МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВСЕСОЮЗНЫЙ
ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
БУРОВОЙ ТЕХНИКИ

МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ И ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД В БУРЕНИИ

РД 39–3–679–82

Москва 1983

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Утверждаю
Зам.министра нефтяной промышленности
В.И.Игревский
"05" ..01....1982г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Методическое руководство по определению и использованию показателей свойств горных пород в бурении

РД 39-3-679-82

Настоящий документ разработан Всесоюзным научно-исследовательским институтом буровой техники (ВНИИБТ)

Зам.директора ВНИИБТ А.В.Орлов

Ответственные исполнители:

Зав.лабораторией исследований физико-механических свойств горных пород Б.В.Байдюк

Ст.научный сотрудник В.С.Зарецкий

Согласовано:

Заместитель начальника Технического управления Ю.Г.Апанович

Заместитель начальника Управления по развитию техники, технологии и организации бурения Ю.С.Ропяной

Руководство составлено с целью методического обеспечения работ по определению, отработке и практическому использованию в бурении информации о физико-механических и других свойствах горных пород из геологических разрезов месторождений, получаемой по геолого-геофизическим данным и путем специальных испытаний шлама и керна. На базе этой информации с помощью предлагаемых методик осуществляется классификация геологических разрезов применительно к показателям эффективности основных технико-технологических решений в бурении. Предназначено для использования в территориальных НИПИнефть при составлении технологических регламентов и технических проектов строительства нефтяных и газовых скважин.

Руководство подготовлено лабораторией исследований физико-механических свойств пород.

Составители: Байдюк Б.В., Винярский Р.В., Голик И.Г., Егай Р.Н., Ефименко Б.П., Зарецкий В.С., Зыкова Н.И., Ибрагимов Ш.А., Иваськевич Я.И., Кирсанова А.Т., Королько Е.И., Матвеева А.М., Пьянков Н.Я., Тупикова Н.Т., Целовальников В.Ф.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Методическое руководство по определению и использованию показателей свойств горных пород в бурении

РД 39-3-679-82

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности
от 06 мая 1982 г. № 277
Срок введения установлен с 06.06.82
Срок действия до 06.06.87

I. ВВЕДЕНИЕ

I.I. Настоящий руководящий документ обеспечивает определение показателей свойств горных пород и их использование для классификации геологических разрезов с целью решения задач по эффективному применению техники и технологии бурения скважин. В соответствии с РД предусмотрены следующие пути использования показателей свойств горных пород в бурении.

- распространение на заданный геологический разрез передового опыта и регламентных данных в бурении, выявленных для условий других скважин, площадей и регионов путем составления карт учета отраслевого опыта (п.4.2.7),
- установление исходных значений коэффициентов и необходимых ограничений, которые отвечают за учет конкретного геологического разреза в математических моделях, обеспечивающих формирование применительно к различным буровым процессам оптимизированных регламентных данных для составления проектов бурения скважин (приложение 25, п.п.I.8 - I.II),
- прогнозирование исходных технологических данных для проектирования скважин при отсутствии достаточно обоснованных регламентных параметров и условий для использования математических моделей, (приложение 25),
- представление обобщенных прогнозных данных о распределении по площади и по глубине в геологической толще регионов эффективных частот вращения, типов долот, систем буровых растворов и др. (форме 4 по п.п. 3.2, 3.4),
- предварительная оценка технологических качеств разрабатываемых буровых растворов (графы I2-I5 и I8 формы 4 и Т9 ГТКР),
- формирование нормативных полей и нормативных пачек для проведения работ по установлению сметных норм на виды буровых работ при углублении скважин (раздел 3, п.4.4).

I.2. Для обеспечения перечисленных решений согласно РД, осуществляются следующие работы.

I.2.I. На основании геолого-геофизических данных и ограниченного объема испытаний шлама (либо керна) горных пород составляется для интервала геологического разреза скважины или для скважины в целом, для геологической толщи нефтегазоносной площади, месторождения или региона в целом, так называемый сводный классификационный разрез (СКР), служащий информационной основой всех расчетных работ (раздел2).

I.2.2. На базе СКР с помощью специально созданных номограмм рассчитывается для отдельной скважины, либо для региона в целом, так называемый геолого-технический классификационный разрез (ГТКР), показатели которого отражают влияние горных пород на принятие технико-технологических решений применительно ко всем разделам геолого-технического наряда на строительство скважин (раздел 3).

I.3. Рекомендации, основанные на ГТКР и на результатах дополнительных работ, согласно РД должны применяться в руководящих документах Миннефтепрома при привязке их решений к конкретным условиям геологических разрезов скважин.

2. ПОСТРОЕНИЕ СВОДНОГО КЛАССИФИКАЦИОННОГО РАЗРЕЗА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ТОЛЩИ ТИПОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИЛИ РЕГИОНА

2.I. Общие положения

2.I.I. Сводный классификационный разрез СКР) геологической толщи (форма I) представляет собой систематизированный по глубине и по площади залегания перечень всех встречаемых в толще разновидностей горных пород с указанием для каждой из них полного набора характеристик, необходимых для оценки влияния породы на показатели эффективности различных технико-технологических решений в бурении.

2.I.2. В сводном классификационном разрезе (форма I) предоставлены в основном три вида информации.

К первому виду (графы I-II) относятся диагностические признаки горных пород, охваченных классификацией, с которыми могут сопоставляться признаки вновь встреченной породы.

Ко второму виду информации (графы I2-I8) относятся показатели свойств горных пород, необходимые для оценки технико-технологических процессов в бурении.

К третьему виду (графы I9-22) относятся наиболее общие сведения

о том, как порода в пределах толщи распределена в вертикальном и горизонтальном направлениях.

2.I.3. Сводный классификационный разрез имеет два приложения в виде информационно-справочных таблиц. Первая (форма 2) - информационно-справочная таблица показателей свойств горных пород, обуславливающих выравнивание давления бурового раствора в приповерхностном слое забоя скважин - и вторая (форма 3) - информационно-справочная таблица показателей гидратации глинистых пород на стенках скважин фильтратом буровых растворов.

2.I.4. Сводный классификационный разрез составляется на основе обобщения геолого-геофизической информации о литологическом составе и условиях залегания геологической толщи месторождений, а также литературных и фондовых материалов. Приложения к сводному классификационному разрезу составляется на основании результатов испытаний шлама горных пород с помощью пробников ПШ-2 или ПШ-2М. Информационно-справочные таблицы создаются после составления сводного классификационного разреза и только для характерных разностей горных пород.

2.I.5. На базе результатов работы геологических служб в данном районе устанавливается типовое месторождение (типо площадь), отличающееся наиболее представительным геологическим разрезом, наибольшей изученностью разреза и предназначенное для работ по установлению уровней технологических регламентов или сметных норм. Его выбор целесообразно увязать с основным нефтегеологическим направлением работ производственного объединения в регионе. Для типового месторождения составляется сводный классификационный разрез (СКР), который используется для привязки к нему наиболее эффективных технологических решений, а также для составления на его основе СКР нефтегеологического направления, либо СКР региона для ПО - сводный классификационный разрез части региона, входящей в сферу деятельности данного производственного объединения.

2.2. Выявление в изучаемой геологической толще перечня основных типов горных пород и их диагностических признаков

2.2.I. Составление сводного классификационного разреза начинается с выявления в пределах каждого стратиграфического подразделения основных разновидностей горных пород по всей площади изучаемого месторождения. Для каждой горной породы выявляются интервалы (по глубине) и участки (по площади), в пределах которых сохраняются приблизительно постоянными (с точностью до 30% или до I/2 кате-

Сводный классификационный разрез

Объединение_____ Месторождение_____ Скв.№____ Форма I

Индекс стратиграфического подразделения	Порядковый номер строки	Горная порода и ее признаки (кроме указанных в столбцах 4 – 8)	Диагностические признаки горных пород							
			при визуальном изучении					при стандартном каротаже скважины, относительный уровень		
			цвет породы	цвет черты	параплавкость стекла	вскипаемость в HCℓ	расслоенность S	$\overline{КС}$	$\overline{ПС}$	кавернометрии, $К_к$
I	2	3	4	5	6	7	8	9	IO	II
NI2C+T	I	Песчаник крупнозернистый	Серый	–	3	I	I,0	I,00	I,00	0,92
NI2C+T	2	Песчаник глинистый	"	–	3	I	I,0	0,70	0,75	0,94
NI2C+T	3	Известняк	Темно-серый	–	I	3	I,0	–	–	I,00
NIIm2	I	Глина жирная	"	Бурый	I	I	3,0	0,30	0,00	I,50
NIIm2	2	Глина шероховатая	Серый	Серый	2	I	2,0	0,44	0,15	I,15
NIIm2	3	Глина жирная	Темно-серый	Бурый	I	I	3,0	0,50	0,08	I,05

" – (в пределах стратиграфического подразделения)

Примечание. С целью обеспечения условий ввода данных СКР в ЭВМ необходимо предусмотреть, чтобы число знаков (вместе с пробелами) в графе I было не более I2, в графе 3 – не более 25, в графе 3 – не более 25, в графе 4 – не более I7, в графе 5 – не более I3 и в графе I9 – не более 23. Кроме этого индекс стратиграфического подразделения в графе I не должен начинаться с цифры, а первые шесть знаков в названиях различных стратиграфических подразделений не должны совпадать друг с другом. Имеющиеся в нем "+" нужно при вводе в ЭВМ заменять пробелом. Сокращенное название месторождения (площади) в графе I9 должно занимать не более 5 позиций (букв).

Продолжение формы I

Плотность горных пород $\delta_п$, г/см³	Коэффициент Пуассона ν	Классификационная характеристика горных пород: сплошность, категория: при воде (В) $C_в$	при растворе (Р) с $\Phi > 15$ см³ C	твердость: Т, категория	$p_ш$, МПа	абразивность А, категория	Данные о распределении породы в геологической толще месторождения: географическое положение участков (зон) распространения породы на месторождении в пределах стратиграфического подразделения, участки тектонической структуры. В скобках - номера скважин, вскрывших данную породу (площадь), где вскрыта порода	содержание породы в выделяемом интервале m, %	глубины верхней и нижней границ выделяемого интервала H, м	диапазон значений мощности пластов и пропластков породы h, м	угол падения пласта β, градус
I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9	20	2I	22	23
2,60	0,I7	I,0	I,5	5,5	I500	I0	Кроме ЮВ крыла (III)СБраг	30	2653-2753	5-I0	20
2,62	0,30	2,0	2,5	4,5	I000	I0	Кроме ЮВ крыла (III)СБраг	30	2653-2753	2-I0	20
2,70	0,27	2,0	2,5	4	750	I	Кроме ЮВ крыла(III)СБраг	40	2653-2753	0,5-4	20
2,30	0,35	4,0	4,0	2	I50	I	Свод (I0I, I00)СБраг	I00	26I4-2999	50-200	20
2,4I	0,35	3,5	4,0	2	200	4	СЗ крыло (I20,I36)СБраг	I00	2900-3I8I	50-I00	25
2,32	0,35	3,5	4,0	2	I70	I	СВ (I50,I65)СБраг	80	32II-3400	5-I0	25

Таблица показателей свойств горных пород, обуславливающих выравнивание давления бурового раствора в приповерхностном слое забоя скважины

Форма 2

Объединение ———————— Месторождение ———————— Скв.№ ————

Индекс стратиграфического подразделения	Порядковый номер строки (в пределах стратиграфического подразделения)	Глубина отбора шлама (керна) H, м	Сплошность ($C_ш$, C) и пластичность ($п_л$) горных пород в условиях контакта с											
			водой (в)			нефтеэмульсионным раствором (НЭР)			полимерглинистым раствором (ПГР)			калиевым раствором (КР)		
			$C_{шв}$	$C_в$, категория	$п_{лв}$	$C_ш$	C, категория	$п_л$	$C_ш$	C, категория	$п_л$	$C_ш$	C, категория	$п_л$
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5
N I2C+T	I	2753	0,040	I,0	0,00	0,I03	2	0,0I5	0,082	I,5	0,00I	0,055	I	0,0I
N I2C+T	3	2753	0,I20	2,0	0,0I	0,4I0	3	0,070	0,237	2,5	0,0I8	0,I40	2	0,03
N IIm2	I	2999	5,2I	3,5	0,223	∽	4,0	∽	∽	4,0	∽	∽	3,5	0,23
N IIm2	2	2900	∽	4,0	∽	∽	4,0	∽	∽	4,0	∽	∽	4,0	∽

Форма 3

Таблица показателей гидратации глинистых пород на стенках скважины фильтратом буровых растворов

Объединение _____ Месторождение _____ Скв. № _____

Индекс стратиграфического подразделения	Порядковый номер строки (в пределах стратиграфического подразделения)	Глубина отбора шлама (керна) H_0, м	Условная пластовая влажность $W_{пр}$	Показатели глинистых пород при пластовой влажности: Твердость по ПК-2 $T_{пл.усл.ед.}$	Раскалываемость по ПК-2 $T_{дп}$, усл. ед.	Условный масштаб оси 6 H, МПа/мм	Влияние гидратации (усл.ед.) при контакте с: водой: твердость $T_{шгв}$	водой: разупрочнение $K_{ргв}$	нефтерастворимым раствором: твердость $T_{шг}$	нефтерастворимым раствором: разупрочнение $K_{рп}$	полимер-гл. раствором: твердость $T_{шг}$	полимер-гл. раствором: разупрочнение $K_{рп}$	калиевым раствором: твердость $T_{шг}$	калиевым раствором: разупрочнение $K_{рг}$
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4	I5
NIIм2	I	2999	0,080	0,060	0,II	0,I25	0,005	0,75	0,060	0,II	0,0I5	0,2I	0,0I5	0,I6
NIIм2	2	2900	0,085	0,060	0,II	0,I25	0,0I2	0,80	0,070	0,02	0,060	0,05	0,020	0,06

гории) процентное содержание породы, диапазон значений мощности ее слойков (или слоев), распределенных условно равномерно по интервалу, категория расслоенности, угол падения пластов, показатели свойств, отраженных в графах 12-18 и 23 формы I, и соблюдаются характер сочетания породы с другими породами в интервале, цвет породы и др. Указанные интервалы именуются выделяемыми.

2.2.2. Основным документом, используемым для выявления представительного перечня типов горных пород в геологическом разрезе месторождения, является сводный или нормальный разрез месторождения. Как дополнительные, используются следующие материалы по данному и соседним месторождениям:

- геолого-геофизические профили и разрезы,
- литологические карты,
- карты коллекторских свойств;
- карты среднего медианного диаметра зерен,
- данные гранулометрического анализа;
- литолого-фациальные карты;
- литологические схемы и профили;
- различные схемы сопоставления и корреляции разрезов скважин;
- детальные описания разрезов опорных скважин;
- первичная геологическая документация и материалы;
- литературные и фондовые материалы;
- шлам из интервалов геологического разреза месторождения.

2.2.3. Для каждого стратиграфического подразделения в графе 2 перечисляются порядковые номера вариантов, отличающиеся какими-то признаками, например, названиями породы, местоположением участков залегания и т.д.

2.2.4. Для идентификации вновь встреченной породы с породой, представленной в сводном классификационном разрезе в случае проведения данной работы лицами, не имеющими специальной геологической подготовки, вводятся дополнительные, так называемые визуальные диагностические признаки (графы 4-8 формы I).

2.2.4.1. По царапаемости стекла (графа 6) выявляются алевролиты, песчаники и песчанистые глины в отличие от внешне аналогичных глинистых известняков, мергелей и др. Фиксируются три случая царапаемости - отсутствие следов (символ "1"), наличие слабых следов царапанья (символ "2"), наличие четких царапин (символ "3").

2.2.4.2. Вскипаемость (графа 7) позволяет выделить известняки и известковые породы. При этом выделяются отсутствие вскипаемости капли HCl (символ "1"), слабая вскипаемость (символ "2"), бурная вскипаемость (символ "3").

2.2.4.3. Расслоенность (графа 8) позволяет оценить, главным образом, дополнительное различие между отдельными глинистыми породами. В графу 8 записываются значения категорий расслоенности, оцениваемые с помощью таблицы приложения I.

2.2.5. Идентификация со сводным классификационным разрезом разностей горных пород, выявляемых на базе результатов обработки диаграмм промыслово-геофизических исследований скважин, производится в пределах заданного стратиграфического подразделения путем сопоставления их с данными графы 3 названий горных пород.

2.2.6. Если в пределах стратиграфического подразделения особенно в глинистой толще имеется несколько разновидностей горных пород одного типа, например, различные разновидности глин, а методами обычной интерпретации они не различаются, то необходимо по диаграммам стандартного каротажа скважин найти для каждой из таких пород присущий ей отличительный признак. Для этого при составлении СКР наличие каждой из указанных разновидностей пород увязывается с относительными уровнями значений КС , ПС и данных кавернометрии на диаграммах стандартного каротажа одной из наиболее типичных скважин (имеется в виду скважина, в разрезе которой достаточно полно представлены все характерные для месторождения разновидности пород данного стратиграфического подразделения).

2.2.6.I. При установлении указанных относительных уровней один из ближайших реперных пластов геологического разреза считается для данного стратиграфического подразделения базой сравнения и для него в графах 9, I0 СКР ставят единицы. Для двух и более разновидностей горных пород одного типа записывают величины отношений уровня данного признака (КС, ПС) для рассматриваемой разновидности породы к уровню его для реперного пласта и обозначают $\overline{КС}$, $\overline{ПС}$. Если тип породы в стратиграфическом подразделении представлен только одной разновидностью, то величины $\overline{КС}$ и $\overline{ПС}$ не определяются и в графах 9 и I0 ставятся прочерки.

2.2.6.2. Для установления относительных уровней $\overline{КС}$ за реперные выбирают обычно мощные пласты однородных глин, песчаников или известняков, хорошо просматриваемые на диаграммах стандартной электрометрии. При этом надо помнить, что использование данных стандартного каротажа позволяет произвести разбивку геологического разреза на пласты и пропластки, мощностью (0,5 + I,0).

В интервалах переслаивающихся пород ($\Delta h \leq 0{,}8$ м) снимаемое с диаграмм значение КС является усредненным для всей литологической пачки. В этом случае необходимо иметь в виду, что значения КС будут приближаться к показаниям анизотропной среды, что приводит к суще-

ственному отличию снятых отсчетов от действительных КС и ПС отдельных пластов и пропластков, для интерпретации которых необходимо использование данных других геофизических методов (БКЗ, микрометоды, РК, ИК, ГК).

2.2.6.3. Для установления относительных уровней $\overline{ПС}$ в качестве репера принимаются "линия глин" и "линия чистых песчаников", что соответствует максимальным отклонениям амплитуды ПС на диаграмме. Эти пласты должны характеризоваться однородной литологией. В случае отсутствия однородной пачки глин можно выбрать, в качестве реперного, пласт аргиллитов с глинистостью $C_{гл} \geqslant 80\%$, а в случае отсутствия песчаника, можно выбрать однородный гранулярный карбонатный пласт с глинистостью $C_{гл} \leqslant 2\text{-}3\%$ и отсутствием глинистой корки (т.е. при бурении на воде или для пластов с низкой проницаемостью).

Для характеристики изменений аномалии ПС используется относительная амплитуда ПС

$$\overline{ПС} = \frac{\Delta U_{сп}}{\Delta U_{сп}^{max}}, \qquad (1)$$

где $\Delta U_{сп}$ – значение ПС в исследуемом пласте относительно "линии глин";

$\Delta U_{сп}^{max}$ – значение ПС репернного песчаника относительно "линии глин" (линия чистых песчаников).

Средние значения, определенных указанным методом относительных величин ПС для основных типов горных пород, приведены ниже.

$\overline{ПС} \approx 0,8$ – песчаники, песчано-алевритовые и карбонатные породы;

$\overline{ПС} \approx 0,65$– глинистые песчано-алевритовые и карбонатные породы;

$\overline{ПС} \approx 0,35$– сильно глинистые породы;

$\overline{ПС} \approx 0,2$ – глины и аргиллиты.

2.2.6.4. При обработке толщи карбонатных отложений, характеризующихся, как правило, некачественной диаграммой ПС, необходимо использовать сочетание КС, НГК , которые позволяют производить разбивку таких разрезов.

В этом случае вместо относительной амплитуды ПС применяется относительная амплитуда НГК.

$$\overline{НГК} = \frac{J_{пу}^{x} - J_{пу}^{min}}{J_{пу}^{max} - J_{пу}^{min}}, \qquad (2)$$

где $J_{пу}^{x}$, $J_{пу}^{min}$, $J_{пу}^{max}$ – показания НГК в исследуемом пласте и двух пластовых реперах: глине (каверна) и плотном известняке.

Численное значение $\overline{НГК}$ записывается в графу I0 формы I вместо значения $\overline{ГС}$ со знаком "ж" (например I,55ж).

2.2.6.5. При обработке диаграмм КС и ПС нужно иметь в виду, что часто встречающиеся хемогенные (соль, ангидрит, гипс ....) отложения, угли, разные включения характеризуются аномальными отклонениями КС, ПС.

2.2.6.6. Относительные данные кавернометрии $К_к$ характеризуются отношением фактического диаметра скважины к диаметру долота, которым велось бурение.

2.2.7. Сочетание относительных значений параметров $\overline{КС}$, $\overline{ПС}$ и Кк для каждой из разновидностей пород является ее отличительным признаком. При диагностике породы определенные для нее по диаграмме стандартного каротажа значения $\overline{КС}$, $\overline{ПС}$ и Кк сравниваются с такими же значениями в графах 8, 9 и I0 СКР для того же стратиграфического подразделения. При сравнении учитывают, во-первых, характер сочетания (большие значения параметров для диагностируемой породы отвечают большим же значениям в СКР и, наоборот) и, во-вторых, уровень одноименных параметров, который не должен отличаться от уровня в СКР более, чем на 20%.

2.2.8. В графу I2 записываются значения плотности горных пород, перечисленных в графе 3 СКР. Необходимые значения устанавливаются на основании фондовых материалов, на базе данных гамма-гамма-каротажа скважин, а также путем испытаний керна либо шлама горных пород. Определение плотности пород по отдельным шламинкам проводится с помощью торзионных весов по методике, изложенной в приложении 2.

Испытание керна либо крупных проб шлама осуществляется с помощью пробников ПШ-2 либо ПШ-2М (разд. 3 приложения 3).

2.2.9. Значения коэффициента Пуассона (графа I3) определяются по керну по стандартным методикам, например с помощью прибора УЗИС-7 и по данным акустического каротажа. При отсутствии приборов, ориентировочно можно принимать для аркозовых и крепких кварцевых песчаников - 0,I7; песчаников с контактным цементом - 0,20; для песчаников и алевролитов с карбонатным цементом - 0,25; глинистых песчаников и алевролитов - 0,30; для известняков и доломитов - 0,25, аргиллитов - 0,30, уплотненных глин - 0,35; глин и каменной соли - 0,44.

2.3. Установление классификационных характеристик горных пород

2.3.I. В графах I4-I8 записываются характеристики, описывающие

технологические свойства горных пород. Их определение осуществляется на базе использования геолого-геофизических данных о геологическом разрезе. Кроме этого, могут быть использованы результаты испытаний кернового и шламового материала из разрезов нефтяных скважин, а также литературные и фондовые материалы, посвященные оценке физико-механических свойств горных пород.

2.3.2. Если обработка геолого-геофизической информации в заданном районе осуществляется традиционным способом, то определение показателей сплошности, твердости и абразивности (С, Т, А) по геолого-геофизическим данным осуществляется в соответствии с РД 39-2-52--78 "Комплексная методика классификации горных пород геологического разреза, разделения его на характерные пачки пород и выбора рациональных типов конструкций шарошечных долот для эффективного разбуривания нефтяных и газовых месторождений".

2.3.3. Если в заданном районе внедрены методы обработки геолого-геофизической информации на ЭВМ с выдачей, так называемых, геолого-геофизических разрезов, характеризующих литологический состав и пористость горных пород, то установление показателей С, Т, А производится с помощью граф I-2 и 5-9 диагностической таблицы приложения 4. Для этого взятые из геолого-геофизического разреза название породы и величина ее пористости сопоставляются со значениями граф I и 2 диагностической таблицы и в графах 5-9 находят категории С, Т, А для породы, описание которых в графах I и 2 аналогично породам геолого-геофизического разреза. Найденные значения С, Т, А записываются в графы I4-I8 сводного классификационного разреза.

2.3.4. Если первичную информацию о геологическом разрезе скважины составляют наименования пород и данные об их плотности δ_n, то установление значений С, Т и А осуществляется на основании данных граф I, 3 и 5-9 таблицы приложения 4.

2.3.5. Если из интервалов геологического разреза отобраны образцы керна или шлама, то определение комплекса характеристик горных пород осуществляется с помощью пробников ПШ-2 или ПШ-2М по методике, изложенной в приложении 3.

2.3.6. В случае, если для данного района разработаны методики определения твердости горных пород по геолого-геофизическим данным [I, 4, 6], то после определения с их помощью значения твердости $f_{ш}$, ее записывают в графу I7 формы I, а для графы I6 находят значение категории твердости по таблице, приведенной в приложении 5. Значения С и А для этих пород находят согласно п.п. 2.3.2 - 2.3.5.

2.3.7. Если для месторождения имеются сейсмические данные о величине скорости пробега продольных волн $V_п$, а также общие сведения о литофациальном типе толщи, то значения твердости определяются по методикам, приведенным в работах / 4, 6 /, а величины С и А - на базе привлечения соответствующих таблиц из РД 39-2-52-78 / 5 /.

2.3.8. Если для рассматриваемых горных пород на данном месторождении определены значения твердости с помощью приборов УМГП-3 или УМГП-4 в соответствии с методикой ГОСТ 12288-66, то они заносятся в графу 17 и в случае необходимости переводятся в категории твердости с помощью таблицы, приведенной в приложении 5.

2.3.9. Если для алевро-песчаных пород были ранее определены показатели абразивности с помощью известных методик, то значения этих показателей могут быть пересчитаны на величины категорий абразивности следующим образом. Если абразивность оценивалась с помощью методики Л.И.Барона и А.В.Кузнецова, то величина показателя абразивности оценивается с помощью выражения

$$A_ш = 0{,}035 \ (I0 + \alpha_{Б.К.}), \qquad (3)$$

где $A_ш$ - показатель абразивности по пробникам ПШ-2 и ПШ-2М ;

$\alpha_{Б.К.}$ - абразивность по методу Барона-Кузнецова.

Если абразивность оценивалась с помощью экспресс-методики Уфимского нефтяного института (УНИ), то величины показателя абразивности рассчитываются с помощью выражения

$$A_ш = 0{,}078 \ (22 + \alpha_{уни}), \qquad (4)$$

где $A_ш$ - показатель абразивности по пробникам ПШ-2 и ПШ-2М

$\alpha_{уни}$ - абразивность, оцененная по методике УНИ при $N_{уд} = 5$ вт/мм^2

Пересчет значений $A_ш$ на величины категорий абразивности А производится с помощью таблицы 6 разделе 6 приложения 3.

2.4. Выявление характера распределения горных пород в геологической толще месторождения

2.4.I. Заполнение граф I9 - 22 основывается на данных изучения литолого-фациальных карт площадей месторождения, а также на результатах геолого-геофизического изучения разрезов скважин, проведенных ранее на изучаемой территории.

2.4.2. В графу 2I записываются отметки верхней и нижней границ отделяемого интервала. При этом в качестве границ интервала принимаются минимальное из значений глубины кровли на данном участке месторожде-

рождения и максимальное из значений глубины подошвы.

2.4.3. В графе I9 приводятся сокращенные данные о географическом положении участков месторождения, или о их положении на геологической структуре (свод, крыло), например "С" - северный участок месторождения, "СЗ" - северо-западный, "Ц" - центральный и т.д. Применимы слова "везде", "кроме СЗ, С" - (везде, кроме северо- западного и северного участков месторождения) и т.д. После сокращенного наименования участка нужно в скобках ставить номера скважин, вскрывших породу в пределах данного обобщенного интервала, например С (I3I, I35). Затем записывают сокращенное наименование месторождения.

Деление на участки должно быть для стратиграфических подразделений единым. Если порода встречается на двух, трех и т.д. участках, например С (I3I,I35), Ю (23I,I90), ЮЗ (I60,I8I,20I), то для каждого из участков заводится отдельная строка показателей. Наименования участков могут различаться и по одним номерам скважин в скобках.

2.4.4. В графе 20 записывается ориентировочное процентное содержание породы в данном выделяемом интервале на данном участке месторождения.

2.4.5. Графы 22 - 23 заполняются на базе литературных и фондовых данных по изучению керна опорной скважины данного района и других скважин, а также описания обнажений изучаемых пластов на поверхности. В графе 22 записывается диапазон значений мощности прослоев в м для каждой литологической разности, а в графе 23 - угол падения пласта.

2.4.6. Различие хотя бы по одному из показателей, указанных в п. 2.4.I, вызывает необходимость введения новой строки в форме I, для которой во всем остальном данные предыдущей строки повторяются.

2.5. Выбор типичных пород и составление таблицы показателей свойств горных пород, обуславливающих выравнивание давления бурового раствора в приповерхностном слое забоя скважины

2.5.I. На основании данных граф 3 и I4 СКР выделяются 8-I0 наиболее распространенных горных пород, значения сплошности которых охватывают по возможности всю шкалу из четырех категорий, включая и промежуточные значения между соседними категориями. При выборе глинистых пород необходимо соблюсти условие, согласно которому для заполнения формы 2 должны выбираться глинистые породы из числа тех, которые будут выбраны и для занесения в форму 3. Кроме этого в число

выбранных рекомендуется включать породы, наиболее трудно разбуриваемые.

2.5.2. Производится дифференцированный отбор проб шлама объемом 250 $см^3$ каждая на различных скважинах месторождения с целью получения образцов горных пород, представленных в перечне, выбранном согласно п. 2.5.I.

2.5.3. В результате испытаний отобранных образцов шлама с помощью пробников ПШ-2 либо ПШ-2М (раздел 7, приложение 3) составляется таблица показателей свойств горных пород, отражающих влияние буровых растворов на буримость (см.форму 2). При этом в графы 4-I5 формы 2 записываются среднеарифметические значения из трех определений.

2.5.4. При испытании по методике раздела 7 приложения 3 глинистых горных пород необходимо предварительно довести влажность шламинок до уровня, условно соответствующего их пластовой влажности. Для этого, после необходимой притирки шламинки для испытаний, согласно разделов 2,4 и 5 приложения 3 или после ее сборки согласно пункту 7,2 приложения 3, она выдерживается в течение 5 дней в эксикаторе над поверхностью раствора поваренной соли (25 г соли на I литр дистиллированной воды). Шлам, вынесенный из скважины, можно испытывать на буровой без предварительного увлажнения в эксикаторе.

2.5.5. Таблица по форме 2 составляется для наиболее перспективного для данного района набора из 3-5 буровых растворов, выбор которых производится на основании соответствующих руководящих документов Миннефтепрома.

2.6. Отбор типичных пород и составление таблицы показателей гидратации глинистых пород на стенках скважин фильтратом буровых растворов

2.6.I. На основании значений относительного коэффициента кавернозности ствола скважины $К_к$ для глинистых пород (графа II формы I) в сводном классификационном разрезе выделяются интервалы с различными, в том числе экстремальными, значениями $К_к$. Опыт показывает, что для всего разреза приходится отбирать не более I0 разновидностей глинистых пород.

2.6.2. Производится отбор проб шлама на бурящихся скважинах с таким расчетом, чтобы в каждом из выделенных интервалов получить по 20-25 крупных шламинок всех глинистых пород, составляющих интервал. Эти шламинки притираются до плоско-параллельности с доведением

получающихся пластинок до толщины I мм и устанавливаются в эксикатор с целью доведения до пластовой влажности согласно пункта 2.5.4.

2.6.3. Кроме этого, из рассматриваемой пробы шлама отбирают навеску 2 грамма, по которой определяется сначала значение условной пластовой влажности породы $W_{пр}$ в размельченном состоянии. Определение значений влажности глин производится по методике, изложенной в приложении 6 и $W_{пр}$ записывается в графе 4 формы 3.

2.6.4. На трех плоскопараллельных шламинках после доведения их до условно пластовой влажности (см.п.2.5.4.) определяют показатель раскалываемости $Т_{дп}$, согласно раздела 5 приложения 3. Среднее арифметическое значение $Т_{дп}$ записывают в графу 6 формы 3.

2.6.5. По 3-4 шламинкам, доведенным до пластовой влажности (см.п.2.5.4) определяют (с учетом оказанного в п.8.2 приложения 3) величину твердости породы $Т_{шп}$ (раздел 4 приложения 3) и записывают ее среднее арифметическое значение в графу 5 формы 3.

2.6.6. В графу 7 формы 3 записывается величина М условного масштаба (в МПа на мм) предельной кривой паспорта прочности породы. Она определяется на основании значений $Т_{дп}$ и $Т_{шп}$ по методике, приведенной в разделе 9 приложения 3.

2.6.7. Оставшиеся в эксикаторе I5-I7 шламинок используют после доведения их до пластовой влажности (см.п.2.5.4) для получения показателей гидратации $К_{рп}$ и $Т_{шг}$ по методике, описанной в разделе 8 приложения 3, при контакте с дистиллированной водой и выбранными буровыми растворами. Среднее арифметические значения из 3 определений записывают в графы 8-I5 формы 3.

2.7. Использование СКР типового месторождения для построения сводного классификационного разреза геологической толщи региона

2.7.I. Обычное для региона сохранение постоянства стратиграфической колонки позволяет преобразовать сводный классификационный разрез типового месторождения в СКР для всего региона. С этой целью путем сравнения сводного классификационного разреза типового месторождения с материалами п.2.2.2. по геологии других месторождений региона выявляются на них участки, в которых для того же стратиграфического подразделения имеются существенные отклонения от типового СКР. Эти участки именуются экстремальными.

2.7.2. Существенными отклонениями от типового СКР считаются лишь те, которые приводят к изменению набора пород в выделяемом

интервале, либо к изменению более, чем на 30% их процентного содержания в интервале, мощности слойков, значений углов падения слоев, величин твердости, сплошности, абразивности, плотности и др. Изменение глубин залегания выделяемых интервалов и их мощности не служит причиной для выделения отдельных строк в СКР и только расширяются границы выделяемых интервалов типового месторождения.

2.7.3. Для случая с отклонениями, выявленными согласно п.2.7.1, предусматриваются в СКР отдельные строки, которые ставятся после соответствующих строк для участков типового месторождения. При этом соответственно изменяется перечень строк в графе 2.

2.7.4. В графе 19 после указания номеров характерных скважин, вскрывающих породу на данном участке, записываются сокращенные названия месторождений к которым относятся выявленные экстремальные (т.е. отличающиеся от типового разреза) участки в регионе.

2.7.5. Если в графе 19 СКР региона участок какого-либо месторождения, либо месторождение в целом не упоминается, то это означает, что оно с точностью до ±30% соответствует выделяемым интервалам типового месторождения для того же стратиграфического подразделения.

2.7.6. При проведении работ по п.п.2.5 и 2.6 необходимо предусмотреть отбор образцов шлама также из экстремальных участков, чтобы в формах 2 и 3 были характерные породы всего региона.

2.8. Характер заполнения форм сводного классификационного разреза

Для примера в формах 1,2 и 3 проиллюстрировано заполнение граф сводного классификационного разреза с *приложениями*.

3. ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ КЛАССИФИКАЦИОННЫХ РАЗРЕЗОВ

3.1. Общие положения

3.1.1. Данные, представленные в формах 1,2 и 3 сводного классификационного разреза, составляют информационный массив, достаточный для построения геолого-технических классификационных разрезов регионов (ГТКРР), либо проектируемых скважин (ГТКРС).

3.1.2. Геолого-технические классификационные разрезы (ГТКРР)

и ГТКРС), количественно отражают влияние пород на основные технико-технологические решения геолого-технического наряда на строительство скважины. Это влияние выражено в ГТКР таким образом, чтобы можно было принять соответствующее решение, не прибегая к обязательному использованию технологической информации для заданных условий. Оно принимается непосредственно на базе геолого-технических классификационных характеристик, либо путем проведения оптимальных расчетов с помощью общепринятых методик, используя данные ГТКР в качестве исходного материала для определения коэффициентов моделей технико-технологических процессов.

3.1.3. Классификационные характеристики ГТКР служат также для сравнивания между собой интервалов данного геологического разреза, а также разрезов других площадей и месторождений с целью обоснованного перенесения достижений передового опыта и различных регламентируемых материалов на новые площади и интервалы геологического разреза. Следовательно, на основе ГТКР возможно осуществлять приложение прогнозному геологическому разрезу регламентов, установленных применительно к другим разрезам. При этом ГТКР фактически играет роль геолого-технического регламента соответствия рекомендуемых технологических показателей свойствам всех пород, слагающих проектный интервал бурения скважины.

3.2. Геолого-технический классификационный разрез геологической толщи региона (ГТКРР)

3.2.1. Составление ГТКР региона или его нефтегеологического направления производится на базе данных сводного классификационного разреза (СКР) с привлечением нетрудоемких и несложных способов преобразования классификационных характеристик СКР во вторичные классификационные показатели, непосредственно описывающие технико- технологические процессы в бурении.

3.2.2. Данные ГТКРР носят более ориентировочный характер (в отличие от ГТКРС). В то же время в ГТКРР заключен более полный набор технико-технологических характеристик, полученных на основании свойств горных пород и необходимых для оценки взаимной аналогии интервалов бурения скважин на различных участках региона.

В графе 3 ГТКР дано наименование породы а также (через тире) сюда из графы 19 СКР записываются данные о расположении участка месторождения, на котором встречается эта порода и сокращенное название месторождения.

Геолого-технический классификационный разрез Форма 4

Объединение _____ Месторождение _____

Скважина № _____

Стратиграфическое подразделение - № строки в графе 2. формы I	Глубина залегания породы, м	Горная порода - географическое положение участков (зон) распространения породы на месторождении в пределах стратиграфического подразделения, участки тектонической структуры. В скобках - номера скважин, вскрывших данную породу в выделяемом интервале. Месторождение (площадь), где вскрыта порода.	Содержание пород в интервале m, % ($\pm 10\%$)	Сплошность на контакте: с водой $C_в$, категория ($\pm 0,5$)	Сплошность на контакте: с буровым раствором C, категория ($\pm 0,5$)	Твердость: T, категория ($\pm 0,5$)	Твердость: f_m, МПА ($\pm 20\%$)
I	2	3	4	5	6	7	8
NI2C+I-I	2653-2753	Песчаник крупнозерн- кроме ЮВ крыла (III)СБраг	30	I,0	I,2	5,5	I500
NI2C+I-2	2653-2753	Песчаник глинистый - кроме ЮВ крыла (III)СБраг	30	2,0	2,5	4,5	I000
NI2C+I-3	2653-2753	Известняк - кроме ЮВ крыла (III)СБраг	40	2,0	2,5	4,0	500
NIIm 2-I	2644-2999	Глина жирная - свод (IOI,I00)СБраг	I00	3,5	4,0	2,0	I60
NIIm 2-2	2900-3I8I	Глина шероховатая - СЗ крыло (I20,I36)СБраг	I00	3,5	4,0	2,0	I70
NIIm 2-2	2900-3I8I	Глина шероховатая - СЗ крыло (I20,I36)СБраг	I00	3,5	4,0	2,0	I70
NIIm 2-3	32II-3400	Глина жирная - СЗ (I50,I6I)СБраг	60	3,5	4,0	2,0	I50

Продолжение формы 4

Абразивность	Градиент давления		Заданный тип бурового раствора	Минимальная плотность бурового раствора	Показатель разрыхления стенки скважины	Градиент давления гидроразрыва	Категория буримости (тип вооружения долота)	Показатель гидромониторного эффекта	Коэффициент буримости	Показатель влияния абразивности на проходку	Тип опоры долота	Оптимальная частота вращения долота	Удельный момент на долоте	Показатель анизотропии геологической толщи
	геостатического	порового (пластового)												
A, категория	$\eta_{гс}$, МПа/м	η, МПа/м	ТБР	$\delta_р$, г/см^3	$\varkappa$	$\eta_{гр}$, МПа/м	ТВД	$K_{гм}$	$K_{ст}$	$K_{АТО}$	ТОД	$n_{опт}$, с$^{-1}$	$M_{удо}$	$K_{АН}$
(±1)	(±0,001)	(±0,001)		(±0,05)	(±25%)	(±0,001)		(± 5%)	(±20%)	(±0,10)		(±25%)	(±0,002)	(±0,05)
9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
10	0,0220	0,0201	НЭР	-	-	0,0217-г	К	1,120	0,45	1,0	НУ	1,3	0,0035	0,03
8	0,0220	0,0190	НЭР	-	-	0,0213-г	ТКЗ	1,170	0,40	1,0	НУ	1,9	0,0110	0,08
2,5	0,0220	0,0190	НЭР	-	-	0,0204-г	СТ	1,170	0,55	0,74	Н	3,1	0,0124	0,08
1,0	0,0230	0,0210	НЭР	1,91	5,6	0,0210-г	М	1,290	0,80	0,79	В	10,0	0,0180	0
1,0	0,0230	0,0209	ЛГР	1,75	1,3	0,0210-г	М	1,290	0,90	0,78	В	10,0	0,0180	0
1,0	0,0230	0,0209	НЭР	1,35	1,8	0,0210-г	М	1,290	0,90	0,78	В	10,0	0,0180	0
1,0	0,0230	0,0209	НЭР	1,80	1,7	0,0210-г	М	1,290	0,90	0,79	В	10,0	0,0180	0

3.3. Геолого-технический классификационный разрез проектируемой скважины (ГТКРС)

3.3.1. При составлении ГТКРС (форма 4) необходимо привязать данные СКР (формы 1, 2 и 3) к конкретным условиям заданной скважины (эта привязка осуществляется на базе привлечения данных таблицы 4.2 РД 39-3-262-79 "Макет технического проекта строительства нефтяных и газовых скважин"). Сопоставление сведений из граф 1-8, 19 и 20 формы 1 с данными граф 1,3,5,6 и 7 таблицы РД 39-2-262-79 позволяет выявить однотипные породы и заполнить графы 1-4 ГТКР. При этом главная задача состоит в использовании данных таблицы 4.2 для уточнения интервалов залегания породы и для выявления ее процентного содержания в интервале. Эти данные записываются в графы 2-4 ГТКР. В графе 3 указание о площадном расположении породы для всех строк повторяется.

3.4. Построение геолого-технических классификационных разрезов

3.4.1. Заполнение граф 1-4 ГТКР обеспечивает возможность автоматического использования всей информации СКР

3.4.1.1. При этом одни из характеристик СКР переносятся без их преобразования, другие используются для образования вторичных показателей.

3.4.1.2. Расчет характеристик ГТКР производится отдельно для выделяемых интервалов каждого участка типового месторождения для экстремальных участков на регионе. Эти интервалы устанавливаются по данным граф 3, 19, 20, 21 СКР так, чтобы совместно составить полные разрезы участков месторождений, либо наборы интервалов разреза.

3.4.2. В графы 5-9 переносятся соответствующие значения из граф 14-18 СКР и граф 4, 7, 10, 13 формы 2, в которой даны значения сплошности на контакте с растворами, указанными в графе 12 ГТКР в соответствии с п. 3.4.5.

3.4.3. В графу 10 для каждого значения глубины подошвы выделяемого интервала записывается значение градиента $\eta_{гс}$ геостатического давления. Для первого (от поверхности земли) выделяемого интервала $\eta_{гс1}$ определяется из выражения

$$\eta_{гс1} = 0{,}01 \sum_{i} \delta_{пi} \frac{m_{si}}{100}, \quad \frac{МПа}{м} \qquad (5)$$

где $\delta_{пi}$ - плотность породы в первом выделяемом интервале, г/см^3;

m_{i1} - процентное содержание породы в интервале.

Для глубины H_2 второго или глубины H_j j-го выделяемого интервала градиент $\eta_{гсj}$ геостатического давления равен

$$\eta_{гсj} = \frac{\eta_{гсj-1} H_{j-1} + \sum_{i}^{L} \delta_{пij} m_{ij} (H_j - H_{j-1})}{H_j}, \qquad (6)$$

где $\eta_{гсj-1}$ - градиент геостатического давления для глубины H_{j-1} залегания подошвы предыдущего (при движении сверху вниз) выделяемого интервала;

L - индекс породы внутри j-го выделяемого интервала.

3.4.4. Расчеты по п.3.4.3. проводят для одного характерного участка типового месторождения, а полученные значения $\eta_{гс}$ "разносят" в графе IO на все участки региона, учитывая разницу в глубинах (путем интерполяции). Графа II заполняется на основании работ по РД 39-4-7IO-82.

3.4.5. Графа I2 служит для указания типов буровых растворов (ТБР) применительно к которым целесообразно рассмотреть вариацию геолого-технических характеристик каждой из горных пород, предоставленных в формах 2 и 3. Для других пород в графу I2 ставят воду (В) и необработанный раствор (Р), указанные в оглавлениях граф I4 и I5 С.Ф. Всякий раз исходная строка разветвляется на вторичные строчки, каждая из которых отвечает одному из сочетаний "раствор-порода".

3.4.3. При заполнении графы I3 осуществляются вспомогательные операции, необходимые для определения показателей устойчивости стенок скважин в глинах, перечисленных в форме 3 или в других породах (задаются дополнительно) в следующей последовательности.

Рассчитывают величину $\sigma_р = 20 X_3 \cdot H$, где X_3 - определяется аналогично $X_{3-г}$ (см.п.3.4.8.), но вместо β берут β'. Откладывают на оси σ отрезок ao, длина которого в мм для глин равна $\frac{\sigma_р}{M} \Big/ \left[1 - \frac{(T_{шп} - T_{шг}) S^3 \sin(\beta+20)}{64 T_{шп}}\right]$, ($T_{шп}$ и $T_{шг}$ см.в форме 3) для чего M берут из графы 7 формы 3, а β и S из формы I. Для неглинистых пород длина отрезка ao равна $\frac{\sigma_р}{M}$. Точка 0 считается началом координат и от нее вправо и влево градуируется ось σ в масштабе $\frac{мп_а}{мм}$ (приложение 8).

С помощью выражения (7) рассчитывается величина $\sigma_в$

$$\sigma_в = H\eta_{гс} - (H\eta + pr)\sin[30(4-C)]. \qquad (7)$$

Необходимую для расчетов величину $\eta_{гс}$ берут из графы IO формы 4, значение η из графы II формы 4, показатель сплошности C - из граф I4 и I5 формы I либо из граф 5,8,II и I4 формы 2. Значение плотности $\delta_п = \delta_п$ находят в графе I2 формы I.

Найденная величина σ_z откладывается вправо от точки 0 на оси σ (см.приложение 8).

Для глин с коэффициентом Пуассона $\nu \geqslant 0,35$ (см.графу I3 формы I) ставят ножку циркуля в точку σ_z и увеличивают раствор циркуля, пока круг не коснется кривой паспорта прочности в точке К. Определяют величину $\sigma_{\tau кр}$ в точке пересечения оси σ слева и рассчитывают минимальную допустимую плотность бурового раствора в δ_p в г/см^3

$$\delta_p = \frac{100}{H}\left\{\sigma_{\tau кр} + p_{гд} + (H\eta + p_г)\sin[30(4-C)]\right. . \qquad (8)$$

Значение гидродинамического импульса $p_{гд}$ (при подъеме инструмента) при отсутствии данных можно принять $p_{гд} = 1$.

Если $\nu < 0,35$, то в точку σ_z ставится не ножка, а карандашное острие циркуля, а ножка отводится влево до тех пор, пока круг не коснется кривой паспорта прочности, после чего находят δ_p аналогично сказанному выше.

Для пород с $C < 4$ необходимо учитывать роль фильтрации бурового раствора в пласт. В этом случае кроме σ_z рассчитывается σ_τ

$$\sigma_\tau = \frac{\delta_p H}{100} - p_{гд} - (H\eta + p_г)\sin[30(4-C)] \qquad (9)$$

причем в обоих случаях величина η условно считается переменной и увеличивается ступенями пока круг, опирающийся на получаемые очередные точки σ_τ и σ_z не коснется при некотором $\eta_к$ кривой паспорта прочности. Принимается $\delta_p = 100 \cdot \eta_к$, г/см^3.

3.4.7. В графу I4 заносится значение показателя разрыхления нарушенного слоя породы на стенке скважин, которое определяется с помощью выражения

$$\varkappa = 4,33\left(\frac{1}{0,7\,tg\,\varphi} - 1\right), \qquad (10)$$

где φ - половина угла $\angle OQK$ (приложение 8).

3.4.8. В графу I5 записываются прогнозные значения градиента гидроразрыва $\eta_{гр}$, определяемые с помощью номограмм приложения 9. Сначала определяется градиент давления $\eta_{гр-в}$, необходимый для образования вертикальной трещины. С этой целью, отложив на номограмме величину ν, взятую из графы I3 формы I, проводят прямую до пересечения со вспомогательной кривой a и от точки пересечения поочередно продолжают поиск значений X_I, X_2 и X_3, в сумме составляющих величину $\eta_{гр-в} = 0,9\ X_I + X_2 + X_3$.

При нахождении X_I, указанный поиск идет от точки на кривой a по прямой вниз до пересечения в соседнем квадранте с линией для

данной сплошности породы C (величину сплошности для заданного раствора см. в графах I4 и I5 формы I либо в графах 4,5,7, 8,I0,II,I3, I4 формы 2, причем для зон трещиноватости сплошность известняков и доломитов уменьшается на I категорию, а сплошность остальных пород на 0,5 категории). Далее идут вдоль горизонтальной прямой до пересечения с линией заданного (см. графу I0 форма 4) градиента геостатического давления η_{rc} . Абсцисса точки пересечения и равна X_I.

При нахождении X_2 вертикальная прямая от точки на вспомогательной кривой a ведется вниз до пересечения с линией заданного C в самом нижнем квадранте, а затем проводится горизонтальная прямая до пересечения с линией заданного η (см. графу II формы 4) градиента порового давления . На оси абсцисс берут отсчет X_2.

При поиске величины X_3, учитывающей влияние прочности горной породы, ведут отсчет от точки на линии a , проводя прямую вверх до пересечения с линией заданной сплошности C . После этого проводят горизонтальную прямую до пересечения с линией, отвечающей заданной (см. графу 8 формы I) расслоенности породы S (величина S характеризует расслоенность глинистых пород, а для других пород применительно к гидроразрыву принимают следующие значения: известняки и доломиты - 4, ангидриты - 3, глинистые песчаники и алевролиты - 2; на глубине ниже 3000 м указанные значения S уменьшаются на единицу) и углу β' между плоскостями расслоенности и вертикальной плоскостью. Угол $\beta'=90-\beta$ (угол падения β см. в графе 23 формы I)-для случаев слоистости и сланцеватости их плоскости приблизительно совпадают с плоскостью падения пластов, в случае трещиноватости можно считать, что $\beta'=\beta$ (т.е плоскости трещин приблизительно перпендикулярны к подошве пласта). Шифр искомой линии находится по значениям S и β' с помощью таблицы, приведенной в том же приложении 9. Определив с помощью этой таблицы шифр нужной линии, выявляют затем и саму линию в левом верхнем квадранте. Для не представленных во вспомогательной таблице значений S и β' искомый шифр и нужная линия находятся путем линейной интерполяции. От найденной точки пересечения проводят вниз вертикальную прямую до линии $T_д$ (прочность на раскалывание $T_д$ для глин, см. в графе 6 формы 3), а для других пород ориентировочно $T_д=0{,}0004\cdot\rho_w$, после чего горизонтальная прямая при пересечении с линией данной глубины H дает точку, отвечающую значению X_3.

Сложив значения X_I, X_2 и X_3 получают величину $\eta_{гр-в}$.

После определения $\eta_{гр-в}$ находят величину $\eta_{гр-г}$ градиента давления, необходимого для образования горизонтальных скважин. Эта ве-

личина равна $\eta_{гр-г}=0,9\cdot\eta_{гс} + X_{З-г}$, где $\eta_{гс}$ берут из графы 10 формы 4, а значение $X_{З-г}$ находят с помощью того же приложения 9. Для этого в качестве β для таблицы приложения 9 используют величину β (т.е. используют просто угол падения пласта). По значениям S и β находят из таблицы приложения 9 соответствующее число и откладывают его на оси " β " номограммы. От отложенной точки проводят прямую вниз до пересечения с линией $T_д$ (величину $T_д$ берут из графы 6 в форме 3). Затем ведут горизонтальную линию до пересечения с линией глубин H и на горизонтальной оси вверху берут отсчет, принимаемый в качестве $X_{З-г}$. Сравнивают полученные значения $\eta_{гр-в}$ и $\eta_{гр-г}$ и меньшее из них записывают в графе 15 формы 4, приписав через тире соответствующий индекс ("г" или "в").

3.4.9. В графу 16 для каждого выделяемого интервала записывается значение категории буримости (типа долота по вооружению, -ТВД, которое устанавливается с помощью диаграммы в приложении 10, взятой из РД 39-2-57-78. Для каждого i-го выделяемого интервала по данным граф 2,3,4,7 и 9 ГТКР рассчитываются средневзвешенные значения категорий твердости

$$T = 0,01\cdot(T_1 m_1 + T_2\cdot m_2 + \dots T_n\cdot m_n) \qquad (11)$$

и абразивности

$$A = 0,01\cdot(A_1 m_1 + A_2 m_2 + \dots A_n\cdot m_n), \qquad (12)$$

где, соответственно, T_I, T_2 ... и A_I, A_2 ... значения категорий твердости и абразивности, m_1, m_2 .... - процентное содержание в выделяемом интервале различных горных пород.

Отложив значения T и A на координатных осях диаграммы приложения 10, находят точку, которая принимается за центр круга с все увеличивающимся радиусом. Радиус увеличивается до тех пор, пока в площадь круга не попадет точка, обозначающая категорию буримости (М, МС, С и т.д.). Найденный символ записывают в графу 16. Если в круг попадают два значения категорий буримости, то в графу 16 записывается то из них, которое соответствует меньшей твердости и большей абразивности.

3.4.10. В графу 17 заносятся значения показателя $K_{гм}$ гидромониторного эффекта, равные отношению механической скорости при бурении с повышенным перепадом давлений - $P_д$ на гидромониторном долоте к значению ее в условиях бурения обычными долотами того же типа с оптимальной промывкой. Коэффициент $K_{гм}$ определяется с помощью таблицы приложения 11. Для каждой из пород, наименования которых даны в графе 3 ГКТР, определяют из граф 7,5 и 6 значения категорий твер-

дости и сплошности, по которым в графе 5 таблицы приложения II определяется значение коэффициента $K_{тм2,5}$. Коэффициент $K_{тм2,5}$ характеризует прирост механической скорости бурени при контактном давлении струи бурового раствора на забой p_m, равном 2,5 МПа, что соответствует значению перепада давления на долоте, равному $p_д = \frac{p_m}{\lambda_m}$, где пересчетный коэффициент λ_m, для различных сочетаний диаметров насадок и долот определяется с помощью таблицы приложения I2.

3.4.II. В графу I8 записывается, так называемый, параметр буримости горных пород $K_{ст}$, величина которого прямо пропорциональна, при прочих равных условиях, значению механической скорости бурения при нормативных условиях, когда $\delta_р = I05\,\eta$, где $\delta_р$ – плотность бурового раствора в г/см^3 и η – градиент порового давления в МПа. Значение $K_{ст}$ определяется с помощью номограммы приложения I3. Сначала на верхней номограмме определяется вспомогательная величина – показатель Z. Для этого на взаимно перпендикулярных осях откладывают значения глубины залегания породы H и проводят прямые, перпендикулярные указанным осям. Первая прямая при этом должна пересечь линию со значением плотности бурового раствора, численно равным $\delta_р = I05\,\eta$, а вторая – линию, отвечающую некоторой нормативной разности $\delta_р - 100\,\eta = 5\,\eta$. Для расчета нужных для работы с номограммой значений $I05\,\eta$ и $5\,\eta$ берут η из графы II формы 4. Из полученных точек пересечения проводят прямые, соответственно параллельные осям глубины, и точка их пересечения в правом верхнем квадранте дает непосредственно, либо путем интерполяции, линию, отвечающую исходному значению Z. После нахождения Z переходят к установлению величины $K_{ст}$ с помощью нижней номограммы. Для этого откладывают найденное значение Z и от него проводят вертикальную прямую до пересечения с линией заданной сплошности С горной породы (значение С для данной породы см. в графах 5 и 6 формы 4). От точки пересечения проводят горизонтальную прямую до пересечения с линией заданной твердости породы $f_{шт}$ (значения $f_{шт}$ см. в графе 8 формы 4). Абсцисса найденной точки пересечения дает искомое значение $K_{ст}$.

3.4.I2. В графе I9 представлен, условно отнесенный к I0 часам работы долота, показатель K_{AI0} влияния абразивности горных пород выделяемого интервала на снижение проходки из-за износа фрезерованного вооружения шарошечных долот. Для определения K_{AI0} сначала по данным граф 2,4 и 9 формы 4 все значения А группируются для получения не более трех уровней абразивности выделяемого интервала A_1, A_2 и A_3. При этом, если в выделяемом интервале имеется более трех

пород, то четвертую породу группируют совместно с близкой ей породой по значению абразивности и находят среднее арифметическое для них значение.А. После этого находят $К_{АIО}$ по номограмме приложения I4 следующим образом. Значение $А_I$ откладывают на горизонтальной оси слева вверху и проводят вертикальную прямую до пересечения с линией, отвечающей данной категории буримости породы (категории М, МС и т.д. берут из графы I6 формы 4). После этого ведут горизонтальную прямую до пересечения с линией, отвечающей заданному процентному содержанию m данной породы в выделяемом интервале (m берут из графы 4 формы 4), и на горизонтальной оси находят величину $К_{АУI}$. Если в выделяемом интервале есть и вторая порода с абразивностью $А_2$, то для нее находят аналогичным образом значение $К_{АУ2}$, которое присваивается линии, пересекаемой вертикальной прямой, идущей вниз от значения $К_{АУI}$. После этого ведут горизонтальную прямую Х до пересечения с линией $К_{АУ3}$ =I,0. Абсцисса точки пересечения равна величине $К_{АУ}$. Если в интервале есть и третья порода с абразивностью $А_3$, то значение $К_{АУ}$ будет отвечать уже точке пересечения прямой Х с линией $К_{АУ3}$ =I,0. Далее, проведя вертикальную прямую от значения $К_{АУ}$ до пересечения с линией t=I0, находят на вертикальной шкале искомое значение $К_{АIО}$. Для зубковых долот следует принимать $К_{АIО}$=I,0.

3.4.I3. В графе 20 для перечисленных в графе 3 наименований пород указывается оптимальный тип опоры ТОП шарошечных долот, устанавливаемый согласно п. I.I4 Приложения 25.

3.4.I4. В графе 2I приводятся прогнозные значения оптимальной для данной породы частоты вращения долота $n_{опт}$, устанавливаемой согласно п. I.I3 Приложения 25 при условно принятой осевой нагрузке G на долото, равной 7 килоньютонов на I см диаметра долота.

В качестве условно стандартного диаметра долота принимается D=2I5,9 мм, а его стоимость (для невыпускаемых разновидностей) считается независящей от типа вооружения (если шифры долот не различаются по символу "З").

3.4.I5. В графе 22 даны прогнозные значения $М_{удо}$ удельного момента на долоте, отвечающего каждой из проходимых пород при n =I$с^{-I}$. Значения $М_{удо}$ определяются с помощью номограммы приложения I7. Для этого на горизонтальной оси откладывают значение твердости заданной породы $\rho_ш$ (значение $\rho_ш$ берут из графы 8 формы 4) и проводят вертикальную прямую до линии, соответствующей наиболее возможно у на данной глубине диаметру скважины D мм. Ордината точки пересечения является искомым значением $М_{удо}$.

3.4.I6. В графу 23 записываются значения условного коэффициента $K_{АН}$ анизотропии геологической толщи, отражающего изменение относительного сопротивления забоя продвижению долота в зависимости от сочетания значений твердости перемежающихся пропластков, их мощности и угла падения пласта. Значения $K_{АН}$ определяются в виде средней величины для каждого выделяемого интервала с помощью номограммы приложения I8. Для определения $K_{АН}$ необходимо располагать значениями числа контактов слоев с разными свойствами и отношения $\frac{f_{max}}{f_{min}}$ между значениями твердости контактирующих пород. С этой целью по данным графы 22 формы I для выделяемого интервала рассчитывается количество N контактов перемежающихся пластов и пропластков, равное $N = \frac{N_1 + N_2 + N_3 + \dots + N_i}{\Delta H}$, где число пропластков N_i каждой i-ой породы определяется с помощью выражения $N_i = \frac{m_i \cdot \Delta H}{100 \cdot h_i}$, в котором m_i - процентное содержание данной породы в выделяемом интервале мощностью ΔH, а h_i - средняя толщина пропластков (пластов) данной породы. Для установления отношения $\frac{f_{max}}{f_{min}}$ значения твердости горных пород, составляющих данный выделяемый интервал, разделяются на две группы - группу максимальных значений и группу минимальных значений. Процесс формирования группы максимальных значений f_{max} заканчивается, когда породам этой группы станет соответствовать половина рассчитанного для выделяемого интервала числа всех контактов N. При этом одна из пород может занимать промежуточное положение между группами, так что часть ее контактов относится к группе более высоких значений и часть - к группе более низких значений f_{min}. Уровни f_{max} и f_{min} значений каждой из групп рассчитываются с помощью выражений типа

$$f_{max} = \frac{N_1 f_{max1} + N_2 f_{max2} + \dots + \gamma N_i f_{maxi}}{N_1 + N_2 + \dots + \gamma N_i}, \qquad (I3)$$

в котором γ - доля ($0 < \gamma < 1$) числа контактов породы, занимающей промежуточное положение, относимая к данной группе значений твердости.

3.5. Характер заполнения геолого-технического классификационного разреза (ГТКР)

Заполнение ГТКР представлено в форме 4. Показатели ГТКР определялись с помощью методических указаний согласно пп. 3.4.I -3.4.I6 на основании данных, приведенных в формах I,2 и 3.

4. ПРИМЕНЕНИЕ В БУРЕНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗУЧЕНИЯ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД

4.1. Классификация геолого-технических характеристик (ГТХ) горных пород и привязка к ним технико-технологических решений в бурении

4.1.1. Показатели в графах 5-9 и 13-23 ГТКР, именуемые геолого-техническими характеристиками, служат для классификации геологических разрезов бурения скважин.

4.1.2. С целью разделения геологической толщи месторождения на однородные зоны и однородные пачки применительно к каждому технико-технологическому решению в бурении производится анализ распределения геолого-технических характеристик по площади и по глубине залегания горных пород.

4.1.3. Путем анализа геолого-технического классификационного разреза месторождения (ГТКРМ) применительно к каждому технико-технологическому решению (ТТР) выявляются обобщенный и экстремальные геолого-технические классификационные разрезы скважин (ГТКРС).

4.1.3.1. Для типового месторождения устанавливается разрез, участки распространения которого (графа 3) занимают наибольшую часть по территории месторождения. Он именуется обобщенным.

4.1.3.2. Просматривая колонку значений ГТХ обобщенного разреза сверху вниз сравнивают их с аналогичными величинами в выделяемом интервале остальных участков месторождения (региона). Если последние оказываются больше на величину Δ (см. п.4.1.5.), то в них ГТХ подчеркивают сплошной линией, если меньше на Δ, то - пунктирной. Если это различие больше 2Δ, то ГТХ обводятся рамкой (сплошной либо пунктирной). Если число i пород в выделяемом интервале больше одной, то сравнивают между собой средневзвешенные величины ГТХ = $\sum_{i=1}^{n} (\text{ГТХ})_i \cdot \frac{m_i}{100}$. Таким образом находят экстремальные ГТКРС.

4.1.5. Для обобщенного либо экстремального ГТКРС устанавливаются *однородные пачки, в пределах которых ГТХ изменяются не больше, чем* на величину Δ (Δ дано ниже). Если отличие Δ_x величины ГТХ для очередного выделяемого интервала от средневзвешенного значения $\bar{X}$ формируемой пачки больше Δ, то формируют пачку из интервалов, лежащих ниже рассматриваемого, и относят его к той из соседних пачек, по отношению к которой Δ_x меньше (или к обеим, если они различаются менее, чем на Δ и могут быть объединены), либо выделяют интервал в новую пачку тогда,

когда

$$\Delta_x \cdot \frac{\Delta H}{\bar{H}} > \Delta \qquad (14)$$

где

Δ – величины, приведенные в скобках оглавлений граф ГТКР;

ΔH – значение мощности в м очередного выделяемого интервала;

$\bar{H}$ – мощность в м некоторого условного интервала, который на данной глубине ориентировочно соизмерим с отрезком ствола скважины, на который приходится отдельный цикл данного технологического процесса (например, рейса долота), Если рассматриваемый процесс не цикличен, то основанием для образования нового однородного интервала служит только превышение величин Δ .

4.I.6. Если на типовом месторождении проводились работы по получению достижений передового опыта, регламентных данных или нормативных показателей по данному технологическому процессу, то этим показателям отвлятся в соответствие величины ГТХ в однородной пачке, совпадающей с участком глубины скважины, на котором велись упомянутые работы (это осуществляется путем занесения показателей бурения в технологическую форму ГТКР по п.I.I7. приложения 25).

.4.2. Установление технико-технологической аналогии геологических разрезов и перенесение технико-технологических решений на аналогичные разрезы

4.2.I. Геолого-технический классификационный разрез (ГТКР) служит основой для установления технико-технологической аналогии геологических толщ. Аналогия двух разрезов применительно к заданному частному технико-технологическому процессу устанавливается путем сопоставления данных из соответствующих граф в сравниваемых обобщенных ГТКРС. Специализированные геолого-технические характеристики (ГТХ) из граф I3-23 служат критериями для оценки аналогии разрезов, применительно к процессам, указанным в оглавлениях этих граф, а более общие данные из граф 5-II предназначаются для других процессов, не охваченных пока формализованными моделями (например, сплошность – для оценки процесса поглощения, твердость – для оценки кавернообразования, абразивность – для оценки износа бурильных коронок и пр.). Сочетание ТТР с ГТХ показано в п. I.I7.I. Прилож. 25.

Допускается комплексное использование ГТХ. Например, сочета-

ние показателей δ_p и α можно использовать для переноса на другой разрез величин оптимальной плотности этого же раствора и времени до наступления обвала до возникновения затяжек инструмента.

4.2.2. При оценке аналогии путем сравнения двух ГТКРС одного месторождения сопоставление осуществляется в пределах однородных интервалов. При сравнении ГТКРС различных месторождений сопоставление лучше вести в рамках одноименных стратиграфических подразделений. При сопоставлении ГТКРС из различных регионов сравнение целесообразно приурочивать к крупным участкам разреза или скважинам в целом.

4.2.3. Сравниваемые интервалы считаются аналогичными применительно к данному процессу, если показатели из соответствующих граф сопоставляемых ГТКРС различаются не более, чем на величины, указанные в скобках в оглавлениях граф.

4.2.4. После составления геолого-технического классификационного разреза для нового месторождения необходимо произвести оценку его аналогии с обобщенным либо экстремальным ГТКРС для известных типовых месторождений с целью установления аналогов. Если не удается выявить аналог, для геологического разреза в целом, то производится установление аналогов для крупных участков разреза.

4.2.5. После установления аналогий применительно к данному технологическому процессу двух геологических разрезов, из которых один условно именуется базовым, а второй проектным, можно приписывать интервалу проектного разреза полученные в базовом разрезе результаты по этому процессу, включающие, например, регламентируемые параметры применявшейся техники или технических средств, регламентируемые параметры режима их использования и показатели их работы (см. пункт 4.1.6).

4.2.6. Если аналог для интервала ГТКРС выявить не удалось, то перенесение технико-технологических решений можно производить на основании результатов линейной интерполяции или экстраполяции технико-технологических данных, отвечающих двум базовым ГТКРС, в разной степени, но не более, чем на $\pm 3\Delta$ (Δ - величины, представленные в скобках оглавлений и граф в форме 4) отличающимся от проектного ГТКРС. Например при расчетном $n_{опт} = 5\ с^{-1}$ эффективным оказалось $n = 6\ с^{-1}$, а при $n_{опт} = 3\ с^{-1}$ была $n = 3{,}1\ с^{-1}$. В третьем (проектном) разрезе $n_{опт} = 4\ с^{-1}$. Требуется найти для него n. Из пропорции $\frac{n_{опт} - 3{,}1}{6 - 3{,}1} = \frac{4 - 3}{5 - 3}$ находим $n = 4{,}55\ с^{-1}$.

4.2.7. Результаты работ согласно п.п. 4.2.5, 4.2.6 представляются по форме 5 (п.I.I7 прил.25) в виде, так называемых, карт учета отраслевого опыта в бурении.

4.3. Использование данных ГТКР при составлении технологических регламентов и технических проектов на строительство скважин

4.3.1. При составлении проекта на строительство первой скважины на новом месторождении , для которого с помощью ГТКР (см. подраздел 4.2) аналоги выявить не удалось, используются в качестве проектных все данные, *устанавливаемые, согласно приложения* 25 с привлечением приложений I9-24и предоставляемые по форме п.I.I7 приложения 25.

4.3.2. Если один или несколько аналогов проектного разреза с помощью ГТКР выявлены, то в проект первой скважины на новом месторождении вносятся данные из разрезов - аналогов, если эти данные являются для аналога регламентными характеристиками, причем выбирается лучшее из конкурирующих решений (по основному показателю). На основании этих данных и опыта проводки первой скважины формируются затем технологические регламенты для данной площади (п.I.I7.прил.25)

4.3.3. Составление технологических регламентов на строительство скважин в условиях заданного месторождения осуществляется с учетом пп. 4.I.3 - 4.I.6, т.е. с учетом наличия обобщенного и экстремальных ГТКРС, к которым привязываются заданные диапазоны изменения регламентных данных. Привязка регламентных данных в заданном диапазоне их изменения к конкретным условиям отдельных скважин осуществляется *пропорционально изменению* ГТХ. Например, если в регламенте для заданного интервала разреза месторождения величина n дана в диапазоне I,0 ÷ 2,0 $с^{-I}$, а для отвечающих этому разрезу участков месторождения значение $n_{опт}$ по ГТКРМ изменяется в диапазоне 0,8 ÷ 2,I $с^{-I}$, то регламентное значение n для одного из участков , имеющего (согласно ГТКРМ) значение $n_{опт}$=I,2 $с^{-I}$, определится из пропорции $\frac{n - I,0}{2,0 - I,0} = \frac{I,2 - 0,8}{2,I - 0,8}$

Величина n =I,3I $с^{-I}$.

4.4. Использование данных ГТКР при установлении нормативных показателей в бурении

4.4.I. Показатели ГТКР используются в качестве характеристик, по которым геологическая толща месторождения разделяется на нормативные пачки и пачки применительно к каждому технико-технологическому процессу в бурении. Например, при установлении норм времени на механическое бурение толща разделяется по показателям $K_{\sigma} = K_{ст} \cdot K_{гм} \cdot K_{АIO}$, при оценке неустойчивости стенок - по δ_p, роли анизотропии толщи - по $K_{АН}$ и т.д.

Приложение I

Определение расслоенности горных пород

Отличительные признаки горной породы по данным ее визуального изучения	Категория расслоенности S
Горная порода, микрозернистая, массивной текстуры, дающая ровный или раковистый излом и осколки неправильной формы	I
Визуально массивная горная порода, имеющая скрытослоистую текстуру, что выражается в делимости породы при ударе на отдельные пластинчатые формы	II
Горная порода с четкой слоистой текстурой, дающей листовые плоско-параллельные пластинки по плоскостям слоистости при слабом механическом воздействии	III
Горные породы из зон сильной трещиноватости, разбитые системой трещин как тектонического, так и нетектонического происхождения с густотой не менее 10 трещин на метр	IУ

Приложение 2

МЕТОДИКА

оценки плотности горных пород по шламу с помощью торзионных весов типа WT

Торзионные весы типа WT производства ПНР используются для определения плотности горных пород по шламу следующим образом.

Для взвешивания частиц горной породы используется прилагаемая к весам чашка в виде желобка на проволочной рамке. Для удобства работы сдвигают ниже втулочку на проволочной рамке с тем, чтобы диаметр ушка для подвески довести до 10 мм.

Кроме этого к ушку рамки подвешивают балластный грузик (из свернутой проволоки) весом около 100 мг, который относительно легко может быть снят при надобности.

Кроме сказанного, необходимо из тонкой жести изготовить емкость для керосина, имеющую прямоугольную форму в плане размером 60х40 мм. и высоту 40 мм. Необходимо удалить также два нижних шурупа на лицевой панели весов.

Подвесив к весам чашку без балластного грузика, устанавливают прибор на нуль. После этого подвешивают балластный грузик и находят его вес n_0 .

Наливают керосин в емкость, снимают чашечку с весов, ставят емкость на столик весов и снова подвешивают чашечку так, чтобы она погрузилась под уровень керосина около 10 мм. Находят вес чашечки (желобка) в керосине n_{o1}

Повторяют измерение n_0 и n_{o1} 3 - 5 раз и находят среднеарифметические значения $\bar{n}_0$ и $\bar{n}_{o1}$. Величины $\bar{n}_0$ и $\bar{n}_{o1}$ используются в дальнейшем как постоянные величины.

При оценке плотности породы по шламу последний накладывают на чашечку - желобок в количестве 200 ÷ 600 мг и находят вес в воздухе n_1 . После этого чашечку снимают, ставят в емкость с керосином, снова подвешивают чашечку, погрузив ее на 1 см в керосин. Через 1 мин берут отсчет n_2 .

Снимают чашечку со шламом и емкость с керосином.

Высыпают шлам на промокательную бумагу и, перекатывая его, снимают пленку керосина с породы. Удаляют пленку керосина также с чашечки - желобка.

Снова накладывают шлам в чашечку и находят вес n_1' в воздухе шлама, насыщенного керосином.

Рассчитывают плотность породы с помощью выражения

$$\delta_п = \frac{n_1 - \bar{n}_0}{(n'_1 - n_2) - (\bar{n}_в - \bar{n}_{02})} \cdot \delta_к, \frac{г}{см^3}, \qquad (I)$$

где $\delta_к$ – плотность керосина (равна 0,8 г/см^3),

n_1 – вес шлама в воздухе;

n_2 – вес шлама в керосине;

n'_1 – вес шлама, насыщенного керосином;

$n_в$ и n_{02} – постоянные для данных весов величины.

Приложение 3

МЕТОДИКА

определения показателей свойств горных пород по шламу с помощью пробников ПШ-2 и ПШ-2М

I. ВВЕДЕНИЕ

I.I. Методика предназначается для определения по шламу или другим обломкам горных пород показателей твердости, пластичности, абразивности, сплошности, набухаемости, плотности.

I.2. Определение показателей свойств горных пород осуществляется с помощью пробников ПШ-2, либо ПШ-2М, предназначенных для проведения работ как в лабораторных, так и в полевых условиях.

I.3. С целью обеспечения сопоставимости результатов испытаний горных пород, последние должны находиться в воздушно-сухом состоянии при относительной влажности атмосферного воздуха 50% (это приближенно соответствует обычным лабораторным условиям), либо при условии пластовой влажности. В последнем случае добавляется индекс "п".

I.4. Результаты определения с помощью пробников ПШ-2 и ПШ-2М представляются в виде условных показателей, которые преобразуются в общепринятые характеристики горных пород с помощью простых выражений.

2. ОПИСАНИЕ КОНСТРУКЦИИ И РАЗЛИЧНЫХ ВАРИАНТОВ СБОРКИ ПРОБНИКА ПШ-2М

2.I. Пробник ПШ-2М состоит из корпуса I7, с которым скреплен корпус 23 узла вертикального динамометра, и корпуса 2 горизонтального динамометра (рис.I).

2.2. Узел вертикального динамометра состоит из корпуса 23, который скреплен с корпусом I7 прибора так, что может поворачиваться на угол I5° вокруг оси валиков 20, ввинченных в корпус I7.

2.3. Внутри корпуса 23 размещены шток I6, пружина I5 и шайба I8. Кроме этого, внутри корпуса 23 располагается измерительный штифт 22 с регулировочным винтом 2I и фиксирующей гайкой 24.

2.4. Винт I9 служит для удержания пружины I5 в сжатом состоянии в момент соединения корпуса 23 с корпусом камеры гидравлического давления.

2.5. Узел горизонтального динамометра состоит из корпуса 2, жестко скрепленного с корпусом I7 пробника. Внутри корпуса 2 раз-

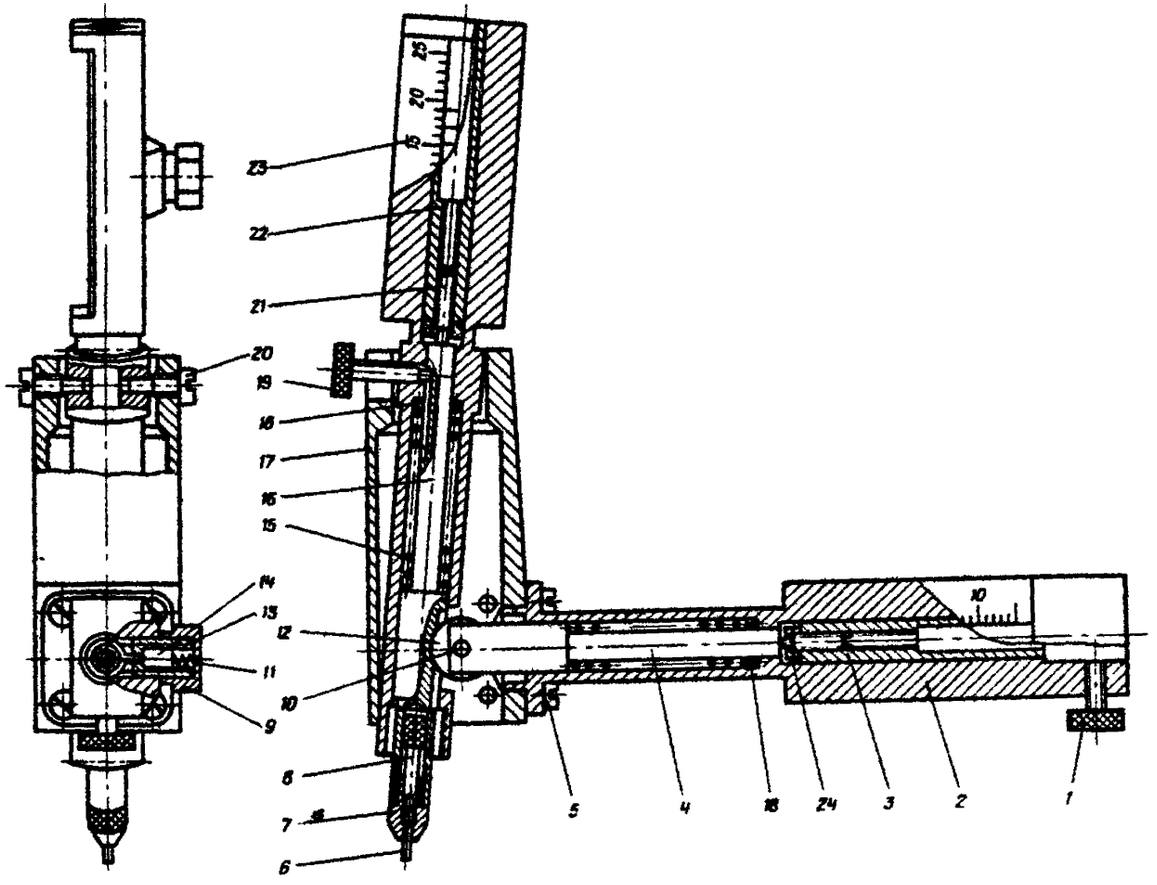


Рис. I. Пробник ПШ-2М.

мещается горизонтальный шток 4 с пружиной I5 и колесиком I2, вращающимся на штифте I0. Кроме этого, внутри корпуса 2 находится измерительный штифт с регулировочным винтом.

2.6. На выфрезерованных площадках корпусов 23 и 2 нанесены деления, которыми оцениваются вертикальная и горизонтальная силы. Измерительные штифты в качестве нониусов позволяют фиксировать десятые доли указанных делений.

2.7. Колесико I2 входит в прямоугольное окошко, выфрезерованное в корпусе вертикального динамометра 23, и упирается в площадку на дне паза, выфрезерованного вдоль участка образующей вертикального штока I6.

2.8. У свободного торца горизонтального динамометра 2 предусмотрено отверстие под цоколь индикатора часового типа. Винт I служит для фиксации последнего в неподвижном состоянии.

2.9. Как на вертикальном, так и на горизонтальном динамометрах предусмотрены узлы фиксации измерительных штифтов 22 и 3. Узел фиксации состоит из корпуса I3, фиксатора I4 пружины II и гайки 9. Наконечник фиксатора I4 входит в паз на боковой поверхности измерительного штифта, благодаря чему штифт движется только в продольном направлении. Это движение осуществляется лишь после преодоления силы трения, обусловленной действием пружины II.

2.I0. В наиболее общем случае пробник ПШ-2М предназначается для оценки твердости горных пород и тогда с торцем штока I6 скрепляется оправка 7 с винтом 8, поджимающим индентор 6.

Для осуществления других видов испытаний шлама используются дополнительные узлы и детали. Схемы сборки пробника для этих целей представлены в разделах 3-8.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД ПО ШЛАМУ

3.I. С помощью пробников ПШ-2 и ПШ-2М определяется условный уровень плотности δ_y, который путем умножения на величину плотности жидкости, в которой проводилось взвешивание, преобразуется в стандартное значение плотности горной породы $\delta_п$.

3.2. Для подготовки пробника к проведению взвешивания шлама (рис. 2) собирается штатив из деталей I0, II, I2. Со штоком 7 вертикального динамометра пробника вместо держателя индентора свинчивается стержень 6 для подвески сетки 2. На стержне предварительно устанавливается балластный грузик, в качестве которого используется

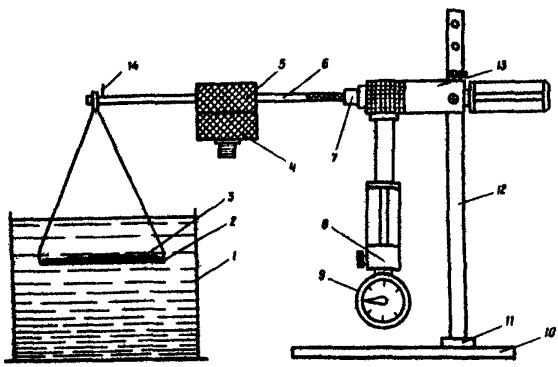


Рис. 2. Сборка пробника ПШ-2М для оценки плотности горных пород по шламу.

корпус 4 камеры гидравлического давления и крышка 5 корпуса с поперечным отверстием для стержня 6. На пробниках ПШ-2 балластный груз ставится у места подвески сетки, а на ПШ-2М -приблизительно в центре стержня для подвески сетки.

Индикатор 9 часового типа ИЧ-2 скрепляется с корпусом 8 горизонтального динамометра пробника (в случае пробника ПШ-2 скрепление производится с помощью переводной втулки).

Подготовленный пробник устанавливается на штатив в верхнее положение. При этом ось корпуса 9 динамометра со скрепленным с ним индикатором 9 должна быть направлена сверху вниз. Установка на штатив производится так, чтобы верхний штырь штатива входил в отверстие в корпусе ПШ-2, а третий сверху штырь- в паз на ободке корпуса динамометра, с которым скреплен индикатор. При установке пробника ПШ-2М верхний штырь штатива входит в паз на боковой грани корпуса I3 пробника, а второй сверху штырь - в отверстие на корпусе.

На свободный конец стержня 6 навешивается сетка 2 для шлама 3, после чего пробник готов к проведению работ по взвешиванию шлама.

3.3. С целью устранения влияния сил трения при взвешивании, отсчет берется в виде среднеарифметического из значений, соответствующих достижению равновесия в процессе нагрузки пружины динамометра и в процессе ее разгрузки. Нахождение состояния равновесия при нагрузке производится путем легких медленных нажатий пальцем руки сверху вниз на стержень 6 с подвешенной сеткой 2 так, чтобы при каждом нажатии стрелка индикатора отклонялась не более, чем на I-2 деления. При достижении равновесия стрелка индикатора перестанет "плыть" и начнет возвращаться в положение при предыдущем нажатии. В этом положении и берется отсчет. Нахождение отсчета при разгрузке осуществляется таким же образом, но при этом производятся нажатия на стержень 6 снизу вверх. Описанный цикл повторяется три раза. Окончательный результат равен среднеарифметическому из средних значений каждого из трех циклов.

3.4. До взвешивания устанавливается нуль шкалы индикатора. Для этого после подвески сетки, вначале путем серий нажатий на рычаг сверху вниз находят первое положение равновесия и с ним совмещают нуль шкалы индикатора 9. Затем нажатиями снизу вверх находят второе положение равновесия, берут отсчет n_0 и нуль индикатора ставят в положение $\frac{n_0}{2}$. После этого путем поочередного нахождения положений равновесия при нажатии сверху вниз и снизу вверх добиваются, чтобы стрелка при положении равновесия в условиях нагружения отстояла от нуля на столько же, на сколько она отстоит при разгрузке (с точностью до I/2 деления шкалы индикатора). Нужно помнить, что если при нажатиях снизу вверх отклонения стрелки ограничены, то необходимо передвинуть балластный грузик на несколько мм в сторону свободного конца стрежня для подвески сетки.

3.5. На сетку накладывается шлам в количестве, соответствующем около I50 делениям по шкале индикатора. От этого шлама отделяются четыре довеска, каждый объемом I/20 от общего шлама. Оставшаяся часть шлама именуется остаточной навеской. Указанные довески укладываются на маленькое листочки тонкой бумаги (типа папиросной) и нумеруются.

3.6. Находят по методике п. 3.3 пять значений условного веса n_i в воздухе сначала остаточной навески, затем остаточной навески с первым довеском (в бумажке), затем остаточной навески с первым и вторым довесками и т.д.

3.7. Снимают довески (вместе с бумажками) оставляя только остаточную навеску, переставляют пробник с верхнего положения в нижнее так, чтобы шлам погрузился в жидкость, для чего предварительно

подставляют плоский сосуд с керосином.

3.8. После минутной выдержки находят отсчет n_2 (по методике п. 3.3) для остаточной навески. Переставляют пробник в верхнее положение, освобождают шлам от керосина, заключенного между частицами породы (для этого подводят промокательную бумагу под сетку или, в случае мелкого шлама, выкладывают шлам россыпью на промокательную бумагу) и после минутной выдержки берут отсчет n_1' условного веса в воздухе шлама, насыщенного керосином.

3.9. Добавляют к шламу на сетке первый довесок, освободив его от бумажки, и находят значения n_2 и n_1' аналогично изложенному в п. 3.3. Сказанное повторяют для навески с двумя, тремя, четырьмя довесками.

3.10. Для каждого из пяти вариантов рассчитывают условную плотность породы δ_y по формуле

$$\delta_y = \frac{n_1}{n_1' - n_2 - k} \quad , \qquad (1)$$

где k – постоянная пробника, равная 0,7 для ПШ-2 и 3,5 для ПШ-2М.

3.11. Рассчитывают плотность породы

$$\delta_n = \delta_y \cdot \delta_к \quad , \qquad (2)$$

где $\delta_к$ – плотность керосина (равна $\approx$ 0,8 г/см^3);

δ_y – среднеарифметическое из значений, полученных для отдельных вариантов.

3.12. Определение плотности вышележащей толщи пород

Средневзвешенная плотность $\delta_{пс}$ пород вышележащей толщи рассчитывается с помощью выражения

$$\delta_{пс} = \sum_{i}^{j} \frac{h_j}{H} \sum_{1}^{i} \delta_{пi} \frac{m_i}{100} \quad , \qquad (3)$$

где $\delta_{пi}$ – плотность отдельных пород в интервалах вышележащей толщи, именуемых неделимыми выделяемыми интервалами,

m – процентное содержание породы в выделяемом интервале;

i – количество пород в выделяемом интервале;

h_j – мощность выделяемого интервала, м;

j – количество выделяемых интервалов в вышележащей толще;

H – мощность всей вышележащей толщи, м

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТВЕРДОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

4.1. Воздушно-сухой в условиях лабораторного помещения шлам изучается визуально с целью выделения составляющих пород путем установления аналогий по цвету и форме частиц, а также по степени шероховатости излома. По каждой выделенной породе отбираются 10 - 12 наиболее крупных шламинок и осуществляется дополнительная проверка однородности выбранных групп шламинок путем сравнения цвета черты на матовой поверхности белого фарфора, оставляемой при нажатии боковой кромкой частицы.

4.2. Каждой породе присваивается наименование внутри данного стратиграфического подразделения (при движении сверху вниз) и оценивается приближенно ее содержание в пробе

4.3. Если в последующих пробах шлама повторяются породы с отмеченными признаками, то им присваивается то же наименование и оценивается их процентное содержание в пробе, но частицы для испытаний не отбираются.

4.4. В результате испытаний с помощью пробников ПШ-2, либо ПШ-2М, определяется условная твердость породы $T_ш$; которая затем преобразуется в значение $f_{ш}$ (твердости по Л.А.Шрейнеру) с помощью выражения

$$f_{ш} = 1000\, T_ш, \text{ МПа}. \qquad (4)$$

4.5. Условная твердость породы $T_ш$ устанавливается при воздействии на шламинку I шарикового индентора I2, внедряемого в породу при одновременном боковом скольжении. При этом значение условной твердости $T_ш$ численно равно величине отношения вертикальной силы в делениях вертикальной шкалы 5 пробника к глубине канавки (в делениях индикатора ИЧ-2) (рис. 3). Например , для мрамора при силе, равной 6 делений и углублении в 6,5 делений твердость

$$T_ш = \frac{6}{6,5} = 0,92 .$$

Пробники ПШ-2 и ПШ-2М сконструированы таким образом, что в опыте автоматически соблюдается условие перехода поверхностного разрушения в объемное, если при испытании любой пробы, прижимая пробник правой рукой к породе, каждый раз стремиться к максимальным значениям силы нажатия и глубины внедрения и соблюдать следующие ограничения.

Глубина канавки не должна быть более I5 делений шкалы индикатора с ценой делений 0,0I мм (для глин), а длина не более 3 ÷ 4 мм.

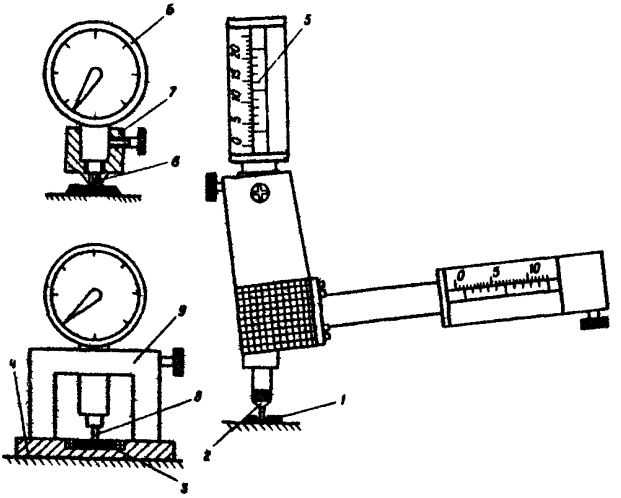


Рис. 3 . Сборка пробника ПШ-2М для оценки твердости горных пород по шламу.

Сила вертикального нажатия не должна быть более 6 единиц по шкале, нанесенной на корпусе вертикального динамометра пробника.

4.6. Воздействие индентора осуществляется в заранее пришлифованную площадку на шламинке, удерживаемой от сдвижения вдоль плоскости стола пальцами левой руки (если шламинка более 8-10 мм в поперечнике). Если шлам мелкий и раскалывается при нажатии индентора, то он скрепляется с помощью сургуча или специальной замазки (п.8.2) с поддоном 4 (рис.6), либо со специальной монтажной планкой 4 (рис.3). После опыта определяется максимальная сила вертикального нажатия по условной шкале динамометра, а с помощью специально оборудованного индикатора 6 часового типа фиксируется максимальная глубина канавки. Специальное оборудование индикатора заключается в том, что вместо стандартного (заводского) наконечника, ввинчивается наконечник 8 с шариком меньшего диаметра (диаметр I мм), а на цоколь индикатора навинчивается втулка 7, торец которой во время измерений упирается в площадку на шламинке. Если шлам 3 запаян в поддон, либо

монтажную планку 4, то для измерения глубины применяется вилчатая втулка 9.

4.7. Значение условной твердости $T_ш$ для однородной породы рассчитывается в виде среднего арифметического из пяти определений. Если порода визуально неоднородна (отдельные участки образца различаются по цвету), то значение условной твердости рассчитывается в виде среднего арифметического из десяти определений, которые должны быть распределены по породе пропорционально процентному содержанию различных участков. Если визуально различить неоднородность трудно, а значения $T_ш$ в отдельных точках отличаются более, чем I,5 раза, то также необходимо число отдельных испытаний довести до I0, распределив их возможно более равномерно по породе.

4.8. При испытании крупнопористых горных пород необходимо от значения глубины канавки отнимать максимальную глубину h_0 естественных углублений на участке поверхности породы, подготовленном для воздействия индентора. Величина h_0 выявляется путем установки ножки индикатора в 5-6 различных точках на этой поверхности.

5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОЧНОСТИ ПОРОДЫ НА РАЗРЫВ

5.I. С помощью пробников ПШ-2 и ПШ-2М определяется условная характеристика прочности породы при раскалывании (дроблении) $T_д$, которую можно преобразовать в значение прочности $\sigma_р$ породы на разрыв с помощью выражения

$$\sigma_р = 20 T_д, \text{ МПа}. \qquad (5)$$

5.2. Определение $T_д$ осуществляется путем раскалывания шлама 2 с помощью специального игольчатого индентора, состоящего из деталей 3, 6 (рис. 4), который ввинчивается в шток 5 вертикального динамометра пробника вместо держателя шарикового индентора. На стеклянную подставку I перед раскалыванием устанавливают шламинку, предварительно слегка пришлифовав ее параллельные плоскости с помощью абразивного брусочка. Толщина шламинки должна равняться $\Delta h = (I \pm 0,3)$ мм.

5.3. Величина $T_д$ равна

$$T_д = \frac{P}{\Delta h \cdot l}, \qquad (6)$$

где P – сила в делениях шкалы 4, вертикального динамометра;

Δh – толщина шламинки в точке раскалывания, м,

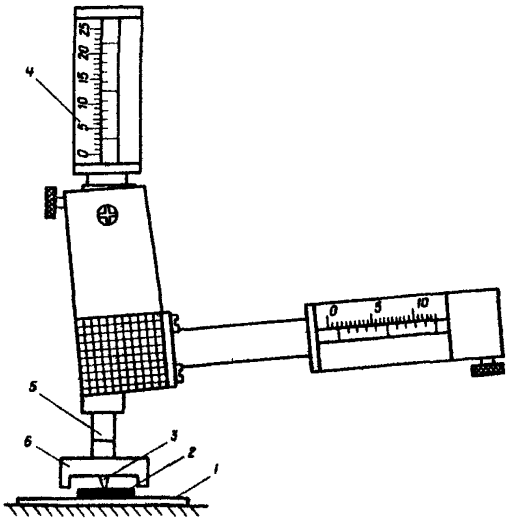


Рис.4. Сборка пробника ПШ-2М для оценки показателя прочности горных пород на раскалывание.

l - длина трещины раскола шламинки, мм

Например, при $P=5,2$, $\Delta h=1,05$, и $l=9$ имеем

$$T_д = \frac{5,2}{1,05 \cdot 9} = 0,55 .$$

5.4. Значение $T_д$ определяется в виде среднего арифметического из трех испытаний.

5.5. Если раскалывание осуществляется вдоль плоскостей ослабленного сцепления (слоистость, сланцеватость, кливаж, трещиноватость), то применяется обозначение $T_{дп}$. При раскалывании перпендикулярно к указанным плоскостям применяется обозначение $T_д$.

5.6. Для сланцеватых и слоистых горных пород, а также для пород, нарушенных системами трещин, представляет существенный интерес знание количественной характеристики прочностной анизотропии $S_ш$ в виде отношения $S_ш = \frac{T_{дп}}{T_д}$

5.7. Если шлам мелкий и определить значение $T_{дш}$ затруднительно, то ориентировочную величину $S_ш$ можно рассчитать с помощью выражения $S_ш = I - S_{ср}[30(S-I)]$, где S - показатель расслоенности, определяемый по геологическим данным с помощью таблицы приложения I .

6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ АБРАЗИВНОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

6.I. С помощью пробников ПШ-2 и ПШ-2М определяется условная характеристика $A_ш$ абразивности горной породы, которая с помощью таблицы I при знании условной твердости породы $T_ш$ преобразуется в значение категории абразивности А

Таблица I

Условный показатель абразивности $A_ш$	$<0,50$				0,50	0,60	0,70	0,80	0,90	$>0,90$		
Условный показатель твердости $T_ш$	$<0,25$	0,25-I,0	I,0 -2,0	$>2,0$	0,I - 2,0					2,0 -3,0	3,0 - 4,0	$>4,0$
Категория А абразивности	I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2

6.2. Условный показатель абразивности $A_ш$ является силовой характеристикой процесса микрорезания эталонного твердого тела, который осуществляется выступающими зернами испытуемой горной породы. В качестве эталона принято оконное стекло, занимающее по твердости промежуточное положение между абразивными и неабразивными минералами.

6.3. При оценке абразивности породы с помощью пробников ПШ со штоком 5 вертикального динамометра свинчивается держатель 4 одиночной шламинки, в щечках которого винтом 3 зажимается обломок шламинки 2 так, чтобы выступающая ее часть представляла трехгранный или четырехгранный угол (рис.5). Испытание заключается в одвижении вдоль поверхности стекла I шламинки 2, прижатой к стеклу силой, равной (для прочной породы) одному делению по шкале 7 на корпусе 6 вертикального динамометра (если порода слабая, то вертикальную силу уменьшают до тех пор, пока не перестанет раздавливаться

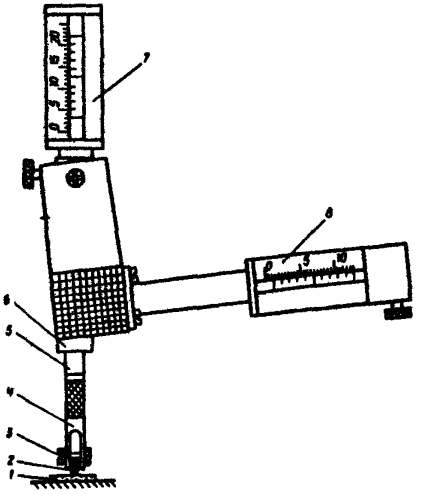


Рис.5.Сборка пробника ПШ-2М для оценки абразивности горных пород по шламу.

кромка угла на шламинке). Если кромка раздавливается даже при 0,I от указанного деления (0,I берется по нониусу), то породу не испытывают и условно присваивают ей I категорию абразивности.

6.4. Значение показателя абразивности $A_ш$ определяется из выражения

$$A_ш = 0{,}75 \frac{P_г}{P_в} \text{ условных единиц}, \qquad (7)$$

где $P_г$ - сила сдвижения шламинки, условно выраженная в делениях шкалы 8 горизонтального динамометра; $P_в$ - сила прижатия шламинки к породе, выраженная в делениях шкалы 7 вертикального динамометра. Например, при $P_г = I{,}2$ и $P_в = I$ имеем $A_ш = 0{,}75 \cdot \frac{I{,}2^2}{I} = 0{,}90$.

Величина $A_ш$ определяется в виде среднего из 5 определений.

6,5. Если порода не однородна, то ее общая абразивность равна корню четвертой степени из суммы произведений абразивностей отдельных составляющих в четвертой степени на величины долевого участия каждого из них в породе.

7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПЛАСТИЧНОСТИ И СПЛОШНОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

7.1. Условные показатели проницаемости l_0, пластичности n_* и сплошности $C_ш$ горных пород определяются в процессе одного и того же испытания шламинки в условиях фильтрации жидкости через породу при различной степени ее предразрушения вдавливаемым индентором. В этих условиях величина l_0 характеризует фильтрацию жидкости через слой породы до вдавливания индентора; величина n_* – глубину внедрения индентора, при которой начинается дополнительная фильтрация (через предразрушенные участки породы); показатель $\frac{1}{C_ш}$ – суммарную фильтрацию жидкости через разрушаемый слой породы за время до ее разрушения.

7.2. Перед проведением испытаний шламинка, размером в поперечнике около 10 мм, притирается по двум параллельным плоскостям так, чтобы ее толщина стала равной 1 мм. После этого она скрепляется с поддоном 4 камеры гидравлического давления, для чего сначала на поддон ставится полый кружочек из ватмана (наружный диаметр 8 мм, внутренний – 3 мм), затем шламинка так, чтобы ее центр совпадал с центром кружка и, наконец, на шламинку – кружок ватмана диаметром 5 мм). После прижатия всей сборки к поддону с помощью специального пружинного (проволочного) держателя 8 насыпают валиком 6 по краям шламинки 8 замазку (сургуч). Нагревают поддон на спиртовке и после расплавления замазки снимают поддон со спиртовки и охлаждают, утрамбовывая твердеющую замазку так, чтобы она плотно соединила шламинку с поддоном (см. рис. 6 и 7).

7.3. Острием ножа снимают бумажный кружок с верхней площадки на шламинке, не нарушая при этом уплотнение из замазки.

7.4. Подготовка пробника к испытаниям проводится следующим образом. Собирают камеру гидравлического давления для чего в ее корпус 3 заливают (при положении торца штока 17 заподлицо с торцем корпуса) испытуемую жидкость (буровой раствор) до уровня кромки под резиновую манжету 18. Надевают на поддон кольцевую резиновую манжету 18, вставляют его в корпус 3 и завинчивают крышку 1 камеры до отказа. Отводят шток 15 вертикального динамометра в крайнее верхнее положение, фиксируя его там специальным зажимным винтом 10, свинчивают корпус 3 камеры гидравлического давления с корпусом 16 вертикального динамометра (до ощущения контакта штока камеры со штоком динамометра) и в отверстие в поддоне вставляют до отказа конец сложенной уголком индикаторной полоски 5 из про-

мокательной бумаги (длина полоски 80 мм, ширина 3 мм). В этом положении пробник готов к проведению испытаний.

7.5. Определяют показатель l_a фильтрации жидкости через породу 2 для чего освобождают шток I7 динамометра (частично вывинчивают зажимный винт I0 через I извлекают индикаторную полоску 5 и измеряют длину l_o в мм смоченного участка полоски.

7.6. Извлекают поддон 4, оставляя его в крышке 6 (рис. 6) и с крышкой 4 (рис. 7) свинчивают толкатель 2 с индентором I до тех пор, пока индентор не коснется поверхности породы 3. Карандашом на-

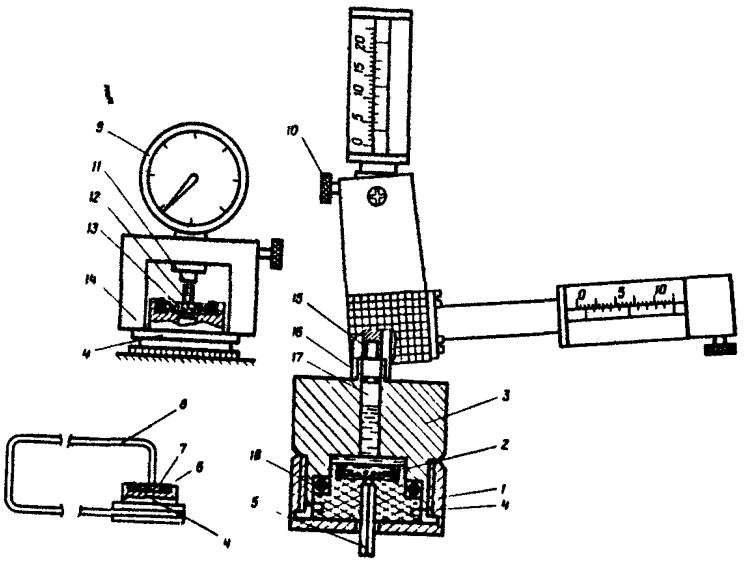


Рис. 6 Сборка пробника ПШ-2М для оценки показателей гидратации и сплошности горных пород по шламу.

носят риску на торцевой поверхности крышки 4 так, чтобы она совпадала с нулевой риской шкалы на полоске миллиметровки 6, приклеенной к толкателю.

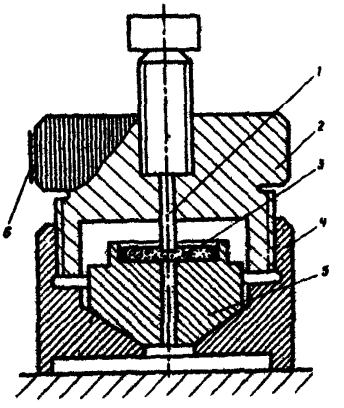


Рис.7 Сборка для образования зоны предразрушения в пламинке при определении опломбости горных пород.

7.7. Ввинчивают толкатель 2 в крышку с поддоном 5 так, чтобы нулевая риска его шкалы сместилась на два деления по отношению к риске на крышке 4.

7.8. Вывинчивают толкатель 2 и собирают снова пробник, как показано в п. 7.4, залив в камеру новую порцию жидкости.

7.9. Освобождают шток динамометра, через I с извлекают индикаторную бумажку и измеряют длину l пропитанного водой участка.

7.10. Повторяют все операции по получению следующего значения l, увеличивая при повторении глубину внедрения ε индентора в породу на два деления по шкале толкателя.

Получение все новых значений l повторяют до тех пор, пока очередное l_i (при смещении ε_i нуля шкалы толкателя) не превысит на 25′ предыдущее значение l_{i-1}, имевшее место при уг-

лублении ε_{i-1}

После этого очередные значения l получают еще несколько (к +I) раз при увеличении ε каждый раз на I деление пока очередное $l_{i+к+1}$ при глубине внедрения $\varepsilon_{i+к+1}$ не окажется равным предыдущему значению $l_{i+к}$, с точностью до I.

В любом случае число к (число повторений оборки-разборки после начала роста величины l) не должно быть больше трех.

Если к=0 (т.е величина l перестала расти сразу же после получения l_i), то принимают, что $l_{i+к} = l_i$ и $\varepsilon_{i+к} = \varepsilon_i$.

7.II. Рассчитывают величину условного показателя пластичности

$$п_д = \frac{\varepsilon_i + \varepsilon_{i-1}}{2} \cdot q \text{ ,условных единиц} \quad (8)$$

где q =0,0I9 для пробника ПШ-2 и q =0,0I3 для пробника ПШ-2М.

7.I2. Определяют значение показателя сплошности породы относительно испытуемой жидкости с помощью выражения

$$C_ш = \frac{1}{l_0 + \frac{\varepsilon_{i+к} - \frac{\varepsilon_i + \varepsilon_{i-1}}{2}}{2\varepsilon_{i+к}} (l_{i+к} - l_0)}, \text{условных единиц} \quad (9)$$

7.I3. Значения l_0, $п_д$ и $C_ш$ рассчитывают по данным испытаний на 3÷5 шламинках (тремя испытаниями ограничиваются в том случае, если величины l_0, $п_д$ и $C_ш$ для отдельных шламинок различаются соответственно не более, чем на 25%).

7.I4. Если в качестве испытуемой жидкости берут воду с добавкой 5% меловой муки, то используют обозначения $l_{0в}$, $п_{дв}$ и $C_{шв}$. Если применяется буровой раствор, то обозначают l_0, $п_д$ и $C_ш$ и обязательно указывают тип бурового раствора.

7.I5. На основании анализа лабораторных показателей и промысловых данных предлагается следующая классификационная шкала по сплошности, позволяющая переводить значения $C_{шв}$ или $C_ш$ в категории сплошности С.

Таблица 2

$C_ш$	<0,050	0,05I-0,I00	0,I0I-0,300	0,30I-I,000	I,00I-5,000	5,00I-25,000	>25,000
С	I	I - 2 (I,5)	2	2 -3 (2,5)	3	3 - 4 (3,5)	4

7.I6. Последовательность записей по определению условных показателей пластичности и сплошности горных пород и конкретные примеры приведены в табл. 3.

ВЕДОМОСТЬ

по определению условных показателей пластичности и сплошности горных пород при изучении на пробнике ПШ-2 процесса фильтрации бурового раствора в поверхностный слой забоя скважины

Таблица 3

Месторождение ....

№ п/п	Исходные данные			Промежуточные результаты								Итоговые результаты, условные единицы	
		Характеристика бурового раствора (глинда)		Деформация породы (глубина внедрения), условные единицы				Длина пропитки индикаторной полоски, мм					
	Горная порода, индекс стратиграфического подразделения	тип	водоотдача Ф, $см^3$	при вдавливании ε	предшествующая интенсивной фильтрации ε_{i-1}	обусловливающая интенсивную фильтрацию ε_i	обусловливающая затухание фильтрации ε_{i+k}	до деформации l_0	текущая длина l	при интенсивной фильтрации l_i	на стадии затухания l_{i+k}	пластичность $П_л$	сплошность $С_ш$
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2	I3	I4
I	Известняк № 3 N120 + T	Глина дружковская-20%, КМ-0,3%	2,2	0	–	–	–	0	–	–	–	0,048	0,267
				I	–	–	–	–	0	–	–	–	–
				2	2	–	–	–	0	–	–	–	–
				3	–	3	–	–	8	8	–	–	–
				4	–	–	–	–	II	–	–	–	–
				5	–	–	5	–	I5	–	I5	–	–
				6	–	–	–	–	I5	–	–	–	–
2	Песчаник крупнозернистый + I N120 + T	то же	2,2	0	C	–	–	I0	IC	–	–	0,001	0,082
				I	–	I	–	–	I4	I4	–	–	–
				2	–	–	2	–	I6	–	I6	–	–
				3	–	–	–	–	I6	–	–	–	–

8. ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОЦЕССА ГИДРАТАЦИИ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД ФИЛЬТРАТОМ БУРОВОГО РАСТВОРА

8.1. Для оценки процесса гидратации глинистых пород фильтратом бурового раствора определяется условный показатель разупрочняющего проникновения фильтрата в породу $K_{пж}$ и условный показатель разуплотнения (набухания) гидратационного слоя $K_{рп}$. Значение $K_{пж}$ равно глубине в усл.ед., на которой твердость породы еще сохраняет свое первоначальное значение, а величина $K_{рп}$ равняется величине смещения в усл.ед. поверхности породы в сторону контактирующей с ней жидкости при набухании. Твердость гидратируемого слоя обозначается $T_{шг}$.

8.2. Шламинку 7 размером ≈10 мм в поперечнике притирают до толщины 1-2 мм, увлажняют в эксикаторе в течение 4 суток над раствором 2,5г NaCl в 1000 см^3 дистиллированной воды и скрепляют с поддоном 4 (рис.6) замазкой 6 из порошка портландцемента, смоченного силикатным канцелярским клеем (замазку 6 утрамбовывают вокруг шламинки заподлицо с ней). После 15-минутной выдержки на воздухе ставят сборку в эксикатор на 1 сутки для доувлажнения породы. После извлечения из эксикатора определяют твердость $T_{шп}$ породы, измеряя глубину канавки с применением втулки 7 (рис.3), но так, чтобы шарик только касался породы (см.п.8.4). Канавка должна быть не ближе 2 мм до центра шламинки.

8.3. Скрепив индикатор 9 (рис.6) с втулкой 14, берут отсчет n_1 в делениях индикатора ИЧ-2 в положении, когда "ножки" втулки 14 прижаты к кольцевой площадке поддона 4, а наконечник 11 с надетым на него колпачком 12 (на пластилине - чтобы не осскальзывал) установлен в центре площадки на шламинке 13 так, чтобы метки на поддоне 4 и втулке 14 совпали. Сверху породы кладут полый ($d_{вн}$= 3 мм) кружочек фильтровальной бумаги (по площади породы), прикрепив ее по краям пластилином.

8.4. Собирают пробник согласно п.7.4 , после чего освобождают шток 15 динамометра поворотом винта 10. После 15-минутной выдержки извлекают поддон из камеры, слегка промокают ваткой раствор, снимают бумагу и берут отсчет n_2 по шкале (аналогично п.8.3) следя, чтобы колпачок 12 только касался породы (т.е. чтобы не было отпечатка на породе), для чего придерживают рукой головку сквозной ножки индикатора.

8.5. Производят в центре шламинки воздействие индентором, как при определении твердости $T_{шп}$, но при нагрузке P в делениях шкалы, численно равной или несколько большей $T_{шп}$. Если $T_{шп} \leqslant 0,1$, то, взяв шток 6 с индентором 14 со сборки рис.2, соединяют его со штоком вертикального динамометра и, сделав канавку, берут отсчет P по горизонтальному динамометру, умножая его на 0,16 (ПШ-2) или на 0,22 (ПШ-2М).

8.6. Берут отсчет n_3 в делениях индикатора ИЧ-2 как в п.8.3, но при отсутствии колпачка с плоским торцем на наконечнике индикатора. При этом наконечник должен быть установлен на участке наибольшей глубины канавки, образованной на поверхности породы.

8.7. Взятие отсчетов n_1, n_2 и n_3 проводится при установке ножек вилчатой втулки в одно и то же место на поддоне, для чего рекомендуется на боковой поверхности поддона и вилчатой втулки нанести точечные метки.

8.8. Рассчитывают следующие условные характеристики породы

Условный показатель разуплотнения гидратируемого слоя

$$K_{рп} = 0{,}01(n_2 - n_1). \qquad (10)$$

Например, при $n_1 = 154$ и $n_2 = 169$ имеем $K_{рп} = 0{,}01$ (169 - -154) = 0,15 условных единиц.

Если оказывается $K_{рп} < 0$, то преобладает процесс пептизации глины и перехода ее в раствор.

Условный показатель разупрочняющего проникновения фильтрата в породу

$$K_{пж} = 0{,}01\left(\frac{n_1 - n_3 - b}{p}\right) \cdot T_{шп}, \qquad (11)$$

где b – толщина донышка колпачка в делениях индикатора ИЧ-2, надеваемого на наконечник при измерении n_1 и n_2 (она равна разности отсчетов при попеременном прижатии к стеклу индентора с надетым и ненадетым колпачком).

Например, при $n_1 = 154$, $n_2 = 90$ и $b = 53$ имеем $K_{пж} = 0{,}01$ (154 -90-53) = 0,11 условных единиц.

8.9. Проведенные выше измерения повторяются на 3 шламинках и значения $K_{рп}$ и $K_{пж}$ принимаются в виде среднеарифметических значений из 3 определений.

8.10. Рассчитывается условная твердость $T_{шг}$ гидратированной породы с помощью выражения

$$T_{шг} = \frac{1}{100 K_{пж}} \cdot T_{шп}$$

8.11. Если в качестве испытуемой жидкости используется дистиллированная вода, то применяются обозначения $K_{рпв}$, $K_{пжв}$ и $T_{шгв}$

В остальных случаях применяются обозначения $K_{рп}$, $K_{пж}$ и $T_{шг}$ с указанием типа раствора, при котором производились испытания глинистой породы.

8.12. Если результаты определения $K_{рп}$ и $T_{шг}$ нужны только для сравнительной оценки буровых растворов в лабораторных условиях, то рекомендуется вести испытания при относительной влажности 0,5 (обычная воздушная влажность в лабораторных условиях).

9. ПОСТРОЕНИЕ ПРИБЛИЖЕННОГО ВИДА ПАСПОРТА ПРОЧНОСТИ ГОРНОЙ ПОРОДЫ ПО ДАННЫМ ИСПЫТАНИЙ ШЛАМА

9.1. Используется предложенная проф. М.М.Протодьяконовым (младшим) единая форма предельной кривой паспорта прочности горных пород (рис.8). Задача состоит в нахождении для каждой породы цены деления в МПа на осях σ и τ путем нанесения трех кругов, касающихся друг друга (попарно) и предельной кривой (см.рис. 8), одновременно удовлетворяющих условию

$$\frac{\text{отрезок } ao}{\text{отрезок } od} = 0{,}06\ \frac{T_д}{T_ш(1+\frac{1}{4}T_ш+\frac{1}{C})}$$

После построения указанных кругов отрезку od присваивается длина $333 \cdot T_ш(1+\frac{1}{4}T_ш+\frac{1}{C})$, ось градуируется и задача считается решенной. Для указанного решения производят следующие операции.

9.2. Рассчитывается отношение $\frac{T_ш(1+\frac{1}{4}T_ш+\frac{1}{C})}{0{,}06\ T_д}$, для чего значение $T_ш$ берут из графы 5 формы 3 и значение $T_д$ из графы 6 формы 3.

9.3. Для построения указанных кругов в качестве исходного используется отрезок of. Он разделяется на $\frac{T_ш(1+\frac{1}{4}T_ш+\frac{1}{C})}{0{,}06\ T_д}+1$ частей и первая из них слева (отрезок ao) считается равной диаметру минимального круга, а отрезок of при этом должен равняться сумме диаметров двух остальных кругов. Если после нанесения циркулем этих кругов так, чтобы они касались кривой паспорта прочности, крайний справа пересечет ось σ не в точке f, а в некоторой точке d и при этом отрезок $fd > \frac{1}{25} \cdot of$, то поиск продолжается. Теперь уже отрезок ad делится на $\frac{T_ш(1+\frac{1}{4}T_ш+\frac{1}{C})}{0{,}06\ T_д}+1$ частей, проводятся круги, находятся точки o' и d' и если $dd' \le \frac{1}{25} o'd$, то поиск прекращается и проводится градуировка оси σ в масштабе.

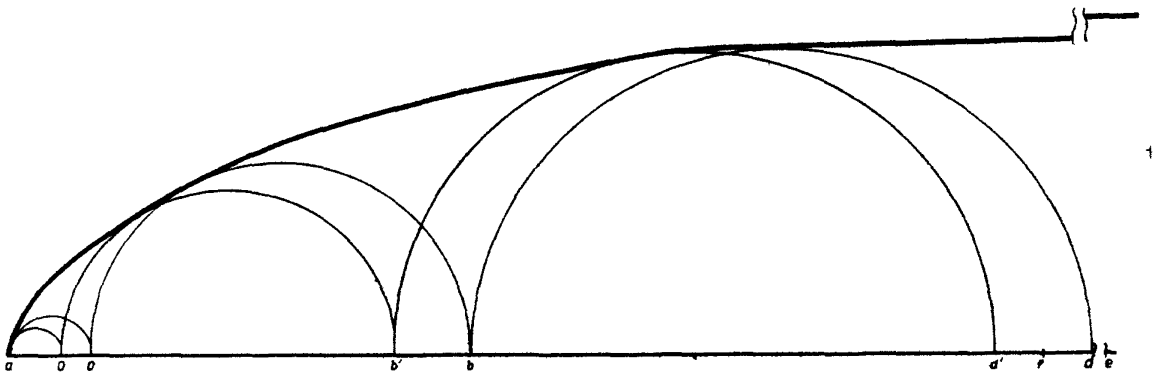


Рис.8. Построение паспорта прочности горной породы

$$M = \frac{333 \cdot T_w (1 + \frac{1}{2} T_w + \frac{1}{3})}{L\, o'd}, \frac{МПа}{мм},$$

где $L o'd$ - длина отрезка $o'd$ в мм.

Если $d d' > \frac{1}{25}\, o'd$, то поиск продолжается.

9.4. Все построения рекомендуется проводить карандашом на листе кальки, на которой следует и возможно точнее перенести эталонную кривую. Длина листа кальки должна допускать перенесение в едином изображении всей эталонной кривой, включая ее продолжение после точки d с учетом того, что разрыв $d e$ соответствует длине отрезка $a f$.

10. ПРОВЕРКА СТАБИЛЬНОСТИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОБНИКОВ ПШ-2 и ПШ-2М

10.1. Пробники ПШ-2 и ПШ-2М нуждаются в систематической проверке стабильности их показателей путем проведения периодических контрольных испытаний на эталонной породе.

10.2. В проверке нуждаются главным образом данные по измерению плотности и твердости горных пород.

10.3. Контрольную проверку пробника целесообразно проводить перед каждой серией испытаний горных пород. Контрольные испытания следует осуществлять на достаточно распространенной породе, например, на мраморе путем оценки расхождений с результатами, принятыми ранее за эталонные. Сравниваются среднеарифметические значения из пяти определений.

10.3.1. Если обнаружены расхождения по твердости более, чем на 15%, то необходимо заменить износившийся шариковый индентор, либо проверить регулировку вертикального динамометра.

10.3.2. Если расхождения по плотности превышают 5%, то необходимо путем покачивания штока вертикального динамометра и измерительного штифта на горизонтальном динамометре устранить заедания в пробнике.

10.4. Достоверность показаний n_2 согласно п.8.4 для глин с $\delta_п \leq 2{,}20$ г/см^3 может быть нарушена вследствие неконтролируемого перехода частиц поверхности породы в раствор вследствие пептизации (особенно в увлажненных глинах). Поэтому для таких глин значение $K_{рп}$ нельзя считать достоверным и для сравнительной оценки буровых растворов рекомендуется использовать лишь величины $K_{пг}$ и $T_{пг}$.

Приложение 4

Диагностическая таблица по определению классификационных характеристик горных пород на основании их геолого-геофизической оценки

Порода	Общая пористость породы, %	Плотность породы, $\sigma_п$, г/см³	Глубина нормального уплотнения глин $H_н$, м	Категория сплошности при промывке		Категория твердости	Среднее значение твердости $f_{ш}$, МПа	Категория абразивности
				глинистым раствором при $\Phi \geq 15$ см³/с	технической водой $C_в$	Т		А
I	2	3	4	5	6	7	8	9
Известняк	0-3	2,72-2,67	-	2	I,5	7-6	2I30	3
	3-I0	2,67-2,55	-	2	I,5	5	I250	3
	I0-20	2,55-2,38	-	I,5	I	4	750	2,5
	Выше 20	Ниже 2,38	-	I,5	I	4-3	570	2,5
Известняк доломитизированный	0-3	2,76-2,7I	-	2	I,5	7	2500	3,5
	3-I0	2,7I-2,58	-	2	I,5	6-5	I500	3
	I0-20	2,58-2,4I	-	I,5	I	5-4	I000	2,5
	Выше 20	Ниже 2,4I	-	I,5	I	4	750	2
Известняк глиносодержащий	-	-	-	2,5	2	4-5	I000	2
Известняк кремнистый	0-3	2,70-2,65	-	2	I,5	8-7	3000	8
	3-I0	2,65-2,53	-	2	I,5	6-5	I500	7
	I0-20	2,53-2,36	-	I,5	I	5-4	I000	6
	Выше 2I	Ниже 2,36	-	I,5	I	4	750	6

Продолжение приложения 4

I	2	3	4	5	6	7	8	9
Доломит	0-3	2,87-2,8I	-	2	I,5	9-7	3500	3,5
	3-I0	2,8I-2,68	-	2	I,5	7-5	2000	3
	I0-20	2,68-2,50	-	I,5	I	5-4	I000	2,5
	Выше 20	Ниже 2,50	-	I,5	I	4	750	2
Доломит известковистый	0-3	2,83-2,78	-	2	I,5	8-7	3000	3,5
	3-I0	2,78-2,65	-	2	I,5	6-5	I500	3
	I0-20	2,65-2,46	-	I,5	I	5-4	I000	2,5
	Выше 20	Ниже 2,46	-	I,5	I	4	750	2
Доломит глиносодержащий	-	2,83	-	2,5	2	5	I250	2,5
Песчаник с кварцевым цементом	0-3	2,65-2,60	-	I,5	I	7	2500	II
	3-I0	2,60-2,49	-	I,5	I	6-5	I500	I0
	I0-20	2,49-2,32	-	I	I	4	750	I0
	Выше 20	Ниже 2,32	-	I	I	3	380	9
Песчаник с глинистым цементом	0-3	2,67-2,62	-	2,5	2	6	I750	9
	3-I0	2,62-2,50	-	2,5	2	5-4	I000	8
	Выше I0	Ниже 2,50	-	2	I,5	4-3	560	7
Песчаник с карбонатным цементом	0-3	2,67-2,62	-	I,5	I	7	2500	9
	3-I0	2,62-2,50	-	I,5	I	6-5	I500	8
	I0-20	2,50-2,34	-	I	I	4	750	7
	Выше 20	Ниже 2,34	-	I	I	3	380	5
Песчаник с карбонатно-глинистым цементом	0-3	2,67-2,62	-	2	I,5	7	2500	9
	3-I0	2,62-2,50	-	2	I,5	6-5	I500	8
	Выше I0	Ниже 2,50	-	I,5	I	4	750	7
Алевролит с кварцевым цементом	0-3	2,67-2,62	-	I,5	I	7	2500	I0
	3-I0	2,62-2,50	-	I,5	I	6-5	I500	9
	I0-20	2,50-2,34	-	I	I	4	750	8
	Выше 20	Ниже 2,34	-	I	I	3	380	6

Продолжение приложения 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Алевролит с глинистым цементом	0-3	2,65-2,60	-	2,5	2	6	I750	7
	3-I0	2,60-2,50	-	2,5	2	5-4	I000	6
	Выше I0	Ниже 2,50	-	2	I,5	4-3	560	5
Алевролит с карбонатным цементом	0-3	2,67-2,62	-	I,5	I	7	2500	7
	3-I0	2,62-2,50	-	I,5	I	6-5	I500	7
	I0-20	2,50-2,34	-	I	I	4	750	6
	Выше 20	Ниже 2,34	-	I	I	3	380	6
Алевролит с карбонатно-глинистым цементом	0-3	2,67-2,62	-	2	I,5	7	2500	8
	3-I0	2,62-2,50	-	2	I,5	6-5	I500	7
	Выше I0	Ниже 2,50	-	I,5	I	4	750	6
Глина	-	-	4000-I950	4	3	3-2	280	I,5
	-	-	Выше I950	4	3	2-I	I30	I
Глина алевритовая	-	-	4000-I950	3,5	3	4-3	560	5
	-	-	Выше I950	3,5	3	3-2	280	4
Глина карбонатная	-	-	4000-I950	4	3,5	4-3	560	2
	-	-	Выше I950	3,5	3	3-2	280	I,5
Аргиллит	-	-	-	3,5	3	3	380	3
Аргиллит карбонатный	-	-	-	2,5	2	3-4	560	3
Аргиллит кремнистый	-	-	-	2,5	2	5	I250	6
Мергель карбонатный	-	-	-	2,5	2	4	750	2
Мергель глинистый	-	-	-	3	2,5	4-3	560	2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Мергель алевритистый	-	-	-	2,5	2	4	750	4
Мел	-	-	-	2	I,5	I	80	I
Ангидрит	-	-	-	2	I,5	5-4	I000	2
Гипс	-	-	-	2	I,5	3	380	I
Соль	-	-	-	2	I,5	3	380	I
Соль с примесями	-	-	-	2,5	2	4-3	560	2
Кремень	-	-	-	3	2	9-II	5500	II
Песок	-	-	-	I,5	I	I	75	5
Рифогенные и трещиноватые породы	-	-	-	I,0	I,0	I-6	-	I-4
Породы трещиноватые с открытыми каротовыми каналами	-	-	-	0,5	0,5	I-6	-	I-4

Примечание. При наличии в прогнозном разрезе зон АНПД глубина залегания глин умножается на коэффициент $K_д$=I,7-70 γ_*, где γ - численное значение градиента порового давления в МПа/м.

Приложение 5

Таблица соответствия значений твердости в кгс/мм^2 категории твердости

Классификационная шкала значений твердости горных пород по ГОСТ 122-88-66 $\rho_{сж}$, кгс/мм^2	0-10	10-25	25-50	50-100	100-150	150-200	200-300	300-400	400-500	500-600	600-700	>700
Категории твердости горных пород по Л.А.Шрейнеру	I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2
Средние значения твердости, отвечающие категориям $\rho_{сж}$, МПа	50	I75	375	750	I250	I750	2500	3500	4500	5500	6500	7000

Приложение 6

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗНАЧЕНИЙ УСЛОВНОЙ ПРЕДЕЛЬНОЙ ПЛАСТОВОЙ ВЛАЖНОСТИ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД $W_{пр}$

I. Характеристика $W_{пр}$ отражает влагосодержание глинистых пород в среде воздуха с относительной влажностью, близкой к упругости паров среднеминерализованной пластовой воды, что достигается путем выдерживания образцов размельченной породы (в виде муки) в течение 5 дней в эксикаторе над поверхностью водного раствора при концентрации поваренной соли около 25 г на I л дистиллированной воды.

2. На торзионных весах типа ВТ или WT либо на аналитических весах устанавливается масса n_1 выдержанных в эксикаторе образцов породы. Допускается использование технических весов, но тогда масса образцов должна быть не I,8 - I,9 , а более 5 г (но не более I0 г).

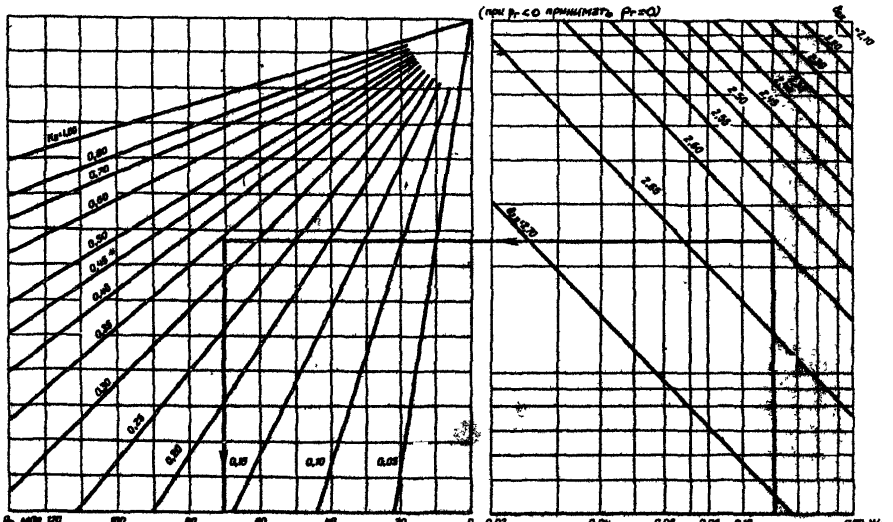
3. Взвешенные образцы породы высушиваются с помощью прибора 062М для ускоренного определения влажности (выпускается Усманским заводом литейного оборудования) в соответствии с руководством по эксплуатации прибора.

4. Определяется масса n_2 высушенных образцов в граммах

5. Рассчитывается влажность породы

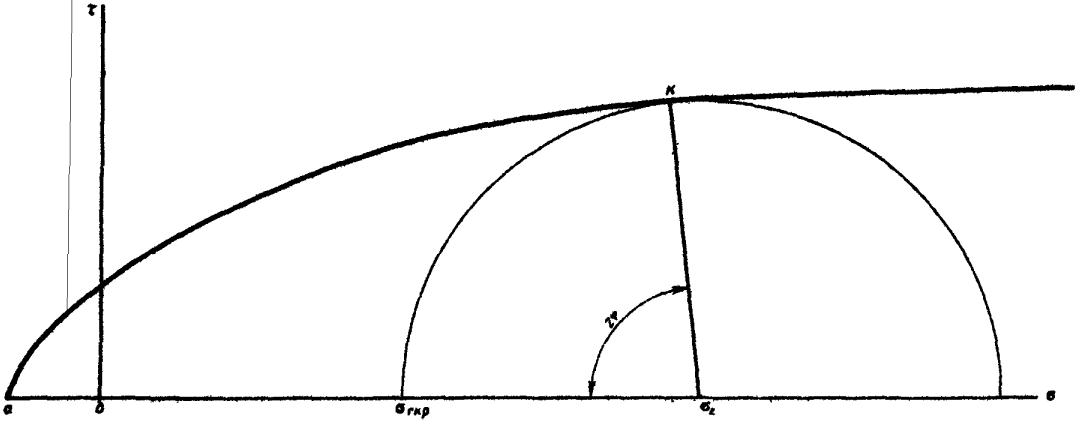
$$W_{пр} = \frac{n_1 - n_2}{n_1} . \qquad (I)$$

Номограммы по определению давления $P_{г_1}$, используемого для расчета допустимой плотности бурового раствора



Приложение 8

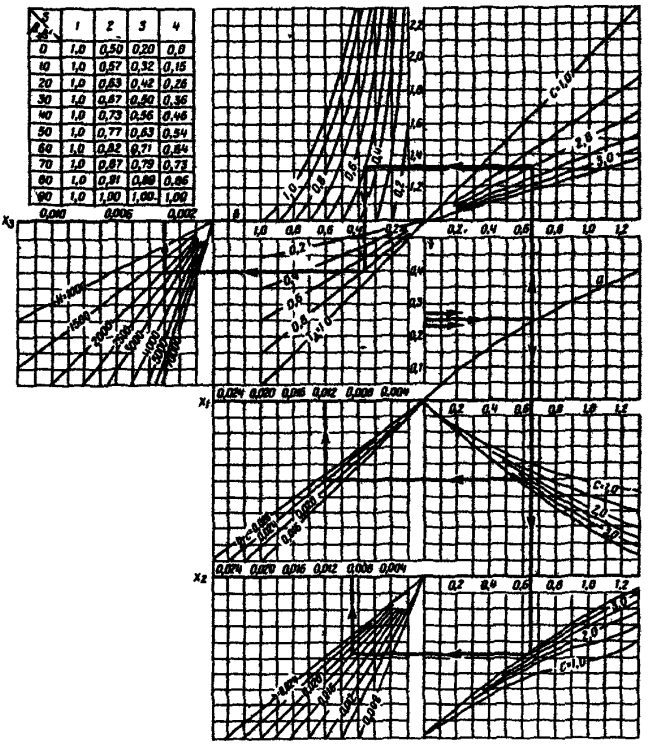
Использование паспорта прочности горных пород для оценки показателей устойчивости стенок скважин



Приложение 9

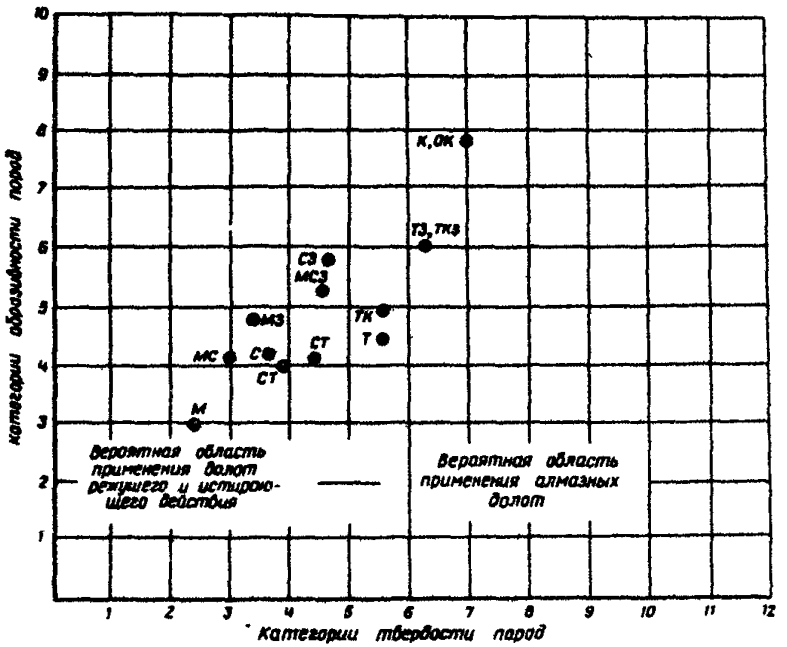
Номограмма для определения
градиента гидроразрыва $\eta_{гр}$

β \ δ	1	2	3	4
0	1,0	0,50	0,20	0,0
10	1,0	0,57	0,32	0,15
20	1,0	0,63	0,42	0,26
30	1,0	0,67	0,50	0,36
40	1,0	0,73	0,56	0,46
50	1,0	0,77	0,63	0,54
60	1,0	0,82	0,71	0,64
70	1,0	0,87	0,79	0,73
80	1,0	0,91	0,89	0,86
90	1,0	1,00	1,00	1,00



Приложение IO

Классификационная таблица парных соответствий категорий твердости и абразивности пород типам шарошечных долот



Приложение II

Классификационная таблица показателей $K_{гм}$ гидромониторного эффекта при низкооборотном бурении для горных пород с различными свойствами

Показатель свойств горных пород, категория		Значение показателя гидромониторного эффекта при бурении $K_{гм}$ для различных значений давления гидромониторной струи на забой		
твердость, Т	сплошность, С	ρ_m=1,5 МПа $K_{гм1,5}$	ρ_m=2,0 МПа $K_{гм2,0}$	ρ_m=2,5 МПа $K_{гм2,5}$
	1,5	1,540	1,710	1,860
1	2,5	1;480	1,660	1,780
	4,0	1,400	1,480	1,640
	1,5	1,440	1,530	1,640
2	2,5	1,270	1,320	1,370
	4,0	1;250	1,270	1,290
	1,5	1,290	1,250	1,280
3	2,5	1,170	1,200	1,230
	4,0	1,160	1,170	1,180
	1,5	1,119	1,210	1,230
4	2,5	1,150	1,155	1,170
	4,0	1,160	1,160	1,170
	1,5	1,170	1,185	1,200
5-6	2,5	1,140	1,145	1,156
	4,0	1,110	1,130	1,140

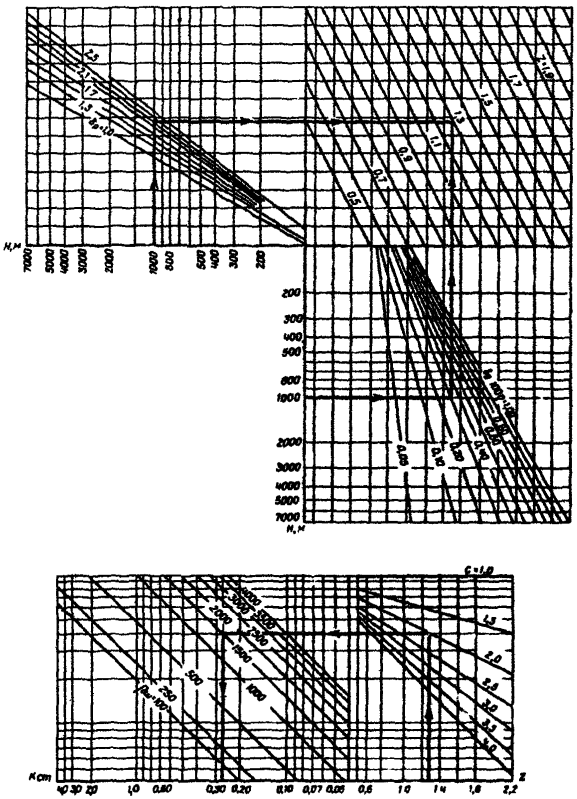
Приложение I2

Определение поправочного коэффициента λ_m для различных буровых долот при определении гидромониторного эффекта

Диаметр насадки, мм	Диаметр долота, м м						
	I90	2I4	243	269	295	320	394
8	0,I90						
9	0,230	0,I54					
I0	0,272	0,I80	0,I56				
II	0,3I2	0,2I2	0,I80	0,I57			
I2	0,358	0,248	0,204	0,I83	0,I55		
I3	0,404	0,280	0,234	0,208	0,I77	0,I68	
I4	0,450	0,3I2	0,262	0,234	0,203	0,I90	0,I8I
I5			0,290	0,256	0,224	0,2I2	0,202
I6			0,323	0,290	0,250	0,234	0,224
I7					0,270	0,262	0,244
I8					0,300	0,286	0,268

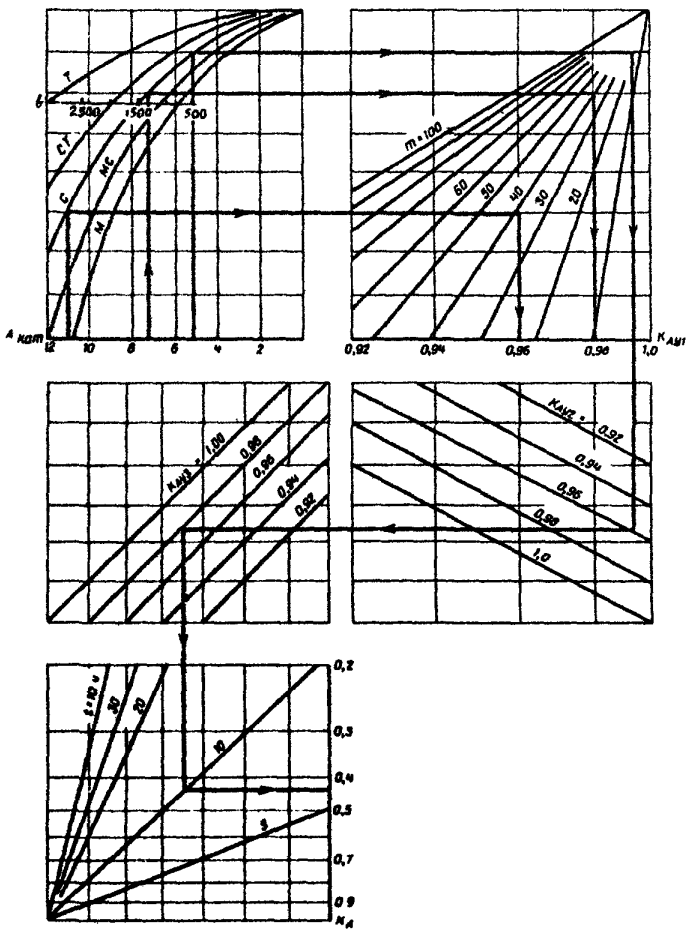
Приложение I3

Номограмма для определения
коэффициента буримости $K_{ст}$


H,м
7000
5000
4000
3000
2000
1000
800
600
500
400
300
200
0,5
0,7
1,0
1,3
1,5
1,7
2,0
0,3
0,2
0,1
0,05
0,02
0,01
0,005
0,002
0,001
0,0005
0,0002
0,0001
0,00005
0,00002
0,00001
0,000005
0,000002
0,000001
0,0000005
0,0000002
0,0000001
0,00000005
0,00000002
0,00000001
0,000000005
0,000000002
0,000000001
0,0000000005
0,0000000002
0,0000000001
0,00000000005
0,00000000002
0,00000000001
0,000000000005
0,000000000002
0,000000000001
0,0000000000005
0,0000000000002
0,0000000000001
0,00000000000005
0,00000000000002
0,00000000000001
0,000000000000005
0,000000000000002
0,000000000000001
0,0000000000000005
0,0000000000000002
0,0000000000000001
0,00000000000000005
0,00000000000000002
0,00000000000000001
0,000000000000000005
0,000000000000000002
0,000000000000000001
0,0000000000000000005
0,0000000000000000002
0,0000000000000000001
0,00000000000000000005
0,00000000000000000002
0,00000000000000000001
0,000000000000000000005
0,000000000000000000002
0,000000000000000000001
0,0000000000000000000005
0,0000000000000000000002
0,0000000000000000000001
0,00000000000000000000005
0,00000000000000000000002
0,00000000000000000000001
0,000000000000000000000005
0,000000000000000000000002
0,000000000000000000000001
0,0000000000000000000000005
0,0000000000000000000000002
0,0000000000000000000000001
0,00000000000000000000000005
0,00000000000000000000000002
0,00000000000000000000000001
0,000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,0000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000001
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000005
0,00000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000000002
0,00000

Приложение I4

Номограмма для определения показателей влияния абразивности горных пород K_A на снижение скорости проходки из-за износа вооружения долот, соответствующих свойствам пород при $n = I\,o^{-I}$



Приложение I5

Таблица по определению показателя d, используемого в расчетах механической скорости в зависимости от нагрузки

Категории твердости пород	Значения твердости $p_{заб}$, МПа	Значения показателя степени d расхода бурового раствора на единицу поверхности забоя, л/с см^2			
		0,029-0,035	0,036-0,044	0,045-0,05I	0,052-0,060
I-2	0-250	0,50	0,60	0,65	0,70
3	250-500	0,58	0,66	0,68	0,70
3-4	500-I000	0,60	0,68	0,70	0,85
4-5	I000-I500	0,68	0,70	0,76	0,90
5-6	I500-2000	0,75	0,76	0,80	0,90
7	2000	0,80	0,8I	0,84	0,9I

Приложение I6

Таблица по определению показателя α, используемого в расчетах механической скорости бурения в зависимости от частоты вращения при различных $\Delta p_{диф}$ раствора

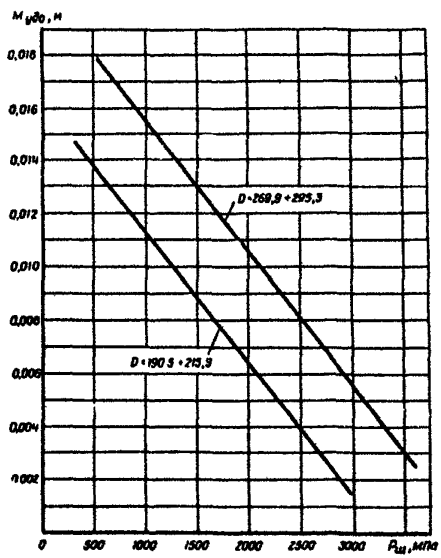
Горные породы	Буровой раствор	Категория твердости, Т	Категория сплошности, С	Тип долота						
				М		С		Т		Гидромониторные долота (перепад давления на насадках $P_д$ >6,0 МПа
				Величина удельного расхода, л/с $см^2$						
				0,035–0,055	0,055–0,090	0,035–0,055	0,055–0,090	0,035–0,055	0,055–0,090	
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II
				$\Delta p_{диф}$ = (0±0,5) МПа						
Соли, гипсы	Глинистый	I-3	2,0	0,87	0,90	0,82	0,85	–	–	–
Глины, глинистые алевролиты и песчаник, ангидриты	"	I-3	3,5	0,92	0,94	0,83	0,86	–	–	–
		3-4	2,5	0,75	0,77	0,70	0,72	0,66	0,68	–
		4-5	2,0	–	–	0,60	0,6I	0,55	0,57	–
Карбонатные породы, песчаники с карбонатным цементом	Вода	3-4	I,0	0,88	0,90	0,82	0,83	0,75	0,76	–
		5-6	I,5	–	–	0,65	0,66	0,60	0,6I	–
		7	I,5	–	–	–	–	0,57	0,58	–
	Глинистый	3-4	I,5	0,76	0,80	0,67	0,69	0,63	0,66	–
		5-6	2,0	–	–	0,64	0,66	0,62	0,63	–
		7	2,0	–	–	–	–	0,54	0,55	–
Изверженные и метаморфические породы, песчаники с карбонатным цементом	"	7	2,0	–	–	–	–	0,48	0,48	–

Продолжение приложения I6

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II
				$\Delta p_{дир}$ =I,0 ÷ 2,0 МПа						
Соли, гипсы	Глинистый	I-3	2,0	0,83	0,85	0,78	0,80	-	-	-
Глины, глинистые алевролиты и песчаники, ангидриты	"	I-3	3,5	0,82	0,85	0,78	0,8I	-	-	-
		3-4	2,5	0,70	0,73	0,67	0,69	0,64	0,66	-
		4-5	2,0	-	-	0,60	0,6I	0,58	0,59	-
Карбонатные породы, песчаники с карбонатным цементом	Вода	3-4	I,0	0,7I	0,73	0,66	0,68	0,6I	0,63	-
		5-6	I,5	-	-	0,55	0,57	0,50	0,52	-
		7	I,5	-	-	-	-	0,44	0,45	-
	Глинистый	3-4	I,5	0,63	0,65	0,58	0,60	0,56	0,58	-
		5-6	2,0	-	-	0,52	0,54	0,50	0,52	-
		7	2,0	-	-	-	-	0,45	0,45	-
Изверженные и метаморфические породы, песчаники с кварцевым цементом	"	7	2,0	-	-	-	-	0,42	0,42	-
				$\Delta p_{дир}$ >2,0 МПа						
Соли; гипсы	"	I-3	2,0	0,75	0,78	0,66	0,68	-	-	0,40
Глины, глинистые алевролиты и песчаники, ангидриты	Глинистый	I-3	3,5	0,7I	0,73	0,62	0,64	-	-	-
		3-4	2,5	0,62	0,64	0,58	0,60	0,55	0,57	0,50
		4-5	2,0	-	-	0,53	0,54	0,5I	0,52	0,50
Карбонатные породы, песчаники с карбонатным цементом	"	3-4	I,5	0,52	0,54	0,49	0,5I	0,47	0,48	0,50
		5-6	2,0	-	-	0,43	0,44	0,4I	0,42	0,44
		7	2,0	-	-	-	-	0,36	0,36	-
Изверженные и метаморфические породы, песчаники с кварцевым цементом	"	8	2,0	-	-	-	-	0,3I	0,3I	-

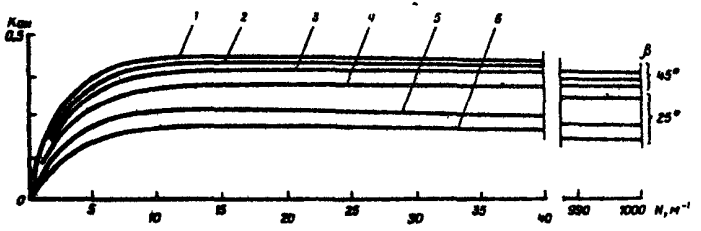
Приложение I7

Номограмма для определения удельного момента $M_{удо}$ при частоте вращения $\Omega = I\ c^{-I}$



Приложение I8

Номограмма для определения условного коэффициента анизотропии $K_{ан}$



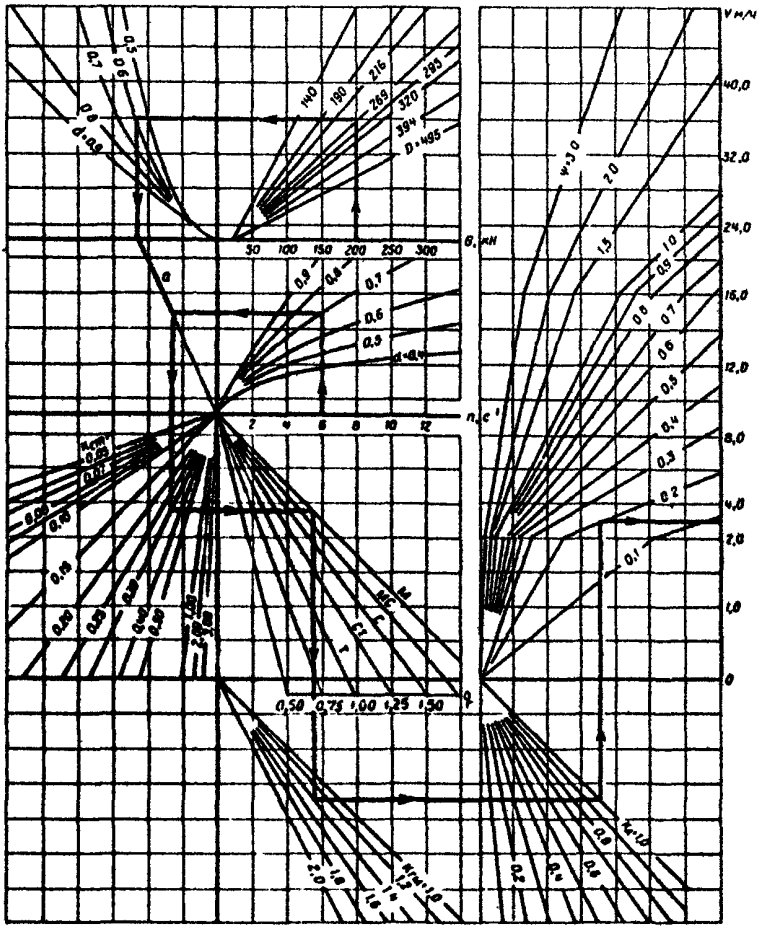
I - $\frac{\rho_{ш}^{max}}{\rho_{ш}^{min}} = 5$, $\beta = 45^0$; 2 - $\frac{\rho_{ш}^{max}}{\rho_{ш}^{min}} = 3$, $\beta = 45^0$;

3 - $\frac{\rho_{ш}^{max}}{\rho_{ш}^{min}} = 2$, $\beta = 45^0$; 4 - $\frac{\rho_{ш}^{max}}{\rho_{ш}^{min}} = 5$, $\beta = 25^0$;

5 - $\frac{\rho_{ш}^{max}}{\rho_{ш}^{min}} = 3$, $\beta = 25^0$; 6 - $\frac{\rho_{ш}^{max}}{\rho_{ш}^{min}} = 2$, $\beta = 25^0$.

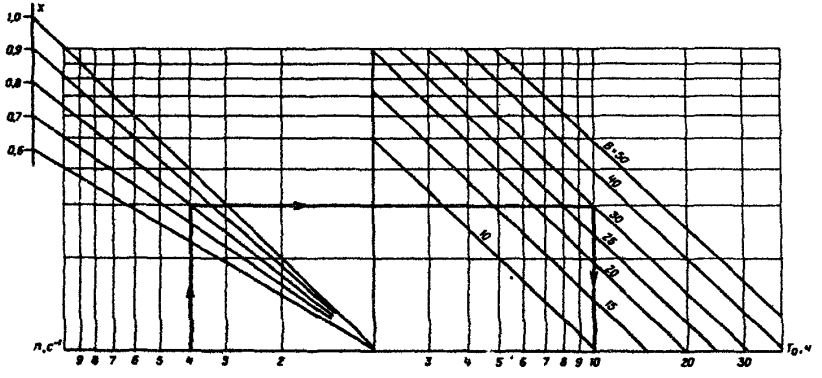
Приложение I9

Номограмма для определения условных значений механической скорости проходки $V_м$



Приложение 20

Номограмма для определения часовой стойкости долота T_0



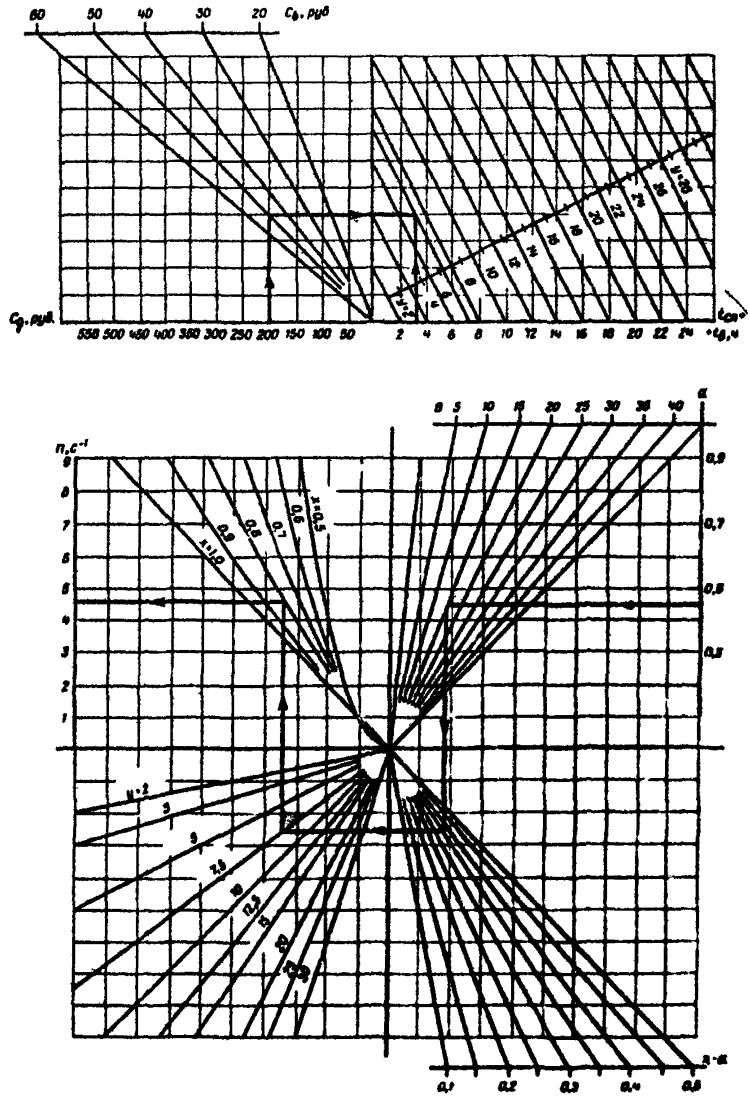
Приложение 21

Таблица для определения коэффициентов X и B, используемых в расчетах часовой стойкости долота

Диаметр долота, мм	G =50 ÷100 кН		G = 100÷150 кН		G =15 ÷ 20 кН	
	B	X	B	X	B	X
			Опора типа "В"			
190,5	12,2	0,63	12,8	0,60	10,8	0,60
215,9 ÷ 295,5	22,5	0,63	19,5	0,60	16,1	0,60
			Опора типа "Н"			
190,5	20,1	0,67	16,2	0,68	12,7	0,74
215,9	32,5	0,70	30,0	0,79	26,3	0,74
269,9	55,3	0,67	45,2	0,68	26,3	0,74
			Опора типа "НУ"			
190,5	26,0	0,85	24,5	0,84	17,9	0,89
215,9-269,9	51,8	0,85	40,0	0,84	31,7	0,89

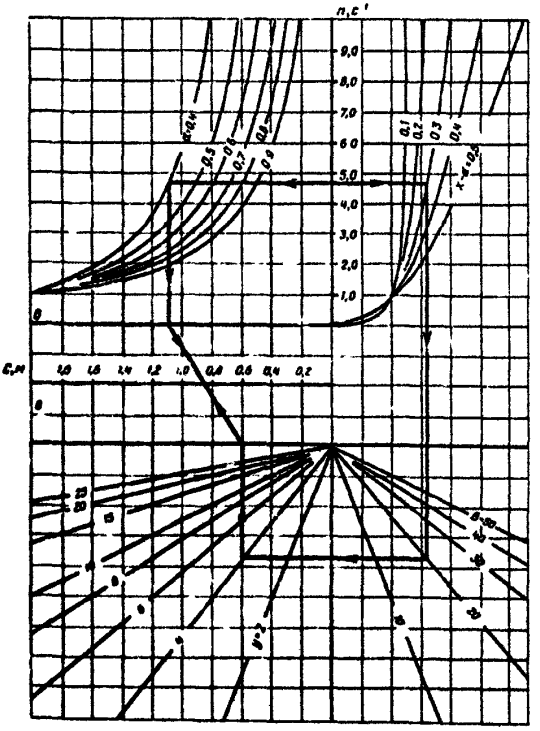
Приложение 22

Номограмма для определения
оптимальных частот вращения $n_{эпт}$



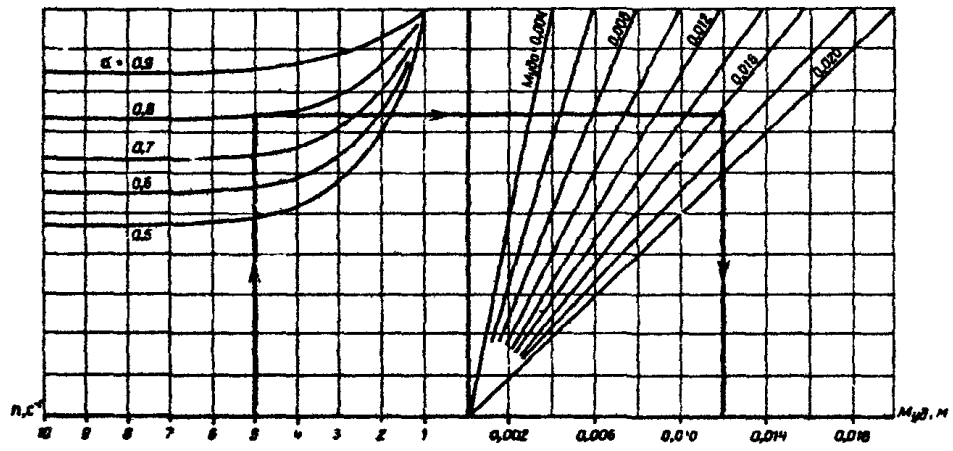
Приложение 23

Номограмма для определения условной стоимости метра проходки $C_м$



Приложение 24

Номограмма для определения удельного момента $M_{уд}$ на различных уровнях частот вращения



Приложение 25

М Е Т О Д И К А

ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДАННЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОГО КЛАССИФИКАЦИОННОГО РАЗРЕЗА ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ ПРИНИМАЕМЫХ РЕШЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ СОСТАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕГЛАМЕНТОВ И ИНДИВИДУАЛЬНЫХ ПРОЕКТОВ НА СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН

I.I. Составленный на основании априорной информации о свойствах горных пород геолого-технический классификационный разрез (ГТКР) можно использовать в качестве вспомогательного материала для обоснования принимаемых решений при составлении технологических регламентов и индивидуальных проектов на строительство скважин. При этом ГТКР используется в дополнении к рекомендациям, представляемым другими руководящими документами.

I.2. При выборе бурового раствора его плотность, в соответствии с РД 392-2-263-79, принимается эквивалентной величине η (значение η см. графу II ГТКР), а минерализация водной фазы буровых растворов согласуется с минерализацией поровой воды в глинистых отложениях. Настоящим руководством, в дополнение к указанным мероприятиям, предусматривается путем учета прочности глинистых пород и их разупрочнения при гидратации фильтратом буровых растворов уточнить (в сторону снижения) требуемый уровень плотности бурового раствора δ_p. Минимальные значения δ_p для каждого сочетания "раствор-порода" приводятся в графе I3 формы 4. Кроме этого, в графе I4 представлен показатель $\mathcal{K}$, характеризующий вид нарушения устойчивости стенок скважин, которое наступит, если по каким-то причинам плотность бурового раствора окажется меньшей значения, приведенного в графе I3. При $\mathcal{K}$ =I-3 будет иметь место выраженное сужение ствола скважины. При увеличении $\mathcal{K}$ прогнозируется нарастание роли осыпания породы, а при $\mathcal{K}$ > I0 следует ожидать интенсивное осыпание или обвалы.

I.3. В графе I8 ГТКР для каждого из буровых растворов, отмеченных в графе I2, приводятся значения коэффициента буримости $K_{ст}$ горных пород, приближенно пропорциональные, при прочих равных условиях, величинам механической скорости бурения и обратно пропорциональные значениям времени бурения заданного интервала. Для каждого из буровых растворов по данным граф 2,4 и I8 ГТКР рассчитывают для интервала $H_к$ - H_I (H_I - глубина точки вскрытия глинистой породы, $H_к$ - проектируемая глубина спуска очередной обсадной колонны)

величину

$$K_{ст} = \sum_{i}^{i} K_{ст i} \cdot \frac{\Delta H_i}{H_к - H_i}$$

где i – индекс пород, встречающихся в интервале $H_к - H_I$;

ΔH_i – мощность i-той породы;

$K_{ст i}$ – коэффициент буримости i-той породы

I.4. Для бурения интервала $H_к - H_I$ выбирается буровой раствор, для которого $K_{ст}$ – наибольшее, а $\delta_р$ – наименьшее из всех сравниваемых растворов. Если явно такой раствор не выделяется, то принимают решение, исходя из экспертной оценки значений $\delta_р$ и $K_{ст}$.

I.5. При построении совмещенной диаграммы для выбора типовой конструкции скважины на новых месторождениях, где отсутствуют промысловые данные по гидроразрыву, рекомендуется использовать значения градиента гидроразрыва $\eta_{гр}$ (см.графа I5 ГТКР), рассчитанные по стандартным показателям свойств горных пород. Можно использовать также данные $\eta_{грф}$ фактического гидроразрыва с других известных месторождений, для чего необходимо величину $\eta_{грф}$ умножить на коэффициент K, равный отношению $\eta_{гр}$ для нового месторождения к $\eta_{гр}$ для известного месторождения.

I.6. На ранней стадии разведки месторождения рекомендуется использовать типы буровых долот, указанных в графе I6 ГТКР. При перенесении этих данных в ТЬ ГТКР (см.ниже п.I.I7) необходимо маломощные выделяемые интервалы (меньше средней проходки на долото) объединять в пачки, а к пачкам применять положения п.3.4.9 настоящего РД.

I.7. При установлении оптимального уровня перепада давления $p_д$ бурового раствора на долоте рекомендуется максимально допустимый при данных буровых насосах перепад давления (I2,0 МПа) предусматривать только при бурении интервала, для которого в графе I7 ГТКР значения $K_{тм2,5} > I,2$. Для всех других интервалов следует ограничиться величиной $p_д = 6,0 - 7,0$ МПа.

I.8. При использовании проектировщиком каких-либо моделей процесса углубления скважин для расчета оптимальных значений осевой нагрузки G на долото, частоты вращения n, прогнозных значений механической скорости бурения $V_м$ и проходки $h_д$ на долото можно использовать данные граф I7-2I для определения коэффициентов используемых моделей применительно к прогнозному геологическому разрезу проектируемой скважины.

I.9. Определение коэффициентов осуществляется для каждой представленной в ГТКР горной породы по необходимому для каждой модели

набору значений механической скорости проходки $V_м$ при изменении величин таких параметров режима процесса углубления забоя скважины, как нагрузка на долото в кН, частота вращения в $с^{-1}$, удельный расход бурового раствора в $л/о \cdot ом^2$ и др..

I.I0. Определение значени механической скорости проходки осуществляется с помощью номограммы приложения I9 следующим образом

I.I0.I. Выбирают уровни осевой нагрузки на долото G в килоньютонах и частоты вращения n =I $с^{-I}$ (обороты в секунду) и откладывают их на соответствующих осях номограммы. Из найденной точки на оси G проводят вертикальную линию вверх до пересечения с линией заданной величины D диаметра долота, а затем горизонтальную прямую до пересечения с линией, отвечающей значению d (величину d см. в графе 20 ГТКР). Находят абсциссу пересечения и соединяют полученную точку прямой линией a с нулем системы координат в нижележащем квадранте.

I.I0.2. В дальнейшем необходимо найти точку пересечения указанной в п. I.I0.I прямой a с горизонтальной прямой, проведенной из соседнего квадранта после того, как из точки на оси частот вращения n -Ic^{-I} была проведена вверх вертикальная прямая до пересечения с линией, отвечающей заданному значению d (значение d см. в таблице приложения I6).

I.I0.3. Из найденной в п. I.I0.2 точки пересечения проводят вертикальную прямую вниз до пересечения в соседнем квадранте с линией , отвечающей заданному $К_{ст}$ (значение $К_{ст}$ см. в графе I8 ГТКР).

I.I0.4. Из точки пересечения, выявленной в п. I.I0.3 проводится горизонтальная прямая до линии в соседнем квадранте, отвечающей заданной категории буримости (типу долота) горной породы (индексы категорий буримости см. в графе I6 ГТКР).

I.I0.5. Из установленной в п. I.I0.4 точки пересечения проводится вертикальная прямая до пересечения с линией заданного значения гидромониторного эффекта $К_{гм}$ (значения $К_{гм}$ см. в графе I7 ГТКР).

I.I0.6. Из полученной в п.I.I0.5 точки пересечения ведут горизонтальную прямую до пересечения с линией, которой отвечает заданный показатель $К_А$ влияния абразивности породы на проходку. Значение $К_А$ определяют по номограмме приложения I4, причем необходимые при этом значения $T_в$ стойкости опор буровых долот определяются с помощью номограммы приложения 20 для принятых значений G и n , в то время как необходимые в этой же номограмме значения В и Х устанавливаются для различных типов опор долота

и его диаметра с помощью таблицы приложения 21. Для долот с твердосплавным вооружением принимается $K_Д = 1$ и $\psi' = 0,67\ \psi$

I.I0.7. Из точки пересечения, выявленной в п. I.I0.6 проводят концевую вертикальную прямую до пересечения с линией, отвечающей определенному до этого значению коэффициента местных условий ψ.

I.II. Коэффициент местных условий ψ определяется при наличии фактической механической скорости $V_{мг}$, хотя бы для одной горной породы на данной площади. Отложив значение $V_{мг}$ на оси V номограммы приложения I9, проводят горизонтальную прямую до пересечения с концевой вертикальной прямой, которая была проведена после выполнения для указанной породы всех операций согласно п.п. I.I0.I÷ I.I0.7. Установленное значение ψ считается постоянным для всех интервалов бурения на данной площади.

I.I2. Если проектировщик не проводит оптимизационные расчеты на ЭВМ и не располагает регламентными данными по аналогичным площадям, то им могут быть использованы рекомендации, предлагаемые ниже в п.п. I.I3 - I.I5.

I.I3. На основании ГТКР с привлечением таблиц и номограмм приложений 2I, 22, 23 и 24 можно установить рекомендации по выбору для каждой породы оптимальной частоты вращения шарошечных долот и установить тип опоры шарошечного долота, тип вооружения которого дан в графе I6 ГТКР.

I.I3.I. Принимается, что выбор осевой нагрузки уже осуществлен, например, с помощью документа [8] при предварительно заданном ориентировочном уровне частот вращения долота.

I.I3.2. Принимается, что выбор конструкции скважины произведен и поэтому значения диаметра D долота известно.

I.I3.3. При определении оптимального значения частоты вращения $n_{опт}$ для шарошечного долота с типом опоры "В", "И" или "НУ" откладывают на оси α номограммы приложения 22, присущее заданной породе значение из таблицы приложения I6 и проводят горизонтальную прямую до пересечения с линией, отвечающей заданному значению В.

I.I3.4. Необходимое в п. I.I3.3 значение В определяется с помощью таблицы приложения 2I для заданных (см. п.п. I.I3.I и I.I3.2) значений осевой нагрузки G и диаметра долота D

I.I3.5. Из полученной в п. I.I3.3 точки пересечения с линией В проводят вертикальную прямую вниз до пересечения в соседнем квадранте с линией, отвечающей заданной разности $X - \alpha$, где X определяется аналогично В (определение "В" см. в п. I.I3.4), а α берут из таблицы приложения I6.

I.I3.6. Из полученной в п.I.I3.5 точки проводят горизонтальную прямую до пересечения с линией, отвечающей значению y, определенному с помощью верхней номограммы приложения 22.

I.I3.7. Для определения величины y откладывают на оси верхней номограммы приложения 22 оптовую цену в рублях шарошечного долота, заданного по диаметру, типу вооружения и типу опоры, проводят вертикальную прямую до пересечения с линией, отвечающей стоимости $C_в$ в руб. часа работы буровой установки. После этого проводят горизонтальную линию до пересечения в соседнем квадранте с вертикальной прямой, проведенной после отложения на соответствующей оси номограммы суммарного нормативного для данной глубины залегания породы значения времени спуско-подъемных операций $t_{сп}$ в ч и вспомогательных работ $t_в$ в ч. Значения $t_{сп}$, $t_в$, $C_в$ и $C_р$ устанавливаются на основании информационно-справочных данных.

I.I3.8. Из точки пересечения, отмеченной в п.I.I3.6 проводят вертикальную прямую до пересечения с линией, отвечающей заданному значению X_I, а затем – горизонтальную прямую и на оси слева устанавливают искомое значение оптимальной частоты вращения $n_{опт}$ в $с^{-I}$ для долота с заданным типом опоры. Если имело место $X - a \leq 0$, то принимают $n_{опт} \geqslant 10\ с^{-I}$.

I.I4. Определив применительно к данной породе и типу вооружения долота три значения $n_{опт}$, относящиеся, соответственно, к типам опор "В", "Н" и "ШУ", находят по номограмме приложения 23 условные значения $C_м$ стоимости метра проходки для указанных трех случаев и выбирают $n_{опт}$ и тип опоры долота, при которых $C_м$ наименьшее.

I.I4.I. Определение $C_м$ начинается с отложения величины $n_{опт}$ на оси n; после чего при движении вправо и влево согласно ключу, доводят линии до получения точек пересечения соответственно на осях "б" и "b", а прямая, соединяющая данные точки, отсекает искомое значение на оси $C_м$. Необходимые для построений величины a, X, b и y устанавливаются, как показано в п.I.I3.

I.I4.2. При построении ТФ ГТКР согласно п.I.I7 для выделяемого интервала с перемежающимися породами принимается то из значений $n_{опт}$ для одной из составляющих его пород, которое отвечает минимальной суммарной стоимости $\Sigma C_м$ бурения всего выделяемого интервала. Аналогично при выборе n для пачки выделяемых интервалов или для скважины в целом оценивают суммарную стоимость $\Sigma C_м$ бурения пачки или скважины в целом при каждом из $n_{опт}$ выделяемых интервалов и выбирают то, при котором $\Sigma C_м$ наименьшее.

I.I5. При выборе привода долота для бурения заданной породы необходимо, кроме значения частоты вращения $n_{опт}$, располагать

также прогнозной величиной удельного момента $M_{уд}$ на долоте. В графе 22 ГТКР приведены значения $M_{удо}$ для частоты вращения $n = 1 с^{-1}$. Значения $M_{уд}$ при частоте вращения $n_{опт}$ устанавливаются с помощью номограммы приложения 24. С этой целью значение $n_{опт}$ откладывается на горизонтальной оси слева и проводится вертикальная прямая до пересечения с линией, отвечающей значению α (значение α, см. приложение 16 ГТКР). Далее ведут горизонтальную линию до пересечения с линией, отвечающей значению $M_{удо}$.

I.16.При выборе компоновки низа бурильной колонны применительно к разрезу скважины на заданном новом месторождении следует использовать решение по этому вопросу из тех, что приведены в технологических регламентах для известных месторождений. Условием переноса этого решения является совпадение значений $K_{ан}$ сопоставляемых(известного и нового) разрезов с точностью до значений, приведенных в скобках оглавления графы 23 ГТКРС (форма 4).

I.17. Для представления технико-технологических рекомендаций используется форма, аналогичная ГТКР, в которой вместо геолого-технических характеристик (ГТХ) проставляются отвечающие им технологические характеристики (ТХ). Эта форма именуется технологической формой ГТКР (ТФ ГТКР) или формой 5.

I.17.1. Для составления ТФ ГТКР на лист формы 4 имеющегося ГТКР накладывается лист кальки, на которой в оглавлениях граф 12-23 записываются наименования технологических характеристик. Так, в графу 12 записывается тип, а в графу 13- плотность бурового раствора $\delta_{рр}$, в графу 14 - ожидаемые виды осложнений (затяжки, осыпи, обвалы), в графу 15 - наружный диаметр обсадной колонны в точке крепления ее со стенкой скважины $d_{обс}$, мм, в графу 16 - типоразмер долота (без указания опоры), в графу 17 - перепад давления на насадках долота $p_д$, МПа, в графу 18 - ожидаемая механическая скорость бурения $V_м$, м/с при заданной нагрузке на долото $G_д$, kH в записи $V_м / G_д$, в графу 19 - - ожидаемая величина проходки на долото $h_д$, м, в графу 20 - регламентируемый тип опоры долота, в графу 21 - регламентируемая частота вращения долота n, $\frac{1}{с}$, в графу 22 - тип забойного двигателя (ТЗД) и расход бурового раствора Q, л/с в записи ТЗД / Q, в графу 23 - -тип компоновки низа бурильной колонны. Графы 1-11 совпадают с ГТКР.

I.17.2. Технологическая форма ГТКР (ТФ ГТКР) используется при предоставлении результатов прогноза проектных данных(данные определяются согласно п.п.I.2-I.16 настоящего приложения); при сопоставлении и увязке для типового разреза характеристик ГТКР с показателями технологического регламента; при переносе на заданный разрез(т.е на заданный ГТКР) показателей технологического регламента типового разреза.

Л И Т Е Р А Т У Р А

I. Прогнозирование механических свойств по данным акустического и плотностного гамма-гамма-каротажа /Ю.Э.Алексеев, В.В.Зарипова, Е.В.Симонов и др. - Бурение, РНТС, 1976, № 11

2. Байдюк Б.В., Толстова Л.И., Голик И.Г. Основы методического подхода к вопросу об использовании геолого-геофизической информации о геологическом разрезе скважин при оценке буримости горных пород.- Науч.тр.М. ВНИИБТ, 1976, вып.39

3. Байдюк Б.В. Использование шлама для экспресс-оценки свойств горных пород геологического разреза скважины. Науч.тр.М. ВНИИБТ 1976, вып. 39

4.Крицук А.А. Определение механических свойств горных пород по данным геофизических исследований, - В кн. Техника и технология геологоразведочных работ; организация производства. М; ВИЭМС, 1978, № 6.

5. Комплексная методика классификации горных пород геологического разреза, разделение его на характерные пачки пород и выбора рациональных типов и конструкций шарошечных долот для эффективного разбуривания нефтяных и газовых месторождений. РД 39-2-52-78, М; ВНИИБТ, 1980

6. Мавлютов М.Р., Филимонов Н.М., Абаков Г.С. Определение сопротивления вдавливанию при первом скачке разрушения по скорости продольной волны и плотности для карбонатных пород, песчаников и алевролитов с карбонатным цементом и ангидритов. - В кн: Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Уфа; УНИ, 1975

7. Руководство по прогнозированию и предупреждению осыпей и обвалов в процессе бурения, связанных с АВПД РД 39-2-235-79 Краснодар: ВНИИКрНефть, 1979

8. Методическое руководство по использованию показателей механических свойств горных пород для определения их буримости и разработки режимов бурения Н.М.Филимонов, Г.С.Абаков, М.Р.Мавлютов, и др. - Уфа: УНИ, 1979

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

I. Введение 3
2. Построение сводного классификационного разреза геологической толщи типового месторождения района ... 4
3. Построение геолого-технических классификационных разрезов ... 19
4. Применение в бурении результатов изучения свойств горных пород ... 31

Приложения

I. Определение расслоенности горных пород ... 35
2. Методика оценки плотности горных пород по шламу с помощью торзионных весов типа ВТ ... 36
3. Методика определения показателей свойств горных пород по шламу с помощью пробников ПШ-2 и ПШ-2М ... 38
4. Диагностическая таблица по определению классификационных характеристик горных пород на основании их геолого-геофизической оценки ... 60
5. Таблица соответствия значений твердости в кгс/мм^2 категориям твердости ... 64
6. Определение значений условной предельной пластовой влажности глинистых пород $W_{пр}$ ... 65
7. Номограммы по определению давления p_r, используемого для расчета допустимой плотности бурового раствора ... 66
8. Использование паспорта прочности горных пород для оценки показателей устойчивости стенок скважин ... 67
9. Номограмма для определения градиента гидроразрыва $\eta_{гр}$ ... 68
10. Классификационная таблица парных соответствий категорий твердости и абразивности пород типам шарошечных долот ... 69
11. Классификационная таблица показателей $K_{гм}$ гидромониторного эффекта при низкооборотном бурении для горных пород с различными свойствами ... 70
12. Определение направочного коэффициента λ_m для различных буровых долот при определении гид-

Стр.

ромониторного эффекта 71

13. Номограмма для определения коэффициента буримости $К_{ст}$ 72

14. Номограмма для определения показателей влияния абразивности горных пород $К_А$ на снижение скорости проходки из-за износа вооружения долот, соответствующих свойствам пород при $n=1\ с^{-1}$ 73

15. Таблица по определению показателя d, используемого в расчетах механической скорости в зависимости от нагрузки 74

16. Таблица по определению показателя α, используемого в расчетах механической скорости бурения в зависимости от частоты вращения 75

17. Номограмма для определения удельного момента $М_{уд.о}$ при частоте вращения $n=1\ с^{-1}$ 77

18. Номограмма для определения условного коэффициента анизотропии $К_{ан}$ 78

19. Номограмма для определения условных значений механической скорости проходки $V_м$ 79

20. Номограмма для определения часовой стоимости долота $Т_0$ 80

21. Таблица для определения коэффициентов X и B используемых в расчетах часовой стоимости долота 81

22. Номограмма для определения оптимальных частот вращения $n_{опт}$ 82

23. Номограмма для определения условной стоимости метра проходки $С_м$ 83

24. Номограмма для определения удельного момента $М_{уд}$ на различных уровнях частот вращения 84

25. Методика использования данных геолого-технического классификационного разреза для обоснования принимаемых решений в процессе составления технологических регламентов и индивидуальных проектов на строительство скважин 85

Литература 91

Методическое руководство по определению и использованию показателей свойств горных пород в бурении. РД 39-3-579-82

Л . 91880 от 31/Ш-83 Тираж 600 экз. Заказ 1312 Объем 6 п.л.

Типография ХОЗУ Минефтепрома

gost.e-ecolog.ru