

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ  
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«БАШКИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

КАФЕДРА ГЕОФИЗИКИ

Реферат по дисциплине «Геофизические методы контроля» на тему:  
«Гидродинамический дебитомер»

Выполнил:  
студент 4 курса гр. 4Ф-3  
Кадыров А.В.  
Проверил:  
старший преподаватель  
кафедры геофизики  
Федотов В.Я.

Уфа 2020

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ . . . . .	3
1 МЕХАНИЧЕСКИЙ РАСХОДОМЕР . . . . .	4
1.1 Пакерный и беспакерный расходомер . . . . .	4
1.2 Градуировка и передаточная характеристика . . . . .	8
1.3 Метрологические параметры . . . . .	10
1.4 Измерение . . . . .	11
ЗАКЛЮЧЕНИЕ . . . . .	13
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК . . . . .	14

## ВВЕДЕНИЕ

С целью получения данных о притоке жидкости в скважину, а в нагнетательных скважинах — для оценки количества жидкости, поступающей в пласт (приемистость пласта), применяют расходомеры или дебитомеры. Расходомерами измеряют расходы воды, нагнетаемой в скважину, дебитомерами — притоки нефти, газа и их смеси с водой, поступающей из пласта в скважину [4].

По принципу измерения у данных приборов нет особых различий. Расходомеры отличаются от дебитомеров бóльшим диаметром корпуса глубинного прибора [3].

Глубинные расходомеры являются важным средством изучения нефтяного месторождения и исследования характера работы нефтяных скважин. С помощью глубинных расходомеров на нефтяных месторождениях решают следующие задачи:

- измеряют дебит каждого пласта в отдельности при одновременной раздельной эксплуатации нескольких нефтяных горизонтов одной скважиной;
- определяют место и значение притока по вертикали нефтяного горизонта для выявления качества перфорации, эффективности гидравлического разрыва пласта и местообразования трещин;
- устанавливают характер притока жидкости из пласта в скважину (изменение притока в зависимости от забойного давления) при гидродинамических исследованиях пласта;
- определяют места нарушений герметичности эксплуатационной колонны по изменению притока по стволу скважины;
- устанавливают наличие перетока жидкости из одного продуктивного пропластка в другой [3].

# 1 МЕХАНИЧЕСКИЙ РАСХОДОМЕР

На практике известно довольно много методов определения расхода, причем простейшими и поэтому наиболее распространенными из них являются методы с использованием механических элементов, в которых поток перемещает или вращает твердое тело. Таким образом, это перемещение или вращение тела оказывается пропорциональным расходу [2].

Преимуществами турбинных расходомеров по сравнению с расходомерами других типов являются:

- линейная зависимость их выходного сигнала от скорости потока в установленном для прибора диапазоне (прямое измерение);
- простота электрической схемы, а также относительная простота механической части.

Недостатки турбинных расходомеров:

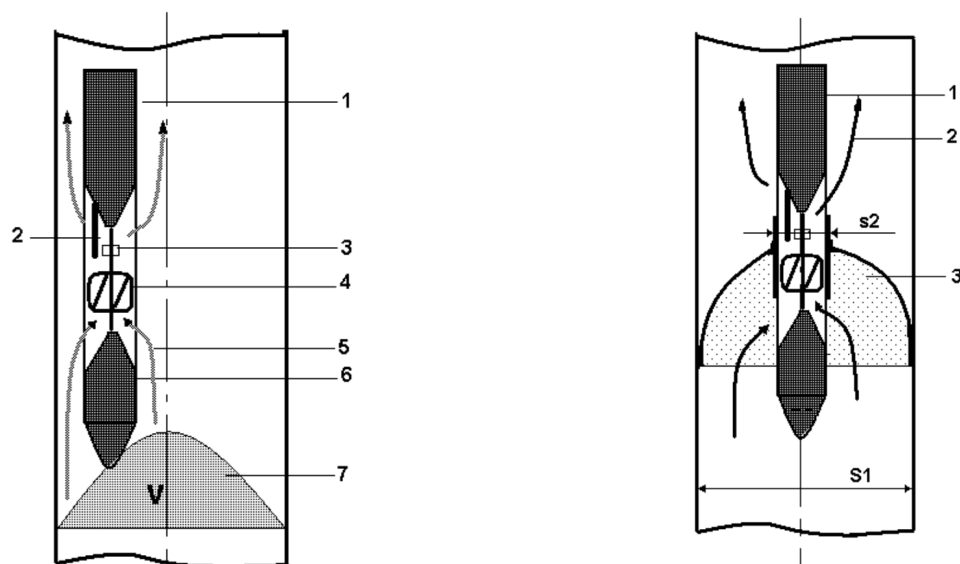
- наличие движущихся частей и деталей;
- низкая износостойкость;
- склонность к загрязнению смолистыми отложениями и парафином;
- зависимость показаний счета прибора от фазового состояния среды и направления потока.

Однако, несмотря на свои недостатки, турбинные расходомеры остаются одними из самых распространенных датчиков расхода жидкости в геофизике [2]. Типовые конструкции механических измерителей скорости потока приведены на рис. 1.1.

Принцип работы такого расходомера основан на использовании механической турбины, вращающейся под действием потока скважинного флюида. При этом, скорость вращения турбины оказывается пропорциональной расходу [1].

## 1.1 Пакерный и беспакерный расходомер

Особенность беспакерного расходомера является его конструкция, обеспечивающая измерение скорости потока флюида, свободно обтекающего при-



а) Беспакерный расходомер

б) Пакерный расходомер

Рис. 1.1 – а) 1 — корпус прибора; 2 — датчик вращения турбинки; 3 — постоянный магнит; 4 — турбинка; 5 — линии тока измеряемого потока; 6 — передний обтекатель; 7 — эпюра скорости потока в свободной трубе при однофазном потоке б) 1 — корпус прибора; 2 — линии тока исследуемого потока; 3 — пакерное устройство, перекрывающее скважину;  $S_1$  — площадь сечение скважины;  $s_2$  — проходное сечение прибора

бор. При этом корпус прибора может быть центрирован относительно оси скважины, или смещен к стенке. Учитывая распределение скорости потока по радиусу скважины, следует отметить, что измеряемая скорость потока, в общем случае, не соответствует ни средней, ни максимальной. При пересчете скорости потока на расход необходимо учитывать реальное сечение канала тока и искажающее влияние корпуса прибора на структуру потока. Корректных способов оценки этих взаимовлияний не существует, но они учитываются в процессе градуировки прибора, выполняемого в восходящем и нисходящем потоке в трубах различного диаметра [1].

Отличительной особенностью пакерного расходомера является наличие пакерного устройства, управляемого или неуправляемого, обеспечивающего перекрытие пространства между прибором и стенками скважины. При этом весь поток жидкости направляется на турбинку расходомера, а скорость потока

в приборе увеличивается в соответствии с соотношением:

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{S_1}{s_2}$$

где  $S_1 = \pi R^2$  — площадь сечения скважины,  $s_2$  — проходное сечение прибора,  $V_1$  — средняя скорость потока в скважине,  $V_2$  — скорость потока в зоне турбинки [1].

На рис. 1.2, а изображен дебитомер-расходомер турбинного типа. Измерительным элементом служит разгруженная гидрометрическая турбинка. Поток жидкости, проходя через окна 8 и 11, вращает турбинку 9, на общей оси с которой установлен постоянный П-образный магнит 7. Этот магнит через стенку герметичной камеры (из немагнитного материала) управляет установленным в камере магнитным прерывателем тока 6. Принцип действия прерывателя следующий (рис. 1.2, б). При вращении магнита 7, укрепленного на турбинке, магнитная стрелка 12 совершает колебательные движения вокруг оси 16, замыкая и размыкая электрическую цепь через подвижный контакт 15. Таким образом, в цепи, подключенной к кабелю 1, возникают электрические импульсы, число которых, очевидно, совпадает с числом оборотов турбинки. Амплитуда колебаний стрелки ограничивается контактом 15 и упором 13. Магнит 14 увеличивает время стояния стрелки на контакте. Преимущество магнитного прерывателя — незначительная мощность, требуемая для его работы, а отсюда весьма небольшое тормозящее действие на турбинку [3].

Пакер 10 рассматриваемого прибора представляет собой чехол из ткани, натянутой между парами пластинчатых пружин. Раскрытие пакера осуществляется электрическим приводом, состоящим из электродвигателя и ходового винта 3. Винт 3, ввинчиваясь в траверсу 4, двигает подвижную трубу 5 относительно корпуса 2 вниз. При этом труба 5, нажимая на пластинки пакера, выгибает их наружу, и, расправляя ткань пакера, перекрывает кольцевое пространство между дебитомером и колонной. Одновременно с этим окно 8 на трубе 5 совмещается с соответствующим окном в корпусе 2, открывая путь для движения всего потока жидкости через струенаправляющую трубу дебитомера, где установлена турбинка. При обратном направлении вращения

ходового винта 3 пластинки пакера распрямляются и ткань складывается вокруг прибора.

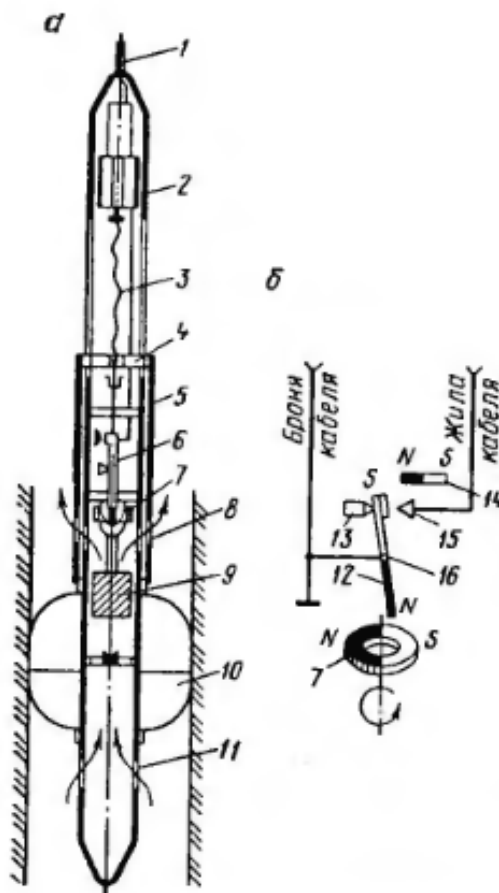


Рис. 1.2 – Принципиальная схема дебитомер турбинного типа (а) и магнитного прерывателя (б)

Импульсы тока от прерывателя б по кабелю передаются на поверхность, специальным блоком частотомера преобразуются в постоянный ток, который пропорционален числу импульсов и регистрируется регистратором геофизической станции. Частота вращения турбины пропорциональна скорости потока. Коэффициент пропорциональности определяется градуировкой прибора на специальных стендах или непосредственно на скважине.

Основной элемент, определяющий характеристики механического расходомера — подшипник оси турбинки (рис. 1.3). В зависимости от качества его изготовления, зависит как минимальная скорость измеряемого потока, так и стабильность показаний при эксплуатации [2].

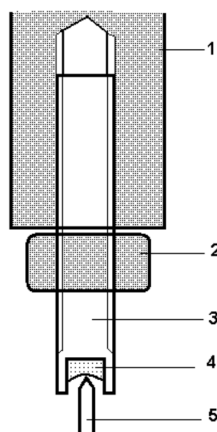


Рис. 1.3 – Конструктивное исполнение подшипника оси турбинки

1 — корпус прибора, 2 — контрогайка, 3 — металлический стержневой корпус подшипника, 4 — собственно подшипник, корунд или рубин со сферической рабочей поверхностью, 5 — ось турбинки из высокопрочного металла

Путем изменения глубины ввертывания корпуса подшипника в корпус прибора, добиваются минимального вертикального люфта оси турбинки, которое обеспечивает минимальный тормозной эффект.

Загрязнение подшипника абразивными частицами или смолистыми отложениями приводит к резкому увеличению сил трения, которые в свою очередь влияют на передаточную характеристику датчика. Увеличенный осевой люфт в сочетании с дисбалансом турбинки выводит точку контакта оси турбинки с полированной корундовой поверхности на боковую поверхность, что резко увеличивает площадь контакта и, соответственно, силу трения в подшипнике.

## 1.2 Градуировка и передаточная характеристика

В процессе градуировки механических скважинных расходомеров на специальных стендах снимают показания с измерителя, соответствующие скорости вращения оси турбинки в зависимости от скорости потока или расхода [1]. Типовая градуировочная диаграмма приведена на рис. 1.4.

Реальный датчик скорости потока имеет ограничение по скорости потока как снизу  $V_1$ , так и сверху  $V_2$ . Нижний порог  $V_1 = V_{стр}$  получил название — ”порог страгивания” и возникает за счет трения в подшипниках оси турбинки.



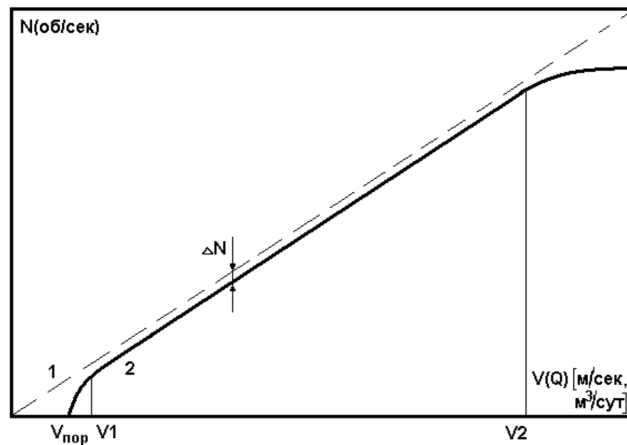


Рис. 1.4 – Градуировочная кривая механического расходомера.

1 — передаточная характеристика идеального датчика, 2 — реальная градуировочная характеристика,  $V_{\text{пор}}$  — порог срабатывания датчика (начало вращения),

$V_1 < V_{\text{раб}} < V_2$  — диапазон рабочих скоростей датчика

Кроме того, дополнительный тормозящий эффект возникает при нарушении статической балансировки турбинки, особенно заметный в наклонных и горизонтальных скважинах. Верхняя граница рабочего диапазона  $V_2$  определяется началом искажения линейной зависимости за счет эффекта "проскальзывания" жидкости мимо турбинки. Если известны значения  $V_1$ ,  $V_2$  и диаметр трубы, легко определить нижний и верхний порог рабочих расходов для конкретного расходомера из соотношения:

$$Q = VS$$

где  $S = \frac{1}{4}\pi D^2$  — площадь внутреннего сечения трубы [1].

Пороговые значения скорости потока и диапазон изменения расхода в эксплуатационной колонне и в НКТ для механических расходомеров, рассчитанные по данным производителя, приведены в таблицах 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1 – Пакерный расходомер

Диапазон измерения расхода по жидкости		
В колонне $D = 146$ мм		В НКТ $D = 73$ мм
$Q_{1\text{min}}$	0.2 м³/час (4.8 м³/сут)	0.05 м³/час (1.2 м³/сут)
$Q_{2\text{max}}$	60 м³/час (1440 м³/сут)	15.00 м³/час (360 м³/сут)

Таблица 1.2 – Беспакерный расходомер

Диапазон измерения скорости потока по жидкости		Диапазон измерения расхода по жидкости		
		В колонне $D = 146$ мм		В НКТ $D = 73$ мм
$V_{1\min}$	0.006 м/с	$Q_{1\min}$	0.2 м <sup>3</sup> /час (4.8 м <sup>3</sup> /сут)	0.05 м <sup>3</sup> /час (1.2 м <sup>3</sup> /сут)
$V_{2\max}$	1.755 м/с	$Q_{2\max}$	60 м <sup>3</sup> /час (1440 м <sup>3</sup> /сут)	15.00 м <sup>3</sup> /час (360 м <sup>3</sup> /сут)

В том случае, когда реальный расход жидкости, или относительная скорость потока выходят за указанные пределы, механический расходомер не обеспечивает возможность количественных оценок измеряемого параметра.

Механические расходомеры должны удовлетворять следующим требованиям:

- динамический диапазон (отношение максимального измеряемого дебита к минимальному) для пакерных приборов – не менее 10, для беспакерных — не менее 50;
- коэффициент нелинейности — не более  $\pm 3$  %;
- нижний предел измерений для пакерных приборов — не более 5 м<sup>3</sup>/сут, беспакерных — 20 м<sup>3</sup>/сут;
- погрешность измерения скорости вращения турбинки — не более  $\pm 3$  %;
- коэффициент пакеровки прибора при неизменном диаметре колонны — не менее 0,9;
- превышение амплитуды полезного сигнала над уровнем помех — не менее чем в 5 раз [5].

### 1.3 Метрологические параметры

Реальные значения метрологических параметров скважинного расходомера в условиях эксплуатации могут существенно отличаться от паспортных значений по следующим причинам:

- загрязнение турбинки или подшипников приводит к значительному повышению порога страгивания;

- механический износ подшипника и искривление оси турбинки приводит к возникновению дисбаланса и повышению порога страгивания;
- загрязнение, износ, искажение геометрии турбинки существенно снижает верхний диапазон регистрируемых скоростей и расходов;
- различие плотности или вязкости скважинного флюида относительно характеристик технической воды, на которой проводится градуировка расходомера, существенно меняет метрологические параметры прибора;
- отклонение оси прибора от вертикального положения приводит к возникновению дополнительного тормозящего момента на оси турбинки и искажает его метрологические характеристики;
- отклонение оси скважины от вертикали в условиях двух или трехфазного потока вызывает существенное искажение профиля скоростей по сечению потока и затрудняет возможность количественных измерений беспакерными расходомерами [1].

Таким образом, метрологические параметры механических скважинных расходомеров, полученные в идеальных условиях на специальных стендах, не могут быть рекомендованы для количественных измерений в скважинных условиях.

#### 1.4 Измерение

Для количественных измерений средней скорости потока и оценки дебита (расхода) флюида рекомендуется метод прямой калибровки расходомера в скважинных условиях в процессе исследований. Технология исследований, обеспечивающая учет реальных метрологических параметров расходомера, построение профиля притока (поглощения) и количественную оценку расхода флюида, получила название "расходометрия на скоростях". Для успешной реализации технологии необходимо проведение серии замеров на спуске и на подъеме в интервале эксплуатируемых пластов. Для оценки общего дебита исследования проводятся выше интервала притока в зоне установившегося потока (рис. 1.5, 1.6) [1].

Типовые диаграммы, регистрируемые методом механической расходо-  
метрии в добывающей и нагнетательной скважинах, приведены на рис. 1.5.

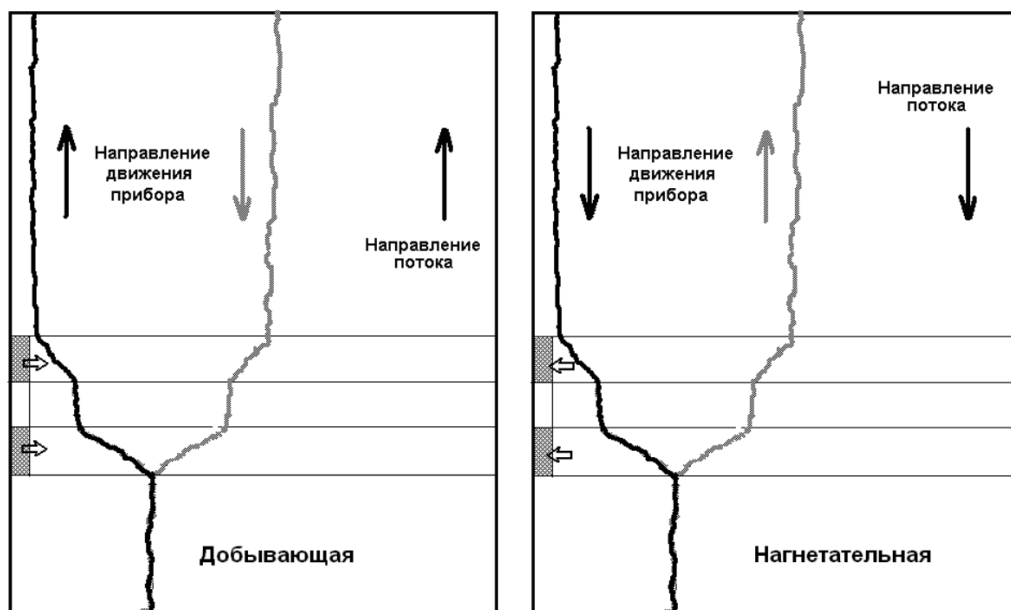


Рис. 1.5 – Типовая диаграмма механического расходомера в интервале пласта, регистрируемая в добывающей и нагнетательной скважине на спуске и подъеме

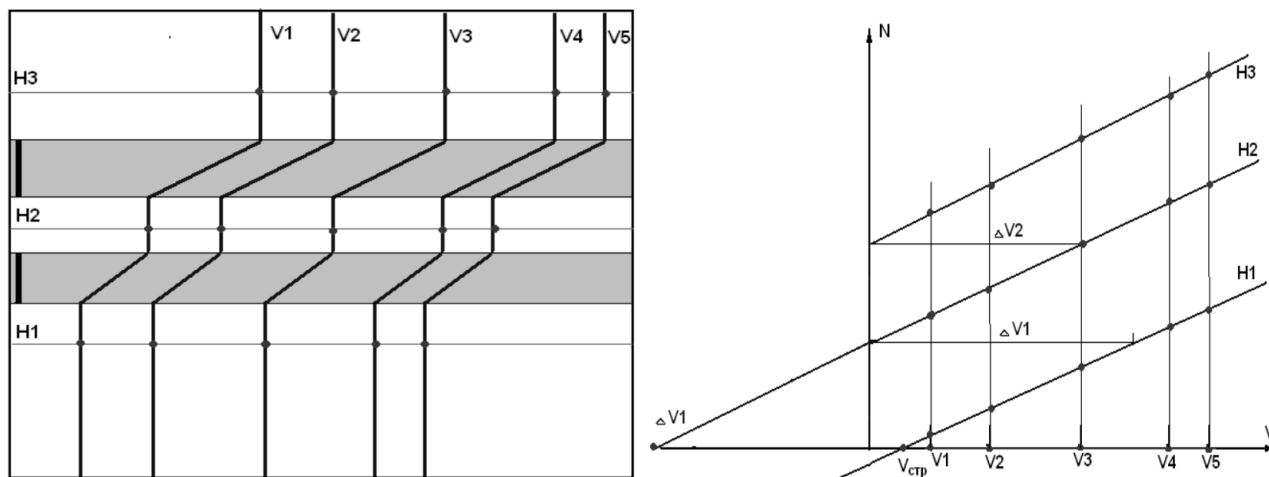


Рис. 1.6 – Типовые диаграммы механической расходомерии на скоростях  
выполненные в интервалах притока и алгоритм обработки замеров на скоро-  
стях. Замеры выполнены навстречу потоку.  $\Delta Q = \frac{1}{4}\pi D^2 \Delta V$ , где  $Q$  — расход  
жидкости,  $D$  — внутренний диаметр скважины,  $\Delta V$  — приращение скорости  
жидкости;

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Используют беспакерные и пакерные расходомеры, последние — только для измерения потоков жидкости. Пакер служит для перекрытия сечения скважины и направления потока жидкости через измерительную камеру, в которую помещена турбинка. При использовании пакера невозможен непрерывный режим записи [5].

На сегодняшний день расходомеры с датчиком турбинного типа более развиты и всё больше находят свое применение в нефтяной и газовой промышленности. То есть альтернативы глубинным механическим расходомерам - как недорогому, достаточно универсальному и хорошо изученному средству измерения объема жидкости и газа в стволе эксплуатационной скважины на сегодняшний день не существует [3].

Специфические условия, при которых работают глубинные приборы это: большая глубина спуска; высокие температуры и давления; небольшой диаметр скважины; коррозионная активность; удары, тряски и т. д. Для получения высокой точности результатов измерения к чувствительным элементам глубинных приборов выдвигают жесткие требования. К ним относятся: большой диапазон измерений, высокая чувствительность, малая инерционность, работоспособность при больших температурах и давлениях, стабильность во времени, коррозионная стойкость, устойчивость к вибрациям и ударам [3].

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Термогидродинамические исследования пластов и скважин нефтяных месторождений [Электронный ресурс]: учеб.-методическое пособие / Р.А. Валиуллин [и др.]; Башкирский государственный университет. — Уфа: РИО БашГУ, 2015. — URL: [https://elib.bashedu.ru/dl/read/Valiullinidr\\_Termodinamicheskieissledovaniyaplastov\\_up\\_2015.pdf](https://elib.bashedu.ru/dl/read/Valiullinidr_Termodinamicheskieissledovaniyaplastov_up_2015.pdf)
2. Яруллин, Р.К. Датчики физических полей в геофизике [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Башкирский государственный университет; Р.К. Яруллин. — Уфа: РИО БашГУ, 2015. — URL: [https://elib.bashedu.ru/dl/read/Jarullin\\_Datchikifizicheskikhpolejvgeofizike\\_up\\_2015.pdf](https://elib.bashedu.ru/dl/read/Jarullin_Datchikifizicheskikhpolejvgeofizike_up_2015.pdf)
3. Механическая дебитометрия в скважинах, оборудованных ШГН [Электронный ресурс] / — URL: <https://studfile.net/preview/6373795>
4. Дебитометрия и расходомерия скважин [Электронный ресурс] / — URL: [https://studopedia.ru/20\\_26086\\_debitometriya-i-rashodometriya-skvazhin.html](https://studopedia.ru/20_26086_debitometriya-i-rashodometriya-skvazhin.html)
5. Геофизические исследования в эксплуатационных нефтяных и газовых скважинах [Электронный ресурс] / — URL: [https://www.ineft.ru/doku.php/рд/153-39.0-072-01/раздел\\_25](https://www.ineft.ru/doku.php/рд/153-39.0-072-01/раздел_25)