

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
Санкт-Петербургский горный университет

Кафедра бурения скважин

БУРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ

*Методические указания к самостоятельным работам
для студентов магистратуры направления 21.04.01*

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2022**

УДК 622.24-241 (073)

БУРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ: Методические указания к самостоятельным работам / Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: *Е.Л. Леушева, В.А. Моренов, И.С. Фиалковский*. СПб, 2022. 28 с.

Приводятся основные сведения по составам и типам буровых растворов и способы расчета их основных параметров в зависимости от профиля скважины, с учётом горно-геологических условий проводки скважины.

Предназначены для студентов направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин».

Научный редактор проф. *Н.И. Николаев*

Рецензент к.т.н. *И.А. Лягов* (ООО «Перфобур»)

© Санкт-Петербургский
горный университет, 2022

ПРЕДИСЛОВИЕ

Предмет курса «Буровые технологические жидкости» направлен на изучение свойств буровых растворов и основных методов определения этих свойств.

Изучение данной дисциплины позволяет сформировать у студентов необходимые знания и практические навыки в области промывки скважин при их строительстве, а также изучить алгоритм выбора состава растворов исходя из горно-геологических условий.

Самостоятельная работа студентов предполагает изучение технической литературы (статьи, патенты, монографии), направленное на углубление и расширение знаний и навыков полученных в ходе аудиторных занятий.

Во время работы с данным учебным пособием студентам необходимо произвести расчёт в соответствии с предложенным алгоритмом и, исходя из полученных значений для основных параметров (плотность, вязкость, водоотдача, СНС, ДНС и т.д.), выбрать состав раствора для бурения в указанном интервале.

Работа выполняется студентами индивидуально. Отчет по работе необходимо представить в виде пояснительной записки, которая должна включать: краткую теоретическую справку, расчёт основных параметров бурового раствора и обоснование выбора состава раствора.

Студенты представляют отчет к защите в печатном виде на листах формата А4. Оформление - поля: слева - не менее 30 мм, с других сторон - не менее 20 мм. Рекомендуется использовать шрифт Times New Roman 12-14 пт, интервал 1,5 пт. Нумерация страниц – сквозная, включая таблицы, иллюстрации и приложения. Нумерация разделов – по порядку арабскими цифрами.

Таблицы и иллюстрации в тексте нумеруют по разделам или сплошную. Таблицы и иллюстрации размещают внутри текста работы на листах, следующих за страницей, где в тексте впервые дана ссылка на них. Все иллюстрации и таблицы должны иметь названия. В качестве графического материала могут быть представлены рисунки, чертежи, технологические схемы, графики, алгоритмы расчетов и другие материалы.

Ссылки на использованные литературные источники в тексте, в подрисуночных надписях и заголовках таблиц даются в виде числа в квадратных скобках. Группировка библиографических записей должна быть в алфавитном порядке. Список использованных источников должен быть выполнен в соответствии с ГОСТ Р 7.0.5-2008.

Пояснительная записка к самостоятельной работе должна включать в себя:

- титульный лист пояснительной записки (выполняется по общим требованиям);
- задание на выполнение самостоятельной работы (в соответствии с требованиями методических указаний);
- аннотацию;
- оглавление (при наличии разделов работы);
- введение;
- основной раздел самостоятельной работы;
- заключение;
- список использованных источников.

КРАТКИЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ СВЕДЕНИЯ

Буровой раствор – это сложная многокомпонентная система, состав которой определяется типом проходимых горных пород их пористостью и проницаемостью, термобарическими условиям в разбуриваемых породах, мощностью пластов, представленных в разрезе, а также рядом других факторов.

Правильно подобранный и приготовленный буровой раствор должен обеспечивать безопасное и безаварийное бурение в различных горно-геологических условиях, а к основным функциям буровых растворов можно отнести следующие:

1. Очистка ствола скважины от выбуренной породы и вынос шлама на поверхность
2. Предотвращение обрушения стенок скважины за счёт создания фильтрационной корки
3. Оказание гидростатического давления на ствол скважины в оптимальном диапазоне, при условии недопущения нефтегазо-водопроявлений, а также значительных поглощений бурового раствора.
4. Охлаждение и смазывание бурильной колонны
5. Сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта

Основой выбора раствора для конкретной скважины является точное знание геолого-технических условий по совместным интервалам бурения, знание о возможности перевода различных рецептур или типов растворов друг в друга и определение оптимальной последовательности их применения с учётом наименьшей стоимости и максимально возможной безопасности проводимых работ при минимальном воздействии на окружающую среду. На рисунке 1 приведена схема последовательности выбора решения по буровым растворам для бурения скважины.

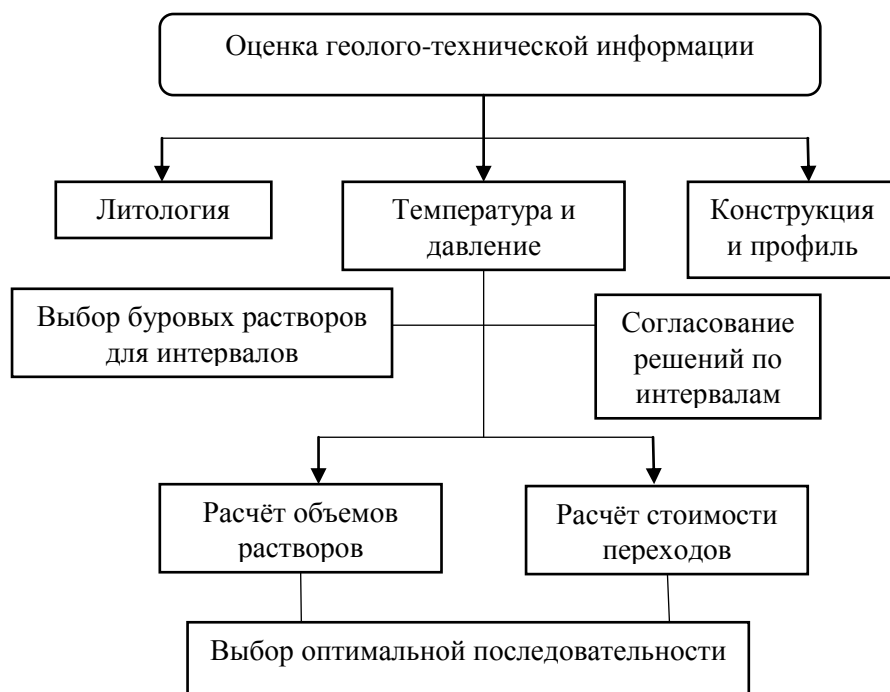


Рис.1 Схема последовательности выбора решения по буровым растворам для бурения скважины

Наиболее широко применяемые системы – это растворы на водной основе, они используются для бурения примерно 80% всех скважин. Основой для такого раствора может быть пресная, морская вода или рассол. Тип выбранного флюида обычно зависит от ожидаемых условий в скважине или от конкретного разбуриваемого интервала. Например, верхние интервалы, как правило, бурят раствором низкой плотности на основе пресной или морской воды с небольшим количеством реагентов с использованием природных глин. Буровые растворы на основе соленой воды часто используют для бурения в соленых пластах, а также для предотвращения диспергирования глинистых сланцев.

Системы на углеводородной основе обычно применяют при разбурировании пластов глин, которые набухают или осыпаются после

воздействия водных растворов. Одним из ключевых преимуществ использования системы на углеводородной основе является ингибирование глинистых сланцев.

СОСТАВЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Химические реагенты применяются для приготовления и обработки буровых растворов с целью придания им необходимых свойств: вязкостных, структурирующих, фильтрационных, ингибирующих, поверхностно-активных и т.п. По назначению химические реагенты и материалы можно разделить на две большие группы: реагенты и материалы общего назначения и реагенты специального назначения. По химической природе реагенты делятся на неорганические (основания и соли) и органические (низкомолекулярные и высокомолекулярные, полимерные вещества различной химической природы).

Реагенты и материалы общего назначения используют для приготовления базового раствора, регулирования его структурно-реологических свойств и фильтрации. К ним относятся реагенты различного функционального назначения.

1. Для регулирования pH обычно используют неорганические основания (каустическая сода NaOH, известь Ca(OH)₂), а также средние и кислые соли щелочных металлов (карбонат Na₂CO₃ и бикарбонат натрия NaHCO₃), изменяющие концентрацию ионов водорода в растворе.

2. Структурообразующие коллоиды – материалы, придающие тиксотропные свойства раствору. Это неорганические коллоиды – глины (бентонит, пальгорскит, асбест), а для растворов на нефтяной основе – органофильные глины и битумы. В последние годы за рубежом в так называемых безглинистых растворах роль структурообразователя выполняют специальные органические полимеры из класса полисахаридов, в частности биополимер ХС (ксантановая смола), а также синтетические полимеры.

3. Понижители фильтрации – химические реагенты и материалы, снижающие отделение дисперсионной среды раствора при фильтрации через проницаемые пласты. В качестве понижителей фильтрации обычно используются неорганические и органические

коллоиды. Неорганические коллоиды – бентонит, органические – природные и синтетические высокомолекулярные полимеры различной химической природы в частности:

- гуматные реагенты – углещелочной реагент (УЩР)
- лигносульфонаты – конденсированная сульфат-спиртовая барда КССБ-1, КССБ-2, КССБ-4.
- полисахариды – крахмал, декстран и эфиры целлюлозы (карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), оксиэтилцеллюлоза (ОЭЦ) и др.)
- акриловые полимеры – гидролизованные полиакрилонитрил (гипан, К-4), полиакриламид (РС-2, ПАА), сополимеры метакриламида и метакриловой кислоты (метас), метилметакрилата и метакриловой кислоты (М-14).

4. Разжижители – химические реагенты, снижающие предельную прочность структуры, тиксотропию и повышающие подвижность раствора. Основные функции разжижителей – дефлокуляция, разрушение ассоциаций частиц глинистых минералов, блокирование за счёт адсорбции активных участков на их поверхности и создание мощных гидратных оболочек, отделяющих частицы на расстояния, при которых силы притяжения уже не столь интенсивны. В качестве разжижителей используются химические реагенты органической и неорганической природы, которые по химическому составу можно разделить на две группы.

Органические реагенты: гуматные – углещелочной реагент; производные лигнина – активированные гидролизные лигнины (нитролигнин); лигносульфонаты и их производные (лигносульфонат кальция, феррохромлигносульфонат (ФХЛС), хромлигносульфонат – Оксил). Разжижающим действием обладают КССБ-1, КССБ-2, КССБ-4; природные и синтетические танины – экстракты таннинсодержащих деревьев, полифенолы лесохимические (ПФЛХ), синтаны; кремнийорганические продукты (КР-03).

Неорганические реагенты: комплексные фосфаты – гексаметафосфат натрия (Na_3PO_4), триполифосфат натрия $\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$ и др., комплексоны НТФ, ОЭДФ и др.

Реагенты и материалы специального назначения служат для придания буровым растворам специальных свойств (ингибирующих,

смазочных, эмульгирующих и др.) либо для устранения недостатков и повышения эффективности реагентов общего назначения (устранения ценообразования, ферментативной и термической неустойчивости, агрессивного влияния поливалентных ионов, сероводорода и др.).

1. Ингибиторы сланцев и глинистых пород – реагенты, предотвращающие гидратацию, набухание и дезинтеграцию глинистых пород. Это неорганические электролиты – известь $\text{Ca}(\text{OH})_2$, хлористый кальций CaCl_2 , гипс CaSO_4 , соль NaCl , хлористый калий KCl , алюмокалиевые квасцы $\text{KAl}(\text{SO}_4)_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$, силикат натрия Na_2SiO_3 . Наиболее эффективно эти добавки действуют в сочетании с высокомолекулярными полимерами (КМЦ, акриловыми полимерами), адсорбция которых на глине способствует более эффективному предотвращению её гидратации и дезинтеграции.

2. Термостабилизирующие добавки – химические реагенты, предотвращающие загустевание, повышающие подвижность бурового раствора и улучшающие действие разжижителей при высоких температурах, а также антиоксиданты – вещества, замедляющие термоокислительную деструкцию реагентов-понижителей фильтрации. В качестве термостабилизирующих реагентов используются анионные соединения хрома (хроматы и бихроматы натрия и калия), а в качестве антиокислителя – ароматические амины (анилин), а также природные вещества, содержащие окси- и аминопроизводные ароматических соединений (древесный деготь, окисленные гуматы).

3. Смазочные добавки уменьшают коэффициент трения и придают буровому раствору смазочные свойства при высоких давлениях. Они служат для предупреждения прихватов, уменьшения крутящего момента и увеличения мощности, передаваемой на долото, а также для повышения износостойкости опор долота. Для этой цели используют нефть, графит, а также окисленный петролатум СМАД-1, гудроны от переработки растительных масел СГ-1, ФК-2000, Глитал.

4. Поверхностно-активные вещества – вещества, снижающие поверхностное натяжение на границе раздела фаз (жидкость –

жидкость, жидкость – газ, жидкость – твердое тело). Их применяют для качественного вскрытия продуктивных пластов. К таким добавкам относятся водорастворимые ПАВ ионогенного типа (анионоактивные) – Сульфано́л, сульфонатриевые соли сланцевых смол (СНС), неионогенные – ОП-10 УФЭ₈, а также комплексные композиционные – ПКД-515.

5. Эмульгаторы служат для образования однородной смеси двух несмешивающихся жидкостей и предотвращения коалесценции эмульгируемой (дисперсной) фазы. Основная область применения эмульгаторов – эмульсионные растворы. Обычно большинство реагентов (УЦР, ССБ, КССБ, Окзил, крахмал, М-14, глинистая фаза) – хорошие эмульгаторы прямых эмульсий. Кроме того, применяются водорастворимые ПАВ ионогенного типа (Сульфано́л) и неионогенные ПАВ (ОП-10).

6. Пеногасители предназначены для предупреждения и ликвидации вспенивания, вызываемого некоторыми реагентами, которые используют для химической обработки буровых растворов, например, ССБ, КССБ, нитролигнин, Окзил, феррохромлигносульфонат или ПАВ, в частности Сульфано́л. Наиболее широко распространены следующие пеногасители: сивушные масла, соапстоки, полиметилсилоксановые жидкости ПМС, синтетические жирные спирты, окисленный петролатум, стеарат алюминия, резиновая или полиэтиленовая крошка в дизельном топливе (РС и ПЭС). Свойства и эффективность пеногасителей, используемых в бурении, приведены в приложении.

7. Бактерициды (антисептики) – добавки, служащие для предотвращения микробиологического и ферментативного разложения реагентов. Для этой цели используют вещества неорганической природы (каустическая сода, NaOH, известь Ca(OH)₂, соль NaCl) и органической (формальдегид, фенол).

8. Реагенты для связывания ионов кальция и магния служат для предохранения бурового раствора, обработанного реагентами, несовместимыми с поливалентными катионами, от загрязнения ангидридом, гипсом и другими солями кальция и магния. В качестве этих реагентов используют неорганические соли и основания, образующие с поливалентными катионами нерастворимые или

малорастворимые соединения такие, как кальцинированная сода (карбонат натрия), гидрокарбонат натрия, полифосфаты и каустическая сода (гидроксид натрия).

9. Ингибиторы коррозии – вещества, замедляющие или предотвращающие коррозию бурового оборудования. Для предотвращения коррозии в буровые растворы, а также в воздух или газ, если бурение ведется с промывкой этими агентами, добавляют неорганические реагенты: основания (известь $\text{Ca}(\text{OH})_2$), каустическую соду и соли (сульфат натрия, карбонат цинка, а в случае соленасыщенных растворов – хромат натрия).

10. Реагенты, связывающие сероводород – карбонат цинка, железистые утяжелители и щелочные добавки, например, каустическая сода.

11. Флокулянты – полимерные вещества, способствующие флокуляции твердых частиц с последующим выделением их в осадок. В качестве флокулянтов используют частично гидролизованный полиакриламид, сополимеры метакриловой кислоты с метакриламидом (метас) и метаметилакрилатом (М-14) и др.

12. Пенообразователи – ПАВ, образующие пену в присутствии воды. Обычно их применяют при разбуривании водоносных горизонтов с продувкой забоя воздухом или газом. В качестве пенообразователей могут быть использованы жирные кислоты (пальматиновая, стеариновая) и их щелочные соли, а также алкиларилсульфонаты – Сульфонол) и другие ПАВ.

13. Закупоривающие материалы, которые служат для предотвращения поглощения бурового раствора в сильнопроницаемые, трещиноватые или кавернозные пласты. В качестве закупоривающих добавок используются различные материалы: волокнистые (древесные опилки, хлопковая шелуха, измельченная кора деревьев, синтетические и животные волокна); чешуйчатые (сланца, целлофан); зернистые (скорлупа грецких орехов, измельченная пластмасса, резиновая крошка, размельченный асфальт и др.).

Таблица 1

Основные типы буровых растворов, применяемых на практике

Тип циркулирующего агента	Условия применения и назначения	Параметры
Техническая (или морская вода)	Твердые, устойчивые породы, обладающие высокой сопротивляемостью размывающему действию потока; отсутствие нефтегазопроявляющих горизонтов	$\rho_{б.р.}=1000-1030$; T_{500} , Φ_{30} , СНС и рН не регламентируются
Истинные растворы		
Солевые растворы	Устойчивые, весьма устойчивые скальные и полускальные породы; многолетнемерзлые породы, соленосные отложения небольшой мощности.	
Водные растворы полимеров	Алмазное бурение малого диаметра, в относительно устойчивых породах, при общей минерализации пластовых вод до 3% и общей жесткости 26 ммоль/кг. В качестве дисперсионной среды до получения буровых растворов на основе выбуренных пород	$T_{500}=18-28$ $pH=9-13$
Водно-солевые растворы полимеров	То же при общей жесткости до 35 ммоль/кг	$T_{500}=20-30$ $\Phi_{30}=10-18$; $pH=8-12$
Водные растворы ПАВ	Устойчивые и весьма устойчивые скальные и полускальные породы. Способствуют разрушению горный пород при бурении	
Силикатно-гуминовые растворы	Слабоустойчивые обваливающиеся (осыпающиеся) глинистые сланцы, аргиллиты, перемятые зоны тектонических нарушений	$\rho_{б.р.}=1000-1030$; $T_{500}=16-18$; $\Phi_{30}=5-8$; $pH=8-9$
Безглинистые полимерферросульфатные растворы	Неустойчивые и слабоустойчивые породы, склонные к набуханию и обвалам (хлоритовые, хлорит-биотитовые, тальковые и другие сланцы, сыпучие рудные тела) в условиях высокой минерализации: до 10% Na+Ca+Mg	$\rho_{б.р.}=1000-1030$; $T_{500}=16-17$; $\Phi_{30}=5-8$; $pH=7-7,5$
Высокоминерализованный безглинистый	В соленосных глинистых отложениях, в солях Na, K для	$\rho_{б.р.}=1100-1200$; $T_{500}=18-20$; $pH=7-$

Тип циркулирующего агента	Условия применения и назначения	Параметры
крахмальный раствор (ВМБКР)	повышения выхода керна при бурении по солям	7,5
Безглинистый полимерщелочной раствор	В относительно устойчивых породах, осыпающихся песчаниках, аргиллитах, в том числе склонных к частичным поглощениям; для предупреждения кольматации водоносных горизонтов	$\rho_{б.р.}=1030-1040$; $T_{500}=26-40$; pH=8-9
Дисперсные системы, эмульсионные буровые растворы (водомаляные эмульсии)	Породы устойчивые и весьма устойчивые при высокочастотном, алмазном бурении скважин малого диаметра с мягкими слабоминерализованными водами	
Глинистые растворы		
нормальные	Относительно устойчивые и устойчивые трещиноватые породы при общей минерализации до 1% по NaCl	$\rho_{б.р.}=1070-1130$; $T_{500}=25-30$; $\Phi_{30}=20-30$;
Улучшенные	Слабоустойчивые и относительно устойчивые породы, слабодиспергирующиеся породы при общей минерализации до 3 % NaCl	$\rho_{б.р.}=1060-1100$; $T_{500}=19-23$; $\Phi_{30}=12-15$;
Малоглинистые	Алмазное бурение малого диаметра в относительно устойчивых монолитных и трещиноватых породах	$\rho_{б.р.}=1020-1050$; $T_{500}=16-33$; $\Phi_{30}=3-12$; pH=6-10
Полимерглинистые и полимербентонитовые	Алмазное бурение (твердыми сплавами и бескерновое) использование снарядов ССК и КССК с целью снижения трения колонны о стенки скважины, снижения гидродинамического давления потока, повышения устойчивости стенок	$\rho_{б.р.}=1020-1040$; $T_{500}=18-30$; $\Phi_{30}=5-13$; pH=7-11
Полимерные недиспергирующие растворы с небольшим содержанием твердой фазы	Устойчивые низкоколлоидные глинистые и карбонатные породы, предупреждение диспергирования разбураемых пород и повышения содержания твердой и глинистой фазы в буровом растворе	$\rho_{б.р.}=1020-2000$; $T_{500}=20-60$; $\Phi_{30}=5-8$; pH=8-9; СНС ₁₀ =2,4-9 ТС < 250
Гуматные растворы	Сравнительно устойчивые разрезы	$\rho_{б.р.}=1030-2200$;

Тип циркулирующего агента	Условия применения и назначения	Параметры
	при отсутствии набухающих и диспергирующих глинистых пород	$T_{500}=20-60$; $\Phi_{30}=5-13$; $pH=9-10$ $TC=120-140$ $CHC_{10}=4-10$
Лигносulfонатные растворы	Разбуривание глинистых отложений, гипсов, ангидридов и карбонатных пород	$\rho_{6,p.}=1060-2200$; $T_{500}=18-40$; $\Phi_{30}=5-13$; $pH=8-10$ $CHC_1=0,6-4,5$ $CHC_{10}=1,2-9$ $TC \leq 130$
Хромлигноsulfонатные растворы	Глинистые и аргиллитоподобные породы при высоких забойных температурах	$\rho_{6,p.}=1160-2200$; $T_{500}=18-40$; $\Phi_{30}=5-13$; $pH=9-10$ $CHC_1=0,6-4,5$ $CHC_{10}=1,2-9$ $TC \leq 180$
Утяжеленные	Высокие пластовые давления; неустойчивые обваливающиеся и осыпающиеся породы; сужение ствола скважины	$\rho_{6,p.}=1700-2200$; $T_{500}=26-60$; $\Phi_{30}=5-6$;
Глинистые эмульсионные	Мощные толщи неустойчивых глинистых и глинисто-карбонатных пород, склонных к образованию сальников	$\rho_{6,p.}=1100-1150$; $T_{500}=20-25$; $\Phi_{30}=4-6$;
Меловые растворы	Относительно устойчивые породы с высокой минерализацией по NaCl, меловые отложения; продуктивные проницаемые пласты (для уменьшения кольматации)	$\rho_{6,p.}=1100-1250$; $T_{500}=19-30$; $\Phi_{30}=10-12$; $pH=7,5-8$
Сапропелевые растворы	В районах с развитой добычей сапропеля как заменитель, качественных, глинистых растворов	$\rho_{6,p.}=1030-1100$; $T_{500}=20-35$; $\Phi_{30}=5-15$; $pH=7,5-8,5$
Растворы на основе выбуренных пород	Непоглощающие породы, рекомендуемые для бурения с промывкой нормальным глинистым раствором	$\rho_{6,p.}=1030-1100$; $T_{500}=20-35$; $\Phi_{30}=5-15$; $pH=7,5-8,5$
Ингибирующие растворы	Снижение интенсивности перехода выбуренной породы в глинистый раствор; повышение устойчивости стенок скважины	$\rho_{6,p.}=1300-1500$; $T_{500}=35-60$; $\Phi_{30}=3-5$; $CHC_1=6$ $CHC_{10}=9$ $pH=10,5-11,5$
Алюминатные	Разбуривание глинистых отложений	$\rho_{6,p.}=1300-1500$;

Тип циркулирующего агента	Условия применения и назначения	Параметры
	в условиях невысоких забойных температур (до 100°C)	$T_{500}=35-60$; $\Phi_{30}=3-5$; $СНС_1=6$ $СНС_{10}=9$ $pH=10,5-11,5$
Кальциевые	Глинистые отложения и аргиллиты	$\rho_{6,p.}=1300-1500$; $T_{500}=70-100$; $\Phi_{30}=2-8$; $СНС_1=9$ $СНС_{10}=15$ $pH=8,5-9$
Известковые с высоким pH	Разбуривание высококоллоидных глинистых пород и аргиллитов	$\rho_{6,p.}=1080-2200$; $T_{500}=18-30$; $\Phi_{30}=4-8$; $СНС_1=0,6-2,4$ $СНС_{10}=0,9-3,6$ $pH=11-12,5$; $TC=100-120$
Известковые с низким pH	Разбуривание глинистых отложений (температурный предел 160°C)	$\rho_{6,p.}=1040-2200$; $T_{500}=25-40$; $\Phi_{30}=4-8$; $СНС_1=1,2-6$ $СНС_{10}=3-9$ $pH=8,5-9,5$;
Хлоркальциевый	Разбуривание неустойчивых аргиллитоподобных отложений	$\rho_{6,p.}=1080-2000$; $T_{500}=25-40$; $\Phi_{30}=4-8$; $СНС_1=1,2-6$ $СНС_{10}=3-9$ $pH=9-9,5$;
Алюмокалиевый	Разбуривание увлажненных отложений при температуре 90°C	$\rho_{6,p.}=1080-2000$; $T_{500}=25-40$; $\Phi_{30}=4-6$; $СНС_1=1,2-6$ $pH=8,5-9,5$;
Силикатные	Повышение устойчивости ствола скважины при разбуривании осыпающихся пород (мощных отложений гипсов и ангидритов)	$\rho_{6,p.}=1050-2000$; $T_{500}=20-40$; $\Phi_{30}=4-8$; $СНС_1=0,5-4,5$ $СНС_{10}=2,7-13,5$ $pH=8,5-9,5$;
Гидрофобизирующие	Предотвращение увлажнения, набухания и диспергирования глинистых пород, сохранения свойств растворов стабильными в течение длительного времени	$\rho_{6,p.}=1050-1240$; $T_{500}=25-30$; $\Phi_{30}=5-8$; $СНС_1=1,2-6$ $СНС_{10}=2,4-9$ $pH=8-9$;
Гипсовый	Слабоустойчивые легкодиспергирующие глины, аргиллиты при минерализации до 5	$\rho_{6,p.}=1080-1200$; $T_{500}=25-50$; $\Phi_{30}=6-10$; $pH=9-9,5$;

Тип циркулирующего агента	Условия применения и назначения	Параметры
	% NaCl, при повышенном содержании Ca и Mg и забойных температурах до 150°C, а также при бурении в гипсах и ангидридах	
Хлоркалийевый	Неустойчивые глины, глинистые сланцы; рекомендуется применять в высокоминерализованных пластовых водах при использовании крахмала	$\rho_{6.p.}=1080-1200$; $T_{500}=25-40$; $\Phi_{30}=8-12$; $pH=9-10$;
Полимеркалийевый (с мраморной крошкой)	Предупреждение осыпей и обвалов глин и угольной породы; надежная кольматация микротрещин в глинах и угле; обеспечение качественного вскрытия продуктивного пласта с сохранением естественной проницаемости на 70-80%	$\rho_{6.p.}=1120-1140$; $T_{500}=35-50$; $\Phi_{30}=4-6$; $pH=9-10$; $CHC_1=40-60$ $CHC_2=60-80$
Соленасыщенные (солестойкие) растворы		
Необработанный глинистый соленасыщенный	Разбуривание соленосных отложений во избежание кавернообразований без терригенных отложений, высокая забойная температура (до 160°C)	$\rho_{6.p.}=1200-2000$; $T_{500}=20-40$; Φ_{30} не регламентируется; $CHC_1=1,2-3,6$ $CHC_2=2,4-7,2$ $pH=7,8-8$;
На основе гидрогеля магния	Разбуривание терригенных пород для повышения устойчивости ствола скважины соленосных пород – бишофита, карналита	$\rho_{6.p.}=1200-2000$; $T_{500}=25-60$; $\Phi_{30}=5$; $CHC_1=24-90$ $CHC_2=34-135$ $pH=7,5-8,5$;
Тяжелые жидкости (NaCl, KCl, CaBr ₂)	Вскрытие продуктивных горизонтов; заканчивание и глушение скважин с давлениями в продуктивных пластах, превышающими гидростатическое; предотвращение кольматации продуктивного пласта	$\rho_{6.p.}=1400-1820$; $\Phi_{30}=9-15$;
Растворы на углеводородной основе		
Безводный известково-битумный (ИБР)	Разбуривание легко набухающих, склонных к обвалам глинистых пород, соленосных отложений; вскрытие продуктивных пластов с низкими коллекторскими	$\rho_{6.p.}=980-1020$; $T_{500}=100-180$; $\Phi_{30}=0$; $CHC_1=0,3-0,5$ $CHC_2=0,4-2,0$ $TC=200-220$

Тип циркулирующего агента	Условия применения и назначения	Параметры
	свойствами	
Эмульсионный (ЭИБР)	Вскрытие и освоение продуктивных пластов	$\rho_{6,p.}=1130-1140$; $T_{500}=90-100$; $\Phi_{30}=0-0,5$; $СНС_1=0,2-0,3$ $СНС_2=0,3-0,5$
Высококонцентрированный инвертный эмульсионный (ВИЭР)	Бурение скважин с забойными температурами $T_3 < 70^\circ\text{C}$	
Термостойкий инертно-эмульсионный (ТИЭР)	Для бурения скважин с забойной температурой до 200°C	$СНС_1=1,8-8,5$ $СНС_2=2,4-11$
Сжатый воздух, природный газ, выхлопные газы ДВС	Трещиноватые, закарстованные породы в условиях потерь циркуляции промывочной жидкости; многолетнемерзлые породы взаимодействующие с водой и теряющие свою устойчивость; бурение скважин на воду с целью лучшей отбивки продуктивного горизонта и его освоения.	
Туман (аэрозоль, состоящая из газовой среды)	Поступление в скважину воды, нефти или газа свыше допустимых объемов (в случае использования воздуха или газа)	
Пены	Известняки, доломиты, многолетнемерзлые породы; пористые поглощающие горизонты (с интенсивностью $8-10 \text{ м}^3/\text{ч}$); вскрытие продуктивных пластов; освоение и капитальный ремонт скважин	
Аэрированный буровой раствор (АЭР)	Прохождение зон поглощений (с интенсивностью $5 \text{ м}^3/\text{ч}$), в которых пластовое давление воды, нефти или газа ниже гидростатического	

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СВОЙСТВ БУРОВОГО РАСТВОРА.

Вначале необходимо определить плотность бурового раствора.

1. Плотность бурового раствора $\rho_{б.р.}$ выбирают исходя из условий предотвращения потери устойчивости горных пород, слагающих стенки скважины и их гидроразрыва, а также с целью создания нормального противодавления на пласты, насыщенные пластовыми флюидами, препятствующего их притоку в скважину.

Давление гидроразрыва определяют опытным путем, иногда на основе ранее пробуренных скважин на данном месторождении. При отсутствии данных можно рассчитать давление гидроразрыва пласта через горное давление.

Для примерной оценки горного давления можно воспользоваться выражением (1):

$$P_z = \rho_n \cdot g \cdot H \quad (1)$$

где ρ_n – средняя плотность горных пород, кг/м^3 , которая рассчитывается по формуле (2):

$$\rho_n = \frac{\sum_{i=1}^n [(1 - P_i) \cdot \rho_{Ti} + P_i \cdot \rho_{ж}] \cdot h_i}{H} \quad (2)$$

P_i – пористость горной породы, дол.ед.

ρ_{Ti} – плотность твердого фазы горной породы, кг/м^3

$\rho_{ж}$ – плотность жидкости в порах породы, кг/м^3

H – глубина от поверхности до рассматриваемой точки, м

h_i – мощность отдельного интервала, м

g – ускорение свободного падения, м/с^2

В случае, если информация по слагающим разрез породам отсутствует, то среднюю плотность горных пород обычно принимают равной 2300 кг/м^3 .

Давление гидроразрыва определяется по формуле (3):

$$P_{z.p.} = 0,87 \cdot P_z, \quad (3)$$

Или через пластовое давление по выражению (4),

$$P_{z.p.} = 0,0083 \cdot H + 0,66 P_{пл}, \quad (4)$$

где H – глубина скважины, м
 $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа

Пластовое (поровое) давление может быть рассчитано с учётом коэффициента аномальности на данном интервале, по формуле (5):

$$P_{пл} = K_a \rho_w g H, \quad (5)$$

где ρ_w – плотность воды, кг/м³
 K_a – коэффициент аномальности

При вскрытии газонефтенасыщенных пластов плотность бурового раствора должна определяться для горизонта с минимальным градиентом пластового давления в интервале совместимых условий.

Минимальное превышение гидростатического давления столба бурового раствора относительно кровли вскрываемого пласта приведено в таблице 1. с учётом глубины скважины и коэффициента аномальности пластового давления (проектного или фактического).

Таблица 2

Минимальное превышение гидростатического давления раствора над пластовым в зависимости от типа и глубины скважины

Глубина скважины (интервал), м	Минимальное превышение гидростатического давления раствора над пластовым (репрессия) Δp_{min} , МПа	
	для нефтенасыщенных пластов	Для газоносных, газоконденсатных, а также пластов в неизученных интервалах разведочных скважин
≤1000	1	1,5
1001-2500	1,5	2,0
2501-4500	2,0	2,25
≥4501	2,5	2,7

К указанному в таблице 1 значению репрессии добавляется величина, которую можно определить через выражение (6):

$$\Delta p = K_{сно} \cdot K_a \quad (6)$$

где $K_{сно}$ – коэффициент, учитывающий колебания гидростатического давления при СПО, $K_{сно} = 0,5$ при диаметре скважины $D_c \leq 215,9$ мм и $K_{сно} = 0,3$ при диаметре скважины $D_c > 215,9$ мм.

Суммарная репрессия на пласт определяется в соответствии с выражением (7)

$$\Delta p_{\Sigma} = \Delta p_{\min} + \Delta p' \quad (7)$$

С учётом выражения (7) плотность бурового раствора можно вычислить по формуле (8):

$$\rho_{б.р.} = \frac{P_{пл} + \Delta p_{\Sigma}}{gH} \quad (8)$$

Давление циркулирующего бурового раствора не должно приводить к раскрытию трещин наиболее слабых пород и возникновению поглощения, а максимально допустимая репрессия (с учётом гидродинамических потерь), как уже было сказано выше должна исключать возможность гидроразрыва или интенсивного поглощения бурового раствора на любой глубине интервала совместимых условий бурения.

Давление, при котором происходит поглощение можно примерно оценить через выражение (9):

$$P_{погл} = (0,75 \div 0,95) \cdot P_{з.р.} \quad (9)$$

При отсутствии соответствия бурового раствора условиям предупреждения гидроразрыва на каком-то интервале, принимаются решения по разделению проходимых участков ствола скважины обсадными колоннами.

Также расчёт плотности бурового раствора для вертикальных и условно-вертикальных скважин можно производить с учётом коэффициента безопасности по выражению (10).

$$\rho_{б.р.} = (1 + K_{\delta}) \frac{P_{пл}}{gH} \quad (10)$$

где K_{δ} – коэффициент безопасности, не менее 0,1 при $H \leq 1200$ м и 0,05 при $H > 1200$ м.

2. Следующим важным параметром является пластическая вязкость.

Пластическая вязкость бурового раствора $\eta_{пл}$, может быть рассчитана с помощью эмпирического выражения (11). Полученное значение пластической вязкости будет в мПа·с. Плотность бурового раствора необходимо подставлять в г/см³.

$$\eta_{пл} = 33\rho_{б.р.} - 22 \quad (11)$$

Кроме пластической вязкости часто используют значения условной вязкости T_{500} . Верхний предел полученный с помощью прибора ПВ-5 должен составлять $T_{500} \leq 30$ с для раствора с $\rho_{б.р.} \leq 1400$ кг/м³, и $T_{500} \leq 45$ с для раствора с $\rho_{б.р.} \geq 1400$ кг/м³.

3. Динамическое напряжение сдвига τ_0 , дПа:

а) при скорости восходящего потока в затрубном пространстве

$$V_{\min} = \frac{1}{1,686 - 0,011\alpha}, \text{ м/с} \quad (12)$$

$$\tau_0 = 10 + 1,377\alpha \quad (13)$$

α – угол отклонения ствола скважины от вертикали, град;

б) при $V < V_{\min}$

$$\tau_0 = 620 - \frac{0,813Q}{D_{скв}^2 - (\rho_{н.н.} - \rho_{б.р.})}, \quad (14)$$

где Q – производительность насосов, л/с;

$D_{скв}$ – диаметр ствола скважины, м;

$\rho_{б.р.}$ – плотность бурового раствора, г/см³;

$\rho_{н.н.}$ – плотность выбуриваемой породы, г/см³.

Для скважин с нормальным зазором между инструментом и стенками скважин желательное применение режима промывки с обеспечением V_{\min} . В случае малых зазоров очистка ствола скважины осуществляется с выбором достаточно высокого τ_0 и малой производительности. При длительном (более 20 суток) контакте раствора с породами турбулизация потока может привести к эрозии стенок скважины и увеличению кавернообразования в зоне неустойчивых пород.

Для нормального гидротранспорта шлама на дневную поверхность ламинарным потоком и предотвращения выпадения утяжелителя в поверхностной циркуляционной системе достаточно иметь величину динамического напряжения сдвига $\tau_0 = 1,5 - 2,0$ Па.

4. Статическое напряжение сдвига (СНС) должно быть достаточным для удержания во взвешенном состоянии утяжелителя и частиц выбуренной породы при прекращении циркуляции промывочной жидкости. Вместе с тем статическое напряжение сдвига должно быть минимально допустимым, так как повышенное значение прочности структуры промывочной жидкости вызывает затруднение

при запуске насосов, создает значительное давление на стенки скважины, что в слабосвязанных породах может вызвать гидравлический разрыв пласта при восстановлении циркуляции и ухудшает условия очистки от частиц выбуренной породы и дегазации очистного агента.

Хорошая удерживающая способность промывочной жидкости достигается при $\theta_1 \geq 1,25$ Па и $\theta_{10} \leq 60$ Па при коэффициенте тиксотропности $K_\tau = \frac{\theta_{10}}{\theta_1} \leq 3$

Минимально допустимое значение СНС (Па) можно вычислить из выражения (10)

$$\theta_{\min} = \frac{d_{\text{ч}} g (\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{б.п.}})}{6}, \quad (15)$$

где $d_{\text{ч}}$ – диаметр частиц, принимается в диапазоне от 0,5 до $1,5 \cdot 10^{-3}$ м;

Обычно достаточно, чтобы $\theta_{10} \leq 5$ Па. Лишь при операциях по ликвидации поглощений в некоторых случаях целесообразно использовать раствор с высоким СНС.

5. Степень релаксации напряжений (СРН), %:

$$\text{СРН} = 158,46 - 6,83 \sqrt{\tau_0} \leq 80 \quad (16)$$

Показатель характеризует удерживающую способность раствора в покое при бурении пологих и горизонтальных скважин.

Следующие три параметра рассчитываются только при бурении горизонтальных скважин

6. Транспортирующая способность (ТС)

$$ТС = D_{\text{скв}} (6,5 - 0,00445Q) + 1,01V_{\text{мех}} \leq \frac{(P\Phi_d + P\Phi_\eta + P\Phi_{\tau_0}) \eta_\alpha \rho_{\text{б.п.}}}{3} \quad (17)$$

где $D_{\text{скв}}$ – диаметр ствола скважины, м; Q – производительность насосов, л/с; $V_{\text{мех}}$ – механическая скорость бурения, м/ч;

$P\Phi_d = 1 - 0,315 D_{\text{скв}}$ – реологический фактор диаметра скважины;

$P\Phi_\eta = 1,28 \exp(-0,005 \eta_{\text{нл}})$ – реологический фактор вязкости;

$P\Phi_{\tau_0} = 0,0078 \tau_0$ – реологический фактор динамического напряжения сдвига.

7. Прочность геля за 1 мин покоя (удерживающая способность) θ_1 , дПа

$$\theta_1 = \frac{\ln(2,25 \cdot K_d \cdot K_h \cdot K_\alpha \cdot K_R) - \ln 0,2}{0,0016}, \quad (18)$$

где $K_d = 0,3 + 0,001D_{скв}$ ($D_{скв}$ в мм); $K_h = 0,3 + 0,001h$ (h , м – длина наклонного участка ствола с углами наклона $\geq 30^\circ$); $K_\alpha = 1 - 0,023(\alpha - 45)$; $K_R = 0,5$ – турбулентный режим течения, $K_R = 1$ – ламинарный режим течения.

8. Эффективная вязкость при низких скоростях сдвига (ВНСС).

Требуемое значение для эффективной очистки горизонтального ствола по выражению (19):

$$\eta_{эф.б} = 0,41 \cdot d_{скв} + 460 \quad (19)$$

где $d_{скв}$ – диаметр горизонтальной части скважины, мм

Или через формулу (20):

$$\eta_{эф.б} = (1,5 \div 2,5) \cdot d_{скв} \quad (20)$$

9. Водоотдача бурового раствора, см³:

Величина фильтрации бурового раствора Φ_{30} определяется устойчивостью, а также их насыщенностью пластовыми водами и флюидами. Снижение показателей рекомендуется для бурения в неустойчивых, хорошо проницаемых породах и при вскрытии продуктивных залежей. Однако чрезмерное снижение Φ_{30} может вызывать ухудшение технико-экономических показателей бурения скважин из-за нарушения баланса гидростатического и пластового (призабойного) давления в скважине. Проникающий в забой фильтрат способствует компенсации давления вокруг сколотой частицы, что приводит к улучшению условий очистки забоя от выбуренных частиц шлама и повышает буримость горной породы.

а) при забойной температуре:

для вертикальных скважин

$$\Phi_{вт.вд} \leq \frac{80}{\Delta p} \quad (21)$$

для горизонтальных скважин

$$\Phi_{вт\ в\delta} \leq \frac{30}{\Delta p}, \quad (22)$$

б) при температуре 20°C

$$\Phi_{20} \leq \frac{\Phi_{вт\ в\delta}}{[1 + \alpha(t - 20)]}, \quad (23)$$

где α – коэффициент, учитывающий влияние температуры на водоотдачу, обычно изменяется от 0,02 до 0,08.

При высокой проницаемости пород стенок скважины помимо величины показателя фильтрации определяется гранулометрический состав раствора.

11. Ингибирующая способность Π_0 , м/ч:

а) для вертикальных и наклонно-направленных скважин

$$\Pi_0 \leq \frac{15,35R_c \rho_{нор}}{T \cdot \rho_{б.р.} e^{0,1\alpha}} \quad (19)$$

где R – радиус ствола скважины, м;

$\rho_{б.р.}$ – плотность бурового раствора, г/см³;

$\rho_{нор}$ – поровое давление в эквиваленте плотности, г/см³ (

$$\rho_{нор} = \frac{P_{нор}}{gH \cdot K_a})$$

α – угол залегания пластов относительно ствола скважины, град;

T – время нахождения глинистых отложений в необсаженном состоянии, сут;

б) для горизонтальных скважин

$$\Pi_0 = \frac{1}{T} \quad (20)$$

в) из условий исключения гидратации глинистых составляющих коллектора

$$\Pi_0 = 7,0 - 0,054P_{з.р.} \quad (21)$$

При одновременном вскрытии неустойчивых пород и заглинизированных коллекторов выбирается меньшее значение Π_0 .

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАСЧЁТА

Расчёт может быть произведен по предложенным в таблице 3 вариантам, где n – номер в журнале, либо по данным полученным при бурении реальных скважин.

Таблица 3

Задание для расчёта

Интервал глубины, м	Пористость, %	Средняя плотность, кг/м ³		K _a – коэффициент аномальности
		Скелета породы	Пластовой жидкости	
0–200	36+0,5n	2620+10n	1010+5n	1
200–400	33+0,5n	2700+10n	1010+5n	1,04
400–600	30+0,5n	2660+10n	1040+5n	1,06
600–800	27+0,5n	2700+10n	1060+5n	0,95
800–1000	24+0,5n	2700+10n	1100+5n	1,12
1000–1200	24+0,5n	2660+10n	1100+5n	1,08
1200–1400	26+0,5n	2660+10n	1100+5n	1,23
1400–1600	29+0,5n	2700+10n	930+5n	1,05
1600–1800	33+0,5n	2700+10n	750+5n	1,2
1800–2000	36+0,5n	2700+10n	680+5n	1,24
2000–2200	33+0,5n	2660+10n	680+5n	1,17
2200–2400	29+0,5n	2700+10n	930+5n	0

Глубина скважины во всех вариантах 2300 м. Диаметры скважины различных участков в скважине: 114, 178, 245, 351 мм - для чётных вариантов, и 127 178 273 377 мм – для нечётных.

РЕКОМЕНДАТЕЛЬНЫЙ БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

Справочник инженера-нефтяника. Том II. Инжиниринг бурения

1. Бочко Э.А., Никишин В.А. Упрочнение неустойчивых горных пород при бурении скважин - Москва: Недра, 1979. — 168 с.
2. Булатов А.И., Проселков Е.Ю., Проселков Ю.М. Бурение горизонтальных скважин - Краснодар: Советская Кубань, 2008. — 424 с.: рис. — ISBN 978-5-7221-0742-8.
3. Гребенщиков В.М. и др. Контроль и управление процессом бурения в условиях аномальных пластовых давлений - Тюмень: Печатник, 2011. — 182 с.
4. Живаева В.В., Доровских И.В. и др. Бурение наклонно направленных и горизонтальных скважин на суше и на море - Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2010. - 120 с.: ил. ISBN 978-5-7964-1365-4
5. Заливин В.Г. Аварии при бурении нефтегазовых скважин - Иркутск : ИРНТУ, 2015. — 278 с.
6. Ипполитов В.В. Предупреждение технологических осложнений в процессе бурения скважин - Уфа: Тау, 2002. - 96 с.
7. Каменских С.В. и др. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин - Ухта: УГТУ, 2014. — 231 с. — ISBN 978-5-88179-818-5
8. Каменских С.В. Техника и технология строительства скважин в высокопроницаемых горных породах и условиях сероводородной агрессии - Ухта : УГТУ, 2016. — 116 с. : ил. - ISBN 978-5-88179-918-2.
9. Кошелев В.Н. Промывка нефтяных и газовых скважин – Москва: Недра, 2019. – 687 с. ил. — ISBN 978-8365-0496
10. Кудряшов Б.Б., Чистяков В.К., Литвененко В.С. Бурение скважин в условиях изменения агрегатного состояния горных пород - Л.: Недра, 1991. - 295 с.
11. Лихущин А.М. Гидродинамические методы повышения эффективности строительства скважин в неустойчивых породах - М.: [б. и.], 2012. – 163 с. : ил. - (Вести газовой науки). - ISBN 978-5-89754-071-6
12. Симонов В.И. Исследование причин возникновения осложнений и разработка мероприятий по их предотвращению при

бурении глубоких разведочных скважин в зонах аномально высоких пластовых давлений (на примере месторождений Ямальской нефтегазоносной области) - Тюмень - 1984 - 164 с.

13. Тагиров К.М., Нифантов В.И. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии - М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. — 160 с.: ил. — ISBN 5-8365-0132-7.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие.....	3
Краткие теоретические сведения	5
Составы буровых растворов	7
Методика определения показателей свойств бурового раствора.	18
Задание для расчёта.....	25
Рекомендательный библиографический список.....	26

БУРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЖИДКОСТИ

*Методические указания к самостоятельным работам
для студентов направления подготовки 21.04.01*

Сост.: *Е.Л. Леушева, В.А. Моренов, И.С. Фиалковский*

Печатается с оригинал-макета, подготовленного кафедрой
бурения скважин

Ответственный за выпуск *Е.Л. Леушева*

Лицензия ИД № 06517 от 09.01.2002

Подписано к печати 24.05.2022 . Формат 60×84/16.
Усл. печ. л. 1,6. Усл.кр.-отт. 1,6. Уч.-изд.л. 1,3. Тираж 30 экз. Заказ 303.

Санкт-Петербургский горный университет
РИЦ Санкт-Петербургского горного университета
Адрес университета и РИЦ: 199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, 2