическое сопротивление* (УЭС, Ом·м).

Водородный показатель характеризует концентрацию в БР ионов водорода [H<sup>+</sup>] (степень кислотности или щелочности БР на водной основе):

- рН=7 – нейтральная среда;
- 7 < рН ≤ 14 – щелочная среда;
- 1 ≤ рН < 7 – кислая среда.

Изменяя величину рН, можно изменять реологические и фильтрационные свойства, ингибирующую способность БР, их седиментационную устойчивость и др.

Величина рН также влияет на растворимость неорганических реагентов (солей) и эффективность действия (форму молекул) полимерных реагентов. При этом оптимальные значения рН находятся, как правило, в диапазоне от 9 до 11.

Однако для щелочных сред с ростом рН увеличивается вероятность:

- нарушений устойчивости стенок скважин, сложенных глинистыми породами, за счет их дополнительного увлажнения в результате интенсификации электроосмотических процессов;
- химического диспергирования (пептизации) глинистых пород, что затрудняет их удаление из БР, вызывая тем самым рост его плотности, вязкости и статического напряжения сдвига;
- снижения естественной проницаемости продуктивных песчано-глинистых коллекторов из-за уменьшения размеров поровых каналов, обусловленного набуханием глинистой составляющей продуктивных пластов, а также из-за закупорки этих каналов мигрирующими в них глинистыми частицами.

## 6 Триботехнические свойства

**Триботехнические свойства** характеризуют способность БР снижать силу трения между контактирующими в ней поверхностями: наружная поверхность бурильных труб и их соединений – стенка ствола скважины, вооружение породоразрушающего инструмента – забой скважины, внутренняя поверхность керноприемной трубы – керн, поршень (плунжер) – цилиндр бурового насоса.

Снижение силы трения позволяет: уменьшить крутящий момент при вращении колонны бурильных труб и снизить сопротивления при ее продольном перемещении в скважине; снизить вероятность возникновения дифференциальных прихватов (затраты на их ликвидацию); повысить ресурс работы бурильных труб и их соединений, породоразрушающего инструмента, гидравлических забойных двигателей, гидравлических частей буровых насосов; увеличить выход керна.

Показателем триботехнических свойств БР является *коэффициент триады трения* «бурильные трубы – буровой раствор – стенка ствола скважины», так как наибольшие трудности, обусловлены силой трения и сопротивления при подъеме бурильной колонны, возникающих в наклонных и горизонтальных скважинах.

Для оценки качества смазочных добавок и нахождения их оптимальных концентраций в тех или иных промывочных жидкостях используют специальные приборы – трибометры.

## 7 Ингибирующая способность

**Ингибирующая способность** – это способность БР предупреждать или замедлять деформационные процессы в околоствольном пространстве скважины (кавернообразование, сужение ствола и т.п.), представленном легкогидратирующимися, набухающими и размокающими глинистыми породами.

При этом под глинистыми породами понимаются не только собственно глины, но и глинистые сланцы, аргиллиты, породы на глинистом цементе (глинистый песчаник, мергель, алевролит и др.).

Основные причины потери устойчивости глинистых пород связаны с нарушением их естественного влажностного равновесия при взаимодействии с дисперсионной средой БР и обусловленным этим ростом дополнительных внутренних напряжений в поровом пространстве.

Влагоперенос, т.е. проникновение дисперсионной среды БР в глинистую породу, происходит главным образом за счет адсорбционно-осмотических процессов. Общим для этих процессов является то, что в результате вокруг структурных элементов глинистых пород образуются гидратные оболочки, т.е. происходит их дополнительное увлажнение.

При достижении критической влажности (для аргиллитов критической считается влажность 8–9%), т.е. при максимальном развитии и перекрытии гидратных оболочек, которые обладают значительной упругостью и прочностью на сдвиг, в глинистой породе возникают гидратационные напряжения, величина которых в околоствольной зоне скважины может достигать от 40 до 1000 МПа, вследствие чего породы в этой зоне претерпевают деформации от вязкопластического течения до хрупкого разрушения.

В аргиллитах и глинистых сланцах деформационные процессы завершаются хрупким разрушением (кавернообразованием). Для типичных глинистых пород характерны пластические деформации, следствием которых является сужение ствола скважины.

Диспергирование выбуренных глинистых частиц ведет к аккумуляции их в самом БР. В результате этого происходит интенсивное изменение его функциональных свойств, регенерация которых требует разбавления БР водой, дополнительной обработки его химическими реагентами и применения многоступенчатых систем очистки.

Существующие показатели оценки ингибирующей способности могут быть объединены в три группы: *показатели набухания*; *показатели влажности*; *показатели деформации* естественных и искусственных образцов глинистых пород, контактирующих с исследуемой средой.

Показатель оценки ингибирующей способности ( $I_c$ ) БР:

$$I_c = \tau_{\phi} / \tau_{\epsilon} \quad (17)$$

где  $\tau_{\phi}$ ,  $\tau_{\epsilon}$  – время воздействия на модельные образцы глинистых пород до их разрушения, соответственно фильтрата испытуемого бурового раствора и дистиллированной воды, с.



## Лекция 3 Классификация буровых растворов

- 1 Классификационные признаки буровых растворов
- 2 Бутовые растворы на водной основе
- 3 Бутовые растворы на нефтяной основе
- 4 Газообразные растворы

### 1 Классификационные признаки буровых растворов

Систематизировать и классифицировать БР можно по различным признакам: фазовому состоянию дисперсионной среды; природе дисперсионной среды; степени дисперсности; фазовому состоянию дисперсной фазы; методу получения дисперсной фазы; природе дисперсной фазы; по назначению по способу приготовления; устойчивости к воздействию температур и солевой агрессии и т.д.

В России первоначальная классификация БР основывалась на их назначении и использовалась при проведении геолого-разведочных работ. Они подразделялись на: БР для нормальных геологических условий бурения (вода, некоторые водные растворы, нормальные глинистые растворы) и для осложненных геологических условий бурения.

Существует классификация по основному эффекту, достигнутому химической обработкой: солестойкие растворы; термостойкие растворы; термо-солестойкие растворы; ингибирующие растворы.

В основе классификации БР по Паусу лежат следующие факторы: состав разбуриваемых пород; проницаемость; наличие солей; температура забоя; устойчивость стенки скважин; пластовое давление. По этой классификации все БР подразделяются на несколько классов в каждый из которых входят группы облегченных растворов плотностью до  $1250 \text{ кг/м}^3$ ; нормальных плотностью  $1250\text{--}1450 \text{ кг/м}^3$ ; утяжеленных более  $1450 \text{ кг/м}^3$  или группа растворов определяется видом ингибитора.

Бутовые растворы можно классифицировать по числу фаз на два больших класса: *гомогенные* (однофазные) и *гетерогенные* (многофазные) и далее по природе (составу) системы в целом или ее дисперсионной среды (рисунок 5). Можно выделить подклассы водных (полярных), углеводородных (неполярных) и газообразных очистных агентов. Кроме того, гетерогенные системы могут быть разделены на группы по агрегатному состоянию дисперсной фазы, которая может быть твердой, жидкой, газообразной и комбинированной.

Типы очистных агентов далее можно подразделять на различные виды в зависимости от степени и состава минерализации всей системы или ее дисперсионной среды, количества дисперсной фазы, способа приготовления БР и т.д.

Одной из распространенных классификаций БР является классификация БР по назначению и составу дисперсионной среды и дисперсной фазы,

согласно которой БР подразделены на три большие группы: *растворы на водной основе, растворы на нефтяной основе и газообразные растворы* (рисунок 6). Эти три группы в свою очередь подразделяются на подгруппы.

Классификация БР не является строгой и всеобъемлющей. Названия некоторых систем БР довольно условны и используются по установившейся традиции или по номенклатуре фирм-разработчиков.

## 2 Бутовые растворы на водной основе

Применение *технической и морской воды* в качестве БР связано с наличием благоприятных для процесса бурения свойств. В результате использования технической и морской воды вместо глинистого раствора проходка на долото повышается на 15–20%, а механическая скорость проходки – на 25–40 %.

Однако вода как БР имеет недостатки: в перерывах между циркуляциями она не удерживает шлам в скважине во взвешенном состоянии, глинистые отложения набухают, разупрочняются, снижается устойчивость ствола скважины. Поэтому применение воды как эффективного БР допустимо лишь при бурении сравнительно неглубоких скважин в твердых неглинистых породах карбонатно-песчаного комплекса, а также в гипсах и других отложениях.

Фильтрация воды в продуктивные пласты резко снижает их нефтеотдачу вследствие создания водяного барьера, образования устойчивых водонефтяных эмульсий, набухания содержащихся в пласте глинистых минералов, препятствующих притоку нефти в скважину.

**Полимерные недиспергирующие БР** – водные растворы высокомолекулярных полимеров (акрилатов, полисахаридов), структурированные малыми добавками бентонита, или без него.

Эти растворы предупреждают диспергирование разбуриваемых пород и повышение содержания твердой и глинистой фаз в растворе. Они характеризуются низким содержанием глинистой фазы, что способствует улучшению показателей бурения (повышению механической скорости проходки и проходки на долото).

Главная проблема применения полимерных недиспергирующих растворов – предотвращение обогащения их выбуренной породой. Поэтому в состав раствора вводят специальные реагенты-флокулянты селективного действия (например, гидролизованный полиакриламид), флокулирующие кальциевую глину и грубодисперсную фракцию выбуренной породы.

Термостойкость полимерных недиспергирующих растворов зависит от применяемых полимеров. Наибольшую термостойкость (до 250°С) имеют растворы на основе акриловых полимеров.



Рисунок 5 – Классификация буровых растворов по числу фаз и составу дисперсионной среды

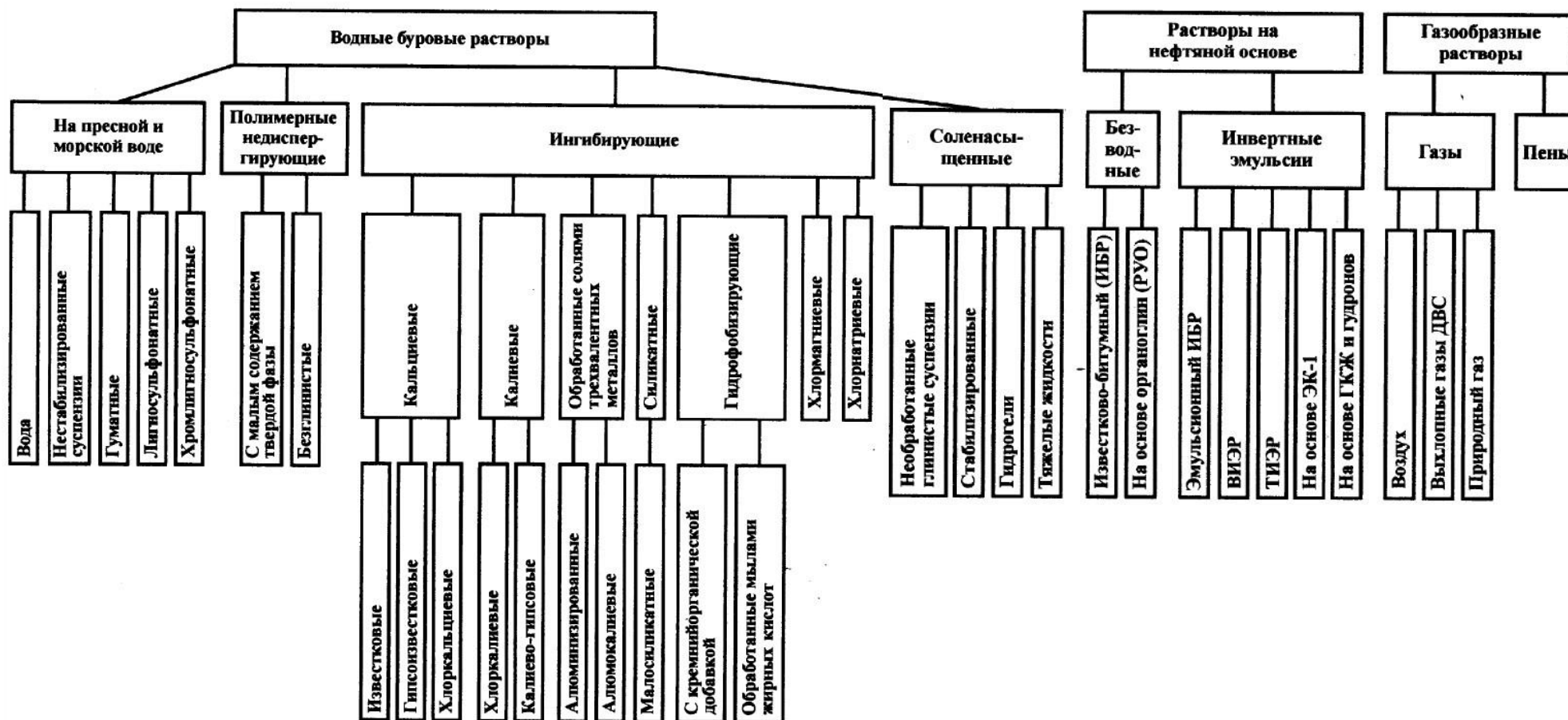


Рисунок 6 – Классификация бутовых растворов

**Ингибирующие растворы** – используют для снижения интенсивности перехода выбуренной породы в глинистый раствор, повышения устойчивости стенок скважины. В состав ингибирующих растворов входит неорганический электролит, или полиэлектролит.

Снижение размокаемости и диспергирования выбуренных шламов достигается в результате: ввода в суспензию электролита, содержащего поливалентный катион (гипс, хлорид кальция); добавки солей поливалентных металлов, переходящих в растворе в гидроокиси; обработки высокощелочными соединениями, увеличивающими глиноемкость буровых растворов и др.

**Соленасыщенные растворы** используют для избегания кавернообразований соли. В зависимости от пластовых давлений, мощности и состава соленосные породы бурят с применением рассола, глинистого соленасыщенного раствора, не обработанного реагентами – понизителями фильтрации, и соленасыщенного глинистого раствора, стабилизированного реагентами.

### **3 Буровые растворы на нефтяной основе**

Применяются в целях сохранения коллекторских свойств пластов и предупреждения осложнений при бурении в неустойчивых разрезах. Они предназначены для вскрытия и освоения продуктивных пластов и бурения соляных отложений с пропластками калийно-магниевых солей.

Инвертные эмульсии отличаются высокой стабильностью свойств. Они устойчивы при большом количестве выбуренной породы.

### **4 Газообразные растворы**

В качестве газообразных агентов при бурении скважин используют воздух от компрессорных установок, природный газ из магистральных газопроводов или близлежащих газовых скважин, выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания. При бурении скважин и вскрытии продуктивного пласта наибольшее распространение получило использование сжатого воздуха или газа по схеме прямой циркуляции.

*Пена* представляет собой агрегативно-неустойчивую дисперсную систему, состоящую из пузырьков газа (дисперсная фаза), разделенных пленками жидкости или твердого вещества (дисперсионная среда). Более широко на практике применяют пены с жидкой дисперсионной средой.

Пены могут эффективно использоваться при бурении скважин в твердых породах (известняках, доломитах), многолетнемерзлых породах, пористых поглощающих горизонтах, при вскрытии продуктивных пластов, освоении и капитальном ремонте скважин, если пластовое давление составляет 0,3–0,8 гидростатического. В состав пен входят пенообразующее ПАВ, полимер – стабилизатор пены, электролиты (например, NaCl), вода.

## **Лекция 4 Материалы и реагенты для регулирования свойств буровых растворов**

1 Назначение, особенности использования и подразделение реагентов и добавок

2 Электролиты

3 Защитные высокомолекулярные вещества

4 Поверхностно-активные вещества

5 Пеногасители, утяжелители и смазочные добавки

### **1 Назначение, особенности использования и подразделение реагентов и добавок**

Для обеспечения необходимых свойств БР обрабатывают химическими реагентами. Различают *первоначальную обработку БР*, когда его готовят к началу бурения, и *дополнительную обработку* для поддержания или изменения свойств раствора в процессе проводки ствола скважины.

Обогащение БР твердой фазой происходит в основном при разбурировании глинистых пород, легко диспергирующихся и переходящих в раствор. Такое перенасыщение мелкодисперсными частицами приводит к росту вязкости и предельного статического напряжения сдвига.

Минерализация БР возникает как за счет проявлений пластовых вод, так и вследствие проходки каменных солей, ангидритов, гипсов. Она может вызвать изменение как структурно-механических, так и фильтрационных показателей.

В связи с ростом глубин бурения забойные температуры и давления достигли больших величин и в значительной степени стали влиять на качество буровых систем. Высокие температуры и давления приводят к повышению водоотдачи и снижению вязкости раствора. Предельное СНС при этом, как правило, повышается, но иногда с ростом температур СНС может и снижаться.

Обработка химическими реагентами проводится для обеспечения тех или иных качественных показателей, но основное ее назначение – стабилизация БР как дисперсной системы либо изменение структурно-механических свойств этой системы. Эти две задачи взаимосвязаны.

**Стабилизация БР** – приведение его в устойчивое состояние. Сущность процесса стабилизации – предотвращение укрупнения (агрегирования) твердой фазы за счет гидрофильности частиц, адсорбционной защитной пленки и соответствующего заряда оболочек.

Образование гидратных оболочек и увеличение их размеров при обработке БР химическими реагентами приводит к уменьшению содержания свободной воды и соответственно к увеличению количества связанной воды.

Адсорбционные защитные пленки на поверхности частиц являются структурно-механическим барьером, препятствующим их агрегированию. Такие пленки, как правило, отличаются высокой гидрофильностью.

Процесс стабилизации обычно сопровождается *пептизацией* раствора, т.е. разьединением агрегатов частиц твердой фазы на более мелкие, что повышает плотность и прочность фильтрационной корки. Оба эти фактора – стабилизация и пептизация БР – обеспечивают снижение водоотдачи.

Повышение количества связанной воды, увеличение числа дисперсных частиц в твердой фазе несколько повышают вязкость и СНС.

Регулирование структурно-механических свойств БР может быть направлено как на повышение их вязкости и предельного СНС, так и на уменьшение этих показателей.

При обработке химическими реагентами для стабилизации БР избыточное количество реагентов может быть причиной чрезмерного увеличения толщины гидратных оболочек, что вследствие резкого уменьшения сил взаимного притяжения приводит к падению прочности структуры и ее нарушению, т.е. к *коагуляции*. Неправильная рецептура ввода реагентов для регулирования структурно-механических свойств БР также может привести к коагуляции.

Реагенты, применяемые для обработки БР, по характеру действия и назначению можно разделить на две группы: *электролиты* и *защитные высокомолекулярные вещества*. Кроме того, для регулирования свойств БР используются добавки, которые делятся на следующие группы: *поверхностно-активные вещества, пеногасители, утяжелители* и *смазочные добавки*.

## 2 Электролиты

Действие электролитов на БР связано с состоянием ионных оболочек, окружающих частицы твердой фазы. Толщина этих оболочек и их заряд зависят от концентрации ионов в жидкой фазе и от свойств этих ионов.

Эффект обработки электролитами определяется концентрацией добавляемых в раствор ионов и их свойствами – в первую очередь, валентностью. Наибольшее значение имеют катионы, хотя свойства анионов также сказываются на показателях БР.

При обработке БР электролитами происходит обмен катионов, находящихся на поверхности частиц глины и в дисперсионной среде.

Если при этом катионы, повышающие стабильность дисперсной системы БР (например,  $\text{Na}^+$ ,  $\text{Li}^+$ ), замещают у поверхности частиц глины катионы, ухудшающие стабильность системы ( $\text{H}^+$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Al}^{3+}$ ), то происходит стабилизация раствора. В противном случае происходят структурообразование и коагуляция.

Влияние анионов на свойства БР проявляется следующим образом. Например, они могут связывать катионы  $\text{H}^+$  и повышать рН раствора, способствуя его стабилизации. Они могут связывать ионы  $\text{Ca}^+$  и удалять их из

pаствоpа. Так, анион  $\text{CO}_3^{2-}$  с  $\text{Ca}^{2+}$  – ооруует трудно pаствоpимое соединение – мел  $\text{CaCO}_3$ .

Из электролитов для ооруковки буровых pаствоpов чаще всего применяют *кальциниpованную и кауcтическую соду, жидкое стекло, поваренную соль, извеcть, цемент и фосфаты*.

*Кальциниpованная сода* ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ) дает возможность получить пригодные для бурения БР из глин, которые без химической ооруковки не могут быть использованы. Такие кальциевые глины при ооруковке кальциниpованной содой переходят в хорошо набухаемые и легко диспергируемые натриевые. Кальциниpованная сода – одно из основных средств для cмягчения жесткой воды (содержащей большое количество ионов кальция и магния). Она применяется для связывания ионов кальция в pаствоpах, содержащих гипс, ангидрит, цемент.

*Кауcтическая сода (едкий натp, кауcтик)* ( $\text{NaOH}$ ) как самостоятельный реагент применяется мало. При бурении на еcтественных карбонатных pаствоpах она cлужит для диспергации карбонатного шлама и перевода его в твердую фазу бурового pаствоpа.

*Жидкое стекло (силикат натрия или калия)*. Общая химическая формула щелочных силикатов имеет вид  $\text{R}_2\text{O} \cdot n\text{SiO}_2$ , где  $\text{R}_2\text{O}$  может быть  $\text{Na}_2\text{O}$  или  $\text{K}_2\text{O}$ ;  $n$  – число молекул кремнезема. В бурении применяется силикат натрия.

При добавлении жидкого стекла к БР в количестве до 3–5% по массовой доле от объема его вязкость и предельное СНС значительно повышаются.

Жидкое стекло способствует росту рН системы, добавки его могут привести к росту значения рН до 12 и выше. Силикат натрия применяют при борьбе с поглощениями как для повышения вязкости, так и в качестве составной части быcтросхватывающихся паст для закупоривания трещин и каверн.

Кроме того, на основе жидкого стекла готовят специальные силикатные БР. Силикатные pаствоpы из жидкого стекла, воды, соли и бентонитовой глины применяют для предупреждения набухания и гидратации склонных к обвалам глинистых сланцев.

*Поваренная соль* ( $\text{NaCl}$ ) может быть использована для повышения структурно-механических свойств БР, оорукованных защитными коллоидами, в частности, углещелочным реагентом. Для повышения СНС поваренная соль применяется также при бурении на карбонатно-глинистых суспензиях.

Насыщенные pаствоpы соли используются при проходке пластов каменной соли, в которых вода или пресный БР, pаствоpяя стенки скважины, ооруует каверны, а также в отложениях, представленных набухающими глинами.

*Извеcть* ( $\text{Ca(OH)}_2$ ) используется как реагент-структуроооруователь. Добавление извести в количестве 3–5% к объему pаствоpа значительно повышает его вязкость.



*Цемент* действует на БР подобно извести; т.е. взаимодействие связано с образованием ионов кальция. Цемент можно применять для повышения показателей вязкости и предельного напряжения сдвига. Случайное, не регламентированное попадание цемента в БР, так же как и извести, приводит к нежелательным результатам: значительно увеличивается водоотдача, растет толщина фильтрационной корки.

*Углекислый барий* ( $\text{BaCO}_3$ ) применяется для удаления из БР ионов  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{SO}_4^{2-}$ . С этими ионами он образует практически нерастворимый осадок  $\text{BaSO}_4$  и  $\text{CaCO}_3$ .

*Фосфаты*, т.е. различные соли фосфатной кислоты – гексаметафосфат натрия ( $\text{NaPO}_3$ )<sub>6</sub>, тетрафосфат натрия  $\text{Na}_6\text{P}_4\text{O}_{13}$ , пирофосфат натрия  $\text{Na}_4\text{P}_2\text{O}_7$  – применяются в качестве понизителей вязкости и предельного напряжения сдвига. Эти реагенты используются и для удаления ионов кальция. Фосфаты не обеспечивают длительного воздействия, они не термостойки и при температурах 80–100°C теряют активность.

### 3 Защитные высокомолекулярные вещества

Реагенты этой группы распадаются в воде на крупные молекулы, которые покрывают частички глины (адсорбируются на них) и создают вокруг последних защитные слои. При этом повышаются гидрофильность глинистых частиц и агрегативная устойчивость системы. Макромолекулы таких реагентов, а также слои, образуемые ими на элементарных кристалликах глины, способствуют увеличению плотности фильтрационных корок, в результате чего снижается водоотдача БР.

Адсорбируясь на гранях и ребрах глинистых частиц, высокомолекулярные соединения в большинстве случаев уменьшают их сцепление друг с другом, снижая вязкость и предельное статическое напряжение сдвига системы.

В качестве таких защитных высокомолекулярных веществ применяются углещелочной реагент, торфошелочной реагент (ТЩР), сульфит-спиртовая барда, конденсированная сульфит-спиртовая барда, окисленный и замещенный лигносульфонат (окзил), окисленные гидролизные лигнины (нитролигнин и хлорлигнин), сульфированный нитролигнин (сунил), полифенольный лесохимический реагент, пековый реагент (пекор), сульфитно-корьевой реагент (сулькор), синтан-5, крахмал, карбоксиметилцеллюлоза, сульфозэфирцеллюлоза, гидролизованный полиакрилонитрил (гипан, К-4), метакриловый сополимер (метас), гидролизованный полиакриламид (РС-2) и др.

*Углещелочной реагент* (УЩР) и подобный ему реагент ТЩР получил наиболее широкое распространение. Получают УЩР воздействием каустической соды ( $\text{NaOH}$ ) на бурый уголь. При этом содержащиеся в буром угле гуминовые кислоты, не растворимые в воде, растворяются в каустической соде.

Адсорбируясь на поверхности твердой фазы, натриевые соли гуминовых кислот улучшают взаимосвязь глинистых частичек с дисперсионной средой – водой, создавая прочные гидратные оболочки, препятствующие сближению, слипанию частичек и предупреждающие коагуляцию. В то же время эти вещества способствуют дальнейшему диспергированию более крупных частичек твердой фазы, т.е. являются пептизаторами.

При оптимальных добавках УЦР значительно снижается водоотдача и улучшаются структурно-механические свойства БР. При высоких концентрациях УЦР гидратные оболочки частичек твердой фазы могут намного увеличиваться, что приводит к относительно большому удалению частиц друг от друга и уменьшению сил притяжения между ними. При этом может произойти разрушение структуры, резкое падение СНС и значительное увеличение водоотдачи.

Чтобы повысить восприимчивость переобогащенных УЦР БР к дальнейшей обработке, в них вводят добавки высококачественных глин.

Наряду с большими достоинствами УЦР имеет и некоторые недостатки, основной из которых – значительная чувствительность обработанных им буровых растворов к действию агрессивных ионов. При повышенной минерализации среды может резко возрасти водоотдача и даже произойти выпадение твердой дисперсной фазы. Кроме того растворы, обработанные УЦР, способствуют повышению липкости корок на стенке скважины и частиц выбуренной породы.

*Торфощелочной реагент* и обработанные им БР в отличие от УЦР имеют большую вязкость. Торфощелочной реагент менее активен, чем УЦР.

*Сульфит-спиртовая барда* (ССБ) – отход производства целлюлозы при сульфитном способе варки. Действие ССБ на буровые растворы обусловлено наличием в ней лигносульфоновых кислот. Лигносульфоновые кислоты растворяются в воде и без добавления щелочи, но так как ССБ обычно имеет кислую реакцию ( $\text{pH} = 5\text{--}6$ ), то при изготовлении реагентов в нее необходимо добавлять щелочь.

ССБ на БР действует иначе, чем УЦР и ТЦР. При обработке ССБ БР, приготовленных на пресной воде, значительное снижение водоотдачи происходит только при добавлении больших количеств реагента.

С повышением минерализации эффективность ССБ возрастает, поэтому иногда специально готовят БР, обработанные ССБ (без щелочи), с добавлением 15–20% поваренной соли по массе от объема (сульфит-солевые растворы). Для приготовления таких БР применяются некачественные, мало набухающие глины. Добавка ССБ, помимо снижения водоотдачи, уменьшает вязкость и СНС. Основной недостаток этого реагента – способность вспенивать БР.

*Конденсированная сульфит-спиртовая барда* (КССБ) – является продуктом конденсации ССБ с формальдегидом и фенолом в кислой среде, с последующей нейтрализацией каустиком до  $\text{pH} = 6\text{--}7$ . Растворы, обработанные этим реагентом, устойчивы против воздействия цемента, электролитов, а также при высоких температурах (до  $200^\circ\text{C}$ ) и давлениях (до 80 МПа). Они

имеют пониженную липкость, и при их фильтрации отлагаются тонкие плотные корки.

#### 4 Поверхностно-активные вещества

Одним из методов интенсификации отдачи продуктивных пластов является вскрытие их с использованием БР с добавками поверхностно-активных веществ, т.е. веществ, понижающих поверхностное натяжение на границах жидкость – газ, жидкость – жидкость. ПАВ по химическому соединению разделяются на три группы:

1) неионогенные, к которым относятся спирты, слабодиссоциирующие карбоновые кислоты и амины, продукты конденсации полимеризованной окиси этилена, желатина, белковые вещества, полисахариды;

2) анионоактивные, диссоциирующие в водной среде на поверхностно-активные анионы и инактивные катионы (ионы водорода или металлов). Это – мыла, сульфокислоты, эфиры серной кислоты и их соли;

3) катионоактивные, молекулы которых диссоциируют на ионы, из которых поверхностно-активным является катион. К таким ПАВ относятся органические азотсодержащие основания и их соли – соли алкил- и акриламинов четырехзамещенных аммониевых оснований.

В качестве добавок к БР для вскрытия продуктивных пластов наибольшее применение получили водорастворимые ПАВ ионогенного типа (анионоактивные) – сульфонол, сульфонатриевые соли – и неионогенные – ОП-10, УФЭ<sub>8</sub>.

Количество вводимых ПАВ определяется их способностью снижать поверхностное натяжение и адсорбцией на твердой фазе буровых растворов.

Добавки ПАВ могут привести к образованию пены, для гашения которой используются специальные вещества – пеногасители.

#### 5 Пеногасители, утяжелители и смазочные добавки

**Пеногасители.** Химическая обработка БР ССБ, КССБ и некоторыми другими подобными реагентами приводит к вспениванию системы. Интенсивность образования пены и ее стойкость зависят от свойств растворов, состава вводимых добавок и геолого-технических условий проводки скважины.

Для предупреждения и ликвидации вспенивания применяются специальные вещества – пеногасители. В некоторых случаях принимаются меры механического разрушения пены при помощи различных дегазаторов.

Наиболее распространены следующие пеногасители: сивушное масло, костный жир, флотомасло, синтетические жирные кислоты и др.

**Утяжелители.** Из обычных глин не удается получить БР плотностью выше  $1,3 \text{ г/см}^3$  ввиду сильного повышения вязкости. Дальнейшее повышение плотности может быть произведено только путем добавления к этой системе утяжелителей – тонко размолотых порошков тяжелых минералов. В качестве утяжелителей чаще всего применяют *барит*, *гематит*, *магнетит* и *концентрат колошниковой пыли*.

*Барит* ( $\text{BaSO}_4$ ) имеет плотность которого равна  $4,1\text{--}4,2 \text{ г/см}^3$ . Преимуществами барита являются малое содержание растворимых солей (электролитов), повышающих вязкость БР, и сравнительно небольшая твердость его зерен. Твердость зерен утяжелителя определяет износ деталей буровых насосов и турбобуров, а также бурильных труб и долот.

*Гематит* ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ) имеет плотность  $4,3\text{--}4,6 \text{ г/см}^3$ . Преимуществом гематита является высокая плотность, позволяющая получать высокую плотность промывочных жидкостей; недостатком – значительная твердость зерен, обуславливающая сильный износ деталей бурового оборудования и инструмента.

*Магнетит* ( $\text{Fe}_3\text{O}_4$ ) применяется реже, чем барит и гематит. Он имеет плотность  $4,2\text{--}4,4 \text{ г/см}^3$  и те же достоинства и недостатки, что и гематит.

*Концентрат колошниковой пыли* состоит в основном из окислов железа  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  и  $\text{Fe}_3\text{O}_4$  с примесью металлического железа. Плотность концентрата  $4,0\text{--}4,5 \text{ г/см}^3$ .

**Смазочные добавки** нефти и графита применяются для улучшения смазочных свойств буровых растворов с целью предупреждения прихватов бурового инструмента. В зависимости от геолого-технических условий могут вводиться различные количества указанных веществ. Добавки нефти для разных районов колеблются в пределах от 5 до 15%, причем такая обработка проводится с расчетом получения стойких эмульсий. Графит вводится в количестве 1–2% по массе к объему буровых растворов.

Графит снижает вязкость и СНС раствора. Добавки нефти, наоборот, приводят к росту этих показателей, а также к уменьшению плотности.

Резкое улучшение смазочных свойств БР, главным образом для повышения стойкости опор долот, достигается применением специальных активных добавок, образующих на поверхностях трения смазочные слои, устойчивые к действию температур и давлений.

## **Лекция 5 Буровые растворы при бурении скважин и боковых стволов на нефтяных месторождениях Беларуси**

1 Возникновение осложнений в связи с особенностями геологического строения на нефтяных месторождениях Беларуси

2 Буровые растворы для вскрытия продуктивных отложений

3 Буровые растворы для бурения боковых стволов при восстановлении скважин

### **1 Возникновение осложнений в связи с особенностями геологического строения на нефтяных месторождениях Беларуси**

Наличие двух соленосных толщ в геологическом строении нефтяных месторождений Беларуси обуславливает условное подразделение его на: надсолевые, верхнесолевые, межсолевые, нижнесоленосные и подсолевые отложения.

*Надсолевой комплекс* литологически представлен глинисто-песчаной (рыхлые пески, глины с прослоями мергеля) и карбонатно-песчаной (доломиты, песчаники, известняки, глины) толщами. Мощность надсолевых отложений может достигать 3550 м.

При бурении надсолевых отложений возможны следующие осложнения:

- поглощение буровой растворы;
- сужение стенок скважин;
- набухание и гидратация глинистых пород;
- обвалы, осыпи стенок скважин.

Бурение пород надсолевого комплекса может осложниться при применении нестабильных, пересыщенных твердой фазой (выбуренной породой) БР, что приведет к эрозионному размыву рыхлых песчаников, сильному увлажнению глинистых пород и их набуханию.

БР для бурения надсолевых отложений должен обеспечить предотвращение гидратации глин, их накопление в БР, сохраняя низкие значения плотности, фильтрации и оптимальной вязкости, предотвратить размыв устья скважины и загрязнение питьевых вод, сохранить устойчивость рыхлых песков и песчаников. Обеспечить вынос выбуренной породы, улучшить показатели работы долота.

Верхнесолевые отложения подразделяют на две подтолщи: нижнюю, преимущественно галогенную, и верхнюю, галогенно-глинисто-карбонатную (галит с частым чередованием глин, мергелей, аргиллитов, известняков и доломитов).

Общая мощность верхней соленосной толщи достигает более 2600 м. Преимущественную роль в нижней соленосной толще играет каменная соль, которой подчинены прослои и пачки глинистых пород, мергелей, известня-

ков, гипсов и ангидритов, реже доломитов и алевроито-песчаных пород. Мощность отложений нижней соленосной толщи изменяется от 0 до 1200 м.

При бурении соленосных пород возможны следующие осложнения:

- обвалы и осыпи стенок скважины (в местах частогo чередования соленых и несолевых пропластков);
- сужение ствола скважины (осложнение, приуроченное к отложениям глин, склонных к разупрочнению);
- кавернообразование;
- нефте-газо-водопроявление;
- дифференциальный прихват;
- поглощение БР (приуроченное к внутрисолелосным отложениям при несоответствии плотности БР давлению флюида в пласте);
- прихваты бурового инструмента в верхней части колонны из-за кристаллизации солей на бурильных и обсадных трубах или течения солей.

Продуктивные отложения межсолевого и подсолевого комплексов представлены в основном карбонатными (доломиты, известняки), терригенными (песчаники, алевролиты) породами, к которым приурочены залежи нефти. Особенностью данных отложений являются их коллекторские свойства и нахождение флюидов в них под различными давлениями.

Наиболее частыми осложнениями, возникающими при бурении этих отложений, являются:

- поглощение БР;
- осыпи мергелистых пород;
- кавернообразование;
- нефте-газо-водопроявление;
- дифференциальный прихват.

БР должен обеспечить:

- соответствие свойств БР геолого-техническим условиям, при котором сводится к минимуму возникновение осложнений;
- сохранение коллекторских свойств пластов-коллекторов прямого целевого назначения для добычи нефти или закачки воды и водонасыщенных или нефтеводонасыщенных пластов-коллекторов, которые в дальнейшем могут быть использованы как возвратные объекты для добычи нефти или организации закачки;
- ограничение попадания раствора и его фильтрата в фильтрационные каналы;
- снижение затрат времени на проведение операций по вызову притока.

## **2 Бутовые растворы для вскрытия продуктивных отложений**

Для вскрытия продуктивных пород с различными геолого-физическими условиями применяются 3 типа растворов (таблица 2):

1 Пресный облегченный сапропелевый с кислоторастворимыми кольматантами (КРК);

- 2 Пресный сапропелевый с КРК;  
3 Биополимерный.

Таблица 2 – Параметры БР для вскрытия продуктивных пород с различными геолого-физическими условиями

Параметр	ПОСР <sup>1</sup>	ПСР <sup>2</sup>	БПР <sup>3</sup>
Истинная плотность, кг/см <sup>3</sup>	1030–1050	1100–1120	1050–1350
Условная вязкость, с	35–40	40–45	25–45
Фильтрация, см <sup>3</sup> /30 мин	до 4,0	до 8,0	не более 6,0
СНС 1/10, дПа	5/9–8/12	6/10–8/12	18/30–30/37
Абсорбционная емкость (МВТ), кг/см <sup>3</sup> , не более	10	10	0
рН	9–11	9–11	9–15
Коэффициент вспенивания, не более	1,15	1,15	1,2
Коэффициент трения, не более	0,2	0,2	0,2
Коэффициент прихватности, не более	0,025	0,025	0,0
Содержание газа, % не более	3,0	3,0	3,0
Концентрация посторонних твердых примесей (в том числе песка), %, не более	1,0	1,0	1,0
Плотность фильтрата, кг/см <sup>3</sup>	1010–1020	1010–1020	1020–1030
ДНС, дПа	–	–	98–120
Пластическая вязкость, мПа·с	–	–	8–10

*Примечание: 1 – пресный облегченный сапропелевый раствор, 2 – пресный сапропелевый раствор, 3 – биополимерный раствор.*

К КРК для ввода в БР и вскрытия продуктивных отложений относятся: доломитовая мука, доломитовый наполнитель и мел мелкогранулированный.

Сапропелевый раствор (пресный облегченный и пресный) с КРК для вскрытия продуктивных горизонтов не требует дополнительной обработки химическими реагентами. Для усиления декольматирующего эффекта при проведении СКВ и СКО в сапропелевый раствор вводится КРК – доломитовый наполнитель до необходимой плотности. Для снижения плотности пресного сапропелевого раствора с КРК производится ввод смазочной добавки. При необходимости повышения плотности сапропелевого раствора с КРК производится повышение минерализации (засолонение фильтрата) или введение дополнительного количества КРК. В случае вспенивания сапропелевый раствор обрабатывается пеногасителем.

Вязкость БПР снижается путем разбавления водой. При падении условной вязкости до 27 с вводится ксантановая камедь от 0,5 до 1,5 кг/м<sup>3</sup>. Обработка производится равномерно по циклу.

При повышении фильтрации более 6 см<sup>3</sup>/30 мин БПР равномерно по циклу обрабатывается крахмальным реагентом от 0,5 до 1,5 кг/м<sup>3</sup>. Повышение фильтрации может быть связано с разбавлением пластовой водой, химической агрессией (Ca<sup>2+</sup>, HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>), биодеструкцией.

Для предотвращения биодеструкции БПР необходимо каждые пять суток обрабатывать раствор биоцидом из расчета 0,6 кг/м<sup>3</sup>. Реагент вводят равномерно по циклу циркуляции.

Признаками биодеструкции pаствоpа являются:

- pезкое снижение значений рН, СНС, условной вязкости;
- повышение значения фильтрации;
- появление характерного запаха;
- изменение окpаски pаствоpа на серую до черной.

При необходимости снижения плотности БПР производится ввод смазочной добавки.

При необходимости повышения плотности БПР производится засолонение его фильтрата или введение КРК.

### **3 Буpовые pаствоpы для бурения боковых стволов при восстановлении скважин**

Буpовые pаствоpы при восстановлении скважин в сложных геологических и технических условиях (высокая проницаемость, низкие пластовые давления, невозможность разобщения пород, сложная конфигурация ствола, малый диаметр и т.д.) должны обеспечить их проводку без осложнений.

Технология бурения бокового ствола скважины предусматривает доставку на буpовую соленасыщенного сапропелевого pаствоpа (можно использовать повтор) или соленасыщенного глинистого с необходимой плотностью, вязкостной характеристикой не менее 50–60 с и СНС не менее 10 дПа для вырезания окна в эксплуатационной колонне и разбуривания цементного кольца.

Для выноса стружки можно использовать глинистую пасту плотность 1220 кг/м<sup>3</sup> и затем ее вывезти для захоронения.

Рабочий объем БР должен обеспечивать создание необходимой циркуляции и быть не менее  $(V_{\text{СКВ}} \times 1,15) \text{ м}^3$ .

После вырезки окна в обсадной колонне, разбуривания цементного камня и очистки от стружки pаствоp необходимо обработать кальцинированной содой из расчета 2–3 кг/м<sup>3</sup>.

При бурении соленосных пород необходимо поддерживать солевой баланс в БР и не допускать снижение плотности фильтрата ниже 1180 кг/м<sup>3</sup>.

При бурении основного ствола использовать вышеупомянутые pаствоpы с пополнением их соленасыщенной пастой на основе органо-минерального сырья или глины и обработкой до необходимых показателей, указанных в геолого-техническом наряде, химреагентами и материалами для pаствоpа на основе органо-минерального сырья.

Регулирование плотности сапропелевого pаствоpа необходимо вести вводом утяжелителя или смазочной добавки.

Контроль коэффициента прихватоопасности производить через каждые 70–100 м бурения, перед спуском обсадной колонны и перед вскрытием интервала с прогнозируемым поглощением БР.



Снижение коэффициента прихватоопасности необходимо производить путем снижения фильтрации БР и увеличением концентрации смазочных материалов. Коэффициент прихватоопасности не должен превышать 0,025.

## Лекция 6 Тампонажные растворы

- 1 Классификация тампонажных растворов
- 2 Материалы для тампонажных растворов
- 3 Свойства тампонажного раствора и камня

### 1 Классификация тампонажных растворов

**Тампонажным раствором** называется раствор, получаемый после затворения тампонажного цемента водой (или иной жидкостью), обработанной химическими реагентами (или без них) для повышения качества раствора и камня или облегчения проведения технологического процесса.

*По виду* тампонирование делят на:

- технологическое, выполняемое в процессе сооружения скважины;
- ликвидационное, проводимое для ликвидации скважины после выполнения целевого назначения.

Жидкая основа ТР – вода, реже – углеводородная жидкость.

В зависимости от температуры испытания применяют:

- цемент для «холодных» скважин с температурой испытания 22°С;
- цемент для «горячих» скважин с температурой испытания – 75°С.

*По плотности* ТР делят на:

- легкие – до 1,3 г/см<sup>3</sup>
- облегченные – 1,3–1,75 г/см<sup>3</sup>;
- нормальные – 1,75–1,95 г/см<sup>3</sup>;
- утяжеленные – 1,95–2,20 г/см<sup>3</sup>;
- тяжелые – более 2,20 г/см<sup>3</sup>.

*По срокам схватывания* ТР делят на:

- быстро схватывающиеся – до 40 мин;
- ускоренно схватывающиеся – 40 мин–1 час 20 мин;
- нормально схватывающиеся – 1 час 20 мин–2 час;
- медленно схватывающиеся – больше 2 час.

### 2 Материалы для тампонажных растворов

**Тампонажный цемент** – продукт, состоящий из смеси тонкомолотых вяжущих веществ (портландцемент, шлак, известь и др.), добавок минеральных (кварцевый песок, опока, диатомит, цеолит, трепел, глина, шлак и др.) или органических (резиновая крошка, нефтяной кокс и др.), после затворения которого водой получают раствор, а затем камень.

В зависимости от вяжущей основы тампонажные цементы подразделяются на несколько видов: *тампонажный цемент на базе портландцемента, тампонажный цемент на базе доменных шлаков, белитокремнеземистый цемент, известково-песчаные смеси, прочие на минеральной основе (гипсо-*

вые, на основе природных минералов и горных пород) и органические крепители.

Активные свойства тампонажного портландцемента определяются в основном химически связанным оксидом кальция (CaO) с кремнеземом, глиноземом и оксидом железа.

Кремнезем способствует образованию силикатов кальция и алюминия, придает цементу гидравлические свойства, т.е. способность затвердевать, длительное время работать в водной среде. Увеличение содержания SiO<sub>2</sub> приводит к некоторому замедлению сроков схватывания тампонажных растворов в комнатных условиях и повышает сульфатостойкость цементного камня.

Глинозем способствует ускорению сроков схватывания цементного раствора, но понижает прочность камня.

В качестве примесей в портландцементе содержатся еще некоторые оксиды (оксид магния MgO), оксид кальция (CaO)

Свойства тампонажных портландцементов определяются в значительной степени важнейшими соединениями, к которым относятся: трехкальциевый силикат 3CaO·SiO<sub>2</sub>, двукальциевый силикат 2CaO·SiO<sub>2</sub>, трехкальциевый алюминат 3CaO·Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, четырехкальциевый алюмоферрит 4CaO·Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>·Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>.

При производстве тампонажных портландцементов применяются *активные минеральные добавки*. **Активными минеральными добавками** называются вещества (природные и искусственные), которые при смешении в тонкоизмельченном виде с воздушной известью и при затворении водой образуют тесто, способное после твердения на воздухе продолжать твердеть и под водой.

**Шлакопесчаные цементы.** Вяжущим материалом в шлакопесчаных цементах служит шлак, активность которого повышается с ростом температуры, а замедлителем – кварцевый или кварцево-магнетитовый песок.

Свойства шлаковых цементов существенно отличаются от свойств портландцемента. При нормальных условиях шлаковые цементы очень медленно твердеют, однако с повышением температуры до 100°C и выше процессы схватывания и твердения интенсифицируются, и из шлакопесчаного цемента образуются плотные и прочные камни, очень стойкие в агрессивных средах. Остальные технические свойства (изменение объема, водопотребность, подвижность и др.) близки к свойствам портландцемента. Повышенная стойкость в минерализованных и пресных водах дает возможность рекомендовать их к применению в качестве тампонажного материала в нефтяных и газовых скважинах, где высокая минерализация вод отрицательно сказывается на долговечности портландцементного камня.

**Доменный шлак** – это неметаллический продукт, состоящий в основном из силикатов и алюминатов кальция. Он получается вместе со сталью (чугуном) в доменной печи в виде расплава и затем охлаждается. При быстром охлаждении водой, паром или воздухом образуется гранулированный шлак, при медленном – комовый. Высокую гидравлическую активность доменный шлак приобретает при очень быстром охлаждении или грануляции

водой. Медленно охлаждаемый шлак успеваеt до некоторой степени закристаллизоваться, и его гидравлические свойства снижаються.

Большинство pаствоpов на базе доменных гранулированных шлаков схватывается и затвердевает в камень как при высоких, так и при низких температурах.

**Шлакопортландцементы.** Для успешного использования шлаковых и шлакопесчаных цементов при температуре ниже 100–120°C необходимо вводить интенсификаторы твердения, к которым относится портландцемент.

Шлаковый pаствоp при температуре 22°C весьма медленно схватывается. Добавление 10% портландцемента приводит к резкому сокращению сроков схватывания pаствоpа, причем основную роль при этом играет портландцемент. Дальнейшее увеличение его дозировки способствует незначительному последовательному ускорению сроков схватывания, в связи с чем целесообразно повышать его количество. С возрастанием температуры до 75°C активность шлака увеличивается и добавка 30% портландцемента приводит к ускорению сроков схватывания, что объясняется в основном сроками схватывания pаствоpа из портландцемента: чем быстрее схватывается портландцемент, тем интенсивнее схватывается смесь.

Механическая прочность смесей изменяется в зависимости от количества вводимого портландцемента. Сроки схватывания шлакопортландцементного pаствоpа будут несколько замедленнее сроков схватывания pаствоpов из портландцемента. С увеличением дозировки портландцемента проницаемость шлакопортландцементных образцов уменьшается.

Дальнейшее повышение температуры и давления приводит к интенсификации процессов твердения шлаковых pаствоpов. Шлакопортландцементные pаствоpы без предварительного анализа в лаборатории применять нельзя, если забойная температура превышает 80–90°C. Сроки схватывания этих смесей регламентируются в основном сроками схватывания портландцемента и наступают, как правило, очень быстро.

### **3 Свойства тампонажного pаствоpа и камня**

Свойства ТР зависят от многих факторов, основными из которых являются химико-минеральный состав, качество и количество наполнителей, водоцементное отношение, количество и природа химических наполнителей, режим перемешивания, температура, давление и др.

Основные свойства ТР применительно к скважинам следующие: водосодержание, подвижность (растекаемость), плотность, показатель фильтрации, ДНС, структурная вязкость, седиментационная устойчивость, время загустевания, сроки схватывания и др. К свойствам цементного камня отнесаются: механическая прочность, проницаемость, объемные изменения, коррозионная устойчивость в агрессивных средах и модуль упругости.

Свойства цементных растворов и камня могут быть изменены введением наполнителей, активных добавок или обработкой химическими реагентами.

**Водосодержание** характеризуется водоцементным отношением, т.е. отношением массы воды к массе твердого тампонажного материала. Для стандартных тампонажных портландцементов с удельной поверхностью 2500–3500 см<sup>2</sup>/г водоцементное отношение может колебаться в пределах 0,5–0,6.

**Подвижность (растекаемость) тампонажного раствора**, т.е. способность легко прокачиваться по трубам в течение необходимого для проведения процесса цементирования времени. Это свойство тампонажных материалов определяется природой вяжущего, тонкостью помола, водоцементным отношением, количеством, степенью загрязненности и удельной поверхностью наполнителя, добавок, а также условиями, в которых раствор пребывает в течение процесса цементирования, временем и способом перемешивания раствора. Требуемая подвижность раствора обусловлена техникой и технологией проведения тампонажных работ и может быть изменена в желаемую сторону.

**Плотность тампонажного раствора.** Колебания плотности ТР при цементировании указывает на изменения его водоцементного отношения. Уменьшение плотности – это увеличение водоцементного отношения, что приводит к ухудшению свойств камня.

Для стандартного цементного раствора его расчетная плотность составляет 1,81–1,85 г/см<sup>3</sup>. Процесс цементирования проходит обычно нормально, если колебания плотности не превышают 0,02 г/см<sup>3</sup>.

**Показатель фильтрации.** Под воздействием перепада давления в цементном растворе происходит процесс водоотделения, который называется **фильтрацией**. Скорость фильтрации обратно пропорциональна квадрату удельной поверхности цемента (тонкости помола), количеству наполнителя и вязкости жидкой фазы цементного раствора.

Вследствие высокой фильтрации цементный раствор становится вязким, труднопрокачиваемым, сроки схватывания его ускоряются. В результате образования толстых цементных корок возможен прихват обсадной колонны во время ее расхаживания.

**Седиментационная устойчивость** – способность частиц тампонажного раствора оседать в жидкости затворения под действием сил тяжести. Этот параметр зависит от разности плотностей твердой и жидкой фаз ТР, микроструктуры порового пространства, вязкости жидкости затворения.

Вследствие сильно развитой межфазной поверхности ТР агрегативно неустойчивы. О характере и степени седиментационных перемещений в основной части столба ТР с достаточной точностью можно судить по характеру и степени перемещений верхнего уровня твердой составляющей раствора.

**Загустевание.** Спустя некоторое время после затворения и механического перемешивания начинает проявляться способность цементных растворов к структурообразованию, которое выражается последовательно в загу-

стевании и схватывании pаствоpов. Загустевание ТР оценивают консистометром.

Сушествeнное влияние на загустевание цементных pаствоpов оказывают природа цемента, тонкость его помола, температура, давление и др. фактоpы.

Увеличение времени загустевания ТР может быть достигнуто использованием замедлителей процессов структурообразования, качество и количество которых подбирают с учетом конкретных условий скважин.

**Сроки схватывания тампонажных pаствоpов** характеризуют пригодность тампонажного pаствоpа для транспортирования в заколонное пространство скважины.

Для определения этих сроков при температурах 22 и 75°С применяют прибор, называемый иглой Вика. Началом схватывания считается время от момента затворения цемента водой до момента, когда игла, погружаясь в pаствоp, не доходит до нижней пластины на 0,5–1,0 мм, а концом схватывания – время от момента затворения цемента водой до момента, когда игла, погружаясь в pаствоp, проникает в него не более чем на 1 мм.

Для определения сроков схватывания ТР при высоких температурах и давлениях применяют специальный прибор – автоклав, рассчитанный на рабочее давление до 100 МПа и высокую температуру.

**Консистенция тампонажного pаствоpа.** Для цементирования глубоких высокотемпературных скважин кроме сроков схватывания в статических условиях необходимо устанавливать изменение загустевания (консистенции) ТР во времени в процессе их перемешивания.

**Вспенивание.** Серьезные последствия вызывает вспенивание pаствоpа при его обработке различными химическими реагентами. При их больших дозировках во время приготовления цементного pаствоpа часто образуется много пены, которая в значительной степени затрудняет работы, а главное – дает неверное представление об объеме закачанного pаствоpа в скважину и его плотности.

В связи с этим необходимо предварительно определить в лаборатории способность pаствоpа к пенообразованию.

**Водоотдача цементного pаствоpа.** Одно из наиболее важных свойств цементного pаствоpа – его седиментационная устойчивость, характеризующаяся водоотстоем. Результатом нестабильности pаствоpа являются его расслоение, образование зон воды и цементного теста, несплошности цементного камня в заколонном пространстве скважины.

При установлении предельно допустимой водоотдачи ТР исходят из двух основных положений: 1) сохранение прокачиваемости pаствоpа в течение всего процесса цементирования; 2) влияние проникновения фильтрата pаствоpа в продуктивный пласт на изменение его коллекторских свойств.

При водоотделении тампонажный pаствоp загустевает и при определенном количестве отфильтрованной воды может потерять прокачиваемость. Проникновение фильтрата ТР в продуктивный пласт ухудшает его проницаемость, что приводит к удлинению периода освоения скважины.

***Механическая прочность цементного (тампонажного) камня.*** Механические свойства цементного камня характеризуются пределами прочности на изгиб образцов-балочек стандартного размера (в РФ) и на сжатие цилиндрических образцов (в США).

***Проницаемость камня из портландцемента.*** Плотный, непроницаемый цементный камень, не ухудшающий этого свойства под действием различных факторов (условий твердения, пластовых вод и т.д.), обладает значительно большей устойчивостью к агрессивным водам вследствие необъемного разрушения, отсутствия суффозии, выщелачивания и т.д. Обсадные трубы, обычно корродируемые пластовыми водами, при этом лучше сохраняются. В определенных условиях проницаемость цементного камня может быть причиной обводнения скважин, перетока нефти и газа из продуктивных горизонтов. При установлении через него фильтрации вод или газа разрушение камня интенсифицируется.

## 1.2 Глоссарий. Основные термины и понятия необходимые для изучения дисциплины «Буровые и тампонажные растворы»

**Аэрация бурового раствора** – технологическая операция обработки бурового раствора, заключающаяся во введении в него газообразных агентов для понижения плотности.

**Буровой раствор** – многокомпонентная дисперсная система (суспензия, эмульсия или аэрированная жидкость), применяемая для промывки скважин в процессе бурения, свойства которой выбираются в зависимости от данных геолого-технических условий.

**Водородный показатель** – величина, характеризующая активность или концентрацию ионов водорода в буровом растворе, равная отрицательному десятичному логарифму активности или концентрации ионов водорода.

**Дегазация бурового раствора** – технологическая операция очистки бурового раствора по удалению из него газообразного агента.

**Динамическое напряжение сдвига (Па)** – величина, косвенно характеризующая прочностное сопротивление бурового раствора течению, определяемая отрезком на оси касательного напряжения сдвига, отсекаемым прямой, отображающей зависимость касательной напряжения сдвига от градиента скорости сдвига при течении бурового раствора.

**Диспергирование компонентов бурового раствора** – технологическая операция приготовления бурового раствора, заключающаяся в измельчении его компонентов.

**Дозированная подача компонентов бурового раствора** – технологическая операция приготовления, обработки, утяжеления бурового раствора, заключающаяся в подаче компонентов в зону смешивания в определенном количестве во времени.

**Закачивание бурового раствора** – технологическая операция прокачивания бурового раствора по стволу скважины, заключающаяся в приемке и нагнетании бурового раствора в скважину.

**Замена бурового раствора** – комплекс технологических операций промывки ствола скважины, заключающийся в замещении всего рабочего объема или его части другим буровым раствором.

**Запасной буровой раствор** – резервный буровой раствор на поверхности, который может быть использован для пополнения рабочего раствора при различных технологических операциях в скважине.

**Касательное напряжение сдвига (Па)** – величина, характеризующая сопротивление бурового раствора сдвигу, определяемая силой, вызывающей этот сдвиг и приложенной к единице поверхности сдвига.

**Коэффициент коллоидальности** – величина, равная отношению показателя коллоидальности дисперсной фазы бурового раствора к показателю коллоидальности эталонной дисперсной фазы бурового раствора.

**Коэффициент теплопроводности бурового раствора (Вт/(м·С°))** – величина, характеризующая способность бурового раствора проводить теплоту, определяемая количеством теплоты, проходящей в единицу времени



через единицу изотермической поверхности при температурном градиенте, равном единице.

**Напряжение электропробоя (В)** – величина, косвенно характеризующая стабильность буровых растворов на углеводородной основе, определяемая разностью потенциалов в момент разряда тока между расположенными на определенном расстоянии электродами, погруженными в буровой раствор.

**Обработка бурового раствора** – комплекс технологических операций промывки ствола скважины, заключающийся в регулировании свойств бурового раствора химическими или физико-механическими методами.

**Органо-минеральное сырье** – сапропель для приготовления буровых растворов.

**Осложнение** – нарушение непрерывности технологического процесса бурения, испытания скважин, вызванное явлениями горно-геологического или технологического характера при соблюдении требований при соблюдении требований действующих технических нормативных актов и требующие для его ликвидации проведения дополнительных работ.

**Отработанный буровой раствор** – буровой раствор, образовавшийся после бурения пород данного интервала, который не подлежит дальнейшей эксплуатации в скважине.

**Очистка бурового раствора** – комплекс технологических операций, заключающийся в удалении примесей из бурового раствора.

**Очистка бурового раствора от шлама** – комплекс технологических операций, заключающейся в удалении шлама из бурового раствора.

**Очистка бурового раствора от шлама сетками** – технологическая операция очистки бурового раствора от шлама путем пропускания его через вибрирующую сетку.

**Очистка бурового раствора от шлама в отстойниках** – технологическая операция очистки бурового раствора от шлама путем осаждения его в отстойниках.

**Очистка бурового раствора от шлама в гидроциклонах** – технологическая операция очистки бурового раствора от шлама путем отделения его под действием инерционных сил в гидроциклонах.

**Перемешивание бурового раствора** – технологическая операция приготовления и обработки, заключающаяся в равномерном распределении компонентов в данном объеме бурового раствора и вовлечении объема бурового раствора в движение.

**Подпор бурового раствора** – технологическая операция прокачивания бурового раствора по стволу скважины, заключающаяся в принудительной подаче бурового раствора в приемную линию бурового насоса.

**Приготовление бурового раствора** – комплекс технологических операций по созданию бурового раствора определенного типа из исходных компонентов.

**Показатель коллоидальности** – величина, косвенно характеризующая физико-химическую активность дисперсной фазы бурового раствора, опре-

деляемая количеством вещества, адсорбированного единицей массы дисперсной фазы.

**Показатель консистенции бурового раствора (Па)** – коэффициент степенной функции, отображающей зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига в выбранном интервале скоростей при течении бурового раствора.

**Показатель минерализации** – величина, косвенно характеризующая содержание водорастворимых солей в буровом растворе, условно определяемая эквивалентным содержанием солей хлористого натрия.

**Показатель неньютоновского поведения бурового раствора** – показатель степени функции, отображающей зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига при течении бурового раствора.

**Показатель седиментации бурового раствора** – величина, косвенно характеризующая стабильность бурового раствора и определяемая количеством дисперсной фазы, отделившейся от определенного объема бурового раствора в результате гравитационного разделения компонентов за определенное время.

**Показатель фильтрации (см<sup>3</sup>)** – величина, косвенно характеризующая способность бурового раствора отфильтровываться через стенки ствола скважины, определяемая количеством дисперсионной среды, отфильтрованной через проницаемую перегородку ограниченной площади под действием определенного перепада давления за определенное время.

**Прокачивание бурового раствора по стволу скважины** – комплекс технологических операций промывки ствола скважины, заключающийся в прокачивании бурового раствора по схеме буровой насос – ствол скважины – буровой насос.

**Промывка ствола скважины** – технологический процесс при строительстве скважины с использованием бурового раствора.

**Пластическая вязкость (Па·с)** – величина, характеризующая темп роста касательных напряжений сдвига при увеличении скорости сдвига в случае, когда зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига представлена в виде прямой (не проходящей через начало координат), определяемая углом наклона этой прямой.

**Плотность (кг/м<sup>3</sup>, г/см<sup>3</sup>)** – масса единицы объема бурового раствора.

**Рабочий раствор** – объем раствора на поверхности в емкостях и в скважине для создания необходимой циркуляции при бурении и восстановлении скважин.

**Раствор в скважине** – объем раствора в колонне и открытом стволе скважины.

**Регенерация компонентов бурового раствора** – комплекс технологических операций промывки ствола скважины, заключающийся в извлечении исходных компонентов из бурового раствора для последующего их использования.

**Смешивание компонентов бурового раствора** – технологическая операция приготовления бурового раствора, заключающаяся в соединении его исходных компонентов.

**Статическое напряжение сдвига (Па)** – величина, характеризующая прочностное сопротивление бурового раствора, находящегося в покое заданное время, определяемая касательным напряжением сдвига, соответствующим началу разрушения его структуры.

**Тампонажный раствор** – раствор, получаемый после затворения тампонажного цемента водой (или иной жидкостью), обработанной химическими реагентами (или без них) для повышения качества раствора и камня или облегчения проведения технологического процесса.

**Термический коэффициент объемного расширения** – величина, характеризующая изменение объема бурового раствора с изменением температуры при постоянном внешнем давлении и определяемая относительным изменением объема при нагревании на 1 К, отнесенного к объему бурового раствора при данной температуре.

**Толщина фильтрационной корки (мм)** – величина, косвенно характеризующая способность бурового раствора к образованию временной крепи на стенках скважины, определяемая толщиной слоя дисперсной фазы, отложившейся на ограниченной поверхности проницаемой перегородки под действием определенного перепада давления за определенное время.

**Удельная теплоемкость бурового раствора (Дж/(кг·С°))** – количество теплоты, необходимой для нагревания единицы массы бурового раствора на один градус.

**Условная вязкость (с)** – величина, косвенно характеризующая гидравлическое сопротивление течению, определяемая временем истечения заданного объема бурового раствора через вертикальную трубку.

**Утяжеление бурового раствора** – технологическая операция обработки бурового раствора, заключающаяся во введении в него утяжелителя для повышения плотности.

**Химическая обработка бурового раствора** – комплекс технологических операций обработки бурового раствора химическими реагентами.

**Электрическое сопротивление (Ом)** – сопротивление бурового раствора проходящему через него электрическому току.

**Эффективная вязкость (Па·с)** – величина, косвенно характеризующая вязкость бурового раствора, определяемая отношением касательного напряжения сдвига к соответствующему градиенту скорости сдвига.

## 2 Практический раздел ЭУМК

### Задания и методические рекомендации для выполнения практических работ по дисциплине «Буровые и тампонажные растворы»

#### Практическое занятие 1

#### Определение плотности бурового раствора

#### Теоретические основы

**Плотность бурового раствора** – это его масса, заключенная в единице объема. В международной системе единиц (СИ) единицей измерения плотности служит  $\text{кг/м}^3$ , а в системе СГС –  $\text{г/см}^3$ .

Величина плотности определяет **гидростатическое давление** (т. е. давление, оказываемое покоящейся жидкостью на единицу площади поверхности) на забой и стенки скважины столба промывочной жидкости ( $P_{zc}$ ):

$$p_{zc} = \rho g H, \quad (1)$$

где  $p_{zc}$  – гидростатическое давление, Па;  $\rho$  – плотность БР,  $\text{кг/м}^3$ ;  $g$  – ускорение свободного падения,  $\text{м/с}^2$ ;  $H$  – высота столба промывочной жидкости, м.

Чтобы не допустить газонефтепроявлений при бурении скважин, нужно поддерживать такую плотность глинистого раствора, при которой статическое давление его на стенки скважины превышало бы пластовое давление. В то же время статическое давление глинистого раствора не должно вызывать гидравлического разрыва пород и возникновения поглощения.

**Пластовое (поровое) давление** – это давление, создаваемое пластовыми флюидами (нефтью, газом, водой) на стенки пор горной породы.

Различают **нормальное** ( $p_{nl}^n$ ), **аномально высокое** ( $p_{nl}^{av}$ ) и **аномально низкое** ( $p_{nl}^{an}$ ) пластовое давление. Градиент нормального пластового давления принят равным 10 000 Па/м, что эквивалентно гидростатическому давлению, создаваемому столбом жидкости (пресной воды), имеющей плотность 1 000  $\text{кг/м}^3$ :

$$p_{nl}^n = \rho_w g H, \quad (2)$$

где  $\rho_w$  – плотность воды,  $\text{кг/м}^3$ .

Градиент аномально высокого пластового давления превышает 10 000 Па/м и может достигать 22 600 Па/м, т. е.:

$$1000gH < p_{nl}^{av} < 2260gH. \quad (3)$$

При значении градиента меньшем, чем 10 000 Па/м, пластовое давление считается аномально низким:

$$p_{nl}^{an} < 1000gH. \quad (4)$$

Степень отклонения величины пластового давления от нормального характеризуется безразмерной величиной – **коэффициентом аномальности пластового давления**:

$$K_a = \frac{P_{пл}}{P_{пл}^H} = \frac{P_{пл}}{\rho_v \cdot g \cdot H}. \quad (5)$$

Для аномально высокого пластового давления  $K_a > 1$ , а для аномально низкого пластового давления  $K_a < 1$ .

По правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности при бурении скважин на нефть и газ плотность БР в интервалах совместимых условий бурения должна определяться из расчета создания столбом БР гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое (поровое) давление на величину:

– 10–15 % для скважин глубиной до 1 200 м (интервал от 0 до 1 200 м), но не более чем на 1,5 МПа;

– 5–10 % для скважин глубиной до 2 500 м (интервал от 1 200 до 2500 м), но не более чем на 2,5 МПа;

– 4–7 % для скважин глубиной более 2 500 м (интервал от 2500 и до проектной глубины), но не более чем на 3,5 МПа.

Отклонения от этих требований допускаются только при возникновении поглощений бурового раствора в процессе бурения (с выходом или без выхода циркуляции) и при целенаправленной минимизации репрессии на продуктивные пласты в процессе их вскрытия.

Давление, при котором возможен гидроразрыв пласта, определяется формуле:

$$p_{гр} = p_{пл} + [\mu/(1-\mu)](p_z - p_{пл}) \quad (6)$$

где  $p_{гр}$  – давление гидроразрыва пласта, Па;  $p_{пл}$  – пластовое давление, Па;  $p_z$  – геостатическое давление, Па;  $\mu$  – коэффициент Пуассона породы.

Пределы изменения значений коэффициента Пуассона для некоторых горных пород составляют: глины песчаные – 0,38–0,45, глины плотные – 0,25–0,36, глинистые сланцы – 0,1–0,2, гранит – 0,26–0,29, известняки – 0,28–0,33, каменная соль – 0,44, песчаники – 0,30–0,35.

**Геостатическое давление** – общее давление, создаваемое частицами, входящими в каркас породы, и водой. Градиент геостатического давления в среднем составляет около 24,4 кПа/м.

**Давление поглощения** можно характеризовать безразмерным *индексом давления поглощения*:

$$K_n = \frac{P_{\text{ногл}}}{\rho_g g H}, \quad (7)$$

где  $P_{\text{ногл}}$  – давление, вызывающее поглощение бурового раствора, Па.

*Статическое давление* бурового раствора можно выразить безразмерной величиной относительной плотности раствора:

$$\rho_0 = \frac{\rho g H}{\rho_g g H}. \quad (8)$$

*Относительная плотность* БР должна отвечать условию:

$$K_a < \rho_0 < K_n \quad (9)$$

Излишнее повышение плотности глинистого раствора приводит к снижению скорости бурения и увеличивает опасность возникновения прихватов бурильной колонны.

### **Задание. Определение плотности бурового раствора**

- 1 Изучите оборудование и методику определения плотности БР.
- 2 Проведите определение плотности глинистого раствора с использованием рычажных весов–плотномера, ареометра и пикнометра. Сравните полученные результаты.
- 3 Сделайте вывод о возможности использования БР с измеренной плотностью при определенных значениях глубин бурения и пластового давления.

### **Методика выполнения работы**

#### **1.1 Определение плотности бурового раствора с помощью весов рычажных–плотномера**

**Используемое оборудование:** Весы рычажные–плотномер ВРП–1 (ВРП–1М)

#### **Характеристики прибора:**

Диапазон измерения плотности бурового раствора:

- по верхней шкале, г/см<sup>3</sup>: от 0,8 до 1,6;
- по нижней шкале, г/см<sup>3</sup>: от 1,6 до 2,6;
- погрешность измерения, г/см<sup>3</sup>: ±0,01.

Весы рычажные–плотномер представляет собой рычаг, на одном плече которого укреплен стакан для БР, а на другом плече расположена шкала, вдоль которой перемещается груз (рисунок 1). Рычаг снабжен двумя парами

призм, которыми он опирается на подставку. На рычаге имеется уровень. Принцип работы прибора основан на уравновешивании моментов левой и правой сторон подвижной части весов относительно опоры.

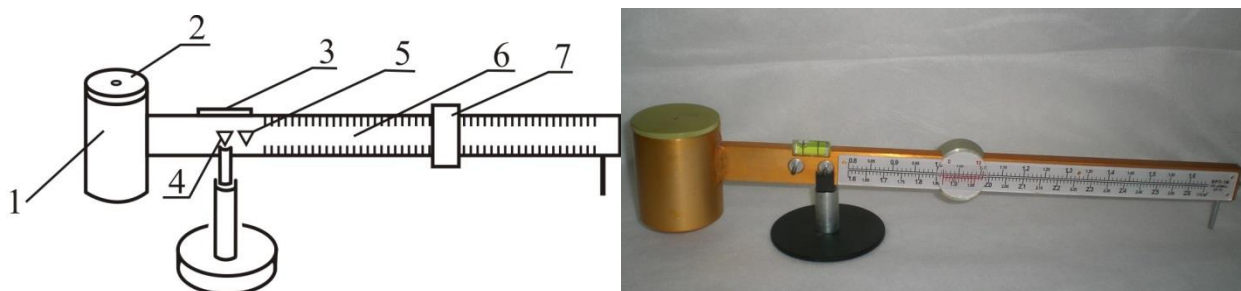


Рисунок 1 – Рычажные весы–плотномер ВРП–1  
 1 – мерный стакан; 2 – крышка; 3 – уровень; 4, 5 – призмы; 6 – рычаг;  
 7 – подающий груз

**Ход работы:**

1. Залить pаствор в мерный стакан (1) до верхней кромки и закрыть крышкой (2). Удалить излишки pаствора, вытекшие через специальное отверстие.

2. Установить подвижную часть на правую призму (5) стойки.

3. Передвигая вправо или влево подвижный груз (7), установить рычаг (6) в положение равновесия и прочесть показания плотности pаствора по верхней шкале.

4. Если плотность pаствора окажется большей, чем предел измерения по верхней шкале, то подвижную часть весов необходимо переставить на левую призму (4) и провести измерение по нижней шкале.

5. После замера снять крышку, вылить pаствор из стакана, промыть мерный стакан и крышку водой, протереть их насухо.

**1.2 Определение плотности бурового pаствора ареометром**

**Используемое оборудование:** Ареометры: АГ–ЗПП, АБР–1М.

Таблица 1 – Характеристики приборов

Характеристика	АГ–ЗПП	АБР–1М
Диапазон измерения при надетом калибровочном грузе, г/см <sup>3</sup>	0,9–1,7	0,9–1,7
Диапазон измерения без калибровочного груза, г/см <sup>3</sup>	1,6–2,4	1,7–2,6
Объем пробы pаствора, см <sup>3</sup>	78,5±1	78,5±0,3
Погрешность измерения, г/см <sup>3</sup>	±0,02	±0,01

В комплект ареометра входит ведро с крышкой и собственно ареометр, состоящий из стакана, поплавка со стержнем и съемного груза (рисунок 2).

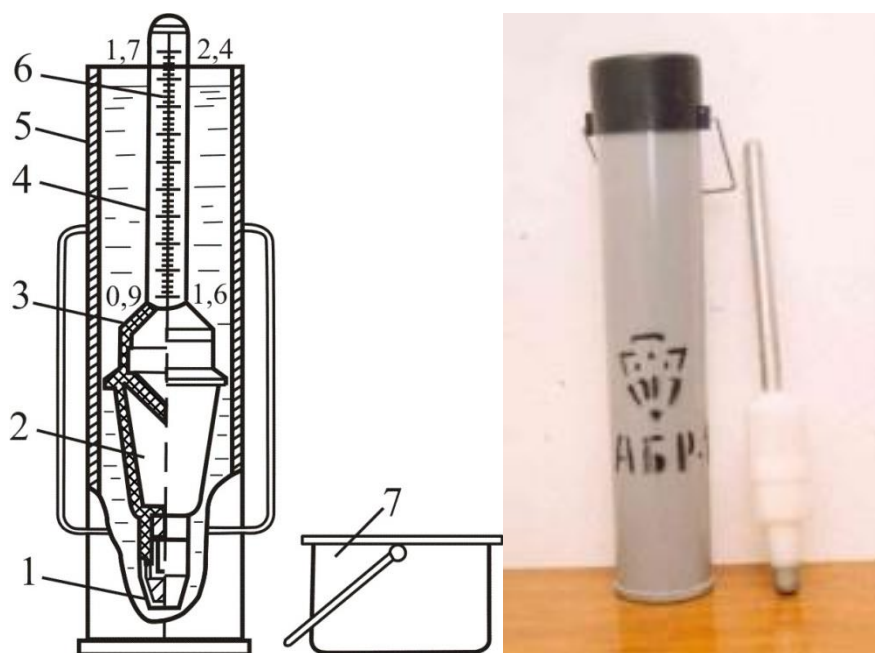


Рисунок 2 – Ареометр АБР–1М

1 – съемный груз; 2 – мерный стакан; 3 – поплавок; 4 – стержень; 5 – ведро для воды; 6 – основная шкала; 7 – крышка ведра

При измерении плотности БР с помощью ареометра может быть использована как пресная вода, так и минерализованная. На стержне имеется две шкалы: основная, по которой определяется плотность раствора, и поправочная, используемая при применении минерализованной воды.

#### ***Ход работы:***

1. Заполнить ведро водой.
2. Заполнить стакан ареометра испытуемым глинистым раствором.
3. Присоединить к стакану поплавок.
4. Смыть водой с поверхности стакана выдавленный поплавком глиняный раствор.
5. Погрузить ареометр в ведро с водой.
6. Прочитать значение плотности глинистого раствора на уровне верхнего края мениска воды по шкале с пределами измерения 0,9–1,7, если ареометр использовался с грузом, или по шкале с пределами измерения 1,6–2,4, если ареометр использовался без съемного груза.

При использовании минерализованной воды делается поправка на ее плотность.

### **1.3 Определение плотности бурового раствора с помощью пикнометра**

***Используемое оборудование:*** пикнометр, рычажные или электронные весы.

***Характеристики прибора:*** Вместимость пикнометра, согласно ГОСТ 26798.1 должна быть в пределах  $100 \pm 5 \text{ см}^3$ .



Пикнометр пpедставляет собой стеклянный сосуд известного объема с притертой пробкой и меткой на шейке (pисунок 3).



Рисунок 3 – Пикнометр

Для выхода из пикнометра воздуха или газа, которые могут выделяться из pаствоpа, в пробке прибора пpедусмотрена сквозная канавка.

**Ход работы:**

1. Взвесить сухой чистый пикнометр.
2. Заполнить пикнометр БР до метки, закрыть пробкой, вытереть насухо и взвесить.
3. Вычислить плотность БР по формуле:

$$\rho = \frac{g_2 - g_1}{V_n}, \quad (10)$$

где  $\rho$  – плотность бурового pаствоpа, г/см<sup>3</sup>;  $g_1$  – масса пустого пикнометра, г;  $g_2$  – масса пикнометра, заполненного буровым pаствоpом, г;  $V_n$  – вместимость пикнометра, см<sup>3</sup>.

Истинная плотность БР, содержащего газообразные компоненты, pасчитывается по формуле:

$$\rho_{ист} = \frac{\rho}{1 - \frac{V_г}{100}}, \quad (11)$$

где  $\rho_{ист}$  – истинная плотность, г/см<sup>3</sup>;  $\rho$  – кажущаяся плотность, г/см<sup>3</sup>;  $V_г$  – объем газов, %.

**Контрольные вопросы**

1 Что называется плотностью БР? На какие виды она подразделяется и в каких единицах измеряется?

2 Какое давление называют гидростатическим и от каких величин оно зависит? Выведите формулу гидростатического давления на произвольной глубине.

3 Почему необходимо выдерживать определенную плотность БР при бурении скважин и каким требованиям она должна отвечать?

4 Что называется пластовым давлением, и на какие виды оно подразделяется? Чему равен градиент нормального пластового давления?

5 Что характеризует коэффициент аномальности пластового давления и как он определяется?

6 Как регламентируется плотность БР в зависимости от глубины бурения скважины?

7 Как рассчитать давление, при котором возможен гидроразрыв пласта?

8 Что характеризует давление поглощения и как его рассчитать?

9 Что характеризует относительная плотность БР, как она вычисляется и каким условиям должна отвечать?

10 Опишите методику определения плотности БР с помощью рычажных весов–плотномера.

11 Опишите методику определения плотности БР ареометром.

12 Опишите методику определения плотности БР с помощью пикнометра.

## Практическое занятие 2

### Определение статического напряжения сдвига

**Статическое напряжение сдвига (СНС)** – величина, характеризующая прочностное сопротивление БР, находящегося в покое заданное время, определяемая касательным напряжением сдвига, соответствующим началу разрушения его структуры. СНС измеряется в Па.

Величина СНС определяет возможность удержания во взвешенном состоянии частиц шлама и утяжелителя при остановках циркуляции БР. Для обеспечения этой возможности величина статического напряжения сдвига должна превышать величину усилия, создаваемого весом частиц выбуренной породы или утяжелителя. В противном случае эти частицы при отсутствии циркуляции БР будут оседать в призабойную часть скважины, что может привести к прихвату бурового снаряда шламом.

Однако с увеличением СНС ухудшаются условия самоочистки БР от шлама на поверхности, а также возрастает величина импульсов давления на забой и стенки скважины при инициировании течения БР (при пуске насоса) и при проведении спускоподъемных операций, что, в свою очередь, повышает вероятность флюидопроявлений, нарушений устойчивости стенок скважин, гидроразрывов пластов и поглощений БР.

Таким образом, величина СНС должна быть минимальной, но достаточной для удержания во взвешенном состоянии в покоящемся БР частиц выбуренных пород и утяжелителя.

Для измерения величины СНС используют прибор СНС-2, а также ротационные вискозиметры ВСН-3 и др.

Принцип работы этих приборов основан на измерении сдвиговых напряжений в контролируемой среде, расположенной между соосными цилиндрами. Мерой сдвиговых напряжений является угол поворота подвесного цилиндра вокруг своей оси.

Структурно-механические свойства БР характеризуют также *коэффициентом тиксотропии*:

$$K_m = \frac{СНС_{10}}{СНС_1} \quad (12)$$

где СНС<sub>1</sub> – статическое напряжение сдвига через 1 мин, Па, СНС<sub>10</sub> – статическое напряжение сдвига через 10 мин, Па.

### Задание

1 Изучите оборудование и методику определения статического напряжения сдвига.

2 Проведите определение СНС с использованием прибора СНС-2 или ВСН-3. Сделайте вывод о показателе СНС и возможном использовании БР.

### 1.1 Определение статического напряжения сдвига на приборе СНС-

**Используемое оборудование:** Прибор СНС-2 в комплект которого входят ковш, отвертка и нити шести номеров, каждая из которых имеет свою константу К (Па/град), указываемую в паспорте прибора.

#### Характеристики прибора СНС-2:

Предел измерения СНС, Па	Диаметр нити, мм
0–4 .....	0,3
0–10 .....	0,4
0–20 .....	0,5

Допускаемая продолжительность измерения – 60 с.

Частота вращения внешнего цилиндра – 0,2 об/мин

Погрешность измерения –  $\pm 3,0\%$ .

Питание электродвигателя от сети переменного тока напряжением 220 В.

Прибор СНС-2 состоит из измерительной части и привода, смонтированных на прямоугольной плите основании (1), измерительная часть имеет внешний цилиндр (2), установленный на вращающемся столике (7), и внутренний цилиндр (3), подвешенный на стойке (8) с помощью упругой нити (4), которая защищена металлической трубкой (10) (рисунок 4).

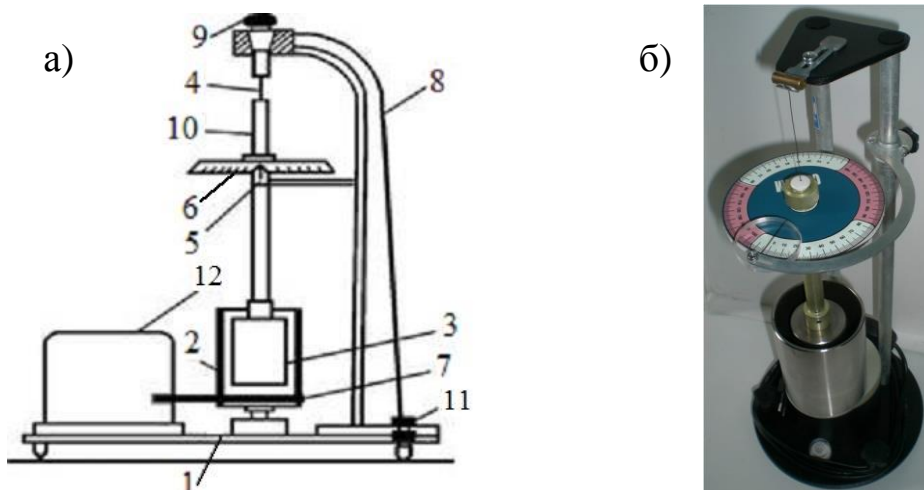


Рисунок 4 – Прибор СНС-2 (а) и СНС-2М (б):

1 – основание, 2 – внешний цилиндр, 3 – внутренний цилиндр, 4 – упругая нить, 5 – указатель, 6 – диск со шкалой, 7 – вращающийся столик, 8 – стойка, 9 – пробка, 10 – защитная втулка, 11 – установочные винты, 12 – электродвигатель.

На стойке укреплен кронштейн с риской указателя (5). В верхней части трубки установлен диск со шкалой (6). Вращением пробки (9) устанавливается «0» на шкале против риски на стрелке указателя.

Прибор имеет два установочных винта (11), с помощью которых регулируется горизонтальность плиты, чем достигается соосность внутреннего и внешнего цилиндров. Привод внешнего цилиндра осуществляется от электродвигателя (12) через редуктор и гибкую передачу.

**Ход работы:**

1. Поместить внутренний цилиндр во внешний и с помощью упругой нити подвесить его к пробке кронштейна, установочными винтами добиться соосного расположения цилиндров.

2. Перемешать пробу БР.

3. Залить раствор меркой, прилагаемой к прибору, в установленный на вращающемся столике внешний цилиндр, подвесной цилиндр при этом должен быть погружен в раствор точно до верхнего края.

4. Быстро установить «0» на шкале против риски указателя и включить секундомер.

5. По истечении одной минуты включить электродвигатель прибора. Внешний цилиндр с раствором начинает вращаться, увлекая за собой внутренний и всю подвесную систему.

6. После остановки подвесного цилиндра по шкале отметить угол максимального закручивания нити в градусах ( $\varphi_1$ ).

7. Раствор перемешать, установить шкалу на «0» и оставить в покое на 10 мин, по истечении времени включить прибор и замерить максимальный угол закручивания ( $\varphi_{10}$ ).

После окончания работы все детали прибора тщательно моют и вытирают насухо.

Статическое напряжение сдвига рассчитывается по формуле:

$$q_{1,10} = K \cdot \varphi_{1,10} \quad (13)$$

где  $q_{1,10}$  – статическое напряжение сдвига через 1 мин и через 10 мин, Па,  $K$  – коэффициент нити, на которой проводятся измерения (приведена в паспорте прибора),  $\varphi_{1,10}$  – угол закручивания, измеренный после 1 мин и 10 мин покоя, (град).

Коэффициент нити зависит от ее диаметра. Нить для прибора подбирают в зависимости от консистенции раствора. Необходимо следить, чтобы максимальный угол закручивания не превышал  $70^\circ$ , в противном случае замер прекращают и заменяют нить на более толстую.

**1.2 Определение статического напряжения сдвига на ротационном вискозиметре ВСН-3**

**Используемое оборудование:** ротационный вискозиметр ВСН-3 (рисунок 5).

**Характеристики прибора:**

Диапазон измерения статического напряжения сдвига, Па:

– для пружины №1 от 0 до 45;

– для пружины №2 от 0 до 90.

Основная приведенная погрешность измерения – 4%.

Погрешность отсчета угла поворота измерительного элемента –  $\pm 0,5^\circ$ .

Пределы термостатирования – от 20 до 60°C.

Напряжение питания – 220 В.

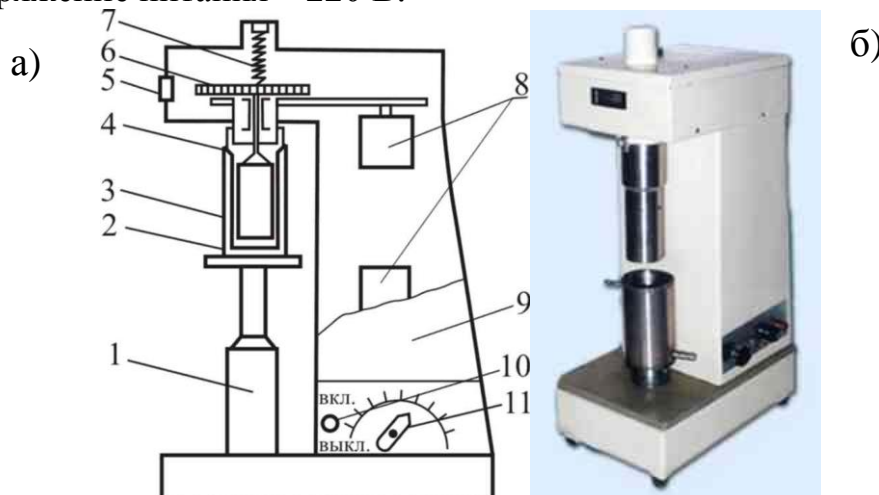


Рисунок 5 – Схема прибора ВСН-3 (а) и его внешний вид (б)

1 – телескопический столик, 2 – стакан, 3 – наружный цилиндр (ротор), 4 – внутренний цилиндр, 5 – смотровое стекло, 6 – шкала, 7 – пружина, 8 – двигатели, 9 – корпус, 10 – выключатель, 11 – переключатель скоростей.

### **Ход работы:**

1. Перед измерением чистый сухой стакан (2) заполнить БР, поставить на столик (1) и включить тумблер «сеть».

2. Перемешать исследуемый раствор при частоте вращения  $600 \text{ мин}^{-1}$  в течение 1 мин и выключить тумблер «сеть».

3. Установить ручку переключателя оборотов в положение «0,2».

4. Раствор оставить в покое на необходимое время, (1 мин, 10 мин).

5. Включить тумблер «сеть».

6. Отсчитать по шкале (6) показания угла поворота измерительного элемента в момент его максимального значения, предшествующего разрушению структуры.

7. Определить СНС по формуле:

$$q_{1,10} = K \cdot \varphi_{1,10} \quad (14)$$

где  $q_{1,10}$  – СНС через 1 мин и через 10 мин, Па,  $K$  – константа, равная величине СНС, соответствующего углу закручивания пружины на  $1^\circ$  (указана в паспорте прибора),  $\varphi_{1,10}$  – угол поворота измерительного элемента, (град).

### **Контрольные вопросы**

1 Что понимается под структурно-механическими свойствами БР?

2 Какие БР называются гетерогенными и как они подразделяются по механическим свойствам?

3 Какие системы относятся к золям, а какие к гелям? Каковы их свойства?

4 Что называется тиксотропией? Для чего необходимо учитывать это свойство при использовании БР? Что характеризует коэффициент тиксотропии и как он вычисляется?

5 Что называется СНС, и в каких единицах измеряется эта величина? Для чего необходимо знать величину СНС при бурении скважин?

6 Как влияет величина СНС на процесс бурения скважины?

7 Опишите методику определения СНС на приборе СНС-2. В чем заключается принцип работы этого прибора?

8 Опишите методику определения СНС на приборе ВСН-3.

### Практическое занятие 3

#### Определение динамического напряжения сдвига, эффективной, пластической и условной вязкостей

Все жидкости обладают подвижностью, т.е. способностью течь, а их свойства, связанные с течением, называются **реологическими**.

Реологические свойства БР оказывают преобладающее влияние на следующие показатели и процессы, связанные с бурением скважин:

- степень очистки забоя скважины от шлама;
- степень охлаждения породоразрушающего инструмента;
- транспортирующую способность потока;
- величину гидравлических сопротивлений во всех звеньях циркуляционной системы скважины;
- величину гидродинамического давления на забой и стенки скважины в процессе бурения;
- интенсивность обогащения БР шламом и др.

Неудовлетворительные реологические свойства могут привести к образованию пробок в стволе скважины, забиванию шламом призабойной зоны ствола, снижению механической скорости бурения, размыву стенок ствола, прихвату бурильной колонны, поглощению промывочной жидкости и даже выбросу.

Идеальный с точки зрения реологии буровой раствор в нисходящем потоке (в бурильной колонне, гидравлическом забойном двигателе, насадках долота), на забое и в очистных устройствах должен обладать вязкостью, близкой к вязкости воды, а в восходящем потоке иметь вязкость, необходимую и достаточную для транспортирования шлама на поверхность без аккумуляции его в скважине.

**Динамическое напряжение сдвига ( $\tau_0$ )** – величина, косвенно характеризующая прочностное сопротивление бурового раствора течению, определяемая отрезком на оси касательного напряжения сдвига, отсекаемым прямой, отображающей зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига. Размерность – Па·с.

**Пластическая (структурная) вязкость ( $\eta_{пл}$ )** – условная величина, характеризующая темп роста касательных напряжений сдвига при увеличении скорости сдвига в случае, когда зависимость касательного напряжения сдвига от градиента скорости сдвига представлена в виде прямой (не проходящей через начало координат), определяемая углом наклона этой прямой. Размерность в СИ – Па·с, в системе СГС – Пуаз (П); 1 Па·с = 10 П.

**Эффективная (кажущаяся) вязкость ( $\eta_{эф}$ )** – величина, косвенно характеризующая вязкость бурового раствора, определяемая отношением касательного напряжения сдвига к соответствующему градиенту скорости сдвига. Размерность в СИ – Па·с, в системе СГС – Пуаз (П).

**Условная вязкость** – величина, косвенно характеризующая гидравлическое сопротивление течению, определяемая временем истечения заданного



объема бурового раствора через вертикальную трубку. Размерность – секунда (с) или внесистемная единица – градус Энглера ( $^{\circ}\text{ВУ}$ ).

Чтобы установить характер зависимости между касательными напряжениями и скоростями сдвига и определить значения показателей реологических свойств промывочных жидкостей, используют наиболее простые формы движения: установившееся ламинарное течение жидкости вдоль оси цилиндрической трубы или тангенциальное течение между двумя коаксиальными (соосными) цилиндрами, т.е. течения, при которых линии тока – прямые линии или концентрические окружности.

Подобные течения реализуются в специальных приборах, называемых соответственно *капиллярными* и *ротационными вискозиметрами*.

### **Задание**

1 Изучите теоретические вопросы, освещающие реологические свойства БР, используя описание, приведенное в практической работе и лекционном курсе.

2 Изучите оборудование и методику определения ДНС, эффективной, пластической и условной вязкостей.

3 Проведите определение показателей реологических свойств БР с использованием прибора ВСН-3. На основе экспериментальных данных сделайте вывод о возможном использовании БР.

#### ***1.1 Определение динамического напряжения сдвига, эффективной и пластической вязкости на ротационном вискозиметре ВСН-3***

***Используемое оборудование:*** ротационный вискозиметр ВСН-3.

***Характеристики прибора:***

Диапазон измерения эффективной вязкости при  $200 \text{ мин}^{-1}$  (200 об/мин) гильзы, Па·с (сП):

– для пружины №1 от 0,001 до 0,2 (от 1 до 200);

– для пружины №2 от 0,001 до 0,4 (от 1 до 400).

Частота вращения наружного цилиндра,  $\text{мин}^{-1}$  (об/мин): 0,2, 200, 300, 400, 600, (0,2, 200, 300, 400, 600).

Основная приведенная погрешность измерения эффективной вязкости – 5%.

Остальные характеристики приведены в практической работе 2.

***Ход работы:***

1. Перемешать БР при частоте вращения наружного цилиндра  $600 \text{ мин}^{-1}$ , затем снять устойчивые показания углов закручивания по шкале прибора при  $600, 400, 300, 200 \text{ мин}^{-1}$ .

2. По полученным данным построить график зависимости угла поворота шкалы ( $\varphi$ ) от частоты вращения наружного цилиндра ( $n$ ). Характерная за-

висимость угла поворота шкалы от скорости вращения цилиндра для вязкопластичных БР приведена на рисунке 6.

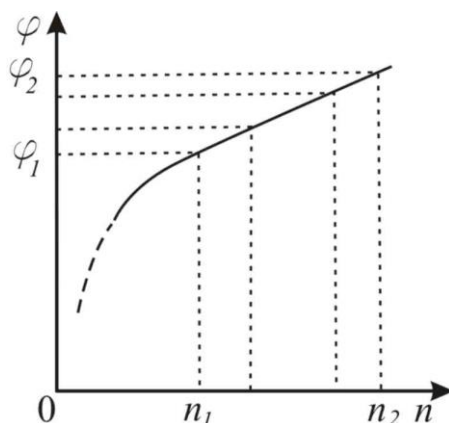


Рисунок 6 – Кривая зависимости  $\varphi$  от  $n$

3. На полученном графике выделить прямолинейный участок и продолжить его до пересечения с осью ординат.

4. По значению двух точек  $(n_1, \varphi_1)$  и  $(n_2, \varphi_2)$ , взятых на прямолинейном участке кривой, определяют эффективную и пластическую вязкости и динамическое напряжение сдвига по формулам:

$$\eta_{\text{эф}} = \frac{A \cdot \varphi}{n} \quad (15)$$

$$\eta_{\text{пл}} = \frac{\varphi_2 - \varphi_1}{n_2 - n_1} \cdot A \quad (16)$$

$$\tau_0 = \frac{A}{B} \left[ \varphi_2 - \frac{n_2}{n_2 - n_1} (\varphi_2 - \varphi_1) \right] \quad (17)$$

где  $\eta_{\text{эф}}$  – эффективная вязкость Па·с (сП),  $\eta_{\text{пл}}$  – пластическая вязкость, Па·с (сП),  $A, B$  – константы (приводятся в паспорте прибора),  $\varphi_2$  – угол поворота шкалы, измеренный при большей частоте вращения цилиндра  $n_2$ , град,  $\varphi_1$  – угол поворота шкалы, измеренный при меньшей частоте вращения цилиндра  $n_1$ , град,  $\tau_0$  – динамическое напряжение сдвига, Па,  $\varphi$  – угол поворота шкалы при частоте вращения цилиндра  $600 \text{ мин}^{-1}$ , град.

**Упрощенная методика работы с прибором:**

1. Используется лишь две частоты вращения цилиндра  $600$  и  $300 \text{ мин}^{-1}$  или  $400$  и  $200 \text{ мин}^{-1}$  для получения значений  $\varphi_1, n_1$  и  $\varphi_2, n_2$ .

2. Расчет пластической вязкости и ДНС производится по следующим формулам:

а) для пружины №1

– при использовании частоты вращения  $600$  и  $300 \text{ мин}^{-1}$

$$\eta_{нл} = 0,5(\varphi_2 - \varphi_1) \quad (18)$$

$$\tau_o = 1,5(\varphi_1 - \eta_{нл}) \quad (19)$$

– при использовании частоты вращения 400 и 200 мин<sup>-1</sup>

$$\eta_{нл} = 0,75(\varphi_2 - \varphi_1) \quad (20)$$

$$\tau_o = 1,5 \varphi_1 - 2 \eta_{нл} \quad (21)$$

б) для пpужины №2

– при использовании частоты вращения 600 и 300 мин<sup>-1</sup>

$$\eta_{нл} = \varphi_2 - \varphi_1 \quad (22)$$

$$\tau_o = 3(\varphi_1 - \eta_{нл}) \quad (23)$$

– при использовании частоты вращения 400 и 200 мин<sup>-1</sup>

$$\eta_{нл} = 1,5(\varphi_2 - \varphi_1) \quad (24)$$

$$\tau_o = 3 \varphi_1 - 2 \eta_{нл} \quad (25)$$

Определение пластической вязкости и ДНС, имеет смысл только в том случае, когда течение исследуемых БР в зазоре вискозиметра описывается моделью Шведова-Бингама. Поэтому при измерении реологических характеристик неизвестных БР всегда необходимо определять углы закручивания шкалы на частотах вращения цилиндра 600, 400, 300, 200 мин<sup>-1</sup>, а использовать упрощенные формулы расчета рекомендуется только тогда, когда равновесные моменты лежат на прямолинейной части графика.

## 1.2 Определение условной вязкости

**Используемое оборудование:** вискозиметром ВБР-1.

**Характеристики прибора:**

Постоянная вискозиметра (время истечения 500 см<sup>3</sup> дистиллированной воды при температуре 20 ± 5°С) – 15 с.

Абсолютная погрешность постоянной вискозиметра – ±0,5 с.

Диаметр отверстия трубки – 5 мм.

Длина трубки вискозиметра – 100 мм.

Вместимость при температуре 20±5°С, см<sup>3</sup>:

– воронки вискозиметра – 700,

– мерной кружки – 500.

Условная вязкость (с) определяется временем истечения 500 см<sup>3</sup> БР через вертикальную трубку (2) вискозиметра ВБР-1 из воронки (1), заполненной 700 см<sup>3</sup> БР (рисунок 7).

**Ход работы:**

1. Промыть водой воронку вискозиметра и мерную кружку.

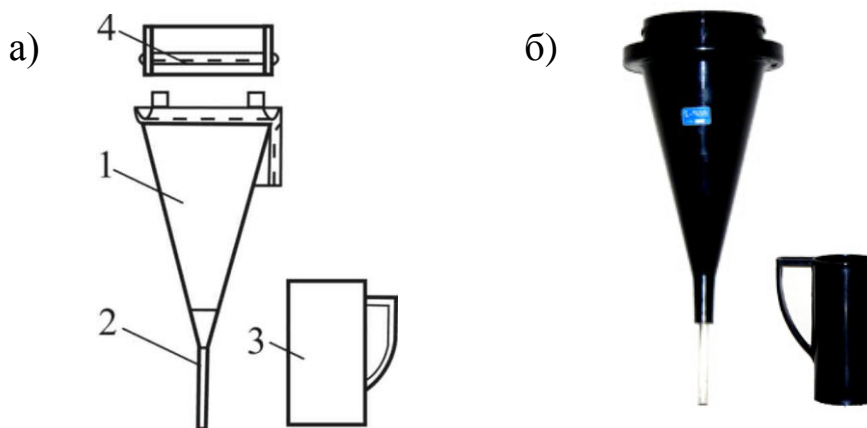


Рисунок 7 – Схема (а) и внешний вид (б) вискозиметра ВБР-1  
1 – воронка, 2 – вертикальная трубка, 3 – мерная кружка, 4 – сетка.

2. Закрyть отверстие трубки снаружy и налить в воронку через сетку предварительно перемешанный испытуемый раствор в количестве  $700 \text{ см}^3$ .

3. Подставить мерную кружку под трубку вискозиметра, открыть отверстие трубки, одновременно включив секундомер.

4. В момент заполнения кружки раствором до краев остановить секундомер.

5. Значение условной вязкости вычисляют как среднеарифметическое из трех последовательных измерений, отличие между которыми не должно быть более 2 секунд.

6. После каждого использования вискозиметр промывают водой.

При определении условной вязкости в лабораторных условиях в воронку наливают  $200 \text{ см}^3$  раствора и фиксируют время истечения  $100 \text{ см}^3$ . Полученное значение  $T = 200/100$  умножают на 4.

### Контрольные вопросы

1 Что характеризуют реологические свойства БР, и на какие показатели и процессы бурения скважин они влияют? Какими реологическими свойствами должен обладать идеальный с точки зрения реологии БР?

2 Как называются режимы течения, обуславливающие поведение БР?

3 Что называется ДНС? Изобразите реограмму зависимости ДНС от скорости сдвига для ньютоновских жидкостей. Что она характеризует?

4 Изобразите реограмму псевдопластичной жидкости. Что она характеризует? Каким законом описывается реологическое поведение псевдопластичной жидкости?

5 Что называется пластической вязкостью? Сформулируйте положения теории пластичного течения Бингама. Изобразите реограмму вязкопластичных жидкостей и опишите ее.

6 Что называется эффективной и условной вязкостью?

7 Запишите уравнение идеального степенного закона; что оно характеризует?

8 Что называeтся коэффициентом пластичности БР? Как его величина сказывается на свойствах БР?

9 Назовите условия когда течение в трубе переходит из ламинарного в турбулентное. С помощью какого показателя описывается критическая скорость, при которой происходит турбулизация потока жидкости?

10 Опишите методику определения ДНС, эффективной и пластической вязкости на вискозиметре ВСН-3.

11 Опишите методику определения условной вязкости с помощью вискозиметра ВБР-1.

## **Практическое занятие 4**

### **Определение растекаемости цементного раствора**

Растекаемость цементного раствора служит косвенной характеристикой его прокачиваемости. Цементный раствор считается прокачиваемым, если его растекаемость составляет не менее 200 мм. Растекаемость цементного раствора определяется с использованием конуса КР-1.

#### **Задание**

- 1 Изучите оборудование и методику определения растекаемости цементного раствора.
- 2 Проведите определение растекаемости цементного раствора с использованием конуса КР-1.
- 3 Сравните величины растекаемости полученные для разных цементных растворов.

**Используемое оборудование:** конус КР-1.

#### **Характеристики прибора:**

Минимальный диаметр концентрической окружности – 72 мм.  
Максимальный диаметр концентрической окружности – 250 мм.  
Расстояние между окружностями конуса – 5 мм.  
Высота конуса для отбора пробы – 60 мм.  
Верхний внутренний диаметр конуса для отбора пробы – 37 мм.  
Нижний внутренний диаметр конуса для отбора пробы – 70 мм.  
Погрешность измерения – +2,5 мм.  
Габаритные размеры конуса – 280×120 мм  
Цена деления шкалы – 1 мм.

Конус КР-1 представляет собой усеченный конус объемом 120 см<sup>3</sup>, который изготавливается из нержавеющей стали или пластмассы (рисунок 8). В комплект КР-1 входит Конус состоит из установленного в специальной подставке стекла. Подставка имеет два подъемных винта и шаровой уровень для контроля горизонтальности ее установки. Под стеклом на подставке начерчены концентрические круги, отстоящие один от другого на расстоянии 10 мм.

Для установки конуса в центре подставки нанесен круг, диаметр которого равен наружному конусу, т.е. 70 мм.

При определении растекаемости цементного теста конус помещают на горизонтально установленное в специальной подставке стекло.

#### **Ход работы:**

1. Протереть влажной тканью внутреннюю поверхность конуса и поверхности стекла, что они были чистыми.
2. Установить конус на стекло и заполнить его цементным раствором. Излишек раствора срезать шпателем.

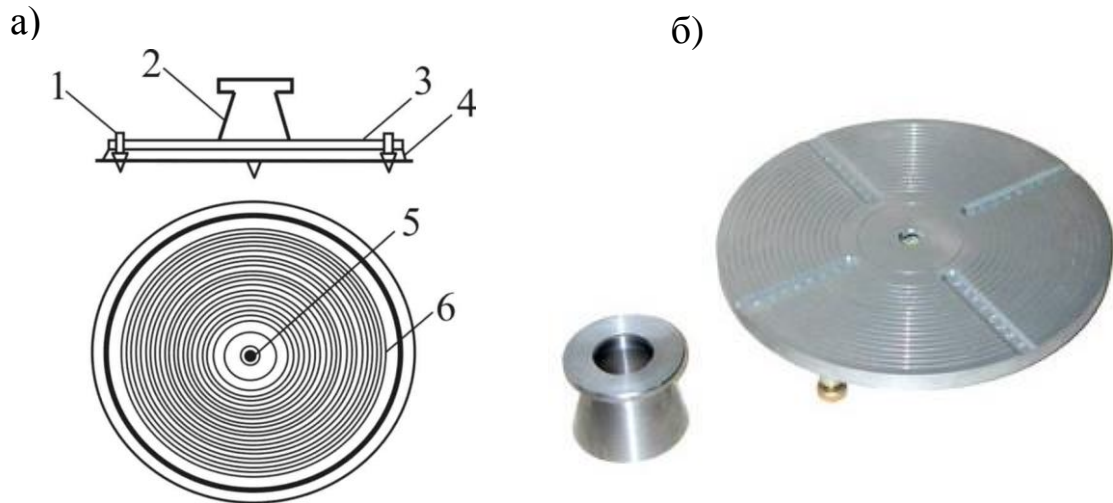


Рисунок 8 – Схема (а) и внешний вид (б) конуса КР-1

1 – подъемный винт, 2 – конус, 3 – стекло, 4 – подставка, 5 – шаровой уровень, 6 – шкала.

3 Резко поднять конус вертикально вверх. На стекле образуется круг расплыва цементного раствора.

4 Определить величину растекаемости путем отсчета диаметра в двух направлениях, соответствующих наибольшему и наименьшему диаметрам расплыва. Вычислить среднее из этих двух значений.

### Контрольные вопросы

1 Какой технологический параметр цементного раствора характеризуют его растекаемость?

2 Опишите оборудование и методику определения растекаемости цементного раствора.

## Практическое занятие 5

### Определение набухания глин

При вскрытии продуктивных пластов в призабойную зону может проникать фильтрат БР, что ведет к снижению ее проницаемости. Это обусловлено рядом факторов, в том числе и набуханием глинистых минералов, которые в том или ином количестве присутствуют в породах коллекторах. Этому способствует также и то, что фильтраты БР на водной основе чаще всего имеют щелочную реакцию, способствующую процессу гидратации и диспергации глин. Эти процессы ведут к уменьшению эффективного сечения поровых каналов, закрытию некоторых из них и уменьшению проницаемости коллектора.

**Набухание** – это способность горных пород увеличивать свой объем и развивать давление набухания в процессе их гидратации или взаимодействия с химическими растворами.

Набухание характеризуется следующими основными показателями: *относительной деформацией (или степенью) набухания, влажностью свободного набухания и давлением набухания*. Протекание процесса набухания характеризуется *скоростью набухания и периодом набухания*.

**Относительная деформация набухания, или степень набухания** ( $\varepsilon_{sw}$ ), равна отношению абсолютной деформации образца, свободно набухшего в условиях невозможности бокового расширения ( $\Delta h$ ), к первоначальной высоте образца ( $h_0$ ) с исходной (природной) влажностью ( $W_0$ ); измеряется в % или долях единицы:

$$\varepsilon_{sw} = \frac{\Delta h}{h_0} \quad (26)$$

По этому показателю к набухающим относят горные породы при  $\varepsilon_{sw} > 0,04$ .

**Влажность свободного набухания** ( $W_{sw}$ ) – это конечная влажность образца, полностью набухшего без возможности бокового расширения и какого-либо внешнего ограничения (без давления на образец); измеряется в %.

**Давление набухания** ( $p_{sw}$ ) – это то давление, которое грунт оказывает на внешнее ограничение в процессе своего набухания. Численно оно равно противодействию, при котором  $\varepsilon_{sw} = 0$ ; измеряется в МПа.

**Скорость набухания** ( $v_{sw}$ ) определяется как отношение  $\Delta \varepsilon_{sw} / \Delta t$ ; она является переменной величиной в процессе набухания. При оценке  $\Delta \varepsilon_{sw}$  в долях единицы скорость набухания измеряется в  $c^{-1}$  или  $мин^{-1}$ .

**Периодом набухания** ( $t_{sw}$ ) называется время, в течение которого завершается процесс набухания образца горной породы и скорость становится равной нулю; измеряется в единицах времени.

Горные породы подразделяются по величине относительной деформации свободного набухания на ряд категорий (таблица 2).



Таблица 2 – Подразделение горных пород по набуханию

Категория горных пород	Относительная деформация набухания, $\epsilon_{sw}$	Давление набухания (нормативное), МПа
Ненабухающие	<0,4	<0,02
Слабонабухающие	0,04–0,08	0,02–0,09
Средненабухающие	0,08–0,12	0,09–0,17
Сильнонабухающие	>0,12	>0,17

Среди факторов, влияющих на набухание горных пород, выделяют *внутренние* и *внешние*.

*К внутренним факторам относятся:* химико-минеральный состав горной породы, структурно-текстурные особенности, начальная плотность-влажность, состав и концентрация электролита порового раствора, обменные катионы.

Минеральный состав является одним из важнейших внутренних факторов набухания. Влияние состава глинистых пород на процесс набухания связано главным образом с величиной их удельной поверхности, а также количеством и видом обменных ионов, т.е. с величинами их поверхностной и ионной активности. Чем выше удельная поверхность глин и глинистых минералов, больше их емкость обмена и степень диссоциации обменных ионов (катионов), тем выше набухание таких пород. По способности глинистых минералов к набуханию их можно расположить в ряд: монтмориллонитовые > гидрослюдистые > каолинитовые.

Структурно-текстурные особенности глин также сильно влияют на набухание, прежде всего через дисперсность и характер структурных связей. Наибольшая величина набухания характерна для высокодисперсных глин, тогда как супесям и легким суглинкам набухание вообще не присуще.

Набухание растет с увеличением содержания в грунте частиц глинистой и коллоидной фракции.

Установлено, что начальная скорость набухания (в первые два часа) выше у менее дисперсных глин (гидрослюдистых, каолинитовых), но затем она падает и становится меньше скорости набухания более дисперсных глин (монтмориллонитовых).

*К внешним факторам набухания горных пород относятся:* внешнее (ограничивающее) давление и температура.

Относительная величина набухания глинистых пород изменяется в зависимости от давления по экспоненциальному закону, причем наиболее резкое уменьшение ее происходит при давлении до 0,2 МПа. В основном закономерности величин набухания глинистых пород, находящихся под нагрузкой, зависят от тех же факторов, что и свободное набухание.

Чаще всего набухание горных пород, имеющих в своем составе глинистые частицы, определяются по приросту объема исходного материала в процессе насыщения его водой.

## Задание

1 Изучите оборудование и методику определения набухания глин с помощью ПНГ.

2 Проведите определение величины набухания с использованием ПНГ.

3 На основании экспериментальных данных определите к какой категории горных пород по набуханию относится исследуемый образец. Сравните величину, скорость и период набухания различных по минералогическому составу глин.

**Используемое оборудование:** Прибор для определения набухания грунтов (ПНГ) (рисунок 9), весы, сушильный шкаф, эксикатор, часы, фильтровальная бумага.

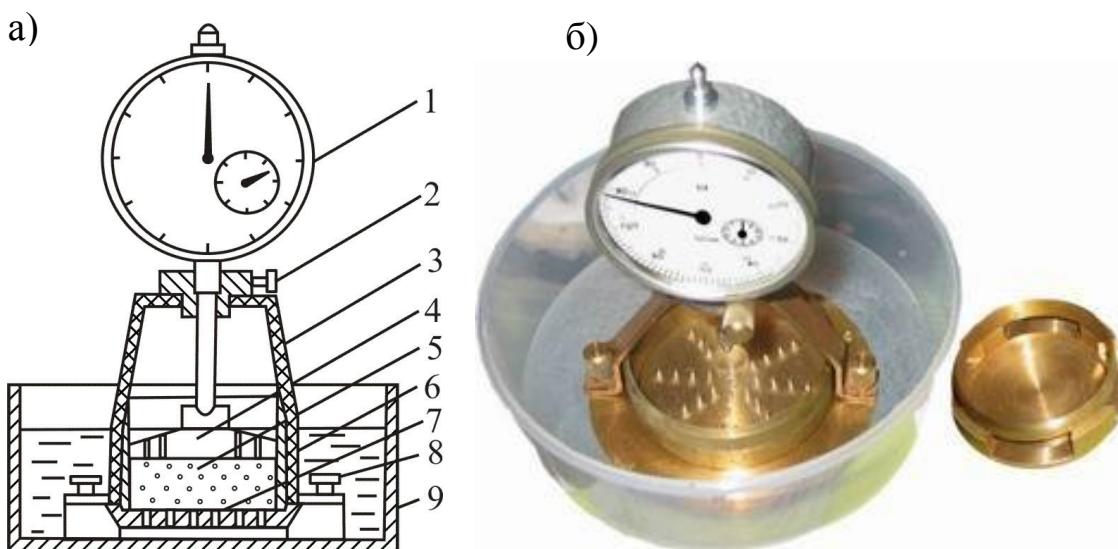


Рисунок 9 – Схема (а) и внешний вид (б) ПНГ

1 – индикатор часового типа, 2 – винт, 3 – скоба, 4 – крышка, 5 – образец породы, 6 – металлические кольца, 7 – перфорированный диск основание, 8 – крепежный винт, 9 – ванночка.

### **Характеристики ПНГ:**

Внутренний диаметр рабочего кольца и вкладыша –  $56,5 \pm 0,1$  мм.

Высота рабочего кольца –  $22 \pm 0,3$  мм.

Габаритные размеры – не более  $140 \times 140 \times 150$  мм.

Масса – не более 0,7 кг.

Основной частью прибора являются два соединенных между собой металлических кольца (6) с крышкой (4), устанавливаемые на перфорированный диск (7).

Увеличение высоты слоя набухающей породы (5) замеряется индикатором часового типа (1), закрепленным винтом (2) в скобе (3), которая в свою очередь посредством винтов (8) крепится к перфорированному диску (7). При этом шток индикатора (1) упирается в крышку (4).

### **Ход работы:**

1. На перфорированный диск (7) положить бумажный фильтр.
2. Насыпать в сдвоенные кольца (6) навеску исследуемой размолотой породы, предварительно хорошо высушенной и просеянной через сито с размером ячейки 0,09 мм. Количество исследуемого образца берут таким, чтобы верх его слоя был выше кольцевой отметки, образованной стыком колец (6) на 2-3 мм.
3. Уплотнить слой исследуемой породы крышкой до кольцевой отметки. Взвесить кольцо с исследуемым образцом.
4. Сверху слоя исследуемого образца (5) кладут второй фильтр и крышку (4).
5. Собранный прибор устанавливается на дно ванночки (9). Индикатор (1) в держателе укрепляется так, чтобы его штифт без напряжения касался головки крышки (4). При установке индикатора следят за тем, чтобы его малая стрелка было примерно на нуле. В таком положении винт (2) закрепляют. После этого вращением шкалы индикатора выводят показания большой стрелки на «0».
6. Ванночку с установленным в ней прибором заполняют водой или другой исследуемой жидкостью (фильтратом БР). Уровень жидкости должен быть выше верхней кромки сдвоенных колец. Жидкость через отверстия в диске и крышке подводится к пробе порошка породы и смачивает ее. Начало смачивания слоя, определяемое по началу движения стрелки индикатора, является начальным моментом отсчета времени опыта. Следя за показаниями индикатора, записывают их через различные промежутки времени. Сначала показания индикатора снимают через 30 с.
- С уменьшением интенсивности набухания интервалы замеров увеличивают. За 30 мин должно быть сделано не менее 20 отсчетов по индикатору. Об окончании набухания судят по остановке движения стрелки индикатора.
7. После завершения опыта кольцо с увлажненным порошком породы нужно снова взвесить.
8. По окончании опыта извлечь кольцо с исследуемым образцом из прибора, насухо протереть его, взвесить кольцо с исследуемым образцом, а затем поместить в сушильный шкаф и высушить до постоянной массы.
9. Вынуть кольцо с исследуемым образцом из сушильного шкафа, охладить в эксикаторе, взвесить и вычислить начальную влажность грунта ( $W_0$ ) и конечную влажность грунта ( $W_{sw}$ ) по формулам:

$$W_0 = \frac{g_e - g_c}{g_c} \cdot 100\% \quad (27)$$

$$W_{sw} = \frac{g - g_c}{g_c} \cdot 100\% \quad (28)$$

где  $g_e = (g_2 - g_1)$  – масса влажного образца до опыта ( $g_1$  – масса кольца,  $g_2$  – масса кольца с образцом до опыта),  $g_c = (g_4 - g_1)$  – масса высушенного образца ( $g_4$  – масса кольца с высушенным образцом),  $g = (g_3 - g_1)$  – масса влажного образца после опыта ( $g_3$  – масса кольца с влажным образцом после опыта).

Конечная влажность ( $W_{sw}$ ) будет характеризовать влажность свободного набухания. Результаты испытаний заносят в журнал по форме, приведенной в таблице 3.

Таблица 3 – Журнал испытаний показателей для определения свободного набухания глин в ПНГ

Высота кольца прибора $h$ , мм	Масса кольца $g_1$ , г	Масса кольца с образцом до опыта $g_2$ , г	Масса кольца с влажным образцом после опыта $g_3$ , г	Масса кольца с образцом после высушивания $g_4$ , г	Масса влажного образца до опыта $g_b$ , г	Масса влажного образца после опыта $g$ , г	Масса высушенного образца $g_c$ , г

10. Вычислить величину набухания ( $\varepsilon_{sw}$ ) по формуле (26) и выразить в процентах.

### Контрольные вопросы

- 1 Что называется набуханием горных пород, и какими показателями оно характеризуется?
- 2 Перечислите и охарактеризуйте внутренние факторы, влияющие на набухание горных пород.
- 3 Назовите внешние факторы, влияющие на набухание горных пород.
- 4 Назовите существующие способы определения набухания горных пород.
- 5 Опишите оборудование и методику определения набухания горных пород.

### 3 Раздел контроля знаний ЭУМК

#### Вопросы к зачету по дисциплине «Буровые и тампонажные растворы» для специальности 1-51 02 71 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

1. Способы очистки забоя скважин.
2. Давление и его виды в процессе бурения скважины.
3. Виды физико-химического воздействия бурового раствора на горную породу.
5. Характеристика факторов, определяющих выбор тампонажных материалов.
6. Функции бурового раствора, связанные с процессами разрушения и очистки забоя скважины.
7. Функции бурового раствора, связанные с: транспортировкой бурового шлама на дневную поверхность; охлаждением и смазкой долот, бурильных труб; передачей гидравлической энергии забойному двигателю.
8. Функции бурового раствора, связанные с предупреждением нефте-, газо- и водопроявлений.
9. Функции бурового раствора, связанные с формированием на стенках скважины фильтрационной корки.
10. Функции бурового раствора, связанные с: удержанием во взвешенном состоянии твердой фазы при временном прекращении циркуляции; предупреждением осыпей и обвалов.
11. Характеристика дисперсных систем (дисперсионная фаза, дисперсионная среда, гомогенная система, гетерогенная система).
12. Суспензии и эмульсии, и их виды (гидрофильные, гидрофобные, газовые, пены, пасты, коалесценция).
13. Что называется плотностью бурового раствора, в каких единицах она измеряется и какие бывают виды плотности?
14. Почему необходимо выдерживать определенную плотность при бурении скважин и каким требованиям она должна отвечать?
15. Что характеризуем коэффициент аномальности пластового давления и как он определяется?
16. Что понимается под структурно-механическими свойствами бурового раствора?
17. Какие системы относятся к золям, а какие к гелям? Каковы их свойства?
18. Что называется тиксотропией и коэффициентом тиксотропии?
19. Что называется статическим напряжением сдвига и как оно влияет на процесс бурения скважины?
20. Что характеризуют реологические свойства бурового раствора, и на какие показатели и процессы бурения скважин они влияют?
21. Как называются режимы течения, обуславливающие поведение бурового раствора?

22. Что называется динамическим напряжением сдвига?
23. Что называется эффективной и условной вязкостью?
24. Что называется коэффициентом пластичности бурового раствора? Как его величина сказывается на свойствах бурового раствора?
25. Назовите условия когда течение в трубе переходит из ламинарного в турбулентное. С помощью какого показателя описывается критическая скорость, при которой происходит турбулизация потока жидкости?
26. Что называется фильтрационной коркой? Для чего она необходима? Каковы условия ее образования?
27. Приведите характеристику видов фильтрации, возникающих в процессе сооружения скважины.
28. Для чего в процессе бурения скважины используются полимеры, и в чем заключается их принцип действия?
29. Электрохимические свойства бурового раствора и методы его определения.
30. Триботехнические свойства бурового раствора.
31. Ингибирующая способность бурового раствора.
32. Классификационные признаки буровых растворов.
33. Общая характеристика буровых растворов на водной и нефтяной основе.
34. Характеристика газообразных растворов.
35. Классификация тампонажных растворов.
36. Свойства тампонажного раствора и камня.
37. Факторы, вызывающие необходимость использования реагентов и добавок для регулирования свойств буровых растворов.
38. В чем заключается сущность процессов стабилизации и пептизации бурового раствора?
39. С какой целью осуществляется регулирование свойств цементного раствора и камня? Что для этого используют?
40. Что называется буферными жидкостями и какие критерии выбора буферной жидкости?
41. Виды буферных жидкостей и технология их применения.
42. Назначение и принципиальная схема циркуляционной системы буровой и промывки скважины.
43. Приготовление и очистка бурового раствора.
44. Приведите характеристику осложнений, возникающих в связи с особенностями геологического строения на нефтяных месторождениях Беларуси.
45. Охарактеризуйте буровые растворы, используемые для вскрытия продуктивных нефтяных отложений на территории Беларуси.
46. Каким требованиям должны отвечать буровые растворы для бурения боковых стволов при восстановлении скважин на территории разработки нефтяных месторождений Беларуси.

## 4 Вспомогательный раздел ЭУМК

### 4.1

Министерство образования Республики Беларусь



УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель  
Министра образования  
Республики Беларусь

В.А.Богуш

01.08.2016

ЗАРЕГИСТРИРОВАНО  
в ГУО «Республиканский  
институт высшей школы»  
" 02 " 08 2016 г.  
рег. № 25-13/219

#### ТИПОВОЙ УЧЕБНЫЙ ПЛАН ПЕРЕПОДГОТОВКИ (взамен зарегистрированного 13.12.2010, рег. №25-17/257)

Специальность : 1-51 02 71 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Квалификация: горный инженер

ФОРМА ПОЛУЧЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ		ОЧНАЯ (ДНЕВНАЯ)			ОЧНАЯ (ВЕЧЕРНЯЯ)			ЗАОЧНАЯ			
№ п/п	КОМПОНЕНТЫ УЧЕБНОГО ПЛАНА	ВСЕГО УЧЕБНЫХ ЧАСОВ	Распределение количества учебных часов с указанием форм текущей аттестации								
			Аудиторные занятия	Самостоятельная работа	Формы текущей аттестации	Аудиторные занятия	Самостоятельная работа	Формы текущей аттестации	Аудиторные занятия	Самостоятельная работа	Формы текущей аттестации
3.1	Разработка нефтяных и газовых месторождений	150	116	34	э, кр	90	60	э, кр	76	74	э, кр
3.2	Скважинная добыча нефти и газа	100	78	22	э	68	32	э	54	46	э
3.3	Сбор и подготовка скважинной продукции	44	34	10	э	32	12	э	22	22	э
3.4	Технология бурения нефтяных и газовых скважин	100	80	20	э	60	40	э	52	48	э
3.5	Буровые и тампонажные растворы	44	34	10	з	32	12	з	22	22	з
3.6	Эксплуатация и ремонт нефтегазопромыслового оборудования	36	28	8	з	24	12	з	18	18	з
3.7	Трубопроводный транспорт нефти и газа	48	38	10	з	36	12	з	26	22	з

## **4.2 Список учебных изданий рекомендуемых для изучения учебной дисциплины «Буровые и тампонажные растворы»**

1 Булатов, А.И. Решение практических задач при бурении и освоении скважин: справ. пособие / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков. – Краснодар: Совет. Кубань, 2006. – 144 с.

2 Булатов, А.И. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: учеб. Пособие / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, С.А. Шаманов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 1007 с.

3 Булатов, А.И. Буровые промывочные и тампонажные растворы: учеб. пособие / А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков. – М.: Недра, 1999. – 424 с.

4 Грей Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) / Дж. Р. Грей, Г.С.Г. Дарли. – М: Недра, 1985. –509 с.

5 Ивачев, Л.М. Промывочные жидкости и тампонажные смеси / Л.М. Ивачев. – М.: Недра, 1987. 242 с.

6 Овчинников, В.П. Буровые промывочные жидкости: учеб. пособие / В.П. Овчинников, Н.А Аксенова. – Тюмень: Нефтегазовый университет, 2008. – 309 с.

7 Рязанов, Я.А. Энциклопедия по буровым растворам / Я.А. Рязанов. – Оренбург издательство «Летопись», 2005. – 664 с.

8. СТП 09100.17015.042-2013 Буровые растворы при бурении скважин и боковых стволов в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». – Дата введения: 05.08.2013.

9 Яковлев А.А. Газожидкостные промывочные и тампонажные смеси / А.А. Яковлев.– СПб.: СПб. гос. горн. ин-т, 2000. – 142 с.

10 Ясов В.Г. Осложнения в бурении: справочное пособие / В.Г. Ясов, М.А. Мыслюк. – М.: Недра, 1991. – 334 с.