

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА
(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)
имени И. М. ГУБКИНА

А. П. Лосев

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ
ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ
В ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ**

Часть 1

**ФИЗИЧЕСКИЕ
ХАРАКТЕРИСТИКИ**

Москва 2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА
(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)
имени И. М. ГУБКИНА

Кафедра физики

А. П. Лосев

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ
ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ
В ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ**

Часть 1

**ФИЗИЧЕСКИЕ
ХАРАКТЕРИСТИКИ**

Учебное пособие

Москва 2020

УДК 622.24.06
ББК 33.131.03
Л79

Рецензент:

И. Г. Берова – к.т.н., доцент
кафедры бурения нефтяных и газовых скважин
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина

Лосев А. П.

Л79 **Определение параметров промывочных жидкостей в промысловых условиях. Часть 1. Физические характеристики:** Учебное пособие. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2020. – 51 с.

ISBN 978-5-91961-342-8

Часть 1 ISBN 978-5-91961-343-5

В пособии рассматриваются основные методы определения физических параметров промывочных жидкостей в промысловых условиях по стандарту ИСО 10414, уделено внимание постановке эксперимента, правильности оформления результата и корректности использования терминологии. В первой части пособия обсуждаются т.н. физические характеристики промывочных жидкостей: плотность, реологические параметры, показатели фильтрации, фазовый состав, коэффициент трения скольжения.

Учебное пособие предназначено для бакалавров и магистрантов по направлениям подготовки 21.03.01, 21.04.01 «Нефтегазовое дело», для студентов специалитета по направлениям 21.05.05 «Физические процессы горного или нефтегазового производства» и 21.05.06 «Нефтегазовая техника и технологии», осваивающих дисциплины «Подбор составов и свойства технологических жидкостей для бурения, заканчивания и освоения скважин», «Промывка скважин», «Технологические жидкости для вскрытия продуктивных пластов, освоения и глушения скважин», для слушателей Центра инновационных компетенций.

Данное издание является собственностью РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина и его репродуцирование (воспроизведение) любыми способами без согласия университета запрещается

ISBN 978-5-91961-342-8

Часть 1

ISBN 978-5-91961-343-5

© Лосев А. П., 2020

© РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И. М. Губкина, 2020

Содержание

	с.
Предисловие.....	4
I Плотность	5
II Реологические свойства	12
II.1 Условная вязкость по воронке Марша	16
II.2 Определение реологических параметров на ротационном вискозиметре.....	18
III Исследование фильтратоотдачи буровых растворов	
III.1 Определение фильтратоотдачи на приборах различной конструкции	24
III.2 Фильтратоотдача при низком давлении	29
III.3 Фильтратоотдача при высоких давлении и температуре.....	33
IV Содержания песка.....	41
V Содержание водной, углеводородной и твердой фаз в буровом растворе.....	43
VI Коэффициент трения фильтрационной корки бурового раствора.....	46

Предисловие

Пособие разработано в рамках курса «Подбор составов и свойства технологических жидкостей для бурения, заканчивания и освоения скважин» для помощи студентам в освоении объемных стандартов и руководящих документов, нормирующих процедуры контроля параметров промывочных жидкостей в промысловых условиях. Основное внимание уделено положениям стандарта ИСО 10414-1 (API 13 В-1) «Нефтяная и газовая промышленность — Контроль буровых растворов в промысловых условиях — Часть 1: Растворы на водной основе» (Petroleum and natural gas industries — Field testing of drilling fluids — Part 1: Water-based fluids), наиболее широко применяемого в практике отечественных сервисных организаций.

В первой части пособия обсуждаются т.н. физические характеристики промывочных жидкостей: плотность, реологические параметры, показатели фильтрации, фазовый состав, коэффициент трения скольжения.

Приводятся примеры записи результатов измерений, даны сведения о приборной погрешности определяемых характеристик. Неопределенность измерений осознанно опущена в настоящем пособии по причине невозможности оценки в общем случае случайных и систематических составляющих погрешности в произвольной лаборатории. Некоторые положения стандартов снабжены комментариями, позволяющими лучше понять принцип измерения параметров, поясняющими некоторые несостыковки терминологии и разницу между лабораторными приборами различной конструкции.

I. Плотность

Плотность (ρ) – величина, определяемая для однородного вещества его массой в единице объема. Плотность неоднородного вещества в определенной точке – предел отношения массы m и к объему V , когда объем стягивается к этой точке. Средняя плотность неоднородного тела также есть отношение m/V . Единица плотности¹ в СИ – кг/м³, в СГС – г/см³. Плотность, определенная таким образом, носит также название массовой плотности в отличие от весовой плотности, или удельного веса, измеряемого весом единицы объема (отсюда размерность весовой плотности г·см⁻²·с⁻²).

В метрологии применяется понятие относительной плотности, например, плотность жидких и твердых веществ может определяться по отношению к плотности дистиллированной воды при 4°C, которую принимают за единицу массовой плотности². Нормальная температура измерений в России составляет 20,0°C³. Поэтому часто, особенно для точных измерений, используют обозначение плотности ρ_4^{20} или d_4^{20} , где нижний индекс указывает температуру воды, к которой относят показания прибора, а верхний индекс – температуру, при которой калибруется соответствующий прибор (температура измерения). Определенную таким образом плотность называют нормальной плотностью.

¹ В международной практике нередко используются национальные технические единицы США (US) и Великобритании (UK) фунт/галлон – lbs/gal:

1 lbs/gal (US) = 0,119826 г/см³; 1 lbs/gal (UK) = 0,099776 г/см³.

² Масса эталонного килограмма немногим больше массы одного кубического дециметра чистой воды при температуре ее наибольшей плотности (0,99997г/см³ при +3,99°C). Таким образом, отклонение от единицы плотности в абсолютной физической системе СГС достигает всего лишь 0,00003 г, что составляет весьма малую величину.

³ ГОСТ 9249-59 Нормальная температура.

Помимо абсолютных единиц плотности и удельного веса, в нефтяной практике западных стран до сих пор применяются условные единицы плотности, так называемые градусы API и градусы Бомэ (Baumé) различных систем. Исторически эти единицы измерения применяют ради некоторого практического удобства⁴, однако во всех инженерных расчетах, где плотность фигурирует как физическая характеристика, входящая в различные уравнения, она все равно должна быть выражена в кг/м³. Условные единицы плотности применяются в основном для выражения плотности нефтепродуктов (масел, топлива) и заданы в условиях, отличных от нормальных. Для перехода от условных единиц к массовой плотности и нормальной плотности пользуются следующими формулами⁵:

Название системы (градусы)	Температура t_1 , при которой градуируется ареометр, °C	Температура воды t_2 , к которой относятся показания ареометра, °C	Формулы перехода от условных единиц плотности к	
			абсолютным единицам плотности $\rho_{t_2}^{t_1}$ (при $\rho_{t_2}^{t_1} < 1$), г/см ³	нормальной плотности ρ_4^{20} (при $\rho_4^{20} < 1$) ⁶ , г/см ³
API	15,56 (60°F)	15,56 (60°F)	$\rho_{15,56}^{15,56} = \frac{141,5}{131,5 + ^\circ API}$	$\frac{141,5}{131,5 + ^\circ API} \rho_{15,56} - 4,44\gamma$
Бомэ (США)	15,56 (60°F)	15,56 (60°F)	$\rho_{15,56}^{15,56} = \frac{140}{130 + ^\circ B\acute{e}}$	$\frac{140}{130 + ^\circ B\acute{e}} \rho_{15,56} - 4,44\gamma$
Бомэ (Фр.)	15,00	4,00	$\rho_4^{15} = \frac{144,32}{144,32 + ^\circ B\acute{e}}$	$\frac{144,32}{144,32 + ^\circ B\acute{e}} - 5\gamma$
Бомэ (Голл.)	12,50	12,50	$\rho_{12,5}^{12,5} = \frac{144}{144 + ^\circ B\acute{e}}$	$\frac{144}{144 + ^\circ B\acute{e}} \rho_{12,5} - 7,5\gamma$

⁴ Шкала ареометров, градуированных в условных единицах плотности, имеет равномерные деления, а шкала ареометров, градуированных в абсолютных единицах плотности, имеет неравномерные деления.

⁵ По кн. Кусаков М.М. Методы определения физико-химических характеристик нефтяных продуктов. – М.: ОНТИ НКТП СССР, 1936. С. 35.

⁶ Где плотности воды при соответствующих температурах равны $\rho_{15,56}=0,99904$, $\rho_{12,5}=0,99947$; а γ - табулированная температурная поправка плотности (см. Кусаков М.М. О термическом расширении нефтей и нефтяных продуктов // Нефтяное хозяйство. 1935. №11. С. 67).

Точный расчет плотности особенно важен в при работе с углеводородными жидкостями, поскольку их плотность существенно зависит от температуры и давления. Так, зависимость плотности от давления имеет вид:

$$\rho_P = \rho_0[1 + \beta_0(P - P_0)],$$

где ρ_0 – плотность при начальном давлении P_0 , кг/м³; β_0 – коэффициент сжимаемости, выражающий уменьшение единичного объема (или увеличение плотности) тела при увеличении давления на единицу, Па⁻¹; P_0 , P – соответственно начальное и текущее давления, Па.

Коэффициенты сжимаемости (упругости), 10⁻¹⁰ Па⁻¹

Керосин	7,8
Вода	4,6
Этиловый спирт	11,0
Масло АМГ-10	7,6
Масло И-20	7,3
Масло турбинное	5,8
Силиконовая жидкость	9,7
Раствор NaCl, 1,1 г/см ³	4,0 (50°C) .. 5,0 (150°C)
Буровой раствор на водной основе, 1,1-1,8 г/см ³	7,5 (20°C) .. 5,0 (150°C)
РУО М/В 70/30	2,3..4,5 (25-130°C, 10-20МПа)
РУО М/В 80/20	2,0..5,5 (25-130°C, 10-20МПа)

Зависимость плотности однородных жидкостей от температуры для технических расчетов принимают в следующем виде:

$$\rho_t = \frac{\rho_0}{1 + \alpha(t - t_0)},$$

где ρ_0 – плотность при начальной температуре t_0 , кг/м³; α – коэффициент объемного (термического) расширения, выражающий увеличение единичного объема (или уменьшение плотности) тела при увеличении температуры на единицу, °С⁻¹; t_0 , t – соответственно начальная и текущая температуры, °С.

Коэффициенты объемного расширения, $10^{-4} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$

Керосин Т-1	9,55
Масло машинное МК-22	8,86
Масло трансформаторное	6,80
Масло парафиновое	9,00
Раствор NaCl, 1,1 г/см ³	3,0 (50 ^o C) .. 6,5 (150 ^o C)
Буровой раствор на водной основе, 1,1 г/см ³	2,7 (40 ^o C) .. 6,3 (150 ^o C)
Буровой раствор на водной основе, 1,8 г/см ³	1,5 (40 ^o C) .. 4,3 (150 ^o C)
РУО М/В 70/30	5,0 (50-130 ^o C, 5-20МПа)
РУО М/В 80/20	5,0..5,5 (50-130 ^o C, 5-20МПа)

Несмотря на то, что приведенные в таблицах выше значения⁷ коэффициентов сжимаемости оцениваются порядком 10^{-10} Па^{-1} , а коэффициентов объемного расширения порядком $10^{-4} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$, в глубоких скважинах термобарические изменения плотности могут существенно влиять на забойное давление.

Определение плотности проводят различными методами. Плотность однородных маловязких жидкостей (топлив, масел, буровых смазок, технической воды и т.п.), как правило, определяют ареометрами – вытянутыми цилиндрическими поплавками с утяжелением в нижней части и шкалой сверху (рис. I-1, а). Ареометрический метод, основанный на законе Архимеда («потеря в весе» тела, погруженного в жидкость, на вес объема вытесненной жидкости), дает возможность определять удельный вес, который численно равен плотности, если за единицу веса и массы приняты вес и масса 1 см³ чистой воды при температуре +4^oC. Для промывочных жидкостей разработан специальный ареометр (АБР-1 или АГ-ЗПП), заполняемый пробой раствора (рис. I-1, б). При этом ареометр погружается в жидкость сравнения – техническую воду, доступную на буровой площадке. Расчет плотности проводится с учетом поправки на плотность используемой технической воды при фактической температуре измерения.

⁷ Табличные данные по: 1) Булах А.М., Лепекин С.Н., Лосев А.П. Программа для ЭВМ DiPC Engineer. Руководство пользователя. – М.: ООО НИИЦ «Недра-тест», 2019. 148 с. 2) Tengfei S., Xingquan Z., Meizhu W., Junbiao L., Jidong Z., Jiaosheng Y., Yang Z. Experimental Determination of Drilling Fluid Thermal Parameters when Calculating APB // Chemistry and Technology of Fuels and Oil. Vol. 56. No. 1. 2020. Pp. 87-95.

Плотность вязких или пастообразных материалов (промывочных жидкостей, шламов, пульпы гидроциклонов и т.п.) чаще определяют пикнометрическим методом, основанным на сравнении массы пробы в определенном объеме с массой воды в том же объеме и при той же температуре. Таким образом, экспериментально при пикнометрическом определении плотности дело сводится к взвешиванию. Пикнометрический метод очень точен, не требует большого количества пробы, при этом затрачивается сравнительно больше времени (преимущественно на термостатирование). Вне зависимости от формы, размеров и материала (стекло, нержавеющая сталь, латунь) пикнометров принцип метода определения плотности однообразен. При известной температуре определяется масса воды в объеме пикнометра — так называемое водное число пикнометра, — затем масса исследуемой пробы в том же объеме и при той же температуре, и берется отношение второй величины к первой. В зависимости от температуры измерения можно получить как нормальную плотность (при $+4^{\circ}\text{C}$), так и относительную плотность продукта при некоторой температуре.



Рисунок 1-1: а — стеклянный ареометр для определения плотности однородных жидкостей; б — ареометр для промывочных жидкостей; в — стальной пикнометр.

Для промывочных жидкостей руководящие документы предусматривают определение относительной плотности при температурах, близких к комнатным. Для анализа используют либо пикнометры из нержавеющей стали как на рис. I-1, в (П-1, ПК-100Н и др., как правило, имеющие вместимость 100 см³), либо модификацию пикнометра – так называемые рычажные весы.

Рычажные весы соединяют в себе и сам пикнометр, и весы для измерения масс, и калькулятор для вычисления результата. Чаша рычажных весов (металлический пикнометр) с одной стороны балансира уравнивается длинным градуированным рычагом с другой стороны. Напротив опоры на рычаге установлен пузырьковый уровень, вдоль шкалы рычага перемещается обойма с указателем. Для калибровки прибора рычаг оснащен регулировочным винтом или полостью для свинцовой дроби. При калибровке, меняя выход винта или вес дробинок, уравнивают момент силы от пикнометра с чистой водой. В ходе рутинного анализа пикнометр (чашу) заполняют промывочной жидкостью, и ее относительную плотность определяют по прямому отсчету значения, отсекаемого на шкале рычага указателем обоймы. Именно рычажные весы рекомендованы в качестве основного прибора для определения плотности промывочных жидкостей по стандарту ИСО 10414.

■ Приборы и материалы

1. Рычажные весы (рис. I-2).
2. Ветошь из х.б. ткани или бумажные полотенца.
3. Вода дистиллированная по ГОСТ 6709-72.

► Выполнение анализа

1. Калибровка весов:

- а) снять крышку с чаши, заполнить чашу до краев дистиллированной водой при температуре 21°C;
- б) накрыть чашу крышкой и вытереть чашу снаружи досуха;

в) поставить градуированную рейку на опору;



Рисунок I-2: а – рычажные весы FANN, модель 140; б – рычажные весы OFITE с 4 шкалами (lb/gal или ppg, g/cc, lb/cu ft и psi/1,000 ft)⁸.

г) установить подвижный груз на отметку 1 г/см³ (8,33 фунта/галлон), при этом воздушный пузырь уровня должен занять среднее положение. Если воздушный пузырь находится не в центре, отрегулировать калибровочный винт, расположенный на конце рычага.



Весы некоторых моделей не имеют калибровочного винта, для их калибровки необходимо добавить или убавить свинцовые дробинки в отсек на конце рычага.

2. Процедура измерения плотности:

- а) снять крышку с чаши, заполнить чашу до краев буровым раствором;
- б) установить крышку и вращать ее до тех пор, пока она твердо не встанет на место, вытеснив при этом некоторое количество бурового раствора через отверстие в крышке⁹;

⁸ Помимо описанной выше национальной единицы lbs/gal или ppg (pounds per gallon), на шкалу нанесены единицы относительной плотности g/cc (gram per cubic centimeter) – г/см³, lb/cu ft (pounds per cubic feet) – фунт на кубический фут, и единица градиента давления, создаваемого столбом жидкости с измеренной плотностью, psi/1000 ft (pounds per square inch per one thousand feet) – фунт на квадратный дюйм на 1000 футов вертикальной глубины.

- в) очистить наружную поверхность чаши от бурового раствора, вытереть досуха;
- г) установить градуированную рейку на опору основания;
- д) двигать указатель весов (подвижный груз) до тех пор, пока градуированное плечо не примет строго горизонтальное положение по уровню (центральное положение пузырька на балансира);
- е) измерить плотность раствора по ближайшим к чаше делениям рычага;
- ж) записать ближайшее деление шкалы.

- **Результат анализа**

За результат анализа принимается значение плотности ρ , выраженной в $г/см^3$. Приборная погрешность $0,01 г/см^3$.

Пример записи результата измерения:

$$\rho = 1,23 \pm 0,01 \text{ г/см}^3.$$

⁹ При необходимости удаления газа из жидкости воспользуйтесь вакуумным эксикатором или пластиковой вакуумной помпой из полевого комплекта лаборатории буровых растворов. Рекомендуемое абсолютное давление вакуумирования по ISO 10414-1 составляет 10-16 кПа. При неудовлетворительной дегазации допустимо использование химических пеногасителей для улучшения деаэрации раствора.

II. Реологические свойства

Реология (от греч. $\rho\acute{\eta}\epsilon\omicron\varsigma$ – течение, поток и $\lambda\omicron\gamma\omicron\varsigma$ – слово, учение) – наука о деформациях и текучести вещества. В реологии рассматриваются процессы, связанные с необратимыми остаточными деформациями и течением разнообразных вязких и пластических материалов (неньютоновских жидкостей, дисперсных систем и др.), а также явления релаксации напряжений, упругого последействия и т.д. В реологии устанавливают зависимости между механическими напряжениями и деформациями (или скоростью деформаций при наличии потока), а также исследуют их изменения во времени. Основное внимание обращается на сложное реологическое поведение вещества, например, когда проявляются одновременно вязкие и упругие свойства или вязкие и пластические. Для описания реологического поведения материалов пользуются механическими моделями, для которых составляют дифференциальные уравнения, куда входят различные комбинации упругих и вязких характеристик. Такими реологическими моделями и пользуются при изучении механических свойств растворов полимеров, промывочных жидкостей, пульп и даже горных пород. Экспериментальными методами реологии (реометрией) определяют параметры механических моделей, которые в свою очередь используют для инженерных расчетов.

В технике вообще и в буровой практике в частности используют понятие вязкость, которое представляет собой свойство текучих тел (жидкостей и газов) оказывать сопротивление перемещению одной их части относительно другой. Вязкость оценивают по зависимости касательных напряжений от градиента скорости сдвига (течения) по закону И. Ньютона (1678):

$$\tau = \eta \dot{\gamma},$$

где τ – касательное напряжение, Па; $\dot{\gamma}$ – скорость сдвига, с^{-1} ; η – динамический коэффициент вязкости, Па·с.

Если эта зависимость линейна, говорят о вязком характере течения тела, о том, что тело является «ньютоновским», при

этом параметр уравнения — динамический коэффициент вязкости — полагают постоянным вне зависимости от скорости сдвига. Строго говоря, только в применении к ньютоновским жидкостям допустимо использовать понятие «вязкость» без каких бы то ни было оговорок.

Для абсолютного большинства реальных жидкостей, в том числе и промысловых растворов, зависимость касательных напряжений от скорости сдвига является нелинейной. Вязкость, оцениваемая по закону Ньютона, для таких систем непостоянна и существенно зависит от скорости сдвига. Для обозначения вязкости при некотором фиксированном значении скорости сдвига даже используется специальный термин — «кажущаяся» или «эффективная» вязкость (например, эффективная вязкость биополимерного бурового раствора при скорости сдвига 1 с^{-1} равна $20\,000 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, а при 500 с^{-1} — $35 \text{ мПа}\cdot\text{с}$). Поэтому для описания реальных жидкостей правильнее пользоваться терминами «реологические свойства», «параметры реологических моделей» и т.п.

Реологические механические модели жидкостей сочетают в себе вязкие, упругие и пластические элементы. Наиболее часто для описания промысловых жидкостей используют следующие модели:

- Шведова-Бингама

$$\tau = \tau_0 + \eta_{\text{пл}} \dot{\gamma},$$

- Оствальда — де Ваале

$$\tau = k \left(\frac{d\gamma}{dt} \right)^n,$$

- Гершеля-Балкли

$$\tau = \tau_0 + k \left(\frac{d\gamma}{dt} \right)^n,$$

где τ — напряжение сдвига, Па; τ_0 — динамическое напряжение сдвига (ДНС), Па; $\eta_{\text{пл}}$ — пластическая вязкость, Па·с; $\dot{\gamma}$ — текущая скорость сдвига, с^{-1} ; γ — сдвиг, безразм.; t — время, с; k — консистенция, Па·с^{*n*}; n — показатель нелинейности, безразм.

Какой реологической моделью описывается конкретная жидкость, выясняют по так называемым кривым течения — зависимостям касательного напряжения (напряжения сдвига)

от скорости сдвига, определяемым экспериментально. Пример такой зависимости¹⁰ для утяжеленного РУО показан на рис. П-1.

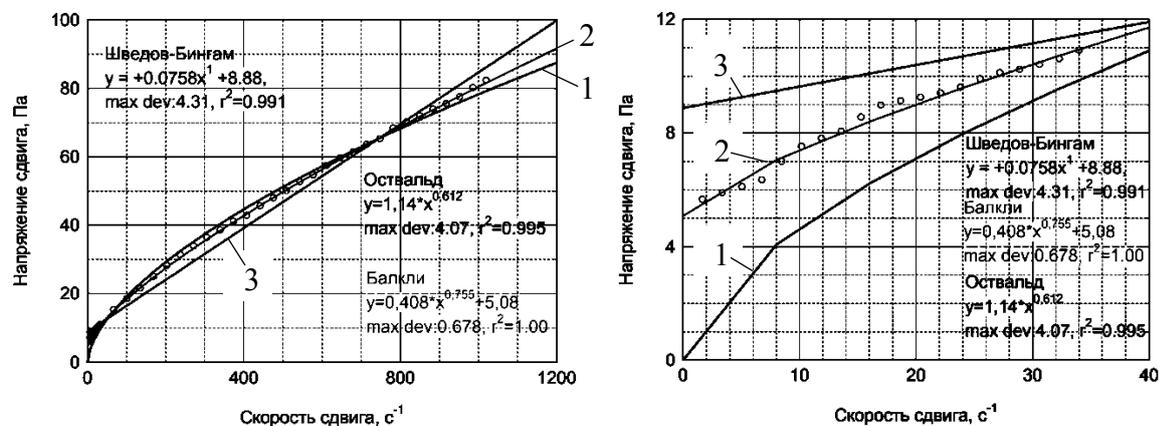


Рисунок П-1 – Подробная кривая течения бурового раствора (углеводородная основа, 1,45 г/см³): кружки – экспериментальные данные, 1 – аппроксимация по модели Оствальда, 2 – аппроксимация по модели Гершеля-Балкли, 3 – аппроксимация по модели Шведова-Бингама. Справа – начальный участок кривой течения (увеличен масштаб по оси скорости сдвига). Обозначения: $\max \text{dev}$ – максимальное отклонение измеренных значений от аппроксимирующей линии по оси ординат (по напряжению сдвига); r^2 – коэффициент множественной регрессии.

Из рисунка видно, что кривая течения выходит не из начала координат, а начинается с некоторого начального напряжения сдвига (≈ 5 Па). Сама зависимость монотонна, без экстремумов, немного выпукла (степенная зависимость с показателем степени < 1). Плавный рост зависимости происходит практически линейно. Для определения наиболее подходящей реологической модели экспериментальные данные рис. П-1 были аппроксимированы методом наименьших квадратов линиями по уравнениям Оствальда, Гершеля-Балкли и Шведова-Бингама. Целиком кривая течения достаточно хорошо описывается всеми тремя моделями – коэффициент

¹⁰ Гаджиев С.Г., Евдокимов И.Н., Елисеев Н.Ю., Лосев А.П. Обоснование реологической модели утяжеленных буровых растворов на углеводородной основе для гидравлических расчетов//Бурение и нефть. 2017. №7-8. С. 66-71.

множественной регрессии r^2 для всех моделей больше 0,99. Тем не менее, с учетом явного наличия начального напряжения сдвига и максимального коэффициента множественной регрессии 1,00 для линии 2 на рис. П-1 справа, наилучшей моделью для описания реологического поведения следовало бы считать степенную модель с начальным напряжением сдвига – модель Гершеля-Балкли.

Подобный анализ кривых течения обязателен перед проведением расчетом потерь давления в циркуляционной системе бурящейся скважины: расчет гидравлических сопротивлений возможен лишь для некоторых конкретных реологических моделей, поэтому требуется обосновать применение той или иной реологической модели для конкретного бурового раствора. Тем не менее, чаще всего используют модель вязкопластического тела Шведова-Бингама с параметрами: динамическое напряжение сдвига (ДНС) и пластическая вязкость.

В промысловых условиях для измерения реологических параметров промывочных жидкостей используют два типа принципиально разных приборов: 1) вискозиметр-воронку и 2) ротационный вискозиметр с коаксиальным зазором.

Первый прибор предназначен для оперативного экспресс-контроля и позволяет приблизительно оценить относительную вязкость промывочной жидкости по отношению к воде. Принцип определения сводится к измерению времени истечения фиксированного объема промывочной жидкости из воронки через капилляр с фиксированными диаметром и длиной¹¹. Полевые вискозиметры-воронки могут иметь разные объемы как самой воронки (объем наполнения), так и приемного стакана (сливаемый объем). Воронка Марша по ИСО 10414 имеет объем 1500 см³, а ее приемный стакан – 946 см³ (1 кварта). Отечественные вискозиметры-воронки СПВ-5, ВБР-1, ВБР-5 имеют объем наполнения 700 см³ и сливаемый объем 500 см³.

¹¹ Е. Г. Леонов, А. Н. Костюченко. Гидравлика стандартного полевого вискозиметра СПВ-5. Определение на нем реологических свойств буровых промывочных жидкостей // Стр-во нефт. и газ. скважин на суше и на море. - 2013. - N 4. - С. 23-27.

Второй тип приборов – ротационный вискозиметр – реализует абсолютный способ определения, заключающийся в создании в коаксиальном зазоре необходимой скорости сдвига и измерении касательных напряжений, действующих от промывочной жидкости на неподвижный внутренний цилиндр. Внешний цилиндр вращается с заданной лабораторной частотой. Внутренний цилиндр соединен с калиброванной пружиной и шкалой, по которой производится отсчет показаний, пропорциональных напряжению сдвига. Таким образом, ротационный вискозиметр с коаксиальным зазором позволяет определять эффективную вязкость промывочных жидкостей при заданных скоростях сдвига, а также снимать кривые течения. В так называемых «вискозиметрах прямой индикации» по стандарту ИСО 10414 показания шкалы практически совпадают с напряжениями сдвига, откуда есть возможность по прямым показаниям рассчитывать параметры реологических моделей.

II.1. Условная вязкость по воронке Марша

■ Приборы и материалы

1. Воронка Марша (рис. II-2).
2. Стакан-приемник с меткой 946 мл.
3. Секундомер.
4. Вода дистиллированная ГОСТ 6709-72.



Рисунок II-2: Пластиковый вискозиметр Марша FANN с мерными кружками.

► Выполнение анализа

1. Калибровка

Заполнить воронку дистиллированной водой с температурой 70 ± 5 F ($+21 \pm 3^\circ\text{C}$) до нижнего края фильтра (объем 1500 мл). Время истечения 1 кварты воды (946 мл) должно составлять $26 \pm 0,5$ с.

2. Измерение условной вязкости

а) установить воронку в вертикальное положение, закрыть сливное отверстие воронки пальцем и залить буровой раствор через сеточный фильтр в воронку. Уровень раствора в воронке должен достичь нижней части фильтра (объем 1500 мл);

б) убрать палец со сливного отверстия воронки и отметить время, в течение которого буровой раствор будет вытекать из воронки в приемную кружку до отметки «1 кварта» на ней;

в) записать результаты измерений условной вязкости в секундах, температуру жидкости указать в градусах Цельсия или в фаренгейтах.

● Результат анализа

За результат анализа принимается значение условной вязкости T в *секундах*. Погрешность современных поверяемых цифровых секундомеров (порядка 0,01 с) оказывается куда меньше времени, затрачиваемого оператором на открывание и закрывание отверстия в вискозиметре. Кроме того, температура определения параметра не нормирована. Поэтому погрешность определения условной вязкости, как правило, принимают равной не менее 1 с. Стандарт ИСО 10414 рекомендует записать температуру раствора при измерении с точностью до 1°C .

Пример записи результата измерения:

$$T = 42 \pm 1 \text{ с при } t_{\text{р-ра}} = 34^\circ\text{C}.$$

II.2. Определение реологических параметров на ротационном вискозиметре

Основные определяемые параметры:

- τ_0 — динамическое напряжение сдвига (ДНС, Y_P^{12}), дПа или фунт/100фут²
- $\eta_{пл}$ — пластическая вязкость (ПВ, PV^{13}), сП или мПа·с
- $\eta_{эф}$ — кажущаяся (эффективная) вязкость (КВ, AV^{14}), сП или мПа·с
- Φ_3 — «прочность геля»¹⁵ (Gel), дПа или фунт/100фут²

■ Приборы и материалы

1. Вискозиметр по стандарту API 13В-1 (рис. II-3).
2. Чаша вискозиметра или лабораторный стакан.
3. Жидкостный термостат.
4. Секундомер.

¹² Y_P — *англ.* yield point

¹³ PV — *англ.* plastic viscosity

¹⁴ AV — *англ.* apparent viscosity

¹⁵ В отечественной практике используется показатель «статическое напряжение сдвига» θ , который не является равнозначным аналогом «прочности геля» (*англ.* gel strength) ввиду разных условий определения. В российских переводах англоязычных стандартов Американского нефтяного института (API) и стандартов ISO показатель «прочность геля» ошибочно переводят как «предельное статическое напряжение сдвига», вводя в заблуждение отечественных специалистов, знакомых с показателем СНС и прибором СНС-2 из РД 39-00147001-773-2004 ВНИИКрНефть и более ранних версий советских РД. Различия условий определения параметров показаны в таблице:

Условие определения/ параметр прибора	Ед.изм.	Значение для показателя СНС	Значение для показателя «прочность геля»
Радиус измерительного цилиндра	мм	20	17,245
Высота измерительного цилиндра	мм	60	38
Радиальный зазор ячейки	мм	10	1,17
Скорость сдвига	с ⁻¹	$7,5 \cdot 10^{-2}$	5,1
Интервалы времени выдержки	с	1 и 10	10 и 600



*Рисунок II-3: а – 6-скоростной вискозиметр FANN 35SA;
б – 8-скоростной вискозиметр OFITE 800.*

► **Выполнение анализа**

1. Определение кажущейся вязкости $\eta_{эф}$, пластической вязкости $\eta_{пл}$, динамического напряжения сдвига τ_0

а) поместить пробу только что перемешанного бурового раствора в стакан вискозиметра, уровень раствора в чаше должен совпадать с градуированной насечкой внешнего цилиндра;

б) в полевых условиях измерения должны быть проведены как можно скорее после отбора пробы раствора из циркуляционной системы (по возможности, не более чем через 5 мин) и приблизительно при той же температуре, что и в точке отбора. Допустимое различие температур в месте отбора и при измерении – не более 6°C. Если раствор нагрелся или остыл более, чем на 6°C, необходимо использовать термостатирующие рубашки или жидкостные термостаты, поставляемые к вискозиметрам (рис. II-4), для поддержания температуры пробы близкой к температуре в месте отбора. Если температуру раствора необходимо поддерживать на уровне более +90°C, убедитесь, что ваш вискозиметр оснащен сплошным измерительным

цилиндром («бобом»), иначе наличие влаги в полости измерительного цилиндра при повышении температуры спровоцирует разрыв цилиндра и травмирование оператора. В лабораторных условиях при создании и регулировании рецептур промывочных жидкостей на водной основе, не имея особых указаний, как правило, проводят определение при температуре раствора 25°C. При работе с жидкостями на углеводородной основе стандартная температура, как правило, равна 50°C. Руководство по бурению Международной ассоциации буровых подрядчиков (IADC)¹⁶ регламентирует стандартные температуры для измерения вязкости любых промывочных жидкостей, а именно 120°F (49°C) для обычных скважин и 150°F (66°C) для высокотемпературных скважин;



Рисунок II-4: Терморегулятор ТРП-120-ТС (НИИЦ «Недра-тест», Москва) для вискозиметров Fann 280, OFITE 800, OFITE 900

в) включить электромотор, установив переключатель в положение «высокая скорость», а затем 600 об/мин.

¹⁶ IADC DRILLING MANUAL, 12th Edition. 2005. 1160 P. ISBN 9788991509508.

Дождавшись стабилизации стрелки, записать показания прибора φ_{600} в градусах шкалы;



На вискозиметре FANN 35SA переключение передач редуктора допускается только при работающем электромоторе!

г) установить рычаг переключения передач редуктора в положение, соответствующее частоте 300 об/мин. Дождавшись стабилизации стрелки, записать показания прибора φ_{300} в градусах шкалы.

● **Результат анализа**

За результат анализа принимаются значения пластической вязкости, динамического напряжения сдвига, кажущейся вязкости, вычисленные по формулам:

$\eta_{\text{пл}} = \varphi_{600} - \varphi_{300}$	мПа·с
$\tau_0 = 1,065 \cdot (\varphi_{300} - \eta_{\text{пл}})$	фунт/100фут ²
$\tau_0 = 5,1069 \cdot (\varphi_{300} - \eta_{\text{пл}})$	дПа
$\eta_{\text{эф}} = \frac{\varphi_{600}}{2}$	мПа·с

Приборная погрешность стандартного вискозиметра по API составляет 1,5 градуса шкалы (по свидетельству об утверждении типа средства измерения от 2007 г.)¹⁷, что

¹⁷ Стандартные вискозиметры API фирм Fann (США), Brookfield (США), OfITE (США), Grace Instruments (США), Haitongda (КНР) комплектуются стальными цилиндрическими пружинами кручения в качестве чувствительного элемента. Линейность таких пружин (линейная зависимость крутящего момента от угла поворота) во всем диапазоне прибора (угол поворота от 0 до 330 градусов шкалы) не доказана производителями при постановке приборов в Реестр средств измерений. Кроме того, опыт эксплуатации приборов показывает, что с установленной приборной погрешностью 1,5 градуса шкалы вискозиметры не проходят поверку на государственных стандартных образцах вязкости, в связи с чем ФГУП «Ростест» приостановил поверку данного типа вискозиметров с 2018 года, выполняя работы лишь по калибровке таких приборов. Очевидно, для сохранения имиджа на рынке, компании-

при пересчете дает следующие приборные погрешности выходных величин: динамического напряжения сдвига и прочности геля ± 8 дПа ($\pm 1,6$ фунт/100фут²), эффективной вязкости $\pm 0,8$ мПа·с, пластической вязкости ± 2 мПа·с.

Пример записи результата измерения:

$$\begin{aligned}\eta_{\text{пл}} &= 23 \pm 2 \text{ мПа}\cdot\text{с при } t_{\text{р-ра}} = 25^\circ\text{C}, \\ \tau_0 &= 61 \pm 8 \text{ дПа при } t_{\text{р-ра}} = 50^\circ\text{C}, \\ \eta_{\text{эф}} &= 39,5 \pm 0,8 \text{ мПа}\cdot\text{с при } t_{\text{р-ра}} = 46^\circ\text{C}.\end{aligned}$$

2. Определение прочности геля φ_3

- а) перемешать пробу раствора на частоте 600 об/мин в течение приблизительно 10 с, затем плавно перевести рычаг переключения скоростей в нейтральное положение;
- б) отключить электромотор, подождать 10 с;
- в) установить переключатель в положение «низкая скорость» («low») или 3 об/мин (в зависимости от модели вискозиметра), записать максимальное отклонение $\varphi_3 |^{10\text{с}}$, соответствующее прочности геля, в градусах шкалы. Если стрелка индикатора не возвращается на нулевую отметку после отключения мотора, менять ее положение не следует;
- г) повторить пункты а и б с 10-минутным ожиданием. Затем установить переключатель в положение «низкая скорость» или 3 об/мин и записать величину отклонения после 10 минут $\varphi_3 |^{10\text{мин}}$ в градусах шкалы и температуру исследуемой жидкости.

производители вискозиметров заново зарегистрировали приборы в качестве средств измерений в 2019 г., приписав погрешность $\pm 3\%$ от максимального показания шкалы. Нетрудно посчитать, что паспортная погрешность таких вискозиметров с 2019 года составляет 10 градусов шкалы.

● Результат анализа

За результат анализа принимаются показания вискозиметра, полученные после 10 секундного $\varphi_3|^{10c}$ и 10 минутного $\varphi_3|^{10мин}$ ожидания, выраженные в фунт/100фут².

В отношении записи результата стандарт ИСО 10414 дает неопределенное указание на то, что с одной стороны, можно взять данные прямого отсчета со шкалы вискозиметра в градусах шкалы, а с другой – выразить прочность геля в фунт/100фут². По-видимому, такая расплывчатость указаний связана с тем, что переводной коэффициент из градусов шкалы в фунты на 100 квадратных футов составляет

$$1,065 \text{ фунт} \cdot (100 \text{ фут}^2)^{-1} \cdot (\text{градус шкалы})^{-1},$$

то есть в числовом выражении перевод единиц дает прибавку 6,5%. Если исходить из практики измерений и положить максимальную прочность геля 20 градусов шкалы, что довольно много, то относительная погрешность определения ($\delta\varphi_3 = (1,5^\circ/20^\circ) \cdot 100\% = 7,5\%$) даже в этом случае окажется больше, чем прибавка от перевода единиц измерения. Очевидно, именно поэтому для упрощения расчетов в полевых условиях не требуют домножения результата определения прочности геля на коэффициент 1,065. Для выражения прочности геля в дПа значение прямого отсчета по шкале необходимо умножить на переводной коэффициент 5,1069 дПа·(градус шкалы)⁻¹.

Пример записи результата измерения:

$$\begin{aligned} \varphi_3|^{10c} &= 8,0 \pm 1,5 \text{ градуса шкалы при } t_{p-ра} = 25^\circ\text{C}, \\ \text{или } \varphi_3|^{10c} &= 8,5 \pm 1,6 \text{ фунт/100фут}^2 \text{ при } t_{p-ра} = 25^\circ\text{C}, \\ \text{или } \varphi_3|^{10c} &= 41 \pm 8 \text{ дПа при } t_{p-ра} = 25^\circ\text{C}.^{18} \end{aligned}$$

¹⁸ Для обозначения прочности геля в западной промышленной практике используют сочетания Gel(10s), Gel(10m). Часто значения прочности геля за 10 с и 10 мин записывают через дробь.

Единица измерения фунт/100фут² в англоязычной литературе обозначается как *lb/100 ft²*, где *lb* – аббр. от *лат. libra* или от *англ. Roman pound libra*, принятое обозначение фунта массы – 453,59 г; *ft* – аббр. от *англ. feet*, принятое обозначение фута длины – 0,3048 м.

III. Исследование фильтратоотдачи буровых растворов

III.1. Определение фильтратоотдачи на приборах различной конструкции

Усиливающаяся международная интеграция России и активная деятельность на территории нашей страны интернациональных сервисных компаний привносят в деятельность технических специалистов новые методики, способы, технические средства. Так в сфере сервиса буровых растворов активная деятельность интернациональных компаний привела к практически повсеместному отказу от использования отечественных приборов для определения параметров буровых растворов. Несмотря на то что практически все отечественные нормативные документы априори приветствуют «использование оборудования другой конструкции с метрологическими характеристиками, не хуже указанных в методике поверки», по ряду нормируемых показателей замена оборудования вызывает сложности в интерпретации результатов.

Наибольшие затруднения при этом испытывают проектные и надзорные организации, вынужденные в силу своих обязанностей устанавливать соответствие результатов, полученных на оборудовании различных типов. В частности, сопоставление результатов определения объема фильтрата бурового раствора на отечественных приборах ВМ-6, ФЛР и фильтр-прессах, выполненных по стандартам API, вызывает сложности. Формально метрологические характеристики испытания на объем фильтрата не зависят от типа фильтр-пресса, поскольку погрешности и пределы определения объема фильтрата (мерный цилиндр), перепада давления (манометр), времени (секундомер) и площади фильтрации (штангенциркуль) идентичны. В идеальном случае, при испытаниях чистой ньютоновской жидкости, можно было бы вычислить приведенный к некоторым общим условиям (давлению, площади фильтрации) объем фильтрата. Фактически же процесс фильтрации реальных буровых растворов через фильтр не соответствует простым законам фильтрации, что обуславливает сложность или невозможность

сопоставления результатов, полученных на различных по конструкции фильтр-прессах.

Закономерностям фильтрации буровых растворов через бумажный фильтр или искусственный керн, процессам формирования фильтрационной корки посвящено немало теоретических и практических работ. Тем не менее, использование полученных зависимостей в проектной и инженерной деятельности оказывается затруднительным из-за отсутствия соответствующих указаний в нормативной документации.

Определение фильтратоотдачи на приборах различной конструкции, с отличающейся площадью фильтрации и другим градиентом давления, поясняется лишь одним нормативным документом – ГОСТ 25796.2-83 «Сырье глинистое в производстве глинопорошков для буровых растворов. Методы определения свойств суспензии», изм. 12.04.2010. В этом документе за показатель фильтрации принимают объем фильтрата, выделяющегося из суспензии за 30 мин с площади фильтрации диаметром 75 мм (стандартным диаметром прибора ФЛР). Показатель фильтрации Φ в см³ вычисляют по формуле

$$\Phi = a \cdot 2 \Phi_1,$$

где a – коэффициент пересчета площади,

Φ_1 – показатель фильтрации за 7,5 мин, см³. Коэффициент 2 берется из предположения о том, что фильтрация линейно зависит от квадратного корня из времени $\Phi \sim \sqrt{t}$. Несложно показать, что

$$\frac{\Phi}{\Phi_1} = \sqrt{\frac{30}{7,5}} = \sqrt{4} = 2.$$

Сокращение времени измерения в 4 раза позволяет существенно ускорить измерения, что особенно важно в промышленных условиях.

Если диаметр фильтра равен 75 мм, то $a = 1$.

Если диаметр фильтра не равен 75 мм, величина коэффициента пересчета определяется как отношение площади фильтрации на приборе с диаметром фильтра 75 мм к площади фильтрации с другим диаметром фильтра. Соответствующие коэффициенты пересчета могут быть легко получены, исходя из

данных о размерах фильтров в различных приборах. В таблице ниже приведены рассчитанные значения коэффициентов, позволяющие привести значение показателя фильтрации либо к норме по прибору ФЛР-1 (a), либо к норме по АРІ ($a_{АРІ}$).

<i>Прибор</i>	ВМ-6	ФЛР	УИВ-2М	АРІ	АРІ, полевой ¹⁹
<i>Диаметр фильтра, мм</i>	53	75	53	76,36	53,6
<i>a</i>	2,00	1,00	2,00	0,96	1,96
<i>a_{АРІ}</i>	2,08	1,04	2,08	1,00	2,03

Кроме того, ГОСТ 25796.2-83 допускает производить пересчет показателя фильтрации при изменении перепада давления от прибора к прибору. Показатель фильтрации при другом градиенте давления вычисляется по формуле

$$\Phi = \Phi^* \sqrt{\frac{\Delta P_0}{\Delta P^*}},$$

где Φ^* – показатель фильтрации на приборе другой конструкции, см³; ΔP^* – градиент давления на приборе другой конструкции, МПа; ΔP_0 – градиент давления по необходимому стандарту определения, МПа.

Стандартные давления для соответствующих приборов:

<i>Прибор</i>	ВМ-6	ФЛР	АРІ	АРІ, полевой
<i>ΔP_0, МПа</i>	0,1	0,7	0,69	0,69
<i>ΔP_0, psi</i>	14,5	101	100	100

Пример. На фильтр-прессе АРІ получен результат измерения показателя фильтрации технологической жидкости 23,5 см³. Требуется сопоставить полученный результат с требованиями проекта на строительство скважины, где заданы значения для прибора ВМ-6. Отметим, что шкала

¹⁹ Этот прибор также называют полуплощадным фильтр-прессом (англ. half-area filter press).

ВМ-6 отражает не объем истекшей из прибора жидкости, а выражена в единицах объема фильтрата, полученного с площади фильтрации диаметром 75 мм, то есть коэффициент $a = 0,96$. Вычислим гипотетические показания прибора ВМ-6:

$$\Phi^{\text{ВМ-6}} = 23,5 \cdot 0,96 \cdot \sqrt{\frac{0,1}{0,69}} = 8,6 \approx 9 \text{ делений шкалы ВМ-6.}$$

Важно подчеркнуть, что описанные пересчеты показателя фильтрации, строго говоря, допустимы лишь в отношении глинистого сырья для производства глинопорошков! При оценке свойств промывочных жидкостей такими пересчетами следует пользоваться с большой осторожностью, только при отсутствии требуемого регламентом прибора, **снабдив результат указаниями на способ пересчета и неустановленную точность**. Дело в том, что зависимость фильтрации промывочных жидкостей от времени и давления намного сложнее, чем представлялось авторам упомянутого ГОСТа. По одной из наиболее распространенных моделей²⁰, существенное влияние на показатель фильтрации оказывают вязкость фильтрата, проницаемость фильтра, а также объем и проницаемость фильтрационной корки:

$$V_f = \sqrt{\frac{2 \Delta P F^2}{\eta} \cdot \frac{k}{b} \cdot t},$$

где V_f — объем фильтрата, см³;

η — динамический коэффициент вязкости фильтрата, мПа·с;

ΔP — перепад давления при фильтровании, атм.;

F — эффективная площадь фильтра, см²;

k — коэффициент проницаемости фильтра и фильтрационной корки на нем, Дарси;

b — объем фильтрационной корки, формируемый при отфильтровывании 1 см³ фильтрата, безразм.;

t — время, с.

²⁰ Engelhardt, W.v., Schindewolf, E. Zur Filtration von Tonsuspensionen. Kolloid-Zeitschrift 127, 150–164 (1952).

При этом коэффициент b связан с пористостью фильтрационной корки и концентрацией глины (формирующих корку частиц) в буровом растворе следующим соотношением:

$$m = 1 - \frac{c \cdot \rho_{\text{бр}}}{\rho_{\text{г}}} \left(1 + \frac{1}{b}\right),$$

где m — пористость, д.е.; c — массовая концентрация глины в буровом растворе, граммов глины (на сухое вещество после сушки при 105°C) на 1 грамм бурового раствора; $\rho_{\text{бр}}$ — плотность бурового раствора, г/см³; $\rho_{\text{г}}$ — плотность глины (абсолютная минеральная), г/см³.

Очевидно, с учетом такой сложной зависимости оценить ошибку пересчета показателя фильтрации реальных промывочных жидкостей практически невозможно.

Таким образом, сопоставление результатов, полученных на различных по конструкции фильтр-прессах, нормативами допускается только для глинистого сырья при производстве глинопорошков. Сопоставлять такие данные для промывочных жидкостей следует с большой осторожностью, ссылаясь на неподдающуюся оценке ошибку пересчета.

III.1. Фильтратоотдача при низком давлении

■ Приборы и материалы

1. Фильтр-пресс по стандарту API 13В-1 (рис. III-1).
2. Источник давления (баллончики со сжатым CO₂ или баллон с азотом).
3. Бумага фильтровальная «Whatman 50» или «S&S No.576».
4. Секундомер.
5. Мерные цилиндры на 10 и 25 мл.
6. Индикаторная бумага для рН-метрии.
7. Толщиномер, кронциркуль (рис. III-2) или линейка.



Рисунок III-1: Фильтр-прессы низкого давления FANN (а, в) и OFITE (б, г) с полноплощадным фильтром (а, б) и полуплощадным фильтром (в, г).



Рисунок III-2: а – толщиномер; б – кронциркуль.

► Выполнение анализа

- а) убедиться, что все части фильтр-пресса чистые и сухие, прокладки и резинки не имеют повреждений;
- б) установить фильтровальную бумагу в ячейку фильтр-пресса, собрать ячейку (для полуплощадных фильтр-прессов – сначала залить буровой раствор в ячейку, затем установить фильтр и собрать фильтр-пресс);
- в) залить буровой раствор в ячейку до уровня на 1-1,5 см ниже верхней кромки ячейки. Свободное пространство необходимо для предупреждения растворения газа в растворе. Излишний свободный объем нежелателен, так как обусловит повышенный расход газа;
- г) собрать ячейку и установить в корпус фильтр-пресса;
- д) установить чистый сухой мерный цилиндр под выходной патрубком ячейки;
- е) закрыть выпускной клапан ячейки и установить давление 0,69 МПа (100 psi²¹), при этом необходимо запустить секундомер;
- ж) по истечении 30 мин измерить объем собранного в мерном цилиндре фильтрата V_{30} , отключить источник давления, открыть выпускной клапан;

²¹ *psi* – аббр. от англ. *pounds per square inch* – фунты на квадратный дюйм, единица давления, равная в системе СИ $6,895 \cdot 10^3$ Па.

и) записать объем собранного фильтрата V_{30} с точностью до $0,1 \text{ см}^3$ и температуру бурового раствора на момент отбора пробы. Погрузить в цилиндр с фильтратом индикаторную бумагу, выдержать в течение 7-10 с, определить рН. Сохранить фильтрат для дальнейшего химического анализа;

к) разобрать ячейку фильтр-пресса, предварительно убедившись в отсутствии избыточного давления в ячейке. Аккуратно извлечь фильтрационную корку. Если в дальнейшем *не* предусматривается определение липкости или коэффициента трения фильтрационной корки, смыть с корки буровой раствор под слабой струей воды. Измерить толщину фильтрационной корки K в мм с помощью толщиномера, кронциркуля или линейки. Привести описание внешнего вида корки: плотная, рыхлая, эластичная, равномерная и т.п.

● Результат анализа

<i>Обозначение</i>	<i>Ед.изм.</i>	<i>Параметр</i>
t	°С	Температура в месте отбора
$\Phi_{30} = V_{30}$	мл	Фильтратоотдача ($\emptyset 76,36 \text{ мм}$)
$\Phi_{30} = 2 \cdot V_{30}$	мл	Фильтратоотдача ²² ($\emptyset 53,6 \text{ мм}$)
рН	-	Водородный показатель
K	мм	Толщина корки

+ Краткое описание фильтрационной корки

²² Для определения фильтратоотдачи на полуплощадном фильтр-прессе полученное значение объема фильтрата умножают на 2 — коэффициент пересчёта площади малого фильтра ($\emptyset 53,6 \text{ мм}$) к площади стандартного фильтра ($\emptyset 76,36 \text{ мм}$).

Мерные цилиндры стандартного исполнения имеют 2 класс точности, поэтому приборная погрешность определения при использовании цилиндра на 10 см^3 составляет $0,2 \text{ см}^3$, цилиндра на 25 см^3 – $0,5 \text{ см}^3$.

Пример записи результата измерения:

$\Phi_{30} = 4,6 \pm 0,2 \text{ см}^3$, $K = 1 \text{ мм}$, корка эластичная (желоб, 47°C),
или $\Phi_{30} = 17,5 \pm 0,5 \text{ см}^3$, $K = 3 \text{ мм}$, корка рыхлая с включениями
шлама (приемная емкость, 37°C).

III.3. Фильтратоотдача при высоких давлении и температуре

■ Приборы и материалы

1. Фильтр-пресс высокого давления по стандарту API 13В-1 (рис. III-3).
2. Источник давления (баллончики со сжатым CO₂ или баллон с азотом).
3. Бумага фильтровальная «Whatman 50» или керамические диски с известными проницаемостью и размером пор.
4. Секундомер.
5. Мерные цилиндры на 10 и 25 мл.
6. Индикаторная бумага для рН-метрии.
7. Толщиномер, кронциркуль или линейка.
8. Высокоскоростная мешалка.

Фильтр-пресс высокого давления и температуры (*англ.* HT/HP filter press) состоит из управляемого источника высокого давления (CO₂ или азот); редукторов давления; арматуры; ячейки, рассчитанной на давление до 8,9 МПа (1300 psi); нагревательной рубашки; сборного коллектора для фильтрата, способного обеспечить поддержание противодавления (см. табл. III-1), необходимого для предотвращения разбрызгивания, вспышки или испарения фильтрата; а также из корпуса с опорой. Ячейка и запорная арматура имеют несколько видов резиновых прокладок, следить за состоянием которых необходимо регулярно.



Точное соблюдение рекомендаций производителя по объему образца, температурам и давлениям критически важно! Несоблюдение рекомендаций может повлечь тяжелые увечья!



НЕ используйте баллончики с закисью азота (N₂O, веселящий газ) в качестве источника давления! При высоких давлениях и температурах закись азота может детонировать в присутствии смазки, нефти или углистых материалов.

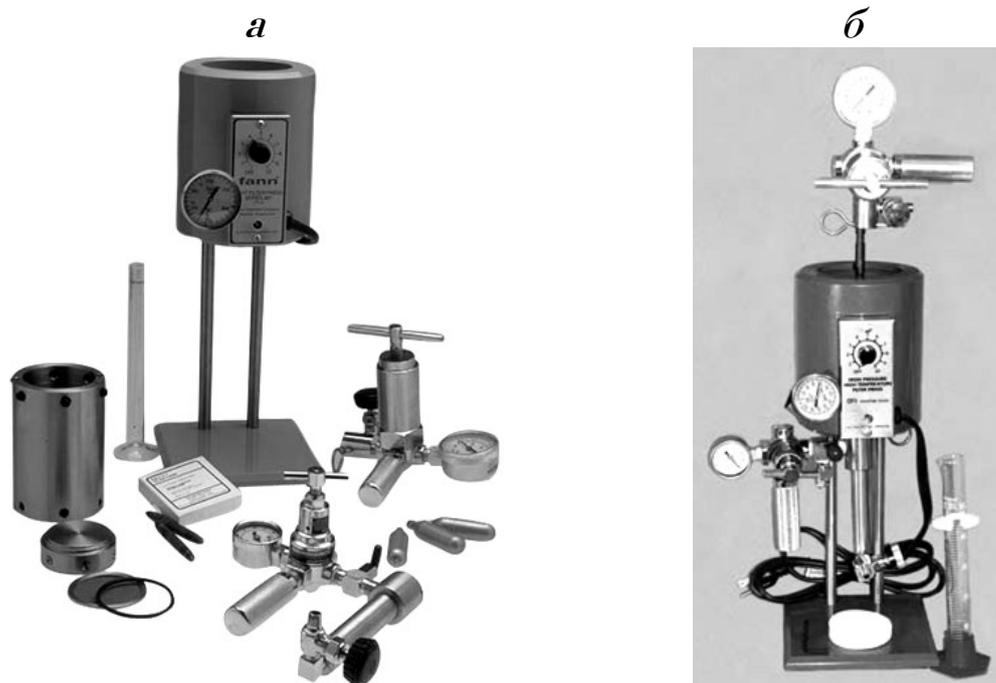


Рисунок III-3: Фильтр-прессы высокого давления FANN (а) и OFITE (б)

► **Выполнение анализа**

I. Измерения при температурах менее +150°C (300 F)

а) установить термометр в скважину термостатирующей рубашки и провести предварительный прогрев при температуре, на 6°C (10 F) превышающей необходимую температуру испытания. После прогрева, отрегулировать термостат до необходимой температуры испытания;

б) перемешать буровой раствор на высокоскоростной мешалке в течение 10 мин. Закрывать верхний штуцер ячейки высокого давления, перевернуть ячейку, залить в ячейку буровой раствор до уровня на **1,5 см** ниже верхней кромки ячейки, установить фильтровальную бумагу или керамический диск необходимого типоразмера;



Сборка и прогрев ячейки высокого давления производятся в перевернутом положении!

- в) завершить сборку ячейки, закрыть нижний штуцер и в таком перевернутом положении поместить ячейку в термостатирующую рубашку. В скважину рубашки установить термометр;
- г) после достижения необходимой температуры испытания перевернуть ячейку в термостатирующей рубашке. Время прогрева не должно превышать 30 мин. К закрытому нижнему штуцеру подключить сборный коллектор, зафиксировать его положение штифтом;
- д) подключить управляемый источник давления к закрытому верхнему штуцеру и к сборному коллектору, зафиксировать их положение штифтами;
- е) при закрытых штуцерах ячейки в обеих линиях установить давление 690 кПа (100 psi). Открыть верхний штуцер, тем самым подав избыточное давление 690 кПа (100 psi) к пробе бурового раствора;
- ж) увеличить давление в верхней линии до 4,14 МПа (600 psi) и открыть нижний штуцер для начала фильтрации. С этого момента начинается отсчет времени фильтрации. Собирать фильтрат в течение 30 мин²³, поддерживая установленную температуру с точностью до $\pm 3^{\circ}\text{C}$ ($\pm 5^{\circ}\text{F}$). Если противодействие в сборном коллекторе превысит 690 кПа (100 psi) во время испытания, осторожно снизить давление, стравив некоторое количество фильтрата из сборного коллектора в мерный цилиндр. Записать объем собранного фильтрата V_{30} , температуру t , избыточное давление ΔP и продолжительность испытания;

²³ При заданной температуре испытания менее 100°C (212 F) допускается проведение испытания без сборного коллектора. В этом случае используется одна – верхняя – линия давления. На редукторе устанавливается давление 3,45 МПа (500 psi). Сбор фильтрата осуществляется непосредственно из нижнего штуцера в мерный цилиндр. При анализе фильтрации на пористых керамических дисках иногда возникает необходимость оценки зависимости расхода от времени, для чего объем фильтрата измеряют и записывают через 5с, 1 мин, 3 мин, 6 мин, 13 мин, 30 мин после открытия нижнего штуцера ячейки. Аналогичные измерения можно проводить и с использованием сборного коллектора, стравливая из него фильтрат в установленные моменты времени. Некоторые компании при испытаниях на керамических дисках отдельно учитывают т.н. струйные потери (англ. spurt loss) – объем фильтрата, полученный за первые 3-5 с.

- и) привести значение объема фильтрата к площади фильтрации $45,8 \text{ см}^2$ ($7,1 \text{ in}^2$). Например, если площадь фильтрации составляет $22,6 \text{ см}^2$ ($3,5 \text{ in}^2$), объем фильтрата следует удвоить $\Phi_{30}=2 \cdot V_{30}$; после охлаждения фильтрата, измерить его рН;
- к) по завершении испытания закрыть верхний и нижний штуцеры ячейки высокого давления. Закрыть штуцер на источнике высокого давления, стравить избыточное давление в редукторах и линиях;



Буровой раствор в ячейке находится под давлением $4,14 \text{ МПа}$ (600 psi)! Для предотвращения серьезных увечий сохранить вертикальное положение ячейки и охладить ее до комнатной температуры, только затем стравливать давление из ячейки перед разборкой!

- л) извлечь ячейку из термостатирующей рубашки, предварительно убедившись, что верхний и нижний штуцеры плотно закрыты, линии давления стравлены и отключены. Проявляя осторожность к сохранению фильтрационной корки, установить ячейку вертикально на подходящую опору, аккуратно приоткрыть верхний штуцер и стравить давление из ячейки, открыть ячейку. Вылить буровой раствор из ячейки, извлечь фильтр с коркой. Фильтрационную корку промыть под слабой струей воды;
- м) измерить толщину фильтрационной корки K в мм с помощью толщиномера, кронциркуля или линейки;
- н) привести описание внешнего вида корки: плотная, рыхлая, эластичная, равномерная и т.п.

2. Измерения при температурах более $+150^\circ\text{C}$ (300 F)

- а) установить термометр в скважину термостатирующей рубашки и провести предварительный прогрев при температуре, на 6°C (10 F) превышающей необходимую температуру испытания. После прогрева отрегулировать термостат до необходимой температуры испытания;
- б) перемешать буровой раствор на высокоскоростной мешалке в течение 10 мин. Закрыть верхний штуцер

ячейки высокого давления, перевернуть ячейку, залить в ячейку буровой раствор до уровня на **4 см** ниже верхней кромки ячейки, установить фильтровальную бумагу или керамический диск необходимого типоразмера;



Не все поставляемое оборудование можно использовать при температурах выше +150°C (300 F)! Заранее убедитесь, что оборудование рассчитано и протестировано на необходимые давления и температуры! Использование несоответствующего оборудования может послужить причиной серьезных увечий!

Все ячейки высокого давления должны быть оборудованы аварийными выпускными клапанами. Термостатирующие рубашки должны быть оборудованы плавкими предохранителями и термостатом-отключателем. Давление паров жидкой фазы буровых растворов становится критически важным параметром при проведении испытаний при повышенных температурах. В табл. III-1 приведены значения давления паров воды для различных температур испытаний, а также минимальные значения противодействия.

Таблица III-1. Рекомендуемое минимальное противодействие

Температура испытания		Давление паров		Минимальное противодействие	
°C	F	кПа	psi	кПа	psi
100	212	101	14,7	690	100
120	250	207	30	690	100
150	300	462	67	690	100
Предел «стандартных» полевых испытаний					
175	350	932	135	1104	160
200	400	1704	247	1898	275
230	450	2912	422	3105	450

в) завершить сборку ячейки, закрыть нижний штуцер. Перевернуть ячейку фильтром вниз и поместить в термостатирующую рубашку. В скважину рубашки установить термометр;

г) к закрытому нижнему штуцеру подключить сборный коллектор, зафиксировать его положение штифтом;

д) подключить управляемый источник давления к закрытому верхнему штуцеру и к сборному коллектору, зафиксировать их положение штифтами;

е) при закрытых верхнем и нижнем штуцерах ячейки, подать в обе линии необходимое в соответствии с табл. III-I противодействие, исходя из заданной температуры испытания. Открыть верхний штуцер, подав давление внутрь ячейки. Поддерживать установленное давление на одном уровне в процессе прогрева образца;

ж) после достижения необходимой температуры испытания повысить давление в верхней линии **на** 3,45 МПа (500 psi) выше ранее установленного противодействия и открыть нижний штуцер для начала фильтрации. С этого момента начинается отсчет продолжительности фильтрации. Собирать фильтрат в течение 30 мин, поддерживая температуру испытаний с точностью до $\pm 3^{\circ}\text{C}$ ($\pm 5^{\circ}\text{F}$), и поддерживать необходимое для данной температуры противодействие. Если противодействие в сборном коллекторе превысит принятое для этого испытания значение, осторожно снизить давление, стравив некоторое количество фильтрата из сборного коллектора в мерный цилиндр;

и) по завершении испытания закрыть верхний и нижний штуцеры ячейки высокого давления. Закрыть штуцер на источнике высокого давления, стравить избыточное давление в редукторах и линиях. Выждать в течение минимум 5 мин для того, чтобы фильтрат охладился и для предупреждения его чрезмерного испарения, затем аккуратно стравить фильтрат из сборного коллектора, измерить его объем V_{30} . Также записать температуру t ,

избыточное давление ΔP и продолжительность испытания. Убедиться, что продолжительность стравливания была достаточной, чтобы весь фильтрат из приемника оказался в мерном цилиндре;



Буровой раствор в ячейке находится под давлением до 6,5 МПа (950 psi)! Для предотвращения серьезных увечий сохранить вертикальное положение ячейки и охладить ее до комнатной температуры, только затем стравливать давление из ячейки перед разборкой!

к) привести значение объема фильтрата к площади фильтрации $45,8 \text{ см}^2$ ($7,1 \text{ in}^2$). Например, если площадь фильтрации составляет $22,6 \text{ см}^2$ ($3,5 \text{ in}^2$), объем фильтрата следует удвоить $\Phi_{30}=2 \cdot V_{30}$; после охлаждения фильтрата, измерить его рН;

л) извлечь ячейку из термостатирующей рубашки, предварительно убедившись, что верхний и нижний штуцеры плотно закрыты, линии давления стравлены и отключены. Проявляя осторожность к сохранению фильтрационной корки, установить ячейку вертикально на подходящую опору, аккуратно приоткрыть верхний штуцер и стравить давление из ячейки, открыть ячейку. Вылить буровой раствор из ячейки, извлечь фильтр с коркой. Фильтрационную корку промыть под слабой струей воды;

м) измерить толщину фильтрационной корки K в мм с помощью толщиномера, кронциркуля или линейки;

н) привести описание внешнего вида корки: плотная, рыхлая, эластичная, равномерная и т.п.

● Результат анализа

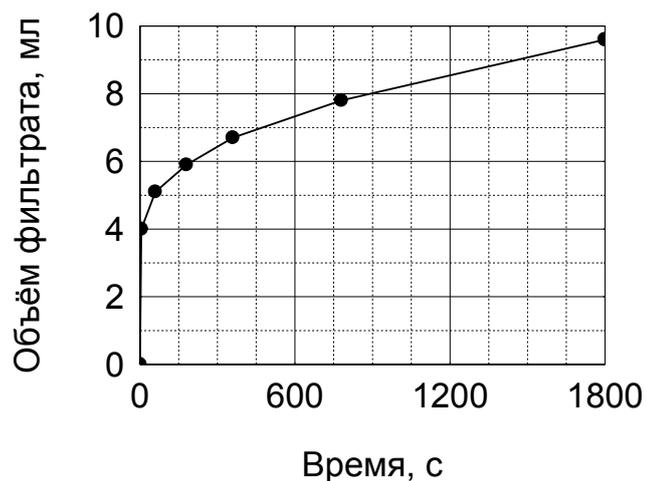
<i>Обозначение</i>	<i>Ед.изм.</i>	<i>Параметр</i>
t	°С	Температура испытания
ΔP	МПа	Перепад давления
$\Phi_{30}=2 \cdot V_{30}$	мл	Фильтратоотдача ($\Phi 53,6$ мм)
pH	-	Водородный показатель
K	мм	Толщина корки

+ Описание типоразмера керамического диска

+ Краткое описание фильтрационной корки

+ Таблица и график в координатах «время» - «объем фильтрата» (при проведении соответствующих измерений), например:

Время, с	ΔV , мл	V, мл
0	0	0
5	4	4
60	1,1	5,1
80	0,8	5,9
36	0,8	6,7
780	1,1	7,8
1800	1,8	9,6



IV. Содержания песка

Содержание песка в буровом растворе П (%) – это объемное содержание в растворе частиц размером более 74-76 мкм. Измерение проводится с использованием сита и градуированного отстойника. Показатель важен для определения эффективности работы системы очистки бурового раствора (вибрационных сит, гидроциклонов). Крайне важно лимитировать содержание песка в промывочной жидкости при использовании дорогостоящих геофизических приборов и телеметрического оборудования, оснащенного подверженными абразивному износу элементами.

■ Приборы и материалы

1. Сито 74-76 мкм²⁴ (рис. IV-1).
2. Воронка, соединяющаяся с ситом.
3. Стекланный отстойник с градуировкой.
4. Сифон.



Рисунок IV-1: Набор FANN для определения содержания песка в буровом растворе.

²⁴ Эквивалентно 200 меш. Меш (от *англ.* mesh — петля, ячейка сети, отверстие сита), единица измерения, характеризующая плетёные проволочные сита (сетки); обозначает число отверстий, приходящихся на 1 линейный дюйм (25,4 мм). Классификация сит по Меш не даёт истинного значения размеров отверстия, так как необходимо учитывать диаметр (калибр) проволоки, из которой изготовлено сито.

► Выполнение анализа

а) залить буровой раствор в стеклянный отстойник до отметки «буровой раствор» («drilling fluid»)²⁵, добавить воду до следующей отметки уровня. Закрыть горловину отстойника и энергично встряхнуть отстойник несколько раз для перемешивания;

б) пропустить смесь бурового раствора и воды через сито, предварительно смоченное водой. Добавить в отстойник немного воды, встряхнуть еще раз и слить остатки смеси на сито. Повторять до тех пор, пока отстойник не станет чистым. Промыть песок, оставшийся на сите;

в) установить сито в перевернутом положении на воронку, конец воронки опустить в горловину отстойника. Тонкой струей воды вымыть песок из сита в отстойник. Подождать, пока песок не осядет. После осаждения песка записать его содержание в объемных процентах по шкале на образующей отстойника.

● Результат анализа

За результат анализа принимается объемное содержание песка П, выраженное в %. При записи результата следует указать место отбора пробы бурового раствора, например: до вибросита, емкость ЦСГО, приемная емкость и т.п. Помимо песка, на сите могут остаться кольяматирующие материалы, присутствие которых в буровом растворе следует также отметить в результатах анализа.

²⁵ Стандартный комплект удобен тем, что метка на отстойнике указывает необходимый объем бурового раствора для прямого отсчета объемного содержания песка по шкале отстойника. Тем не менее, допустимо использовать отечественные химические градуированные отстойники, при этом необходимо записать объем взятой пробы бурового раствора и рассчитать объемное содержание песка.

V. Содержание водной, углеводородной и твердой фаз в буровом растворе

Определение фазового состава является основой для регулирования различных свойств промывочных жидкостей в полевых условиях. Содержание углеводородной фазы определяет плотность, фильтруемость жидкости и коэффициент трения фильтрационной корки. Твердая фаза (частиц глин, кольматантов, утяжелителей, соли и т.п.) участвует не только в формировании веса (плотности) промывочной жидкости, но также влияет на реологические свойства, фильтрацию, толщину фильтрационной корки.

Разгонка на реторте позволяет выделить и измерить объемные доли воды, углеводородной и твердой фаз, составляющих пробу промывочной жидкости. В реторте известный объем пробы промывочной жидкости нагревают до полного испарения жидких компонент, которые конденсируют и собирают в мерный цилиндр. Объемные доли жидких фаз определяют прямо по отметкам на шкале мерного цилиндра (граница раздела водной и углеводородной фаз в цилиндре, как правило, очень отчетлива). Общую объемную долю твердой фазы (суммарно взвешенных и растворенных веществ) получают путем вычитания из начального объема образца долей жидких фаз.

С использованием дополнительных химических методов анализа промывочных жидкостей и их фильтратов, по данным ретортной разгонки, можно рассчитать²⁶ объемную долю взвешенных твердых частиц (в отличие от растворенных солей, которые также выкристаллизовываются в реторте). Кроме того, возможно рассчитать относительные объемные содержания твердых частиц низкой плотности (как правило, имеются ввиду глины с плотностью $2,6 \text{ г/см}^3$) и утяжелителя (например, барита).

В ряде отечественных буровых компаний показатель объемного содержания углеводородной фазы строго

²⁶ См. раздел 8 в ИСО 10414-1.

регламентируют, полагая прямую связь «содержания смазки» со свободным хождением бурильного инструмента в прихватопасных интервалах.

■ Приборы и материалы

1. Реторта объемом 10 или 50 мл (рис. V-1).
2. Конденсатор (холодильник).
3. Нагревающий элемент с термореле.
4. Мерный цилиндр – приемник.
5. Вата стальная обезжиренная.
6. Высокотемпературная силиконовая смазка.
7. Ерши.
8. Нож или заточенный шпатель.
9. Воронка Марша.
10. Пеногаситель (октанол или любой доступный).
11. Штопор.



Рисунок V-1: Наборы для разгонки FANN с объемом реторты 10 мл (*а*) и 50 мл (*б*).

► Выполнение анализа

а) убедиться, что реторта, конденсатор и приемник чистые и сухие, аппарат остыл после предыдущего измерения. Ячейка реторты должна быть тщательно вычищена ножом или шпателем перед каждым измерением. Периодически внутреннюю поверхность ячейки следует шлифовать

стальной ватой. Трубку конденсатора следует прочищать ершами досуха перед каждым измерением. Скопление остатков конденсата в трубке холодильника может снизить эффективность конденсатора и исказить результаты измерений;

б) охладить пробу бурового раствора до комнатной температуры. Пропустить пробу бурового раствора через сито, установленное на воронке Марша²⁷, для удаления из раствора крупных частиц кольматантов, шлама, волокон;

в) если буровой раствор содержит пластовый газ или воздух, добавить 2-3 капли пеногасителя на 300 мл бурового раствора, медленно перемешивать раствор в течение 2-3 мин до выхода газов;

г) смазать резьбы ячейки и конденсатора высокотемпературной смазкой;

д) скатать шарик из стальной ваты и установить его в крышку ячейки. Ваты должно быть достаточно для предотвращения попадания твердых частиц в конденсатор и приемник²⁸;

е) залить исследуемый дегазированный раствор в ячейку до краев. Плотнo закрыть ячейку крышкой, при этом некоторое количество раствора выльется из ячейки. Это необходимо для точной дозировки объема образца. Протереть крышку и резьбы ячейки. Убедиться в наличии смазки на резьбе, а также проверить, не имеет ли засоров горловина ячейки;

ж) присоединить ячейку к конденсатору. Реторта должна находиться в вертикальном положении, чтобы раствор не выходил через сливную трубку конденсатора;

²⁷ Можно использовать любое другое сито с размером ячеек 1,5 мм (12 меш).

²⁸ Определяется экспериментально.

и) вставить и завинтить сливную трубку в выходное отверстие конденсатора. Закрепить мерный цилиндр на корпус конденсатора;

к) подключить шнур питания реторты, не выключать реторту до окончания дистилляции. Время дистилляции, в зависимости от характеристик углеводородной фазы, воды и содержания твердой фазы, может составить около 25 мин. Продолжать нагрев в течение 10 мин после выхода последней капли конденсата²⁹;

л) охладить конденсат до комнатной температуры, измерить объем водной фазы V_v и углеводородной фазы V_y в см^3 ;

м) охладить реторту, извлечь стальную вату с помощью штопора, вычистить ячейку с помощью ножа или шпателя.

● Результат анализа

<i>Обозначение</i>	<i>Ед.изм.</i>	<i>Параметр</i>
$W = \frac{V_e}{V_0} \cdot 100$	% об.	Объемное содержание воды
$O = \frac{V_y}{V_0} \cdot 100$	% об.	Объемное содержание углеводородов
$S = 100 - (V_e + V_y)$	% об.	Объемное содержание твердой фазы

V_0 – объем пробы бурового раствора, см^3 .

²⁹ Если в конденсате присутствуют твердые частицы или взвесь, это означает, что буровой раствор выкипел из ячейки реторты. В этом случае следует увеличить количество используемой стальной ваты и повторить измерение сначала.

VI. Коэффициент трения фильтрационной корки бурового раствора

В процессе проводки скважины всегда имеет место искривление траектории ствола, при этом бурильная колонна неизбежно контактирует со стенкой скважины. В зависимости от характеристик фильтрационной корки, покрывающей стенки скважины, и свойств поверхности бурильных труб при продольных перемещениях и вращении бурильной колонны реализуются различные виды взаимодействий со стенками — продольное скольжение, радиальное скольжение, перекатывание. Очевидно, все эти взаимодействия реактивные, то есть провоцирующие силы трения и противодействующие главному технологическому процессу. Силы трения вызывают дополнительные нагрузки на все элементы бурильной колонны и их износ, увеличивают расход энергии на спускоподъемные операции, вызывают образование продольных борозд (желобов), в которых происходит заклинивание труб, нередко их прихват. При работе в обсаженном стволе трение вызывает износ (иногда протирание) обсадных труб.

Величина сил трения определяется многими факторами, на которые трудно влиять в ходе бурения: жесткость труб, вес труб, фактический профиль и т.п. Но есть и те факторы, которыми можно управлять — частота вращения, скорость и ускорение продольного перемещения, коэффициент трения фильтрационной корки.

Поэтому для промывочных жидкостей, особенно предназначенных для наклонных и горизонтальных скважин, часто регламентируют предельные значения коэффициента трения фильтрационной корки. В целях снижения коэффициента трения промывочные жидкости обрабатывают полимерами, смазочными добавками, порошками антифрикционных материалов (графит, тефлон и т.п.) и даже пластиковыми шариками субмиллиметровых размеров.

Определение коэффициента трения всегда сводится к измерению усилия, которое необходимо для перемещения одного тела вдоль другого при наличии некоторой поперечной перемещению нагрузки. В нефтегазовой практике используют

несколько различных типов машин трения, предназначенных для определения коэффициентов трения в парах «сталь по стали» (УСР-1, НПК «ЗИП-Магнетроника»; Lubricity Tester, OfiTE) или «сталь по горной породе» (Lubricity Evaluation Monitor, OfiTE). Однако эти установки громоздки, дороги не пригодны для промыслового применения. Поэтому для условий буровой в СССР были разработаны простые приборы – наклонные площадки с перемещаемым грузом. На изогнутое ложе площадки укладывается фильтрационная корка вместе с бумажным фильтром (после определения показателя фильтрации). На корку кладут цилиндрический груз известной массы. Площадку медленно наклоняют до тех пор, пока груз не начнет сдвигаться. В момент сдвига груза фиксируют угол наклона площадки, по которому рассчитывают коэффициент трения скольжения стали по глинистой корке. В буровой практике используют также термин «липкость», по-видимому, обращая внимание на то, что сталь взаимодействует не с твердой, а жидкоподобной средой.

Липкость глинистой корки³⁰ – величина, характеризующая силы адгезии поверхности стали к глинистой корке. Расчет липкости L , измеряемой в г/см², производится по формуле:

$$L = (P \cdot \sin\alpha) / F,$$

где P – масса стального груза, накладываемого на глинистую корку, г; α – угол наклона (отклонения от горизонтали) площадки, на которую укладывается фильтровальная бумага с глинистой коркой, градус; F – площадь контакта груза с глинистой коркой, см².

В полевых условиях для измерения липкости глинистой корки используют прибор КТК-2 производства ООО «НПК КорудХим», ООО НПП «Рубин» и др. Масса цилиндрического груза в приборе постоянна (140 ± 1 г), диаметры груза (38-39 мм) и ложа (60 мм) фиксированы.

Поскольку для полевых оперативных измерений точность определения может быть снижена до относительной

³⁰ По кн. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург: Издательство «Летопись», 2005. С. 63.

погрешности порядка 5%, площадь контакта груза с глинистой коркой принимается постоянной величиной. Следовательно, определение липкости сводится к измерению угла α , который можно условно назвать «угловой липкостью» (УЛ) и использовать для регулирования параметров бурового раствора в процессе проводки ствола скважины.

■ Приборы и материалы

1. Прибор КТК-2.
2. Секундомер.
3. Ацетон.
4. Ветошь.

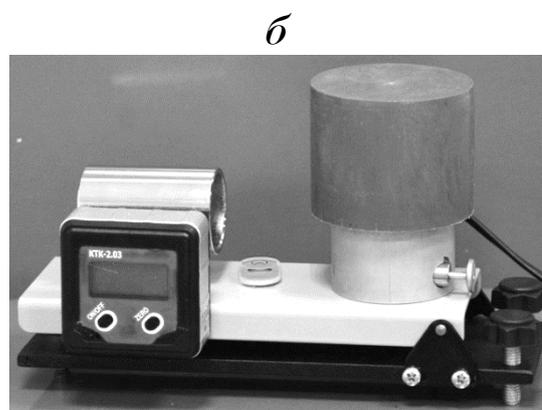
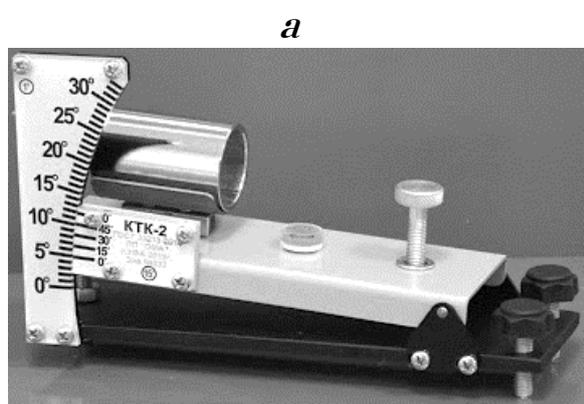


Рисунок VI-1: Приборы КТК-2

для изучения коэффициента трения скольжения с ручным приводом столика и нониусной аналоговой шкалой (а) и с электрическим приводом столика и цифровым инклинометром (б).

► Выполнение анализа

- а) установить прибор КТК-2 на устойчивое основание, опустить наклонную площадку в нижнее положение;
- б) выставить площадку прибора по уровню, регулируя наклон винтами на основании прибора;
- в) поместить на ложе фильтровальную бумагу с глинистой коркой. После измерения фильтратоотдачи корку не промывать. Время для переноса корки на ложе с момента разбора ячейки фильтр-пресса должно быть не более 1 мин;
- г) на корку поместить цилиндрический груз таким образом, чтобы конец груза на 2-3 мм выступал за край глинистой корки в сторону сдвига, установить таймер или секундомер на 5 мин;

- д) по истечении указанного времени начать плавно поднимать наклонную плоскость с помощью подъемного винта или электропривода, в зависимости от модели прибора;
- е) заметить на нониусе прибора (или цифровом инклинометре) и записать значение угла наклона плоскости, с точностью до минут, при котором груз начал сдвигаться;
- ж) после проведения измерения груз следует промыть водой и протереть ацетоном. Не допускается касание пальцами рабочей поверхности груза.

● **Результат анализа**

Результат измерения представляет собой значение $УЛ(\alpha)$ в градусах, которое заносят в журнал контроля параметров бурового раствора (рапорт, протокол).

При необходимости (требования проекта на строительство или нужды технологического отдела) вычисляют коэффициент трения корки по формуле

$$k_{тр} = \operatorname{tg} \alpha$$

или находят его по приведенной ниже таблице.

Угол нак- лона	минуты			
	градусы	0	15	30
0	0,0000	0,0044	0,0087	0,0131
1	0,0175	0,0218	0,0262	0,0306
2	0,0349	0,0393	0,0437	0,0480
3	0,0524	0,0568	0,0612	0,0655
4	0,0699	0,0743	0,0787	0,0831
5	0,0875	0,0919	0,0963	0,1007
6	0,1051	0,1095	0,1139	0,1184
7	0,1228	0,1272	0,1317	0,1361
8	0,1405	0,1450	0,1495	0,1539
9	0,1584	0,1629	0,1673	0,1718
10	0,1763	0,1808	0,1853	0,1899
11	0,1944	0,1989	0,2035	0,2080
12	0,2126	0,2171	0,2217	0,2263
13	0,2309	0,2355	0,2401	0,2447
14	0,2493	0,2540	0,2586	0,2633
15	0,2679	0,2726	0,2773	0,2820

Угол нак- лона	минуты			
	градусы	0	15	30
16	0,2867	0,2915	0,2962	0,3010
17	0,3057	0,3105	0,3153	0,3201
18	0,3249	0,3298	0,3346	0,3395
19	0,3443	0,3492	0,3541	0,3590
20	0,3640	0,3689	0,3739	0,3789
21	0,3839	0,3889	0,3939	0,3990
22	0,4040	0,4091	0,4142	0,4193
23	0,4245	0,4296	0,4348	0,4400
24	0,4452	0,4505	0,4557	0,4610
25	0,4663	0,4716	0,4770	0,4823
26	0,4877	0,4931	0,4986	0,5040
27	0,5095	0,5150	0,5206	0,5261
28	0,5317	0,5373	0,5430	0,5486
29	0,5543	0,5600	0,5658	0,5715
30	0,5774	0,5832	0,5890	0,5949
31	0,6009	0,6068	0,6128	0,6188

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

ЛОСЕВ Александр Павлович

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ
ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ
В ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ
Часть 1
ФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ**

В АВТОРСКОЙ РЕДАКЦИИ

Компьютерная верстка: *А. П. Лосев*

Подписано в печать 01.12.2020. Формат 60×90¹/₁₆.
Бумага офсетная. Гарнитура «Bodoni».
Усл. п. л. 3,25. Тираж 300 экз. Заказ № 268

ISBN 978-5-91961-343-5



9 785919 613435

Издательский центр
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина
119991, Москва, Ленинский проспект, дом 65
тел./факс: (499) 507 82 12