

А.А. Исмаилов, А.С. Аманкул

ОПРОБОВАНИЕ И ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ
имени К.И.САТПАЕВА

А.А. Исмаилов, А.С. Аманкул

ОПРОБОВАНИЕ И ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН

*Рекомендовано Республиканским учебно-методическим
объединением в качестве учебного пособия*

Алматы, 2003

УДК 622.244.6

ББК 33.131Л73

И 85 **Исмаилов А.А., Аманкул А.С.** Опробование и испытание
скважин: Учеб. пособие – Алматы: КазНТУ, 2003. 83 с.

ISBN 9965-673-18-7

Рассмотрены техника и технология опробования и испытания перспективных на нефть и газ горизонтов в процессе бурения. Приводится классификация опробователей пластов, их техническая характеристика, условия и область применения.

Учебное пособие предназначено для студентов, обучающихся по специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин». Также оно представляет интерес для инженерно-технических работников предприятий нефтегазовой промышленности.

Ил. 33. Табл. 18. Библиогр. – 7 назв.

Рецензенты:

Т.Т.Танатаров, канд. техн. наук, проф.;

Б.А. Смагулов, канд. техн. наук, производственный

директор СП «Казахтуркмунай ЛТД»

Печатается по плану издания Министерства образования

и науки Республики Казахстан на 2003 г.

И $\frac{2503010300}{00(05) - 03}$

ISBN 9965-673-18-7

© КазНТУ, 2003

ВВЕДЕНИЕ

Темпы и результативность работ по поискам и разведке промышленных запасов нефти и газа в значительной степени зависят от организации и технического оснащения работ по опробованию и испытанию скважин в процессе бурения, так как результаты опробования в необсаженных скважинах определяют дальнейшие работы по бурению, креплению и цементированию скважин.

Основной задачей опробования и испытания скважин является определение гидродинамических параметров проницаемого пласта и выяснение его промышленной значимости.

Решающее влияние на достоверность полученной информации о характере вскрытого горизонта оказывает правильный выбор способа и оборудования для опробования.

В настоящее время разработаны и широко внедрены в производство опробователи пластов с опорой на забой, без опоры на забой, спускаемые в скважину на бурильных трубах, каротажном кабеле или сбрасываемые внутрь бурильных труб.

Применение испытателей и опробователей пластов на отечественных нефтяных и газовых месторождениях позволяет повысить эффективность геолого-поисковых работ и сэкономить значительные материальные средства.

1. СУЩНОСТЬ ОПРОБОВАНИЯ И ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИН

Широко используемые геофизические исследования скважин позволяют с какой-то степенью вероятности оценить содержание пласта (нефть, газ, вода). Отобранные образцы пород существенно дополняют геофизические данные, но не дают исчерпывающих сведений о характере пластовых флюидов, не позволяют судить о величине пластового давления и др.

Окончательное заключение о наличии нефти или газа в том или ином пласте, и тем более о его промышленной значимости можно сделать только в результате опробования.

В настоящее время известны испытатели пластов трех типов:

1. Спускаемые в скважину на бурильных трубах;
2. Сбрасываемые внутрь бурильных труб;
3. Спускаемые в скважину на каротажном кабеле.

В задачи опробования перспективных горизонтов входит:

- получение притока пластового флюида из опробуемого объекта;
- отбор проб пластовой жидкости или газа для последующего лабораторного анализа ее состава и свойств;
- оценка продуктивности объекта;
- оценка коллекторских свойств пласта;
- оценка степени загрязненности пристволенной зоны пласта.

Сущность опробования заключается в изоляции рассматриваемого объекта от всех проницаемых объектов и от воздействия давления столба промывочной жидкости, заполняющей скважину, создании достаточно большой разности между пластовым давлением в данном объекте и давлением в скважине с целью получения притока пластовой жидкости, регистрации объемной скорости притока и характера изменения давления в скважине против данного объекта на протяжении всего периода опробования, а также в отборе представительной пробы пластовой жидкости.

Конкретный объем задач, которые ставятся при опробовании того или иного горизонта, зависит от назначения скважины, перспективности объекта, способа опробования, устойчивости пород в необсаженной части ствола скважины, состава и свойств промывочной жидкости, возможностей оборудования и аппаратуры, которыми располагает предприятие, квалификации инженерного персонала и других факторов.

Решить эти задачи можно как в процессе бурения, сразу же после вскрытия данного перспективного объекта, до перекрытия его обсад-

ной колонной так и после завершения бурения всей скважины и укрепления стенок ее колонной труб. В последнем случае решение задач опробования совмещают с детальным испытанием пластов. Во многих случаях опробование в процессе бурения позволяет заметно уменьшить стоимость скважины:

1. Если опробованные объекты оказались непродуктивными, отпадает необходимость спуска и цементирования обсадной колонны;

2. Если непродуктивной оказались часть объектов, отпадает необходимость детального испытания их, перфорации обсадной колонны против таких объектов, а также установки разобщающих мостов на период испытания.

К опробованию после окончания бурения скважины и спуска обсадной колонны следует прибегать лишь в крайних случаях.

1. Если породы крайне неустойчивы и эффективное опробование в процессе бурения невозможно из-за ненадежности разобщения данного объекта от других проницаемых объектов и воздействия давления столба промывочной жидкости в скважины;

2. Если аппаратура непригодна для опробования данного объекта, например, вследствие чрезмерно высокой пластовой температуры.

В процессе бурения объекты опробуют по мере их вскрытия, т. е. способом "сверху-вниз". После окончания, бурения – способом "снизу-вверх".

1.1. Аппараты для опробования

1. Аппараты спускаемые в скважину на каротажном кабеле. С их помощью можно отобрать в герметизированный баллон от 5 до 20 дм³ жидкости (газа) и зарегистрировать характер изменения давления и температуры в баллоне за период отбора пробы.

Достоинства:

– минимальный объем подготовительных работ к спуску аппарата в скважину;

– минимальные затраты времени на спуск и подъем аппарата и отбора проб;

– минимальная степень загрязнения объекта промывочной жидкостью до начала опробования.

Недостатки:

– малый объем информации об опробуемом объекте, что связано с ограниченной вместимостью баллона и с тем, что исследование охватывает лишь незначительную часть мощности объекта.

Данный способ весьма оперативный и дешевый, особенно в объектах малой мощности и перспективности.

2. Аппараты сбрасываемые внутрь колонны бурильных труб непосредственно перед началом опробования объекта. Такие аппараты позволяют опробовать тот объект, который в данный момент разбуривается долотом.

Достоинства:

- возможность опробования объекта, пока он не загрязнен;
- минимальные затраты времени на подготовительные работы, спуск и подъем аппарата;
- минимальная стоимость работ.

Недостатки:

- сравнительно малый объем проб;
- недостаточный объем информации;
- возможность использования только при роторном способе бурения.

3. Аппараты спускаемые на бурильных трубах – пластоиспытатели. Эти аппараты наиболее широко используются в бурении и позволяют получить наибольший объем информации об опробуемом объекте.

Достоинства:

- достаточно полный объем информации об опробуемом объекте;
 - достаточное количество отобранной пробы пластового флюида для последующего анализа;
 - возможность использования в широком диапазоне пластовых условий.
- Недостатки:**

- необходимость выполнения довольно значительного объема подготовительных работ перед спуском;
- значительные затраты времени;
- возможность более существенного загрязнения объекта промысловой жидкостью за время подготовительных работ и спуска;
- большая стоимость работ.

Ниже даны характеристика и технология опробования испытателями пластов различных видов.

2. ИСПЫТАТЕЛИ ПЛАСТОВ, СПУСКАЕМЫЕ НА БУРИЛЬНЫХ ТРУБАХ

Современный пластоиспытатель состоит из следующих основных узлов: фильтра, пакера, опробователя с уравнительным и впускным клапанами, запорного клапана и циркуляционного клапана, (рис 1).

В период спуска аппарата в скважину (рис. 1 – а) главный (впускной) клапан закрыт, поэтому жидкость вытесняемая пластоиспытателем, не может проникнуть внутрь бурильных труб и движется вверх по кольцевому пространству. Отверстия уравнительного клапана открыты.

Спустив испытатель в скважину, расширяют в радиальном направлении резиновый элемент пакера (рис. 1 – б). Закрываются отверстия уравнительного клапана и открываются отверстия главного клапана и подпакерная зона получает сообщение с внутренней полостью колонны бурильных труб.

После открытия впускного клапана (рис. 1 – в) жидкость (газ) под влиянием депрессии начнет притекать из пласта в подпакерную зону и через отверстия в фильтре через главный клапан в полость бурильной колонны.

Приток прерывают, закрывая запорный клапан (рис. 1 – г). После закрытия запорного клапана поступление жидкости из пласта продолжается, а давление будет возрастать до тех пор, пока оно не станет равным пластовому.

Если запорный клапан открыть вновь, приток пластовой жидкости в бурильные трубы возобновится, а давление в подпакерной зоне резко понизится. Через некоторое время запорный клапан закрывают, приток прекращается, а давление подпакерной зоне быстро возрастает вследствие продолжающегося поступления сюда жидкости из пласта.

После выравнивания давления в подпакерной зоне и в пласте (рис. 1 – д) приподнимают колонну бурильных труб с усилием, превышающим ее вес в жидкости. При этом сначала закрывается главный клапан, затем откроется уравнительный клапан и промывочная жидкость из надпакерной зоны перетекает в подпакерную. Давления на резиновый элемент сверху и снизу выравниваются и резиновый элемент возвратится в первоначальное транспортное положение (1 – е).

Те периоды, при котором происходит приток пластовой жидкости при открытом запорном клапане называются открытыми периодами, а те периоды при закрытом запорном клапане – закрытыми периодами. Интенсивность роста давления в подпакерной зоне в течение закрытого периода немного больше, чем в открытый период.

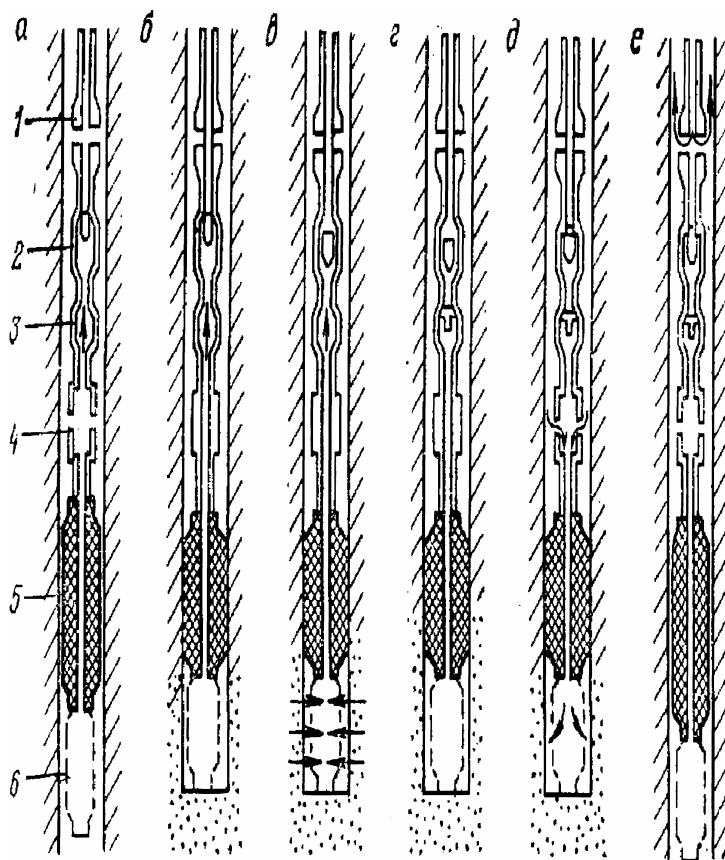


Рис. 1. Последовательность операций при испытании пластов:
 1 – циркуляционный клапан, 2 – запорный-поворотный клапан,
 3 – впускной клапан, 4 – уравнительный клапан, 5 – пакер, 6 – фильтр,
 а – спуск в скважину, б – пакеровка, в – приток, г – запись кривой восстановления
 давления, д – выравнивание давления, е – распаковка и подъем инструмента

2.1. Комплект испытательных инструментов КИИ 2М-146

Широкое распространение испытания перспективных горизонтов в открытом стволе бурящихся скважин стало возможным благодаря созданию и внедрению в практику геологоразведочных работ спускаемых на трубах испытателей пластов с опорой на забой.

Серийное производство этих испытателей пластов (КИИ-146 и КИИ-95) было освоено в 1967 – 1968 годах. Это оборудование в настоящее время изготавливается Бакинским машиностроительным заводом им. Володарского и имеет шифр КИИ 2-146 и КИИ 2-95. В 1975 году освоено серийное производство КИИ М-65, разработанного институтом СевКавНИПИ нефть.

По мере накопления опыта работы в процессе эксплуатации конструкции испытательного оборудования постоянно совершенствовались: отдельные его узлы (испытатель пластов, запорно-поворотный клапан, пакер и др.) были заменены новыми более совершенными, благодаря чему существенно повысилась надежность работы оборудования. Комплекты этого оборудования состоят из отдельных сборочных единиц (табл. 1).

Упомянутые комплекты предназначены для проведения работ в скважинах диаметром 118 – 295 мм с целью решения указанных ниже основных задач:

1. Вызов притока пластового флюида из испытуемого пласта.
2. Отбор пластового флюида.
3. Определение гидродинамических параметров испытуемых

пластов:

- пластового давления ($P_{пл}$);
- средней эффективной проницаемости зоны дренирования (K);
- коэффициента гидропроводности (kh/μ);
- коэффициента, характеризующего состояние пласта а призабойной зоне ($Pз$);
- коэффициента продуктивности пласта (η).

Таблица 1

Комплектность испытательных инструментов

Наименование сборочных единиц комплексов	Шифр	Число сборочных единиц		
		КИИ 2М-46	КИИ 2 М-95	КИ ИМ-65
Испытатель пластов	ИПГ-146	2	–	1
	ИПГ-95	–	2	–
	ИПГ-65	–	–	1
Гидравлический ясс	ЯГ-146	2	–	–
	ЯГ-95	–	1	–
	ЯГ-65	–	–	1
Цилиндрический пакер	ПЦ-146	1	–	–
	ПЦ-95	–	1	–
	ПЦ-65	–	–	1
Циркуляционный клапан	КЦ-146	1	–	–
	КЦ-95	–	1	–
	КЦ-65	–	–	1
Запорный поворотный клапан	ЗП2-146	1	–	–
	ЗП2-95	–	1	–
	ЗП2-65	–	–	1
Фильтр	Ф-146	1	–	–
	Ф-95	–	2	–
	Ф-65	–	–	2
Переводник для установки приборов	ПП-146	2	–	–
	ПП-95	–	2	–
	ПП-65	–	–	2
Приспособления для сжатия испытателя пластов	ПГС-000	1	–	–
	ПГС-000-1	–	1	–
	ПГС-000-2	–	–	1
Удлинитель	У-146	2	–	–
	У-95	–	2	–
	У-65	–	–	2
Глубинные манометры на давление 15,5; 24,5; 39,5; 59,5 МПа		4	4	4
Комплект запасных частей и вспомогательных инструментов		1	1	1

Техническая характеристика оборудования для испытания пластов представлена в табл. 2.

Таблица 2
Техническая характеристика испытателей пластов

Показатель	КИИ2М-146	КИИ2М-95	КИИМ-65
Наружный диаметр, мм	146	95	65
Максимальная длина сборочной единицы, мм	2300	2500	2575
Общая длина комплекса, мм	16590	19180	18165
Допустимая нагрузка, кН при сжатии	300	100	45
при растяжении	600	250	150
Максимальный переход давления, МПа	35	35	35
Максимальная температура, °С	170	170	170
Вес единицы, Н	1962	1078	490
Вес комплекса, Н	11760	8318	3185

Типовая компоновка испытательного оборудования показана на рис. 2. Ниже приведено краткое описание основных узлов этого оборудования.

2.1.1. Испытатель пластов ИПГ

Испытатель пластов предназначен для герметизации буровых труб в процессе спуско-подъемных операций, сообщения этих труб с подпакерным пространством, выравнивания гидростатического давления над и под пакером, а также для создания депрессии на пласт.

При спуско-подъемных операциях уравнильный клапан испытателя пластов открыт, а приемный клапан закрыт. Открытие приемного клапана осуществляется при передаче сжимающих усилий на испытатель пластов.

Общий вид испытателя пластов диаметром 146 мм показан на рис. 3.

Между верхним переводником и штангой 3 зажимается сменный штуцер 2.

Верхний переводник со штангой и сборным штоком 7 может перемещаться вдоль корпуса на 200 мм (ход ИПГ). Штанга имеет два наружных паза и через две шпонки 4, установленные в пазы переводника 6 и закрытые кожухом 5, имеет зацепление с корпусом для передачи крутящего момента. Расположенная ниже гидротормозная камера 10 с

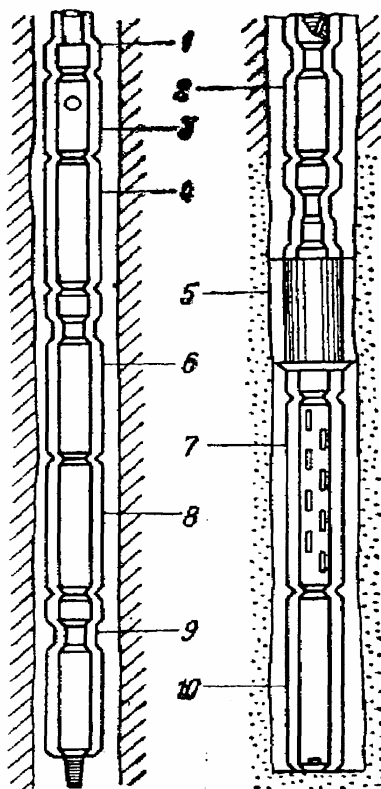


Рис. 2. Типовая компоновка испытательного оборудования:
 1 – бур. колонна, 2 – циркуляционный клапан, 3 – переводник, 4 – ЗПК-2 (запорный поворотный клапан), 5 – ИПГ – 146, 6 – ЯГ, 7 – пакер, 8 – фильтр, 9 – хвостовик

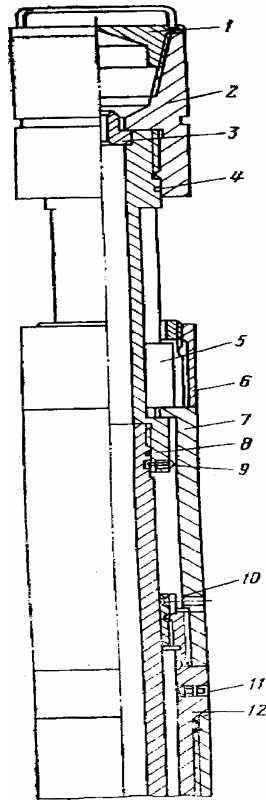


Рис. 3. Испытатель пластов ИПГ-146:

1 – переводник, 2 – сменный штутцер,
3 – штанга, 4 – шпонка, 5 – кожух,
6 – переводник, 7 – шток, 8 – отверстия
с пробками, 9 – поршень, 10 – гидротормозная камера, 11 – уплотнение, 12 – гильза,
13 – приемный клапан, 14 – гильза приемного клапана

поршнем 9, изолированная сверху и снизу и заполненная маслом МС-20 (через отверстия с пробками 8), предназначена для замедления сжатия ИПГ и для замедления открытия приемного клапана при приложении к ИПГ осевой сжимающей нагрузки.

Ниже гидротормозной камеры находятся уплотнение 11 и гильза 12 уравнивательного клапана, приемный клапан 13 с уплотнениями и гильза приемного клапана 14.

В гидротормозной камере ИПГ-146 (рис. 4) между штоками 1 и 5 помещен поршень с ограниченным перемещением, состоящий из внутренней гильзы 2 с капиллярной винтовой нарезкой по нижнему утолщенному диаметру, наружной гильзы поршня 4, соединенной на резьбе с внутренней гильзой и перекрывающей полностью или частично капиллярный канал последней. Положение наружной гильзы фиксируется контргайкой 3.

При сжатии ИПГ шток 1 перемещается вниз. Верхний торец поршня (гильза 2) плотно прижимается к уплотнительному торцу штока 1. Масло из нижней части камеры в верхнюю перетекает по капиллярному каналу с высоким сопротивлением, замедляющим движения штока вниз, а следовательно, открытие приемного клапана ИПГ. При растяжении испытателя поршень отходит от уплотнительного буртика, открывается достаточно широкий канал для свободного перетока масла сверху вниз. Приемный клапан закрывается (ИПГ растягивается) без замедляющего сопротивления.

Гидротормозное устройство не допускает открытия приемного клапана на «посадках» при спуске КИИ и предупреждает преждевременное открытие его на забое при остановке пакера.

Конструкция поршня предусматривает регулировку работающей длины капиллярного канала путем развинчивания или завинчивания наружной обоймы. Это позволяет задавать различное время открытия приемного клапана ИПГ.

Тормозная способность реле времени оценивается из выражения

$$T_{\phi} = T_0 \frac{P_0 * L * \mu_t}{P * L_0 \mu_0}$$

где: T_0 – время впускного клапана, определяемого по паспорту на реле времени;

P_0 – сжимающая нагрузка при заводской тарировке;

L – фактическая длина капиллярного канала;

μ_t – вязкость масла при ожидаемой температуре в скважине;

P – ожидаемая сжимающая нагрузка на испытатель пластов;

L_0 – длина капиллярного канала в момент тарировки;

μ_0 – вязкость масла при температуре в момент тарировки.

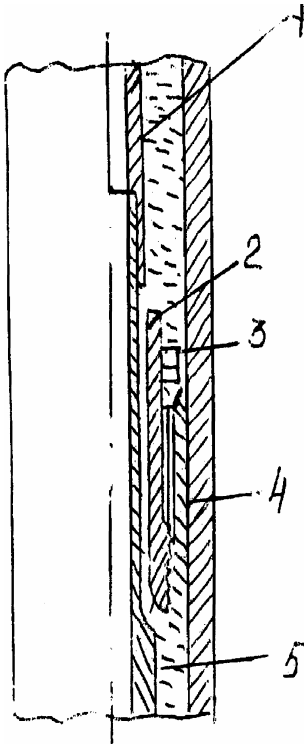


Рис. 4. Гидротормозная камера ИПГ-146:
1 – шток, 2 – внутренняя гильза, 3 – контргайка,
4 – наружная гильза поршня, 5 – шток

Фактическое время открытия (T_{ϕ}) должна составить для заданных условий проведения работ 0,5 – 2,0 мин.

В качестве рабочих жидкостей в отечественном испытательном оборудовании в большинстве случаев используют авиамасло МС-20.

Вязкость масла МС-20 при повышенной температуре следует определять из справочников или по графику [1].

Схема работы клапанной системы ИПГ показана на рис. 5. Положительной особенностью ИПГ является сравнительная простота его конструкции, простота его изготовления.

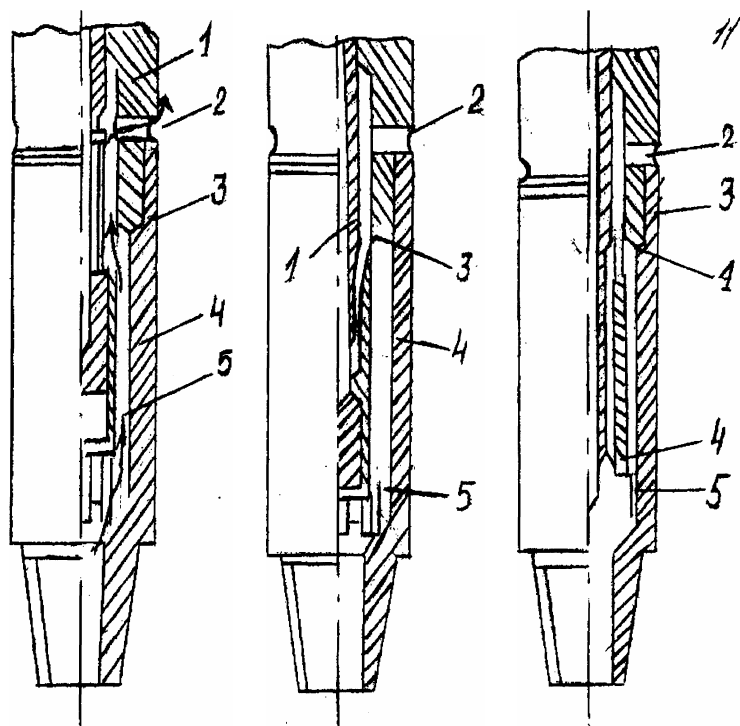


Рис. 5. Схема работы клапанной системы ИПГ

2.1.2. Запорный поворотной клапан ЗП2

Запорный поворотной клапан предназначен для прекращения доступа жидкости или газа из испытуемого пласта в бурильные трубы с целью записи давления.

Работой клапана управляют с устья скважины путем вращения колонны бурильных труб вправо на заданное число оборотов.

Первоначальное оборудование диаметром 146 и 95 мм комплектовали клапанами одинарного закрытия, позволяющими проводить операции с одним открытым и с одним закрытым периодами испытания. С 1971 г. освоено производство запорных поворотных клапанов двойного закрытия, посредством которых операции проводят с двумя открытыми и двумя закрытыми периодами.

В табл. 3 приведены технические характеристики запорных пово-

ротных клапанов двойного действия.

Таблица 3

Техническая характеристика запорных поворотных клапанов
двойного действия.

Показатели	ЗП2-146	ЗП2- 95	ЗП2-65
Наружный диаметр, мм	146	95	65
Длина, мм	1885	2097	2000
Рабочий ход, мм	100	90	100
Число оборотов, необходимое для существования первичного закрытия второго открытия второго закрытия	10 20 30	10 20 30	10 20 30
Направления вращения	Вправо	Вправо	Вправо
Вес, Н	1901	1166,2	421,4

На рис. 6 показан общий вид клапана ЗП2–146. Он состоит из корпуса, внутри которого размещены полые штоки 4 и 12, подшипник 10, винтовая пара 14 и 15, впускной клапан (16, 18, 19, 21). В нижней части корпуса размещен редукционный клапан (22, 25).

Клапан спускают в скважину в растянутом положении. Его шток находится в шлицевом зацеплении с корпусом, благодаря чему возможна передача вращения ниже расположенным узлам испытательного оборудования без воздействия на впускной клапан, который в процессе спуска остается открытым.

При передаче сжимающей нагрузки шток перемещается вниз относительно корпуса и выходит из шлицевого зацепления. Нагрузка передается на шариковый подшипник 10, благодаря которому обеспечивается свободное вращение штока 4 относительно корпуса.

Для осуществления первого закрытия бурильный инструмент после передачи сжимающей нагрузки вращают вправо на 10 оборотов. Это вращение через шток 4 и 12 передается винту 15. Клапан 18 перемещается вверх, радиальные отверстия его перекрываются при этом гильзой 16.

После этого инструмент оставляют без вращения на время, необходимое для записи начальной кривой восстановления давления. При последующем вращении на 10 оборотов клапан снова открывается. Для повторного его закрытия инструмент проворачивается на 10 оборотов. При этом винт 15, переместившись в верхнее положение (край-

нее), выходит из зацепления с гайкой 14, и дальнейшее его перемещение вверх прекращается. В таком положении колонну бурильных труб можно вращать на неограниченное число оборотов.

После окончания испытания по мере подъема оборудования давление в затрубном пространстве снижается, и как только оно станет ниже гидростатического давления в трубах, откроется редукционной клапан, давление станет близким к атмосферному, что обеспечивает безопасность работ во время его отвинчивания.

По конструкции и принципу действия ЗП2 КИИ2М-95 и КИИМ-65 аналогичны описанному клапану.

2.1.3. Циркуляционный клапан КЦ

Циркуляционный клапан предназначен для осуществления прямой или обратной циркуляции, что позволяет при необходимости вытеснить из бурильных труб к стенкам скважины жидкость, установить нефтяную или водяную ванну.

Общий вид циркуляционного клапана показан на рис. 7.

Клапан состоит из корпуса 1, внутри которого размещен полый шток – пробка 2, разобщающий внутренние полости корпуса и бурильных труб. Шток – пробка удерживается в исходном положении срезной шпилькой 3.

Для открытия циркуляционного клапана в трубах необходимо создать давление, превышающее затрубное на 4,5 – 5,0 МПа. Под воздействием этого давления шпилька срезается, шток – пробка смещается вниз и полость бурильных труб сообщается с затрубным пространством.

2.1.4. Пакер ПЦ

Пакер предназначен для разобщения объекта испытания и остальной части ствола скважины. Используют пакеры с жесткой металлической опорой и пакеры с раздвижной резиновой опорой.

Типовая конструкция пакера с раздвижной резиновой опорой показана на рис. 8.

При передаче сжимающей нагрузки детали корпуса пакера смещаются вниз относительно его штока 1. Это усилие передается на пакер 2, который увеличивается по диаметру и перекрывает ствол скважины.

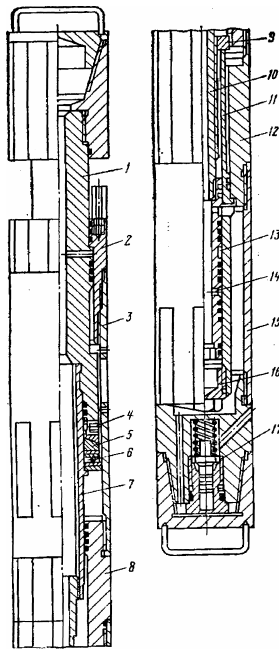


Рис. 6. Общий вид клапана ЗП2-146

При снятии с места происходит выравнивание гидростатического давления в надпакерной и подпакерной зонах.

Растягивающее усилие передается резиновому элементу, который вращается в исходном положении. Резиновая опора под действием сил упругости также возвращается в исходное положение, что дает возможность свободно снять пакер с места и поднять его из скважины.

Технические характеристики пакеров представлены в табл. 4.

Упругие элементы изготавливают из термостойких резин. Срок службы резиновых элементов пакеров зависит от ряда факторов и находится в пределах от одной до девяти операций.

2.1.5. Гидравлический ясс ЯГ

Ясс предназначен для облегчения снятия пакера с места после испытания и для освобождения хвостовика в случае его прихвата.

Испытатель КИИ2М-146 поставляется с двумя яссами, отличающимися по силе удара за счет различной степени гидравлической

уравновешенности.

Общий вид ясса показан на рис. 9. Он состоит из корпуса, внутри которого размещены подвижные штоки.

При спуско-подъемных операциях ясс находится в растянутом положении, как показано на рис. 9.

В момент пакеровки при создании сжимающих усилий штоки 1,2 перемещаются в крайнее нижнее положение. При приложении растягивающей нагрузки штоки начинают перемещаться вверх. При этом необходимо приложить дополнительное усилие для преодоления гидравлической неуравновешенности. Под воздействием этого усилия колонна буровых труб растягивается в пределах упругой деформации. При дальнейшем перемещении штоков открываются радиальные отверстия в корпусе 3. Давление в камере при этом становится равным гидростатическому давлению столба промывочной жидкости в затрубном пространстве. Дополнительное усилие, препятствующее свободному перемещению штоков вверх, исчезает и под воздействием упругой деформации в колонне труб, штоки ясса резко перемещаются вверх, за счет чего возникает удар. В зависимости от условий испытания сила удара для яссов диаметром 146 мм может достигать 600 – 800 кН, что способствует освобождению хвостовика в случае его прихвата в скважине. В табл. 5. представлены технические характеристики гидравлических яссов.

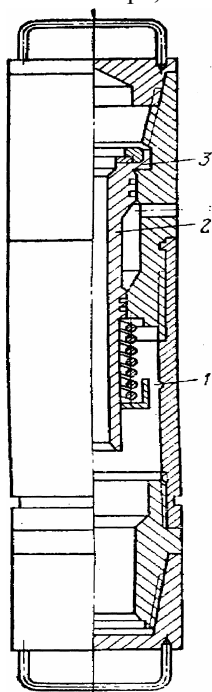


Рис. 7. Циркуляционный клапан:
1 – корпус, 2 – шток-пробка, 3 – срезная шпилька

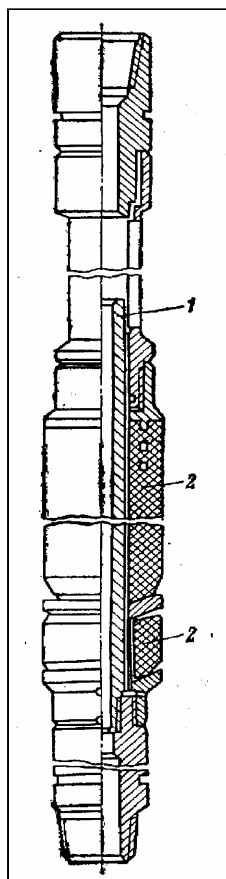


Рис. 8. Пакер с раздвижной резиновой опорой:
1 – шток, 2 – пакер

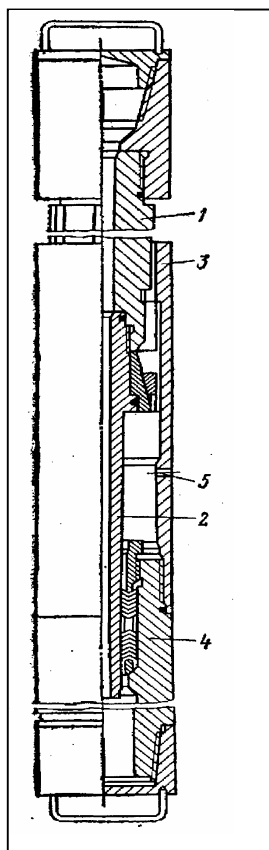


Рис. 9. Гидравлический ясс ЯГ-146:
1, 2 – шток, 3 – корпус

Таблица 4

Техническая характеристика гидравлических яссов

Показатели	ЯГ-146	ЯГ-146М	ЯГ-95	ЯГ-65
Наружный диаметр, мм	146	146	95	65
Величина свободного хода, мм	220	320	330	250
Гидравлически неуравновешенная площадь, см ²	58	96	38	15
Длина в растянутом положении, мм	1210	1608	1270	1130
Вес, Н	1019,2	1528,8	617,4	205,8

По принципу действия яссы, используемые в комплектах КИИ2М-95 и КИИМ-65, аналогичны вышеописанному.

2.1.6. Фильтр Ф и переводники для установки приборов ПП

Фильтр предназначен для очистки флюида, поступавшего из испытуемого пласта, с целью предупреждения засорения штуцера и проходных каналов испытательного оборудования. Такой фильтр состоит из отдельных толстостенных патрубков с фрезерованными в них щелями.

Технические характеристики фильтров, используемых в комплектах испытательного оборудования, представлены в табл. 6.

Таблица 5

Технические характеристики цилиндрических пакеров

Показатели	ПЦР-178	ПЦР-146	ПЦР-146	ПЦР-95	ПЦР-95	ПЦР-65	ПЦР-65
Наружный диаметр, мм	170	146	146	95	95	67	67
Диаметр сменных резиновых элементов, мм	245,270	170,180	170,180	109,115	109,115	67,78	67,78
Рабочий ход пакера, мм	350	400	350	370	330	260	240
Рекомендуемая нагрузка при пакеровке, кН	150-200	100-120	100-120	60-80	60-80	15-30	15-30

Продолжение табл. 5

Показатели	ПЦР-178	ПЦР-146	ПЦР-146	ПЦР-95	ПЦР-95	ПЦР-65	ПЦР-65
Максимальный перепад давления, МПа	45	35	45	35	45	35	45
Максимальная температура, °С	150	150	170	170	180	150	170
Длина, мм	2373	2300	1633	1525	1435	1410	1450

Таблица 6

Техническая характеристика фильтров

Показатели	Ф-146	Ф-95	Ф-65
Наружный диаметр, мм	146	95	67
Длина, мм	1980	2527	2555
Толщина стенок, мм	20	12	9,5
Размеры щели, мм ширина	3	3	3
длина	100	100	100
Число щелей	44	60	72
Вес, Н	225,4	882	421,4

Переводники для установки приборов, предназначены для размещения глубинных регистрирующих манометров, выполнены из толстостенных патрубков.

Технические характеристики таких переводников представлены в табл. 7.

Таблица 7

Техническая характеристика переводников для установки приборов

Показатели	ПП-146	ПП-95	ПП-65
Наружный диаметр, мм	146	95	67
Внутренний диаметр, мм	94	70	48
Длина, мм	200	2500	2575
Вес, Н	1421	862,4	382,2

С комплектом оборудования поставляется по два переводника.

2.1.7. Устьевое оборудование

Для проведения работ с испытателями пластов, спускаемыми на трубах, используют специальное оборудование, которое предназначено для выполнения следующих функций:

- исследования работы пласта на заданных режимах;
- вращения колонны бурильных труб без демонтажа устьевых манифольда;
- отвода флюида, поступающего из пласта в бурильные трубы, на безопасное расстояние от буровой установки;
- закачки жидкости внутрь бурильных труб.

Устьевое оборудование состоит из двух основных частей: вертикальной головки и устьевых манифольда.

Вертикальная головка показана на рис. 10. В корпусе 1 головки размещен пробковый кран 2, который служит для последовательного сообщения устьевых манифольда с трубным пространством и их разобщения.

В нижней части корпуса размещен металлический шар 3, удерживаемый в гнезде с помощью шпильки 4. При необходимости этот шар может быть сброшен внутрь бурильного инструмента.

Между корпусом и крестовиной для подсоединения манифольда размещен шариковый подшипник 5, благодаря чему можно осуществлять вращение корпуса 1 без вращения крестовины. Оборудование рассчитано на работу при избыточном давлении до 30,0 МПа.

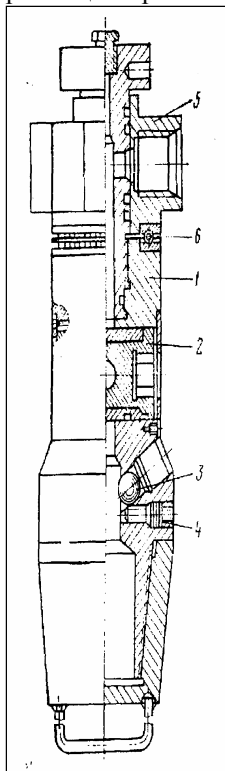


Рис. 10. Вертикальная головка

2.1.8. Технология работ по испытанию перспективных объектов испытателями пластов, спускаемыми на трубах

Технико-экономические показатели испытания перспективных объектов в открытом стволе бурящихся скважин во многом зависят от степени совершенства технологии проведения работ с применением испытателей пластов, спускаемыми на трубах.

Наиболее благоприятные условия создаются при минимальном (до 10 суток) разрыве во времени между вскрытием пласта и его испытанием. При подготовке скважины к проведению работ с применением испытателя пластов, в ГТН необходимо указать:

1. Показатели бурового раствора, применяемого при вскрытии пластов и испытании;
2. Интервалы, подлежащие испытанию или опробованию с помощью испытателей пластов или опробователей спускаемых на каротажном кабеле;
3. Типы и размеры испытательных инструментов;
4. В случае проведения работ с предварительным разбуриванием зумпфа (интервал бурения долотом меньшего диаметра).

На площадях со сложными геолого-техническими условиями проводки скважин рекомендуется провести анализ по определению допустимого времени безаварийного пребывания оборудования в скважине в неподвижном состоянии. После проведения электрометрических работ уточняют интервал испытания и место установки резинового элемента пакера.

2.1.9. Выбор интервала установки пакера

При испытании пластов в открытом стволе скважины возможны три варианта выбора интервала установки пакера:

1. В непроницаемой части ствола скважины, как можно ближе к кровле испытываемого пласта;
2. При кавернозном стволе скважины – в наиболее устойчивой части при условии отсутствия проницаемых пропластков между пакером и объектом испытания;
3. В верхней части интервала испытания, когда выше него в стволе скважины имеются каверны, или, когда непосредственно над испытываемым пластом расположен другой проницаемый пласт.

Длина хвостовика во всех случаях не должна превышать 50 м.

Минимальную длину интервала установки пакера определяют из соотношения

$$1 = \frac{h_k - h_{тр}}{h_k} * H + 2, \quad (2)$$

где h_k и $h_{тр}$ – глубина скважины соответственно по данным каротажа и замеру длины бурильных труб вручную, м;

H – глубина установки пакера, м.

2.1.10. Выбор величины начальной депрессии на пласт

Величина требуемой депрессии на пласт зависит от типа коллектора. При проведении работ с ИП допустимая величина депрессии на пласт зависит от конкретных условий испытания:

1. от прочности труб, на которых спускают ИП. Трубы проверяют на смятие под действием наружного давления. Максимально допустимую депрессию определяют из условий сохранения устойчивости на смятие при коэффициенте запаса прочности труб;

2. от устойчивости пакера. Максимально допустимые перепады давления, которые создаются при проведении работ с оборудованием КИИ2М-146, КИИ2М-95 составляют 35,0 МПа. При этом депрессия находится в пределах (18,0 – 25,0) МПа;

3. от устойчивости пород, слагающих стенки скважин в интервале испытания. При слабо – сложенных породах депрессии необходимо снизить до (11,0 – 12,0) МПа с тем, чтобы свести к минимуму обвалы или вынос песка.

2.1.11. Продолжительность испытания

Полный процесс испытания пласта (кроме СПО) состоит из периодов:

1. первого открытого (приток);
2. первого закрытого (начальное восстановление давления);
3. второго открытого (приток);
4. второго закрытого (конечное восстановление давления).

Первый открытый период имеет цель:

- очистить призабойную зону;
- восстановить проницаемость пласта;
- снизить давление на нее столба промывочной жидкости, дренировать ее для получения первой кривой восстановления давления.

Продолжительность 1 открытого периода 3 – 5 мин.

Продолжительность 1 закрытого периода равна или в 1,5 – 2,0 раза превышает продолжительность 1 открытого периода.

Во время 2-го открытого периода осуществляется дренирование испытываемого пласта, получение проб пластового флюида и оценка ин-

тенсивности притока. Продолжительность этого периода составляет от 15 мин до 1 часа и более.

Второй закрытый период необходим для определения основных гидродинамических параметров пласта. Продолжительность этого периода должна быть равна или 2,5 – 2,0 раза превышать продолжительность второго открытого периода.

2.2. Многоцикловое испытательное оборудование МИГ

Возросшие глубины бурения на площадях со сложными геологическими условиями проводки скважин потребовали решения ряда сложных проблем, обусловленных ростом гидростатических давлений столба бурового раствора, забойных температур, пластовых давлений, ухудшением коллекторских свойств испытываемых горизонтов, более жесткими требованиями по безаварийному ведению работ и т.д.

Поэтому возникла острая необходимость в разработке нового испытательного оборудования. При его создании были учтены следующие основные условия эксплуатации: гидростатическое давление столба бурового раствора 5,0 – 150 МПа; максимальный перепад давления 45,0 МПа; максимальная температура 200° С; диаметр обслуживаемых скважин 78 – 295 мм; максимальная глубина скважин 7000 – 8000 м (2).

На основе анализа проведенных работ установлено, что для расширения области применения более совершенного метода испытания поисков нефти и газа необходимо выполнение следующих требований:

1. Включение в нормальный ряд трубных испытателей пластов с опорой на забой следующих размеров оборудования (по наружному диаметру): 146, 127, 95, 80, 65 мм. Обеспечение при помощи оборудования возможности осуществления открытых и закрытых периодов испытания как путем вращения колонны бурильных труб, так и посредством осевых перемещений труб.

2. Более широкая регулирующая способность гидравлических тормозных систем при работе в диапазоне температур 30 – 250° С. Целесообразность изолирования их рабочих камер от воздействия наружного и внутреннего гидростатического давлений.

3. Осуществление контроля с устья скважины за работой клапанной системы ИП. Размещение герметизирующих уплотнений клапана вне потока пластового флюида для их долговечности и надежности.

4. Возможность неограниченного вращения бурильного инструмента для предотвращения прилипания труб к стенкам скважины.

5. Отсутствие зависимости растягивающего усилия ясса от

гидростатического давления столба бурового раствора для расширения области его применения.

6. Автоматическое заполнение буровым раствором до заданной высоты колонны бурильных труб при спуске оборудования в скважину.

7. Устойчивость в работе гидравлической системы оборудования при воздействии инерционных усилий столба жидкости в трубах в процессе СПО.

8. Проведение пакерующим устройством операций при перепадах давления до 45,0 МПа.

9. Укомплектование оборудования более эффективными средствами по предотвращению и ликвидации прихватов инструмента, а также глубинной контрольно-измерительной аппаратурой на рабочее давление до 150, 0 МПа и температуру до 250° С.

10. Проведение операций по испытанию пласта как с опорой на забой, так и на стенки скважины; возможность избирательного испытания пласта между пакерами с отбором герметизированных проб пластового флюида.

11. Разработка транспортных средств, обеспечивающих оперативную доставку оборудования к объектам проведения работ, а также экспресс-анализа результатов испытания в полевых условиях.

Лабораторией техники испытания скважин СевКазНИПИнефть завершены конструкторские разработки размерного ряда комплексов многоциклового испытательного оборудования. Их основная техническая характеристика приведена в табл. 8, а состав каждого комплекса в табл. 9 и рис. 11.

В основу всех комплексов многоциклового испытательного оборудования диаметрами 146, 127, 80 и 65 мм положена следующая гидравлическая схема (рис. 12):

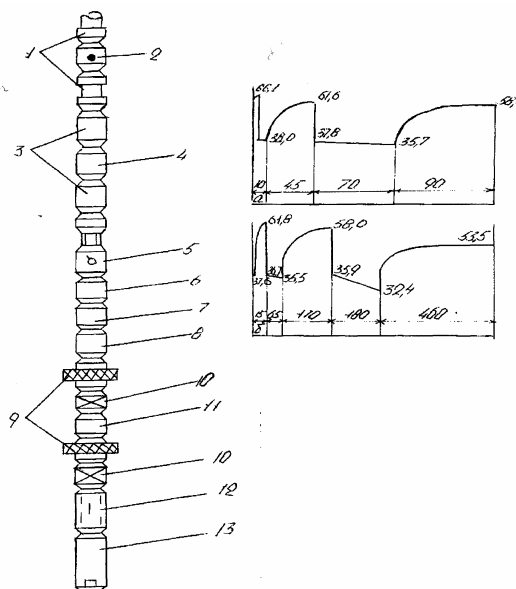


Рис. 11.

СКВ. 252 октябрьская в интервале 4885 – 4895 м:

а – компоновка многоциклового испытательного оборудования МИГ-80,

б – диаграммы давлений, полученные при испытании;

1 – бурильные трубы, 2 – циркуляционный клапан, 3 – переводник для манометров, 4 – гидравлический штуцер, 5 – испытатель пластов, 6 – пробоотборник, 7 – устройство для раздельного вращения труб, 8 – гидравлический ясс, 9 – пакер, 10 – левый переводник, 11 – распределительное устройство, 12 – фильтр, 13 – хвостовик

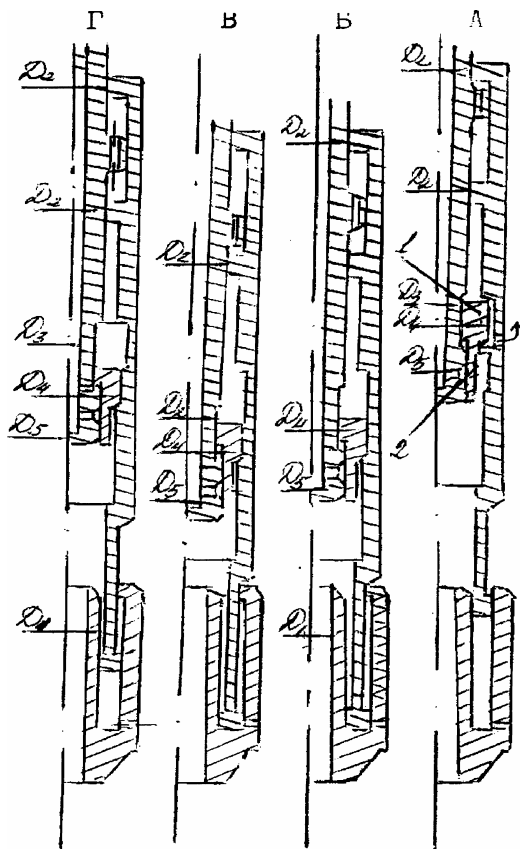


Рис. 12. Гидравлическая схема многоциклового испытательного оборудования:

А – спуск в скважину, Б – закрытие уравнительного клапана, В – открытие приемного клапана, Г – растяжение раздвижного механизма

При спуске в скважину (положение А) механизм, установленный под испытателем, гидравлически уравновешен (при условии $D_1 = D_2$, где D_1 – диаметр подвижных уплотнений тормозной камеры; D_2 – диаметр раздвижного механизма).

Втулка 1 уравнительного клапана прижата к выступу приемного клапана 2 с условием:

$$F_1 = 0.785(D_5^2 - D_3^2) * (P_r - P_{тр}),$$

где D_5 и D_3 – диаметры подвижного уплотнения приемного клапана и внутреннего уплотнения уравнивающего клапана ИП;

P_r и $P_{тр}$ – гидростатическое давление соответственно столба бурового раствора, заполняющего скважину и столба жидкости, заполняющей трубы, в результате чего впускные отверстия приемного клапана в процессе СПО герметично разобщены от затрубного пространства.

Таблица 8

Техническая характеристика комплексов МИГ

Показатели	МИГ-146	МИГ-127	МИГ-95	МИГ-80	МИГ-65
Наружный диаметр, мм	146	127	95	80	67
Максимальная длина секции, мм	2918	2980	2600	3470	3200
Общая длина комплекса, мм	27450	27150	21400	23410	16500
Допустимая нагрузка: сжимающая, кН	1500	1250	600	400	200
растягивающая, кН	700	600	450	200	150
крутящий момент, Н.м	10000	7500	4900	3900	3100
Максимальный перепад давления, МПа	45,0	45,0	45,0	45,0	40,0
Максимальная температура, °C	200	200	200	200	200
Максимальная масса секции, Н	2305,4	1599,03	1177,2	902,52	765,2
Общая масса комплекса, Нх10 ⁴	5,3	5,6	1,8	0,6	0,5
Размер соединительной резьбы	3-121	3-101	3-76	3-62	3-56
Диаметр обслуживаемых скважин, мм	190-295	161-243	118-165	97-112	78-102

Таблица 9

Состав комплекса МИГ

Состав комплекса	МИГ-146		МИГ-127		МИГ-95		МИГ-80		МИГ-65	
Состав комплекса	шифр	кол-во	шифр	кол-во	шифр	кол-во	шифр	кол-во	шифр	кол-во
Безопасный замок	ЗБ2-146	1	ЗБ2-127	1	ЗЛ-95	1	ЗБ-80	1	ЗБ-65	1
Испытатель пластов	ИПМ2-146	1	ИПМ2-	1	ИПЦ-95	1	ИПМ-80	1	ИПМ-65	1
Запорный поворотный клапан	КЗ-2-146	1	КЗ-2-127	1	КЗ-95	1	ЗП2-80	1	ЗП2М-65	1
Циркуляционный	КЦМЗ-146	1	КЦМЗ-127	1	КУ-95	1	КЦМ-80	1	КЦ2-65	1
Пробоотборник	пиг-146	1	ПИГ2-127	1	ПО-95	1	ПИПЗ-80	1	ПИП-65	1
Пакер	ПЦР2-146	2	ПЦР2-127	2	ПЦ2-95	1	ПУР-80	1	ПЦП-65	2
Устройство: распределяющее	РУ2-146	1	РУ2-127	1	Р2-95	1	Р2-80 1	1	РУ-65	2
для вращения	УРВ2-146	1	РУ2-127	1	МП-95	1	УРВ-80	1	УРВ-65	1
уровнители Ц	УУ2-146	1	УУ2-127	1	УРП-95	1	–	–	–	–
Гидравлический	Ш2-146	1	Ш2-127	1	–	–	Ш-80	1	Ш-65	1
Гидравлический ясс	ЯГ32-146	1	ЯГ32-127	1	ЯП-95	1	ЯГ-80	1	ЯП-65	1
Переводник для приборов	ПП2-146	1	ПП2-127	1	ПП1-95	2	ПП-80	2	ПП1-65	2
Фильтр	Ф-146	5	Ф-127	3	Ф1-95	5	Ф-80	1	Ф1-65 2	2
Переводник левый	ПЛ-146	2	ПЛ-127	2	–	–	ПЛ-80	2	ПЛ-65	2
переходный	ПХ-146	1	ПХ-127	4	–	–	–	–	–	–

Продолжение табл. 9

Состав комплекса	МИГ-146		МИГ-127		МИГ-95		МИГ-80		МИГ-65	
Подгонный патрубок	П-146	1	П-127	5	–		У-80	3	У1-65	3
Приспособление	ПСГ-1	1	ПСГ-2	1	ПСГ-95	1	ПСГ-000	1	ПСГ-3	1
Устройство для	УО-1	1	УО-1	1	УО-1	1	УО-000	1	УО-3	1
Обратный клапан	–		–		–		–	–	КО-65	1
Глубинные манометры на давления 25,0; 40,0, 60,0 80,0 МПа.		4		4		4		4		4

В момент пакероки раздвижной механизм свободно сжимается на длину его рабочего хода, после чего усилие от веса буровых труб передается на шток ИП, который вместе с втулкой 2 начинает перемещаться вниз относительно корпуса. При этом закрывается уравнительный клапан (положение б), затем, по мере движения штока открывается его приемный клапан (положение в). Давление в подпакерной зоне снижается до величины $P_{тр}$, после открытия приемного клапана ИП, поэтому втулка 1 уравнительного клапана удерживается в закрытом положении с усилием

$$F_2 = 0.785(D_4^2 - D_3^2) * (P_r - P_{тр}), \quad (4)$$

где D_4 – диаметр наружного уплотнения уравнительного клапана ИП.

Усилие, необходимое для удержания корпуса ИП в крайнем нижнем положении (положение в) определяется из соотношения

$$F_3 = 0.785(D_1^2 - D_3^2) * (P_r - P_{тр}). \quad (5)$$

После первого открытого периода испытаний колонну буровых труб приподнимают на 1,3 – 1,8 м. При этом растягивающие усилия передаются штоку испытателя, который гидравлически уравновешен, в результате чего он свободно перемещается вверх, преодолевая лишь

силы трения в герметизирующих уплотнениях. Под усилием F_3 корпус испытателя пластов остается в крайнем нижнем положении. После полного закрытия приемного клапана растягивающее усилие через его упор передается на втулку уравнительного клапана 1, которая удерживается в крайнем нижнем положении с усилием F_2 (При соблюдении неравенства $F_2 < F_3$). В этом случае растягивающее усилие передается через втулку уравнительного клапана на корпус испытателя и раздвижной механизм момент, когда это усилие станет выше F_3 , начинает растягиваться. Необходимо, чтобы после закрытия приемного клапана раздвижной механизм растягивался не на полную длину рабочего хода, для этого необходимо учитывать высоту подъема колонны бурильных труб. Для повторного открытия приемного клапана на оборудование передается сжимающее механическое усилие. Раздвижной механизм снова сжимается (положение б), после чего открывается приемный клапан (положение в). Таким образом, путем осевых перемещений колонны бурильных труб можно осуществить неограниченное количество открытых и закрытых периодов испытания. Уравнительный клапан при этом остается закрытым. По окончании испытания приступают к подъему оборудования на поверхность. После закрытия приемного клапана и растяжении раздвижного механизма на полный рабочий ход, усилие на втулку 1 уравнительного клапана по мере подъема бурильных труб возрастает и как станет больше чем

$$F'_2 = 0.785(D_4^2 - D_3^2) * (P_r - P'_{тр}), \quad (6)$$

шток испытателя вместе с втулкой уравнительного клапана возвращается в положение а. Оборудование поднимают, когда давление в подпакерной зоне станет равным P_r . В этом случае отверстия приемного клапана перекрыты втулкой уравнительного клапана, которая прижата к выступу приемного клапана с усилием

$$F'_1 = 0.785(D_5^2 - D_3^2) * (P_r - P'_{тр}), \quad (7)$$

где $P'_{тр}$ – давление в подпакерной зоне в момент открытия уравнительного клапана.

$$P_{тр} < P'_{тр} < P_{пл}. \quad (8)$$

Достоинство этой гидравлической схемы состоит в том, что она обеспечивает возможность многоциклового испытания пласта при любых соотношениях между затрубным, трубным и пластовым давлениями. (При условии $P_{тр} < P'_{тр} < P_{пл}$).

2.2.1. Многоцикловоу испытатель пластов ИПМ-2

На рис. 13 показан многоцикловоу испытатель пластов ИПМ-2 из комплекта МИГ конструкции СевКазНИПИнефть.

В отличие от ИПГ в этом испытателе пластов штуцер можно менять без развинчивания корпусной резьбы верхнего переводника. Гидравлическая камера имеет подвижное сальниковое уплотнение, обеспечивающее постоянное равенство давлений вне камеры и внутри её. Тормозной поршень обеспечивает сопротивление сжатию (его замедление) за счет перепуска масла (из-под поршня) через каналы круглого сечения в корпусе поршня со вставленными в них калиброванными орифайсами, диаметром которых регулируют зазор для перетока масла и скорость открытия ИПМ-2.

Когда при сжатии пластоиспытателя наружные уплотнительные кольца поршня 3 пройдут отверстия гильзы 5, обеспечивается более свободный переток масла из-под поршня, ускоренное перемещение штока (открытие впускного клапана) на конечном участке. Это перемещение наверху отличается резким ростом нагрузки на крюке («просадкой» инструмента) и служит сигналом открытия ИПМ-2.

Работа уравнительного и приемного клапанов ИПМ-2 показана на рис. 14. На спуске-подъеме промывочная жидкость свободно проходит через отверстия 3 уравнительного клапана (рис. 14 – а). Запорная гильза 1 за счет гидравлической неуравновешенности между внешним давлением (гидростатическое давление в скважине) и внутренним (давление долива) с определенным усилием прижата к ограничителному выступу приемного клапана. При осевом сжатии ИПМ-2 (чтобы открыть приемный клапан и начать приток) шток с приемным клапаном перемещается вниз. В нижнем положении запорная гильза штока наружным уплотнением герметично входит в посадочное гнездо корпусного переводника. Приемный клапан закрыт и впускной клапан закрыт.

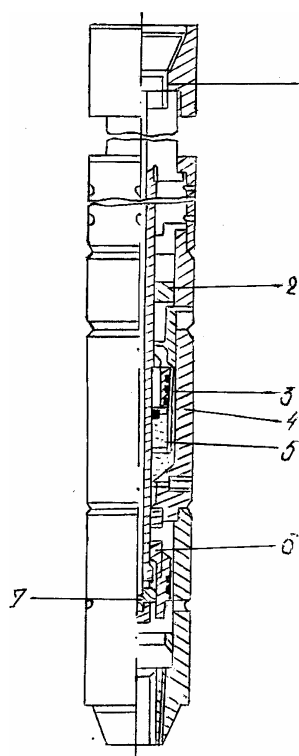


Рис. 13. Многоцикловой испытатель пластов ИПМ-2:

- 1 – сменный штуцер, 2 – подвижное уплотнение, 3 – тормозной поршень, 4 – калиброванные орифайсы, 5 – промежуточная гильза, 6 – запорная гильза, 7 – приемный клапан

Для дальнейшего перемещения штока необходимо дополнительное сжимающее усилие, чтобы преодолеть силу гидравлической неуравновешенности между гильзой и приемным клапаном. Гильза остается неподвижной, шток приемного клапана перемещается вниз. Уплотнение приемного клапана выходит из силовой гильзы и выходит в посадочное гнездо корпусного переводника 4. Впускной клапан открывается (рис. 14).

На притоке запорная гильза удерживается в нижнем положении силой гидравлической неуравновешенности, равной произведению площади кольцевого сечения между наружным и внутренним уплотнением гильзы на перепад давления (на пакере).

Для перехода на период восстановления давления снимают с ИПМ сжимающую нагрузку и медленно приподнимают бурильные трубы (растягивают ИПМ). Приемный клапан закрывается. Для открытия уравнительного клапана растягивающая нагрузка должна быть существенно увеличена, чтобы преодолеть силу гидравлической неуравновешенности гильзы 1. Этот рост нагрузки виден на индикаторе веса. Окончание свободного перемещения (вверх) труб и начало роста растягивающего усилия являются показателями закрытия приемного клапана.

Период восстановления давления обеспечивается путем установки труб в положение последних сантиметров их свободного перемещение вверх. Клапаны ИПМ занимают при этом положение, показанное на рис. 14 – б. На больших глубинах определить это положение по индикатору веса затруднительно. Имеет место случай, когда приемный клапан оказывается незакрытым (недостаточная «натяжка»), или уравнительный клапан открывается (избыточная «натяжка»). Для повышения надежности работы многоциклового ИПМ под ним устанавливают раздвижной механизм – телескопически соединены между собой два переводника, герметичны для наружного давления, которые могут раздвигаться с ходом до 1,5 м. Гидравлическая неуравновешенность запорной гильзы уравнительного клапана, поэтому после закрытия приемного клапана начинает растягиваться раздвижной механизм, предупреждая преждевременное открытие уравнительного клапана т.е. переход клапанов в позицию, показанную на рис. 14 а. Такая конструкция пластоиспытателя позволяет выполнять многократные повторения цикла «приток – восстановление давления» без открытия уравнительного клапана. Для снятия пакера надо приподнять трубы. После полного растягивания раздвижного механизма при дополнительном растягивании – ИПМ растягивается полностью, клапаны его занимают позицию, показанную на рис. 14 – а, уравнительный клапан открывается, пакер разгружается от перепада давления.

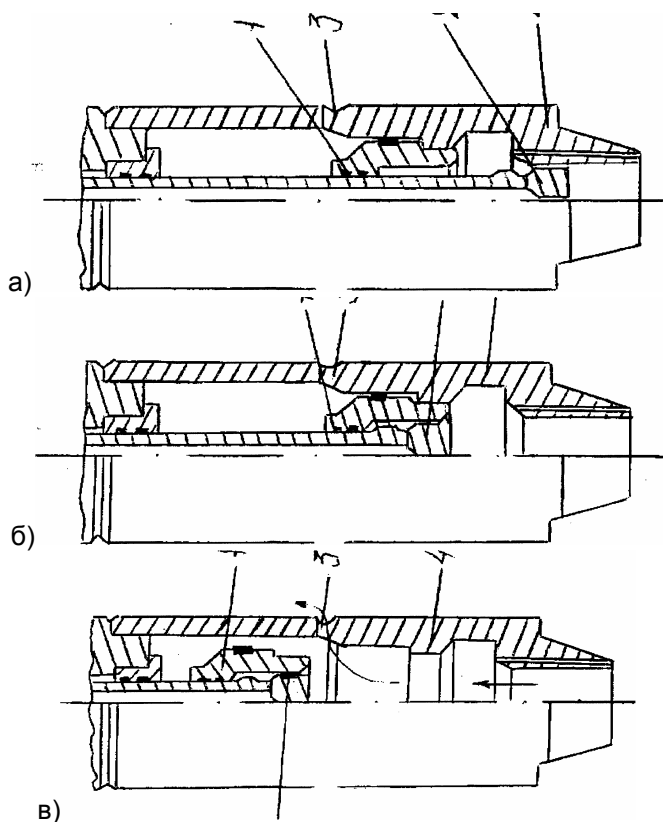


Рис. 14. Схема работы приемного и уравнительного клапанов многоциклового испытателя пластов ИМП-2:

а – на спуско-подъеме, (ИПМ растянута), б – промежуточное положение – на восстановлении давления, в – на притоке (ИПМ сжата);
1 – запорная гильза, 2 – приемный клапан, 3 – отверстие уравнительного клапана,
4 – нижний корпусный переводник

2.2.2. Двухцикловой запорный поворотный клапан КЗ-3-127

Двухцикловой запорный поворотный клапан КЗ-3-127 (рис. 15) выпущен в комплекте МИГ-127. Растянутое «замкнутое» положение клапана на спуско-подъеме поддерживается силой гидравлической неуравновешенности, возникающей за счет полости 1, и усилием пружины 3, опирающейся на подшипник 4. Тяговый шток 7 находится в резьбовом зацеплении с гайкой 5 (фиксированной в корпусе стопорными шпильками) и в шлицевом зацеплении с ведущей гильзой. При вращении ведущей гильзы тяговый шток вращается и перемещается вверх вместе со штоком запорного клапана, имеющим несколько приемных отверстий и уплотнений. При совмещении приемного отверстия 9 с отверстием 8 запорной гильзы (как показано на рис. 15) в исходном положении происходит приток – восстановление давления.

При подъеме испытателя, когда закрыты и ИПМ и ЗПК, давление в объеме между ними снижается (при снижении давления окружающей среды) через стравливающий клапан.

КЗ-3-127 соответствует лучшим образцам этого оборудования, известным в мировой практике испытания необсаженных скважин.

Зарубежные запорные поворотные клапаны принципиальных конструктивных отличий не имеют от рассмотренного.

2.2.3. Забойный пробоотборник

Забойный пробоотборник из комплекта МИГ-127 (рис. 16) может устанавливаться в любом месте пластоиспытателем и фильтром. При спуске запорный шток 6 пружинной 10 удерживается в верхнем положении. Переток жидкости через обводной канал 5 с шаровым клапаном 4.

На притоке и восстановлении давления положение пробоотборника не меняется. Пробоотборник закрывает после открытия уравнительного клапана, перекрывает канал 5 и перепад давления перемещает шток 6 вниз до попадания фиксатора 8 в паз штока. При этом отверстия 12 штока перемещаются ниже уплотнения 14 и перекрываются. Обводной канал перекрывается верхними уплотнениями 6; отверстия 2 и 1 совмещаются. Проба изолируется в емкости 11 и отбирается через запорные клапаны 9 и 13 на поверхности.

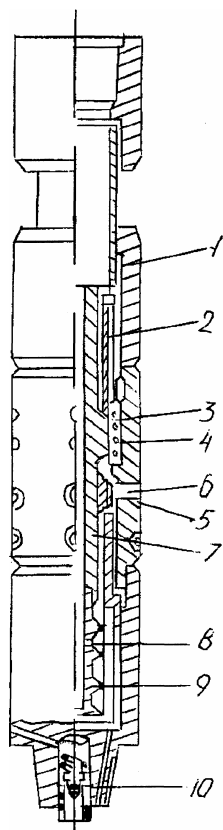


Рис. 15. Схема двухциклового запорного поворотного клапана КЗ-127:

1 – полость между штоком и корпусом клапана с внутритрубным давлением, 2 – ведущая гильза, 3 – запорная пружина, 4 – опорный подшипник, 5 – гайка, 6 – стопорные шпильки, 7 – тяговый шлицевой шток, 8 – приемное отверстие, 9 – шток запорного клапана, 10 – стравливающий клапан

При подъеме пробоотборника с закрытой пробой переток через него осуществляется в любом направлении через центральный клапан штока 6 и обводной канал 3.

Таким образом, проба в пробоотборнике запирается в момент открытия уравнительного клапана пластоиспытателя. В период восстановления давления (перед закрытием пробы) возможна утечка углеводородов (из смеси вверх под пластоиспытателем). Следовательно, лучше всего устанавливать пробоотборник непосредственно под испытателем пластов.

Институтом СевКазНИПИнефть для использования с трубными

пластоиспытателями пластов разработаны два типа пробоотборников: с механическим и гидравлическим управлением.

Для пробоотборников с механическим управлением присущи следующие характерные особенности.

1. В процессе работы его можно закрывать как в конце открытого периода испытания, так и в конце закрытого периода по истечении заданного времени.

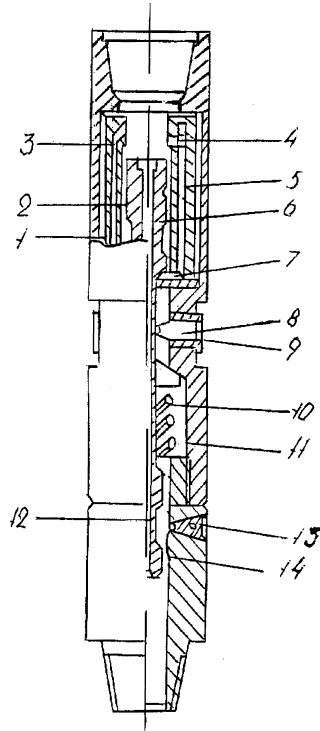


Рис. 16. Схема забойного пробоотборника из комплекта МИГ-127:

- 1, 2 — отверстия для перетока флюида, через обводной клапан, 3 — обводной канал (открыт при закрытом пробоотборнике), 4 — шаровый обратный клапан, 5 — обводной канал, 6 — запорный шток, 7 — паз под фиксатор 8 — фиксатор штока, 9 — 13 — клапаны для отбора пробы, 10 — пружина, 11 — емкость пробоотборника, 12 — нижнее уплотнение запорного штока

2. ИСПЫТАТЕЛИ ПЛАСТОВ, СПУСКАЕМЫЕ НА БУРИЛЬНЫХ ТРУБАХ

Современный пластоиспытатель состоит из следующих основных узлов: фильтра, пакера, опробователя с уравнительным и впускным клапанами, запорного клапана и циркуляционного клапана, (рис 1).

В период спуска аппарата в скважину (рис. 1 – а) главный (впускной) клапан закрыт, поэтому жидкость вытесняемая пластоиспытателем, не может проникнуть внутрь бурильных труб и движется вверх по кольцевому пространству. Отверстия уравнительного клапана открыты.

Спустив испытатель в скважину, расширяют в радиальном направлении резиновый элемент пакера (рис. 1 – б). Закрываются отверстия уравнительного клапана и открываются отверстия главного клапана и подпакерная зона получает сообщение с внутренней полостью колоны бурильных труб.

После открытия впускного клапана (рис. 1 – в) жидкость (газ) под влиянием депрессии начнет притекать из пласта в подпакерную зону и через отверстия в фильтре через главный клапан в полость бурильной колонны.

Приток прерывают, закрывая запорный клапан (рис. 1 – г). После закрытия запорного клапана поступление жидкости из пласта продолжается, а давление будет возрастать до тех пор, пока оно не станет равным пластовому.

Если запорный клапан открыть вновь, приток пластовой жидкости в бурильные трубы возобновится, а давление в подпакерной зоне резко понизится. Через некоторое время запорный клапан закрывают, приток прекращается, а давление подпакерной зоне быстро возрастает вследствие продолжающегося поступления сюда жидкости из пласта.

После выравнивания давления в подпакерной зоне и в пласте (рис. 1 – д) приподнимают колонну бурильных труб с усилием, превышающим ее вес в жидкости. При этом сначала закрывается главный клапан, затем откроется уравнительный клапан и промывочная жидкость из надпакерной зоны перетекает в подпакерную. Давления на резиновый элемент сверху и снизу выравниваются и резиновый элемент возвратится в первоначальное транспортное положение (1 – е).

Те периоды, при котором происходит приток пластовой жидкости при открытом запорном клапане называются открытыми периодами, а те периоды при закрытом запорном клапане – закрытыми периодами. Интенсивность роста давления в подпакерной зоне в течение закрытого периода немного больше, чем в открытый период.

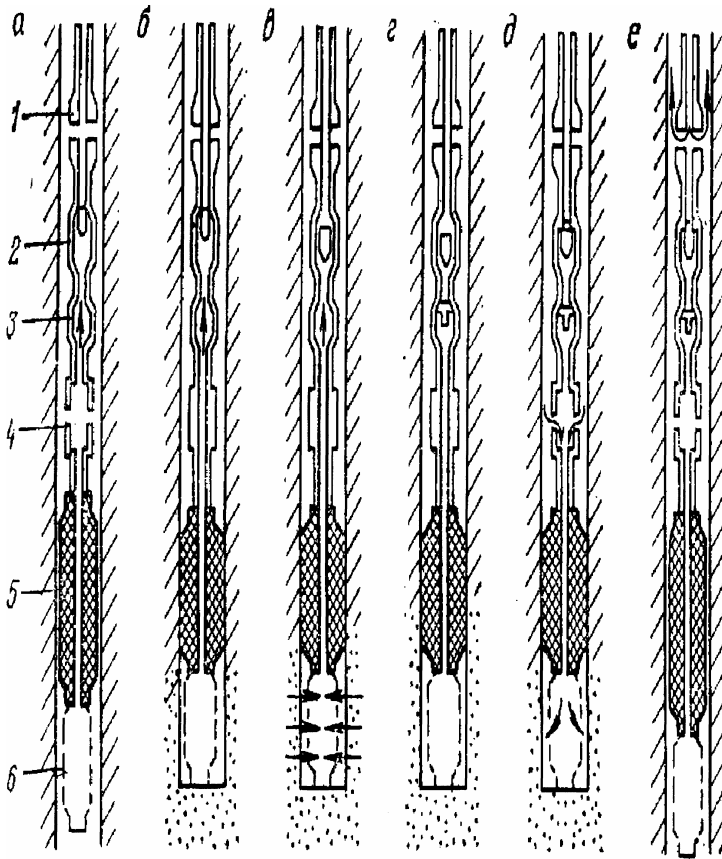


Рис. 1. Последовательность операций при испытании пластов:
 1 – циркуляционный клапан, 2 – запорный-поворотный клапан,
 3 – впускной клапан, 4 – уравнительный клапан, 5 – пакер, 6 – фильтр;
 а – спуск в скважину, б – пакеровка, в – приток, г – запись кривой восстановления
 давления, д – выравнивание давления, е – распаковка и подъем инструмента

2.1. Комплект испытательных инструментов КИИ 2М-146

Широкое распространение испытания перспективных горизонтов в открытом стволе бурящихся скважин стало возможным благодаря созданию и внедрению в практику геологоразведочных работ спускаемых на трубах испытателей пластов с опорой на забой.

Серийное производство этих испытателей пластов (КИИ-146 и КИИ-95) было освоено в 1967 – 1968 годах. Это оборудование в настоящее время изготавливается Бакинским машиностроительным заводом им. Володарского и имеет шифр КИИ 2-146 и КИИ 2-95. В 1975 году освоено серийное производство КИИ М-65, разработанного институтом СевКавНИПИ нефть.

По мере накопления опыта работы в процессе эксплуатации конструкции испытательного оборудования постоянно совершенствовались: отдельные его узлы (испытатель пластов, запорно-поворотный клапан, пакер и др.) были заменены новыми более совершенными, благодаря чему существенно повысилась надежность работы оборудования. Комплекты этого оборудования состоят из отдельных сборочных единиц, (таблица 1).

Упомянутые комплекты предназначены для проведения работ в скважинах диаметром 118 – 295 мм с целью решения указанных ниже основных задач:

1. Вызов притока пластового флюида из испытуемого пласта.
2. Отбор пластового флюида.
3. Определение гидродинамических параметров испытуемых пластов:

- пластового давления ($P_{пл}$);
- средней эффективной проницаемости зоны дренирования (K);
- коэффициента гидропроводности (kh/μ);
- коэффициента, характеризующего состояние пласта а призабойной зоне (Π_z);
- коэффициента продуктивности пласта (η).

Таблица 1

Комплектность испытательных инструментов

Наименование сборочных единиц комплексов	Шифр	Число сборочных единиц		
		КИИ 2М-46	КИИ 2 М-95	КИ ИМ-65
Испытатель пластов	ИПГ-146	2	–	1
	ИПГ-95	–	2	–
	ИПГ-65	–	–	1
Гидравлический яс	ЯГ-146	2	–	–
	ЯГ-95	–	1	–
	ЯГ-65	–	–	1
Цилиндрический пакер	ПЦ-146	1	–	–
	ПЦ-95	–	1	–
	ПЦ-65	–	–	1
Циркуляционный клапан	КЦ-146	1	–	–
	КЦ-95	–	1	–
	КЦ-65	–	–	1
Запорный поворотный клапан	ЗП2-146	1	–	–
	ЗП2-95	–	1	–
	ЗП2-65	–	–	1
Фильтр	Ф-146	1	–	–
	Ф-95	–	2	–
	Ф-65	–	–	2
Переводник для установки приборов	ПП-146	2	–	–
	ПП-95	–	2	–
	ПП-65	–	–	2
Приспособления для сжатия испытателя пластов	ПГС-000	1	–	–
	ПГС-000-1	–	1	–
	ПГС-000-2	–	–	1
Удлинитель	У-146	2	–	–
	У-95	–	2	–
	У-65	–	–	2
Глубинные манометры на давление 15,5; 24,5; 39,5; 59,5 МПа		4	4	4
Комплект запасных частей и вспомогательных инструментов		1	1	1

Техническая характеристика оборудования для испытания пластов представлена в табл. 2.

Таблица 2

Техническая характеристика испытателей пластов

Показатель	КИИ2М-146	КИИ2М-95	КИИМ-65
Наружный диаметр, мм	146	95	65
Максимальная длина сборочной единицы, мм	2300	2500	2575
Общая длина комплекса, мм	16590	19180	18165
Допустимая нагрузка, кН при сжатии	300	100	45
при растяжении	600	250	150
Максимальный переход давления, МПа	35	35	35
Максимальная температура, °С	170	170	170
Вес единицы, Н	1962	1078	490
Вес комплекса, Н	11760	8318	3185

Типовая компоновка испытательного оборудования показана на рис. 2. Ниже приведено краткое описание основных узлов этого оборудования.

2.1.1. Испытатель пластов ИПГ

Испытатель пластов предназначен для герметизации буровых труб в процессе спуско-подъемных операций, сообщения этих труб с подпакерным пространством, выравнивания гидростатического давления над и под пакером, а также для создания депрессии на пласт.

При спуско-подъемных операциях уравнильный клапан испытателя пластов открыт, а приемный клапан закрыт. Открытие приемного клапана осуществляется при передаче сжимающих усилий на испытатель пластов.

Общий вид испытателя пластов диаметром 146 мм показан на рис. 3.

Между верхним переводником и штангой 3 зажимается сменный штуцер 2.

Верхний переводник со штангой и сборным штоком 7 может перемещаться вдоль корпуса на 200 мм (ход ИПГ). Штанга имеет два наружных паза и через две шпонки 4, установленные в пазы переводника 6 и закрытые кожухом 5, имеет зацепление с корпусом для передачи крутящего момента. Расположенная ниже гидротормозная камера 10 с

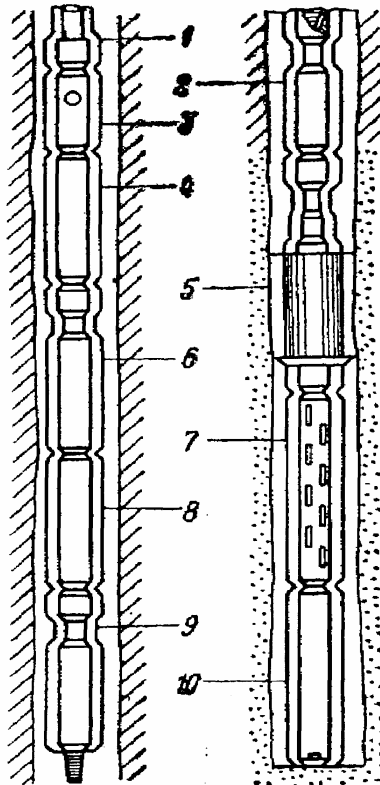


Рис. 2. Типовая компоновка испытательного оборудования:
1 – бур. колонна, 2 – циркуляционный клапан, 3 – переводник, 4 – ЗПК-2 (запорный поворотный клапан), 5 – ИПГ – 146, 6 – ЯГ, 7 – пакер, 8 – фильтр, 9 – хвостовик

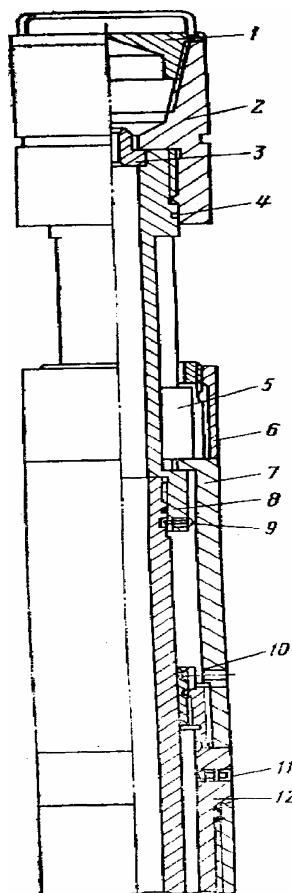


Рис. 3. Испытатель пластов ИПГ-146:

1 – переводник, 2 – сменный штуцер, 3 – штанга, 4 – шпонка, 5 – кожух, 6 – переводник, 7 – шток, 8 – отверстия с пробками, 9 – поршень, 10 – гидротормозная камера, 11 – уплотнение, 12 – гильза, 13 – приемный клапан, 14 – гильза приемного клапана

поршнем 9, изолированная сверху и снизу и заполненная маслом МС-20 (через отверстия с пробками 8), предназначена для замедления сжатия ИПГ и для замедления открытия приемного клапана при приложении к ИПГ осевой сжимающей нагрузки.

Ниже гидротормозной камеры находятся уплотнение 11 и гильза 12 уравнильного клапана, приемный клапан 13 с уплотнениями и гильза приемного клапана 14.

В гидротормозной камере ИПГ-146 (рис. 4.) между штоками 1 и 5

помещен поршень с ограниченным перемещением, состоящий из внутренней гильзы 2 с капиллярной винтовой нарезкой по нижнему утолщенному диаметру, наружной гильзы поршня 4, соединенной на резьбе с внутренней гильзой и перекрывающей полностью или частично капиллярный канал последней. Положение наружной гильзы фиксируется контргайкой 3.

При сжатии ИПГ шток 1 перемещается вниз. Верхний торец поршня (гильза 2) плотно прижимается к уплотнительному торцу штока 1. Масло из нижней части камеры в верхнюю перетекает по капиллярному каналу с высоким сопротивлением, замедляющим движения штока вниз, а следовательно, открытие приемного клапана ИПГ. При растяжении испытателя поршень отходит от уплотнительного буртика, открывается достаточно широкий канал для свободного перетока масла сверху вниз. Приемный клапан закрывается (ИПГ растягивается) без замедляющего сопротивления.

Гидротормозное устройство не допускает открытия приемного клапана на «посадках» при спуске КИИ и предупреждает преждевременное открытие его на забое при остановке пакера.

Конструкция поршня предусматривает регулировку работающей длины капиллярного канала путем развинчивания или завинчивания наружной обоймы. Это позволяет задавать различное время открытия приемного клапана ИПГ.

Тормозная способность реле времени оценивается из выражения

$$T_{\phi} = T_0 \frac{P_0 * L * \mu_t}{P * L_0 \mu_0}$$

где: T_0 – время впускного клапана, определяемого по паспорту на реле времени;

P_0 – сжимающая нагрузка при заводской тарировке;

L – фактическая длина капиллярного канала;

μ_t – вязкость масла при ожидаемой температуре в скважине;

P – ожидаемая сжимающая нагрузка на испытатель пластов;

L_0 – длина капиллярного канала в момент тарировки;

μ_0 – вязкость масла при температуре в момент тарировки.

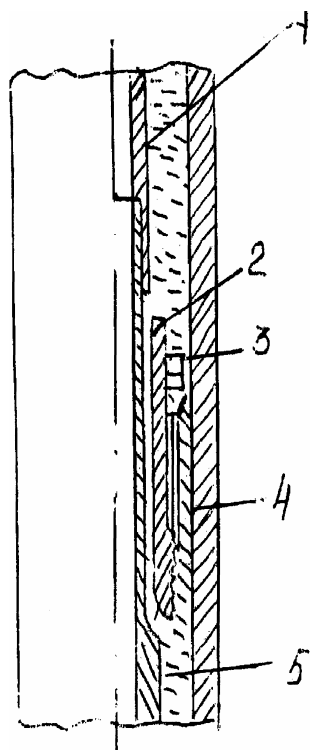


Рис. 4. Гидротормозная камера ИПГ-146:
1 – шток, 2 – внутренняя гильза, 3 – контргайка,
4 – наружная гильза поршня, 5 – шток

Фактическое время открытия (T_{ϕ}) должна составить для заданных условий проведения работ 0,5 – 2,0 мин.

В качестве рабочих жидкостей в отечественном испытательном оборудовании в большинстве случаев используют авиамасло МС-20.

Вязкость масла МС-20 при повышенной температуре следует определять из справочников или по графику /1/.

Схема работы клапанной системы ИПГ показана на рис. 5. Положительной особенностью ИПГ является сравнительная простота его конструкции, простота его изготовления.

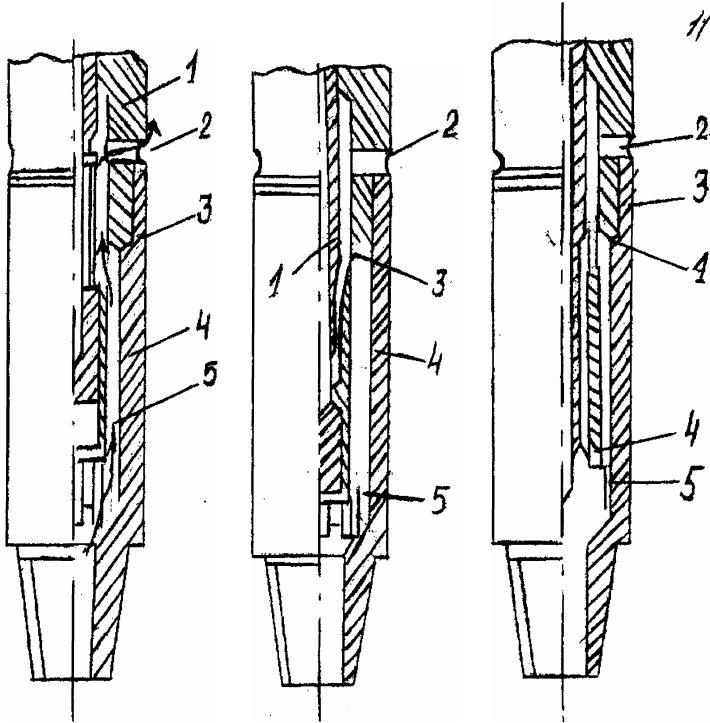


Рис. 5. Схема работы клапанной системы ИПГ

2.1.2. Запорный поворотной клапан ЗП2

Запорный поворотной клапан предназначен для прекращения доступа жидкости или газа из испытуемого пласта в бурильные трубы с целью записи давления.

Работой клапана управляют с устья скважины путем вращения колонны бурильных труб вправо на заданное число оборотов.

Первоначальное оборудование диаметром 146 и 95 мм комплектовали клапанами одинарного закрытия, позволяющими проводить операции с одним открытым и с одним закрытым периодами испытания. С 1971 г. освоено производство запорных поворотных клапанов двойного закрытия, посредством которых операции проводят с двумя открытыми и двумя закрытыми периодами.

В табл. 3 приведены технические характеристики запорных поворотных клапанов двойного действия.

Таблица 3

**Техническая характеристика запорных поворотных клапанов
двойного действия.**

Показатели	ЗП2-146	ЗП2- 95	ЗП2-65
Наружный диаметр, мм	146	95	65
Длина, мм	1885	2097	2000
Рабочий ход, мм	100	90	100
Число оборотов, необходимое для существования первичного закрытия второго открытия второго закрытия	10 20 30	10 20 30	10 20 30
Направления вращения	Вправо	Вправо	Вправо
Вес.Н	1901	1166,2	421,4

На рис. 6 показан общий вид клапана ЗП2 – 146. Он состоит из корпуса, внутри которого размещены полые штоки 4 и 12, подшипник 10, винтовая пара 14 и 15, впускной клапан (16, 18, 19, 21). В нижней части корпуса размещен редукционный клапан (22, 25).

Клапан спускают в скважину в растянутом положении. Его шток находится в шлицевом зацеплении с корпусом, благодаря чему возможна передача вращения ниже расположенным узлам испытательного оборудования без воздействия на впускной клапан, который в процессе спуска остается открытым.

При передаче сжимающей нагрузки шток перемещается вниз относительно корпуса и выходит из шлицевого зацепления. Нагрузка передается на шариковый подшипник 10, благодаря которому обеспечивается свободное вращение штока 4 относительно корпуса.

Для осуществления первого закрытия бурильный инструмент после передачи сжимающей нагрузки вращают вправо на 10 оборотов. Это вращение через шток 4 и 12 передается винту 15. Клапан 18 перемещается вверх, радиальные отверстия его перекрываются при этом гильзой 16.

После этого инструмент оставляют без вращения на время, необходимое для записи начальной кривой восстановления давления. При последующем вращении на 10 оборотов клапан снова открывается. Для повторного его закрытия инструмент проворачивается на 10 оборотов. При этом винт 15, переместившись в верхнее положение (крайнее), выходит из зацепления с гайкой 14, и дальнейшее его перемеще-

ние вверх прекращается. В таком положении колонну бурильных труб можно вращать на неограниченное число оборотов.

После окончания испытания по мере подъема оборудования давление в затрубном пространстве снижается, и как только оно станет ниже гидростатического давления в трубах, откроется редукционной клапан, давление станет близким к атмосферному, что обеспечивает безопасность работ во время его отвинчивания.

По конструкции и принципу действия ЗП2 КИИ2М-95 и КИИМ-65 аналогичны описанному клапану.

2.1.3. Циркуляционный клапан КЦ

Циркуляционный клапан предназначен для осуществления прямой или обратной циркуляции, что позволяет при необходимости вытеснить из бурильных труб к стенкам скважины жидкость, установить нефтяную или водяную ванну.

Общий вид циркуляционного клапана показан на рис. 7.

Клапан состоит из корпуса 1 внутри которого размещен полый шток – пробка 2, разобщающий внутренние полости корпуса и бурильных труб. Шток – пробка удерживается в исходном положении срезной шпилькой 3.

Для открытия циркуляционного клапана в трубах необходимо создать давление, превышающее затрубное на 4,5 – 5,0 МПа. Под воздействием этого давления шпилька срезается, шток – пробка смещается вниз и полость бурильных труб сообщается с затрубным пространством.

2.1.4. Пакер ПЦ

Пакер предназначен для разобщения объекта испытания и остальной части ствола скважины. Используют пакеры с жесткой металлической опорой и пакеры с раздвижной резиновой опорой.

Типовая конструкция пакера с раздвижной резиновой опорой показана на рис. 8.

При передаче сжимающей нагрузки детали корпуса пакера смещаются вниз относительно его штока 1. Это усилие передается на пакер 2, который увеличивается по диаметру и перекрывает ствол скважины.

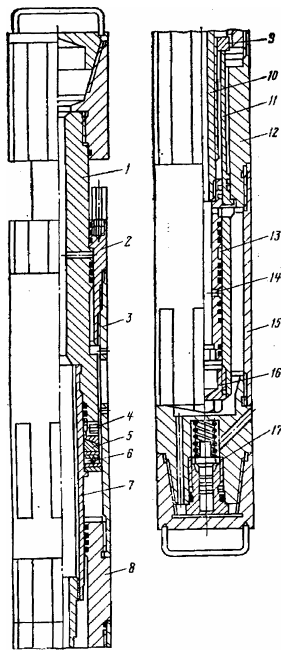


Рис. 6 Общий вид клапана 3П2-146

При снятии с места происходит выравнивание гидростатического давления в надпакерной и подпакерной зонах.

Растягивающее усилие передается резиновому элементу, который вращается в исходном положении. Резиновая опора под действием сил упругости также возвращается в исходное положение, что дает возможность свободно снять пакер с места и поднять его из скважины.

Технические характеристики пакеров представлены в табл. 4.

Упругие элементы изготавливают из термостойких резин. Срок службы резиновых элементов пакеров зависит от ряда факторов и находится в пределах от одной до девяти операций.

2.1.5. Гидравлический ясс ЯГ

Ясс предназначен для облегчения снятия пакера с места после испытания и для освобождения хвостовика в случае его прихвата.

Испытатель КИИ2М-146 поставляется с двумя яссами, отличающимися по силе удара за счет различной степени гидравлической

уравновешенности.

Общий вид ясса показан на рис. 9. Он состоит из корпуса, внутри которого размещены подвижные штоки.

При спуско-подъемных операциях ясс находится в растянутом положении, как показано на рис. 9.

В момент пакеровки при создании сжимающих усилий штоки 1,2 перемещаются в крайнее нижнее положение. При приложении растягивающей нагрузки штоки начинают перемещаться вверх. При этом необходимо приложить дополнительное усилие для преодоления гидравлической неуравновешенности. Под воздействием этого усилия колонна бурильных труб растягивается в пределах упругой деформации. При дальнейшем перемещении штоков открываются радиальные отверстия в корпусе 3. Давление в камере при этом становится равным гидростатическому давлению столба промывочной жидкости в затрубном пространстве. Дополнительное усилие, препятствующее свободному перемещению штоков вверх, исчезает и под воздействием упругой деформации в колонне

труб штоки ясса резко перемещаются вверх, за счет чего возникает удар. В зависимости от условий испытания сила удара для яссов диаметром 146 мм может достигать 600 – 800 кН, что способствует освобождению хвостовика в случае его прихвата в скважине. В табл. 5. представлены технические характеристики гидравлических яссов.

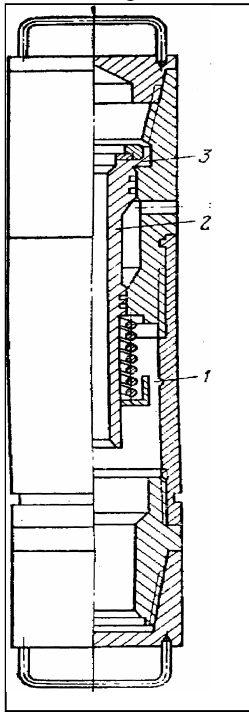


Рис. 7. Циркуляционный клапан:

1 – корпус, 2 – шток-провка, 3 – срезная шпилька

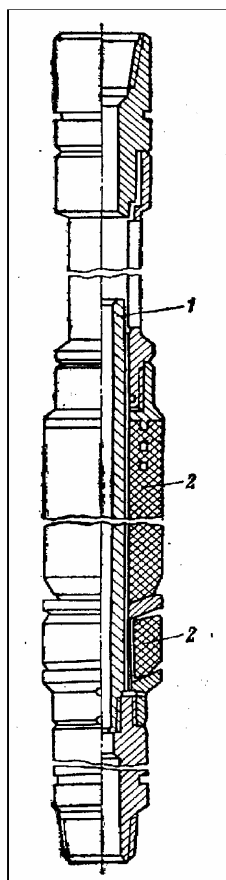


Рис. 8. Пакер с раздвижной резиновой опорой:
1 – шток, 2 – пакер

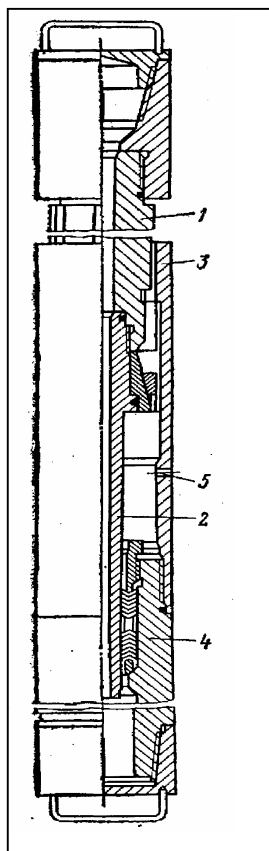


Рис. 9 Гидравлический ясс ЯГ-146:
1, 2 – шток, 3 – корпус

Таблица 5
Техническая характеристика гидравлических яссов

Показатели	ЯГ-146	ЯГ-146М	ЯГ-95	ЯГ-65
Наружный диаметр, мм	146	146	95	65
Величина свободного хода, мм	220	320	330	250
Гидравлически неуравновешенная площадь, см ²	58	96	38	15
Длина в растянутом положении, мм	1210	1608	1270	1130
Вес, Н	1019,2	1528,8	617,4	205,8

По принципу действия яссы, используемые в комплектах КИИ2М-95 и КИИМ-65, аналогичны вышеописанному.

2.1.6. Фильтр Ф и переводники для установки приборов ПП

Фильтр предназначен для очистки флюида, поступающего из испытываемого пласта, с целью предупреждения засорения штуцера и проходных каналов испытательного оборудования. Такой фильтр состоит из отдельных толстостенных патрубков с фрезерованными в них щелями.

Технические характеристики фильтров, используемых в комплектах испытательного оборудования, представлены в табл. 6.

Таблица 6
Технические характеристики цилиндрических пакеров

Показатели	ПЦР-178	ПЦР-146	ПЦР-146	ПЦР-95	ПЦР-95	ПЦР-65	ПЦР-65
Наружный диаметр, мм	170	146	146	95	95	67	67
Диаметр сменных резиновых элементов, мм	245,270	170,180	170,180	109,115	109,115	67,78	67,78
Рабочий ход пакера, мм	350	400	350	370	330	260	240
Рекомендуемая нагрузка при пакеровке, кН	150-200	100-120	100-120	60-80	60-80	15-30	15-30

Максималь- ный перепад давления, МПа	45	35	45	35	45	35	45
Максималь- ная температура,	150	150	170	170	180	150	170
Длина, мм	2373	2300	1633	1525	1435	1410	1450

Таблица 6

Техническая характеристика фильтров

Показатели	Ф-146	Ф-95	Ф-65
Наружный диаметр, мм	146	95	67
Длина, мм	1980	2527	2555
Толщина стенок, мм	20	12	9,5
Размеры щели, мм ширина	3	3	3
длина	100	100	100
Число щелей	44	60	72
Вес, Н	225,4	882	421,4

Переводники для установки приборов, предназначены для размещения глубинных регистрирующих манометров, выполнены из толстостенных патрубков.

Технические характеристики таких переводников представлены в табл.7.

Таблица 7

Техническая характеристика переводников для установки приборов

Показатели	ПП-146	ПП-95	ПП-65
Наружный диаметр, мм	146	95	67
Внутренний диаметр, мм	94	70	48
Длина, мм	200	2500	2575
Вес, Н	1421	862,4	382,2

С комплектом оборудования поставляется по два переводника.

2.1.7. Устьевое оборудование

Для проведения работ с испытателями пластов, спускаемыми на трубах, используют специальное оборудование, которое предназначено для выполнения следующих функций:

- исследования работы пласта на заданных режимах;
- вращения колонны бурильных труб без демонтажа устьевого манифольда;
- отвода флюида, поступающего из пласта в бурильные трубы, на безопасное расстояние от буровой установки;
- закачки жидкости внутрь бурильных труб.

Устьевое оборудование состоит из двух основных частей: вертикальной головки и устьевого манифольда.

Вертикальная головка показана на рис. 10. В корпусе 1 головки размещен пробковый кран 2, который служит для последовательного сообщения устьевого манифольда с трубным пространством и их разобщения.

В нижней части корпуса размещен металлический шар 3, удерживаемый в гнезде с помощью шпильки 4. При необходимости этот шар может быть сброшен внутрь бурильного инструмента.

Между корпусом и крестовиной для подсоединения манифольда размещен шариковый подшипник 5, благодаря чему можно осуществлять вращение корпуса 1 без вращения крестовины. Оборудование рассчитано на работу при избыточном давлении до 30,0 МПа.

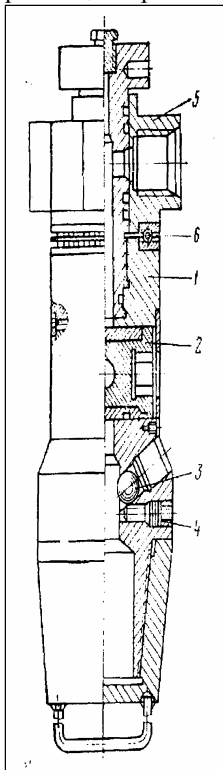


Рис. 10. Вертикальная головка

2.1.8. Технология работ по испытанию перспективных объектов испытателями пластов, спускаемыми на трубах

Технико-экономические показатели испытания перспективных объектов в открытом стволе бурящихся скважин во многом зависят от степени совершенства технологии проведения работ с применением испытателей пластов, спускаемыми на трубах.

Наиболее благоприятные условия создаются при минимальном (до 10 суток) разрыве во времени между вскрытием пласта и его испытанием. При подготовке скважины к проведению работ с применением испытателя пластов, в ГТН необходимо указать:

1. Показатели бурового раствора, применяемого при вскрытии пластов и испытании;
2. Интервалы, подлежащие испытанию или опробованию с помощью испытателей пластов или опробователей спускаемых на каротажном кабеле;
3. Типы и размеры испытательных инструментов;
4. В случае проведения работ с предварительным разбуриванием зумпфа (интервал бурения долотом меньшего диаметра).

На площадях со сложными геолого-техническими условиями проводки скважин рекомендуется провести анализ по определению допустимого времени безаварийного пребывания оборудования в скважине в неподвижном состоянии. После проведения электрометрических работ уточняют интервал испытания и место установки резинового элемента пакера.

2.1.9. Выбор интервала установки пакера

При испытании пластов в открытом стволе скважины возможны три варианта выбора интервала установки пакера:

1. В непроницаемой части ствола скважины, как можно ближе к кровле испытываемого пласта;
2. При кавернозном стволе скважины – в наиболее устойчивой части при условии отсутствия проницаемых пропластков между пакером и объектом испытания;
3. В верхней части интервала испытания, когда выше него в стволе скважины имеются каверны, или, когда непосредственно над испытываемым пластом расположен другой проницаемый пласт.

Длина хвостовика во всех случаях не должна превышать 50 м.

Минимальную длину интервала установки пакера определяют из соотношения

$$1 = \frac{h_k - h_{тр}}{h_k} * H + 2, \quad (2)$$

где h_k и $h_{тр}$ – глубина скважины соответственно по данным каротажа и замеру длины бурильных труб вручную, м;

H – глубина установки пакера, м.

2.1.10. Выбор величины начальной депрессии на пласт

Величина требуемой депрессии на пласт зависит от типа коллектора. При проведении работ с ИП допустимая величина депрессии на пласт зависит от конкретных условий испытания:

1. от прочности труб, на которых спускают ИП. Трубы проверяют на смятие под действием наружного давления. Максимально допустимую депрессию определяют из условий сохранения устойчивости на смятие при коэффициенте запаса прочности труб;

2. от устойчивости пакера. Максимально допустимые перепады давления, которые создаются при проведении работ с оборудованием КИИ2М-146, КИИ2М-95 составляют 35,0 МПа. При этом депрессия находится в пределах (18,0 – 25,0) МПа;

3. от устойчивости пород, слагающих стенки скважин в интервале испытания. При слабо – сложенных породах депрессии необходимо снизить до (11,0 – 12,0) МПа с тем, чтобы свести к минимуму обвалы или вынос песка.

2.1.11. Продолжительность испытания

Полный процесс испытания пласта (кроме СПО) состоит из периодов:

1. первого открытого (приток);
2. первого закрытого (начальное восстановление давления);
3. второго открытого (приток);
4. второго закрытого (конечное восстановление давления).

Первый открытый период имеет цель:

- очистить призабойную зону;
- восстановить проницаемость пласта;
- снизить давление на нее столба промывочной жидкости, дренировать ее для получения первой кривой восстановления давления.

Продолжительность 1 открытого периода 3 – 5 мин.

Продолжительность 1 закрытого периода равна или в 1,5 – 2,0 раза превышает продолжительность 1 открытого периода.

Во время 2-го открытого периода осуществляется дренирование испытуемого пласта, получение проб пластового флюида и оценка ин-

тенсивности притока. Продолжительность этого периода составляет от 15 мин. до 1 часа и более.

Второй закрытый период необходим для определения основных гидродинамических параметров пласта. Продолжительность этого периода должна быть равна или 2,5 – 2,0 раза превышать продолжительность второго открытого периода.

2.2. Многоцикловое испытательное оборудование МИГ

Возросшие глубины бурения на площадях со сложными геологическими условиями проводки скважин потребовали решения ряда сложных проблем, обусловленных ростом гидростатических давлений столба бурового раствора, забойных температур, пластовых давлений, ухудшением коллекторских свойств испытываемых горизонтов, более жесткими требованиями по безаварийному ведению работ и т.д.

Поэтому возникла острая необходимость в разработке нового испытательного оборудования. При его создании были учтены следующие основные условия эксплуатации: гидростатическое давление столба бурового раствора 5,0 – 150 МПа; максимальный перепад давления 45,0 МПа; максимальная температура 200° С; диаметр обслуживаемых скважин 78 – 295мм; максимальная глубина скважин 7000 – 8000 м (2).

На основе анализа проведенных работ установлено, что для расширения области применения более совершенного метода испытания поисках нефти и газа необходимо выполнение следующих требований:

1. Включение в нормальный ряд трубных испытателей пластов с опорой на забой следующих размеров оборудования (по наружному диаметру): 146, 127, 95, 80, 65 мм. Обеспечение при помощи оборудования возможности осуществления открытых и закрытых периодов испытания как путем вращения колонны бурильных труб, так и посредством осевых перемещений труб.

2. Более широкая регулирующая способность гидравлических тормозных систем при работе в диапазоне температур 30 – 250° С. Целесообразность изолирования их рабочих камер от воздействия наружного и внутреннего гидростатического давлений.

3. Осуществление контроля с устья скважины за работой клапанной системы ИП. Размещение герметизирующих уплотнений клапана вне потока пластового флюида для их долговечности и надежности.

4. Возможность неограниченного вращения бурильного инструмента для предотвращения прилипания труб к стенкам скважины.

5. Отсутствие зависимости растягивающего усилия ясса от

гидростатического давления столба бурового раствора для расширения области его применения.

6. Автоматическое заполнение буровым раствором до заданной высоты колонны бурильных труб при спуске оборудования в скважину.

7. Устойчивость в работе гидравлической системы оборудования при воздействии инерционных усилий столба жидкости в трубах в процессе СПО.

8. Проведение пакерующим устройством операций при перепадах давления до 45,0 МПа.

9. Укомплектование оборудования более эффективными средствами по предотвращению и ликвидации прихватов инструмента, а также глубинной контрольно-измерительной аппаратурой на рабочее давление до 150, 0 МПа и температуру до 250° С.

10. Проведение операций по испытанию пласта как с опорой на забой, так и на стенки скважины; возможность избирательного испытания пласта между пакерами с отбором герметизированных проб пластового флюида.

11. Разработка транспортных средств, обеспечивающих оперативную доставку оборудования к объектам проведения работ, а также экспресс-анализа результатов испытания в полевых условиях.

Лабораторией Техники испытания скважин СевКавНИПИнефть завершены конструкторские разработки размерного ряда комплексов многоциклового испытательного оборудования. Их основная техническая характеристика приведена в табл. 8, а состав каждого комплекса в табл. 9 и рис. 11.

В основу всех комплексов многоциклового испытательного оборудования диаметрами 146, 127, 80 и 65 мм положена следующая гидравлическая схема (рис 12):

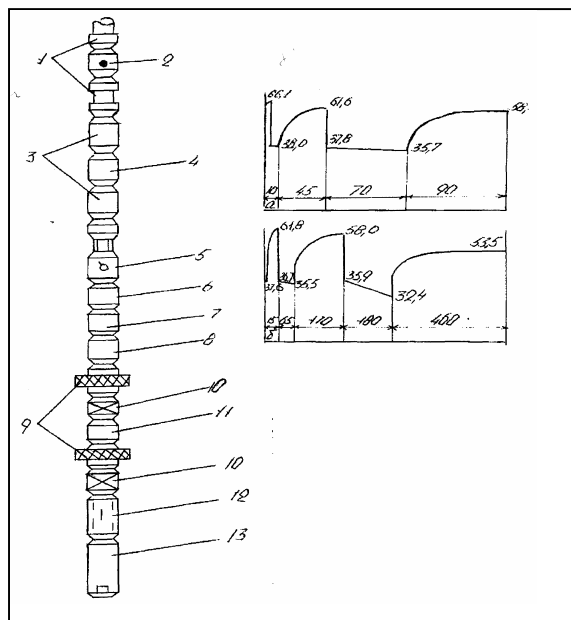


Рис. 11

СКВ. 252 октябрьская в интервале 4885 – 4895 м:

а – компоновка многоциклового испытательного оборудования МИГ-80

б – диаграммы давлений, полученные при испытании

1 – бурильные трубы, 2 – циркуляционный клапан, 3 – переводник для манометров, 4 – гидравлический штуцер, 5 – испытатель пластов, 6 – пробоотборник, 7 – устройство для раздельного вращения труб, 8 – гидравлический ясс, 9 – пакер, 10 – левый переводник, 11 – распределительное устройство, 12 – фильтр, 13 – хвостовик

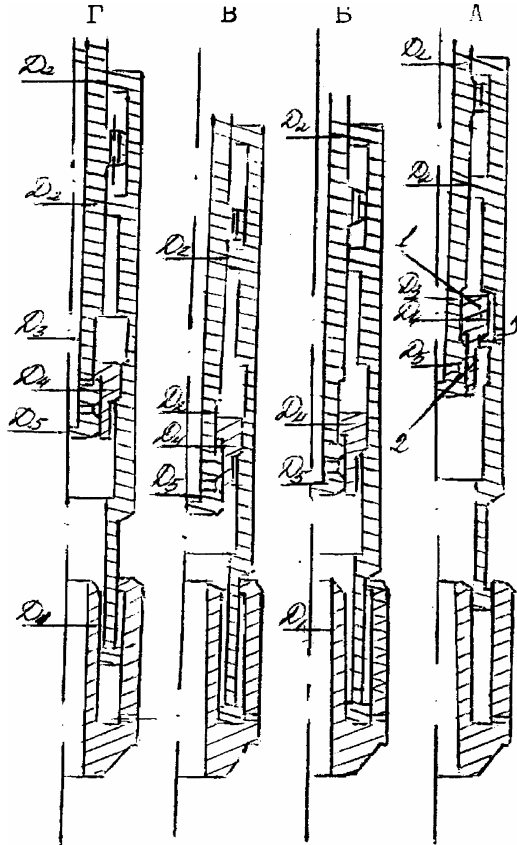


Рис. 12 Гидравлическая схема многоциклового испытательного оборудования:

А – спуск в скважину, Б – закрытие уравнительного клапана, В – открытие приемного клапана, Г – растяжение раздвижного механизма

При спуске в скважину (положение А) механизм, установленный под испытателем, гидравлически уравновешен (при условии $D_1 = D_2$, где D_1 – диаметр подвижных уплотнений тормозной камеры; D_2 – диаметр раздвижного механизма).

Втулка 1 уравнительного клапана прижата к выступу приемного клапана 2 с условием

$$F_1 = 0.785(D_5^2 - D_3^2) * (P_r - P_{тр}).$$

Таблица 8

Техническая характеристика комплексов МИГ

Показатели	МИГ-146	МИГ-127	МИГ-95	МИГ-80	МИГ-65
Наружный диаметр, мм	146	127	95	80	67
Максимальная длина секции, мм	2918	2980	2600	3470	3200
Общая длина комплекса, мм	27450	27150	21400	23410	16500
Допустимая нагрузка: сжимающая, кН	1500	1250	600	400	200
растягивающая, кН	700	600	450	200	150
крутящий момент, Н.м	10000	7500	4900	3900	3100
Максимальный перепад давления, МПа	45,0	45,0	45,0	45,0	40,0
Максимальная температура, °С	200	200	200	200	200
Максимальная масса секции, Н	2305,4	1599,03	1177,2	902,52	765,2
Общая масса комплекса, Нх10 ⁴	5,3	5,6	1,8	0,6	0,5
Размер соединительной резьбы	3-121	3-101	3-76	3-62	3-56
Диаметр обслуживаемых скважин, мм	190-295	161-243	118-165	97-112	78-102

где D_5 и D_3 – диаметры подвижного уплотнения приемного клапана и внутреннего уплотнения уравнительного клапана ИП;

P_r и $P_{тр}$ – гидростатическое давление соответственно столба бурового раствора, заполняющего скважину и столба жидкости, заполняющей трубы, в результате чего впускные отверстия приемного клапана в процессе СПО герметично разобщены от затрубного пространства.

Таблица 9

Состав комплекса МИГ

Состав комплекса	МИГ-146		МИГ-127		МИГ-95		МИГ-80		МИГ-65	
Состав комплекса	шифр	кол-во	шифр	кол-во	шифр	кол-во	шифр	кол-во	шифр	кол-во
Безопасный замок	ЗБ2-146	1	ЗБ2-127	1	ЗЛ-95	1	ЗБ-80	1	ЗБ-65	1
Испытатель пластов	ИПМ2-146	1	ИПМ2-	1	ИПЦ-95	1	ИПМ-80	1	ИПМ-65	1
Запорный поворотный клапан	КЗ-2-146	1	КЗ-2-127	1	КЗ-95	1	ЗП2-80	1	ЗП2М-65	1
Циркуляционный	КЦМ3-146	1	КЦМ-3-127	1	КУ-95	1	КЦМ-80	1	КЦ2-65	1
Пробоотборник	ПИГ-146	1	ПИГ2-127	1	ПО-95	1	ПИП3-80	1	ПИП-65	1
Пакер	ПЦР2-146	2	ПЦР2-127	2	ПЦ2-95	1	ПУР-80	1	ПЦП-65	2
Устройство: распределяющее	РУ2-146	1	РУ2-127	1	Р2-95	1	Р2-80	1	РУ-65	2
для вращения	УРВ2-146	1	РУ2-127	1	МП-95	1	УРВ-80	1	УРВ-65	1
уравнительное Ц	УУ2-146	1	УУ2-127	1	УРП-95	1	—	—	—	—
Гидравлический	Ш2-146	1	Ш2-127	1	—	—	Ш-80	1	Ш-65	1
Гидравлический ясс	ЯГ32-146	1	ЯГ32-127	1	ЯП-95	1	ЯГ-80	1	ЯП-65	1
Переводник для приборов	ПП2-146	1	ПП2-127	1	ПП1-95	2	ПП-80	2	ПП1-65	2
Фильтр	Ф-146	5	Ф-127	3	Ф1-95	5	Ф-80	1	Ф1-65 2	2
Переводник левый	ПЛ-146	2	ПЛ-127	2	—	—	ПЛ-80	2	ПЛ-65	2
переходный	ПХ-146	1	ПХ-127	4	—	—	—	—	—	—
Подгонный патрубков	П-146	1	П-127	5	—	—	У-80	3	У1-65	3

Приспособление	ПСГ-1	1	ПСГ-2	1	ПСГ-95	1	ПСГ-000	1	ПСГ-3	1
Устройство для	УО-1	1	УО-1	1	УО-1	1	УО-000	1	УО-3	1
Обратный клапан	–		–		–		–	–	КО-65	1
Глубинные манометры на давления 25,0; 40,0, 60,0 80,0 МПа.		4		4		4		4		4

В момент пакеровки раздвижной механизм свободно сжимается на длину его рабочего хода, после чего усилие от веса бурильных труб передается на шток ИП, который вместе с втулкой 2 начинает перемещаться вниз относительно корпуса. При этом закрывается уравнильный клапан (положение б), затем, по мере движения штока открывается его приемный клапан (положение в). Давление в подпакерной зоне снижается до величины $P_{тр}$, после открытия приемного клапана ИП, поэтому втулка 1 уравнильного клапана удерживается в закрытом положении с усилием

$$F_2 = 0.785(D_4^2 - D_3^2) * (P_r - P_{тр}), \quad (4)$$

где: D_4 – диаметр наружного уплотнения уравнильного клапана ИП.

Усилие, необходимое для удержания корпуса ИП в крайнем нижнем положении (положение в) определяется из соотношения

$$F_3 = 0.785(D_1^2 - D_3^2) * (P_r - P_{тр}). \quad (5)$$

После первого открытого периода испытаний колонну бурильных труб приподнимают на 1,3 – 1,8м. При этом растягивающие усилия передаются штоку испытателя, который гидравлически уравновешен, в результате чего он свободно перемещается вверх, преодолевая лишь силы трения в герметизирующих уплотнениях. Под усилием F_3 корпус испытателя пластов остается в крайнем нижнем положении. После полного закрытия приемного клапана растягивающее усилие через его упор передается на втулку уравнильного клапана 1, которая удерживается в крайнем нижнем положении с усилием F_2 (При соблюдении неравенства $F_2 < F_3$). В этом случае растягивающее усилие передается

через втулку уравнительного клапана на корпус испытателя и раздвижной механизм момент, когда это усилие станет выше F_3 , начинает растягиваться. Необходимо, чтобы после закрытия приемного клапана раздвижной механизм растягивался не на полную длину рабочего хода, для этого необходимо учитывать высоту подъема колонны бурильных труб. Для повторного открытия приемного клапана на оборудование передается сжимающее механическое усилие. Раздвижной механизм снова сжимается (положение б), после чего открывается приемный клапан (положение в). Таким образом путем осевых перемещений колонны бурильных труб можно осуществить неограниченное количество открытых и закрытых периодов испытания. Уравнительный клапан при этом остается закрытым. По окончании испытания приступают к подъему оборудования на поверхность. После закрытия приемного клапана и растяжении раздвижного механизма на полный рабочий ход, усилие на втулку 1 уравнительного клапана по мере подъема бурильных труб возрастает и как станет больше чем

$$F'_2 = 0.785(D_4^2 - D_3^2) * (P_r - P'_{тр}), \quad (6)$$

шток испытателя вместе с втулкой уравнительного клапана возвращается в положение а. Оборудование поднимают, когда давление в подпакерной зоне станет равным P_r . В этом случае отверстия приемного клапана перекрыты втулкой уравнительного клапана, которая прижата к выступу приемного клапана с усилием

$$F'_1 = 0.785(D_5^2 - D_3^2) * (P_r - P'_{тр}), \quad (7)$$

где: $P'_{тр}$ – давление в подпакерной зоне в момент открытия уравнительного клапана.

$$P_{тр} < P'_{тр} < P_{пл}. \quad (8)$$

Достоинство этой гидравлической схемы состоит в том, что она обеспечивает возможность многоциклового испытания пласта при любых соотношениях между затрубным, трубным и пластовым давлениями. (При условии $P_{тр} < P'_{тр} < P_{пл}$).

2.2.1. Многоцикловой испытатель пластов ИПМ-2

На рис. 13. показан многоцикловой испытатель пластов ИПМ-2 из комплекта МИГ конструкции СевКавНИПИнефть.

В отличие от ИПГ в этом испытателе пластов штуцер можно менять без развинчивания корпусной резьбы верхнего переводника. Гидравлическая камера имеет подвижное сальниковое уплотнение, обеспечивающее постоянное равенство давлений вне камеры и внутри её. Тормозной поршень обеспечивает сопротивление сжатию (его замедление) за счет перепуска масла (из-под поршня) через каналы круглого сечения в корпусе поршня со вставленными в них калиброванными орифайсами, диаметром которых регулируют зазор для перетока масла и скорость открытия ИПМ-2.

Когда при сжатии пластоиспытателя наружные уплотнительные кольца поршня 3 пройдут отверстия гильзы 5, обеспечивается более свободный переток масла из-под поршня, ускоренное перемещение штока (открытие впускного клапана) на конечном участке. Это перемещение наверху отличается резким ростом нагрузки на крюке («просадкой» инструмента) и служит сигналом открытия ИПМ-2.

Работа уравнительного и приемного клапанов ИПМ-2 показана на рис. 14. На спуске-подъеме промывочная жидкость свободно проходит через отверстия 3 уравнительного клапана (рис. 14 – а). Запорная гильза 1 за счет гидравлической неуравновешенности между внешним давлением (гидростатическое давление в скважине) и внутренним (давление долива) с определенным усилием прижата к ограничителному выступу приемного клапана. При осевом сжатии ИПМ-2 (чтобы открыть приемный клапан и начать приток) шток с приемным клапаном перемещается вниз. В нижнем положении запорная гильза штока наружным уплотнением герметично входит в посадочное гнездо корпусного переводника. Приемный клапан закрыт и впускной клапан закрыт.

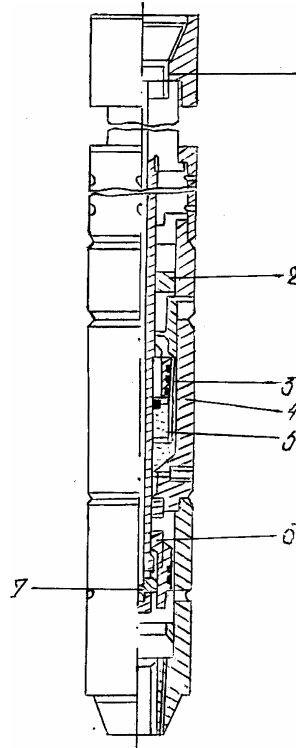


Рис. 13 Многоцикловой испытатель пластов ИПМ-2

1 – сменный штуцер, 2 – подвижное уплотнение, 3 – тормозной поршень, 4 – калиброванные орифайсы, 5 – промежуточная гильза, 6 – запорная гильза, 7 – приемный клапан

Для дальнейшего перемещения штока необходимо дополнительное сжимающее усилие, чтобы преодолеть силу гидравлической неуравновешенности между гильзой и приемным клапаном. Гильза остается неподвижной, шток приемного клапана перемещается вниз. Уплотнение приемного клапана выходит из силовой гильзы и выходит в посадочное гнездо корпусного переводника 4. Впускной клапан открывается (рис. 14).

На притоке запорная гильза удерживается в нижнем положении силой гидравлической неуравновешенности, равной произведению площади кольцевого сечения между наружным и внутренним уплотнением гильзы на перепад давления (на пакере).

Для перехода на период восстановления давления снимают с ИПМ сжимающую нагрузку и медленно приподнимают бурильные трубы (растягивают ИПМ). Приемный клапан закрывается. Для открытия уравнительного клапана растягивающая нагрузка должна быть существенно увеличена, чтобы преодолеть силу гидравлической неуравновешенности гильзы 1. Этот рост нагрузки виден на индикаторе веса. Окончание свободного перемещения (вверх) труб и начало роста растягивающего усилия являются показателями закрытия приемного клапана.

Период восстановления давления обеспечивается путем установки труб в положение последних сантиметров их свободного перемещение вверх. Клапаны ИПМ занимают при этом положение, показанное на рис. 14 – б. На больших глубинах определить это положение по индикатору веса затруднительно. Имеет место случай, когда приемный клапан оказывается незакрытым (недостаточна «натяжка»), или уравнительный клапан открывается (избыточная «натяжка»). Для повышения надежности работы многоциклового ИПМ под ним устанавливают раздвижной механизм – телескопически соединены между собой два переводника, герметичны для наружного давления, которые могут раздвигаться с ходом до 1,5 м. Гидравлическая неуравновешенность запорной гильзы уравнительного клапана, поэтому после закрытия приемного клапана начинает растягиваться раздвижной механизм, предупреждая преждевременное открытие уравнительного клапана т.е. переход клапанов в позицию, показанную на рис. 14 а. Такая конструкция пластоиспытателя позволяет выполнять многократные повторения цикла «приток – восстановление давления» без открытия уравнительного клапана. Для снятия пакера надо приподнять трубы. После полного растягивания раздвижного механизма при дополнительном растягивании – ИПМ растягивается полностью, клапаны его занимают позицию, показанную на рис. 14 – а, уравнительный клапан открывается, пакер разгружается от перепада давления.

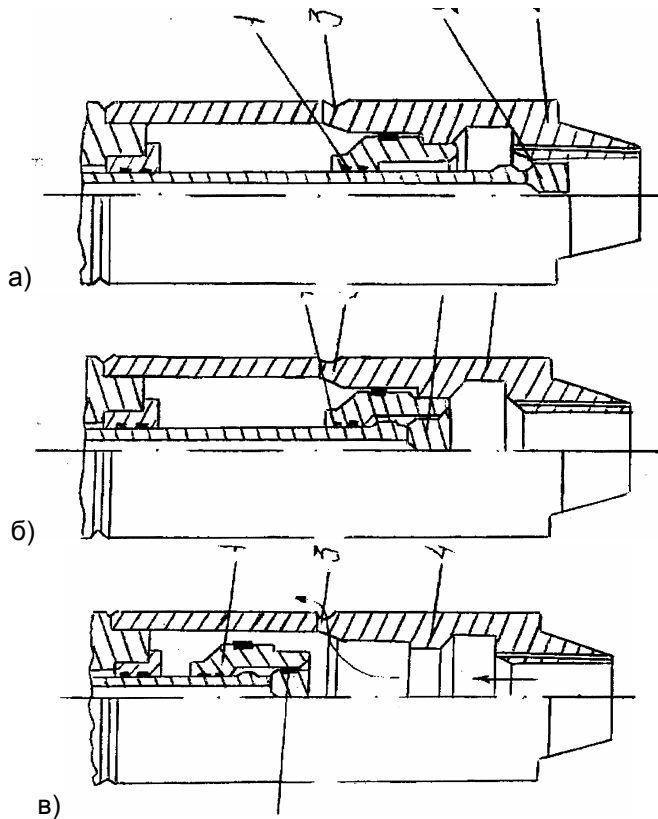


Рис. 14. Схема работы приемного и уравнительного клапанов многоциклового испытателя пластов ИМП-2:

а – на спуско-подъеме, (ИПМ растянута), *б* – промежуточное положение – на восстановлении давления, *в* – на притоке (ИПМ сжата).

1 – запорная гильза, *2* – приемный клапан, *3* – отверстие уравнительного клапана, *4* – нижний корпусный переводник

2.2.2. Двухцикловой запорный поворотный клапан КЗ-3-127

Двухцикловой запорный поворотный клапан КЗ-3-127 (рис. 15) выпущен в комплекте МИГ-127. Растянутое «замкнутое» положение клапана на спуско-подъеме поддерживается силой гидравлической неуравновешенности, возникающей за счет полости 1, и усилием пружины 3, опирающейся на подшипник 4. Тяговый шток 7 находится в резьбовом зацеплении с гайкой 5 (фиксированной в корпусе стопорными шпильками) и в шлицевом зацеплении с ведущей гильзой. При вращении ведущей гильзы тяговый шток вращается и перемещается вверх вместе со штоком запорного клапана, имеющим несколько приемных отверстий и уплотнений. При совмещении приемного отверстия 9 с отверстием 8 запорный гильзы (как показано на рис.15) в исходном положении (приток – восстановление давления).

При подъеме испытателя, когда закрыты и ИПМ и ЗПК, давление в объеме между ними снижается (при снижении давления окружающей среды) через стравливающий клапан.

КЗ-3-127 соответствует лучшим образцам этого оборудования, известным в мировой практике испытания необсаженных скважин.

Зарубежные запорные поворотные клапаны принципиальных конструктивных отличий не имеют от рассмотренного.

2.2.3. Забойный пробоотборник

Забойный пробоотборник из комплекта МИГ-127 (рис. 16) может устанавливаться в любом месте пластоиспытателем и фильтром. При спуске запорный шток 6 пружинной 10 удерживается в верхнем положении. Переток жидкости через обводной канал 5 с шаровым клапаном 4.

На притоке и восстановлении давления положение пробоотборника не меняется. Пробоотборник закрывает после открытия уравнительного клапана, перекрывает канал 5 и перепад давления перемещает шток 6 вниз до попадания фиксатора 8 в паз штока. При этом отверстия 12 штока перемещаются ниже уплотнения 14 и перекрываются. Обводной канал перекрывается верхними уплотнениями 6; отверстия 2 и 1 совмещаются. Проба изолируется в емкости 11 и отбирается через запорные клапаны 9 и 13 на поверхности.

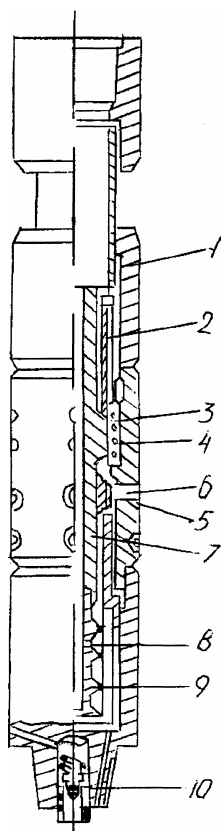


Рис. 15. Схема двухциклового запорного поворотного клапана КЗ-127:

1 – полость между штоком и корпусом клапана с внутритрубным давлением, 2 – ведущая гильза, 3 – запорная пружина, 4 – опорный подшипник, 5 – гайка, 6 – стопорные шпильки, 7 – тяговый шлицевой шток, 8 – приемное отверстие, 9 – шток запорного клапана, 10 – стравливающий клапан

При подъеме пробоотборника с закрытой пробой переток через него осуществляется в любом направлении через центральный клапан штока 6 и обводной канал 3.

Таким образом, проба в пробоотборнике запирается в момент открытия уравнительного клапана пластоиспытателя. В период восстановления давления (перед закрытием пробы) возможна утечка углеводородов (из смеси вверх под пластоиспытателем). Следовательно, лучше всего устанавливать пробоотборник непосредственно под испытателем пластов.

Институтом СевКазНИПИнефть для использования с трубными

пластоиспытателями пластов разработаны два типа пробоотборников: с механическим и гидравлическим управлением.

Для пробоотборников с механическим управлением присущи следующие характерные особенности:

1. В процессе работы его можно закрывать как в конце открытого периода испытания, так и в конце закрытого периода по истечении заданного времени.

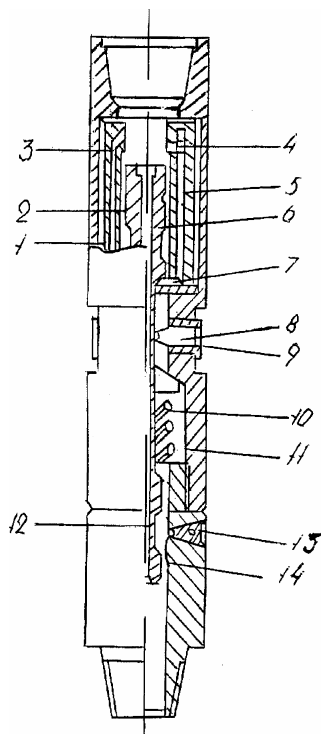


Рис. 16. Схема забойного пробоотборника из комплекта МИГ-127:

1,2 – отверстия для перетока флюида, через обводной клапан, 3 – обводной канал (открыт при закрытом пробоотборнике), 4 – шаровый обратный клапан, 5 – обводный канал, 6 – запорный шток, 7 – паз под фиксатор 8 – фиксатор штока, 9 – 13 – клапаны для отбора пробы, 10 – пружина, 11 – емкость пробоотборника, 12 – нижнее уплотнение запорного штока

1. Клапанная система пробоотборника вследствие его жесткого соединения с приемным клапаном ИП исключает возможность преждевременного открытия пробоотборника во время спуско-подъемных операций.

2. Пробоотборник при спуске закрыт, давление в его полости равно атмосферному, поэтому его корпус подвержен сминающему давлению. Абсолютная величина перепада давлений равна гидростатическому давлению столба промывочной жидкости в затрубном пространстве, что ограничивает область применения пробоотборника.

Пробоотборник с гидравлическим управлением в отличие от предыдущего спускают в скважину в открытом положении, поэтому его корпус не подвержен сминающему давлению. Это позволяет использовать его при проведении работ в глубоких и сверхглубоких скважинах.

2.2.4. Яссы закрытого типа

В зависимости от конструкции яссы бывают двух типов: открытого и закрытого типов.

В яссах открытого типа тормозная камера сообщена с затрубным пространством и заполнена промывочной жидкостью. В яссах закрытого типа тормозная камера заполняется специальной жидкостью (например авиамаслом МС-20) и герметично изолируется от промывочной жидкости.

Яссы закрытого типа более сложен в изготовлении, однако более прост в эксплуатации. Ими комплектуется отечественные КИИ серии МИГ. Принципиальная схема такого ясса показана на рис. 17.

При передаче сжимающей нагрузки подвижной шток 5 с поршнем 7 занимает крайнее нижнее положение относительно корпуса 3. Для включения ясса, через колонну бурильных труб ясс растягивают. При этом шток своим выступом прижимается к седлу поршня 7 и тормозная жидкость может перетекать в подпоршневое пространство по кольцевой щели малого сечения. Благодаря этому создается значительное гидравлическое сопротивление перетоку жидкости, вследствие чего нижняя часть колонны бурильных труб со штоком 5 перемещается медленнее ее верхней части и колонна растягивается в пределах упругой деформации. Как только поршень 7 выйдет в расширенную часть корпуса 3, гидравлическое сопротивление перетоку жидкости исчезает и шток 5 под воздействием усилия упругой деформации ко-

лонны бурильных труб резко идет вверх своим выступом в торец камеры. Этот удар через корпусные детали ясс передается нижнему обору-
додованию. Величина усилия для срабатывания ясса зависит от сопро-
тивления перемещению поршня в суженной части корпуса, то есть от
язкости масло в камере и скорости растягивания ясса. Гидравличе-
ская система ясса позволяет осуществлять регулировку его тормоз-
ной способности при работе в скважинах с температурой 30 – 200° С.

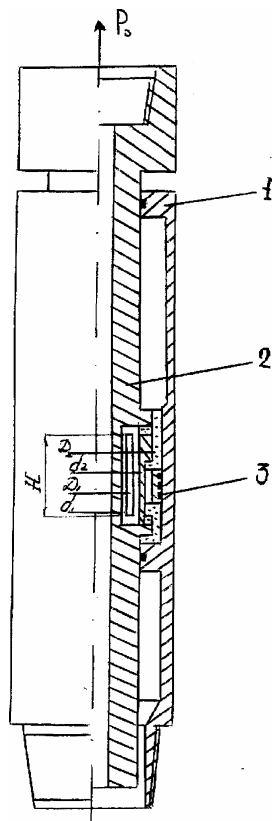


Рис. 17. Схема ясса закрытого типа:
1 – корпус, 2 – подвижной шток, 3 – поршень

2.2.5. Циркуляционный клапан КЦМ-2

Циркуляционный клапан КЦМ-2 из комплекта МИГ-127 показан на рис.18. На спуске циркуляционные отверстия 11 переводника перекрыты запорным штоком, верхняя уплотняющая втулка 2 которого в дифференциальной гильзе имеет диаметр больший, чем диаметр нижнего уплотнения этого штока в переводнике 10. В результате при спуске, когда давление в скважине превышает давление внутри труб (внутри переводника), запорный шток прижимается кверху (к упорной шайбе 6) с усилием, равным $1,8 - 10^4$ Н на каждые 10,0 МПа разности этих давлений.

Шток снабжен гидравлическим тормозом, замедляющим перемещение его вниз и открытие циркуляционного клапана при давлении в трубах выше затрубного давления. Этим исключается случайное открытие клапана при кратковременных гидродинамических колебаниях давления в трубах на спуске. На запорном штоке укреплен поршень с уплотняющим кольцом 8, помещенными в камере корпуса, изолированной сверху плавающим поршнем 5 и снизу – нижним уплотнением переводника 10. Камера через отверстия, перекрытые пробками 4, заполняется маслом МС-20. Благодаря плавающему поршню давление внутри камеры всегда равно затрубному давлению.

Для открытия клапана необходимо внутри него (в трубах) создать давление на 3,0 – 5,0 МПа превышающее давление за клапаном (в скважине) и поддерживать его в течение 1,5 – 2,0 мин. Под действием перепада давления запорный шток 3 вместе с дифференциальной гильзой 1 (нижнее наружное уплотнение этой гильзы больше верхнего) перемещается вниз.

Резиновое уплотняющее кольцо 8 тормозного поршня 7 занимает верхнее положение, герметично перекрывает зазор между корпусом и поршнем. Масло из-под поршня перетекает в верхнюю часть камеры с повышенным сопротивлением через узкий зазор между поршнем и запорным штоком. Перемещение запорной втулки вниз замедляется. Через 1,5 – 2,0 мин дифференциальная гильза переместится в крайнее нижнее положение до упора в выступ корпусного переводника. Уплотняющая втулка 2 при дальнейшем перемещении штока 3 вниз выйдет из гильзы 1. Через образовавшийся зазор давление внутри и вне переводника выравнивается, дифференциальная гильза 1 вернется в начальное (верхнее) положение. Циркуляционные отверстия переводника будут открыты. В нижнем положении запорного штока уплотнение 9 поршня войдет в расточку переводника 10. Под поршнем образу-

ется полузамкнутая камера – затвор против самопроизвольного закрытия циркуляционного клапана.

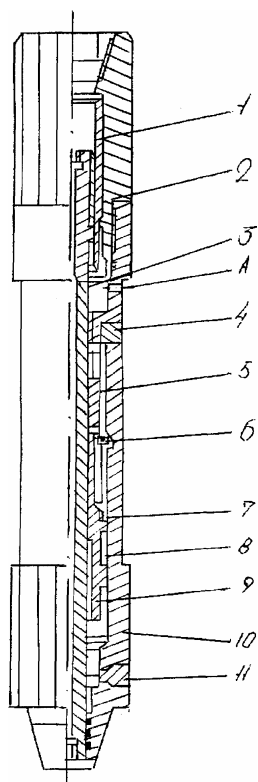


Рис. 18. Клапан циркуляционный КЦМ 2 из комплекта МИГ-127:

1 – дифференциальная гильза, 2 – верхняя уплотняющая, 3 – запорный шток, 4 – пробки, 5 – плавающий поршень, 6 – упорная шайба, 7 – поршень, 8 – уплотняющее кольцо, 9 – уплотнение, 10 – нижний переводник, А – циркулярное отверстие

Положительным отличием данного клапана являются повышен-

ная надежность его против самопроизвольного открытия на спуске. Недостатками являются сложность конструкции, сложность обслуживания, необходимость создать внутри клапана для его открытия давление, превышающее затрубное давление (как и у циркуляционного клапана типа КЦ-146).

2.2.6. Безопасный (предохранительный) переводник

Для быстрого разъединения труб и испытательного инструмента от прихваченного хвостовика безопасные переводники в зависимости от условий испытания могут устанавливаться в одном или нескольких местах, над пакером или ниже его. Используются с КИИ безопасные переводники универсальные или специально предназначенные для этих работ.

Универсальный безопасный переводник левого вращения с упорным зубом показан на рис. 19. Он состоит из двух корпусных переводников, соединенных правой ленточкой резьбой и снабженных кольцевым уплотнением. Торцы переводников между собой соединяются по косому срезу с упорным зубом, предотвращающим "затяжку" закрепление на ленточной резьбе при передаче через переводник крутящего момента. При использовании такого переводника нельзя вращать в скважине инструмент влево или использовать якорь для опоры на стенки скважины.

Для отворота инструмента в безопасном переводнике необходимо снять с переводника осевую нагрузку, для чего необходимо установить на крюке вес, равный весу инструмента над безопасным переводником и вращать инструмент влево.

2.2.7. Глубинные регистрирующие манометры

В комплекте с испытателем пластов используют отечественные регистрирующие манометры автономной регистрации поршневого геликсного типа с замером давления от 6,0 до 100,0 МПа и продолжительностью регистрации от 8 до 24 часов, а также геликсные манометры фирмы "Кастер" типа АК-1 и К-3 с замером давлений от 2,5 до 150,0 МПа и продолжительностью регистрации от 8 до 72 часов.

Глубинные регистрирующие манометры обеспечивают непрерывную регистрацию давления в затрубном пространстве скважины (на глубине расположения фильтра) и внутри труб (над ЗПК) в процессе спуска КИИ, ис-

питания объекта и подъема КИИ.

Полученные данные используют для оценки процесса испытания и определения гидродинамических характеристик испытуемого объекта.

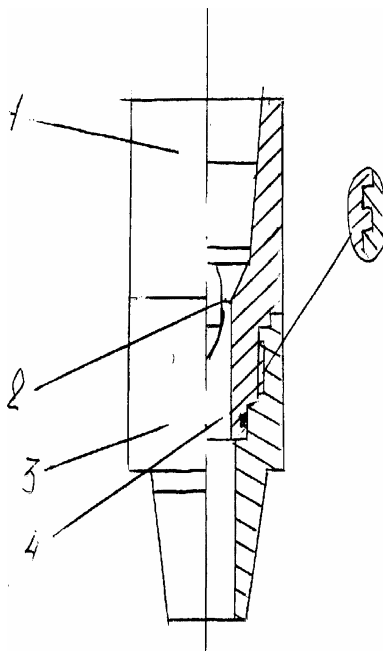


Рис. 19. Безопасный переводник левого вращения с упорным зубом:

1 – верхний переводник, 2 – упорный зуб, 3 – нижний переводник,
4 – уплотнение

2.2.7.1. Регистрирующий манометр поршневого типа

Регистрирующий манометр поршневого типа представленный на рис. 20, имеет корпус длиной 1600 мм с наружным диаметром 32 мм. Верхний переводник 1 снабжен захватом для проволоки (для спуска манометра лебедкой) и зубчатым ниппелем под ловильный инструмент. Ниже, в изолированной камере (заполняется маслом), установлен максимальный ртутный термометр. Камера 6 с манометрической пружиной 7 заполнена маслом через фильтр 4 и отверстие 3 восприни-

мает давление окружающей среды. Сверху манометрическая пружина заканчивается винтовым штоком, через который гайкой регулируют напряжение пружины. Через сальниковое уплотнение переводника 9 проходит полированный шток 8, верхний конец которого соединен с манометрической пружиной, а нижний конец с пружинным записывающим пером 10, расположенным в камере с атмосферным давлением. При повышении давления окружающей среды шток 8, преодолевая сопротивление пружины, перемещается вниз. Величина этого перемещения пропорциональна приросту давления окружающей среды. В нижней камере с атмосферным давлением установлен часовой механизм 12, фиксирующий пружинным упором и вращающий каретку 11с помещенным внутри бланком диаграммы. Перо на бланке в вертикальном направлении отмечает колебания давления (перемещения штока 8), а в горизонтальном направлении – время (вращение каретки с часовым механизмом). Преимуществом манометров этого типа является простота изготовления, а также большой масштаб регистрации времени. Один час времени соответствует 15 или 60 мм бланка. К недостаткам поршневых манометров следует отнести сравнительно большую их погрешность по давлению (до 2,5 %), малый срок службы, сложность обслуживания.

В зарубежной практике применяются манометры фирмы "Джонстон" (США). Диаметр их корпуса увеличен до 55 мм. Камера с манометрической пружиной контактирует с окружающей средой через резиновый сильфон.

Манометр не боится перегрузки давлением (корпус камеры с атмосферным давлением имеет повышенную прочность, а полированный шток – ограничитель максимального хода). Тефлоновое уплотнение полированного штока и специальная смазка часового механизма позволяет применять этот манометр в условиях повышенных температур (до 200° С).

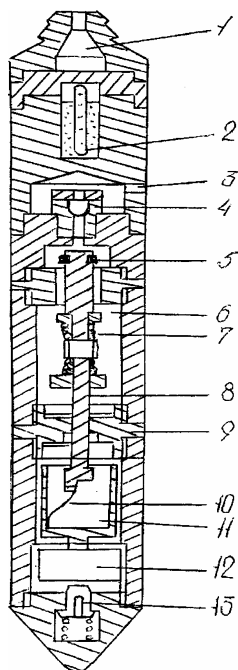


Рис. 20. Схема глубинного регистрирующего манометра поршневого типа МГЦ-ЗМ:

1 – верхний переходник, 2 – ртутный максимальный термометр, 3 – отверстие для приема давления окружающей среды, 4 – фильтр, 5 – регулировочная гайка, 6 – камера с маслом, 7 – манометрическая пружина, 8 – полированный шток, 9 – переводник с сальниковым уплотнением, 10 – пружинное педаль, 11 – каретка для диаграммы, 12 – часовой механизм, 13 – пружинный упор

2.2.7.2. Глубинный регистрирующий манометр геликсного типа МГИ-1

Глубинный регистрирующий манометр геликсного типа показан на рис. 21. В манометрах этого типа давление окружающей среды передается внутрь полой спиральной пружины геликса через сильфонный разделитель. Геликс расположен в камере с атмосферным давле-

нием и при увеличении давления внутри него – раскручивается. Нижний свободный конец геликса с пружинным пером проворачивается на определенный угол, величина которого пропорциональна изменению давления. Эти перемещения в виде поперечных линий отмечаются пером бланке манометра, помещенном в каретке. Каретка находится в шлицевом зацеплении с корпусом манометра и резьбой соединена с резьбовым штоком. При вращении резинового штока часовым механизмом каретка перемещается вдоль корпуса. Время на диаграмме отмечается в виде продольных линий.

Геликсные манометры имеют точность (по давлению) на порядок выше поршневых (погрешность не превышает 0,2 %), более просты и надежны в эксплуатации. Недостатком их является более мелкий по сравнению с манометрами поршневого типа масштаб записи и по давлению и по времени, что усложняет обработку диаграмм.

2.2.8. Распределитель давления между пакерами

Промысловыми исследованиями установлено, что при применении двух или более пакеров необходимо принудительное распределение давления между ними. В противном случае давление между пакерами может превысить гидростатическое, что ухудшает условия работы пакеров. Общий перепад давления распределяют между пакерами с помощью специальных распределителей. Например, 45,0 МПа перепада давления можно удерживать тремя пакерами по 15,0 МПа на каждом из них. На рис. 22 показана схема более совершенного распределителя давления конструкции ВолгоградНИПИнефть, опытные образцы которого используются в промысловой практике. Этот распределитель не имеет камеры с атмосферным давлением. Гидравлически неуравновешенная втулка 6 удерживается в нижнем положении пружиной 2, усилие которой регулируют гайкой 1. Спускается распределитель давления в

закрытом состоянии, как показано на рис. 22. После установки пакеров и открытия приемного клапана пластоиспытателя внутри распределителя снижается давление, на втулке появляется усилие гидравлической неуравновешенности.

Когда разность давления внутри распределителя и вне его (в скважине между пакерами) достигает заданного перепада давления на нижний пакер, втулка перемещается вверх и отверстия 7 открываются. При дальнейшем снижении давления внутри распределителя уменьшается давление и в скважине между пакерами, т. е. нагружение нижнего пакера перепадом давления прекращается и начинается нагружение верхнего пакера.

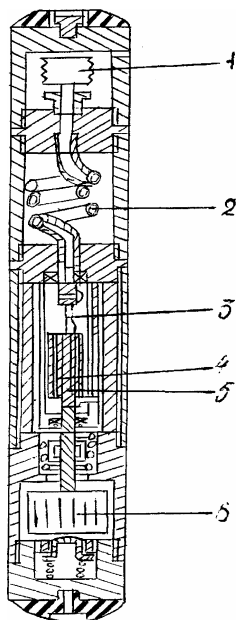


Рис. 21. Схема глубинного регистрирующего манометра геликсного типа МГИ – 1:

1 – сильфон, 2 – геликс, 3 – пружинное перо, 4 –
кадетка для
диаграммы, 5 – резьбовой шток, 6 – часовая ме-

Как только перепад давления на нижнем пакере (на распределителе) становится ниже заданного, под действием пружины втулка перекроет отверстия распределителя. Если в процессе испытания перепад давления на нижнем пакере станет выше заданного (например, при проседании уплотнителя верхнего пакера, или при нарушении его герметичности), распределитель вновь откроется, т.е. при негерметичности верхнего пакера необходимо обеспечивать более благоприятные условия работы. При открытии уравнительного клапана МИГ перед снятием пакеров давление внутри распределителя повысится до гидростатического. Как только оно превысит на несколько единиц давление за распределителем (между пакерами), плавающий кольцевой поршень 3, преодолев усилие пружины 5, опустится вниз и откроет уравнительное отверстие 4. Давление между пакерами уравнивается с гидростатическим, перепад давления на пакерах будет снят.

Эта конструкция распределителя тарируется по расчетному перепаду на нижний пакер независимо от гидростатического давления на глубине установки пакеров. Практически раз оттарированный распределитель может применяться для любых условий испытания.

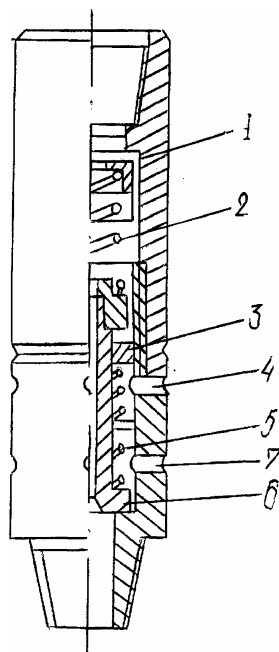


Рис. 22. Распределитель давления между пакерами:

- 1 – регулировочная гайка, 2 – силовая пружина, 3 – кольцевой поршень,
4 – уравнильное отверстие, 5 – пружина плавающего поршня,
6 – запорная втулка, 7 – отверстие для распределения давления

3. ИСПЫТАТЕЛИ ПЛАСТОВ, СПУСКАЕМЫЕ НА КАРОТАЖНОМ КАБЕЛЕ

Для оценки нефтегазонасыщенности пластов в процессе бурения используют испытатели, спускаемые в скважину на кабеле. Особенности таких испытателей являются:

- точная привязка опробованных пластов к каротажным диа-

граммам;

- высокая избирательность – опробование проводится на очень маленьком участке (точечное опробование) – и возможность исследования близко расположенных участков;

- небольшие затраты времени на проведение операции (даже в глубоких скважинах на одну операцию затрачивается 2 – 4 часа);

- отсутствие необходимости специально готовить скважину, (опробование можно провести после промежуточного каротажа этой же каротажной партией);

- получение притока нефти и газа из пласта различной проницаемости за счет высокой депрессии и небольшого объема отобранных проб (приборами можно отбирать даже незначительные притоки углеводородов);

- полностью исключена возможность нефтегазопроявлений и открытого фонтанирования, которые возможны при работе испытателями пластов, спускаемыми в скважину на трубах.

Опробование испытателями, спускаемыми на кабеле, способствует повышению достоверности интерпретации данных промыслово-геофизических исследований, выделению нефтеносных, газоносных и водоносных пластов, установлению водонефтяных и газожидкостных контактов.

Результаты опробования приборами на кабеле позволяют оценивать свойство пласта, изучать его проницаемость.

Приборы работают на трехжильном, а при установке специальной головки на одножильном кабеле с типовым наземным оборудованием для промыслово-геофизических работ.

Ниже приведены краткие технико-технологические характеристики опробователей пластов, спускаемых в скважину на каротажном кабеле.

3.1. Сверлящий керноотборник термостойкий СКТ-1

Сверлящий керноотборник термостойкий СКТ-1 (рис. 23) предназначен для отбора образцов (кернов) горных пород из стенок необсаженных скважин диаметром 196 – 214 мм с целью определения стратиграфии и коллекторских свойств горных пород, составляющих исследуемый объект, и содержания в них нефти и газа.

Применение термостойкого керноотборника повышает эффективность ведения геологоразведочных работ путем частичной замены керна колонкового бурения образцами из стенок скважин. Прибор ра-

ботает на каротажном семижильном кабеле типа КСБФ-6 с использованием серийного наземного оборудования, включающего станцию типа АКС-Л и подъемник каротажный типа СКП.

Керноотборником СКТ-1 можно исследовать разведочные скважины с температурой до 150° С, давлением до 98 МПа и глубиной до 5000 м.

3.1.1. Принцип действия и краткое описание

Аппаратура сверлящего термостойкого керноотборника состоит из:

- керноотборника СКТ-1,
- пульта управления керноотборником,
- разделительно-повышающего трансформатора, служащего для повышения напряжения, подаваемого на коллектор подъемника, и разделения промышленной сети и схемы керноотборника,
- соединительных кабелей для передачи электроэнергии к электродвигателю прибора.

Сверлящий термостойкий керноотборник представляет собой комплекс электромеханических взаимосвязанных систем и узлов (рис. 24). Сверлящий механизм (бур) 11 вращается от электродвигателя 2 через раздаточный узел, электродвигатель вращает винт 5 (по нему перемещается гайка 6, выдвигающая рычаг 7 для прижатия прибора к стенке скважины 14) и ходовой винт 8, по которому перемещается гайка 9, связанный с ней поршень 12, в результате чего промываются частицы выбуренной породы потоком промывочной жидкости (показано стрелками).



Рис. 23. Сверлящий керноотборник термостойкий СКТ-1

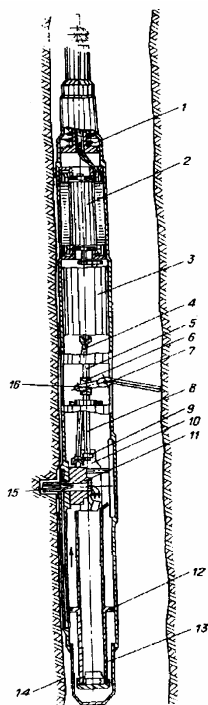


Рис. 24. Чертеж общего вида СКТ-1

После выбуривания образца (керна) электродвигателю 2 придается обратное движение (реверс), при котором через раздаточный узел и систему винтовых пар убирается прижимной рычаг и затягивается бур 11. В процессе затягивания бура керноотборником 15 открывается образец горной породы. Затем керноотборник устанавливается на новую точку отбора, и процесс выбуривания повторяется. Отобранные последующие образцы (керы) выталкивают предыдущие из бура 11 в керноотборник 13.

Полость электродвигателя 2 заполнена термостойкой жидкостью. В процессе работ давление в полости электродвигателя скомпенсировано со скважинным компенсатором.

В случае выхода из строя электродвигателя в момент забуривания натяжением кабеля срезается штифт 16, в результате чего прижимной рычаг убирается, раскрепляя прибор, одновременно этим же натяжением кабеля срезается бур, имеющий ослабленные сечения в корпусе.

Техническая характеристика

Диаметр скважины, мм	190,5 – 215,9
Диаметр керна, мм	22
Длина керна, мм	25 – 40
Количество отбираемых образцов за один спуск прибора в скважину	12
Время выбуривания одного образца, мин	3 – 5
На выходе пульта управления	Напряжение, В: 380
на коллекторе лебедки подъемника	600 – 700
Ток в жиле кабеля, А	1,5 – 1,8
Потребляемая мощность, кВт	2,5
Максимальная рабочая температура в скважине, °С	150
Максимальная глубина отбора образцов, м	5000
Диаметр керноотборника, мм	130
Наибольший диаметр по буру, мм	140
Длина керноотборника, мм	3000

Комплектность поставки

Сверлящий термостойкий керноотборник СКТ-1 в комплекте	1
Пульт управления керноотборником	1
Трансформатор разделительно-повышающий	1
Комплект запасных инструментов и принадлежностей	1

3.2. Аппаратура опробования пластов термостойкая на коротажном кабеле ОПН-112

Аппаратура опробования пластов ОПН-112 (рис. 25) предназначена для отбора герметизированных проб пластовой жидкости и газа в необсаженных скважинах диаметром от 146 до 214 мм с дистанционной регистрацией давления. Аппаратура работает на трехжильном кабеле КТБФ-6 в комплексе со станциями ОПЛ-1, АКС или ОКС и обеспечивает герметизацию участка отбора проб на стенке скважины от ствола, отбор жидкости и газа из пласта с одновременной регистрацией давления, подъем пробы на поверхность с сохранением герметичности.

Применение аппаратуры ОПН-112 в разведочном бурении дает возможность оперативно оценить характер жидкости и газа, насыщающих пласт; получить приток из пласта; увеличить количество опробуемых объектов; избавиться в ряде случаев от дорогостоящих операций, связанных со спуском обсадной колонны.

По сравнению с опробователем пластов ОПН-5-7, аппаратура ОПН-112 позволяет проводить исследования в скважинах с гидростатическим давлением до 150 МПа. Опробователь пластов ОПН-112 снабжен аварийным устройством и ограничителем депрессии.

3.2.1. Принцип действия и краткое описание

Действие прибора основано на использовании энергии гидростатического давления столба промывочной жидкости скважины. При спуске прибора в скважину (рис. 26) гидростатическое давление через подвижной компенсатор 15, камеру Ж и канал Д передается на рабочую жидкость прибора, находящуюся в камере 3. Это давление воздействует на тарелку дифференциального поршня 14, шток которого входит в воздушную камеру Е, вследствие чего за тарелкой поршня 14 в камере И создается давление меньше гидростатического.

В обесточенном положении электромагнита золотник 11 отжат возвратной пружиной 12 в крайнее правое положение, при этом давление в камерах Ж и 3 и каналах Д, Г и Л равно гидростатическому, а в каналах Б и камере И меньше гидростатического. Это избыточное давление передается на поршне клапана 7 и лапы 8 и удерживает их в закрытом положении. После установки прибора на заданной глубине по жиле кабеля на обмотку электромагнита подается ток. При этом сердечник электромагнита втягивается, сжимает пружину 12 и перемеща-

ет золотник 11. При перемещении золотника канал Б сообщается с камерой 3, а канал Л – с камерой И.

Под действием избыточного давления поршень лапы 8 и клапан 7 перемещаются, вытесняя рабочую жидкость по каналу Л в камеру И. Так как камера И заполнена, то при поступлении в нее жидкости давление растет и поршень 14 перемещается в камеру Е с атмосферным давлением. Лапа и клапан открывается и прибор прижимается резиновым башмаком к стенке скважины, а затем пробка 6 перекрывает канал П и открывается канал Т, сообщающий пробосборник А с отверстием в башмаке 3. Перепад пластового и атмосферного давления в пробосборнике приводит к срыву глинистой корки со стенки скважины против отверстия в башмаке, и жидкость и газ из пласта поступают в пробосборник. Изменение давления в пробосборнике А в процессе опробования контролируется преобразователем давления 9.

С целью уменьшения нагрузок на башмак и клапан в процессе отбора пробы, в конструкции опробователя предусмотрен ограничитель депрессии 2.

По окончании отбора пробы электромагнит обеспечивается и золотник 11 под действием пружины 12 возвращается в первоначальное положение. Рабочая жидкость под давлением из камеры Ж поступает по каналам Г и Л в цилиндры Н, М, клапан 7 и лапа 17 закрываются. При закрытом клапане канал Т разобщен с отверстием в башмаке, а по каналу П буровой раствор поступает в отверстие башмака и выравнивает давление в полости отбора пробы до гидростатического.

После подъема прибора из скважины в гнездо У устанавливается приспособление для измерения давления и отбора пробы, и открытием крана 1 и крана на приспособлении отбора газа давление в пробосборнике снижается до атмосферного. На случай отказа работы гидросистемы прибора после окончания отбора пробы из пласта (клапан 7 не закрывается) для выравнивания давления в полости С до гидростатического предусмотрена аварийная система, работающая от натяжения кабеля следующим образом. При натяжении кабеля в (16,7 – 19,6) МПа происходит разрыв шейки К у поршня 16 и жидкость из ствола скважины по каналу В поступает в полости С6 Р и полость пробосборника А.

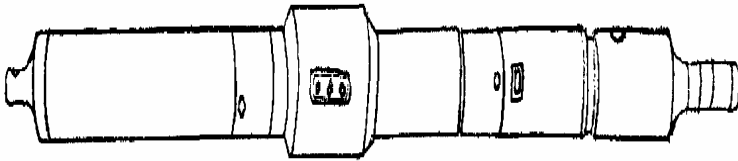


Рис. 25. Аппаратура ОПН-112

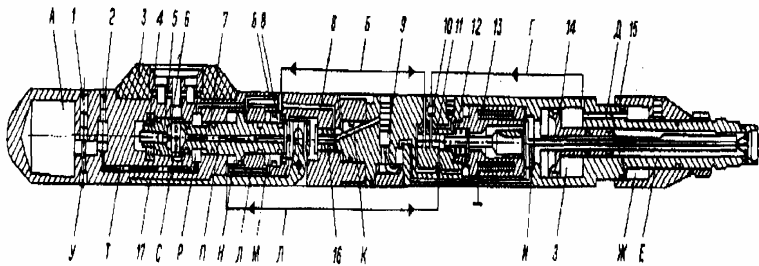


Рис. 26. Чертеж общего вида аппаратуры ОПН-112

Время, затрачиваемое на отбор пробы в скважине средней глубины, не более 1 – 1,5 ч.

Таблица 10

Техническая характеристика

Диаметр обслуживаемых скважин, мм	146-214
Максимальное гидростатическое давление, МПа	150
Максимальная рабочая температура, К	473
Минимальное гидростатическое давление в скважине, ол	
обеспечивающее срабатывание прибора, МПа	9
Объем пробосборника, дм ³	5
Максимальное количество опробований, выполняемое без перезарядки гидравлической системы прибора, операций.	4
Габаритные размеры скважинного прибора, мм	d9013050
Наибольший поперечный размер прибора по башмаку, мм	112
Масса скважинного прибора, кг	100

Комплектность поставки

Опробователь пластов	2
Аппаратура наземная опробователей пластов АНОП	1
Преобразователь давления ПДМТ	6
Комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей	1

3.3. Аппаратура сверлящего керноотборника многоотборного на каротажном кабеле СКМ-8-9

Сверлящий керноотборник СКМ-8-9 служит для отбора образцов горных пород из стенок необсаженных скважин, пробуренных долотом 190,5 и 215,9 мм, с целью определения стратиграфии и коллекторских свойств горных пород, слагающих исследуемый объект, и их нефтегазосодержания. Прибор предназначен для повышения эффективности ведения геолого-разведочных работ путем частичной замены керна образцами из стенок скважин.

Керноотборник работает на каротажном кабеле типа КТБ-6 с использованием серийного наземного оборудования, включающего станцию типа АКС/л и подъемник каротажный типа

СКП.

В отличие от СКО-8-9, которой за один спуск-подъем отбирает 3 – 4 образца горных пород СКМ-8-9 отбирает 10 образцов.

3.3.1. Принцип действия и краткое описание

Аппаратура сверлящего керноотборника состоит из керноотборника СКМ-8-9; пульта управления, предназначенного для управления с поверхности работой глубинного прибора и получения информации о его работе; разделительно-повышающего трансформатора, служащего, для повышения напряжения, подаваемого на коллектор подъемника, разделения промышленной сети от схемы керноотборника, и соединительных кабелей, передающих электроэнергию к электродвигателю, а также информацию о работе прибора на поверхность.

Сверлящий керноотборник (рис. 27) представляет собой комплект электрогидравлических и механических систем и узлов, находящихся во взаимосвязи. Сверлящий механизм вращается от электродвигателя 3, ротор которого связан через систему шестерен с разгонно-ударным механизмом 4. Последний через промежуточную шестерню 5 входит в зацепление с шестерней бура. Противоположный конец вала ротора электродвигателя связан с шестеренчатым гидравлическим насосом 2, создающим давление в гидросистеме прибора. Гидравлический насос приводят в движение узел прижатия 9 прибора к стенке скважины, промывочный насос 12 и узел подачи бура с поршнем 15. Внутренняя полость прибора и вся гидросистема заполнены трансформаторным маслом. Гидравлическая жидкость к узлам подается по трубкам и штуцерам.

После спуска прибора в скважину на заданный интервал отбора по каротажному кабелю с наземного пульта управления подается трехфазный ток к электродвигателю 3, который через систему шестерен вращает бур 6 с коронкой и кернорвателем и гидравлический насос 2. Гидравлический насос по магистрали подает рабочую жидкость (трансформаторное масло) под поршень прижимного узла 9 через шток и толкатель, выдвигающий рычаг 16.

После того как прибор прижат к стенке скважины, с пульта управления подается сигнал на регулятор подачи бура 1, открывающий доступ рабочей жидкости в полость над поршнем 15. Усилие от поршня через тягу 11 и вилку 7 передается на вращающийся бур с коронкой, которая выбурирует образец горной породы. При внедрении бура в породу меняется сопротивление датчика выхода бура 14.

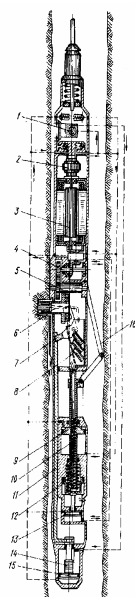


Рис. 27. Сверлящий керноотборник СКМ-8-9

Изменение сопротивления регистрируется на пульте управления микроамперметром, что позволяет судить о скорости выхода бура.

Дистанционным регулированием давления в полости над поршнем 15 регулятором подачи 1 задается необходимое усилие для выбуривания горной породы.

Буримость горной породы определяется амперметром на пульте управления по загрузке электродвигателя 3 и скорости выхода бура 6. В процессе выбуривания зона разрушения горной породы промывается пульсирующим потоком скважинной жидкости (штриховые стрелки), направление которого меняется за счет возвратно-поступательного движения поршня 13 от пульсирующего давления, образованного золотниковым распределителем, включенным в гидросистему прибора.

После выбуривания керна всей электрогидравлической системе

придается обратное движение (реверс), при котором затягивается бур и прижимной рычаг. В процессе затягивания бура керноотборником открывается образец горной породы. Затем керноотборник устанавливается на новую точку отбора, и процесс выбуривания керна повторяется. Отобранные последующие керны выталкивают предыдущие из бура в кассету 8. После подъема керноотборника на поверхность снимается крышка с буром 6 и образцы извлекаются из кассеты. В процессе работы давление во внутренней полости прибора, заполненной рабочей жидкостью, скомпенсировано со скважинным давлением компенсатора.

В случае выхода из строя керноотборника в момент забуривания, аварийной пружиной 10 прижимного узла затягивается рычаг 16, а натяжением кабеля срезается коронка по ослабленным проточкам в теле бура.

Таблица 11

Техническая характеристика СКМ-8-9

Диаметр скважины, мм	190,5 – 215,9
Диаметр керна, мм	22
Длина керна, мм	30 – 45
Количество отбираемых кернов за один спуск прибора в скважину	10
Время выбуривания одного керна, мин	3-5
Напряжение, В на выходе пульта управления	380
на коллекторе лебедки подъемника	600 – 700
Ток в жиле кабеля, А	1,5 – 1,8
Номинальная мощность электродвигателя, Вт	850
Максимальное гидростатическое давление окружающей среды, МПа	70
Рабочая температура, °С	+100
Диаметр прибора, мм	120
Длина, мм	2500
Масса, кг	90

Комплектность поставки

Сверлящий керноотборник СКМ-8-9 в комплекте	1
---	---

КИП и принадлежности	1
----------------------	---

3.4. Опробователь пластов на кабеле ОПГ-4-7

Опробователь пластов ОПГ-4-7 предназначен для раздельного отбора двух проб за один спуск прибора в скважину из одного участка пласта с герметизацией каждой пробы от ствола и изолированного подъема их на поверхность и для отбора проб из ствола скважины. При этом давление и приток в интервале опробования дистанционно регистрируются. Применение ОПГ-4-7 позволяет:

- оперативно оценивать характер насыщенности пласта и возможность получения притока;
- увеличивать число опробуемых объектов;
- обходиться в ряде случаев без дорогостоящих тампонажных работ;
- определять гидродинамические параметры пласта.

Прибор работает на трехжильном каротажном кабеле в комплексе с серийным промыслово-геофизическим оборудованием.

В отличие от аналогичных опробователей в ОПГ-4-7 применено дистанционное электромеханическое управление скважинным прибором, что обеспечивает независимость его работы от гидростатического давления в стволе скважины.

Прибор прост по конструкции и обслуживанию, требует меньше времени на работу, может многократно срабатывать за один рейс в скважину и значительно меньше по размерам и массе.

3.4.1. Принцип действия и краткое описание ОПГ-4-7

Для управления скважинным прибором (включение клапанов и прижатие герметизирующего башмака к стенке скважины) электродвигатель включается дистанционно от наземного пульта по кабелю.

Такой привод прибора не зависит от величины гидростатического давления, позволяет проводить работы в скважинах малой глубины и обеспечивает многократное срабатывание прибора за один рейс его в скважину.

Скважинный прибор можно собрать с одним баллоном и датчиком притока (рис. 28 – а) или с двумя баллонами и датчиком давления (рис. 28 – б).

После установки прибора на интервал опробования в электродвигатель 8 от наземного прибора подается постоянный ток. Вращение винта, фиксированного от осевых перемещений подшипниками 7, преобразуется в возвратно-поступательное движение гайки, жестко свя-

занной с управляющим штоком 6. Когда шток движется вверх, сжимая пружину 9, он прижимает прибор герметизирующим башмаком 5 к стенке скважины. При дальнейшем движении штока закрепленная на нем манжета 4 уравнильного клапана входит в посадочное гнездо, а торец штока открывает клапаны 3 или 13 в пробосборнике 2, в который отбирается проба из пласта под действием разности пластового и атмосферного давления в пробосборнике. Открытие пробосборника контролируется на поверхности по показаниям датчиков давления 10 или притока.

После заполнения первого пробосборника и восстановления в нем пластового давления для отбора пробы во второй пробосборник 11 двигатель вновь включается. Шток, продолжая двигаться, герметизирует игольчатым клапаном первый пробосборник и затем открывает клапан 12 второго пробосборника.

По окончании отбора пробы во второй пробосборник на электродвигатель подается ток обратной полярности, при этом шток движется вниз и оба пробосборника последовательно герметизируются клапанами. В участке отбора пробы давление манжетой 4 уравнивается с гидростатическим. Прижимное устройство убирается, и прибор с герметизированными пробами извлекается на поверхность.

Для обеспечения реверсирования электродвигателя при питании его по одной жиле кабеля прибор оснащен диодным мостом, изменяющим направление тока только в обмотке возбуждения.

Расположение пробосборников выше герметизирующего башмака позволяет полностью сохранить поступивший газ из пласта. Опробование производится только пробосборником 2 с датчиками давления или притока 1, это дает возможность многократно опробовать ряд участков до получения притока за один рейс прибора в скважину в неоднородных коллекторах.

После подъема прибора на поверхность в пробосборник 2 устанавливается приспособление для замера давления на поверхности и отбора пробы при открытом кране. Давление в пробосборнике снижается до атмосферного после слива жидкости или отбора газа. Проба из второго пробосборника извлекается аналогичным образом.

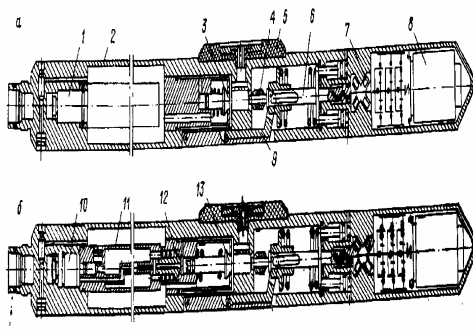


Рис. 28. Опробователь пластов на кабеле ОПГ-4-7

Таблица 12

Техническая характеристика ОПГ-4-7

Диаметр обслуживаемых скважин, мм	112 – 196
Гидростатическое давление в скважине, МПа	50,0
максимальное	500
минимальное	0,5
Максимальная температура, °С	+120
Время на одно опробование при глубине скважины 600 – 1000 м, ч	0,6 – 1
Объем пробосборника, дм ³ :	
первого	2,5
второго	1,2
Количество опробуемых участков за один рейс в скважину	12 – 15
Напряжение питания электродвигателя, В	220
Ток питания, А	1,3
Габаритные размеры, мм	
длина	3200
диаметр:	
без башмака	82

с башмаком	96
Масса, кг	72

Таблица 13

Комплектность поставки

Прибор скважинный	2
Датчик давления	5
Датчик притока	3
Пульт опробователя	1
Газомер	1
Приспособление для замера и отбора пробы	1
Подставка	2
Комплект запасных инструментов и принадлежностей	1

**3.5. Каротажный опробователь пластов
термостойкий ОПТ-7-10**

Каротажный опробователь пластов термостойкий ОПТ-7-10 предназначен для отбора герметизированных проб пластовой жидкости и газа в необсаженных скважинах глубиной до 7000 м.

ОПТ-7-10 работает на одножильном и трехжильном кабеле в комплекте с обычным промыслово-геофизическим оборудованием и обеспечивает:

- герметизацию участка отбора пробы на стенке скважины от ствола;
- отбор пробы пластовой жидкости и газа в баллон;
- подъем пробы на поверхность с сохранением герметичности.

Применение опробователей пластов на кабеле в разведочном бурении позволяет:

- оперативно определять характер жидкости и газа, насыщающих пласты, и оценивает возможность получения притока их из пласта;
- увеличить число опробуемых пластов;
- обходиться в ряде случаев без дорогостоящих операции, связанных со спуском обсадной колонны или бурильных труб для испытания объектов.

Преимуществами прибора ОПТ-7-10 по сравнению с другими приборами являются повышенная до 200° С термостойкость, возможность работы на одножильных кабеле, простота и удобство обслуживания, обеспечение сохранения всего поступающего из пласта газа

благодаря верхнему расположению баллона.

3.5.1. Принцип действия и краткое описание

В опробователе пластов (рис. 29) все механические системы работают под действием гидростатического давления жидкости, заполняющей скважину. Рабочее усилие при этом создается перепадом давления между гидростатическим давлением в скважине и атмосферным давлением в камере К. Гидросистема опробователя содержит три гидроцилиндра с поршнем прижимной лапы 5, поршнем с клапаном 8 и с поршнем мультипликатора 13.

Гидроцилиндры соединены между собой каналами В, Г, Д, 3, которые перекрываются золотниковым электромагнитом 11. Гидроцилиндры и каналы, их соединяющие, заполнены рабочей жидкостью.

Первоначально при спуске прибора (вид а) под поршнем мультипликатора 13 в камере Ж имеется некоторое избыточное давление, превышающее гидростатическое. По каналу Е через золотниковый распределитель 10 жидкость с повышенным давлением поступает в канал Д и далее под поршни а прижимной лапы 5 и клапана 8. Поскольку в камере П, находящейся под компенсатором 14, жидкость находится под гидростатическим давлением скважины, то такие же давления действуют и над поршнями 13,8 и 5, камеры над которыми соединены с камерой Ж через каналы 3, Г, золотниковый распределитель 10 и канал В. В результате избыточное давление под поршнями 13,8 и 5 отжимает их в крайнее положение, и лапы 4 оказывается прижатой к корпусу прибора, а клапан 8 перекрывает входной канал А баллона забора пробы 3.

Для отбора пробы (вид б) прибор останавливают на заданной глубине и по кабелю в электромагнит 11 подается ток. При срабатывании электромагнита золотниковый распределитель, соединенный с якорем 12 штоком, перекрывает каналы В, Г, и Д, Е и соединяет канал 3 с каналом Е. Камера К под штоком поршня 13 заполнена воздухом при атмосферном давлении, поэтому под поршнем мультипликатора создается большой перепад давления и он опускается, перегоняя рабочую жидкость по каналом В и Е в камеры над поршнем прижимной лапы 5 и поршнем клапана 8. В результате поршень 5 выдвигает шарнирную лапу 4, прижимающую прибор к стенке скважины герметизирующим башмаком 6, клапан 8 отходит, отжимая пружину 9, и соединяет отверстие во втулке отбора пробы 7 с баллоном 3 через канал А. Жидкость и газ из пласта при этом поступают в баллон 3 под действием перепада между пластовым давлением и атмосферным давлением в

баллоне. Пружина 9 служит для создания задержки в открытом клапане 8, который должен открываться после прижатия прибора к стенке скважины для предотвращения попадания в баллон бурового раствора.

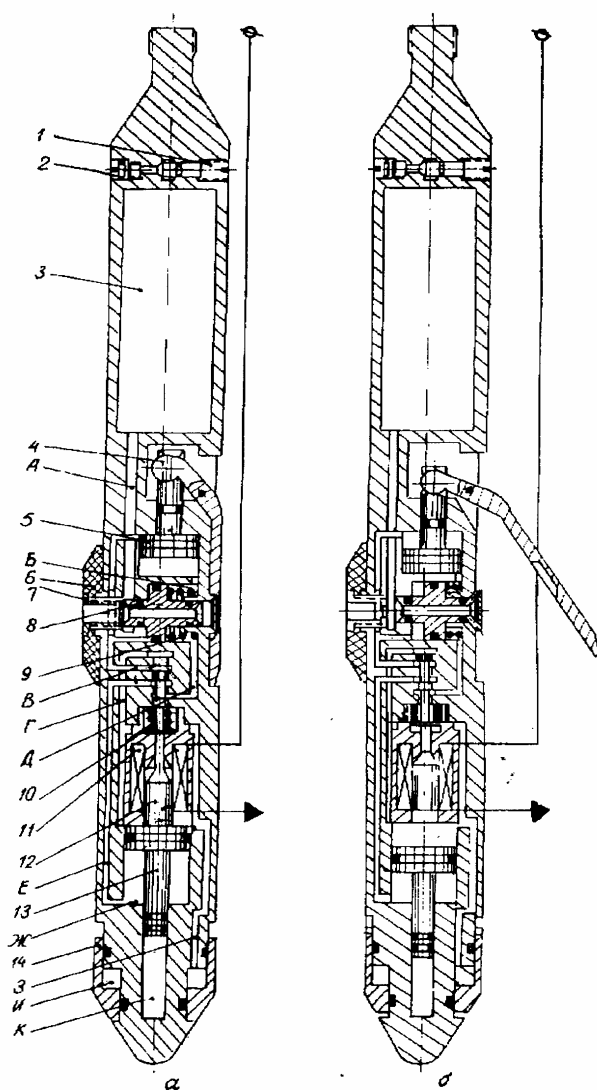


Рис. 29. Каротажный опробователь пластов термостойкий ОПТ-7-10

После отбора пробы подача тока в электромагнит прекращается, золотник распределителя переключает каналы в исходное положение, шарнирная лапа прижимается к корпусу прибора, а клапан 8 перекрывает канал А, герметизирует баллон 3 и уравнивает через канал Б давление под башмаком со скважиной.

Конструктивно прибор оформлен в виде нескольких разъемных узлов. В транспортном положении баллон может отсоединяться. Основные узлы прибора выполнены из легированных конструкционных сталей. Соединение с каротажным кабелем производится с помощью стандартизованных кабельных головок. Прибор связан с пультом управления по одной жиле каротажного кабеля. Давление в баллоне замеряется после подъема на поверхность с помощью специального приспособления 1, 2, служащего также для отбора проб жидкости и газа из баллона для анализа.

Таблица 14

Техническая характеристика ОПГ-7-10

Объем пробы, дм ³	8
Диаметр обслуживаемых скважин по долоту, мм	190,5 – 215,9
Рабочий интервал глубин, м	400 – 7000
Время отбора пробы со средней глубины, ч	1,5
Максимально допустимая температура, °С	200
Максимально допустимое давление, Мпа	100
Габаритные размеры, мм: длина, диаметр	3000 102
наибольший диаметр по башмаку	140
Вес, кг	85

Таблица 15

Комплектность поставки

Аппаратура в комплекте	1
Комплект принадлежностей инструментов и запасных принадлежностей	1

3.6. Опробователь пластов ОПД-200

Двухпакерный опробователь пластов ОПД-200 (рис. 30) предназначен для предварительного опробования объектов с неустановленным характером насыщенности, а также для выяснения целесообразности применения испытателей пластов на трубах при длительном

исследовании с целью получения комплекса гидродинамических параметров.

Прибор состоит из электронасосного и пакерующего узлов. В электронасосный узел входит электродвигатель и два насоса: нагнетательный – для раздува пакерных приспособлений и откачивающий – для создания депрессии на пласт и вызова притока пластового флюида.

Пакерный узел состоит из двух пакерных приспособлений, изолирующих опробуемый интервал сверху и снизу. В межпакерном пространстве находятся: резистивиметр для измерения электрического сопротивления жидкости с целью определения начала притока ее из пласта; регистрирующий глубинный манометр и четыре пробоотборника для отбора проб пластового флюида.

Спуск ОПД-200 в скважину осуществляется на семижильном коротажном кабеле самоходным подъемником. По кабелю подается напряжение на электродвигатель, и испытываемый интервал изолируется пакерными устройствами. Одновременно откачивающий насос создает депрессию на пласт, поступающий при этом пластовый флюид забирается в пробоотборник. После прекращения подачи электроэнергии пакерные элементы сворачиваются, прибор освобождается и поднимается на поверхность.

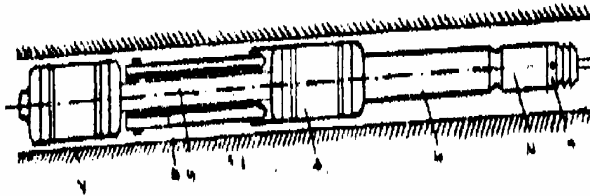


Рис. 30. Опробователь пластов ОПД-200:

- 1 – кабельная головка, 2 – компенсатор, 3 – электронасосный узел,
- 4 – верхний пакер, 5 – пробоотборник, 6 – манометр,
- 7 – нижний пакер

Таблица 16

Техническая характеристика

Диаметр опробуемой скважины, мм	190 – 216
Максимальная рабочая температура, °С	80
Максимальное рабочее давление, МПа	30
Средняя продолжительность цикла опробования объекта, ч	2
Расстояние между пакерами, мм	2000
Напряжение, В	380
Мощность электродвигателя, кВт	2,5
Габаритные размеры, мм: длина	6200
максимальный диаметр	170
Вес, кг	320

3.7. Каротажный опробователь пластов для обсаженных скважин ОПО-5-6

Каротажный опробователь пластов для обсаженных скважин ОПО-5-6 предназначен для оценки возможности получения притока из пласта, определения характера насыщающих пластов, флюидов, отбивки контактов между флюидами и обнаружения затрубной циркуляции.

Прибор обеспечивает образование дренажного канала в колонне и цементном кольце при помощи перфорации кумулятивным зарядом, герметизацию участка отбора пробы от ствола скважины, отбор пробы пластовой жидкости и газа в емкость и подъем емкости на поверхность с сохранением герметичности.

Скважинный прибор ОПО-5-6 рассчитан на работу с трехжильным каротажным кабелем в комплекте с обычным промыслово-геофизическим оборудованием.

3.7.1. 1. Принцип действия и краткое описание

Механическая система прибора ОПО-5-6 (рис. 31) приходится в действие силой гидростатического давления жидкости в скважине. Рабочее усилие в гидросистеме прибора, заполненной трансформаторным маслом, создается перепадом между гидростатическим давлением в скважине и атмосферным давлением в камере а.

При спуске прибора в скважину трансформаторное масло из под

компенсатора 3, находящегося под действием гидростатического давления по каналам и и в через золотниковое распределительное устройство 5 поступает в нижнюю полость поршня, клапан находится в закрытом положении.

Для отбора пробы прибор останавливают на заданной глубине и по первой жиле кабеля включают электромагнит 4. Якорь 13 электромагнита перемещает золотник распределительного устройства так, что над поршнем клапана 6 в полости г создается повышенное давление, а под поршнем и в полости ж — пониженное давление.

Разность давлений перемещает поршень вниз, и клапан изолирует полость д башмака 7 от скважины и соединяет эту полость через канал е с емкостью баллона 9, имеющей атмосферное давление. Из-за разности давлений (гидростатического в скважине и атмосферного в полости д) прибор "присасывается" к стенке колонны. В этом положении при помощи кумулятивного заряда 8 простреливается дренажный канал в колонне, цементном кольце и пласте. Для этого подается ток по второй жиле кабеля на электродетонатор заряда.

После прострела дренажного канала электромагнит 4 выключается, прибор «отсасывается» от стенки колонны и спускается на глубину, равную расстоянию между центрами кумулятивного заряда и башмака 7. Для повышения надежности попадания на дренажный канал полость д выполнена в виде щели, вытянутой по оси прибора. После установки полости д дренажный канал соединяется по каналу е с баллоном 9, и пластовый флюид засасывается в баллон.

Гибкий упор-отклонитель 12 предохраняет прибор от проворотов и исключает попадание скважинной жидкости в баллон 9 в момент «присасывания».

Работа прибора в процессе отбора пробы контролируется через трубопровод б при помощи индикатора давления 2, который замыкает контакт 1 сигнальной цепи кабеля на корпус при изменении давления в полости д.

На поверхности пробу из баллона 9 извлекают через отверстия, закрываемые краном 11 и пробкой 10.

Таблица 17

Техническая характеристика ОПО-5-6

Время отбора пробы со средней глубины (2500 м), ч	
объем баллона, дм ³	6
Пробивная способность кумулятивного заряда; мм:	
по стали	3
в атмосфере	75 – 80
Минимальное гидростатическое давление в скважине, обеспечивающее срабатывание прибора, МПа	5
Максимальная температура окружающей среды, °С	120
Максимальное гидростатическое давление, МПа	60
Расстояние между центрами кумулятивного заряда и башмака, мм	32
Габаритные размеры, мм:	
длина	2900
диаметр	100
максимальный диаметр в месте крепления башмака	112
Масса, кг	95

Таблица 18

Комплектность поставки

Опробователь пластов в комплекте	1
Комплект инструментов и запасных принадлежностей	1

4. ИСПЫТАТЕЛИ ПЛАСТОВ, СБРАСЫВАЕМЫЕ ВНУТРЬ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Многочисленные исследования и опыт испытания пластов показали, что с увеличением промежутка времени между вскрытием объекта и его испытанием труднее определить действительные характеристики призабойной зоны пласта.

Влияние этого промежутка времени еще больше сказывается при опробовании пластов, когда отбирают небольшие объемы пластовой жидкости в баллоны, количества проникающего в пласт фильтрата бурового раствора часто не могут получить представительной пробы пластовой жидкости, и на поверхность поднимают буровой раствор или его фильтрат.

Особенностью опробования объектов при помощи опробователей пластов, забрасываемых в бурильные трубы, является возможность определения характеристик призабойной зоны непосредственно после вскрытия пласта без подъема бурильного инструмента на поверхность. Кроме того, с их помощью возможно непосредственное определение характера фильтрата, насыщающего пласт, а по составу его уточняются геофизические данные, коллекторские свойства пласта. Интерпретация кривых нарастания давления в баллоне опробователя облегчает первичную оценку гидродинамических параметров исследованного пласта или его отдельных участков. Для этого пакер опробователя устанавливаются в колонну бурильных труб над долотом, и для отбора пробы пластовой жидкости применяется специальный съемный пробоотборник, который забрасывают внутрь бурильных труб.

В связи с тем, что количество отбираемой пробы определяется емкостью баллонов пробоотборника, изучение ограничивается выявлением предварительных данных о пласте, проходимом в процессе бурения.

В опробователях предусмотрено использование как пакерующих элементов механического сжатия, так и гидравлических увлажнительных элементов.

Поскольку пробоотборник спускается в скважину через колонну бурильных или насосно-компрессорных труб, то бурение прерывается не надолго, т.е. на время собственно опробования и, следовательно, отпадает необходимость в дополнительном спуске и подъеме буриль-

ного инструмента.

Пакерующий элемент расположен в жесткой части бурильной колонны, его диаметр на 1 – 1,5 мм меньше наружного диаметра переходника. Благодаря этому устраняется контакт пакера со стенками скважины при спуско-подъемных операциях и в процессе бурения.

Во время бурения размер пакерующего элемента 2 (рис. 32 – а), расположенного непосредственно над долотом, не изменяется. Циркуляция промывочной жидкости происходит так же, как и при обычном роторном бурении. При опробовании вскрытого объекта пробоотборник 3 забрасывают в колонну бурильных труб. Под давлением, создаваемым буровым насосом, промывочная жидкость начинает поступать в полость гидравлического уплотнительного элемента, который расширяется и контактирует со стенками скважины (рис. 32 – б). Гидравлический уплотнительный элемент пакера герметизирует ствол скважины намного большего диаметра, чем диаметр уплотнительного элемента.

Благодаря этому форма ствола и неровности стенки скважины не могут существенно повлиять на качество герметизации вскрытого объекта.

С увеличением давления внутри бурильных труб открывается клапан в пробоотборнике, где давление атмосферное. Через клапан пласт и интервал ствола скважины, заключенный под пакером, сообщаются с баллонами пробоотборника и в них поступает пластовая жидкость. В таком положении опробователь находится в течение определенного промежутка времени, необходимого для наполнения баллончика пластовой жидкостью (газом). При заполнении баллонов записывается кривая нарастания давления глубинными в фильтре пробоотборника или внутри самого пробоотборника. После этого снижают давление в бурильных трубах, клапан закрывается, отсекая поступление жидкости в пробоотборник. Снижение избыточного давления доводят до нуля, вследствие чего уплотнительный элемент пакера возвращается в исходное положение и затем пробоотборник поднимают на поверхность.

Пробоотборник можно извлечь овершотом, спущенным на тросе (рис. 32 – в) или при необходимости в месте с колонной бурильных труб во время подъема всего инструмента.

При опробовании пластов опробователями, забрасываемыми внутрь колонны бурильных труб, определяют:

- пластовое давление;
- забойная температура;
- характер насыщения пласта;
- водо-нефтегазовый контакт;
- коллекторские свойства призабойной зоны.

Таковыми опробователями отбирается до $80 - 100 \text{ дм}^3$ пробы пластового флюида, тогда как объем подпакерного пространство составляет $10 - 15 \text{ дм}^3$.

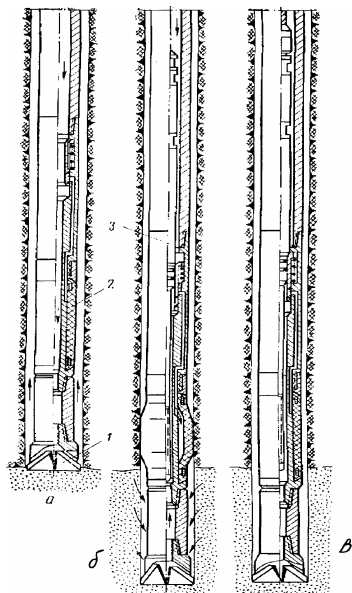


Рис. 32. Последовательность операций при опробовании пласта с помощью

опробователя, забрасываемого в бурильные трубы:

а – бурение, б – отбор пробы, в – извлечение пробоотборника на поверхность;

1 – долото, 2 – гидравлический пакер, 3 – пробоотборник

При опробовании не требуется тщательная подготовка ствола скважины, достаточно провести очистку забоя от шлама.

К основным узлам опробователя по сравнению с другими опробователями и испытателями предъявляются дополнительные требования вследствие специфичности условий опробования пластов непосредственно после их вскрытия без подъема бурильной колонны.

4.1. Пакер опробователя пластов

Пакер служит для разобщения опробуемого объекта от расположенного выше ствола скважины. В отличие от аналогичных уплотни-

тельных элементов, применяемых в испытательных инструментах, пакер опробователя должен обладать большей прочностью и не мешать углублению скважины при требуемых режимах бурения. Поэтому прочность пакера должна быть равна прочности бурильной колонны. Кроме того, пакер также должен предохранять уплотнительный элемент как при спуске бурильной колонны в скважину, так и при бурении. Еще одной особенностью пакера является то, что уплотнительный элемент должен обеспечивать несколько пакеровых стволов за один спуск бурильной колонны.

Для предохранения уплотнительного элемента от разрушения при спуске и бурении его наружный диаметр делают несколько меньше диаметра металлического корпуса пакера. В этом отношении гидравлические уплотнительные элементы имеют существенные преимущества перед элементами механического сжатия, для которых увеличение зазора между их наружной поверхностью и стенкой скважины очень ограничено.

В связи с тем, что опробованию подлежат отдельные интервалы по мере вскрытия пласта, в этих случаях пакер должен обеспечивать герметичную пакеровку при установке уплотнительного элемента против проницаемой части пласта.

4.2. Пробоотборник

Пробоотборник опробователя пластов, забрасываемого в бурильные трубы, служит для возбуждения притока жидкости (газа) из пласта, отбора и доставки на поверхность пробы пластовой жидкости, а также записи нарастания давления по мере заполнения рабочих емкостей пробоотборника. Обычно пробоотборники выполняются секционными что увеличивает объем отбираемой жидкости и облегчает сборку.

В пробоотборнике кроме приемного и уравнительного клапанов имеются специальные штуцеры для снижения начальной депрессии на пласт при открытии приемного клапана. Снижение начальной депрессии достигается также путем заполнения рабочих емкостей пробоотборника сжатым газом, например азотом. Для этих целей в пробоотборниках применяется дроссель (рис.33), который состоит из корпуса 8, верхнего 3 и нижнего 4 штоков, перфорированной втулки 6 и пружины 5. Через отверстие 2 дроссель сообщается с внутренней полостью бурильных труб, а через отверстие 7 – с подпакерным пространством скважины.

При установке пакера в скважине под действием избыточного давления в трубах верхний шток 3 перемещается вниз, сжимая пружину 5. Ниж-

ний шток 4 при этом занимает положение, соответствующее величине действующего перепада давления, и перекрывает часть отверстий в перфорированной втулке 6. В момент открытия приемного клапана перепад давления между внутренней полостью бурильных труб и подпакерным пространством резко возрастает, что приводит к еще большему сжатию пружины, перемещению штоков вниз и перекрытию части отверстий втулки.

Тарированием пружины на определенные сжимающие усилия добиваются такого положения штока в переформированной втулке, при котором начальный перепад давления путем автоматического регулирования скорости потока поддерживается в заданных пределах.

По мере заполнения пробоотборника пластовой жидкостью и выравнивания давления в трубах и в подпакерной зоне скважины штока дросселя под действием пружины перемещаются вверх и открывается втулка. При выравнивании давления перед съемом пакера штока дросселя занимают отверстия во втулке. Работа дросселя становится более четкой, если конструкция его позволяет открыть отверстие 2 не в бурильные трубы, а в затрубное пространство скважины, расположенное под пакером. В этом случае дроссель будет реагировать на изменение перепада давления между надпакерной и подпакерной зонами скважины и обеспечивать работу уплотнительного элемента пакера в пределах его допустимых перепадов давления.

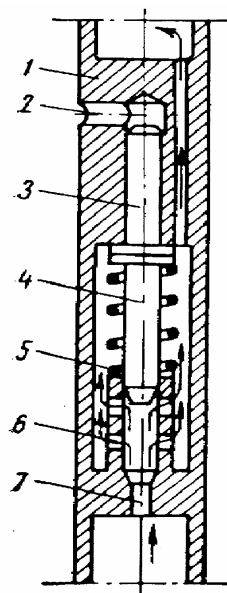


Рис. 33. Схема дросселя

4.3. Регистрирующие глубинные манометры

Манометры опробователей пластов, забрасываемых внутрь бурильных труб, имеют резкие отличие по сравнению с манометрами пластоиспытателей. Так как период опробования слишком мал, пробоотборник быстро наполняется пластовой жидкостью (газом), запись диаграмм получается в очень мелком масштабе, которую трудно интерпретировать. Для увеличения масштаба записи при опробовании пластов применяются специальные регистрирующие манометры с ускоренным вращением каретки и бланка, снабженных устройствами, включающими привод вращения только при достижении пробоотборником забоя и создании избыточного давления в бурильных трубах. При сборке оборудования на поверхности и его спуске манометр не работает, запись изменения давления происходит только в период притока пластовой жидкости.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Бурение нефтяных и газовых скважин является наиболее капиталоемкой подотраслью нефтяной промышленности. Поэтому совершенствование техники и технологии строительства скважин, в первую очередь глубоких, имеет большое значение.

В комплексе строительства глубоких скважин особо важное значение имеют технологические процессы опробования и испытания скважин. От эффективности этих операций в значительной степени зависит достижение конечного результата строительства скважины.

В зависимости от поставленных задач в процессе бурения скважин можно выполнять:

- испытание объектов при помощи испытателей пластов, спускаемых в скважину на трубах;
- опробование объектов при помощи опробователей пластов, спускаемых в скважину на каротажном кабеле;
 - опробование объектов при помощи опробователей пластов, забрасываемых внутрь бурильных труб;
 - комплексное исследование пластов при помощи наземного и забойного испытательного оборудования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ясаишин А.М. и др. Вскрытие, опробование и испытание пластов. – М.: Недра, 1979.
2. Сухоносков Г.Д. Испытание необсаженных скважин. – М.: Недра, 1979.
3. Варламов П.С. и др. Испытатели пластов многоциклового действия. – М.: Недра, 1983.
4. Минеев Б.П., Сидоров Н.А. Практическое руководство по испытанию скважин. – М.: Недра, 1981 .
5. Рязанцев Н.Ф., Карнаухов М.Л. Гидродинамические исследования скважин в процессе бурения – М.: ВНИИОЭНГ, 1982 .
6. Аманкулов А. С. и др. Руководство по изучению конструкций испытателей пластов типа КИИ, спускаемых в скважину на трубах. Для студентов специальности 0211 по курсу "Заканчивание скважин". Часть 1 – Алма-Ата: КазПТИ, 1984.
7. Аманкулов А. С. и др. Руководство по изучению конструкций испытателей пластов типа МИГ, спускаемых в скважину на трубах. Для студентов специальности 0211 по курсу "Заканчивание скважин". Часть II – Алма-Ата: КазПТИ, 1984.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1. СУЩНОСТЬ ОПРОБОВАНИЯ И ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИН	4
1.1. Аппараты для опробования	5
2. ИСПЫТАТЕЛИ ПЛАСТОВ, СПУСКАЕМЫЕ НА БУРИЛЬНЫХ ТРУБАХ.....	7
2.1. Комплект испытательных инструментов КИИ 2М-146	9
2.1.1. Испытатель пластов ИПГ.....	11
2.1.2. Запорный поворотный клапан ЗП2.....	16
2.1.3. Циркуляционный клапан КЦ.....	18
2.1.4. Пакер ПЦ.....	18
2.1.5. Гидравлический яс ЯГ.....	19
2.1.6. Фильтр Ф и переводники для установки приборов ПП.....	22
2.1.7. Устьевое оборудование.....	24
2.1.8. Технология работ по испытанию перспективных объектов испытателями пластов, спускаемыми на трубах.....	25
2.1.9. Выбор интервала установки пакера.....	25
2.1.10. Выбор величины начальной депрессии на пласт.....	26
2.1.11. Продолжительность испытания.....	26
2.2. Многоцикловое испытательное оборудование МИГ	27
2.2.1. Многоцикловой испытатель пластов ИПМ-2.....	35
2.2.2. Двухцикловой запорный поворотный клапан КЗ-3-127	39
2.2.3. Забойный пробоотборник.....	39
2.2.4. Ясы закрытого типа.....	42
2.2.5. Циркуляционный клапан КЦМ-2	43
2.2.6. Безопасный (предохранительный) переводник.....	46
2.2.7. Глубинные регистрирующие манометры.....	46
2.2.8. Распределитель давления между пакерами.....	50
3. ИСПЫТАТЕЛИ ПЛАСТОВ, СПУСКАЕМЫЕ НА КАРОТАЖНОМ КАБЕЛЕ	53
3.1. Сверлящий керноотборник термостойкий	
СКТ-1	53
3.1.1. Принцип действия и краткое описание.....	54
3.2. Аппаратура опробования пластов термостойкая на каротажном кабеле ОПН-112	57
3.2.1. Принцип действия и краткое описание.....	57
3.3. Аппаратура сверлящего керноотборника многоотборного на каротажном кабеле СКМ-8-9.....	60
3.3.1. Принцип действия и краткое описание.....	61

3.4. Опробователь пластов на кабеле ОПГ-4-7.....	64
3.4.1. Принцип действия и краткое описание	64
3.5. Каротажный опробователь пластов термостойкий ОПТ-7-10.....	67
3.5.1. Принцип действия и краткое описание	68
3.6. Опробователь пластов ОПД-200.....	70
3.7. Каротажный опробователь пластов для обсаженных скважин ОПО-5-6.....	72
3.7.1. 1. Принцип действия и краткое описание.....	72
4. ИСПЫТАТЕЛИ ПЛАСТОВ, СБРАСЫВАЕМЫЕ ВНУТРЬ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ.....	76
4.1. Пакер опробователя пластов.....	78
4.2. Пробоотборник.....	79
4.3. Регистрирующие глубинные манометры.....	81
5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	82
6. БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	83

Исмаилов Абдулахат Абдукаримович

Аманкул Амен Сабитович

ОПРОБОВАНИЕ И ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН

Учебное пособие

Зав. РИО

З.А.Губайдулина

Редактор

Ж.А.Нурмаганбетова

Техн. редактор

Ж.К.Еланова

Корректор

Л.С.Смайханова

Компьютерный

набор и верстка

Л.Л.Калугина

Подписано в печать

Тираж 500 экз. Формат 60 x 84 1/16. Бумага типогр. № 1.

Объем 7,8 уч.-изд.л. Заказ №

Цена договорная.

Издание Казахского национального технического университета

имени К.И.Сатпаева

Издательский центр КазНТУ

Алматы, Ладыгина, 32