МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

РУКОВОДСТВО ПО ТЕХНИКЕ И МЕТОДИКЕ ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИН ИСПЫТАТЕЛЯМИ ПЛАСТОВ МНОГОЦИКЛОВОГО ДЕЙСТВИЯ

РД39—32—734—82

1982

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель министра
нефтяной промышленности
В.И.Игревский
7 мая 1982 г.

РУКОВОДСТВО
ПО ТЕХНИКЕ И МЕТОДИКЕ ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИН ИСПЫТАТЕЛЯМИ ПЛАСТОВ МНОГОЦИКЛОВОГО ДЕЙСТВИЯ

РД 39 - 32 - 734 - 82

НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН:
Всесоюзным научно-исследовательским институтом нефтепромысловой геофизики

Директор И.Г.Жувагин

Ответственные исполнители:

Заведующий отделом техники и методики испытания пластов В.И.Портнов
Заведующий сектором техники и методики испытания глубоких скважин Р.С.Датыпов
Начальник опытно-методической партии Е.К.Поздеев
Заведующий сектором теории и моделирования испытания пластов А.Ф.Гильманшин
Заведующий сектором Б.А.Шнейдер
Заведующий группой Е.А.Непочатых
Старший научный сотрудник А.Ф.Зеленяева
Заведующий группой А.Н.Замараев
Главный геофизик Упрнефтегеофизики А.Ф.Шакиров

СОГЛАСОВАНО:

Начальник Технического управления	Ю.Н.Байдиков
Начальник Управления промысловой и полевой геофизики	Н.А.Савостьянов
Начальник Геологического управления	Н.Н.Лисовский
Начальник Управления по развитию техники, технологии и организации бурения	А.В.Перов
Отдел охраны труда ЦК профсоюза рабочих нефтяной и газовой промышленности	Постановление № 3 от 16.04.82 г.
Госгортехнадзор СССР	Письмо № 04-27/407/810 от 24.II.81 г.

© - Всесоюзный научно-исследовательский институт нефтепромысловой геофизики, 1982.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

РУКОВОДСТВО ПО ТЕХНИКЕ И МЕТОДИКЕ ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИН ИСПЫТАТЕЛЯМИ ПЛАСТОВ МНОГОЦИКЛОВОГО ДЕЙСТВИЯ

РД 39 - 32 - 734 - 82

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности

срок введения установлен с I октября 1982 г.

Срок действия до I октября 1987 г.

ВВЕДЕНИЕ

За истекший период (1970 - 1980 гг.) после организации службы испытания пластов в Управлении промысловой и полевой геофизики произошли существенные качественные изменения в области испытания пластов: созданы и внедряются новые комплексы, в т.ч. в термостойком исполнении (до 150°С), испытателей пластов на трубах многоциклового действия; расширился круг задач, решаемых с их применением в процессе бурения разведочных и эксплуатационных скважин, а также при их капитальном ремонте; внедряются безопасные технологические приемы по испытанию глубоких вертикальных и наклонно направленных обсаженных и необсаженных скважин. Технология работ с многоцикловыми комплексами ИПТ обеспечивает

I) испытание пластов в многоцикловом режиме с установлением характера насыщения и регистрацией кривых притока и восстановления давления;

2) последовательное испытание нескольких пластов за одну спуско-подъемную операцию;

3) повышение информативности о состоянии призабойной к удаленной зон;

4) интенсификацию притока жидкости в бурящихся скважинах и с эксплуатационными колоннами.

Кроме того, создание и внедрение эффективных технических средств и многоцикловой технологии испытания способствуют дальнейшему повышению качества исследования скважин, сокращению сро-

ков их исследования, улучшению условий труда обслуживающего персонала; экономии материальных и трудовых затрат.

Накоплен опыт работы по освоению технологии испытания низкопроницаемых коллекторов в комплексе с кислотными обработками и другими методами интенсификации притока, изучен характер влияния бурового раствора на изменение коллекторских свойств пласта, влияния гидростатического давления на формирование зон проникновения.

По результатам промысловых исследований, проведенных ВНИИнефтепромгеофизикой и СевКавНИПИнефтью с применением новых комплексов испытателей пластов, установлена хорошая сходимость параметров пласта, полученных в процессе бурения и после спуска эксплуатационной колонны при освоении скважин, что дает основание в ряде случаев квалифицировать результаты испытания пластов ИПТ как равнозначные пробной эксплуатации.

Количество испытанных объектов в процессе бурения возросло с 2300 до 4500, 85 - 93% испытаний проводятся в комплексе с глубинными манометрами. За указанный период испытано более 20 тыс. объектов. Для успешного выполнения работ в трестах организованы экспедиции и базы обслуживания ИПТ, функционирует более 100 отрядов и партий. Осваиваются новые формы взаимоотношений трестов с УБР, НГДУ.

На основании изложенного назрела необходимость в создании методического руководства по испытанию скважин ИПТ, отбору и анализу герметизированных проб жидкости и методам интерпретации кривых притока и восстановления давления, полученных с применением новых скважинных манометров.

Применение на практике настоящего руководства должно способствовать

1) оптимальному выбору оборудования и его компоновки для получения необходимой информации о состоянии скважин;

2) снижению времени подготовки и проведения исследований ИПТ в скважине;

3) повышению безопасности работ;

4) повышению качества исследовательских работ.

I. ТЕХНИКА ДЛЯ ИСПЫТАНИЯ РАЗВЕДОЧНЫХ, ОПОРНО-ПАРАМЕТРИЧЕСКИХ И ОЦЕНОЧНЫХ СКВАЖИН

Под испытанием пластов в процессе бурения скважин понимается проведение комплекса мероприятий с применением испытателей пластов на трубах (ИПТ) и скважинной аппаратуры, обеспечивающей прямую оценку характера насыщенности пласта и его гидродинамических параметров, по которым устанавливается степень засоренности призабойной зоны скважины и ее потенциальный дебит.

Для испытания перспективных объектов, вскрытых в процессе бурения скважины, применяются серийные комплексы испытательных инструментов КИИ-2М-146 двухциклового действия и испытателей пластов многоциклового действия МИГ-146, МИГ-127.

I.I. Комплексы КИИ-2М-146, МИГ-127 и МИГ-146

Комплекс испытательных инструментов двухциклового действия КИИ-2М-146

Испытательные инструменты типа КИИ-2М-146, созданные на базе первых отечественных испытательных инструментов КИИ - Грозненского УфНИИ, предназначены для оценки состава пластового флюида, очистки, дренирования призабойной зоны геолого-поисковых и разведочных скважин и определения гидродинамических параметров объектов, испытанных в процессе бурения.

Основные параметры КИИ-2М-146:

максимальный перепад давления, МПа	30
максимальная температура в скважине, °С	150
максимальная растягивающая нагрузка, Н	60×10^4
масса, кг	3000

Наименование узлов КИИ-2М-146 и их назначение приводится в табл. I.

Корпусные детали КИИ-2М-146 изготавливаются из стали 45 ГОСТ 1050-74 и окрашиваются эмалью. При сборке все детали изделия очищаются от металлических стружек, задиров и заусениц и смазываются антикоррозийной смазкой. Комплектность КИИ-2М-146 представлена в табл. 2.

Таблица I

Наименование изделия, шифр	Назначение	Основные параметры, габаритные размеры и масса
I	2	3
Испытатель пластов ИПГ-I46	Вызов притока из пласта, изолированного от остальной части скважины пакером при сниженном противодавлении	Рабочий ход, мм. . . . . 200 Наибольшая нагрузка, Н: сжимающая . . . . . $30 \cdot 10^4$ растягивающая . . . . $60 \cdot 10^4$ Длина, мм. . . . . 2I50 Диаметр, мм. . . . . I46 Масса, кг. 23I,5
Ясс гидравлический ЯГ-I46	Облегчение снятия пакера с места после окончания испытания	Ход штока, мм. . . . . 320 Нагрузка растягивающая, Н . $60 \cdot 10^4$ Гидравлическая неуравновешенная площадь, $см^2$ . . 90; 58 Длина, мм. . . . . .I385; I6I5 Диаметр, мм. . . . . .I46 Масса, кг. I58; I28
Пакер цилиндрический ПЦ-I78; ПЦ-I46	Разобщение скважины от испытываемого пласта	Растягивающая нагрузка, Н. $60 \cdot 10^4$ Ход, мм. . . . . 350; 280 Диаметр резинового элемента пакера, мм. . I70; I80; I95; 220; 245; 270 Длина, мм. . . . . 2330 Масса, кг 340; I80, 7
Фильтр Ф-I46	Фильтрация жидкости, поступающей из зоны испытуемого пласта через испытательные устройства в трубы	Длина, мм. . . . . 4I20 Масса, кг. 260
Переводник для установки приборов ПП-I46	Установка глубинных приборов (манометров, термографов и пр.)	Длина, мм. . . . . .2I00 Диаметр, мм . . . . . I46 Масса, кг I24
Клапан циркуляционный КЦ-I46	Восстановление прямой и обратной циркуляции над испытателем пластов	Длина, мм. . . . . 608 Диаметр, мм. . . . . I46 Масса, кг. 64
Устройство для опрессовки У0-000	Создание гидравлического давления в узлах ИПТ для испытания на герметичность и для заполнения масляной камеры испытателя пластов	Наибольшее давление, МПа. . 40 Длина, мм. . . . . 400 Ширина, мм . . . . . 2I0 Высота, мм . . . . . 300 Масса, кг. 29,3

Продолжение табл. I

I	2	3
Клапан запорно-поворотный двойного закрытия ЗП2-I46	Двухкратное закрытие полости бурильных труб с целью записи с помощью глубинных манометров начальной и конечной КВД	Число оборотов закрытия. . . . . I0 и 30 Растягивающая нагрузка, Н. . . . $60 \cdot 10^4$ Масса, кг. 224,7
Приспособление для сжатия ПСГ-I46.000	Сжатие и растяжение испытателя пластов	Длина, мм. . . . . .875 Длина хода штока, мм .245 Диаметр, мм. . . . . .I52 Масса, кг 48,2
Обвязка к приспособлению для сжатия ОПС-000	Подвод масла в приспособление для сжатия и управление его работой	Длина, мм. . . . . .500 Ширина, мм . . . . .300 Масса, кг. 36,6
Удлинитель У1.000	Обеспечение сборки по секциям во избежание изгиба штоков при затаскивании комплекта в буровую с мостков и подборе длины колонны бурильного инструмента	Длина, мм. . . . . 800 Диаметр, мм . . . . . I46 Масса, кг. 52

Таблица 2

Деталь	Количество, шт.
Испытатель пластов ИПГ-I46	2
Ясс гидравлический ЯГ-I46	2
Пакер цилиндрический ПЦ-I46	I
Клапан циркуляционный КЦ-I46	I
Клапан запорно-поворотный ЗП2-I46	2
Фильтр Ф-I46	I
Переходники для установки приборов ПП-I46	2
Устройство для опрессовки У0-000	I
Приспособление для сжатия испытателя пластов ПСГ-I46.000	I
Обвязка к приспособлению для сжатия ОПС-000	I
Удлинитель У1.000 и У2.000	по I
Глубинные манометры на давление I6; 25; 40 МПа	4

К каждому комплекту испытательных инструментов прилагается техническое описание (ТО) и паспорт.

При соблюдении нормального режима работы, требований ТО, своевременной замене быстроизнашивающихся деталей, поставляемых совместно с комплектом, одним комплектом КИИ-2М-146 можно провести 70-80 операций.

Комплексы МИГ-127, МИГ-146

Комплексы многоциклового испытательного оборудования МИГ-127 и МИГ-146 предназначены для испытания перспективных объектов в открытом стволе скважины с многократным вызовом притока и отбором проб пластовой жидкости, регистрацией изменения забойного давления и определением параметров пласта.

Основные технические характеристики комплексов МИГ-127 и МИГ-146 приведены в табл. 3 и 4.

Таблица 3

Показатели	МИГ-127	МИГ-146
Наружный диаметр, мм	127	146
Максимальная длина отдельной сборочной единицы, мм	2890	2918
Общая длина полного комплекта, мм	17920-27150	17590-27450
Максимальная нагрузка, Н:		
сжимающая	$125 \cdot 10^4$	$150 \cdot 10^4$
растягивающая	$60 \cdot 10^4$	$70 \cdot 10^4$
Крутящий момент, Н·м	$75 \cdot 10^2$	$100 \cdot 10^2$
Максимальный перепад давления, МПа	45	45
Максимальная температура, ^{0}С	200	200
Максимальная масса отдельной сборочной единицы, кг	163	235
Общая масса комплекса, кг	5682	5442
Присоединительная резьба	3 -101	3-121
Диаметр обслуживаемых скважин, мм	161 - 243	190 - 295

Комплексы многоциклового испытательного оборудования МИГ-127 и МИГ-146 спускают в скважину на бурильных трубах, пустых или частично заполненных жидкостью, для интенсивного вызова притока из намеченного объекта. В зависимости от геолого-технических условий применяют несколько вариантов технологических компоновок (рис. 1). Для выполнения неограниченного количества открытых и закрытых периодов испытания в компоновке предусмотрено устройство для раздельного вращения колонны бурильных труб, которое ус-

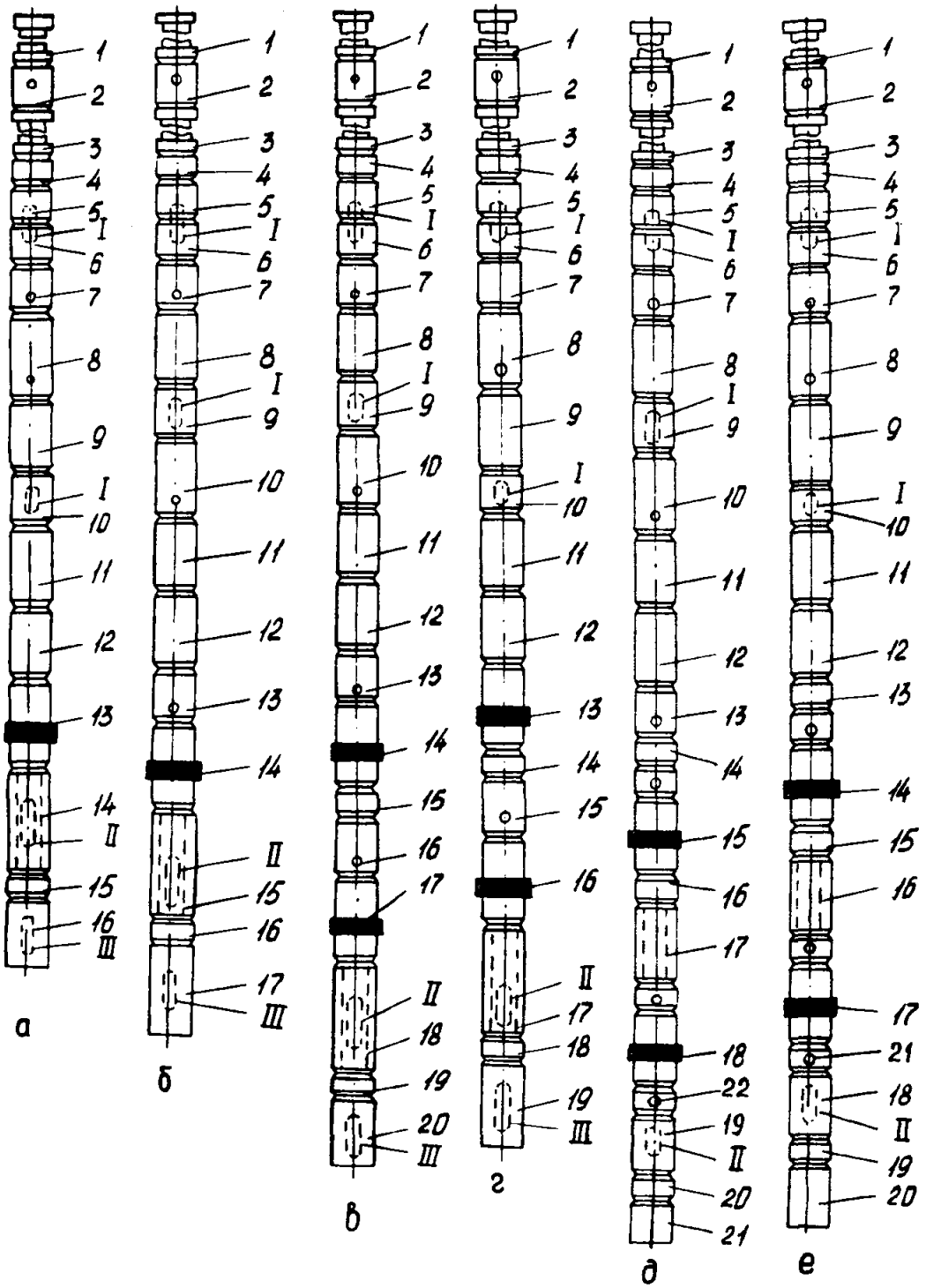
Таблица 4

Состав комплекса	МИГ-I27		МИГ-I46	
	Шифр	Количество, шт.	Шифр	Количество, шт.
Замок безопасный	ЗБ2-I27	I	ЗБ2-I46	I
Испытатель пластов	ИПМ2-I27	I	ИПМ2-I46	I
Клапан запорный	КЗ-3-I27	I	КЗ-2-I46	I
Клапан циркуляционный	КУМ2-I27	I	КУМ3-I46	I
Пробоотборник	ПИГ2-I27	I	ПИГ2-I46	I
Пакер ⌀ I27 мм	ПЩР2-I27	2	-	-
⌀ I46 мм	ПЩР2-I46	2	ПЩР2-I46	2
Распределительное устройство ⌀ I27 мм	РУ2-I27	I	-	-
⌀ I46 мм	РУ2-I46	I	РУ2-I46	I
Устройство для вращения	УРВ2-I27	I	УРВ2-I46	I
Уравнительное устройство	УУ2-I46	I	УУ2-I46	I
Штуцер гидравлический	Ш2-I27	I	Ш2-I46	I
Ясс гидравлический	ЯГЗ-2-I27	I	ЯГЗ-3-I46	I
Приспособление для сжатия	ПСГ2-ДОП	I	ПСГ2-000-0I	I
Устройство для опрессовки	ІУО-000	I	ІУО-000	I
Переходник для приборов	ПП2-I46	I	ПП2-I46	I
Переходник левый ⌀ I27 мм	ПЛ-I27	2	-	-
⌀ I46 мм	ПЛ-I46	2	ПЛ-I46	2
Патрубки подгонные	П-I27	5	П-I46	5
Фильтр ⌀ I27 мм	Ф 2-I27	3	-	-
⌀ I46 мм	Ф2-I46	5	Ф2-I46	5
Переходники	ПХ-I27	4	ПХ-I46	I

танавливают под испытателем пластов (рис. I, а). При использовании в компоновке запорно-поворотного клапана двойного закрытия (рис. I, б) устройство для раздельного вращения труб не устанавливают. В глубоких скважинах для обеспечения надежной герметичности в компоновке предусматривают установку двух пакеров последовательно с распределительным устройством между пакерами (рис.I,в).

Если выше испытателя пластов применено устройство для вращения труб, то запорно-поворотный клапан двойного закрытия (рис. I, г) не устанавливают.

Для осуществления селективного испытания объектов рекомендуется компоновка (рис.I,д), в которой используется запорный


а
б
в
г
д
е

клапан. В наклонно направленных скважинах применима компоновка (рис. I, е) для многоциклового испытания объектов, причем управление клапаном испытателя достигается осевым перемещением колонны бурильных труб.

Оборудование МИГ обеспечивает проведение селективного испытания с разносом пакеров не менее 2,6 м.

Рис. I. Типовые варианты компоновки комплекса многоциклового оборудования МИГ-I27 и МИГ-I46:

а) I, 3 - бурильная труба; 2 - КЦ; 4 - переходник; 5, 6, I0 - патрубок подгонный; 7 - штуцер гидравлический; 8 - испытатель пластов; 9 - устройство для вращения; II - пробоотборник; I2 - ясс; I3 - пакер; I4 - фильтр; I5 - переходник левый; I6 - хвостовик; I, II, III - манометры;

б) I, 3 - бурильная труба; 2 - КЦ; 4, I6, I9 - переходник; 5, 6, 9 - патрубок; 7 - штуцер; 8 - клапан запорный; I0 - ИПТ; II - пробоотборник; I2 - ясс; I3 - замок безопасный; I4 - пакер; I5 - фильтр; I7 - хвостовик;

в) I, 3 - бурильная труба; 2 - КЦ; 4, I5, I9 - переходник; 5, 6, 9 - патрубок; 7 - штуцер; 8 - клапан запорный; I0 - ИПТ; II - пробоотборник; I2 - ясс; I3 - замок безопасный; I4, I7 - пакер; I6 - распределительное устройство; I8 - фильтр; 20 - хвостовик;

г) I, 3 - бурильная труба; 2 - КЦ; 4, I4, I8 - переходник; 5, 6, I0 - патрубок; 7 - штуцер; 8 - ИПТ; 9 - устройство для вращения; II - пробоотборник; I2 - ясс; I3, I6 - пакер; I5 - распределительное устройство; I7 - фильтр; I9 - хвостовик;

д) I, 3 - бурильная труба; 2 - КЦ; 4, I4, I6, 20 - переходник; 5, 6, 9, I9 - патрубок; 7 - штуцер; 8 - клапан запорный; I0 - ИПТ; II - пробоотборник; I2 - ясс; I3 - замок безопасный; I5, I8 - пакер; I7 - фильтр; 2I - хвостовик; 22 - уравнительное устройство;

е) I, 3 - бурильная труба; 2 - КЦ; 4, I3, I5, I9 - переходник; 5, 6, I0, I8 - патрубок; 7 - штуцер; 8 - ИПТ; 9 - устройство для вращения; II - пробоотборник; I2 - ясс; I4, I7 - пакер; I6 - фильтр; 20 - хвостовик; 2I - уравнительное устройство.

Резьбовые соединения труб и узлов испытательного оборудования при спуске смазывают смазкой УС ГОСТ 1033-79, уплотняют пеньковым шнуром и крепят машинными ключами. Категорически запрещается пользоваться трубами с промытыми и некачественными резьбовыми соединениями.

Герметичность труб и испытательного инструмента контролируется при спуске в скважину по уровню бурового раствора в кольцевом пространстве и движению воздуха из труб.

При наличии посадок инструмента запрещается выдерживать его в разгруженном состоянии более 15-30 с во избежание преждевременного открытия впускного клапана испытателя пластов.

В конце спуска необходимо рассчитать меру труб и подобрать длину инструмента таким образом, чтобы муфта верхней трубы оказалась выше ротора на 1,5 - 2 м для обеспечения возможности поддержания заданной нагрузки на пакер при посадке хвостовика на забое скважины.

С целью качественного испытания пластов в глубоких скважинах и с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) бурильные трубы частично или полностью заполняют технической водой или буровым раствором. Для заполнения труб буровым раствором в компоновке инструмента устанавливают циркуляционно-заливочный клапан или специальные заливочные устройства, обеспечивающие автоматическое заполнение труб до расчетной высоты в процессе спуска инструмента в скважину. Расчет количества раствора для предварительного заполнения производят с учетом прочности труб, горных пород и режима испытания.

Во избежание засорения шламом проходных каналов испытательного оборудования бурильную трубу под циркуляционно-заливочным клапаном или заливочным устройством необходимо заполнять качественным буровым раствором.

В процессе спуска буровой раствор обтекает пакер, перетекает через полые каналы штока пакера и выходит в затрубное пространство через отверстия уравнительного клапана испытателя пластов, обеспечивая более свободное прохождение пакера в суженных интервалах ствола скважины.

Глубинные манометры, установленные ниже испытателя пластов, во время спуска инструмента регистрируют увеличение гидростатического давления, а манометры над испытателем фиксируют давление предварительно заполненного столба жидкости и давление в конце притока жидкости в трубы.

После спуска инструмента и упора хвостовика в забой скважины создают нагрузку на испытательное оборудование, под действием которой резиновый элемент пакера сокращается по длине, увеличивается в диаметре и герметично изолирует интервал испытания от ствола скважины.

Под действием нагрузки, создаваемой весом труб, закрывается с задержкой во времени уравнительный клапан и открывается впускной клапан испытателя.

В подпакерном интервале забойное давление резко снижается ниже пластового и под действием возникшего перепада давления жидкость или газ из испытываемого объекта поступает в бурильные трубы. Через 3 - 5 мин начального периода притока колонну труб медленно приподнимают до величины веса инструмента, а затем дают вытяжку на 500-600 мм. В этот момент впускной клапан испытателя закрывается, но уравнительный клапан под воздействием гидравлической неуравновешенности все еще остается в закрытом положении.

С закрытием впускного клапана прекращается поступление пластовой жидкости в трубы, давление в интервале испытания возрастает, т.е. имеет место и восстановление давления, которое регистрируется глубинными манометрами, установленными в фильтре и хвостовике.

После выдержки инструмента на первом закрытом периоде испытания колонну труб разгружают до заданной в момент пакерования нагрузки и производят повторное открытие впускного клапана испытателя пластов. Начинается открытый период второго цикла испытания объекта.

На втором и последующих циклах испытания операции по управлению процессами притока жидкости и восстановления давления выполняются осевыми перемещениями колонны бурильных труб без снятия пакера с места его установки.

Для предотвращения прилипания колонны труб к стенкам скважины над испытателем устанавливают подшипниковую муфту, позволяющую периодически вращать инструмент во время открытых и закрытых периодов испытания.

В компоновках с применением запорно-поворотного клапана двойного действия закрытые периоды испытания осуществляются вращением колонны бурильных труб ротором вправо на 10 оборотов. Для облегчения условий работы опорного подшипника запорно-поворотного клапана перед его закрытием осевую нагрузку снижают, не допуская потери герметичности пакерования. По истечении времени первого

закрытого периода колонну бурильных труб вращают вправо на 10 оборотов и открывают запорно-поворотный клапан на второй открытый период. Повторное закрытие запорно-поворотного клапана позволяет вращать колонну труб без ограничения, при этом клапан будет находиться в закрытом положении.

После выдержки испытательного инструмента на восстановлении давления на втором цикле испытания снимают пакер с места его установки. С этой целью создают натяжку инструмента на величину 10 - 15% выше первоначального веса колонны труб до пакеровки. Впускной клапан испытателя пластов закрывается, уравнительный клапан открывается, происходит выравнивание давления над и под пакером.

Если пакер оказался прихвачен или прилип к стенке скважины, то натяжку инструмента повышают постепенно до допускаемой нагрузки на талевую систему и производят расхаживание инструмента. При расхаживании не допускается длительное воздействие сжимающих нагрузок на испытатель пластов во избежание открытия впускного клапана.

Освобождению прихваченного инструмента способствует гидравлический ясс, действие которого обеспечивается созданием направленных снизу вверх ударных нагрузок.

Подъем инструмента производят при непрерывном заполнении затрубного пространства буровой жидкостью.

При появлении уровня жидкости в трубах необходимо через заливочную головку создать цементировочным агрегатом избыточное давление в полости труб, открыть циркуляционно-заливочный клапан и обратной циркуляцией заменить жидкость (в том числе и поступившую в периоды притока) в трубах буровым раствором, отобрать пробы пластовой жидкости и поднять инструмент.

По окончании подъема испытательное оборудование развинчивают на узлы и составные части, промывают водой, тщательно смазывают резьбовые соединения и отвозят на базу экспедиции, где выполняют частичную, а при необходимости и полную разборку инструмента.

Отобранные на поверхности и из пробоотборника пробы жидкости передаются в лабораторию для качественного и количественного анализа состава и физико-химических свойств.

Диаграммы изменений давлений, зафиксированные глубинными манометрами, подвергают оперативному анализу качества выполнения всех технологических операций и направляют на интерпретацию и для определения параметров пластов.

На выполненную работу по испытанию объекта составляется акт по установленной форме (приложение 4).

I.2. Новые узлы и устройства, применяемые в компоновке с серийными КИИ-2М-I46

С целью повышения эффективности работы серийных комплексов испытательных инструментов институтами и геофизическими предприятиями созданы такие узлы, как запорно-поворотный клапан многоциклового действия, многоцикловая приставка, размерный ряд якорей, уравнительный клапан, пакера с резино-металлическим перекрытием, пробоотборники-накопители. Они дают возможность испытывать перспективные объекты по многоцикловой схеме, осуществлять неограниченное количество открытых и закрытых периодов притока и восстановления давления, отбирать герметизированные пробы нефти и доставлять их на поверхность. Так, применение якорей и уравнительного клапана расширяет возможности серийного комплекса и позволяет проводить за одну спуско-подъемную операцию селективное испытание нескольких перспективных объектов, а также кислотную обработку, промывку испытуемого интервала с повторным его испытанием. Введение в компоновку КИИ-2М-I46 пакеров с резино-металлическими перекрытиями позволяет проводить селективные испытания в более сложных геолого-технических условиях, в глубоких и наклонных скважинах, вскрывших карбонатные коллектора с сильно развитой кавернозностью и трещиноватостью.

Запорно-поворотный клапан многоцикловый ЗПКМ2-I46

Запорно-поворотный клапан многоцикловый ЗПКМ2-I46 представляет собой гидравлически уравновешенное клапанное устройство, предназначенное для испытания скважин диаметром от I90 до 394 мм в комплексе с узлами серийного испытательного оборудования и обеспечивает:

- многократный вызов и перекрытие притока флюида из пласта, с регистрацией кривых притока и восстановления пластового давления без снятия нагрузки с пакера;
- автоматическое заполнение бурильных труб скважинной жидкостью на заданную высоту;
- проведение подпакерной циркуляции, установки ванн (нефтяных, кислотных и др.) в испытуемой зоне;

– многоцикловое испытание нескольких объектов за один спуск инструмента, если первые объекты окажутся бесприточными.

Техническая характеристика ЗПКМ2-I46

Наружный диаметр, мм	I46
Длина, мм	2060
Рабочий ход, мм	I00
Диаметр проходного канала, мм	25
Число оборотов, необходимых для смены позиции клапана	I0
Максимальный перепад давления, МПа	40
Осевая нагрузка, Н	до $28 \cdot 10^4$
Температура рабочей среды, ^{o}С	до I30
(определяется термостойкостью резиновых уплотнений)	
Масса, кг	I75

На рис. 2 представлен общий вид ЗПКМ2-I46. Корпусная труба 4, переходник средний 7, труба II и переходник нижний 25 образуют жесткий корпус, внутри которого помещены связанные между собой несущий шток 3 со шлицами (б), шток 9, шток I8, клапан впускной 2I, шток 22, клапан уравнительный 27.

В растянутом (транспортном) положении ЗПКМ2-I46 шлицы (б) штока 3 входят в пазы (а) корпусной трубы (4), поэтому проворачивание деталей 3, 9, I8 относительно корпуса исключено.

В сжатом положении ЗПКМ2-I46 шток 3 выходит из зацепления с корпусом и своим торцом упирается через разделительный поршень 5 в подшипник 6, гнездо которого заполнено консистентной смазкой.

На наружной поверхности полого штока I8 выполнено по десять витков правой и левой трапецеидальной резьбы, концы которой сопряжены между собой и образуют бесконечную винтовую канавку. По канавке скользит скоба I5, жестко связанная с пальцем I4, который в зависимости от положения скобы I5 в канавке имеет ограниченное вращение вокруг своей оси. Регулировка зазора между штоком I8 и скобой I5 осуществляется гайкой I3. В гильзе I0 выполнены два продольных паза, по которым перемещаются штифты I2, жестко закрепленные в корпусе.

В сжатом положении ЗПКМ2-I46 при правом его вращении скоба I5 скользит по бесконечной винтовой канавке штока I8 и перемещает вверх или вниз гильзу I0 и связанную с ней втулку I9, меняя направление через каждые десять оборотов. При этом втулка I9 вращается совместно с впускным клапаном 2I, так как между втул-

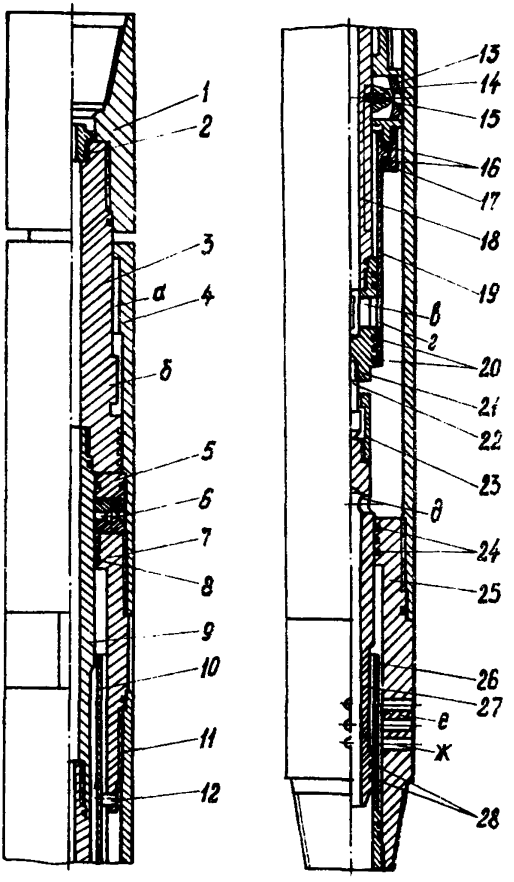


Рис. 2. Схема клапана запорно-поворотного многоциклового ЗПКМ2-146:

1 - верхний переходник; 2 - штуцер; 3, 9, 18, 22 - шток; 4 - корпусная труба; 5 - поршень; 6 - подшипник; 7 - средний переходник; 8,20,24,28-уплотнения;10-гильза; 11 - труба корпусная; 12 - штифт; 13- гайка регулировочная; 14-палец; 15 - скоба; 16 - упорный подшипник; 17, 23 - гайка; 19 - втулка; 21 - впускной клапан; 25 - нижний переходник; 26 - гильза уравнительного клапана; 27 - уравнительный клапан.

кой I9 и гильзой I0 установлен упорный подшипник двухстороннего действия I6, и закрыт гайкой I7.

Если втулка находится в верхнем положении, как показано на рис. 2, то щели (г) втулки совмещены со щелями (в), - впускной клапан 2I открыт. При последующем вращении группы деталей I, 3, 9, I8, 2I, 22 на десять оборотов втулка I9 перемещается в нижнее положение и щели (г) оказываются ниже уплотнений 20,-впускной клапан закрыт.

Когда клапан находится в сжатом положении и подвижные детали I, 3, 9, I8, 2I, 22 вращаются относительно корпуса,уплотнения 28 на уравнительном клапане 27 перекрывают щели (е) гильзы уравнительного клапана 26, при этом уравнительный клапан 27 и гайка 23 остаются неподвижными относительно нижнего переходника 25 и гильзы уравнительного клапана 26.

Независимо от того, в каком положении находится втулка I9 (закрытом или открытом) уравнительный клапан 27 при растягивающих усилиях на ЗПКМ2-I46 легко открывается.

Для предупреждения размыва втулки I9 и впускного клапана 2I в верхней части штока 3 устанавливается штуцер 2 с отверстием 6, 8 или I0 мм.

Многоцикловая приставка МП-I46

Многоцикловая приставка МП-I46 (рис. 3) предназначена для многократного перекрытия притока жидкости в трубы в процессе испытания пласта, применяется вместо ЗП-I46 и ЗП2-I46 в компоновке серийного испытательного инструмента КИИ-I46 и КИИ-2М-I46 и обеспечивает создание неограниченного количества открытых и закрытых циклов испытания путем вертикального перемещения колонны труб,не допуская срыва пакера и нарушения герметичности интервала испытания.

Техническая характеристика МП-I46

Наружный диаметр, мм	I46
Длина, мм	
в сжатом положении	I450
в растянутом положении	2450
Рабочий ход штока, мм	I000
Диаметр канала штока, мм	22
Масса, кг	I00

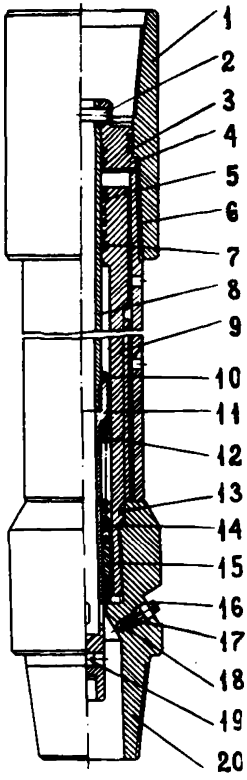


Рис. 3. Схема многоцикловой приставки МП-I46:

I - муфта; 2 - палец; 3, 5, 7, I0, I3, I4 - кольцо уплотнительное; 4 - вкладыш; 6 - корпус; 8, 9 - шток; II - клапан; I2, I7 - пружина; I5 - втулка; I6 - пробка; I8 - шарик; I9 - винт; 20 - ниппель.

Устройство и принцип действия МП-I46 заключается в следующем: корпус 6 телескопически сочленен на шлицах с подвижным штоком 9, внутри которого размещены клапан II и шток 8. Шток 8 с помощью пальца 2 и вкладыша 4 жестко зафиксирован муфтой I и торцом корпуса. Клапан в нижней части имеет радиальные каналы, которые перекрываются подпружиненной втулкой I5 с уплотнительными кольцами I4.

Когда многоцикловая приставка находится в сжатом положении, радиальные каналы клапана открыты, а в растянутом - закрыты втулкой. При растяжении МП-I46 шток 8 движется вверх относительно штока 9. Втулка при этом спускается вниз по штоку 8 под действием пружины сжатия I2 и перекрывает радиальные каналы для притока жидкости.

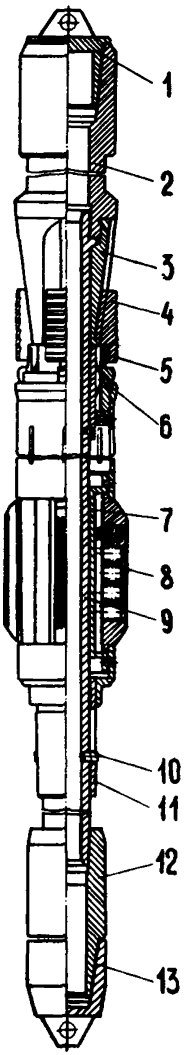
При движении вверх колонны бурильных труб снимается осевая нагрузка с пакера, шток 9, жестко соединенный с испытателем пластов, остается неподвижным, а корпус и шток 8 перемещаются, при этом доступ жидкости в трубы прекращается.

Величина вытяжки труб контролируется по индикатору веса, который регистрирует при этом постоянный вес колонны труб. Для повторного открытия клапана МП-I46 необходимо разгрузить трубы до первоначальной нагрузки на пакер.

Применение МП-I46 исключает вращение колонны труб в процессе испытания пластов по многоцикловой технологии, обеспечивает надежность перекрытия притока жидкости для регистрации восстановления давления, особенно в наклонно направленных скважинах, и

способствует сокращению неудачных операций из-за отказа серийного запорно-поворотного клапана при наличии сальников в стволе.

Якорные устройства



Якорные устройства ЯУ-I70/I90 и ЯУ-I90/2I4 (рис. 4) включаются в компоновку КИИ-I46 и МИГ-I46 и предназначены для упора в стенки скважины при разобщении пластов серийными пакерами сжатия ПЩ-I46 и ПЩР-I46 с целью исключения затрат на установку цементных мостов, для селективного испытания двух и более объектов за одну спуско-подъемную операцию ИПТ.

Техническая характеристика якорных устройств представлена в табл. 5.

Таблица 5

Параметры	ЯУ-I70/I90	ЯУ-I90/2I4
Габаритные размеры, мм:		
длина	2000	2I00
диаметр в транспортном положении	I70	I90
Диаметр упорных плашек в рабочем положении, мм	2I0	236
Внутренний диаметр штока, мм	60	70
Присоединительные резьбы:		
муфта	3-I33 ГОСТ 5286-75	3-I33 ГОСТ 5286-75
ниппель		
Осевая нагрузка, Н	$(25\pm2)\cdot10^4$	$(20\pm2)\cdot10^4$
Масса, кг	I20	I00

Рис. 4. Схема якорного устройства ЯУ-I90/2I4:

I,I3-заглушка;2-переходник;3-корпус; 4-плашка;5-фиксатор;6-пружина;7-обойма; 8-планка;9-шток;I0-винт;II-втулка;I2-ниппель.

При работе с КИИ-146, КИИ-2М-146, МИГ-146 и МИГ-127 якорное устройство свинчивается переходником с ниппелем пакера ПЩ-146, ПЩР-146, ПРМП-170/190, ПРМП-190/214.

Упорные плашки 4 (см. рис. 4) находятся в зацеплении с фиксатором 5 и размещены в нижней части конуса 3. Подпружиненный планками 8 центратор якорного устройства при спуске скользит по стенке скважины и винтом 10, расположенным в пазе втулки 11, удерживается от перемещения вверх вдоль штока 9. Толкатель упорных плашек размещен ниже фиксаторов и свинчен с обоймой 7. Для ввода ЯУ в рабочее положение на заданной глубине необходимо выполнить следующие операции:

- поднять колонну труб на 1 - 2 м;
- ротором провернуть колонну труб на 1,5 - 2 оборота вправо, чтобы вывести винт из зацепления в фасонном пазе втулки;
- плавно опустить инструмент и разгрузить до 20 - 25 т.

При этом шток движется вниз относительно центратора ЯУ, который за счет трения планок удерживается на стенке скважины, а толкатель отжимает фиксаторы и перемещает упорные плашки по направляющим пазам конуса. Упорные плашки при дальнейшем движении штока входят в контакт со стенкой скважины и затормаживают скольжение ЯУ вниз.

С момента внедрения упорных плашек в стенки скважины осевая нагрузка на пакер воспринимается упорными плашками, через которые передается на стенки скважины.

При снятии пакера с места его установки осевая нагрузка снимается натяжением колонны бурильных труб, шток перемещается вверх относительно центратора ЯУ, винт входит в фигурный паз втулки и фиксирует центратор якорного устройства.

Упорные плашки под действием собственного веса опускаются по направляющим пазам конуса и входят в зацепление с фиксаторами.

При последовательном испытании двух и более объектов за одну спуско-подъемную операцию установка ЯУ выше (или ниже) испытанного интервала производится подъемом (или спуском) определенного количества труб и выполнением операций, аналогично описанным.

ЯКОРИ РАЗМЕРНОГО РЯДА

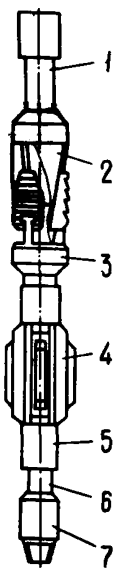
Якори размерного ряда ЯК-110/135, ЯК-132/158, ЯК-170/220 и ЯК-190/240 (рис. 5) предназначены для установки пакера с упором на стенки скважины в колонне и в открытом стволе при испытании пластов в процессе бурения разведочных и эксплуатационных скважин, а также при их капитальном ремонте.

Применение якорей обеспечивает точную привязку пакера к исследуемому пласту, исключает из компоновки испытателя пластов на трубах хвостовики для упора в забой скважины и затраты на установку цементных мостов при испытании с селективным разобщением пластов независимо от расстояния до забоя скважины.

Якори должны эксплуатироваться в комплексе с ИПТ в необсаженных стволах скважин диаметром 118; 140; 145; 190; 214; 215,9 мм и с оборудованием для ремонта скважин, обсаженных колонной диаметром 140; 146; 168; 219; 245 мм.

Основные технические данные якорей приведены в табл. 6.

Якори каждого типоразмера идентичны по принципу действия и общему устройству и отличаются один от другого габаритными размерами и различным конструктивным выполнением некоторых узлов и деталей. Соседние размеры якорей взаимно унифицированы.



Удлинитель (см. рис.5) предназначен для захвата якоря элеватором при сборке-разборке компоновки ИПТ на устье скважины и при спуско-подъемных операциях.

Заклинивающий узел представляет собой конусную обойму, по пазам которой перемещаются плашки, предназначенные для передачи осевого усилия на стенки скважины и закрепления якоря.

Самопроизвольному перемещению плашек во время спуска и подъема инструмента в скважи-

Рис. 5. Общий вид якоря с основными функциональными узлами:

1 - удлинитель; 2 - заклинивающий узел; 3-синхронизатор перемещения плашек; 4 -фрикцион; 5-замковое устройство; 6 - шток; 7-переходник нижний.

Таблица 6

Параметры	Типоразмер якоря			
	ЯК-110/135	ЯК-132/158	ЯК-170/220	ЯК-190/240
Габаритные размеры, мм:				
диаметр якоря по заклинивающему узлу, не более	110	132	170	190
диаметр якоря по планкам фрикциона, не более	135	158	220	240
диаметр якоря по заклинивающим плашкам при их максимальном выходе, не менее	135	158	220	240
Осевая сжимающая нагрузка на заклинивающий узел якоря, Н, не более	$35 \cdot 10^4$	$55 \cdot 10^4$	$90 \cdot 10^4$	$110 \cdot 10^4$
Осевая растягивающая нагрузка на якорь, Н, не более	$18 \cdot 10^4$	$20 \cdot 10^4$	$35 \cdot 10^4$	$42 \cdot 10^4$
Среднее контактное давление (расчетное), передаваемое на стенки скважины (колонны), МПа, не более	100	100	90	90
Присоединительные резьбы:				
верхняя (муфта) ГОСТ 5286-75	3-76	3-76	3-121	3-121
нижняя (ниппель) ГОСТ 5286-75	3-76	3-76	3-121	3-121
Длина якоря, мм, не более	2600	2600	2800	2800
Масса якоря, кг, не более	100	140	210	250

не препятствуют детали узла синхронизации. Заклинивающие плашки якоря выводятся в рабочее положение при освобождении штока в замковом устройстве.

Фрикцион якоря, соединенный с замковым устройством, удерживает все подвижные детали якоря в неподвижном положении при движении штока вниз или вверх. Планки фрикциона обеспечивают первоначальное трение якоря о стенки скважины (колонны) во время спуско-подъемных операций и перевод якоря из транспортного положения в рабочее по-

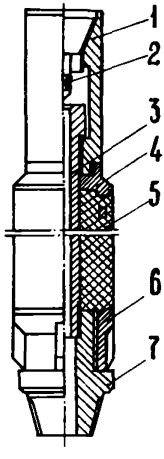
воротом вправо на I,5 – 2 оборота труб и плавной посадкой колонны труб вниз до закрепления якоря на стенке скважины. Во время этой операции фрикцион удерживается на месте за счет трения о стенки колонны (горной породы), а шток, освобожденный от зацепления в замковом устройстве, движется вниз, освобождают цангу синхронизатора, толкатели которого передвигают заклинивающие плашки в пазах обоймы до жесткого закрепления в породе или на стенке колонны под действием сжимающей осевой нагрузки, создаваемой весом колонны труб.

После испытания пласта якорь снимается с места его установки путем подъема колонны труб вверх на I – 2 м и перевода якоря в транспортное положение за счет принудительного возврата плашек заклинивающего узла в крайнее нижнее положение. Одновременно замок синхронизатора и замковое устройство фрикциона входят в зацепление со штоком якоря.

Конструкция якоря позволяет устанавливать пакер в любом заданном интервале независимо от расстояния относительно забоя скважины.

Уравнительный клапан к пакеру

Уравнительный клапан предназначен для обеспечения перетока бурового раствора при спуско-подъемных операциях и закрытия канала при установке нижнего пакера с целью селективного испытания пласта.



Уравнительный клапан представляет собой запорную иглу 2 (рис. 6), установленную на резьбе в верхнем переходнике I серийного пакера ПЩ-I46 и ПШР-I46. Седлом уравнительного клапана является шток 3 пакера, в который при деформации резиновой втулки 5 входит игла клапана с уплотнительными кольцами.

Рис. 6. Схема пакера ПЩ-I46 с уравнительным клапаном:
I – переходник верхний; 2 – запорная игла; 3 – шток; 4 – головка уплотнителя; 5 – резиновая втулка; 6 – опора нижняя; 7 – переходник нижний.

В компоновке ИПТ по технологии селективного испытания пласта нижний пакер устанавливают соединительной муфтой вниз, что повышает надежность пакерования и улучшает условия эксплуатации резиновой втулки.

При спуске ИПТ в скважину буровой раствор перетекает из-под нижнего пакера через уравнительный клапан, что облегчает спуск инструмента в суженных местах ствола скважины или при использовании пакеров пониженной проходимости.

Резиновая втулка под действием осевой нагрузки деформируется, шток движется вниз и игла перекрывает сечение канала штока, разобщая испытываемый интервал от нижней части ствола скважины. В момент снятия нижнего пакера с места его установки и подъема ИПТ игла выходит из канала штока и открывает канал для перетока затрубного бурового раствора в интервал под нижним пакером.

Пакер механический ПМ

Пакер предназначен для разобщения исследуемого объекта и создания опоры испытательному инструменту в скважине.

Пакер (рис. 7) в верхней части имеет составной переходник, состоящий из концевой муфты 2 и патрубка 3 под элеватор, переходник 4, который навинчен на шток I4 и корпус-центратор 5 с установленной внутри него силовой пружиной 6.

На толстостенном штоке, выполненном со шлицевыми проточками, расположены верхний и нижний узлы металлического перекрытия, ограничивающие с торцов резиновую уплотнительную втулку I3. Наличие узлов металлического перекрытия позволяет использовать уплотнительную втулку меньшей длины (400 м) и упростить технологию ее изготовления.

Верхний узел металлического перекрытия состоит из обоймы 7, в которой собраны взаимоперекрывающиеся плашки 8. На внутренней поверхности плашек имеются наклонно срезанные выступы. По диаметру плашек выполнены пазы, в которых установлены замкнутые кольцевые пружины II, закрытые крышками 9 на винтах I0. Выпадению плашек из обоймы препятствует винт I2. Взаимное перекрытие плашек достигается ступенчатыми срезами их концов.

Нижний узел металлического перекрытия отличается от верхнего конфигурацией обоймы I5. Узел предварительного упора включает конусную обойму I6 и плашки I7, которые могут двигаться по пазам обоймы. Плашки находятся в зацеплении с подпружиненными фикса-

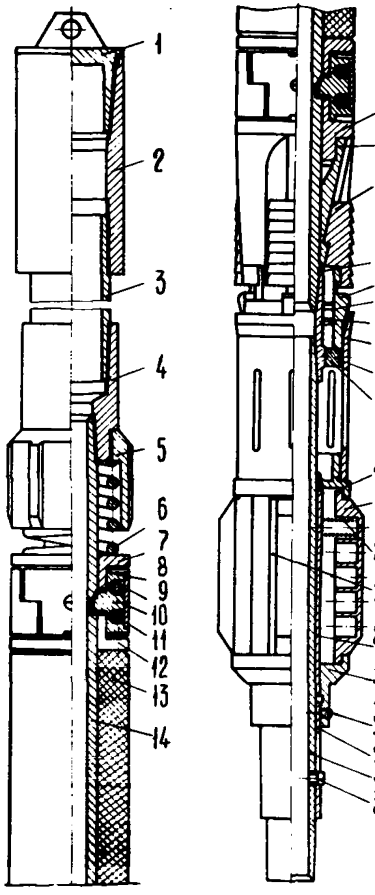


Рис. 7. Схема пакера механического ПМ:

I – пробка; 2 – муфта; 3 – патрубок; 4, I8 – переходник; 5 – корпус-центратор; 6, 2I, 27 – пружина; 7, I5 – обойма; 8, I7 – плашка; 9 – крышка, I0, I2, 20, 23, 3I, 34 – винт; II – пружина кольцевая; I3 – втулка уплотнительная; I4, 33 – шток; I6 – конусная обойма; I9 – фиксатор; 22 – толкатель; 24 – гайка; 25, 30 – опора; 26 – планка; 28 – направляющая; 29, 32 – втулка;

торами I9, установленными в пазах переходника I8 и поджатыми гайкой 24 с винтом 23. Фиксаторы предотвращают вход упорных плашек в рабочее положение при спуске пакера в скважину.

Узел толкателя состоит из штока 33, втулки 29, соединенной с опорами 25 и 30. Между опорами и направляющей 28 размещены планки 26 с пружинами 27, которые обеспечивают трение планок о стенки скважины.

Нижняя опора 30 соединена с втулкой 32, имеющей фигурный вырез и взаимодействующей с винтами 34 на штоке 33. Фиксированное положение втулки с вырезом и винтов предотвращает перемещение узла толкателя по штоку.

На заданной глубине в скважине инструмент поднимается на I – 2 м и после поворота вправо на I,5 – 2 оборота плавно спускается вниз.

Усилие трения подпружиненных планок 26 удерживает узел толкателя на стенке скважины, а шток 33 с винтами 34, вышедшими после движения вверх-право -вниз из зацепления с втулкой 32, пе-

ремещается вниз. Движение вниз приводит к утапливанию фиксаторов 19 толкателем 22, освобождению плашек 17 от зацепления с фиксаторами и перемещению плашек по пазам конусной обоймы до закрепления в горных породах ствола скважины.

Создание осевой нагрузки приводит к сжатию пружины 6 и взаимодействию штока 14 с выступами плашек 8. Это обеспечивает дополнительное перекрытие кольцевого пространства скважины металлическими деталями, предотвращает затекание и защемление деформирующейся резиновой уплотнительной втулки, разобщающей интервал испытания.

При снятии осевой нагрузки и движении штока вверх узел металлического перекрытия под действием усилия пружины 6 перемещается в исходное положение относительно штока, а кольцевые пружины сдвигают плашки внутри обойм.

Плашки узла предварительного упора при движении вниз по конусной обойме принимают транспортное положение и входят в зацепление с фиксаторами. Винты 34, двигаясь вверх со штоком 33, автоматически попадают в фигурный вырез втулки 32.

Техническая характеристика пакеров

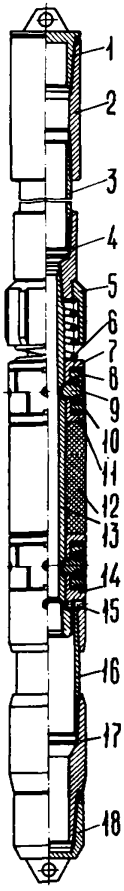
	ПМ-I-I70 /I90	ПМ-I-I90/2I4
Диаметр обслуживаемых скважин, мм. . .	I90	2I4
Наружный диаметр, мм.	I70	I90
Максимальный диаметр выхода упорных плашек, мм	2I0	234
Диаметр подпружиненных планок, мм. . .	2I0	234
Диаметр плашек металлического перекрытия в рабочем положении, мм.	$I86^{\pm}I$	$2I0^{\pm}I$
Внутренний диаметр штока, мм.	55	70
Осевая нагрузка, Н.	$(8-I2)\cdot I0^4$	$(8-I2)\cdot I0^4$
Перепад давления, МПа	25	25
Длина, мм.	3I50	3250
Масса, кг	220	250
Присоединительная резьба.	3-I33	3-I33

Пакер резинно-металлического перекрытия ПРМП-I

Пакер предназначен для разобщения исследуемого объекта сверху и совместно с якорным устройством может выполнять функции ниж-

него пакера. В отличие от серийного пакера ПЩ пакер ПРМП-I снабжен узлами металлического перекрытия кольцевого пространства.

После создания упора в скважине нижним пакером или якорным устройством шток I3 (рис. 8) движется вниз и выдвигает планки 8 металлического перекрытия, между которыми сжимается резиновая уплотнительная втулка I2. Возврат планок перекрытия происходит после снятия нагрузки и хода штока вверх. Передача момента вращения осуществляется через шлицевое соединение между нижней частью штока и обоймы I4 с патрубком I6. Роль шпонок выполняют винты I5.



Техническая характеристика ПРМП-I

	ПРМП-I-I70/I90	ПРМП-I-I90/2I4
Диаметр обслуживаемых скважин, мм	I90	2I4
Наружный диаметр, мм	I70	I90
Диаметр планок металлического перекрытия в рабочем положении, мм	$I86^{\pm}I$	$2I0^{\pm}I$
Внутренний диаметр штока, мм . .	55	70
Осевая нагрузка, Н	$(8-I2)\cdot I0^4$	$(8-I2)\cdot I0^4$
Перепад давления, МПа	25	25
Длина, мм	2330	2360
Масса, кг	I30	I50

Рис. 8. Схема пакера резино-металлического перекрытия ПРМП-I-I70/I90:

I, I8 - пробка; 2 - муфта; 3, I6 - патрубок; 4, I7 - переходник; 5 - корпус-центратор; 6 - пружина; 7, I4 - обойма; 8 - планка; 9, II, I5 - винт; I0 - пружина кольцевая; I2 - втулка уплотнительная; I3 - шток.

Пробоотборник-накопитель

Пробоотборник-накопитель предназначен для отбора глубинной пробы жидкости, поступающей под давлением на отметку глубины установки накопителя в компоновке ИПТ.

Пробоотборник изготавливается из толстостенного патрубка и устанавливается между испытателем пласта и запорно-поворотным клапаном (рис. 9). Силовым приводом пробоотборника является шток ЗП-I46 или ЗП-2-I46.

Пробоотборник-накопитель опускается в скважину в открытом положении. Закрытие накопителя производится в конце открытого периода испытания при вращении запорно-поворотного клапана для регистрации восстановления давления. Герметизация отобранной пробы жидкости обеспечивается уплотнительными кольцами на штоке пробоотборника.

Дегазация скважинной пробы жидкости из пробоотборника-накопителя производится на устье скважины (рис. I0). ИПТ с бурильной трубой в период дегазации удерживается на элеваторе. К верхнему клапану 6 накопителя присоединяется тройник с манометром 7.

Отбор пробы газа производится с помощью дозировочного устройства, соединенного с сепаратором. Газ из сепаратора проходит через счетчик и поступает в бутылку, предварительно заполненную водой. После полной дегазации жидкости, что фиксируется падением давления до атмосферного, сливают жидкость в емкость через нижний клапан.

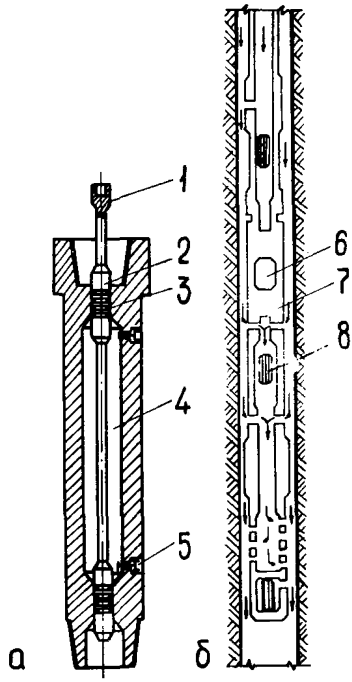


Рис. 9. Принципиальная схема пробоотборника-накопителя (а) и компоновка ИПТ (б):

I – шток; 2-запорное устройство; 3 – уплотнительное кольцо; 4 – полость пробоотборника; 5 – клапан; 6 – запорно-поворотный клапан; 7 – пробоотборник; 8– испытатель.

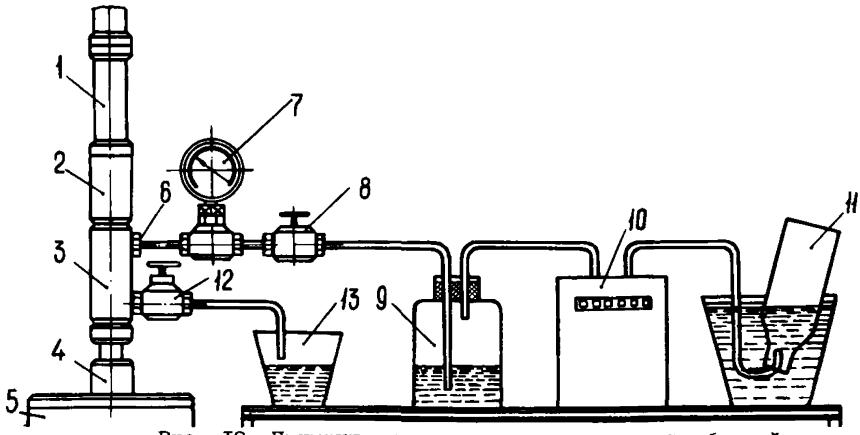


Рис. 10. Принципиальная схема дегазации глубинной пробы из пробоотборника-накопителя:

1 - бурильная труба; 2 - ЗПК; 3 - пробоотборник; 4 - испытатель; 5 - ротор; 6 - клапан-отборник; 7 - манометр; 8 - вентиль; 9 - сепаратор; 10 - газовый счетчик; 11 - бутылка; 12 - вентиль; 13 - мерная емкость.

1.3. Новые технологические схемы компоновок ИПТ многоциклового действия

Испытание вскрытых бурением перспективных объектов проводится серийными ИПТ с опорой труб хвостовика в забой скважины (рис.11). Если интервал испытания залегает выше забоя более чем на 50 м, то это считается серьезным отклонением от технологических требований и допускается только в порядке исключения. Однако анализ данных по испытанию показывает, что около 20% интервалов имеют мощности свыше 50 м. Значительная удаленность объектов испытания нередко требует применения сложных компоновок ИПТ и сборки опорного хвостовика из УБТ и СБТ большой длины, что может привести к осложнениям и неудачным операциям.

С увеличением глубины залегания испытываемых объектов регламентированная инструкцией технология с использованием в компоновке ИПТ опорных хвостовиков не обеспечивает выполнения основных технических требований по следующим причинам:

- из-за одновременной привязки компоновки ИПТ к забою и к ограниченной площадке для установки пакера;

- из-за отсутствия маневренности в пакеровании, так как после многократных неудачных попыток добиться герметичной установки па-

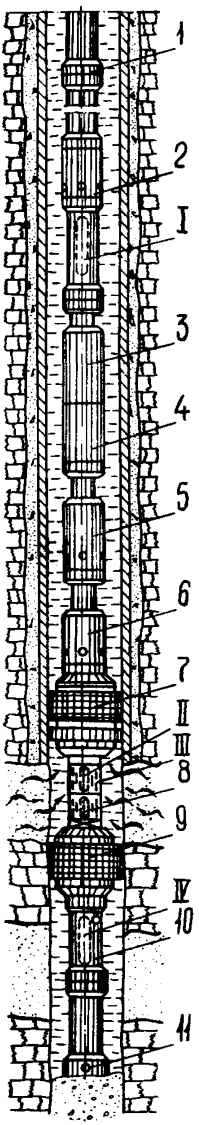


Рис. II. Схема компоновки ИПТ с опорой труб в забой скважины:

I - бурильная труба; 2 - КЦ; 3 - ЗПК; 4 - пробоотборник; 5 - испытатель; 6 - ясс; 7 - пакер; 8 - фильтр; 9 - пакер с уравнительным клапаном; IO - патрубок; II - труба опорного хвостовика.

I - IУ - манометры.

кера на заданной площадке инструмент необходимо поднять для изменения длины хвостовика в компоновке ИПТ;

- из-за необходимости установки цементных мостов для испытания объектов на значительном удалении от забоя;

- из-за вероятности прихвата или слома хвостовика в результате прогиба в интервалах кавернообразования и проседания его при наличии шлама и осадка на забое скважины.

Внедрение узлов и устройств к ИПТ, разработанных ВНИИнефтепромгеофизикой, позволило рекомендовать ряд новых технологических схем компоновок испытательного оборудования в комплексе с пакерами и якорными устройствами с опорой на стенки скважины.

Эффективность испытания пластов по новым технологическим схемам компоновок ИПТ обеспечивается за счет

- испытания вскрытых объектов с различным характером насыщенности с селективным разобщением без опоры в забой скважины;

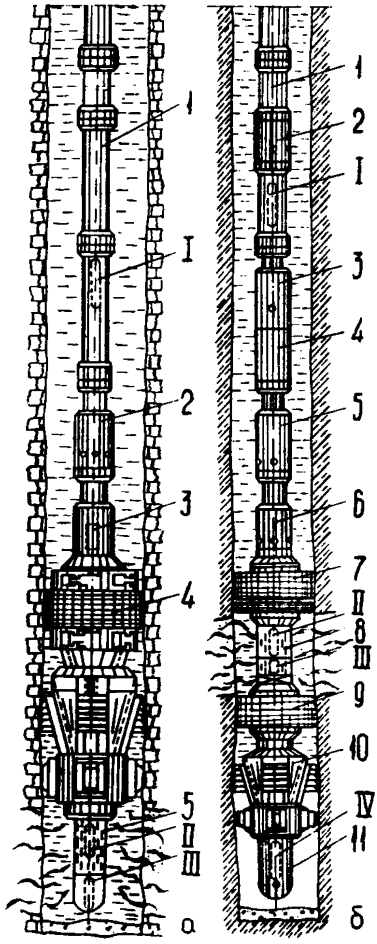
- точной привязки и установки пакера в заданном ограниченном интервале площадки по гамма-каротажу (ГК) и магнитной локации муфт (ЛК) по глубине опущенного в скважину инструмента;

- безопасного спуска-подъема ИПТ и промывки скважины, а также надежной герметизации интервала при селективном испытании объектов;

- автоматического заполнения буровым раствором бурильных труб при спуске ИПТ для испытания глубокозалегающих объектов;

- испытания объектов при депрессии на пласты более 25 МПа в закрытую полость УБТ в специальной компоновке ИПТ;

- многоциклового испытания двух и более объектов за одну спуско-подъемную операцию ИПТ.



Типовые схемы технологических компоновок ИПТ с применением новых узлов и устройств представлены на рис. I2. В качестве временного разобщающего устройства могут быть использованы механический пакер с узлами металлического перекрытия резинового элемента, серийный пакер типа ПЩ-I46 или ПЩР-I46 с якорным устройством или якорем. В упрощенной компоновке в наклонных скважинах вместо запорно-поворотного клапана многоциклового действия может применяться серийный испытатель пластов ИПГ-I46 с многоцикловой приставкой.

Рис. I2. Типовые схемы компоновок ИПТ с применением новых узлов и устройств при разобщении объекта одним пакером (а) и при селективном разобщении объекта (б):

а) I - бурильная труба; 2- запорно-поворотный клапан многоцикловый; 3 - пробоотборник; 4 - пакер; 5 - фильтр;

б) I-репер; 2-клапан циркуляционный; 3 -приставка многоцикловая; 4-пробоотборник; 5-испытатель пластов; 6-ясс;7,9-пакер; 8-фильтр; I0-якорное устройство или якорь; II-патрубок приборный.

I - IУ - манометры.

кой МП-146, управление которыми осуществляется вертикальным движением колонны бурильных труб.

В глубоких скважинах для испытания пластов с избирательным разобщением применяется вариант компоновки, в котором нижний пакер снабжен уравнительным клапаном для выравнивания давления перед подъемом ИПТ. Отсутствие опоры труб в забой скважины позволяет с высокой точностью установить верхний и нижний пакеры в заданных по кавернограмме и профилеграмме интервалах ствола скважины.

Для испытания пластов с применением легкосплавных бурильных труб в нижней части упрощенной компоновки ИПТ между пакером и ЗПКМ2-146 устанавливаются УБТ.

Установка гидравлического ясса позводяет регулировать вытяжку труб с учетом деформации колонны для свободного вращения ЗПКМ2-146, а также освобождать инструмент в случае прихвата.

В глубоких скважинах ЗПКМ2-146 обеспечивает автоматическое заполнение труб буровым раствором в процессе спуска испытательного оборудования. С этой целью ЗПКМ2-146 устанавливают в компоновке инструмента в открытом положении для пропуска бурового раствора в полость труб.

Преимущества автоматического заполнения труб наиболее полно проявляются при испытании глубоких скважин, когда необходимо заполнять трубы большим объемом жидкости.

На заданной глубине производится пакерование с упором в стенки скважины и запорный клапан закрывается вращением инструмента вправо на 10 оборотов. Затем пакер снимают с места его установки и производят дальнейший спуск до интервала залегания объекта, который намечено испытать. При спуске пустых бурильных труб необходимо обязательно проверить герметичность закрытия ЗПКМ2-146.

Разработанная технология и комплексы инструментов перспективны при исследовании карбонатных разрезов скважин с неопределенной промыслово-геофизической характеристикой.

При испытании ИПТ мощных карбонатных толщ горных пород значительное количество объектов оказывается практически "сухими". Подобные разрезы целесообразнее испытывать с селективным разобщением последовательно: несколько пластов за одну спуско-подъемную операцию по технологической схеме компоновки, представленной на рис. 13.

Испытания каждого объекта проводятся с многоцикловым вызовом притока и восстановления давления.

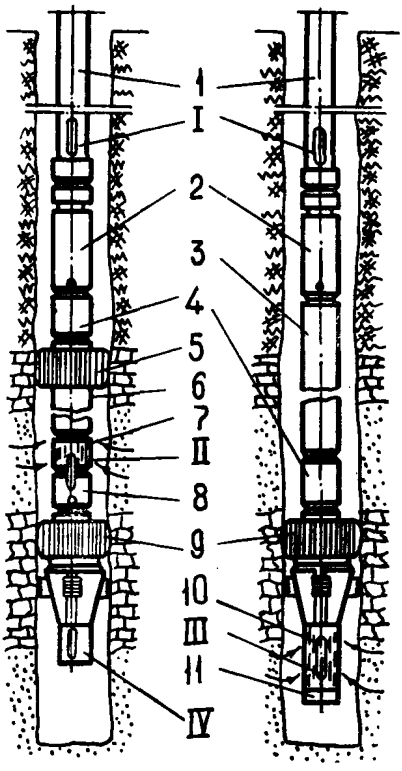


Рис. I3. Технологические схемы компоновок ИПТ:

I, 6 - бурильная труба; 2 - запорно-поворотный клапан ЗПКМ2-I46; 3 - УБТ (СБТ); 4 - ясс гидравлический; 5 - пакер цилиндрический; 7, I0 - фильтр; 8 - патрубок с заглушкой; 9 - пакер ПМ или ПЦ с якорным устройством; II - заглушка.

I - IУ - манометры.

При проведении испытаний по данной технологии возникают затруднения, связанные с разделением полученных из пластов флюидов, для контроля которых используется следующая методика. К испытанию намечаются два-три объекта, из которых по геофизическим данным или данным керна один-два предполагаются плотными, но необходимо проверить их коллекторские свойства. Разделение поступившей жидкости в трубах не представляет затруднений, если приток жидкости имел место из одного объекта. Если получен приток жидкости из всех испытанных объектов, то флюиды в трубах над ИПТ можно разграничить резистивиметром, плотностномером или пробоотборником, спускаемым в трубы на каротажном кабеле или проволоке. В перспективе многокамерные пробоотборники позволят отбирать герметизированные пробы жидкости из каждого испытываемого объекта в отдельности.

Испытание вскрытых горизонтов в глубокой скважине с ИПТ на легкосплавных бурильных трубах проводится в компоновке (рис. I4), которая предусматривает отбор пластовой жидкости в ограниченную закрытую полость труб. С этой целью выше испытателя

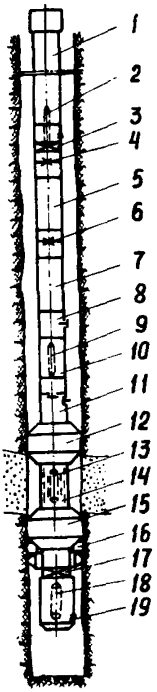


Рис. I4. Принципиальная схема компоновки ИПТ при испытании в закрытую полость труб:

I - бурильная труба; 2, 9, I3, I8 - манометры; 3 - переходник; 4, 6 - клапан циркуляционный; 5, 7, I0 - СБТ (УБТ); 8 - клапан редукционный; II - испытатель пластов; I2, I5 - пакер; I4 - фильтр; I6 - якорное устройство; I7 - уравнительный клапан; I9 - приборный патрубок с заглушкой.

пластов на 250 - 500 м устанавливается переходник с боковым отверстием для обеспечения постоянной циркуляции. Расположенные выше бокового отверстия ЛБТ заполнены буровым раствором. Такая компоновка позволяет компенсировать выталкивающую силу на колонну бурильных труб и обеспечить необходимую нагрузку на пакер без применения УБТ. При установке пакера испытуемый пласт изолируется сверху и снизу пакерами I2, I5, впускной клапан испытателя пластов II открывается и жидкость из пласта поступает в пустую полость 5, 7, I0.

Для отбора пробы газа и перевода жидкости в компоновке ИПТ установлены клапаны 4 и 8.

При заполнении пластовой жидкостью закрытой полости находящийся в ней под атмосферным давлением воздух сжимается, вследствие чего кривая притока регистрируется манометрами 2, 9, I3 с учетом сжатия воздуха в замкнутом объеме труб.

Обработка кривой притока и определение параметров пласта производятся по методике ВНИИнефтепромгеофизики.

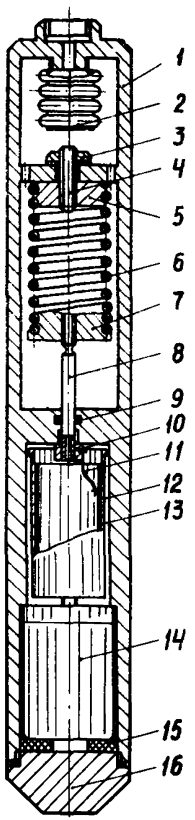
I.4. Глубинные манометры и термометры

Скважинные глубинные манометры предназначены для регистрации изменения давления при испытании пластов комплексом испытательного оборудования и позволяют выяснить работу основных узлов ИПТ в процессе спуско-подъемных операций, поведение пласта во время притока жидкости и восстановления давления, определить гидродинамические параметры испытанного объекта и оценить качество результатов испытания.

Манометр МГП-3М

При испытании пластов МГП-3М может применяться для контроля за работой основных узлов ИПТ.

Манометр (рис. I5) представляет собой прибор поршневого типа, в котором измеряемое давление воздействует на поршень и уравновешивается пружиной. Перемещение поршня пропорционально давлению в скважине и регистрируется пишущей иглой на диаграмме, укрепленной в барабане, который приводится во вращение часовым механизмом. Рабочая полость манометра заполняется индустриальным маслом марки ГОСТ 20799-75.



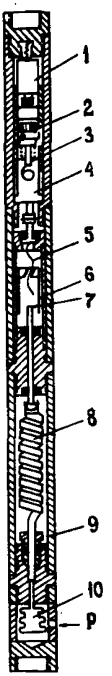
Техническая характеристика МГП-3М

Предел измерения, МПа	I6; 25; 40
Класс точности	±I,5
Порог чувствительности, %	0,5
Предварительный натяг пружины от предела измерения, %	до I0
Рабочее перемещение пера, мм	95 -II0
Диаметр манометра, мм	33
Длина манометра, мм	I658
Температура окружающей среды, °С	до I30
Продолжительность хода часового механизма, ч	I4; 24; 72
Масса, кг	7

Рис.I5. Принципиальная схема конструкции манометра МГП-3М:

I - корпус; 2 - разделитель среды (сильфон); 3 - гайка: 4 - натяжной винт; 5, 7 - якорь; 6 - пружина манометрическая: 8 - поршень; 9 - кольцо уплотнительное, I0 - втулка; II - регистрирующее перо; I2 - диаграммный барабан; I3 - бланк диаграммный; I4 - часовой механизм; I5 - прокладка; I6 - наконечник.

Манометр МГИ-3



Геликсный манометр (рис.I6) разработан для регистрации во времени давления при испытании перспективных объектов испытателями пластов на трубах.

Измеряемое давление через сильфонный разделитель действует на трубчатую пружину, которая разворачивается на угол пропорционально давлению, и величина угла поворота пишется пером на диаграмме, укрепленной в барабане каретки. Барабан каретки поступательно перемещается с помощью ходового винта, вращение которого производится от привода часового механизма.

Техническая характеристика МГИ-3 приводится в табл. 7.

Рис. I6. Принципиальная схема манометра МГИ-3:
I - гидровключатель; 2 - лимб гидровключателя; 3 - баланс часового механизма; 4 - часовой механизм; 5 - каретка с винтом; 6 - барабан с бланком; 7 - пишущее перо; 8 - геликсная пружина; 9 - корпус геликса; I0 - сильфон.

Таблица 7

Параметры	Типоразмер манометра						
	МГИ-3--I00	МГИ-3--I60	МГИ-3--250	МГИ-3--400	МГИ-3--600	МГИ-3--800	МГИ-3--I000
Пределы измерения давления, МПа	0-I0	0-I6	0-25	0-40	0-60	0-80	0-I00
Максимальная рабочая температура, °С	I00	I00	I00	I00	I60	I60	250
Чувствительность, мм/МПа	0,7	0,4	0,3	0,2	0,I	0,09	0,07
Приведенная погрешность измерения, %	0,20 - 0,25						
Длина записи во времени при полном ходе барабана, мм	I90 ± 5						
Габариты, мм: диаметр	36(55)						
длина	I9I6	I902	I972	2I90	2I90	2240	2240
Масса, кг	I5,I	I5,0	I5,4	I6,5	I6,5	I6,8	I6,8

Манометры глубинные нормального ряда МГН2

Манометры глубинные нормального ряда выпускаются Ивано-Франковским приборостроительным заводом и представляют собой группу геликсных манометров с местной регистрацией. Для обозначения типоразмера манометра после шифра ставится величина предела измерения давления, например, МГН2-I60.

Технические характеристики манометров представлены в табл.8.

Таблица 8

Параметры	Типоразмер манометра						
	МГН2--I00	МГН2--I60	МГН2--250	МГН2--400	МГН2--600	МГН2--800	МГН2--I000
Предел измерения давления, МПа	0-I0	0-I6	0-25	0-40	0-60	0-80	0-I00
Диапазон рабочих температур, °С	от 20 до I00				от 20 до I60		
Класс точности	0,25				0,6		I,0
Предел допускаемой основной погрешности, %	±0,25				±0,6		±I,0
Чувствительность, мм/МПа, не менее	0,05	0,03	0,02	0,0I	0,007	0,005	0,004
Величина ординаты, соответствующая предельному давлению, мм	50 ± 5				45 ± 5		
Масштаб записи времени, мин/мм	I,0; 2,0; 4,0; 8,0						
Время непрерывной записи давления, ч	2; 4; 8; I6						
Запись давления	на диаграммном бланке						
Габаритные размеры, мм:							
диаметр	32						36
длина	от I800 до 2I00						
Масса, кг, не более	6						

Манометр МГН2 состоит из манометрического блока, механизма записи, подвески и термометрической секции.

Манометрический блок является измерительной частью манометра и содержит винтовую трубчатую пружину, которая собственно являет-

ся чувствительным элементом прибора, а также включает сильфон и валик, размещенные в корпусе.

Внутренние полости трубчатой пружины, корпуса и сильфона заполнены рабочей жидкостью (масло ПМС-I5 ГОСТ I3032-77).

Механизм записи состоит из часового привода, редуктора и барабана записи с ходовым винтом, собранных в корпусе манометра.

Для замера температуры к прибору придается унифицированная термометрическая секция, снабженная максимальным термометром.

Уплотнение корпусных деталей манометра осуществляется с помощью резиновых колец 020-025-30-I-6 по ГОСТ 9833-73.

Измерение давления производится во времени с регистрацией на диаграммном бланке, размещенном в барабане, скорость движения которого регулируется ходовым винтом, редуктором и часовым приводом.

Наличие редуктора и двух сменных винтов с различным ходом обеспечивает получение четырех масштабов записи при использовании одного часового привода.

Часовые механизмы

Технологические операции по испытанию объектов регистрируются во времени с помощью применяемых в глубинных манометрах часовых механизмов, имеющих различную продолжительность хода. Чистопольский завод выпускает следующие модификации приводов часовых механизмов: тип 234-4П со скоростью вращения выводного вала один оборот за 4, 8 и I6 ч и с продолжительностью хода соответственно 64, I28, 256 ч; тип 23I-4П со скоростью вращения выводного вала один оборот за I ч.

Привод часовых механизмов работает устойчиво в условиях забойных температур до I60°С.

Места установки и количество глубинных манометров в компоновке ИПТ обуславливаются технологической схемой испытания объектов. С целью увеличения продолжительности хода часовых механизмов при испытании в глубоких скважинах манометры типа МГП-3М и МГИ-3 снабжены автоматическими включателями часовых механизмов АВЧ-2 и гидровключателями, которые обеспечивают запуск механизмов в работу при достижении расчетной глубины спуска ИПТ.

Термометр ТГИ-3

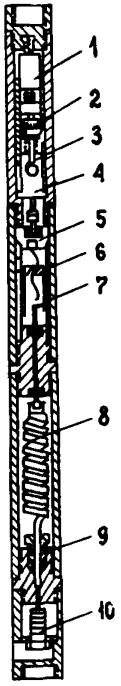
Глубинные геликсные термометры ТГИ-3 предназначены для определения температуры по стволу скважины и характера ее измене-

ния во времени после вызова притока пластовой жидкости испытателем пласта.

Техническая характеристика ТТИ-3 дана в табл. 9.

Таблица 9

Параметры	Типоразмер термометра	
	ТТИ-3-100	ТТИ-3-160
Предел измерения температуры, °С	10-100	70-160
Максимальное давление рабочей среды, МПа	60	100
Основная приведенная погрешность, %	±0,25	±0,5
Чувствительность, °С	0,2	0,2;0,3
Длина записи температуры, мм	85 ± 3	
Масштаб записи во времени, мин/мм: при ходовом винте l = 12 мм	5,0	
при ходовом винте l = 24 мм	2,5	
Время перемещения барабана, ч	8 или 16	
Габариты, мм: диаметр	52	56
длина	1946	



ТТИ-3 (рис. 17) представляет собой прибор, в котором чувствительным элементом является система, состоящая из термобаллона и винтовой геликсной пружины, заполненной высокотемпературной жидкостью. При повышении температуры жидкость в системе нагревается и увеличивается в объеме, геликс при этом раскручивается на угол, пропорциональный измеряемой температуре. Величина угла поворота регистрируется пишущей иглой на диаграммном бланке. Бланк укрепляется в барабане механизма перемещения.

Установка и перемещение барабана с бланком записи, работа механизма задержки, включение часового

Рис. 17. Принципиальная схема термометра ТТИ-3:
1 - часовой привод механизма задержки; 2 - лимб установки времени задержки; 3 - стопор баланса часов; 4 - часовой привод записи; 5 - каретка; 6 - барабан с диаграммным бланком; 7 - пишущая игла; 8 - винтовая трубчатая пружина; 9 - уплотнение геликсной камеры; 10 - термобаллон.

привода и методика определения температуры аналогичны работе соответствующих механизмов скважинных манометров МГИ-3. Пишущее устройство термометра отличается от пишущего устройства манометра МГИ-3 наличием дополнительного неподвижного пера для проведения нулевой линии, которая пишется на диаграммном бланке в момент включения часового привода. Последний перемещает вниз барабан записи.

Температура прибором ТГИ-3 регистрируется с задержкой во времени на 5-10 мин за счет тепловой инерции, которая зависит от времени прогрева термобаллона и геликса. Для уменьшения инерции объем термобаллона должен быть больше объема внутренней полости геликсной пружины.

I.5. Лабораторное оборудование для обслуживания скважинных приборов

Качество подготовки, ремонт и поверка высокоточных скважинных приборов зависят от квалифицированного обслуживания и требуют применения стационарного оборудования поверочных и вспомогательных устройств.

С целью обеспечения промысловых баз геофизических предприятий стандартным оборудованием для обслуживания скважинных приборов СевКавНИПИнефть и Ивано-Франковский филиал ВНИИКАнефтегаз разработали комплекс лабораторного оборудования, который включает стенд градуировки манометров СГМ-I; стенд вакуумный ВС-I; стенд поверки часовых механизмов СЧ-I; установку термостатирующую ТУ-7; установку термостатирующую жидкостную ЖТУ-I; устройство для перевода проб пластовой жидкости УПП-2; компаратор КА-7.

Поверка манометров производится в соответствии с инструкциями, прилагаемыми к прибору, после выполнения I5-20 измерений или перед ответственными исследованиями.

Периодическая поверка проводится с целью определения основных характеристик прибора: предела измерения давления, длины записи прибора (хода плунжера или разворота геликса), приведенной погрешности, чувствительности пружины, величины их гистерезиса, отклонений.

Характеристики приборов, полученные при периодической поверке, сравниваются с паспортными данными.

Стенд градуировки манометров СГМ-I

Стенд СГМ-I предназначен для поверки, градуировки дистанционных и регистрирующих глубинных манометрических приборов, имеющих предел допустимой приведенной погрешности менее ±0,25%.

Стенд эксплуатируется в стационарных помещениях при температуре от I0 до 30°С и относительной влажности не более 80%.

Техническая характеристика СГМ-I

Предел измерения давления, МПа:
- верхний I00
- нижний I

Класс точности 0,05

Пределы допускаемой основной погрешности, % . . . . . ±0,05

Номинальная площадь поршня, $см^2$ 0,05

Номинальная масса прошня с грузоприемным устройством, кг . . 0,5

Рабочая жидкость . . . . . масло касторовое техническое (сорт I, рафинированное ГОСТ 6757-73)

Габаритные размеры, мм:
- длина I350
- ширина 600
- высота I220

Масса, кг, не более 200

Номинальная масса груза, давление, создаваемое грузом, и количество грузов указаны в табл. I0.

Таблица I0

Номинальная масса груза, кг	0,25	0,5	2,5	5
Давление, создаваемое грузом, МПа	0,5	I,0	5,0	I0,0
Количество грузов, шт.	I	I9	8	4

Принцип действия стенда СГМ-I основан на уравновешении измеряемого давления весом грузов, действующих на разделительный поршень грузовой колонны.

Стенд (рис. I8) включает маслобачок с фильтром I, плунжерный насос 2 для создания предварительного давления, распределитель входной с образцовым манометром 3 и гидростенд 4. Для подключения испытуемых скважинных манометров на гидростенде установлены грузовая колонка 5, гидропресс высокого давления 6 и распределитель 7 с двумя штуцерами.

Снятие трения поршня грузовой колонки осуществляется вращением последней с приводом от электродвигателя 9 конической пе-

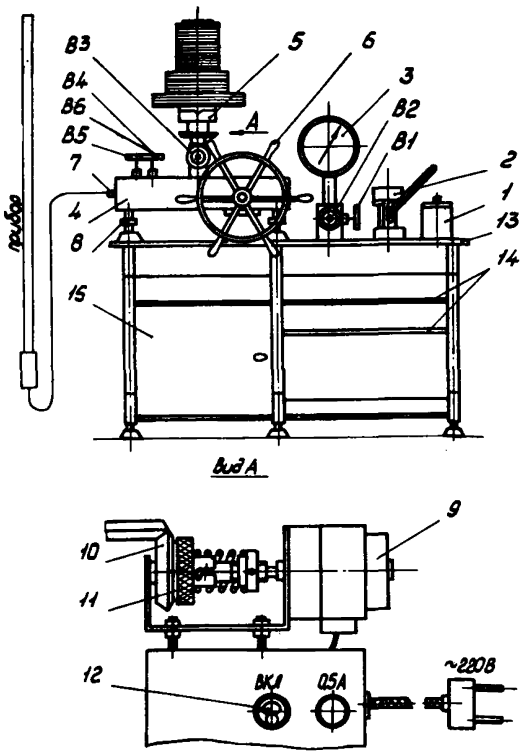


Рис. I8. Схема стенда градуировки манометров СПМ-I:

I - маслобачок с фильтром; 2 - насос плунжерный; 3 - манометр; 4 - гидростенд; 5 - колонка грузовая; 6 - гидропресс; 7 - распределитель выходной; 8 - винт установочный; 9 - электродвигатель; I0 - коническая шестерня; II - муфта фрикционная; I2 - тумблер; I3 - стол; I4 - полки; I5 - шкаф;

ВI-В6- запорные вентили.

редачей I0 через предохранительную фрикционную муфту II с байонетным фиксатором. Электропривод включается тумблером I2. Управление гидравлической системой стенда производится запорными вентилями ВI-В6.

Стенд вакуумный ВС-I

Стенд ВС-I предназначен для промывки, удаления газа и заполнения рабочей жидкостью полостей геликсных элементов, сильфонов, мембранных коробок и т.д.

Техническая характеристика стенда ВС-I

Предельное остаточное давление в полости, МПа. I0,64

Рабочая жидкость. . . . . вода, толуол, эфир, этилен-гликоль, фреон-I2, хлорэтил, масла, кремнийорганические жидкости и пр.

Температура нагрева заполняющей жидкости, °С I60

Тип привода	электрический
Габаритные размеры, мм:	
длина	700
ширина	365
высота	1160
Масса, кг	120

Стенд ВС-I (рис. I9) состоит из панели управления и закрытой кожухом тумбы, в нижней части которой на амортизаторах установлен вакуумный насос 2 и разделительный сосуд I8. На столе тумбы установлена панель, на которой закреплены термопарный вакуумметр 6, милливольтметр 8, выключатели 9, II и сигнальные лампы I0.

На выдвижной панели I2 установлены сосуды I3 и I4 с жидкостью для заполнения полостей геликсов и сильфонов. В рабочее положение панель выдвигается нажатием клавиши I5. Агрегаты вакуумной системы соединены резиновыми вакуумными трубками I6, I7 и I9.

Стенд подключается к сети трехфазного переменного тока напряжением 380 В, три фазы питают электродвигатель вакуумного насоса и одна фаза на 220 В – остальные приборы стенда.

Стенд ВС-I может производить вакуумирование и заполнение полости геликса и сильфона манометра

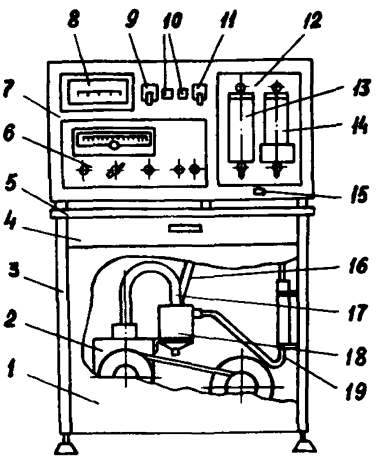


Рис. I9. Схема стенда вакуумного ВС-I:

I – кожух; 2– насос вакуумный; 3 – панель; 4 – ящик; 5 – стол; 6 – вакуумметр термопарный; 7 – тумба; 8 – милливольтметр; 9 – выключатель "вакуум"; I0–лампы сигнальные; II – выключатель "нагрев"; I2 – панель; I3, I4, I8 – сосуд; I5 – клавиша; I6, I7, I9– – трубка соединительная.

в различных комбинациях выполняемых операций: непосредственно маловязкими заполнителями, с предварительным вакуумированием и через столб рабочей жидкости. С этой целью включают насос и вакуумируют систему до полного заполнения полости геликса или сильфона, т.е. пока пузырьки воздуха перестанут выходить через заполнитель. По мере откачки воздуха рабочая жидкость поступает в геликс или сильфон.

Для удаления легких фракций и газовой фазы из рабочей жидкости в стенде предусматривается подогрев заполнителя до заданной температуры, которая контролируется по шкале милливольтметра, отградуированной в градусах Цельсия.

Установка термостатирующая ТУ-7

Предназначена для поверки и градуировки термометров и определения температурной поправки для глубинных манометров.

Техническая характеристика установки ТУ-7

Максимальная температура термостатирования, ^{o}С	250
Минимальная температура термостатирования, ^{o}С	50
Абсолютная погрешность поддержания температуры, ^{o}С	$\pm$0,5
Время прогрева установки на 230°С, мин	65
Время охлаждения на 20°С в интервале температур от 90 до 50°С, мин	40
Диаметры термостатируемых приборов, мм, не более	54
Тип питания установки	электроэнергия
Габаритные размеры, мм:	
длина	1145
ширина	800
высота	2460
Масса, кг	255

Установка (рис. 20) состоит из камеры термостатирования и пульта управления.

Камера термостатирования выполнена в виде трубы и может принимать вертикальное и наклонное положения, так как снабжена цапфами, которые опираются на кронштейн пульта управления.

Камера изготовлена из теплоизолированного корпуса 22, в полости которого находится циркуляционная труба 6, открытая снизу и имеющая сверху окна. Труба подвешена на фланце 2 корпуса и при нагревании может удлиняться вниз.

В нижней части корпуса установлен вентилятор 19 с электродвигателем 10, фрикционный привод вентилятора обеспечивает две ско-

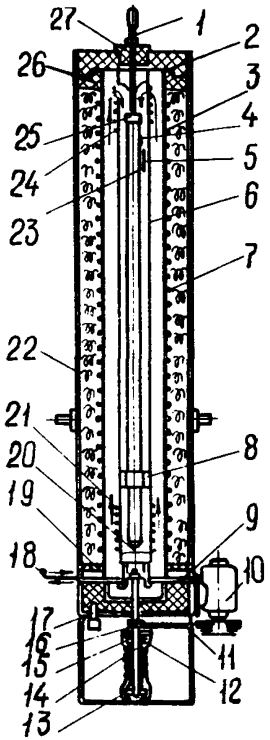


Рис. 20. Принципиальная схема камеры термостатирования:

I - рукоятка; 2 - фланец; 3 - электронагреватель охранный; 4 - термопара управляющая; 5 - скоба; 6 - труба циркуляционная; 7 - труба; 8 - центратор; 9 - диафрагма; I0 - электродвигатель; II - ремень; I2, I3 - подшипник; I4 - вал; I5 - корпус; I6 - шкив; I7 - реле температурное; I8 - ручка; I9 - вентилятор; 20 -втулка; 2I, 24 - электронагреватель; 22 - корпус теплоизолированный; 23 - термопара измеряющая; 25 - наконечник; 26 - крышка; 27 - заглушка.

рости вращения. Воздух забирается из циркуляционной трубы, подается в кольцевой канал между корпусом и трубой и в контакте с нагревателями 2I, 24 обеспечивает равномерный нагрев камеры. Управление нагревателями производится термопарой 4 при помощи системы автоматического регулирования. Контроль температуры термостатирования осуществляется термопарой 23, рабочие концы которой выведены в циркуляционную трубу.

Глубинные приборы загружаются в камеру термостатирования до упора в защитную втулку 20, на прибор надевается сменный центратор 8.

Камера термостатирования обдувается потоком воздуха, от перегрева камера при неисправности системы автоматического регулирования предохраняется тепловым реле, вмонтированным в корпус вентилятора.

Пульт управления выполнен в виде стола с приборами системы автоматического регулирования, КИП и элементов управления.

К работе на установке допускаются специалисты, прошедшие инструктаж и имеющие практические навыки по эксплуатации глубинных манометров.

Загружать в камеру термостатирования следует скважинные манометры, исправные и подготовленные к работе, очищенные от нефтепродуктов. Такая камера имеет значительную массу и может потерять устойчивость при подъеме ее в вертикальное положение.

Тепловая характеристика глубинного манометра включает только время прогрева прибора от комнатной до максимальной для данного манометра температуры. Тепловая характеристика термометра поверяется при нагреве и охлаждении. Во время поверки следует поддерживать постоянное давление в манометре, при нагреве избыточное давление масла стравливается во избежание поломки прибора.

2. ТЕХНОЛОГИЯ ИСПЫТАНИЯ ОПОРНО-ПАРАМЕТРИЧЕСКИХ, РАЗВЕДОЧНЫХ И ОЦЕНОЧНЫХ СКВАЖИН

2.1. Типовые комплексы исследований и выбор объекта

Исследования пластов испытателями пластов на трубах являются составным элементом комплекса исследований глубоких опорно-параметрических, разведочных и оценочных скважин геофизическими, геохимическими и гидродинамическими методами. Эти методы применяются для изучения геологического разреза скважин, определения литологического состава пород, выделения коллекторов, характера их насыщения, определения параметров пластов для подсчета запасов нефти и газа и составления проектов разработки месторождений.

Объекты испытаний ИПТ определяются геологической службой предприятия на основании геологических материалов по месторождению и рекомендаций промыслово-геофизических исследований в процессе бурения скважины.

Испытателями пластов следует испытывать интервалы, которые на основе анализа имеющегося материала оцениваются как продуктивные или возможно продуктивные, а также те объекты, характер насыщения которых предшествующими исследованиями однозначно установить не удалось.

В пластах с неоднозначной характеристикой по промыслово-геофизическим данным исследования ИПТ проводятся для получения однозначной информации о характере насыщения, промышленной ценности и для определения гидродинамических свойств пласта. Если в разрезе скважины не будут обнаружены продуктивные нефтяные пласты, то она

может быть рекомендована к ликвидации без спуска эксплуатационной колонны.

Интерпретационная служба геофизических предприятий при выдаче рекомендаций о спуске эксплуатационной колонны или ликвидации скважины должна использовать результаты исследования с помощью опробователей пластов и испытательных инструментов для исключения пропуска продуктивных пластов из-за неоднозначности и ошибочности интерпретации данных промыслово-геофизических исследований и тем самым обеспечить повышение геологической эффективности комплексных исследований скважин.

Правильно проведенное испытание позволяет получить однозначную качественную (характер насыщения) и количественную (эксплуатационные возможности) оценку испытуемого интервала. Это обеспечивается выполнением следующих требований метода:

1) вскрытием пласта с применением качественного бурового раствора с минимальным превышением гидростатического столба жидкости над текущим пластовым давлением, максимальным сокращением времени между вскрытием объекта и его испытанием;

2) правильным выбором площадки и надежной герметизацией испытываемого объекта в открытом стволе скважины;

3) созданием оптимальных периодов притока и восстановления давления для получения качественных (интерпретируемых) КП и КВД;

4) применением ИПТ и глубинных манометров в компоновке, обеспечивающей получение информации об испытываемом объекте;

5) отбором качественных герметизированных проб жидкости.

Для выполнения указанных требований геологическая служба разведочного бурения должна осуществлять непрерывный контроль за режимом бурения, буровым раствором, газопоказаниями и составом шлама вскрываемого разреза, чтобы своевременно выявить перспективный интервал. Только в этом случае можно получить однозначные заключения о промышленной ценности испытуемого объекта.

В терригенных разрезах и трещинных карбонатных коллекторах при наличии контактов между различными флюидами интервалы испытания не должны превышать 10 м проницаемой мощности при общей мощности не более 50 м. Увеличение мощности проницаемой части интервала испытания до 30 - 50 м допускается только при условии предполагаемой однородности его насыщения.

Выбор объектов испытания производится после проведения промыслово-геофизических исследований, оперативной интерпретации и выдачи заключений по скважине.

В комплекс промыслово-геофизических исследований, проводимых до испытания, входят методы из состава обязательных и типовых комплексов, утвержденных Министерством нефтяной промышленности для данной территории.

Максимальная эффективность комплексных исследований достигается при соблюдении оптимальных условий применения каждого метода комплекса и выбора технологического цикла исследований, при котором обеспечивается получение необходимой информации на каждом этапе исследований.

Геофизические исследования в перспективных интервалах проводятся в минимальный срок (не позже 5 дней после обнаружения пласта), интервал исследования при этом не должен превышать 200 м.

Выбор технологической схемы проведения комплекса исследования определяется сложностью строения геологического разреза, степенью его изученности, типами коллекторов, характером бурового раствора, временем вскрытия.

Типовые и обязательные комплексы, представленные в табл. II-I6, разработаны для различных нефтегазоносных провинций СССР.

Таблица II

Типовой комплекс геофизических исследований для всего разреза поисковых скважин (масштаб глубин I:500)

Пресный раствор $\rho_c < 0{,}2$ Ом·м	Соленый раствор $\rho_c > 0{,}2$ Ом·м	Непроводящий раствор
Основные методы		
ПС, КС, ГК, ИК, АК, ДС, ГзК, Терм, ИнК	ПС*, БК, ГК, НК, АК, ДС, ГзК, Терм, ИнК	ИК, ГК, НК, АК, ДС, Терм, ИнК
Дополнительные методы		
БК**, ИК**, ОПК, ИПТ	КС*, ОПК, ИПТ	

* Кривые ПС при $0{,}5 < \rho_c/\rho_{n_6} < 2$ и КС при $\rho_n/\rho_c > 500$ не записываются.

** БК и ИК по всему стволу скважин применяются в случае переслаивания маломощных ($h < 3$ м) пластов высокого ρ_{n_1} и низкого ρ_{n_2} сопротивления при $\rho_{n_1}/\rho_{n_2} > 10$. При этом применяется БК, если преобладают пласты с $\rho_{n_1} > 50$ Ом·м, и ИК, если преобладают пласты с $\rho_{n_2} < 50$ Ом·м.

Таблица I2

Типовой комплекс геофизических исследований
для перспективных интервалов поисковых скважин (масштаб глубин I:200)

Коллекторы порового типа с пористостью больше I0%, в том числе глинистые			Коллекторы с пористостью меньше I0% и сложным строением порового пространства		
Пресный раствор $\rho_c < 0{,}2$ Ом·м	Соленый раствор $\rho_c > 0{,}2$ Ом·м	Непроводящий раствор	Пресный раствор $\rho_c < 0{,}2$ Ом·м	Соленый раствор $\rho_c > 0{,}2$ Ом·м	Непроводящий раствор
Основные методы					
ПС, КС, БКЗ, ИК, Рез, МЗ, МБК, ДС, ГК, НК, АК, ОГ	БКЗ, БК, ПС*, Рез, МБК, ДС, ГК, НК, АК, ОГ	ИК, ДС, ГК, НК, АК, ОГ	ПС, КС, БКЗ, БК, ИК, Рез, МЗ, МБК, ДС, ГК, НК, АК, ОГ	ПС*, БК, МБК, Рез, ДС, ГК, НК, АК, ОГ	ИК, ДС, ГК, НК, АК, ОГ
Дополнительные методы					
БК, ГТК, ЯМК, ОПК, ИПТ, ИННК, Нак	КС*, ИК, МЗ, ЯМК, ГТК, ОПК, ИПТ, ИННК, Нак	ГТК, ЯМК, ОПК, ИПТ, ИННК, ДК, Нак	ГТК, ЯМК, ОПК, ИПТ, ИННК, Нак, Терм	БКЗ, МЗ, ГТК, ЯМК, ОПК, ИПТ, ИННК, Нак, Терм	ГТК, ЯМК, ОПК, ИПТ, ИННК, ДК, Нак

* Кривые ПС при $0{,}5 < \rho_c / \rho_{пв} < 2$ и КС при $\rho_п / \rho_c > 500$ не записываются.

Таблица I3

Обязательный комплекс геофизических исследований для поисковых скважин в платформенных частях Волго-Уральской и Тимано-Печерской нефтегазоносных провинций (коллекторы поровые терригенные и карбонатные со сложной структурой порового пространства; буровой раствор пресный)

Методы	
по всему разрезу	в перспективных интервалах
ПС,КС,ДС,ГК,НК,АК,ГзК, ИнК, Терм.	ПС,КС, БКЗ,ИК,БК,Рез, МЗ,МБК, ДС, ГК, НК, АК, ОПК*, ИПТ*, ОГ

*ОПК и ИПТ применяются при неопределенной характеристике насыщения пласта по геофизическим данным, а также при неоднозначном выделении коллектора в разрезе. В неоднородных тонкослоистых разрезах и при наличии контактов между различными флюидами предпочтительно применять ОПК, в массивных коллекторах с плохой проницаемостью - ИПТ. Объекты испытания с помощью ОПК или ИПТ задаются по результатам геофизических исследований и другим данным.

Таблица I4

Обязательный комплекс геофизических исследований для поисковых скважин, пробуренных в Предуральском прогибе, Прикаспийской, Припятской впадинах, Балтийской синеклизе (коллекторы карбонатные и уплотненные терригенные со сложной структурой порового пространства; буровой раствор соленый)

Методы	
по всему разрезу	в перспективных интервалах
ПС*, БК, ГК, НК, АК, ДС, ГзК, Терм, ИнК	ПС*, БК, МБК, Рез, ДС, ГК, НК, АК, ОПК* ИПТ*, ОГ

* См. ссылки к табл. I2 и I3.

Таблица I5

Обязательный комплекс геофизических исследований для поисковых скважин Западно-Сибирской низменности, Мангышлака (коллекторы терригенные с различной степенью глинистости; буровой раствор - пресный)

Методы	
по всему разрезу	в перспективных интервалах
ПС, КС, ГК, НК, АК, ДС, ГзК, Терм, ИнК	ПС, КС, БКЗ, ИК, БК, Рез, МЗ, МБК, ДС, НК, ГК, АК, ОПК*, ИПТ*, ОГ

*См. ссылку к табл. I3.

Таблица I6

Обязательный комплекс геофизических исследований для поисковых скважин, пробуренных в прогибах и впадинах Предкавказья, Азербайджана, Западной Туркмении, в Днепровско-Донецкой впадине (коллекторы преимущественно терригенные глинистые со средней и малой пористостью; буровой раствор с различной соленостью)

Методы	
по всему разрезу	в перспективных интервалах
ПС*, КС, БК, ГК, НК, АК, ДС, ГзК, Терм, ИнК	ПС*, КС, БКЗ, Рез, БК, ИК, МЗ, МБК, ДС, ГК, НК, АК, ОПК*, ИПТ*, ОГ

* См. ссылки к табл. I2 и I3.

Технология комплексных работ в поисковых и разведочных скважинах при изучении коллекторов порового типа с $K_п \geq 10\%$

Для коллекторов данного типа при вскрытии их на качественном буровом растворе характерно формирование неглубоких зон проникновения. Эффективность применяемых промыслово-геофизических методов в поровых коллекторах достаточно высокая.

Технологическая схема исследований предусматривает следующую последовательность работ в скважине:

- непрерывный газовый и механический каротаж в процессе бурения с анализом шлама и керна;

- при появлении признаков нефтегазонасыщения процесс бурения приостанавливается для проведения обязательного комплекса промыслово-геофизических исследований (см. табл. I2), по которым выдаются заключения об интервалах пород-коллекторов, характере их насыщения, положении ВНК (ГНК) и рекомендации по проведению дополнительных исследований в интервалах с неясной характеристикой (отбор керна сверлящим керноотборником, спуск опробователя пластов на кабеле или испытателя пластов на трубах).

Промыслово-геофизический материал используется также для определения мест установки пакеров, способствует выбору оптимальной компоновки ИПТ и режимов испытания пластов.

Испытание пластов проводится для выявления характера насыщения пластов с неоднозначной характеристикой, уточнения положения ВНК (ГНК), а также для определения гидродинамических параметров.

При наличии во вскрытом интервале объектов мощностью более 3 м с различным характером насыщенности испытания должны прово-

диться с селективным разобщением, с отбором герметизированных проб и определением параметров пласта по каждому объекту.

В компоновке ИПТ с якорным устройством (см. рис. 13) и с многоцикловым испытателем пластов за одну спуско-подъемную операцию можно исследовать несколько объектов. При этом для определения состава жидкости, поступившей из каждого объекта, применяется гамма-плотностномер ГПП-3.

Испытание объектов с установленным характером насыщенности по геофизическим данным проводится с целью получения пластового флюида и расчета параметров пласта, необходимых для составления технологических схем и проектов разработки без проведения пробной эксплуатации. Испытываются не только нефтяные пласты, но и водоносные с целью оценки возможности использования пластовых вод для заводнения нефтяных залежей.

В случае переслаивания коллекторов и плотных пород (мощность пропластков менее 3 м) для выделения коллекторов и однозначного определения характера их насыщенности целесообразно проводить исследования по схеме каротаж-испытание-каротаж, так как испытание всей пачки обычным способом нерезультативно, а селективное испытание отдельных пропластков невозможно из-за сложности выбора мест пакеровки в тонкослоистом разрезе, включающем коллекторы с разным характером насыщения.

Детализация по насыщению и фильтрационным свойствам коллекторов тонкослоистого разреза выполняется при необходимости с помощью опробователей пластов на кабеле.

На этапе разведочного бурения, в отличие от поискового, имеется более полная информация о геологическом строении, литологии и свойствах основных объектов разведки, поэтому технология комплексных работ по исследованию скважин аналогична описанной выше, с той лишь разницей, что большее внимание при испытании объектов уделяется пластам с неоднозначной характеристикой. Итогом всего цикла проведенных исследований и их обработки является окончательное заключение о характере насыщения пластов и их количественная оценка.

Технология комплексных работ в поисковых и разведочных скважинах при изучении сложных коллекторов с $K_п < 10\%$

К коллекторам данного типа относятся порово-трещинные, трещинные, трещинно-кавернозные в карбонатных отложениях перми, карбона и девона. Для них характерны глубокие зоны проникновения,

формирующиеся в течение короткого времени после их вскрытия при незначительных превышениях гидростатического столба промывочной жидкости над пластовым.

Эффективность промыслово-геофизических исследований в этих коллекторах недостаточно высокая, так как по геофизическим материалам характер насыщенности карбонатных трещиноватых коллекторов не всегда выделяется однозначно. В данном случае эффективность работ с испытателем пластов зависит от времени с момента вскрытия до проведения работ, объема отобранной жидкости, а также от заданного режима работ с ИПТ: величины депрессии, продолжительности открытого и закрытого периодов. Наилучшим является селективный вариант испытания ИПТ с обязательным отбором качественной герметизированной пробы жидкости, при отборе фильтрата характер насыщенности испытуемого объекта определяется по анализу состава растворенного газа. Испытания проводятся с минимальным промежутком времени между вскрытием и проведением испытаний.

В процессе вскрытия сложных коллекторов проводится непрерывный газовый и механический каротаж с анализом шлама и керна, отбор грунтов сверлящим керноотборником, геофизические исследования обязательным комплексом, оперативная интерпретация материалов и дается предварительное заключение с целью выделения объектов испытания ИПТ и интервалов установки пакеров, выбора компоновки и технологии работ с ИПТ. По результатам комплексных исследований выдается окончательное заключение.

Технологическая схема выбора рационального комплекса промыслово-геофизических исследований и испытания объектов при организованной службе геологического контроля за режимом бурения скважин практически сведут к минимуму пропуски продуктивных пластов и на этапе поискового бурения.

2.2. Подготовка к испытанию скважины
Подготовка ствола скважины

Перед спуском испытателя пластов в интервалах, намеченных к испытанию, проводится минимальный комплекс геофизических исследований и устанавливаются границы площадки для установки пакеров.

В интервалах посадок и затяжек инструмента ствол скважины прорабатывается со скоростью 25 м/ч, забой скважины промывается качественным буровым раствором в течение двух циклов с выравниванием параметров до соответствующих ГТП.

С целью увеличения продолжительности пребывания ИПТ в скважине производят обработку бурового раствора для уменьшения водоотдачи, статического напряжения сдвига и липкости при минимальных значениях плотности раствора, обеспечивающего низкие значения репрессии на пласты.

Не допускается применение испытателей пластов в скважинах, в которых имеются зоны осложнения ствола и нефтегазоводопроявления с изливом на устье скважины.

В подготовленном к испытанию стволе скважины должно выполняться условие безопасного нахождения испытательного инструмента на забое не менее 3 ч.

В необсаженном стволе оконченной углублением скважины при удалении объекта (более 100 м от забоя) ниже интервала испытания устанавливают цементный мост мощностью не менее 50 м. Перед испытанием объекта ИПТ с применением опорного хвостовика верхняя часть цементного моста должна быть проработана на 10 – 15 м до прочного камня, устойчивость цементного моста должна быть проверена максимально возможной нагрузкой веса бурильного инструмента.

Сложность и малоизученность геологического разреза глубоких разведочных, опорно-параметрических и поисковых скважин обусловливает многоколонность конструкции и большие (до 640 мм) диаметры открытого ствола (рис. 21), бурение которого производится, как

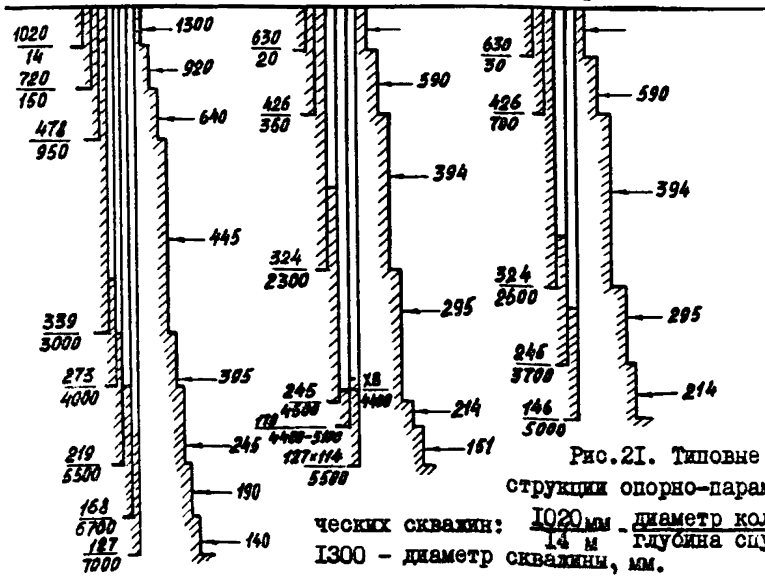


Рис.21. Типовые конструкции опорно-параметрических скважин: $\frac{1020\text{мм}}{14\text{ м}}$ – диаметр колонны, глубина спуска; 1300 – диаметр скважины, мм.

правило, турбинно-роторным способом. Промыслово-геофизические исследования и испытания объектов испытателями пластов в бурящихся скважинах большого диаметра представляют серьезную техническую и технологическую проблему. Во-первых, в серийных ИПТ отсутствуют резиновые элементы пакеров диаметром более 270 мм, а наибольший объем испытания в глубоких и сверхглубоких параметрических скважинах должен выполняться в диаметре открытого ствола более 295 мм. Во-вторых, при пакеровании с упором труб хвостовика в забой скважины большого диаметра возникают значительные (более 140 т) суммарные (депрессионные и механические) нагрузки, которые нередко приводят к аварии из-за недостаточной прочности хвостовика.

Применение новых конструкций механических пакеров, якорных устройств и якорей в комплексе с серийными пакерами сжатия исключает затраты, связанные с необходимостью установки цементных мостов.

Отсутствие конструкций якорных устройств, якорей и пакеров большого диаметра приводит к необходимости вскрывать перспективные интервалы опережающим стволом долотами 190 и 214 мм и испытывать объекты в "зумпфе" с использованием ЯК-170/220 и ЯК-190/240 в комплексе с новыми и серийными испытателями пластов.

Оборудование устья скважины

Устьевое оборудование предназначено для обвязки обсадных колонн, контроля за уровнем жидкости в межтрубном пространстве в случае поглощения или проявления пласта.

Установка превенторов позволяет осуществлять противоаварийные операции при возникновении осложнений в процессе бурения, при спуско-подъемных операциях и испытании пласта.

Тип превентора и схема оборудования устья скважин для предотвращения выбросов предусматривается индивидуальным или групповым геолого-техническим проектом на проводку скважин, утверждается главным инженером производственного объединения, согласовывается с госгортехнадзором и областной военизированной частью пожарной охраны.

Обвязка превенторов должна обеспечивать промывку скважины под избыточным давлением на устье с выходом промывочной жидкости в желобную систему через гидроциклоны и вибросито для удаления газа из раствора.

Превенторная установка должна монтироваться в соответствии с едиными техническими правилами ведения буровых работ и обеспе-

чивать закачку жидкости в кольцевое пространство между обсадной и бурильной колоннами буровыми насосами или цементировочным агрегатом, обратную промывку через специальную линию от стояка скважины в желобную систему.

Для аварийных случаев должна быть предусмотрена разрядка давления в скважине через выкидные трубопроводы и возможность создания противодавления.

Выкидные трубопроводы от превенторов направляются по прямой в противоположные стороны, оборудуются двумя задвижками высокого давления - резервной и рабочей, а между ними устанавливается манометр. Предельное давление на манометре должно превышать ожидаемое на 50%. Отвод с задвижкой в желобную систему - на одной линии.

Устьевая, или цементировочная, головка 4 (рис. 22) обеспечивает контроль за притоком жидкости и газа и необходима для предупреждения неожиданных выбросов в процессе испытания пласта.

Отвод пластовой жидкости из бурильных труб на безопасное расстояние от буровой установки осуществляется через гибкий металлический манифольд, который состоит из шарниров-угольников и труб высокого давления. Манифольд соединяет полость труб через кран высокого давления на устьевой головке со вспомогательной линией, которая прокладывается при монтаже превенторной установки. В типовой схеме обвязки превентора устанавливаются дополнительно крестовина I2 и три задвижки высокого давления II, I4, I5, от которых идет вспомогательный трубопровод.

Дополнительный трубопровод выведен из-под пола буровой и заканчивается быстросъемным соединением, которое закрыто заглушкой в процессе бурения. Крестовина обвязана задвижками высокого давления II, I5, перекрывающими поток жидкости в дополнительном трубопроводе, а задвижки I3, I4 изолируют боковой отвод превентора.

Гибкий металлический манифольд собирается из труб высокого давления 6 с быстросъемными соединениями 8 и шарниров-угольников 5 и предназначается для сообщения полости колонны труб через устьевую головку с дополнительным трубопроводом для отвода жидкости или газа, поступающих из пласта, в специальную емкость.

После спуска ИПТ в скважину и перед установкой пакера устьевая головка соединяется с трубопроводом 9 гибким металлическим манифольдом, который опрессовывается с помощью ЦА на полуторакратное давление по сравнению с ожидаемым пластовым. После опрессовки гибкого манифольда закрываются задвижки I3, I4 на боковом

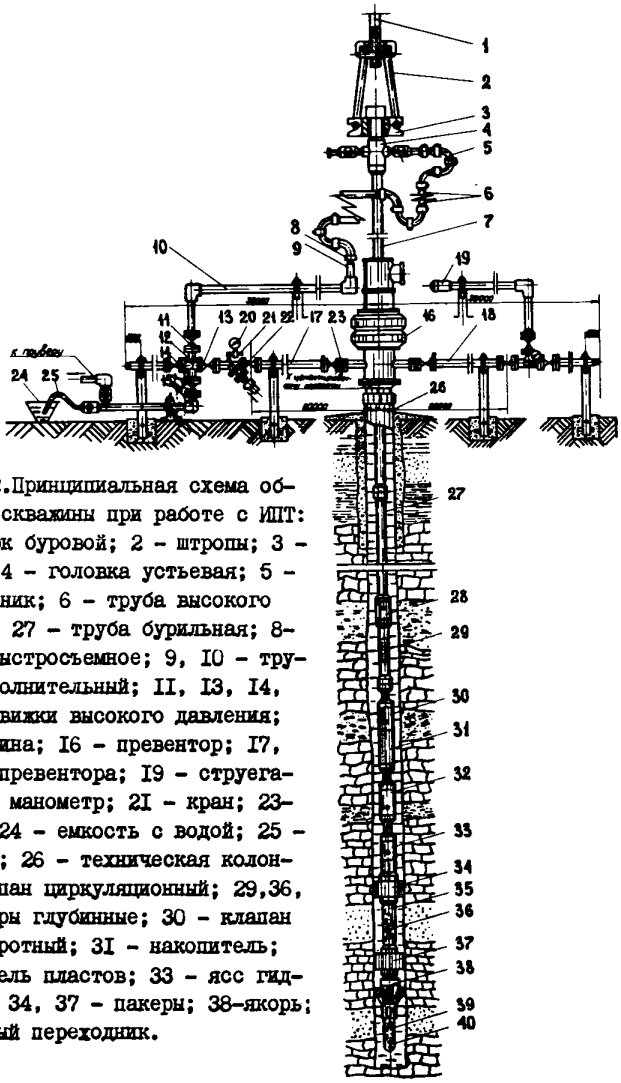


Рис. 22.Принципиальная схема обвязки устья скважины при работе с ИПТ:

I - крюк буровой; 2 - штропы; 3 - - элеватор; 4 - головка устьевая; 5 - шарнир-угольник; 6 - труба высокого давления; 7, 27 - труба бурильная; 8- соединение быстросъемное; 9, I0 - трубопровод дополнительный; II, I3, I4, I5, 22 - задвижки высокого давления; I2 - крестовина; I6 - превентор; I7, I8 - отводы превентора; I9 - струегаситель; 20 - манометр; 2I - кран; 23- отсекатель; 24 - емкость с водой; 25 - гибкий шланг; 26 - техническая колонна; 28 - клапан циркуляционный; 29,36, 39 - манометры глубинные; 30 - клапан запорно-поворотный; 3I - накопитель; 32 - испытатель пластов; 33 - ясс гидравлический; 34, 37 - пакеры; 38-якорь; 40 - приборный переходник.

отводе превентора, открываются задвижки II, I5 и краны высокого давления на устьевой головке и на трубопроводе.

После установки пакера контролируют визуально наличие притока жидкости по интенсивности выхода воздуха из шланга 25, помещенного под уровень воды в емкости 24.

Закрытие запорно-поворотного клапана осуществляют при закрытом кране высокого давления на устьевой головке и отсоединенном манифольде от этого крана.

При обратной промывке от ЦА прокачивается жидкость через боковой отвод I7 в затрубное пространство при закрытой задвижке I3 и открытой задвижке 22.

Из затрубного пространства жидкость через циркуляционный клапан 28 поступает в полость труб и вытесняет пластовую, которая отводится через гибкий манифольд и дополнительный трубопровод в специальную емкость. При испытании скважин многоцикловым испытателем пластов гибкий манифольд не отсоединяется от устьевой головки.

2.3. Подготовка бурового инструмента и испытателя пластов к спуску в скважину

Испытатель пластов в компоновке спускают в скважину на бурильных трубах. Колонна бурильных труб представляет собой упругую систему, которая в процессе спуско-подъемных операций и испытания пласта подвергается нагрузкам, изменяющимся по величине и направлению. Колонна труб и ИПТ подвергаются сжатию, растяжению, кручению и изгибу. При вращении ЗПКМ2-I46, ЗП-I46 и ЗП2-I46, в зависимости от прямолинейности ствола скважины, часть колонны труб вращается около оси скважины, а часть - вокруг собственной оси. По этой причине трубы испытывают знакопеременные напряжения, обратно пропорциональные величине радиуса кривизны оси колонны бурильных труб, что значительно снижает прочность материала труб. Износ бурильных труб вследствие трения колонны о стенки скважины также ослабляет их прочность и может явиться причиной аварии при испытании пластов.

Напряженные условия работы бурильных труб предъявляют к ним высокие требования в отношении прочности, способности сопротивляться ударным и вибрационным нагрузкам.

В соответствии с ГОСТ 631-75 бурильные трубы изготавливают из специальных марок сталей Д, К, Е, Л, М.

Важное значение, наряду с выбором компоновки ИПТ и колонны труб, придается технической эксплуатации бурильных труб и своевременному периодическому испытанию труб внутренним гидростатическим давлением. Наибольшая ее величина определяется давлением на выкиде буровых насосов и не должна превышать 20 - 25 МПа.

Прочность бурильных труб на смятие наружным давлением рассчитывают с коэффициентом запаса прочности K_1 = 1,3 для стальных труб и K_2 = 1,5 - для труб из алюминиевого сплава Д16-Т.

С увеличением глубины скважин, в которых должно проводиться испытание перспективных объектов, резко возрастает вес инструмента, что может привести к превышению предела текучести материала труб. В глубоких скважинах для испытания вскрытых бурением пластов применяют комбинированные колонны труб различного диаметра, соединяя их в самостоятельные комплекты, которые отличаются группой прочности, диаметром и толщиной стенки, а также временем ввода труб в эксплуатацию.

Бурильные трубы перед сборкой в свечу тщательно шаблонируют. Перед работой с ИПТ их собирают в секции, при этом утяжеленные трубы устанавливают в нижней части колонны, трубы, имеющие повышенную прочность, - в верхней, а трубы, имеющие пониженную прочность, - в средней.

Перед вводом в эксплуатацию бурильные трубы, замки, соединительные переходники должны подвергаться контрольной проверке на базе и пройти дефектоскопию.

В ходе эксплуатации трубы периодически должны опрессовываться непосредственно на буровых, проходить дефектоскопию. Срок дефектоскопии и опрессовок - через 800 ч работы.

Резьбы труб, замков и муфт, а также их упорные поверхности должны быть гладкими, без заусениц и забоин, нарушающих плотность соединения.

Для лучшего сопряжения резьбы соединяемых деталей и узлов необходимо производить индивидуальный подбор замковых деталей и соединительных муфт к трубам по фактическим натягам резьб и их конусности.

Соединительные концы подобранных узлов должны маркироваться одним знаком. Нельзя докреплять резьбовые соединения после их крепления на базе. Для контроля за докреплением резьбового соединения в процессе эксплуатации на трубе и замке наносят контрольную метку.

Замковые резьбовые соединения бурильных труб закрепляют машинными ключами до полного схождения торцов. Трубы, у которых

после крепления торцы замковых соединений неплотно сомкнуты, нельзя использовать.

Не допускаются резкие остановки, торможения и удары элеватора с колонной труб о ротор буровой установки.

После испытания объекта в процессе подъема инструмента следует проверить упорные торцы замков и муфт. Трубы, у которых торцы и муфты промыты или имеются задиры и выбоины металла, должны быть удалены из комплекта.

2.4. Сборка и спуск ИПТ в скважину

Испытатель пластов перед спуском в скважину должен собираться на мостках отдельными секциями длиной до 8 м. Узлы должны раскладываться в последовательности, соответствующей технологической схеме компоновки, и свинчиваться цепными ключами.

При сборке необходимо проверить состояние упорного узла пакера ПМ, ЯУ и ЯК, легкость хода плашек и их зацепление фиксаторами.

При поднятии ИПТ на буровую принимаются меры против изгиба штоков отдельных узлов сборки инструмента. Все замковые соединения крепятся машинными ключами, корпусные детали узлов испытателя - только вручную цепными ключами.

Настройка гидравлического реле испытателя пластов зависит от температуры в скважине и гидростатического давления столба промывочной жидкости и должна производиться с учетом ожидаемых условий работы испытателя.

Диаметр резинового элемента пакера выбирают в зависимости от проходимости пакера по стволу и обеспечения герметичной пакеровки при перепадах давления до 30 МПа в момент открытия впускного клапана испытателя пластов. В зависимости от конкретных условий испытания коэффициент пакеровки $К = Д_с/Д$ (где $Д_с$ - диаметр скважины; Д - диаметр резинового элемента пакера) может быть задан в пределах I,06 - I,I8.

Скорость спуска компоновки испытательного оборудования при отсутствии осложненных интервалов ствола скважины, уступов и сужений должна быть не более I,5 м/с.

В процессе спуска постоянно контролируют герметичность колонны труб, уровень жидкости в кольцевом пространстве на устье скважины. В интервалах посадок спуск ИПТ производят с расхаживанием без проворачивания инструмента ротором.

Нельзя допускать кратковременные (более 30 с) посадки инструмента во избежание преждевременного открытия впускного клапана испытателя пластов. Необходимо приподнять инструмент на 1-2 м с целью возвращения гидравлического реле испытателя в исходное положение и продолжать спуск ИПТ, соблюдая меры предосторожности.

При спуске ИПТ в глубокие скважины установка ЗПКМ2-146 позволяет сократить вынужденные простои на заполнение буровым раствором труб перед испытанием. С этой целью ЗПКМ2-146 устанавливают в открытом положении впускного клапана, автоматическое заполнение труб происходит без остановки спуска инструмента. На заданной глубине производят пакерование с упором ПМ или ЯУ, ЯК с ПЦ-146 в стенки скважины и вращением закрывают ЗПКМ2-146. Дальнейший спуск ИПТ должен выполняться при закрытом запорном клапане до интервала испытания.

Длина бурильных труб должна быть подобрана таким образом, чтобы при достижении забоя, если применяются компоновки ИПТ с упорным хвостовиком, верхняя муфта последней бурильной трубы находилась над ротором на высоте 1,5 - 2 м. Это позволит поддержать заданную нагрузку на пакер при проседании инструмента в момент открытия впускного клапана испытателя пластов и обеспечить удобство обслуживания устьевой обвязки.

Манифольд для отвода пластового флюида в замерную емкость обязательно должен крепиться к основанию буровой установки и присоединяться к устьевой головке непосредственно перед началом испытания с опрессовкой системы на давление, выше ожидаемого давления на 30-50%.

При бурении скважин и испытании перспективных объектов применяются легкосплавные бурильные трубы марки Д16-Т. При спуске инструмента незаполненные ЛБТ в буровом растворе часто оказываются легче, чем вес вытесняемой жидкости, инструмент "плавает" в скважине. Для обеспечения нормальных условий спуска ИПТ и создания необходимой нагрузки в нижней части инструмента нужно устанавливать стальные или утяжеленные бурильные трубы, что повышает требования к точности выполнения технологических операций по вращению колонны труб на заданное количество оборотов для управления ЗП2-146 и ЗПКМ2-146, особенно в наклонно направленных скважинах. Компоновки рекомендуется подбирать по методике, разработанной во ВНИИнефтепромгеофизике, которая позволяет рассчитать необходимое количество ЛБТ и СБТ (или УБТ), применяемых при различных диаметрах, углах наклона и глубинах скважин, с учетом

диаметров бурильных труб, толщины стенки, параметров бурового раствора и высоты столба жидкости, предварительно залитой в трубы.

Примером, отражающим технологические возможности нового инструмента, может являться испытание опорно-параметрической скважины № 7000 Арланской площади. До глубины 2000 м скважина обсажена технической колонной диаметром 324 мм, в интервале 2000 - 4000 м обсажена колонной диаметром 245 мм, ниже до забоя 4514 м - открытый ствол диаметром 214 мм. Скважина заполнена меловым раствором с параметрами: γ = 1,22 г/см^3; Т = 30,с; В = 6см^3/30мин.

Испытательный инструмент спускали в следующей компоновке: фильтр, якорь ЯУ-190/214, пакер цилиндрический диаметром 200 мм, УБТ диаметром 146 мм - 24 м, клапан ЗПКМ2-146, бурильные трубы до устья. Бурильные трубы заполняли буровым раствором при спуске инструмента автоматически через открытый впускной клапан ЗПКМ2-146. На глубине 2450 м после заполнения расчетной длины труб произведено пакерование с упором в стенки обсадной колонны и закрытие клапана вращением бурильных труб под нагрузкой 12 т вправо на 10 оборотов. После снятия пакера и ЯУ с места их установки при закрытом ЗПКМ2-146 инструмент был спущен до глубины 3950 м. Пакерование произведено в колонне диаметром 245 мм при осевой нагрузке 9 - 10 т. Испытание объекта проводилось в три цикла. Время притока жидкости и восстановления давления по циклам составляло соответственно 5 и 34; 31 и 64; 27 и 32 мин.

Пакер и ЯУ сняли с места их посадки без затяжек. При подъеме инструмента, после того как на поверхности появилась жидкость, произведено пакерование, запорно-поворотный клапан ЗПКМ2-146 был открыт и создана обратная циркуляция жидкости в объеме 38 - 40 м^3 при закрытом превенторе. В процессе циркуляции на поверхности производили отбор и замер удельного веса проб жидкости. Установлено, что в трубы поступило 7,79 м^3 бурового раствора с газированным минерализованным фильтратом. В дальнейшем испытательный инструмент подняли при открытом ЗПКМ2-146 без "сифона".

До и после испытания испытателем пласта в необсаженной части ствола скважины (4000 - 4514 м) резистивиметром замеряли сопротивление скважинной жидкости и по полученным данным было установлено, что приток пластовой жидкости, в основном, поступал из интервала 4000 - 4100 м, представленного песчаниками. Работы по извлечению пластовой воды до полной минерализации проводили по дополнительному плану.

Таким образом, автоматическое заполнение бурильных труб позволило качественно выполнить испытание объекта и при этом сократить на 5 ч проведение операции по сравнению с обычной технологией. Созданием обратной циркуляции через открытый ЗПКМ2-146 исключены потери бурового раствора, улучшены культура труда буровой бригады (подъем бурильных труб производился без "сифона") и техника безопасности работ. диаграмма давления глубинного манометра, установленного под фильтром, представлена на рис. 23.

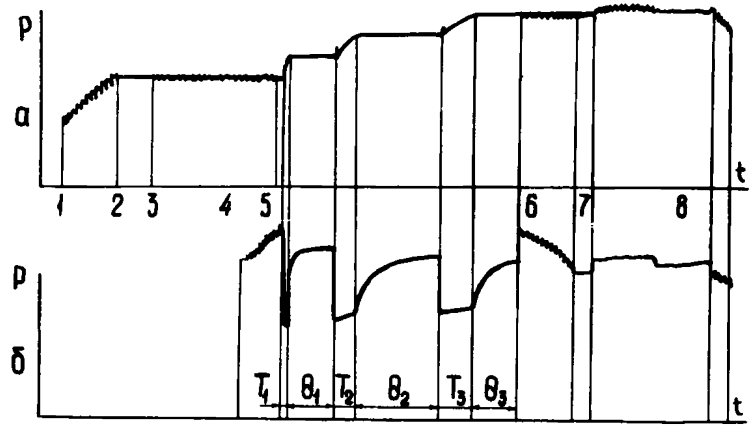


Рис. 23. диаграммы давления, записанные при испытании скважины № 7000 манометрами МПП-3М, установленными в трубах над испытателем (а) и под фильтром (б):

I - включение часового механизма; 2 - спуск инструмента при открытом ЗПКМ2-146; 3 - закрытие ЗПКМ2-146 (глубина 2450м); 4 - спуск инструмента при закрытом клапане; 5 - пакерование (глубина 3950 м); 6 - подъем незаполненной части инструмента при закрытом клапане; 7 - открытие ЗПКМ2-146; 8 - обратная промывка через клапан на 3-ей и 2-ой скорости цементировочного агрегата; 9 - подъем инструмента без "сифона" при открытом клапане.

2.5. Установка пакера

В компоновке ИПТ с опорным хвостовиком установка пакера проводится при достижении башмаком инструмента забоя скважины. Нагрузка, необходимая для установки пакера, передается на резиновый элемент пакера от веса инструмента на крюке талевой системы и контролируется по показаниям индикатора веса буровой установки.

Величина нагрузки на пакер определяется из уравнения

$$G_п = G - G_х - G_{тр}, \qquad (I)$$

где $G_п$ – нагрузка на пакер; G – нагрузка по индикатору веса; $G_х$ – вес хвостовика (инструмента ниже пакера); $G_{тр}$ – потери нагрузки на трение колонны труб о стенки скважины.

Правильный выбор интервала (площадки) точной установки пакера и поддержание герметичности объекта в процессе вызова притока жидкости и восстановления пластового давления является одной из ответственных технологических операций, от которой зависит эффективность испытания пластов испытателями пластов на трубах.

Участок ствола скважины, в котором будет устанавливаться пакер, должен быть представлен устойчивыми породами с минимальной кавернозностью и овальностью. К таким породам можно отнести известняки, плотные песчаники, крепкие глинистые сланцы, устойчивые глины, солевые и угольные отложения.

Пакер может устанавливаться

- в непроницаемой кровле испытуемого объекта (это наиболее рациональный вариант);
- в устойчивой части ствола скважины выше кавернозной кровли испытуемого объекта;
- в верхней непроницаемой части испытуемого объекта, когда выше его кровли ствол скважины на протяжении 50 – 100 м имеет повышенную кавернозность.

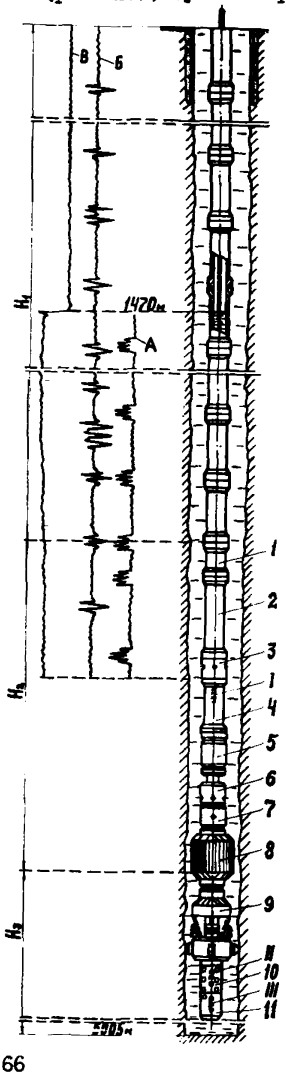
Интервал установки пакера должен выбираться таким, чтобы в компоновке ИПТ длина опорного хвостовика не превышала 50 м.

Для повышения качества пакерования в глубоких скважинах, а также в случае малого интервала площадки, в котором будет устанавливаться пакер, необходимо пользоваться методом "точной привязки" места установки пакера магнитным локатором муфт.

"Точную привязку" рекомендуется проводить дополнительным спуском инструмента и пропуском каротажного зонда через трубы с воронкой, а затем, допустив с контрольным замером трубы до забоя, определить истинное расстояние до намеченного по кавернограмме интервала пакерования.

В КраснодарНИПИнефти применяют способ фиксирования магнитным локатором местоположения всех замковых соединений труб, спущенных для подготовки скважины к промыслово-геофизическим исследованиям. Сопоставляя диаграммы магнитного локатора и каротажа, уточняют длину труб и площадку для установки пакера.

Во ВНИИнефтепромгеофизике предложен способ контроля точности установки пакера ПМ, ЯУ и ЯК с ПЩ в соответствии с интервалом, выбранным по кавернометрии и профилеметрии ствола скважины (рис. 24), суть которого заключается в следующем.



В компоновке ИПТ устанавливают репер и, не допуская 50 - 75 м до предполагаемого интервала и площадки пакерования, заданных по каротажу и профилеграмме, останавливают спуск, проводят запись кривой магнитной локации замковых соединений и отбивку репера по кабелю. По замерам уточняют меру труб и сколько метров осталось допустить до площадки пакерования в ограниченном интервале ствола скважины (диаграммы Б и А на рис. 24). Точность "привязки" испытуемых пластов обеспечивается комплексированием магнитного локатора с прибором гамма-каротажа, диаграмма которой сопоставляется с ранее записанной.

Рис. 24. Компоновка ИПТ с якорем и серийным пакером и диаграммы магнитной локации глубин и резистивиметрии:

I - репер; 2 - труба бурильная; 3- клапан циркуляционный; 4, II - патрубок приборный; 5-запорно-поворотный клапан; 6-испытатель пластов;7-ясс гидравлический; 8-пакер; 9-якорное устройство; IO - фильтр;I,II,III-глубинные манометры.

А - диаграмма локатора муфт;Б-диаграмма электромагнитного счетчика глубин; В - диаграмма резистивиметрии.

H_I - расстояние от устья скважины до муфты репера; H_2 - расстояние от нижней опоры пакера до муфты репера; H_3 - расстояние от забоя скважины до нижней опоры пакера.

Одновременно с магнитным локатором внутрь бурильных труб опускают резистивиметр, и по изменению электрического сопротивления (диаграмма В) отбивают уровень жидкости, залитой до испытания для предотвращения смятия труб и создания противодавления на испытываемые пласты. Перед подъемом инструмента повторяют замеры резистивиметром для контроля количества и качества поступившей жидкости из пласта.

На указанные операции при организованной работе уходит 2-3ч, после чего допускают бурильные трубы (2-3 свечи) и производят пакерование. Несмотря на некоторое увеличение продолжительности испытания эти технологические операции не приводят к сокращению времени выдержки на притоке и восстановления давления из-за возможного осложнения ствола скважины.

Разобщение объекта с упором ПМ, ЯУ или ЯК с ПЩ в стенки скважины и способ контроля точности установки пакера до минимума сокращают длину площадки, что особенно важно при пакеровании в глубоких скважинах. Так, в скв. 20000 в интервале 3660 - 4401 м (рис.25, б, в) " привязкой" магнитным локатором к разрезу по ГК и кавернограмме и профилеграмме пакер ПМ-190/214 без опоры в забой установлен на площадке высотой 1,2 м в подошве желобообразной каверны, где диаметр скважины превышал 260 мм. В интервале 3647 - 3836 м площадка для установки пакера ПЩ с опорой на цементный мост была около 2 м (см. рис.25, г, д). При селективном разобщении объекта без опоры на забой в интервале 4456 - 4495 м для повышения надежности пакерования в компоновке ИПТ применили сдвоенные верхние пакеры, из которых один установили над кровлей каверны на площадке в 1,8 м; нижний пакер с ЯУ - перед сужением ствола скважины (см. рис. 25, ж,з).

Отсутствие точной "привязки" магнитным локатором глубин при установке пакера и применение опорного хвостовика привело к неудачному испытанию интервала 2222 - 2300 м, из-за шлама на забое пакер оказался в зоне каверны на глубине 2220 м (рис. 25,а). Испытание объекта было повторено пакерованием на глубине 2228 м.

При испытании с опорой хвостовика в забой в интервале 4876 - 5005 м по кавернограмме (см. рис.25, е) отмечены сальники из-за фильтрации бурового раствора в проницаемые пласты. Уменьшение номинального диаметра ствола скважины привело при снятии пакера с места его установки к затяжкам инструмента, величина которых достигала $45 \cdot 10^4$ Н при весе инструмента $60 \cdot 10^4$ Н с учетом выталкивающей силы.

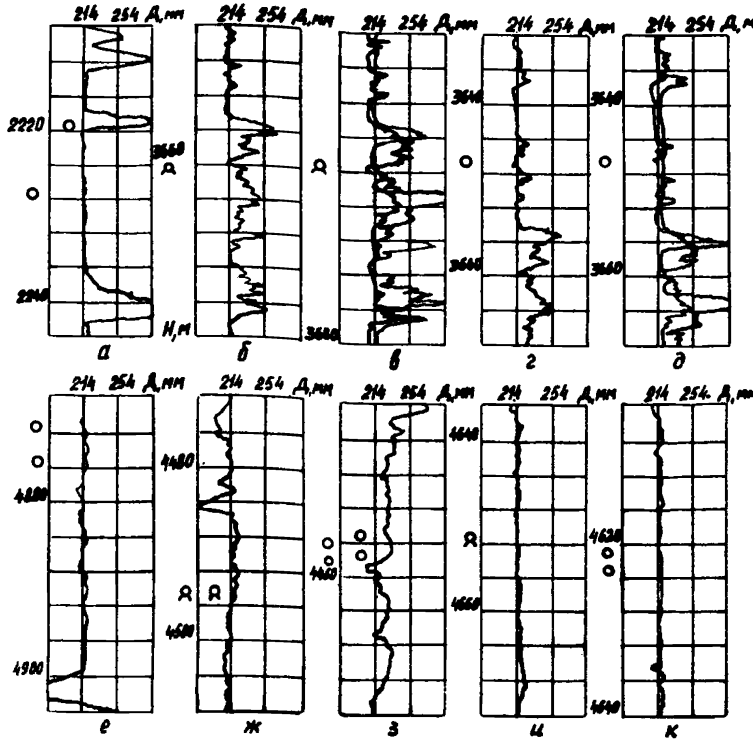


Рис. 25. Диаграммы кавернометрии и профилеметрии скважины в интервале установки серийного пакера (○) и пакера с якорным устройством (Я).

Благоприятные условия для герметичного пакерования с селективным разобщением объекта в интервале 4622 – 4652 м подтверждаются кавернограммами (см. рис. 25, и, к) и диаграммами давления глубинных манометров, установленных под пакерами.

После испытания интервалов с упором ПМ, ЯУ или ЯК с ПЩ в стенки скважины пакеры снимали без затяжек инструмента.

2.6. Режим испытания

Технологический режим – основной этап в проведении испытания объекта – оказывает решающее влияние на количество и качество жидкости, поступившей из пласта в трубы, а также на формы

кривых притока и восстановления давления, по которым рассчитываются параметры пласта и призабойной зоны.

Режим испытания устанавливают в зависимости не только от интенсивности проявления и гидродинамических параметров исследуемого объекта, но и от компоновки ИПТ, продолжительности притока и необходимого количества отбираемой жидкости.

Режим испытания включает депрессию на пласт, время притока и восстановления давления внутри одного цикла испытания, их соотношение между циклами при многоцикловом испытании, а также объем отбираемой жидкости.

Депрессия (разность между пластовым давлением и давлением на забое скважины) на пласт и характер ее изменения в процессе притока влияют на количество отбираемой жидкости и достоверность определения насыщенности пласта.

В плане работ по испытанию депрессия указывается максимально возможной для конкретного объекта на основании расчетов и опыта по испытанию скважин на данном месторождении.

Наибольшая депрессия может быть равна пластовому давлению

$$\Delta P_{max} = P_{пл}, \qquad (2)$$

где ΔP_{max} – максимальная депрессия на пласт, МПа; $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа.

Минимальное значение депрессии на пласт должно быть не менее противодавления столба промывочной жидкости в стволе скважины, действующего на пласт в процессе его вскрытия бурением,

$$\Delta P_{min} = P_{ст} - P_{пл}, \qquad (3)$$

где ΔP_{min} – минимальная депрессия на пласт, МПа; $P_{ст}$ – гидростатическое давление, МПа.

В промысловой практике, если нет таких ограничений, рекомендуется депрессию выбирать из условия $\Delta P_{опт} = (2,5 \div 3) \cdot \Delta P_{min}$.

При испытании глубоких скважин депрессию на пласты рассчитывают с учетом следующих ограничений: прочности на смятие СБТ и ЛБТ от внешнего давления скважинной жидкости; прочности опорных труб хвостовика ИПТ; прочности и устойчивости пакера; устойчивости горных пород в интервале пакерования и испытания.

Допустимую депрессию с учетом прочности труб и высоты столба жидкости, предварительно заполненной в колонне труб, рекомендуется вычислять по номограмме Н.Ф.Рязанцева.

Для испытания слабосцементированных и рыхлых песчаников депрессию необходимо ограничивать до величины, предотвращающей обвалообразование или вынос песка, на основании опыта испытания подобных объектов.

При испытании коллекторов, насыщенных газом и газовым конденсатом, нефтью с высоким газовым фактором, высокая депрессия может блокировать каналы дренирования.

С точки зрения возможности определения параметров пласта по формулам УфНИИ, Э.Б.Чекалюка и Хорнера ограничение депрессии необходимо для испытания объекта при забойном давлении выше давления насыщения, а также для обеспечения условия линейности фильтрации жидкости в пласте.

При испытании скважин глубиной до 2000 м ограничение депрессии производится путем заполнения труб жидкостью только для обеспечения порога чувствительности глубинных манометров типа МГП-3М и МГП-2. С другой стороны, необходимость увеличения величины депрессии на пласт обосновывается лучшими условиями для очистки призабойной зоны: более глубоким дренированием по мощности и глубине залегания пласта; увеличением накопленного объема жидкости; обеспечением условий для регистрации более выпуклых форм кривых притока и восстановления давления.

Исходя из конкретных целей и задач, поставленных перед испытанием, регулирование величины депрессии на пласт предпочтительнее проводить заполнением части колонны труб над испытателем технической водой, буровым раствором, а иногда и установкой штуцера соответствующего диаметра в канале испытателя пластов. Штуцер рекомендуется устанавливать при испытании высокодебитных пластов для защиты узлов ИПТ от абразивного разрушения и снижения дебита жидкости и газа в целях безопасности испытания объекта. Продолжительность одного цикла испытания пласта включает два периода: открытый период - время притока жидкости; закрытый - время восстановления давления.

Назначение открытого периода заключается в том, чтобы резко снизить противодавление на пласт, дать возможность разрушить пластовой жидкости под действием глубокой депрессии фильтрационную корку глинистого раствора, устранить репрессию (разность давления гидростатического столба жидкости в скважине и пластового) в околоствольной зоне пласта, обеспечить поступление в трубы пластовой жидкости и получить запись кривой давления притока.

Закрытый период предназначен для регистрации скважинными манометрами восстановления давления в интервале испытания.

Продолжительность цикла испытания и правильное распределение времени по периодам во многом определяют ценность и надежность получаемых результатов.

Оптимальная продолжительность каждого периода испытания зависит от интенсивности проявления горизонта и определяется в процессе работы с ИПТ.

Установление группы активности проявления пластов при испытании скважин осуществляется при помощи газового счетчика, показания которого в виде накопленного объема контролируются в течение 30 ± 5 мин. Например, если накопленный объем жидкости за это время составит менее 0,4 м^3, то коллектор следует отнести к группе I. Соответственно к группам 2, 3 и 4 относятся горизонты, из которых за 30 мин будет получено около I,8; 6,5 и I0 м^3 жидкости.

Соотношения времени притока и восстановления давления рекомендуется устанавливать по графику (рис. 26). Принцип построения графика основан на методике, учитывающей гидравлические сопротивления движению жидкости в испытательном инструменте (трение, инерцию, штуцерование). График построен в координатах $T + \theta$, $\frac{\theta}{T}$ для различных параметров пласта и активности его проявления. Исходя из общей продолжительности испытания пласта, которая устанавливается с учетом безопасного нахождения инструмента на забое скважины, по графику можно рассчитать минимальное соотношение $\frac{\theta}{T}$, а затем T и θ.

Например, общая продолжительность испытания пласта ИПТ 3 ч. По абсциссе для $T + \theta = 3$ ч восстанавливаем перпендикуляр до пересечения с кривой $\frac{\theta}{T} = f(T + \theta)$. Из точки А проводим горизонтальную линию до пересечения с осью ординат и находим $\frac{\theta}{T} =$ $= I,I$. Решая совместно $T + \theta = 3$ ч и $\frac{\theta}{T} = I,I$, вычисляем $T =$ $= I$ ч 26 мин, тогда время $\theta = I$ ч 34 мин. Время θ можно установить по графику (рис. 27), для чего из точек абсцисс для $T =$ $= I$ ч 26 мин проводим перпендикуляр до пересечения с кривой $\theta = F(T)$ и из точки Б до оси ординат. Находим $\theta = I$ ч 34 мин, т.е. аналитический и графический способы дают одинаковое время восстановления давления.

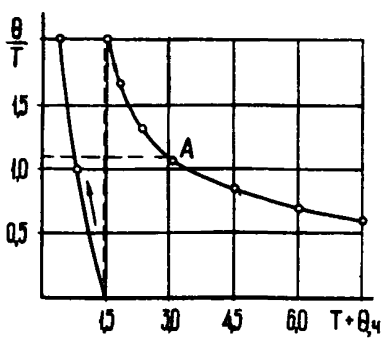


Рис. 26. График зависимости $\frac{\theta}{T}$ от общей продолжительности испытания пласта ИПТ.

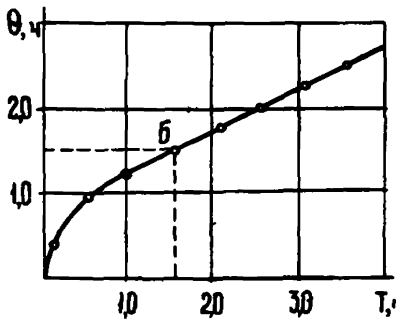


Рис. 27. График зависимости времени восстановления давления от времени притока при испытании пласта ИПТ.

Общая продолжительность выдержки испытательного инструмента на забое должна обеспечить получение объема пластовой жидкости, достаточного для однозначного заключения о насыщенности коллектора. При этом фиксируются кривые притока и восстановления давления (рис. 28), имеющие более выраженные крутые формы, чтобы после их обработки рассчитанные параметры пласта имели наименьшие погрешности.

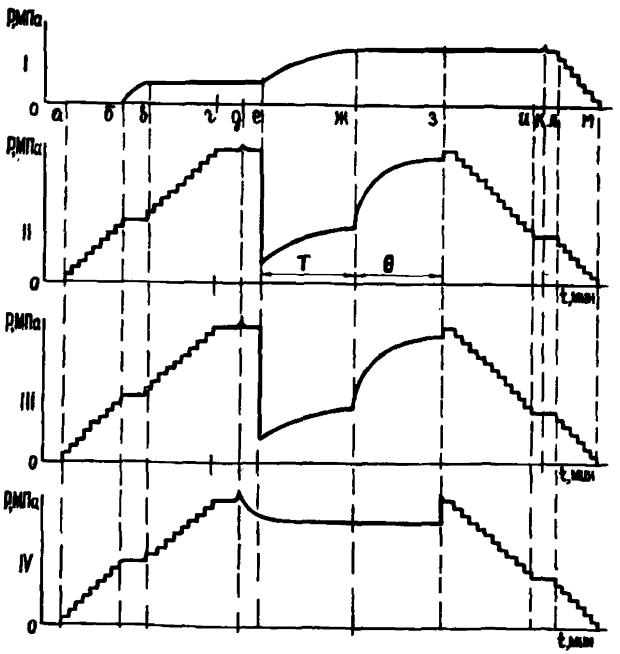


Рис. 28. Типовые диаграммы давления при одноцикловом испытании пласта, записанные манометрами, установленными над испытателем (I), в фильтре (II), ниже фильтра (III) и под нижним пакером (IV).

Данные по испытанию пластов ИПТ за последние годы показывают, что еще высок процент объектов с неустановленным характером насыщения. Уменьшению количества объектов с неустановленным характером насыщения должна способствовать технология многоциклового испытания с помощью МИГ-I46, МИГ-I27, МИК-95, приставки МП-I46 и ЗПКМ2-I46 за счет многократного создания депрессии и более интенсивного дренирования пласта.

Ввиду того, что при исследовании объекта с помощью ИПТ время наблюдения ограничено для качественной и количественной оценки пласта, важно правильно распределить время открытого и закрытого периодов испытания с учетом геологического разреза скважины, способа вскрытия пластов и насыщенности перспективных объектов.

Типовые диаграммы давления манометров, установленных в компоновке ИПТ, представлены на рис. 29.

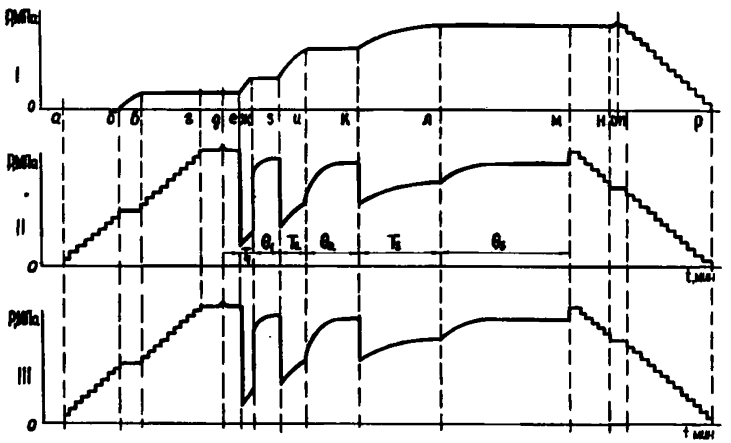


Рис. 29. Типовые диаграммы давления при многоцикловом испытании пласта, записанные манометрами, установленными над испытателем (I), в фильтре (II) и ниже фильтра (III).

Первый цикл открытого периода продолжительностью 3 - 5 мин позволяет снять избыточное давление, возникшее в результате просадки пакера, превышение гидростатического столба жидкости в стволе скважины над пластовым давлением и блокирующее действие на призабойную зону глинистой корки, шлама, раствора и фильтрата.

По интенсивности выхода воздуха из трубы на устье контролируют режим испытания и ориентировочно судят о гидропроводнос-

ти пласта и наличии гидравлической связи с полостью труб, а по положению уровня жидкости в затрубном пространстве оценивают герметичность пакерования. В случае пропуска пакера уровень в затрубном пространстве в период вызова притока будет резко снижаться.

Полученная при первом периоде (10 - 15 мин) КВД должна наиболее полно соответствовать величине первоначального пластового давления (см. рис. 29, диаграммы II и III).

Второй цикл испытания начинается (после регистрации кривой притока и восстановления давления в первом цикле) с момента повторного открытия МИГ-146, МИГ-127, МП-146 или ЗПКМ2-146. Цикл должен обеспечить более длительный вызов притока (время притока устанавливается оператором в зависимости от интенсивности притока, времени безопасного нахождения ИПТ в скважине)и продолжительное восстановление давления, причем время восстановления должно в два раза превышать время T_2 притока. Контроль за отбором проводят на устье скважины с помощью воздушной трубки, опущенной в емкость с водой, и по увеличению веса колонны труб на индикаторе веса буровой установки. Второй цикл является наиболее ответственным, так как по полученным КП и КВД определяют параметры пласта, коэффициенты продуктивности, степень призабойной закупорки, выдают заключение о промышленной ценности испытуемого объекта и рекомендации на проведение ГТМ.

Третий цикл может выполняться не полностью, т.е. может быть записана только кривая притока. Продолжительность цикла определяется оператором с учетом запаса хода часовых механизмов глубинных манометров. При этом увеличивается вероятность получения достаточного объема пластовой жидкости для уверенного заключения о характере насыщения пласта.

Запись диаграмм I, II, III глубинных манометров должна отражать техническую исправность и работу всех узлов ИПТ, манометров и часовых механизмов , герметичность пакеров при селективном испытании, характер притока жидкости и восстановления давления.

На диаграмме манометра I, установленного выше ЗП2-146,МП-146 и ЗПКМ2-146 при герметичных клапанах этих узлов и герметичности колонны труб в закрытые периоды, линии давления записываются параллельно оси времени (линии постоянного давления).

Поскольку при работе с испытателями пластов в период притока рост давления столба жидкости в трубах (см. рис. 29,диаграмма I)

приводит к увеличению давления на забое, снижая тем самым депрессию на пласт (диаграммы П,Ш), то со временем интенсивность притока снижается и дальнейшее нахождение инструмента на забое для получения качественной и количественной характеристик пласта становится малоэффективным, одновременно увеличивается опасность прихвата инструмента.

2.7. Снятие пакера, подъем ИПТ

По окончании закрытого периода испытания пласта снимают пакер с места его установки путем натяжки колонны бурильных труб. Вес на крюке постепенно увеличивают на 10 - 15% выше веса инструмента перед установкой пакера. При этом испытатель пластов растягивается, его впускной клапан закрывается и одновременно открывается уравнительный клапан. Давление жидкости в скважине через уравнительный клапан и шток пакера передается в подпакерное пространство.

Глубинные манометры, установленные в фильтре ИПТ и ниже его, запишут увеличение давления до гидростатического.

Сжимающую нагрузку с инструмента снимают постепенно с выдержкой 2-3 мин до освобождения пакера, контролируя вес на крюке по индикатору веса буровой установки. Если пакер не снимается, то освобождают инструмент при помощи гидравлического ясса. Если ясс в компоновке ИПТ не был установлен, то освобождению инструмента способствует повышение натяжки до допустимых пределов (не более грузоподъемности талевой системы) и оставление инструмента на 10 - 15 мин под натяжкой. Эти операции освобождают пакерующий элемент и опорные трубы хвостовика ИПТ.

Снятие пакера с ЯУ осуществляют аналогичными операциями.

В случае слабого притока вес колонны труб примерно равен весу перед установкой пакера. Поступление жидкости в большом объеме отмечается по индикатору увеличением веса инструмента на величину веса накопленного объема жидкости.

При технологической схеме селективного испытания объекта уравнительное устройство, установленное в нижнем пакере, позволяет при спуске ИПТ пропускать жидкость из-под нижнего пакера в фильтр, шток верхнего пакера и уравнительный клапан ИПТ в надпакерное пространство, исключая поршневание под нижним пакером.

В заданном интервале установки пакера под действием осевой нагрузки уравнительное устройство закрывается, и объем жидкости под нижним пакером изолируется от межпакерного пространства в

период испытания пласта. После завершения испытания пласта открытие клапана уравнительного устройства происходит при натяжке инструмента, и гидростатическое давление передается под нижний пакер. С целью управления этой технологической операцией в компоновке инструмента между якорным устройством и нижним пакером устанавливают одну или две утяжеленные бурильные трубы, с помощью которых при снятии нагрузки достигается последовательное выравнивание давления до гидростатического в интервале испытания, а затем под нижним пакером.

После снятия пакера с места его установки колонну труб с ИПТ поднимают до появления уровня жидкости в трубах. По количеству заполненных жидкостью труб определяют объем жидкости, поступившей из пласта, отбирают пробы из верхней трубы для проведения анализа, замеряют ареометром плотность жидкости. При подъеме инструмента затрубное пространство скважины необходимо непрерывно заполнять буровым раствором.

Комплексная партия по испытанию и геофизическим исследованиям может повторить измерение резистивиметром для контроля качества и количества накопленного объема жидкости из пласта и одновременно отобрать из нижней части колонны труб пробу жидкости с помощью желонки или пробоотборника.

Объем поступившей жидкости может быть вытеснен в емкость, для этого открывают циркуляционный клапан ИПТ, обратной циркуляцией переводят жидкость из труб и отбирают пробы на анализ. На емкости с пробами жидкости наклеивают этикетки.

После прекращения обратной циркуляции производят подъем труб, при этом жидкость сливается через отверстие циркуляционного клапана в затрубное пространство, предотвращая "сифон" и загрязнение рабочей площадки.

При подъеме инструмента категорически запрещается вращать ротор во избежание отвинчивания центратора якорного устройства.

Компоновку ИПТ разбирают по секциям, укладывают их на мостки и развинчивают на отдельные узлы.

Из приборных патрубков и фильтра извлекают глубинные манометры и пробоотборник с герметизированной пробой.

По диаграммам давления манометров ответственный исполнитель оценивает качество выполненных технологических операций, техническую работу узлов и клапанов ИПТ в процессе испытания. На картах давления записывает номер скважины, площадь, интервалы испытания, дату испытания, номера манометра и часового механизма, место и глубину установки манометра.

Узлы ИПТ, глубинные пробы и приборы, упакованные в специальные ящики, транспортируют на специализированную базу экспедиции по испытанию.

Ответственный исполнитель с представителем геологической службы заказчика составляет акт об испытании объекта (см. приложение 4).

Глубинный пробоотборник с пробой жидкости, отобранной на забое в конце третьего периода притока, укладывается в контейнер для транспортировки в лабораторию, где проба подвергается геохимическому анализу.

3. ОТБОР И АНАЛИЗ СКВАЖИННЫХ ПРОБ ЖИДКОСТИ И ГАЗА

3.1. Цель отбора скважинных проб

Отбор и исследование скважинных проб жидкости и газа при испытании объектов испытателем пластов на трубах производится с целью определения их физико-химических свойств и компонентного состава.

Результаты исследования компонентного состава газов и химического состава жидкости, извлеченных с помощью скважинных пробоотборников при испытании, используются для определения характера насыщенности объекта, когда в поднятой жидкости отсутствуют визуальные признаки нефти. В благоприятных случаях испытания, когда пробоотборником доставляются на поверхность пробы, однозначно характеризующие насыщенность испытуемого объекта (нефть, пластовая вода, газ), подобные результаты исследования используются для решения нефтепромысловых или гидрогеологических задач.

Интерпретация данных компонентного анализа газа и химического состава жидкости аналогична применяемой ныне при геохимических исследованиях и осуществляется с использованием палеток количественного содержания или соотношения комплектов, характерных для пластов определенной насыщенности в данном геологическом районе.

При работе с ИПТ в заведомо нефтенасыщенных пластах (при доразведке залежей, проведении различных технологических операций и др.) отбор скважинных проб нефти и газа проводится с целью определения параметров нефти и растворенного в ней газа в пластовых условиях.

Скважинные пробы при испытании объектов ИПТ отбираются пробоотборниками-накопителями или скважинными пробоотборниками, которые включаются в компоновку в последовательности и в количестве,

определяемом условиями испытания. В зависимости от задач, стоящих перед испытанием, и ожидаемой характеристики объекта испытания скважинные пробы отбираются в период вызова притока, непосредственно в момент закрытия клапана испытателя, а также при подъеме бурильных труб с ИПТ. Ввиду технических трудностей, связанных с полной герметизацией скважинной пробы в большом объеме, использование пробоотборников-накопителей менее эффективно, чем автономных скважинных пробоотборников.

3.2. Оценка качества пробы

Цель оценки качества отобранной пробы состоит в том, чтобы установить, в какой степени скважинная проба соответствует смеси флюидов, которые находились в пробоотборнике в момент закрытия его клапанов в точке отбора. Различают три степени качества скважинных проб: качественную, частично дегазированную, некачественную.

Качественная проба: пробоотборник герметичен и до момента исследования вещественный состав отобранной пробы не изменился.

Частично дегазированная проба: пробоотборник негерметичен и в процессе его подъема произошло выделение газа из жидкости.

Некачественная проба: не закрыты один или оба клапана пробоотборника, флюид в пробоотборнике в процессе подъема ИПТ перемешался со скважинной жидкостью.

Для оценки качества отобранной пробы используются результаты визуального контроля и замеры величины давления в пробоотборнике.

Результаты визуального контроля включают внешний осмотр, который необходим сразу же после подъема ИПТ и извлечения пробоотборника. Перед осмотром пробоотборник необходимо отмыть от грязи и шлама и обтереть насухо ветошью. Появление пузырьков газа и капелек жидкости в местах соединений свидетельствует о негерметичности пробоотборника.

Давление в пробоотборнике является существенным критерием качества пробы, но должно интерпретироваться в совокупности с остальными признаками. Значительная величина давления при отсутствии признаков подтекания свидетельствует о герметичности пробоотборника. При испытании глубокозалегающих объектов и значительном отличии забойной температуры от поверхностной давление в пробоотборнике может оказаться намного ниже, чем на глубине отбора пробы. В этом случае необходимо определить давление в термоста-

тированном пробоотборнике при забойной температуре, проба перед измерением в ней давления должна быть тщательно перемешана длительным раскачиванием пробоотборника в штативе.

3.3. Дегазация скважинной пробы

Дегазация отобранной пробоотборником пробы производится с помощью портативной установки непосредственно на скважине после извлечения прибора из ИПТ. Камера пробоотборника закрепляется в штативе. После открытия верхнего клапана с помощью специальной головки 3 (рис. 30), снабженной манометром 4, выделившийся газ дозируется вентилем 5 в сепаратор 6 и газометр 7, заполненный соленой водой. Для предотвращения попадания соленой воды в камеру пробоотборника в специальной головке предусмотрен разделительный поршень II. Открытие клапана происходит путем постепенного вращения головки и упора поршня. Момент открытия фиксируется по резкому подъему давления на манометре.

После полной дегазации пробы жидкость из камеры пробоотборника вытесняют соленой водой, залитой в буферную емкость, через переводную головку при открытом вентиле. Объем вытесненной жидкости замеряется в сепараторе. Если в результате дегазации первого пробоотборника установлено, что скважинная проба представляет собой нефть (или смесь нефти с водой, где нефть составляет 30% и более по объему), то пробу во втором (или последующих) пробоотборнике необходимо доставить в ближайшую лабораторию для проведения полного физико-

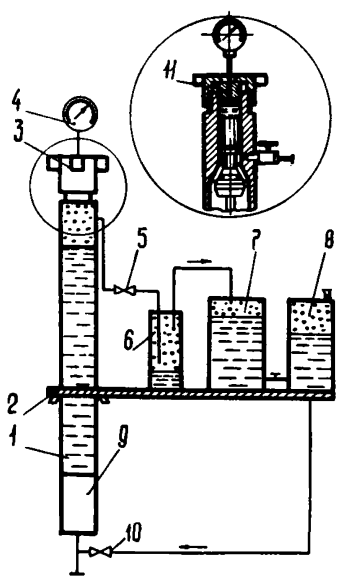


Рис. 30. Принципиальная схема дегазации скважинной пробы жидкости из пробоотборника:

I - камера пробоотборника; 2- штатив; 3 - накидная гидравлическая головка; 4 - манометр; 5, I0 - вентили; 6 - сепаратор; 7 - газометр; 8 - напорный сосуд; 9 - переводная головка; II - поршень.

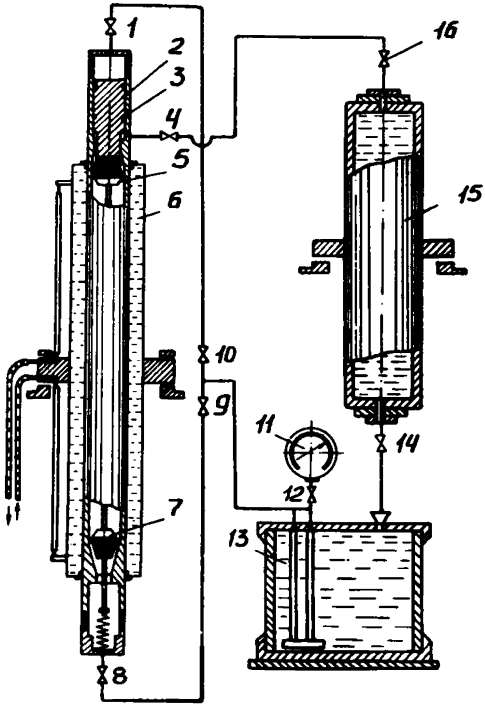


Рис. 31. Принципиальная схема перевода проб в контейнер из камеры пробоотборника:

1, 4, 8, 9, 10, 12, 14, 16- вентиль; 2 - поршень-разделитель; 3 - уплотнитель; 5, 7 - клапан; 6 - сепаратор; 11 - манометр; 13 - ручной насос; 15 - контейнер.

химического анализа. Доставлять пробы во втором пробоотборнике (или последующих) в лабораторию можно лишь после проверки их герметичности непосредственно на скважине. Транспортировать отобранные пробы можно и в контейнерах, в которые проба переводится из пробоотборников при возникновении сомнения в их герметичности. Для перевода используется ручной насос 13 (рис. 31), заполненный соленой водой. Перед открытием верхнего клапана 5 система трубок высокого давления, контейнер и насос заполнены соленой водой. Верхний клапан открывается с помощью поршня 2. В момент открытия верхнего клапана вентили 1, 8, 14, 16 должны быть закрыты. После открытия верхнего клапана и стабилизации давления приступают к переводу пробы. Вытеснение пробы в контейнер производится через верхний клапан 1 и переводную головку, при этом вентили 4, 10 закрыты, остальные - открыты. Скорость истечения соленой воды из контейнеров в емкость ручного насоса регулируется вентилем 14. При переводе пробы давление вытеснения в системе необходимо поддерживать постоянным на уровне 2-3 МПа выше давления открытия клапана.

По результатам дегазации заполняется бланк, куда заносятся наименование площади, номер скважины, интервал испытания, дата отбора пробы, количество выделившегося газа и жидкости.

3.4. Анализ отобранных проб жидкости и газа

Скважинные пробы в зависимости от их качества и характера жидкости, поднятой в пробоотборнике, в процессе испытания должны подвергаться экспресс-анализу или полному анализу.

Экспресс-анализ проводится непосредственно на скважине либо в лабораториях ПГК и заключается в оперативном определении характера поступившей в пробоотборник жидкости; количественного соотношения жидкостей в смеси (нефти, воды, раствора); количества выделившегося газа.

При поступлении в пробоотборник чистой нефти или смеси, если содержание нефти в смеси превышает 30%, проводится полное исследование физико-химических свойств нефти в пластовых условиях. Определяются следующие параметры: давление насыщения; газосодержание пластовой нефти; объемный коэффициент; вязкость в пластовых условиях; коэффициенты сжимаемости и температурного расширения; плотность пластовой и дегазированной нефти; химический состав дегазированной нефти (фракционный и углеводородный состав, содержание парафина, серы, смол, асфальтенов, молекулярный вес и др.).

Исследование физико-химических свойств пластовой жидкости производится на установках типа УИПН-2М, АСМ-300, АСМ-600, УПН-Гипротюменнефтегаз и УПН-БашНИПИнефть.

Результаты полного исследования свойств пластовой нефти вместе с материалами по испытанию объекта передаются геологоразведочным или нефтедобывающим организациям, ведущим подсчет запасов нефти и газа, анализ и контроль за разработкой месторождений.

3.5. Интерпретация результатов исследования скважинных проб

Основной задачей интерпретации результатов исследования скважинных проб, как и основной задачей испытания вообще, является оценка характера насыщенности пласта. Получение обоснованного ответа на вопрос о характере насыщенности требует привлечения всей имеющейся информации, в том числе результатов анализа скважинной пробы. Количественные и качественные определения характера насыщенности, приводимые ниже, базируются на материалах обобщения геохимических закономерностей для каждого изучаемого района и должны постоянно дополняться и корректироваться. Для оценки ха-

рактера насыщенности пласта по результатам анализа скважинных проб используются следующие данные: характер отобранной пробы; компонентный состав газа; количество газа, растворенного в жидкости; давление насыщения, содержание асфальтенов в нефти, коэффициент светопоглощения.

Характер отобранной пробы. Отобранная проба может представлять собой нефть, пластовую воду, буровой раствор или его фильтрат, газ или смеси перечисленных флюидов в различных сочетаниях. Наиболее вероятная интерпретация при различных отобранных пробах приведена в табл. I7. При пользовании этой таблицей необходимо иметь ввиду следующее: I) данные о характере отобранной пробы в ряде случаев не дают однозначного ответа о возможной нефтенасыщенности пласта; для правильной интерпретации необходима дополнительная информация; 2) приведенные наиболее типичные примеры не охватывают всего многообразия конкретных обстоятельств; анализ и учет этих обстоятельств является необходимым условием объективной и успешной интерпретации.

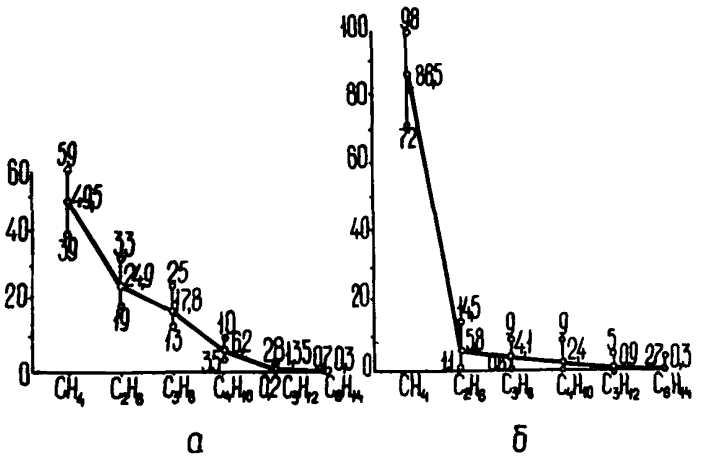
Таблица I7

Характеристика отобранной пробы	Наиболее вероятная интерпретация
I	2
Чистая нефть	В интервале испытания имеется пласт (пласты), содержащий подвижную нефть без подошвенной воды, водоносных пластов нет
Кроме нефти содержится пластовая вода(в виде эмульсии или в свободном состоянии)	В интервале испытания кроме нефтеносного имеется водоносный пласт (пласты) или подошвенная вода
Кроме нефти содержится буровой раствор,фильтрат или их смесь	В интервале испытания имеется нефтеносный пласт. Но при испытании буровой раствор,фильтрат и их смесь не вытеснены за период притока из подпакерного пространства
Кроме нефти содержится газ	I. В интервале испытания имеется нефтеносный пласт.При испытании давление на забое значительно ниже давления насыщения пластового флюида и в момент закрытия клапанов флюид в пробоотборнике представлял газожидкостную смесь.
	2. Пробоотборник негерметичен. При его подъеме часть флюидов вытеснялась наружу через негерметичные соединения.Вследствие понижения давления часть газа выделилась из нефти.
	3. К интервалу испытания приурочена залежь нефти с газовой шапкой.При испытании через инструмент и пробоотборник движется газонефтяная смесь.

Продолжение табл. I7

I	2
	Для выбора одного из трех возможных заключений используются сведения геологического порядка (могут быть в данном районе залежи с газовой шапкой), признаки негерметичности пробоотборника (низкое давление в камере пробоотборника, выделение пузырьков газа или нефти в соединениях)
В основном газ	I. В интервале испытания имеется газоносный пласт. 2. В интервале испытания имеется нефтеносный пласт. При испытании ниже давления насыщения флюида выделилось значительное количество газа, который после закрытия запорного клапана создал под ним газовую подушку. Для выбора одного из двух возможных заключений используются данные об углеводородном составе газа
Незначительное количество (или пленка) нефти и пластовая вода	I. В интервале испытания имеется пласт с "остаточной" нефтью, незначительное содержание которой в пористой среде определяет для нее низкую фазовую проницаемость. Фазовая проницаемость для воды значительна. 2. В интервале испытания имеется пласт, насыщенный вязкой, малоподвижной нефтью, возможно обладающей структурными свойствами, а также водоносный пласт. При испытании основную долю притока составляет пластовая вода. 3. Мощность водоносного пласта значительно превосходит мощность нефтеносного. Для выбора одного из возможных заключений могут быть использованы данные о физико-химических свойствах нефти (вязкость, $K_{сп}$, плотность), данные об углеводородном составе газа (значительное содержание бутанов и пентанов, низкое значение отношений содержания изомеров и нормальных углеводородов говорят об остаточном характере нефтенасыщения), прямые и косвенные данные, характеризующие нефтенасыщенность разреза (результаты геофизических исследований, анализа керна, шлама, грунтов в интервале испытания)
Пластовая вода (без признаков нефти)	В интервале испытания имеется только водоносный пласт (пласты). Дополнительным подтверждением этого вывода могут служить результаты анализа газа, извлеченного из воды
Пластовая вода, буровой раствор, его фильтрат, их смесь (без признаков нефти)	В интервале испытания имеется только водоносный пласт. Углеводородный состав извлеченного газа должен служить дополнительным критерием
фильтрат или его смесь с буровым раствором	Единственным критерием, позволяющим судить о характере нефтенасыщенности пласта, является состав растворенного газа. Близость этого газа по составу к типичным газам, пластовой воде или нефти может подсказать характер насыщенности в интервале испытания
Буровой раствор	Объем извлеченной из пласта жидкости недостаточен для оценки характера нефтенасыщенности пласта.

Состав газа. Углеводородный состав газа, выделенного из пробы, которая содержит некоторое количество нефти, соответствует составу попутного нефтяного газа (рис. 32). Данные о составе газа не представляют особого интереса, поскольку имеются прямые признаки нефти.



а б

Рис. 32. Графики среднего состава углеводородного газа нефтенасыщенного (а) и водонасыщенного (б) пластов.

Данные об углеводородном составе газа представляют интерес, если в пробе содержится только пленка нефти. Тогда необходимо решить: является нефть "остаточной" (т.е. практически неподвижной) или в интервале испытания имеются пласты с подвижной нефтью, но ее не удалось извлечь в достаточном количестве из-за применения несовершенной технологии испытания. По данным некоторых исследователей признаками остаточного характера нефтенасыщенности являются, во-первых, высокое содержание в газе изобутана (больше 5%) и изопентана (больше 4%); во-вторых, соотношение содержания изопентана к нормальному пентану меньше единицы.

Если отобран фильтрат бурового раствора, пластовая вода, их смесь, полезно уточнить, нет ли в испытываемом интервале пластов с признаками нефти. Если выделенный газ содержит повышенное количество метана (больше 70 – 80%), незначительное количество тяжелых компонентов и пониженные количества изобутана (меньше 0,3%) и изопентана (меньше 0,5%), то наиболее вероятным является отсут-

ствие нефтеносных пластов в интервале испытания (см. рис. 32,б). Если отобранная проба представляет собой газ, то углеводородный состав последнего поможет уточнить его происхождение. При этом может быть два случая: первый случай - газ выделился в пласте из нефти или воды при давлении на забое, которое значительно ниже давления насыщения; второй случай - газ отобран при испытании газоносного пласта (интервала).

Для установления характера насыщения испытуемого объекта нужно использовать соотношение различных компонентов полученного газа между собой. Наиболее информативными являются такие газовые коэффициенты, как C_1/C_{2+5} ; C_2/C_3; н-C_4/и-C_4 (табл. I8).

Таблица I8

Тип газа	Газовые коэффициенты		
	C_1/C_{2+5}	C_2/C_3	н-C_4/и-C_4
Попутный,	I0	I	2,0
в том числе относящийся			
к сводовой части	I -5	0,35-0,5	2,0
к приконтурной части	5-I0	0,7-0,9	2,0
к законтурной части	I0-50	I - 3	I,5
Газовые шапки	I0-25	I - 3	2,0
Чисто газовые залежи	45-70	3 - 6	2,0
Водорастворенные "пустые" структуры	50	3	I,0

Как видно из табл. I8, углеводородные компоненты обладают различной степенью информативности о нефтегазоносности испытуемого объекта и только совместное использование нескольких газовых коэффициентов позволяет более однозначно определить тип газа (залежи), следовательно, характер насыщения.

Количество газа, растворенного в жидкости, Γ_c. Высокая величина Γ_c (больше 3-5 $м^3/м^3$ для большинства районов) является признаком присутствия углеводородных скоплений в испытываемом интервале. Как правило, высокое значение Γ_c отмечается, когда в пробе содержится хотя бы некоторое количество нефти.

Гораздо больший интерес представляет случай, когда в пробе нет прямых признаков нефти. Повышенное значение Γ_c может явиться признаком наличия нефтенасыщенного пласта в интервале испытания. Для оценки, насколько фактический Γ_c, обусловленный не только растворенным, но и свободным газом в пробоотборнике, выше максимального при пластовых значениях температуры и давления, можно пользоваться палеткой (рис. 33).

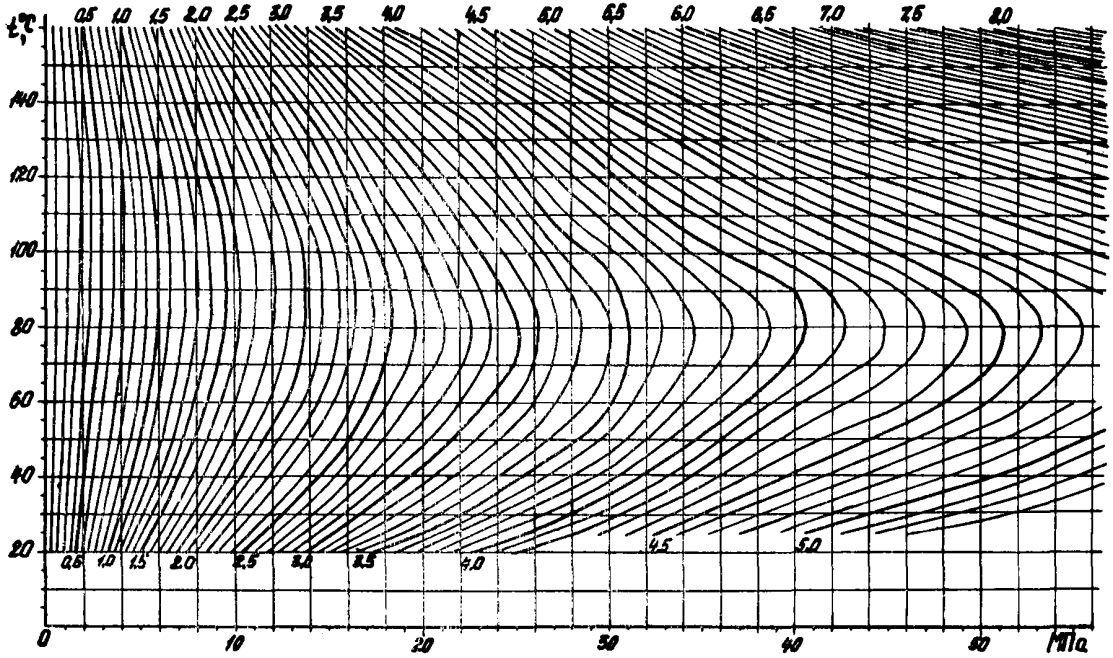


Рис. 33. Номограмма растворимости метана в воде в зависимости от давления и температуры.

Пониженная величина Γ_c при отборе нефти может стать показателем негерметичности пробоотборника. В целом же величина Γ_c подлежит интерпретации с учетом всего комплекса данных, полученных при испытании и анализе отобранной пробы.

Если отобран фильтрат бурового раствора (без примеси пластовой воды), содержащий повышенное количество углеводородных газов, то это может быть признаком нефтегазонасыщенности пласта в испытываемом интервале.

Давление насыщения. Давление насыщения жидкости газом, если жидкость и газ имеют одинаковый химический состав, определяется количеством растворенного газа, поэтому давление насыщения является дополнительным параметром. Повышенная, по сравнению с фоновыми значениями, величина давления насыщения, особенно если она близка к характерным для нефтяных залежей, может служить признаком наличия нефтенасыщенного пласта в интервале испытания или пространственной близости залежи к данной скважине.

При интерпретации величины давления насыщения необходимо учитывать также состав газа. Повышенное давление насыщения за счет высокого содержания в газе азота и метана при отсутствии тяжелых компонентов (бутанов, пентанов и выше) еще не является признаком присутствия нефтенасыщенного пласта.

Содержание асфальтенов, коэффициент светопоглощения нефти $K_{сп}$. При очень незначительном количестве нефти в пробе важно установить причину этого факта. Одной из причин может оказаться малая подвижность нефти ввиду ее сильной окисленности. Окисление нефти характеризуется высоким содержанием асфальтенов. Для установления окисленности нефти может быть использован фотоколориметрический метод, поскольку для анализа достаточно небольшое количество нефти. Между содержанием асфальтенов и величиной $K_{сп}$ нефти установлена прямая зависимость, которая получена по результатам исследования нефтей многих месторождений и горизонтов:

$$q_{асф}\,\% = 0{,}0093\ K_{сп} - 1{,}46. \qquad (4)$$

Таким образом, высокое значение $K_{сп}$ нефти ($> 4000 - 5000$) следует интерпретировать как признак высокой окисленности нефти и ее малой подвижности.

Изучение физико-химических свойств пластовой и дегазированной нефти является обязательной составной частью при исследовании нефтяных залежей. Определение углеводородного состава газа, минерального компонентного состава пластовой воды, а также других фи-

зико-химических свойств необходимо при подсчете запасов, проектировании разработки и гидрогеохимических исследованиях, поэтому если пробоотборником отобраны в достаточном количестве и в чистом виде нефть или пластовая вода, пробы должны быть отправлены в соответствующие лаборатории для физико-химического исследования.

Такие параметры, как давление насыщения, газовый фактор, будут характеризовать пластовые жидкости только в том случае, если процесс отбора пробы происходил при давлении на забое выше давления насыщения.

При низком пластовом давлении, когда нет других способов отбора качественной пробы пластовой жидкости, пробоотборник в комплексе с испытателем пластов может быть применен специально с этой целью в интервалах, содержащих заведомо нефтеносные пласты.

4. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЯ

Под интерпретацией результатов испытания понимаются оценка качества проведенных операций, определение характера насыщения и обработка кривых с целью определения параметров пласта.

4.I. Оценка качества проведенных работ с ИПТ

Глубинные манометры, которые устанавливаются в соответствующих местах компоновки испытателя пластов на трубах, позволяют установить, как происходил спуск инструмента; убедиться в герметичности резьбовых соединений труб над испытателем на период испытания, в герметичности впускных и запорных клапанов, установить интенсивность притока и т.д.

Чтобы уверенно квалифицировать рейс испытателя пластов, необходима установка глубинных манометров на забое (рис. 34, IУ), в фильтре (Ш), между впускным и запорным клапанами (П) и в трубах над испытателем пластов. В случае селективного испытания устанавливается манометр под нижним пакером (У). Часто манометры устанавливаются не во всех указанных местах, а только в фильтре. Это недопустимо, так как судить о качестве рейса в целом невозможно. Так, при отсутствии манометра над испытателем пластов не может быть решен вопрос, откуда и сколько поступило жидкости в трубы; при отсутствии манометра на забое не могут быть определены параметры пласта призабойной зоны в случае средних и интенсивных притоков, а в определенной ситуации невозможно установить, засорен клапан испытателя или исследуется слабопроницаемый пласт.

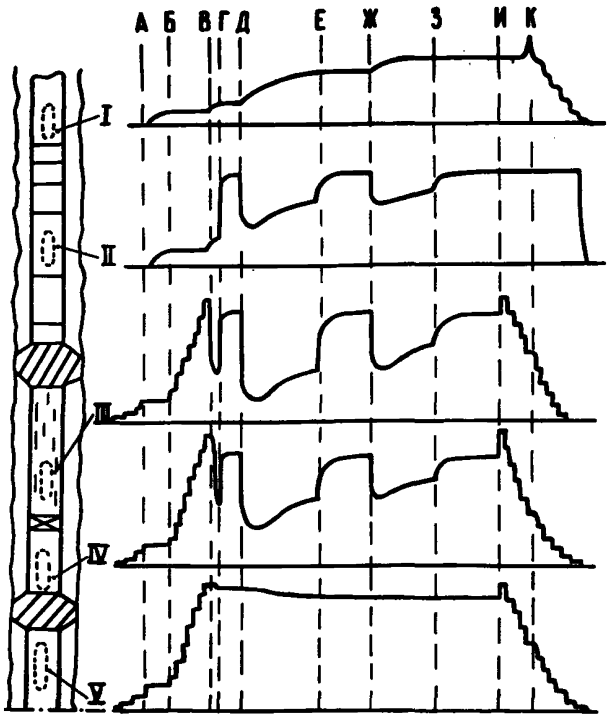


Рис. 34. Схема ИПТ с указанием мест установки глубинных манометров (I-У) и образцы записей, получаемых при селективном испытании коллекторов с гидропроводностью 10 - 20 Д.см/сП.

Манометр, установленный в фильтре, фиксирует давление в фильтре, а чтобы было зафиксировано забойное давление, манометр следует установить в специальном переводнике или в фильтре, разделенном глухим переводником от той части фильтра, где имеет место поток.

Чтобы получить качественные записи всех глубинных манометров, многие операторы устанавливают по два и даже по три дублирующих скважинных манометра. Однако установка их во всех указанных местах и качественная запись не позволяют определить негерметичность пакеровки, если не зафиксировано визуально положение уровня скважинной жидкости за колонной. Значительные осложнения встречаются тогда, когда в стволе имеются неперекрытые зоны поглощений. Только тщательный анализ разреза скважины, состояния ствола, характера кривых притока и результатов обработки всех кривых позволяет правильно оценить успешность операции.

Рассмотрим основные элементы записей, отражающих следующий процесс: спуск инструмента - испытание - подъем.

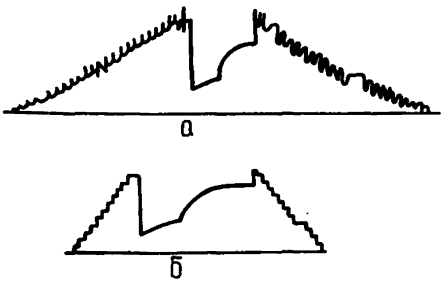


Рис. 35.

Спуск и подъем испытателя фиксируется манометрами Ш, IУ, У, сообщающимися со скважиной. В большинстве случаев, когда манометры обладают чувствительностью не ниже паспортной, спуск и подъем инструмента фиксируется, как показано на рис. 35. Резкое увеличение давления (см. рис.35, а) ниже пакера при движении ИПТ вниз возникает в результате того, что жидкость не успевает проходить через уравнительные отверстия испытателя и по кольцевому зазору скважина-пакер. В момент навинчивания очередной свечи давление под и над пакером выравнивается за 0,5 -I мин. Очевидно, чем лучше подготовлен ствол скважины для испытания и меньше диаметр пакера,тем быстрее произойдет выравнивание давлений над и под пакером.

После спуска запланированной длины инструмента производится обычно его заполнение (см. рис. 34, участок А-Б) с целью снижения депрессии на пласт, обеспечения записи манометра I с момента открытия впускного клапана, а также для предотвращения смятия колонны труб. Манометры Ш, IУ, У в этом случае регистрируют постоянное давление. Манометр I так же, как и манометр П, вначале не фиксирует давления и фиксирует только тогда, когда давление превысит так называемую точку страгивания. Манометрами Ш, IУ и У регистрируется дальнейший спуск инструмента, а манометры I и П фиксируют постоянное давление (участок Б-В). Остановок для частичного заполнения труб над испытателем может быть несколько. После того как инструмент достигает места для установки пакера, манометры Ш, IУ и У фиксируют постоянное давление, равное гидростатическому. По времени это соответствует проведению работ, связанных с подготовкой к пакеровке. В момент пакеровки часто фиксируется резкое увеличение давления на забой. Если не удается сразу запакероваться, то таких скачков давления бывает несколько.

Манометры Ш, IУ и У регистрируют (точка В) открытие впускного клапана. Если объект испытания содержит проницаемые разности и пласт проявляет себя, то по всем манометрам регистрируется первая кривая притока (участок В-Г). Участок Г-Д соответствует первому закрытому периоду - сработало запорное устройство и между пакера-

ми происходит восстановление пластового давления. Манометр I в закрытый период фиксирует постоянное давление, так как он изолирован от пласта запорным клапаном. Участки Д–Е–Ж, Ж–З–И соответствуют времени притока и восстановления давления второго и третьего циклов.

После завершения работ на забое производится распакеровка, которая четко фиксируется повышением давления (точка И) манометрами Ш, IУ, а при двухпакерной компоновке также и манометром У. Манометры I и II не фиксируют каких-либо изменений давления с момента распакеровки, поскольку от подпакерного пространства они изолированы впускным клапаном, а манометр I, кроме того, и запорным.

Во время подъема инструмента момент срабатывания циркуляционного клапана фиксируется манометром I (точка К), после чего этот манометр также фиксирует ступенчатое падение давления, что связано с истечением жидкости из бурильных труб.

При двухпакерной компоновке ИПТ, если под нижним пакером имеется проницаемый пласт, манометр У в период пакеровка – распакеровка (участок В–М) фиксирует постоянное или плавно снижающееся давление (не ниже пластового).

Образцы записей глубинных манометров, представленные на рис. 34, на практике встречаются довольно редко, но характер и содержание их в большинстве случаев именно таковы. Ниже рассматриваются образцы записей, отражающие специфику конкретного испытания, а также образцы записей, характерные для наиболее часто встречающихся неполадок с ИПТ, измерительной техники, нарушений или неправильно выбранной для данного случая технологии проведения работ. Полный комплект записей глубинных манометров не будет приводиться, так как для объяснения достаточно бывает записи двух или даже одного манометра, и записи для удобства будут упрощены, поскольку не влияют на объяснение того или иного процесса испытания. Например, процесс спуска и подъема инструмента почти всегда занимает больше времени, чем работа на забое, или же по причине инерционных сил и эффекта поршневания на бланках записи фиксируется много различных штрихов, мешающих объяснению какого-либо отдельного процесса (см. рис. 35, а). Если рассматривается случай, не имеющий отношения к спуско-подъемным операциям, то в представленном образце записей этот момент будет отражен схематично, т.е. сокращен масштаб и исключены ненужные штрихи (см.рис.35,б).

На практике широко используются манометры типа МГП-3М, где

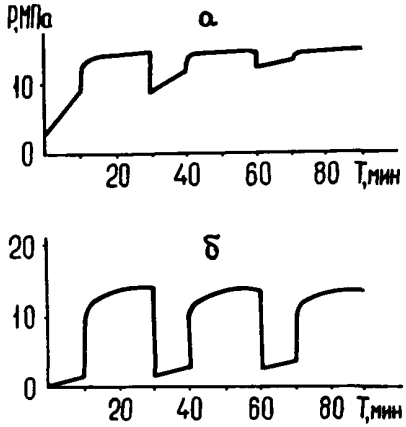


Рис.36.

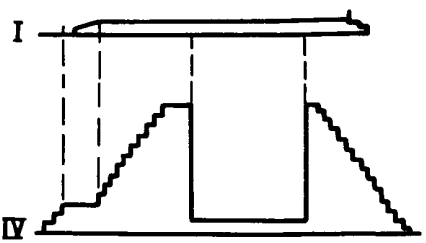
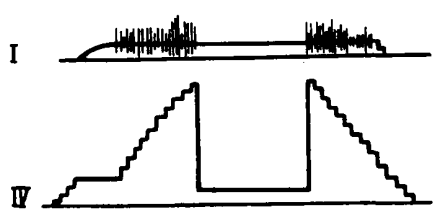


Рис. 37.



а



б

ширина бланка соответствует записи по времени I ч, поэтому многочасовая работа фиксируется часовыми периодами, накладываясь один на другой. Для объяснения процесса испытания неудобно рассматривать запись в таком виде, поэтому основная часть записей будет представлена в развернутом виде, подобно записи глубинных манометров типа МГИ, МГН и т.п.

Из-за большого разнообразия невозможно представить все характерные записи глубинных манометров, задача данного руководства - научить правильно читать и разбираться в записях глубинных манометров, получаемых при работе с испытателями пластов на трубах.

Рассмотрим образцы записей глубинных манометров при различной интенсивности притока жидкости из пласта. Диаграммы записей манометров, установленных под фильтром, полученные при трехцикловом испытании пластов с гидропроводностью 100 и 10 Д·см/сП и пластовом давлении 15 мПа, приведены на рис. 36.

Если приток из пласта полностью отсутствует (рис.37,38), то манометры I и II фиксируют постоянное давление с момента предварительного заполнения труб над испытателем до окончания работ. Выше и ниже давления от заполнения труб жидкостью часто

Рис.38. Диаграммы записей манометров МГИ(а) и МГП-3М(б).

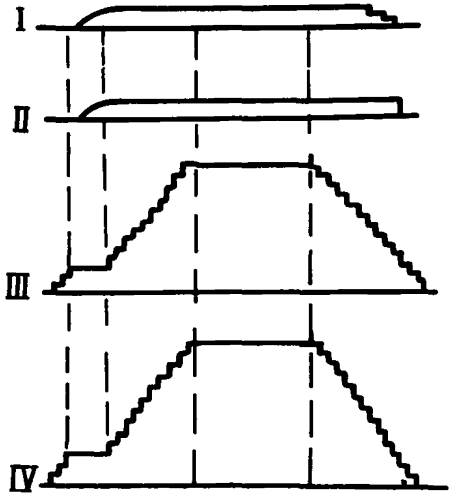


Рис. 39.

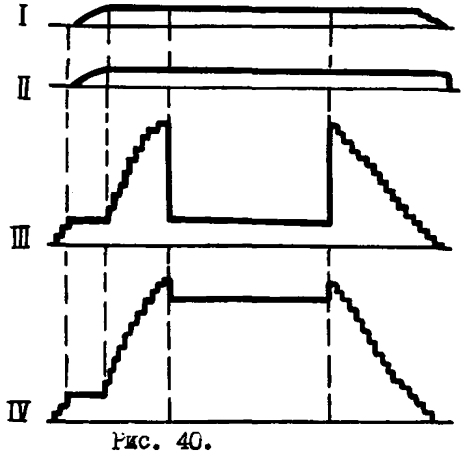


Рис. 40.

фиксируются штрихи (см.рис.38), которые являются следствием скачков знакопеременных давлений за счет инерции жидкости. Если не было предварительного заполнения труб, весь период испытания фиксируется только нулевой линией, а остальные манометры фиксируют момент открытия впускного клапана снижением давления до величины, равной столбу жидкости внутри труб, которое до срыва пакера остается постоянным.

Манометры I и II фиксируют отсутствие притока и тогда, когда впускной клапан по каким-либо причинам не открылся (рис. 39). В отличие от предыдущего случая остальные манометры от окончания спуска до начала подъема инструмента фиксируют постоянное давление, равное гидростатическому.

В процессе спуска инструмента засоряются иногда щели фильтра и несмотря на открытие впускного клапана депрессия на пласт не создается, а отсюда приток (как и в двух предыдущих случаях) отсутствует. Отличие в записях такой ситуации состоит в том, что манометр III фиксирует постоянное давление, равное столбу жидкости в трубах над испытателем, а манометр IУ - давление, равное гидростатическому давлению (рис. 40), или слабое падение, стремящееся к пластовому.

После открытия впускного клапана и поступления некоторого количества жидкости нередко поток жидкости увлекает за собой песок и осадок с забоя, засоряя им щели фильтра или канал (пунктирная линия на рис. 41) испытателя, при этом на забое давление снижает-

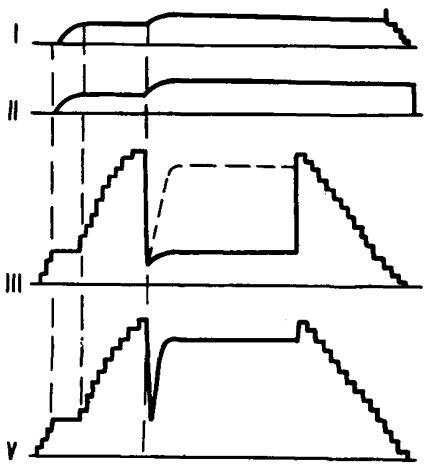


Рис. 4I.

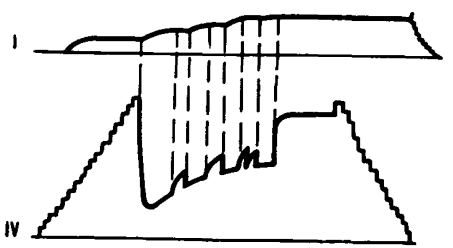


Рис. 42.

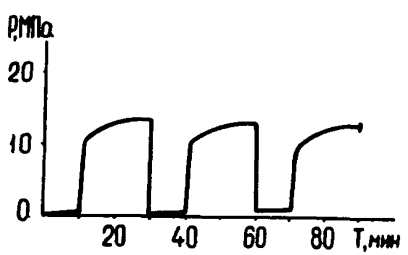
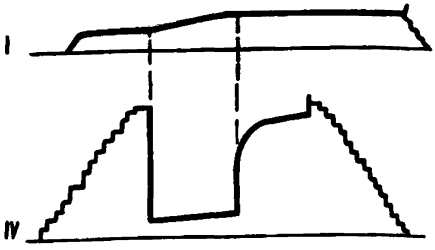


Рис. 43.

ся на короткое время и тут же восстанавливается иногда даже до пластового.

Щели фильтра или канала испытателя иногда засоряются периодически, т.е. после резкого увеличения давления на забое канал очищается, затем вновь засоряется и т.д. (рис. 42). Спуск испытателя в этом случае считается вполне успешным - жидкость в трубы поступает в количестве, достаточном для заключения о характере насыщения, и запись интерпретируемых кривых притока и восстановления давления получается удовлетворительной.

На практике часто испытываются объекты с низкой гидропроводностью ($kh/\mu < 5$) ввиду того, что именно в такой ситуации возникают сомнения при интерпретации данных промыслово-геофизических исследований. При многоцикловом испытании низкопродуктивного пласта ($kh/\mu \leq I$) диаграмма глубинного манометра аналогична представленной на рис. 43. Как видно из рис. 43 и 44, интенсивность нарастания давления в период притока настолько слаба, что обработка кривых камеральными методами затруднена или даже невозможна. Обработка же КВД обычно не вызывает каких-либо затруднений.



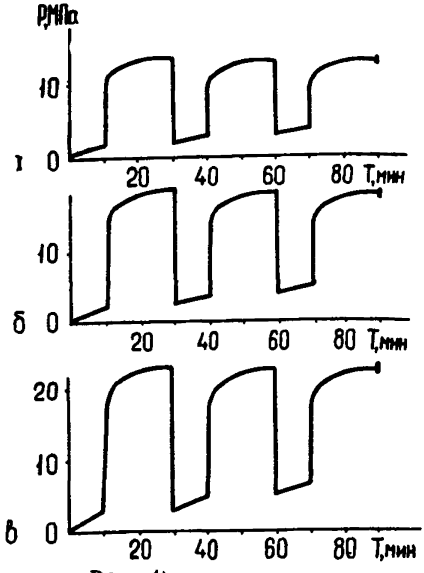


Рис. 45.

В случае многоциклового испытания объектов с различными пластовыми давлениями (15; 20; 25 МПа и гидропроводностью около 10 Д.см/сП кривые притока и восстановления забойного давления регистрируются по типу диаграммы, представленной на рис. 45.

При гидропроводности испытуемого объекта б о л е е 20 Д.см/сП момент открытия впускного клапана фиксируется не вертикальной линией, а наклонной в сторону увеличения времени. Чем выше активность пласта и меньше диаметр штуцера, тем отклонение от вертикали больше (рис. 46).

При гидропроводности пласта более 200–250 Д.см/сП характер кривых (рис.47) затрудняет обработку кривых притока и восстановления давления, так как изменение давления во времени происходит ниже чувствительности манометров и давления по величине фиксируются близкими к пластовым.

Не следует с вышеуказанным путать случаи, когда после открытия впускного клапана верхний пакер не обеспечивает герметичности интервала испытания (рис. 48). Негерметичность пакеровки можно зафиксировать по падению уровня на устье, но если в разрезе скважины выше пакера имеются интенсивно поглощающие пласты, то визуальный контроль с поверхности становится невозможным.

Иногда операторы только по записи манометра I или IУ пытаются оценить активность проявления объекта. Сравним две записи манометра I (рис. 44 и 49), они идентичны, однако при сравнении запи-

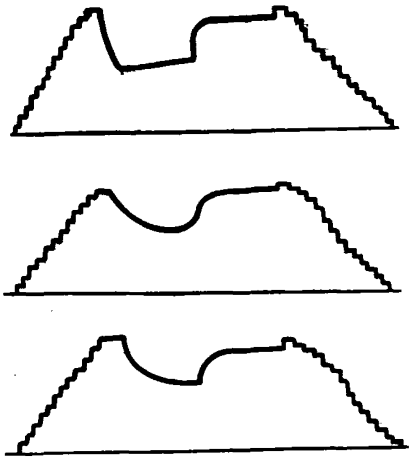


Рис. 46.

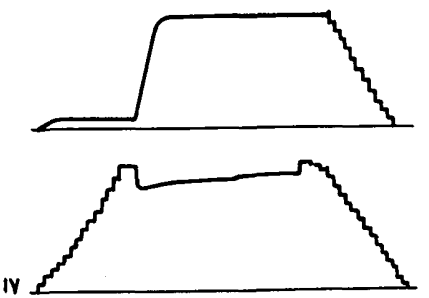


Рис. 47.

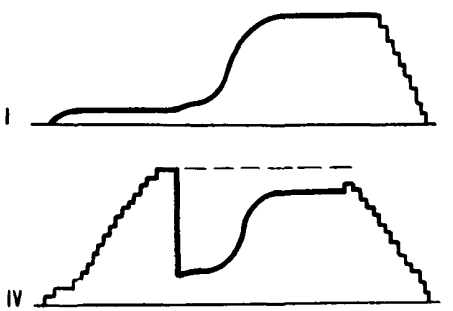


Рис. 48.

сей манометров IУ видно, что в первом случае объект с низкой гидропроводностью, а во втором - с высокой, но имело место засорение щелей фильтра, канала испытателя или был установлен штуцер, диаметр которого меньше того, что нужно для испытания данного объекта. В результате больших сопротивлений потоку жидкости из пласта на забое создалось высокое давление, т.е. депрессия на пласт была незначительна.

Сравним две записи манометра IУ (рис. 49 и 50). Несмотря на их идентичность, по рис. 50 нельзя оценить активность проявления объекта, так как из-за негерметичности резьбовых соединений над испытателем в процессе спуска в трубы поступило много скважинной жидкости из затрубного пространства. О негерметичности труб свидетельствует (по манометру I) ступенчатое нарастание давления в процессе спуска инструмента. Спуск испытателя считается неудачным.

По записи (рис. 5I) глубинных манометров, когда проницаемость призабойной зоны значительно ниже, чем удаленной, заключение подтверждается слишком резким нарастанием давления после закрытия запорного клапана. Однако анализ подобных записей показал, что указанная причина не является

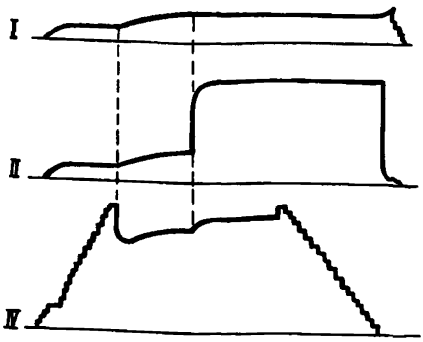


Рис. 49.

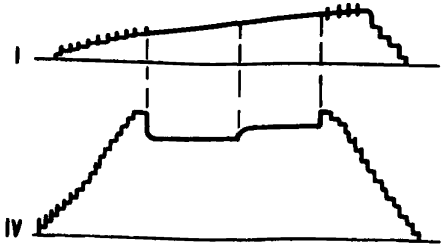


Рис. 50.

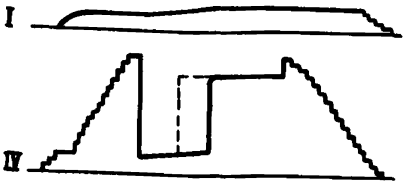


Рис. 51.

единственной и они могут быть получены при недостаточной герметичности резьбовых соединений труб и узлов ИПТ, расположенных между запорным устройством и пакером, или недостаточной герметичности пакеров и др. При выдаче заключений по аналогичным записям следует учитывать все возможные причины.

Примеры негерметичности пакера, узлов ИПТ, их отказа в работе приведены ниже.

При селективном испытании, т.е. при изоляции объекта пакерами сверху и снизу, часто оказывается негерметичным нижний пакер. Сама установка нижнего пакера предполагает наличие коллекторов под ним. Отсюда при частичной или полной негерметичности нижнего пакера (рис. 52, а) весь процесс по манометру У повторяется в общих чертах или полностью. Спуск испытателя в этом случае считается неудачным, так как в работе участвуют все пласты, залегающие ниже верхнего пакера. Если впускной клапан частично негерметичен, (незначительный пропуск), то обнаружить приток скважинной жидкости удается лишь после подъема инструмента по записям манометров I, II и IУ (рис.53).

Диаграмма давления по манометру I до подъема инструмента в какой-то мере аналогична записи, представленной на рис. 50. Принципиальное отличие наблюдается, начиная с момента закрытия запорного

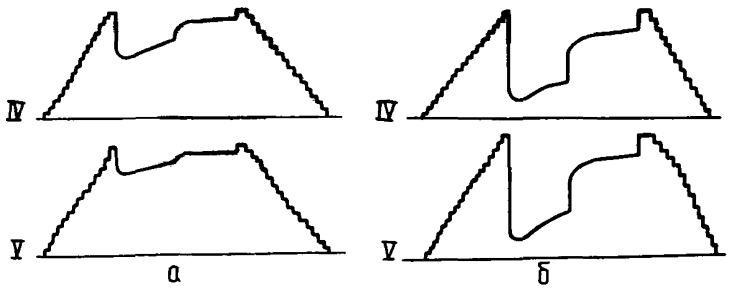


Рис. 52. Диаграммы записей глубинных манометров, получаемые при частичной (а) и полной (б) негерметичности нижнего пакера при селективном испытании объекта.

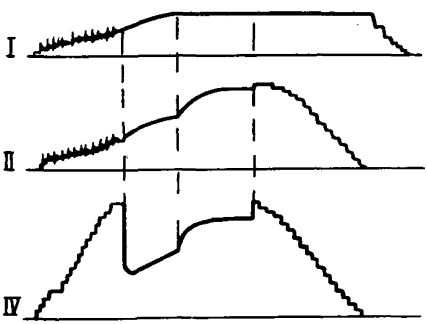


Рис. 53.

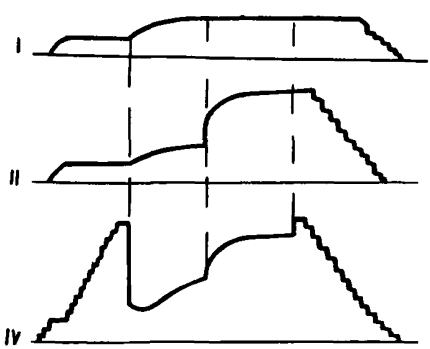


Рис. 54.

клапана или подъема инструмента. При негерметичности впускного клапана давление по манометру I после закрытия запорного клапана остается постоянным, по манометру II фиксируется четкий скачок давления во время распакеровки и подъема инструмента.

В случае, когда впускной клапан не обеспечивает герметизацию после его закрытия (при этом отсутствует поступление жидкости в трубы над испытателем во время их спуска), обработка КП и КВД (рис. 54) вполне возможна и задача о характере насыщения обычно успешно решается, если в компоновке запорное устройство сработало удовлетворительно. Если впускной клапан не закрывается в момент распакеровки и в компоновке отсутствует запорный клапан (или он не сработал),

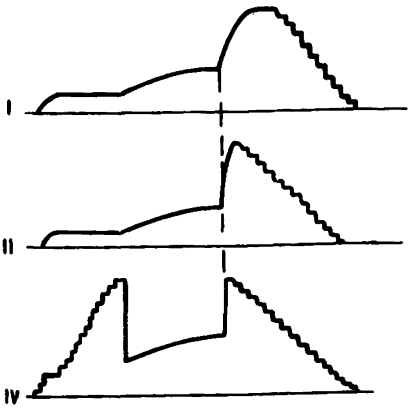


Рис. 55.

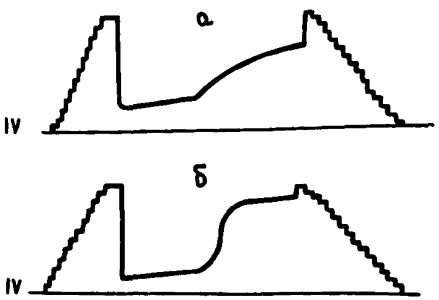


Рис. 56.

то запись скважинного манометра I (рис. 55) отличается от записи, представленной на рис. 54, тем, что после срыва пакера фиксируется повышение давления (иногда до гидростатического). При подъеме инструмента жидкость не поднимается на поверхность, и спуск испытателя считается неудачным.

При отсутствии герметичности запорного клапана после его закрытия КВД имеет более пологий вид (рис. 56, а), чем обычно. Аналогичный вид будут иметь записи манометров, если испытанию подвергалась замкнутая залежь - линза небольшого радиуса (менее 30м), а также газовая или газоконденсатная залежь. При получении таких записей для окончательного заключения необходимы акт на опрессовку запорного клапана, сведения о характере насыщения пласта, а иногда и результаты обработки КВД. Подобные записи должны интерпретироваться не только на основе комплексных сведений по испытанию, но и на основе опыта, накопленного в данном районе по конкретной залежи.

Иногда вследствие снижения на забое давления ниже давления насыщения ($P_{нас}$) в прискважинной зоне происходит разгазирование. В начальный период после закрытия запорного клапана КВД (рис.56,б) фиксируется не вертикальной линией, а вогнутой, которая затем принимает обычную выпуклую форму. Такие КВД успешно могут быть обработаны, если время восстановления давления в I,5 - 2 раза больше времени притока и на поверхности точно зафиксировано время не только начала, но и конца притока. По записи манометра в данном случае зафиксировать начало восстановления давления не удается.

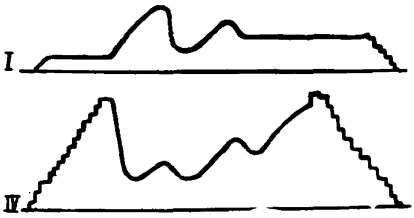
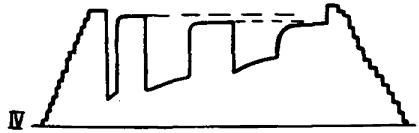
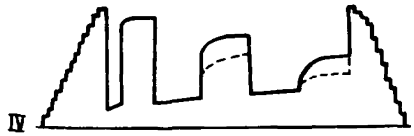


Рис. 57.



а



б

Рис. 58.

В процессе притока при обильном выделении газа в трубах над ИПТ образуются газовые пробки, которые выбрасывают отдельными порциями жидкость, поступившую в трубы из подпакерного пространства, а также фильтрат. Запись манометров получается несколько необычной формы (рис. 57). Период подъема жидкости до устья характеризуется ростом давления, после перелива ее газ стравливается, и давление как на забое (манометр IУ), так и в трубах над ИПТ (манометр I) резко снижается. Таких колебаний может быть несколько, КВД, как правило, не имеет крутого участка.

Характер и формы кривых изменения давления в процессе испытания уже несут большую информацию, но очень часто окончательное заключение может быть выдано только после обработки всех кривых. Один пример был описан выше (см. рис.56, а), ниже рассматривается еще один, наиболее часто встречающийся.

По диаграмме записи манометра (рис. 58, а) можно сделать заключение, что испытанию подвергалась ограниченная залежь. Об этом казалось бы четко свидетельствует уменьшение давления с каждым циклом в конце КВД. Однако только при сравнении величин пластовых давлений, определенных обработкой КВД, можно говорить, имело место испытание ограниченной залежи или нет. Кроме того, необходимо исключить возможные технологические (время отбора при давлении ниже давления насыщения и т.п.) и технические причины получения разных величин пластовых давлений. В данном случае испытывалась залежь с бесконечным радиусом.

Значительное снижение давления по конечным участкам КВД (рис. 58, б) свидетельствует уже более определенно, что испытанию подвергалась ограниченная залежь с радиусом не более 20-30 м.

В многопластовой скважине с помощью геофизических методов выделяются интервалы испытания, включающие проницаемые коллекторы. В настоящее время селективное испытание без опоры на забой такой скважины проводится в нескольких интервалах последовательно за одну спуско-подъемную операцию. Последовательность интервалов при испытании может быть различной. Так, для технологической схемы испытания трех пластов можно рекомендовать следующую последовательность работ: вначале испытать пласт средней продуктивности (рис.59, а), затем малопродуктивный (б) и высокопродуктивный (в). Регистрация забойных давлений в этом случае при многоцикловом испытании за одну спуско-подъемную операцию ИПТ в скважину не будет затруднять их обработку.

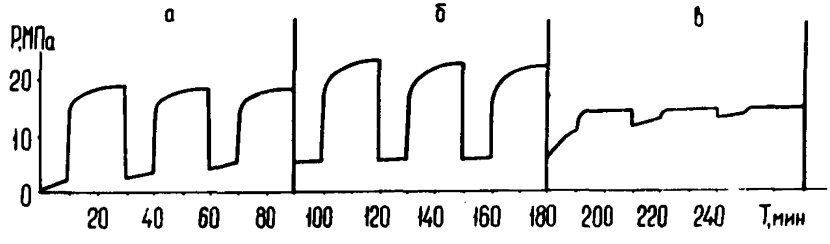
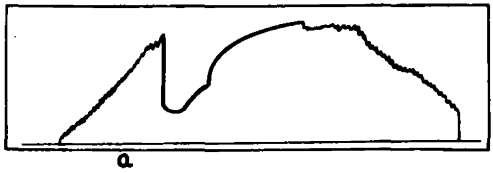


Рис. 59.

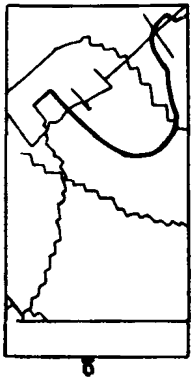


а

Ниже приводится несколько наиболее часто встречающихся дефектных записей глубинных манометров.

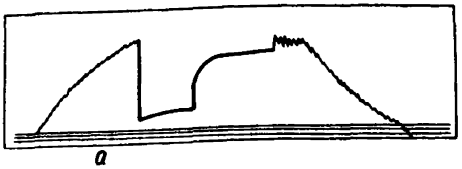
Скважинные манометры, используемые при работе с испытателями пластов на трубах, имеют устройства для крепления бланков записи давлений, однако они нередко в процессе работы незначительно или сильно смещаются (рис. 60). Обработка таких бланков записей с целью определения параметров пласта невозможна, но они могут быть использованы для чтения процесса испытания.

Наличие люфтов каретки манометров, пародержателя, неаккуратность при заправке приво-

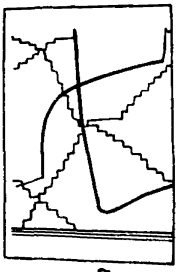


б

Рис.60. Дефектные записи глубинных манометров типа МГИ (а) и МГП-3м (б).



а



б

Рис. 61. Диаграммы записей глубинных манометров типа МГИ (а) и МГП-3М (б), где зафиксировано несколько нулевых линий.

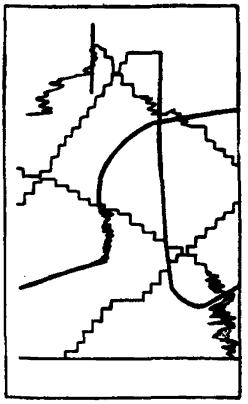
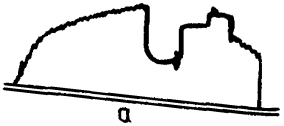
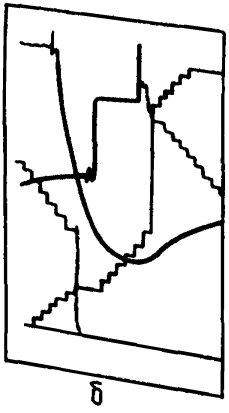


Рис. 62.



а



б

Рис. 63.

дят часто к тому, что на бланке фиксируются две, три нулевые линии (рис. 61), а иногда и более. Установить истинность одной из них обычно не удается. Для определения параметров пласта такие бланки подлежат обработке только тогда, когда нулевые линии параллельны, при этом величины $P_{пл}$ могут быть определены с большой погрешностью.

Плохое крепление пародержателя в манометрах, например в МГИ-3М, приводит к горизонтально штриховой записи нередко ответственных моментов испытания (рис.62). Такие бланки бракуются, так как могут дезориентировать интерпретаторов при выдаче заключений.

В некоторых случаях остановки часовых механизмов (рис. 63), когда произошел произвольный запуск от какого-либо толчка, записи могут быть расценены как ослабление крепления пера. Однако при внимательном рассмотрении бланков видны штрихи вертикаль-

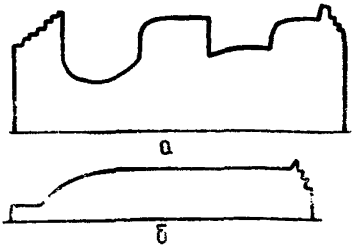


Рис.64. Запись глубинного манометра, устанавливаемого в фильтре(а), и манометра,имеющего дополнительный часовой механизм (б).

ного направления, а не горизонтального, как при ослаблении крепления пера.

При испытании глубоких скважин манометры комплектуются автоматическим запуском часового механизма. Устройство включает часовой механизм на заданной глубине, обычно за 100-200 м до объекта испытания, этим экономится запас хода часового механизма для обеспечения записи основного процесса испытания(рис.64,а).

В трубах над испытателем пластов глубинный манометр также может быть обеспечен запуском основного часового механизма. Устройство это несколько отличается от указанного выше и представляет собой дополнительный часовой механизм, включающий основной - движущий бланк записи через определенное время (рис. 64, б).

4.2. Определение характера насыщения объекта испытания

При отборе жидкости из пласта в больших количествах нетрудно установить характер насыщения объекта и определить параметры пластового флюида. Однако при работе с ИПТ в разведочных скважинах первостепенной задачей, причем не всегда простой, является определение характера насыщения. В актах по испытанию можно встретить более 30 различных видов описания состава жидкости, поднимаемой в трубах над испытателем. В результате не только геологическая служба, но и интерпретатор, дающий заключение, затрудняется в выдаче краткой и точной формулировки о характере насыщения пласта.

На практике часто путают понятия "характер насыщения пласта" и "состав жидкости, поднятой в трубах над испытателем".

В основном, пласт может быть насыщен нефтью, газом, газоконденсатом, нефтью с водой, пластовой водой либо объект испытания не содержит коллекторов, т.е. "сухой". Но часто по характеру поднятой жидкости уверенно выдать заключение не представляется возможным. Так, "поднято 350 м труб, заполненных осолоненной скважинной жидкостью с пленкой нефти". Здесь "неопределенный харак-

тер насыщения пласта", но вместе с тем есть признаки наличия в объекте нефти с пластовой (осолонен после притока) водой. К понятию "неопределенная характеристика пласта" следует относить и случаи подъема только скважинной жидкости при больших подпакерных пространствах и относительно слабых притоках. Поэтому когда коллектора в объекте испытания отсутствуют или они не имеют промышленного значения, их следует выделять в особую группу с указанием признаков насыщения, отсутствия признаков или коллекторов.

Вопрос о промышленной ценности объекта испытания имеет непосредственное отношение к характеру насыщения пласта, и при выдаче заключений эти два параметра всегда освещаются рядом, поскольку они взаимосвязаны. Действительно, приток чистой нефти без указания, что в трубы над испытателем поступило всего 5–10 м жидкости при коэффициенте закупорки, равном единице, может дезориентировать геологическую службу при решении вопроса о спуске колонны, так как в данном случае пласт практически "сухой". В то же время это испытание нельзя квалифицировать как отсутствие коллекторов.

Минимальный перечень основных видов насыщения коллекторов, который практически охватывает возможные варианты и рекомендуется для практики , приведен в табл. 19.

Таблица 19

Характер насыщения объекта испытания	Состав жидкости, поднятой в трубах, по которой можно судить о характере насыщения
I	2
Нефть (газ, газоконденсат)	Нефть поднята в трубах и отделяется от скважинной жидкости. Наличие газовых пузырей, обнаруженных при подъеме, свободное выделение газа. Признаки соленой воды отсутствуют
Нефть (газ, газоконденсат) с пластовой водой	То же, но скважинная жидкость перемешана с пластовой водой или пластовая вода так же легко отделяется, как и нефть
Пластовая вода	Поднята скважинная жидкость, осолоненная пластовой, или в трубах получена пластовая вода
Характер насыщения не установлен:	
нет никаких признаков	Поднята только скважинная жидкость

Продолжение табл. I9

I	2
имеются признаки	
а) нефти (газа)	Поднята скважинная жидкость с пленкой нефти. Разгазированная скважинная жидкость
б) нефти(газа) с пластовой водой	То же, но скважинная жидкость осолонена или зафиксирована пластовая вода
в) пластовой воды	Осолоненная скважинная жидкость без признаков нефти и газа
Объект испытания не содержит коллекторов промышленной продуктивности:	
объект "сухой"	
характер насыщения не определен, но имеются признаки:	То же, что и выше, но в количествах менее I00 л за 30 мин притока и при коэффициенте закупорки не более 2
а) нефти (газа);	
б) нефти с водой;	
в) пластовой воды.	

Независимо от объема поднятой жидкости при испытании должна отбираться последняя порция жидкости из пласта в пробоотборник или пробоотборник-накопитель, которые обеспечивают подъем герметизированной жидкости из пласта для анализа.

При выдаче заключений о характере насыщения пласта прежде всего ориентируются по составу жидкости, поднятой в пробоотборнике.

4.3. Определение параметров пласта

Остановимся на принципиальном отличии в исследованиях скважин обычными методами в промысловой практике и с помощью испытателей пластов на трубах в процессе бурения.

По характеру режима работы скважин методы исследования можно подразделить на две основные группы: а) при установившемся режиме фильтрации; б) при неустановившемся режиме работы скважины.

Исследование скважин на установившемся режиме основано на неоднократном изменении давления на забое (рис. 65, а) и получении при постоянном забойном давлении установившегося дебита жидкости или наоборот (рис. 65, б).

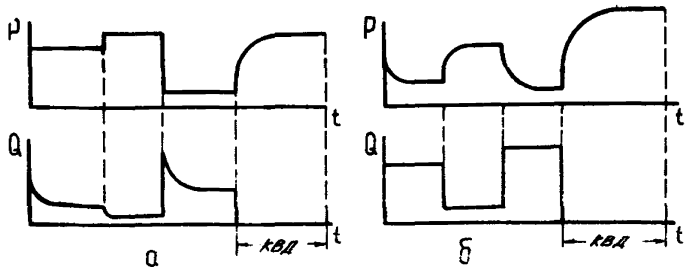


Рис. 65. Диаграммы $P(t)$ и $Q(t)$ при $P = const$ (а) и $Q = const$ (б).

При смене величины депрессии, т.е. при смене режима работы, в первый период дебит (или депрессия при смене дебита) не установился, для этого требуется определенное время, так как коллектор и насыщающая его жидкость не являются абсолютно жесткой системой.

Продолжительность процесса перераспределения давления по пласту зависит от геометрии пласта, пластового давления и проницаемости пород.

По данным замеров установившихся величин дебитов и депрессий строятся индикаторные диаграммы, при помощи которых определяются продуктивность скважины, а затем расчетным путем проницаемость и пьезопроводность.

Исследование пласта, когда дебиты и давления в процессе притока еще не стабилизированы, называется исследованием на неустановившемся режиме.

Остановка или пуск скважины - это частный случай изменения режима ее работы. В момент остановки отбор жидкости внезапно прекращается полностью, а через контур питания внутрь зоны, где давление было снижено при отборе, продолжает поступать прежнее количество пластовой жидкости. За счет продолжающегося притока давление в зоне снижения давления начинает восстанавливаться (см. на рис. 65 участок КВД). Исследование скважины в этот период ее работы также есть исследование на неустановившемся режиме. Определение параметров проводится путем обработки КВД.

При работе с испытателями пластов на трубах в период притока происходит постоянное снижение депрессии за счет увеличения столба жидкости в трубах. Таким образом, в течение всего периода притока как дебит, так и депрессия на пласт остаются переменны-

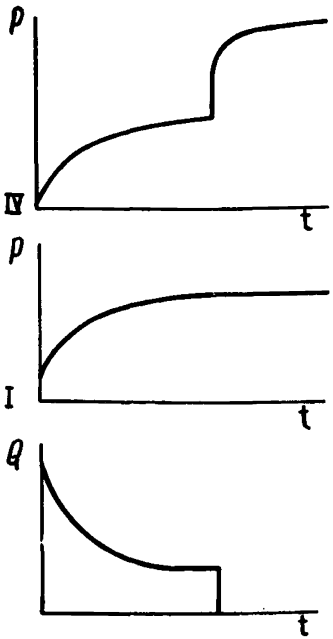


Рис. 66.

ми (рис. 66). После прекращения притока в пласте и на забое происходит восстановление давления аналогично указанному выше.

Следовательно, при исследовании скважин испытателями пластов на трубах имеет место только неустановившийся режим работы пласта.

При исследованиях скважин обычными методами в работе находится значительно большая емкость пласта (за счет большого времени отбора), чем при исследованиях ИПТ, поэтому данные, получаемые в результате исследования ИПТ, могут быть распространены на небольшой радиус, точнее, они отражают количественную характеристику пласта значительно меньшей зоны, чем при исследовании обычными методами.

Гидропроводность пласта, определяемая по данным исследования методом пробных откачек, отражает состояние призабойной зоны, а методом кривых восстановлением давления после закрытия скважины - удаленной.

Определение гидропроводности призабойной зоны пласта

При исследовании скважин испытателями пластов в открытый период переменными являются как дебит, так и депрессия на пласт. При создании методики по обработке кривых притока пользовались уравнением депрессии

$$\Delta P(t) = \frac{Q_0 \mu}{40\pi kh} \ln \frac{2{,}25\,\varkappa t}{r^2}$$

или уравнением дебита

$$Q(t) = \frac{20\pi kh\ \Delta P_0}{\mu \ln\left(1+\sqrt{\frac{\pi \varkappa t}{r^2}}\right)}.$$

Заменяя постоянные Q_0 и ΔP_0 переменными и используя закон суперпозиции, были получены довольно сложные выражения, расчет

по которым рационален только на ЭВМ. Почти все методики оценены методом обработки гипотетических кривых притока и наиболее точные из них (УфНИИ, Э.Ю.Чекалюка, итерационный метод) рекомендованы для практических целей. Методы, предложенные позже, не дали существенных отклонений в сторону увеличения точности.

ВО ВНИИнефтепромгеофизике разработаны программы для обработки кривых притока по методам УфНИИ, Э.Б.Чекалюка и итерационному методу с выдачей графиков на АЦПУ с расчетными точками. Программы позволяют вводить данные расшифровки манометров в мегапаскалях и в миллиметрах, для чего дополнительно вводятся данные градуировочных таблиц.

В США определение гидропроводности призабойной зоны пласта производится при обработке КВД по методу Мак-Кинли.

Упомянутые методы обработки кривых относятся к камеральным методам, обработка по которым возможна только в условиях базы. Во ВНИИнефтепромгеофизике предложены два экспресс-метода определения гидропроводности, которые не требуют больших и точных расчетов и могут успешно применяться в полевых условиях. Не останавливаясь на обосновании методов и принципиальных схемах вывода, рассмотрим, как следует пользоваться этими методами. Экспресс-методы ВНИИНПГ-1 и ВНИИНПГ-2 отличаются между собой тем, что в первом случае используются значения текущих дебитов, а во втором - средние. Так как приемы определения гидропроводности по обоим методам идентичны, остановимся на методе ВНИИНПГ-2, более удобном для операторов по исследованию скважин в процессе бурения.

Суть метода состоит в расчете величины $\frac{Q_t}{\Delta P(t)}$, т.е. отношения среднего дебита к депрессии на один и тот же момент времени, и определения гидропроводности по палетке.

Средний дебит в конце притока определяется как

$$\bar{Q}(t) = \frac{(L - l) \cdot F \cdot 1000}{t}, \qquad (5)$$

где L - длина труб над испытателем перед их поднятием, заполненных жидкостью, м;

l - длина труб, заполненных жидкостью до испытания, м;

F - объем 1 пог. м полости труб над испытателем, л;

t - время притока, с.

Для определения депрессии на пласт забойное давление фиксируется в миллиметрах по данным манометра, устанавливаемого на забое, с последующим пересчетом в мегапаскалях по градуировочной

таблице. Величина пластового давления в мегапаскалях берется по данным обработки КВД или из расчета

$$P_{пл} = \frac{HK_I}{100}, \qquad (6)$$

где H – отметка установки глубинного манометра;

K_I – коэффициент, устанавливаемый для конкретных районов по фактическим данным о пластовых давлениях.

Допускаемая погрешность в определении величин $\bar{Q}(t)$ и $\Delta P(t)$ составляет 10%, которая при определении гидропроводности составит максимум 20%.

После вычисления отношения дебита к депрессии по времени притока выбирается соответствующая палетка, на которой восстанавливается перпендикуляр из точки значения $\bar{Q}(t)/\Delta P(t)$ до пересечения с кривой, соответствующей ориентировочной эффективной мощности пласта. Ошибка в оценке эффективной мощности на 100 – 200% приведет к погрешности в гидропроводности не более 5–10%.

Определение параметров пласта удаленной зоны

Определение параметров пласта удаленной зоны производится путем обработки кривых восстановления давления, регистрируемых в закрытый период исследования скважины.

Для обработки кривых восстановления давления предложено более 100 методов, из них более 10 специально для обработки КВД, получаемых испытателями пластов на трубах. Метод УфНИИ при обработке фактического материала оказался менее устойчивым и более сложным. В промыслово-геофизических конторах пользуются методом Хорнера, расчетная формула которого имеет вид

$$P(t) = P_{пл} - \frac{Q\mu}{40\pi kh} \ln\frac{T+t}{t}, \qquad (7)$$

где $P(t)$ – давления, фиксируемые на КВД, МПа;

$P_{пл}$ – пластовое давление, МПа;

Q – дебит до остановки скважины, $см^3/с$;

T – время притока, с;

t – текущее время восстановления давления, с.

Метод был предложен для обработки КВД, когда до остановки скважины имел место постоянный дебит. Однако замена его на средний дебит в случае переменного дебита в открытый период существенных погрешностей не вносит.

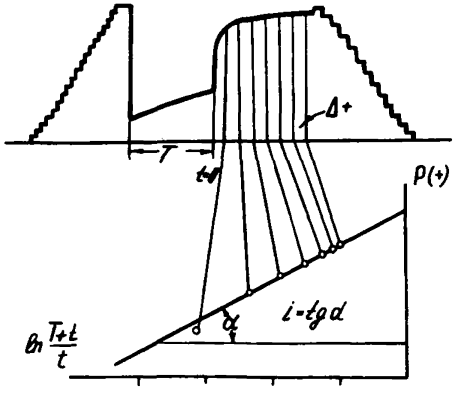


Рис. 67. Определение $\frac{kh}{\mu}$ по КВД.

По диаграмме изменения давлений в процессе исследования и графику с координатами $P(t)$, $\ln\frac{T+t}{t}$ (рис. 67) определяется величина пластового давления и тангенс угла наклона i прямой, проходящей через последние расчетные точки.

Полученная величина i дает возможность согласно выражению (7) вычислить гидропроводность

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{Q}{40\pi i}. \qquad (8)$$

Если расшифровку КВД производить при условии, что время t есть какая-то кратная часть от общего времени притока, то выражение $\ln\frac{T+t}{t}$ в формуле (7) примет вид:

$$\ln\frac{T+n\cdot 0{,}1T}{n\cdot 0{,}1T} = \ln\left(\frac{1}{0{,}1n}+1\right) = \ln\left(\frac{10}{n}+1\right), \qquad (9)$$

где n – номер точки на КВД.

В данном примере шаг расшифровки равен 0,1 T, но может быть равен 0,2 T; 0,4T или T, тогда выражение примет вид:

$$\ln\frac{T+n\varepsilon T}{n\varepsilon T} = \ln\left(\frac{1}{n\varepsilon}+1\right),$$

где ε – масштаб шага расшифровки.

Например, при $\varepsilon = 1$, $\Delta t = T$

$$\ln\frac{T+nT}{nT} = \ln\left(\frac{1}{n}+1\right). \qquad (10)$$

Во всех случаях, когда расшифровка производится с шагом, кратным величине T, значения логарифмов выражения (7) могут быть рассчитаны заранее, так как в них входят постоянные величины и номер точки n.

Обработка КВД с помощью палеток с шагом расшифровки, равным 0,1 T; 0,2 T; 0,4 T и T, которые охватывают практически возмож-

ные сочетания времени притока и восстановления давления, значительно ускоряется без каких-либо дополнительных погрешностей.

Пример. Время притока T = 900 с; время восстановления t = = 2200 с, средний дебит 4050 $см^3/с$.

Если выбрать шаг расшифровки 0,I T = 90 с, на КВД будет зафиксировано 24 точки, а если 0,2 T, то всего I2 точек. Практика показывает, что фиксирование на КВД I2-I5 точек вполне достаточно для обработки с удовлетворительной точностью.

Составим таблицу расшифровки (табл. 20).

Таблица 20

№ точки	$t = n \cdot 0,2\ T$	P, МПа	№ точки	$t = n \cdot 0,2\ T$	P, МПа	№ точки	$t = n \cdot 0,2T$	P, МПа
I	I80	I5,2	5	900	I8,4	9	I620	I8,9
2	360	I6,2	6	I080	I8,6	I0	I800	I9,0
3	540	I7,4	7	I260	I8,7	II	I980	I9,I
4	720	I8,I	8	I440	I8,8	I2	2I60	I9,2

На палетку (шаг 0,2 T) накладывается и закрепляется лист кальки, выбирается удобный масштаб по оси $P(t)$, и значения $P(t)$ фиксируются на линии, соответствующей номеру расшифровываемой точки (рис. 68).

По последним точкам (ближе к оси ординат) проводится прямая до пересечения с осью ординат, что даст величину пластового давления, а также с пунктирной линией, которая соответствует значению $\ln\frac{T+t}{t} = I$. Получим P_I = I7,7 МПа.

Определяем величину гидропроводности

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{Q \cdot I}{40\pi (P_{пл} - P_I)}. \qquad (II)$$

Подставляя известные значения, получим

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{4050}{I25,6 \times (20 - I7,7)} = I4\ Д \cdot см/сП.$$

На некоторых палетках пунктирная линия соответствует значению логарифма, равному 0,I, тогда гидропроводность будет

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{Q \cdot I0}{40\pi (P_{пл} - P_{0,I})}. \qquad (I2)$$

Во ВНИИнефтепромгеофизике предложен экспресс-метод обработки КВД, в основу которого положен указанный выше принцип расшифровки. Метод заключается в следующем.

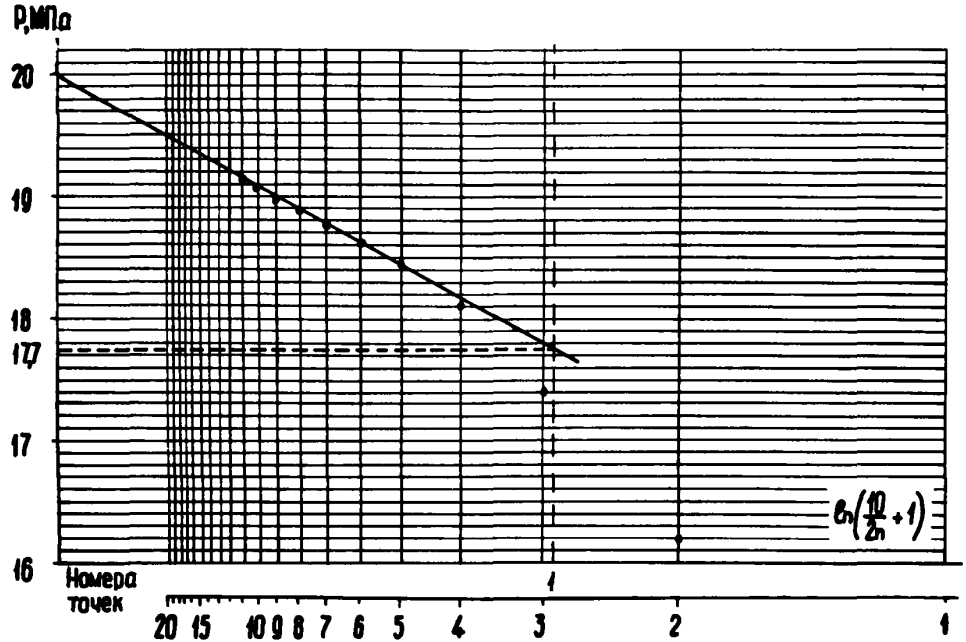


Рис. 68. Палетка обработки КВД с шагом расшифровки $\Delta\theta = 0{,}2$ т.

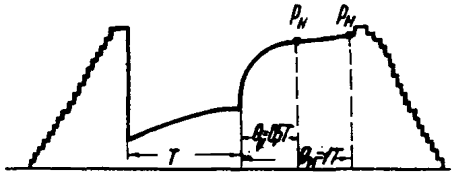


Рис. 69. Диаграмма манометра, установленного под фильтром.

На кривой восстановления давления фиксируются две точки P_N и P_M (рис. 69). Время θ_N и θ_M, отсчитываемое от конца притока, должно быть равно 0,I T; 0,2 T; . . . 3 T и т.д. В то же время желательно, чтобы разница в замерах P_N и P_M была более I,5 - 2 мм и эти давления выбирались на относительно пологом участке КВД.

Давления P_N и P_M с помощью градуировочного графика переводятся в мегапаскали, величина пластового давления рассчитывается по формуле

$$P_{пл} = \frac{P_M A_N - P_N A_M}{A_N - A_M}, \qquad (I3)$$

где A_N и A_M - значения $\ln \frac{T+\theta}{\theta}$ соответственно при θ_N и θ_M. Эти значения, когда θ составляет кратную (от 0,I до I9) часть от T, рассчитаны и сведены в табл. 2I.

Таблица 2I

θ_N	$A_N = \ln\frac{T+\theta_N}{\theta_N}$	θ_N	$A_N = \ln\frac{T+\theta_N}{\theta_N}$	θ_N	$A_N = \ln\frac{T+\theta_N}{\theta_N}$
0,I T	2,3979	I,6 T	0,4855	5T	0,I823
0,2 T	I,79I8	I,7 T	0,4626	6T	0,I54I
0,3 T	I,4663	I,8 T	0,44I8	7T	0,I335
0,4 T	I,2528	I,9 T	0,4229	8T	0,II78
0,5 T	I,0986	2,0 T	0,4054	9T	0,I054
0,6 T	0,9808	2,2 T	0,3747	I0T	0,0953
0,7 T	0,8873	2,4 T	0,3483	IIT	0,0870
0,8 T	0,8I09	2,6 T	0,3254	I2T	0,0800
0,9 T	0,7472	2,8 T	0,3054	I3T	0,074I
I,0 T	0,693I	3,0 T	0,2877	I4T	0,0690
I,I T	0,6466	3,2T	0,27I9	I5T	0,0650
I,2 T	0,606I	3,4 T	0,2578	I6T	0,06I0
I,3 T	0,5705	3,6 T	0,245I	I7T	0,057I
I,4 T	0,5390	3,8 T	0,2336	I8T	0,054I
I,5 T	0,5I08	4,0 T	0,223I	I9T	0,05I3

После определения величины $P_{пл}$ гидропроводность вычисляется по формуле

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{(L-l)VA_м}{(P_{пл} - P_м)\cdot T\cdot 7{,}54}, \qquad (I4)$$

где L – длина труб, которые при подъеме инструмента оказались заполнены жидкостью, м;

l – длина труб, которые были заполнены жидкостью до пакеровки, м;

V – внутренний объем I пог.м труб над испытателем, л;

T – время притока, мин.

Так как средние дебиты определяются в разных единицах, то представим формулу (I4) в общем виде:

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{\bar{Q}A_м i}{(P_{пл} - P_м)\cdot 10}, \qquad (I5)$$

где $\bar{Q}$ – средний дебит в единицах, принятых для данного случая;

i – коэффициент, зависящий от того, в каких единицах взят дебит (табл. 22).

Таблица 22

Размерность дебита	$см^3/с$	л/с	л/мин	$м^3/мин$	$м^3/ч$	$м^3/сут$
Коэффициент i	0,0796	79,6	I,326	I326	22,I	0,92

Пример. Время притока T=74,5 мм, что соответствует 77,5 мин (см.рис.69). Трубы до пакеровки не заполнялись жидкостью, т.е. l = 0, при подъеме оказались заполненными, т.е. L = I00 м. Диаметр бурильных труб – II4 мм, толщина стенки – 9 мм. Такие трубы имеют объем I пог.м – 7,2 л. Запись КВД свидетельствует, что за время θ, равное примерно одной третьей времени притока, кривая вышла на пологий участок.

Принимаем $t_н$=0,5 T= 0,5·74,5= 37,25 мм и $t_м$ = IT = I·74,5= =74,5 мм. Для расшифровки $P_н$ и $P_м$ время можно брать в миллиметрах. По табл. 2I находим, что $A_н$ = I,0986, $A_м$=0,693I. Значения давлений, соответствующие времени $t_н$ и $t_м$, равны (по данным расшифровки) $P_н$ = 6I,I мм и $P_м$ = 64,5 мм. С помощью градуировочного графика находим, что $P_н$= I0,36 МПа и $P_м$ = I0,9 МПа.

Подставляя известные величины в формулы (I3) и (I4), находим

$$P_{пл} \frac{I0{,}9 \times I{,}0986 - I0{,}36 \times 0{,}693I}{I{,}0986 - 0{,}693I} = II{,}82 \text{ МПа};$$

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{(100 - 0) \times 0{,}6931 \times 7{,}2}{(11{,}82-10{,}9) \times 77{,}5 \times 7{,}54} = 0{,}93 \text{ Д·см/сП}.$$

Если дебит был вычислен другим способом и оказался равным 9,3 л/мин, то по формуле (15) находим

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{9{,}3 \times 0{,}6931 \times 1{,}326}{(11{,}8-10{,}9) \times 10} = 0{,}93 \text{ Д·см/сП}.$$

При многократном вызове притока и восстановлении давления обработка КВД второго, третьего и последующего циклов усложняется, так как она должна производиться с учетом работы предыдущих циклов.

Так, формула Хорнера для обработки КВД второго цикла имеет вид

$$P(t) = P_{пл} - \frac{\mu}{40\pi kh}\left(q_1 \ln\frac{T_1+T_2+t_1+t_2}{T_2+t_1+t_2} + q_2 \ln\frac{T_2+t_2}{t_2}\right), \quad (16)$$

третьего цикла –

$$P(t) = P_{пл} - \frac{\mu}{40\pi kh}\left(q_1 \ln\frac{T_1+T_2+T_3+t_1+t_2+t_3}{T_2+T_3+t_1+t_2+t_3} + \right.$$

$$\left. + q_2 \ln\frac{T_2+T_3+t_2+t_3}{T_3+t_2+t_3} + q_3 \ln\frac{T_3+t_3}{t_3}\right), \quad (17)$$

где T_1, T_2, T_3 – время притока соответственно за первый, второй и третий циклы;

t_1 и t_2 – время восстановления за первый и второй циклы;

t_3 – время расшифровки по третьему циклу;

q_1, q_2, q_3 – средние дебиты до остановки в первом, втором и третьем циклах.

В полевых условиях обработка КВД по второму и третьему циклу практически невозможна. В камеральных условиях обработка КВД при многократном вызове притока может быть проведена с помощью ЭВМ по программе, составленной во ВНИИнефтепромгеофизике на языке Алгол-60.

Экспресс-методы обработки КВД при многократном вызове притока

С целью снятия избыточного давления в пласте, созданного репрессией за счет высокого гидростатического давления, время притока в первом цикле назначается кратковременным (2-3 мин). В этом случае при времени закрытого периода 10-15 мин давление на забое восстанавливается до пластового.

Время притока и восстановления давления второго и последующих циклов устанавливается в зависимости от задач и целей испытания. Определение гидропроводности по КВД второго цикла проводит-

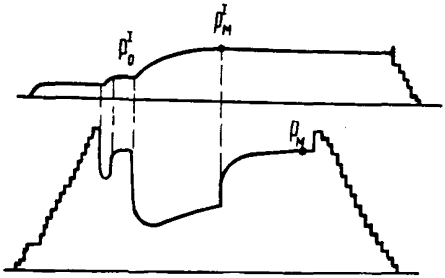


Рис. 70. Диаграмма испытания при двухкратном вызове притока и восстановлений давления.

ся по формуле

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{\bar{Q} A_M \times 0{,}00796}{P_{пл} - P_M}, \quad (18)$$

где $\bar{Q} = \frac{(P_M^I - P_o^I) V \cdot 1667}{\gamma \cdot T_2}$ –

средний дебит притока в период второго цикла;

P_o^I и P_M^I – давление соответственно в начале и конце притока второго цикла (рис. 70);

γ – плотность жидкости, поступившей в трубы в период второго цикла, г/см^3; T_2 – время притока второго цикла.

Этот метод часто называют двухточечным экспресс-методом обработки КВД.

Если перед исследователями ставится задача оперативного определения пластового давления и гидропроводности удаленной зоны по нескольким циклам в условиях буровой, то необходимо время открытых и закрытых периодов назначать таким образом, как это представлено на рис. 71. Основным условием использования предлагаемых экспресс-методов является равенство открытых и закрытых периодов второго, третьего и четвертого циклов и время первого закрытого периода должно быть в 3-5 раза больше, чем время первого притока.

По максимальному давлению первого закрытого периода определяется величина $P_{пл}$. Отметим, что большое время закрытого периода первого цикла дает основание обрабатывать КВД последующих циклов без учета работы этого цикла.

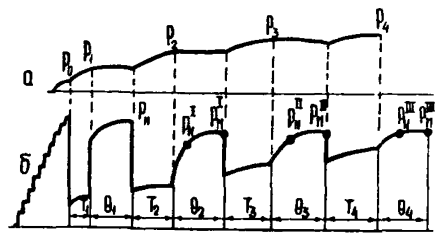


Рис. 71. Диаграмма записи манометра на забое при четырехкратном вызове притока и восстановлении давления.

Пластовое давление и гидропроводность, начиная со второго цикла, рассчитываются по формулам

$$P_{пл} = \frac{P_M A_N - P_N A_M}{A_N - A_M}; \quad (19)$$

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{\bar{Q} A_M i}{(P_{пл} - P_M) \cdot 10}, \quad (20)$$

где A_N и A_M – безразмерные коэффициенты, значения которых для каждого цикла свои;

$\bar{Q}$ – средний дебит жидкости открытых периодов;

i – коэффициент, учитывающий размерности используемого дебита, берется по табл. 22.

Так, при обработке второго цикла, когда не учитывается работа первого цикла по указанной выше причине, это значение $\ln\frac{T_2+\theta_2}{\theta_2}$, где T_2 – время притока второго цикла; θ_2 – время восстановления давления, отсчитываемое с начала второго закрытого периода.

При обработке КВД третьего цикла значения этих коэффициентов с учетом второго цикла будут равны

$$\ln\frac{T_2+T_3+\theta_2+\theta_3}{T_3+\theta_2+\theta_3}+\ln\frac{T_3+\theta_3}{\theta_3},$$

при обработке КВД четвертого цикла –

$$\ln\frac{T_2+T_3+T_4+\theta_2+\theta_3+\theta_4}{T_3+T_4+\theta_2+\theta_3+\theta_4}+\ln\frac{T_3+T_4+\theta_3+\theta_4}{T_4+\theta_3+\theta_4}+\ln\frac{T_4+\theta_4}{\theta_4},$$

где T_3, T_4 – время открытых периодов третьего и четвертого циклов;

θ_2, θ_3 – время закрытых периодов второго и третьего циклов;

θ_3, θ_4 – время, отсчитываемое соответственно после начала третьего и четвертого закрытых периодов.

Приведенные формулы (19) и (20) справедливы, если P_N и P_M фиксируются так, что время θ_N и θ_M на диаграмме давление от конца последнего притока до этих точек равно 0,1 T; 0,2T, ...,0,5T и т.д., т.е. является кратным времени притока T. Согласно величине кратности и номеру цикла коэффициенты A_N и A_M определяются по табл. 23.

Таблица 23

№ точки	θ_n	Без учета предыдущих циклов $A_N=\ln\frac{T+\theta_N}{\theta_N}$	С учетом работы одного предыдущего цикла $A_N=\ln\frac{T_2+T_3+\theta_2+\theta_3}{T_3+\theta_2+\theta_3}+\ln\frac{T_3+\theta_N}{\theta_N}$	С учетом работы двух предыдущих циклов $A_N=\ln\frac{T_2+T_3+T_4+\theta_2+\theta_3+\theta_N}{T_3+T_4+\theta_2+\theta_3+\theta_N}+\ln\frac{T_3+T_4+\theta_3+\theta_N}{T_4+\theta_3+\theta_N}+\ln\frac{T_4+\theta_N}{\theta_N}$
I	0,1T	2,3979	2,7841	3,0051
2	0,2T	1,7918	2,1663	2,3782

Продолжение табл. 23

№ точ-	θ_n	Без учета предыдущих циклов $A_N = \ln\frac{T+\theta_N}{\theta_N}$	С учетом работы одного предыдущего цикла $A_N = \ln\frac{T_2+T_3+\theta_2+\theta_N}{T_3+\theta_2+\theta_N} + \ln\frac{T_3+\theta_N}{\theta_N}$	С учетом работы двух предыдущих циклов $A_N = \ln\frac{T_2+T_3+T_4+\theta_2+\theta_3+\theta_N}{T_3+T_4+\theta_2+\theta_3+\theta_N} + \ln\frac{T_3+T_4+\theta_3+\theta_N}{T_4+\theta_3+\theta_N} + \ln\frac{T_4+\theta_N}{\theta_N}$
3	0,3 T	I,4663	I,8275	2,0363
4	0,4 T	I,2528	I,6033	I,8078
5	0,5 T	I,0986	I,435I	I,6352
6	0,6 T	0,9808	I,3052	I,504I
7	0,7 T	0,8873	I,2039	I,3969
8	0,8 T	0,8I09	I,II5I	I,303I
9	0,9 T	0,7472	I,0403	I,2226
IC	I,0 T	0,693I	0,9783	I,I632

Пример. По манометру в трубах над испытателем зафиксированы давления, которые после пересчетов по градуировочному графику оказались равным P_0 = I,8, P_I=3,6, P_2=5,I, P_3=5,9, P_4=6,5 МПа. При испытании применяли трубы d = I27 мм и δ = 9 мм, площадь внутреннего сечения 97 см^2, время открытых и закрытых периодов составило T_I= 2 мин, θ_1 = IO мин, $T_2 = T_3 = T_4 = \theta_2 = \theta_3 = \theta_4 =$ = 20 мин.

Давления, зафиксированные на КВД, в мегапаскалях равны $P_п$= = I9,98, P_N^I = I6,I2 (θ_N^I = 0,5 Т); P_M^I = I7,36 (θ_M^I = 0,9Т); P_N^{II} = I5,33 (θ_N^{II} = 0,4 Т); P_M^{II} = I6,57 (θ_M^{II} = IT); P_N^{III} = I4,92 (θ_N^{III}= 0,6Т) и P_M^{III} = I5,38(θ_M^{III} = IT).

Средние дебиты по циклам

$$\bar{Q} = \frac{(P_п - P_{п-I})\,F \cdot I0000}{T_п};$$

$$\bar{Q}_2 = \frac{(P_2 - P_I)\,F \cdot I0000}{T_2} = \frac{(5,I - 3,6) \times 94 \times I0000}{20 \times 60} = II75 \text{ см}^3/\text{с};$$

$$\bar{Q}_3 = \frac{(5,9 - 5,I) \times 94 \times I0000}{20 \times 60} = 626 \text{ см}^3/\text{с};$$

$$\bar{Q}_4 = \frac{(6,5 - 5,9) \times 94 \times I0000}{20 \times 60} = 470 \text{ см}^3/\text{с}.$$

По КВД второго цикла (без учета первого цикла, так как давление восстановлено до пластового)

$$P_{пл} = \frac{17{,}36 \times 1{,}0986 - 16{,}12 \times 0{,}7472}{1{,}0986 - 0{,}7472} = 19{,}99 \text{ МПа};$$

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{1175 \times 0{,}7422 \times 0{,}0796}{(19{,}99 - 17{,}36) \times 10} = 2{,}7 \text{ Д·см/сП}.$$

По КВД третьего цикла (с учетом работы второго цикла)

$$P_{пл} = \frac{16{,}57 \times 1{,}603 - 15{,}33 \times 0{,}9783}{1{,}6030 - 0{,}9783} = 18{,}5 \text{ МПа};$$

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{626 \times 0{,}9783 \times 0{,}0796}{(18{,}5 - 16{,}57) \times 10} = 2{,}5 \text{ Д·см/СП}.$$

По КВД четвертого цикла (с учетом второго и третьего циклов)

$$P_{пл} = \frac{15{,}38 \times 1{,}504 - 14{,}92 \times 1{,}1632}{1{,}5040 - 1{,}1632} = 16{,}96 \text{ МПа};$$

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{470 \times 1{,}1632 \times 0{,}0796}{(16{,}96 - 15{,}38) \times 10} = 2{,}8 \text{ Д·см/сП}.$$

Из результатов обработки видно, что величина гидропроводности по всем циклам относительно стабильна, а пластовое давление от цикла к циклу падает на 1,5 МПа, что свидетельствует об ограниченных размерах залежи.

Предложенный Мак-Кинли метод обработки КВД путем использования эталонных кривых по времени, затраченному на обработку КВД, трудно отнести к экспресс-методу [5]. В СССР он применяется на отдельных предприятиях, когда определяется гидропроводность не только удаленной, но и призабойной зоны пласта.

Определение коэффициента закупорки

Коэффициент закупорки по физическому смыслу представляет собой отношение возможностей пласта в удаленной и призабойной зонах:

$$П_з = \frac{(kh/\mu)_{уд}}{(kh/\mu)_{пзп}}.$$

Если $П_з > 2$, то призабойная зона считается ухудшенной и требуется ее очистка. Если $П_з < 0{,}8$, то призабойная зона считается "размытой".

Определение коэффициентов продуктивности пласта

В промысловой практике под коэффициентом продуктивности пласта понимается отношение установившегося дебита к постоянной ве-

личине депрессии, которая была задана на период исследования. Подобных условий при работе с испытателем пластов создать практически невозможно.

Для того чтобы геологической службе разведочного бурения или промысловой организации можно было ориентироваться о возможностях коллекторов, которые были исследованы ИПТ, коэффициент продуктивности рассчитывается по данным известных величин гидропроводностей. Коэффициенты продуктивности определяются по формулам

$$\eta = \frac{40\pi kh}{\mu \ln \frac{\pi \varkappa t}{r^2}} \text{ см}^3/\text{с}\cdot\text{МПа}; \qquad (21)$$

$$\eta = \frac{40\pi kh}{\mu \ln \frac{2{,}25\cdot\varkappa t}{r^2}} \text{ см}^3/\text{с}\cdot\text{МПа}, \qquad (22)$$

где $\varkappa$ – коэффициент пьезопроводности, $\text{см}^2/\text{с}$;

r – радиус скважины, см;

t – время работы скважины, с, общей продолжительностью не менее 20 сут.

Если в формулу (21) или (22) подставить значения $\varkappa$ = = 7000 $\text{см}^2/\text{с}$, r = 16 см, время работы моделируемой скважины = = 86400 х 20 с и умножить все на коэффициент пересчета из I $\text{см}^3/\text{с}\cdot\text{МПа}$ в I $\text{м}^3/\text{сут}$, то получим следующее выражение для расчета коэффициента продуктивности:

$$\eta = 0{,}6\,\frac{kh}{\mu} \text{ м}^3/\text{сут}\cdot\text{МПа}. \qquad (23)$$

Коэффициент продуктивности определяется для призабойной и удаленной зон в зависимости от того, какая величина гидропроводности будет использована в формуле (23).

Коэффициент продуктивности, в расчете которого была использована гидропроводность удаленной зоны, именуется обычно потенциальным, а при использовании гидропроводности призабойной зоны – фактическим.

Таким образом, коэффициент продуктивности в данном случае есть расчетная величина, где принята модель пласта с постоянной гидропроводностью, равной величине, которая была получена при обработке кривых притока или восстановления давления. В дальнейшем, когда скважина будет пущена в эксплуатацию, этот коэффициент продуктивности может существенно измениться, если параметры недренируемой испытателем пластов зоны будут значительно отличаться от параметров дренируемой зоны.

Определение дебита по данным работы ИПТ

Нередко в заключениях операторов величина дебита выдается как частное от деления накопленного объема на время притока. Такой метод определения дебита пласта для выдачи заключений не верен. Этот дебит может быть использован только при обработке кривых притока и восстановления давления, поскольку расчетная величина дебита часто отличается от той, которая будет получена в процессе эксплуатации. В заключениях о возможном дебите скважины следует пользоваться величиной дебита, полученной через коэффициент продуктивности. Величина дебита без указания депрессии лишена всякого смысла.

Дебит, как и коэффициент продуктивности, именуется потенциальным или фактическим в зависимости от того, какая величина была использована при его расчете:

$$Q_{пот} = \eta_{пот}\Delta P; \qquad Q_{ф} = \eta_{ф}\Delta P.$$

Депрессию для сравнения дебитов и лучшей наглядности рекомендуется выбирать следующим образом: для значений kh/μ до I Д·см/сП равной I0 МПа, от I до 5 Д·см/сП – равной 5 МПа, свыше 5 Д·см/сП – 20 МПа.

Значения депрессии при расчете дебитов для заключения по объему устанавливаются в каждом конкретном районе свои. Главное выдержать один принцип выбора депрессий.

Таблица 24

№	Параметры	Единицы измерения	Обработка КП по методам: УфНИИ	Э.Б.Чекалюка	ВНИИ-НПТ-2	Мак-Кинли	Обработка КВД по методам: Хорнера	Мак-Кинли	экспресс-метода
I	$P_{пл}$	МПа	I9,86	20,I3	–	–	20,II	–	I9,7
	kh/μ	Д·см/сП	29	24	24	27	6I	63	58
2	$P_{пл}$	МПа	II,73	I4,I8	–	–	I4,3I	–	I4,06
	kh/μ	Д·см/сП	I39	6I	65	58	I06	95	I0I
3	$P_{пл}$	МПа	I6,4	I9,6	–	–	I3,5	–	I3,8
	kh/μ	Д·см/сП	3,3	I,6	8,4	29	I4	29	I4
4	$P_{пл}$	МПа	I4,23	I4,68	–	–	I8,3I	–	I8,5
	kh/μ	Д·см/сП	96	I43	I0I	35	26	27	30

Ниже рассматривается несколько примеров определения и расчета параметров пласта, выдаваемых в заключениях по спуску ИПТ. Значения пластовых давлений и коэффициентов гидропроводностей, определенных различными методами по 4 скважинам, приведены в табл. 24.

Пример I. Поскольку расхождения в величинах пластовых давлений и гидропроводностей находятся в пределах точности методов, в заключении выдается обычно средняя величина их значения. В данном случае $P_{пл}$ = 20 МПа, гидропроводность призабойной зоны $\frac{kh}{\mu} = \frac{29 + 24 + 24 + 27}{4}$ = 26 Д·см/сП, а удаленной зоны $\frac{kh}{\mu} = \frac{61+63}{2}$ = 62 Д·см/сП.

Данные по экспресс-методу (КВД) принимаются только для сведения и в расчет средних величин не включаются.

Определяются:

- коэффициент призабойной закупорки

$$П_з = \frac{(kh/\mu)_{уд}}{(kh/\mu)_{пзп}} = \frac{62}{26} = 2,4;$$

- коэффициент продуктивности

$$\eta_ф = 0,6(kh/\mu)_{пзп} = 0,6 \times 26 = 15,6 \text{ м}^3/\text{сут·МПа};$$
$$\eta_{пот} = 0,6(kh/\mu)_{уд} = 0,6 \times 62 = 37,2 \text{ м}^3/\text{сут·МПа};$$

- дебиты

$$Q_ф = \eta_ф 2 = 15,6 \times 2 = 31 \text{ м}^3/\text{сут при } P = 2 \text{ МПа};$$
$$Q_{пот} = \eta_{пот} 2 = 37,2 \times 2 = 74 \text{ м}^3/\text{сут при } P = 2 \text{ МПа}.$$

В заключении рекомендуются работы по очистке призабойной зоны.

Пример 2. Величины пластового давления по методам Э.Б.Чекалюка и Хорнера незначительно отличаются, поэтому уверенно принимается средняя их величина $P_{пл} = \frac{14,31 + 14,18}{2}$ = 14,24 МПа.

Величины гидропроводности по методу УфНИИ резко отличаются от данных, полученных другими методами, а по ним имеет место расхождение только в пределах точности методов, поэтому гидропроводность призабойной зоны может быть принята как средняя по этим трем методам

$$(kh/\mu)_{уд} = \frac{61 + 65 + 58}{3} = 61 \text{ Д·см/сП}.$$

Гидропроводности удаленной зоны по методам Хорнера и Мак-Кинли отличаются незначительно, поэтому также принимается их средняя величина

$$(kh/\mu)_{уд} = \frac{106 + 95}{2} = 100 \text{ Д·см/сП}.$$

Определим расчетные величины

$П_з = 100 : 61 = 1,6;$

$\eta_ф = 0,6 \times 61 = 37 \text{ м}^3/\text{сут·МПа};$

$\eta_{пот}$ = 0,6 х 100 = 60 м^3/сут·МПа;
$Q_ф$ = 37 х 2 = 74 м^3/сут при Р = 2 МПа;
$Q_{пот}$ = 60 х 2 = 120 м^3/сут при Р = 2 МПа.

Пример 3. Пластовые давления по всем методам значительно отличаются. Тогда предпочтение отдается методу Хорнера, если минимум 50% расчетных точек удовлетворительно легли на прямую, т.е. $Р_{пл}$ = 13,5 МПа. Гидропроводности призабойной зоны по всем четырем методам также значительно отличаются, поэтому гидропроводность по методам УфНИИ и Э.Б.Чекалюка не может быть рекомендована. Гидропроводность призабойной зоны с большим основанием следует определять по методам ВНИИНП-2 и Мак-Кинли, используя принятое пластовое давление, равное 13,5 МПа.

Данные гидропроводности по этим двум методам также отличаются между собой более чем в 3 раза, причем по методу Мак-Кинли гидропроводности призабойной и удаленной зоны равны, но выше, чем по методу Хорнера. Такое соотношение противоречиво. Более обоснованной будет гидропроводность призабойной зоны, определенная по методу ВНИИНП-2, т.е. равная 8,4 Д·см/сП, а гидропроводность удаленной зоны - по Хорнеру, где $(kh/\mu)_{уд}$ = 14 Д·см/сП. Тогда коэффициент закупорки будет

$П_з$ = 14 : 8,4 = 1,7;

коэффициент продуктивности -

$\eta_ф$ = 0,6 х 8,4 = 5 м^3/сут·МПа;
$\eta_{пот}$ = 0,6 х 14 = 8,4 м^3/сут·МПа;

дебиты при депрессии 5 МПа -

$Q_ф$ = 5 х 5 = 25 м^3/сут;
$Q_{пот}$ = 8,4 х 5 = 42 м^3/сут.

Пример 4. Пластовые давления, определенные по методам УфНИИ и Э.Б.Чекалюка, имеют незначительное расхождение, но более чем на 25% отличаются от пластового давления, определенного по методу Хорнера. Из данных по испытанию известно, что исследуемый горизонт залегает на отметке 1795 м, конечное давление на КВД по бланку записи манометра равно 17,6 МПа. На основании указанных сведений значения всех величин, вычисленных по методам УфНИИ и Э.Б.Чекалюка, в данном примере из анализа исключаются.

Таким образом, принимается величина пластового давления, равная 18,31 МПа, а гидропроводность призабойной зоны пласта - 35 Д·см/сП. Последняя величина определена по методу Мак-Кинли. По этому методу значение гидропроводности удаленной зоны согласуется с подобной величиной, определенной по методу Хорнера.

Результаты расчетных величин:
$П_з = 26 : 35 = 0,74$; $\eta = 0,6 : 26 = 15,6$ м^3/сут·МПа;
дебит при депрессии 5 МПа $Q = 15,6 \times 5 = 78$ м^3/сут.

Когда гидропроводность призабойной зоны выше удаленной, в тексте заключения это положение обязательно акцентируется и расчетные значения коэффициента продуктивности и дебита приводятся только по удаленной зоне.

Рассмотрим примеры заключений по материалам испытания при многократном вызове притока.

Пример I. При сопоставлении величин kh/μ по кривым притока и КВД (табл. 25) видно, что увеличение гидропроводности от цикла к циклу не наблюдается. Несмотря на то, что гидропроводность по второму циклу выше, чем по первому, на 10%, нельзя утверждать, что произошла очистка пласта, так как увеличение гидропроводности находится в пределах погрешности метода обработки. Более того, по третьему циклу по кривой притока имеет место незначительное снижение этой величины. Величины коэффициентов закупорки $П_з$, вычисляемые как отношение гидропроводностей, определенных по КВД и по кривым притока, также практически стабильны.

Таблица 25

Циклы	Кривые притока		КВД		$П_з$
	$P_{пл}$, МПа	kh/μ Д·см/сП	$P_{пл}$, МПа	kh/μ Д·см/сП	
I цикл	20,6	47	20,53	61	I,3
II цикл без учета работы I цикла	20,51	53	20,61	66	I,25
III цикл без учета работы предыдущих циклов	20,24	52	20,44	68	I,3
II цикл с учетом работы I цикла	20,56	51	20,51	62	I,2
III цикл с учетом работы предыдущих циклов	20,62	52	20,59	65	I,25

Изменения величин $P_{пл}$ от цикла к циклу находятся также в пределах погрешности методов обработки и, кроме того, закономерность изменения по данным обработки кривых притока одна - падение давления, а по КВД другая - увеличение и падение.

Пластовое давление рассчитано на отметку 1960 м.

Таким образом, в заключении следует указать, что в процессе притока пласт не очищался, хотя и несколько засорен($П_з$=I,2÷I,3). Пластовое давление стабильно и равно 20,5 МПа (среднее из полученных). Гидропроводность призабойной зоны равна 51 Д·см/сП, удаленной - 65 Д·см/сП.

Пример 2. Сравнивая величины гидропроводности (табл. 26), можно сделать вывод, что результаты обработки по циклам в отдельности и с учетом работы по предыдущим циклам отличаются в пределах от 0 до 10%, т.е. в пределах погрешности методов обработки.

Величины пластового давления по данным каждого цикла в отдельности и по совместной обработке снижались от цикла к циклу вначале на 7%, а затем еще на 3%.

Таблица 26

Участок обработки КВД	$P_{пл}$ на отметку 1900м, МПа	kh/μ, Д·см/сП
I цикл	21,04	115
II цикл без учета работы предыдущего цикла	19,56	108
III цикл без учета работы предыдущих циклов	18,93	117
II цикл с учетом работы предыдущего цикла	19,64	101
III цикл с учетом работы предыдущих циклов	19,11	109

Примечание. Кривые притока не обрабатывались.

Заключение:

а) $P_{пл}$ начальное равно 21,04 МПа, гидропроводность удаленной зоны 110 Д·см/сП;

б) залежь замкнута, что подтверждается падением пластового давления на 10% после отбора $Q, м^3$, пластовой жидкости.

Пример 3. Разброс величин пластовых давлений по всем методам обработки колеблется в пределах до 1,8% (табл.27), т.е. в пределах возможной погрешности самих методов. Гидропроводность по данным обработки КВД практически стабильна – максимальное отклонение 13%. Некоторое увеличение гидропроводности по данным КВД не является основанием для заключения, что призабойная зона в процессе притока очищалась.

Таблица 27

Циклы	Кривые притока		КВД		$П_з$
	$P_{пл}$, МПа	kh/μ, Д·см/сП	$P_{пл}$, МПа	kh/μ, Д·см/сП	
I цикл	19,56	29	19,43	60	2,1
II цикл без учета работы I цикла	19,32	48	19,25	65	1,3
III цикл без учета работы предыдущих циклов	19,43	66	19,31	68	1,0
II цикл с учетом работы предыдущего цикла	19,51	41	19,52	63	1,5
III цикл с учетом работы предыдущих циклов	19,60	55	19,46	65	1,2

Примечание. Пластовое давление рассчитано на отметку 1850 м.

Увеличение гидропроводности от цикла к циклу по данным обработки кривых притока составило: (первый-второй) - 66% и (второй-третий) - 38%, за два цикла гидропроводность увеличилась более чем вдвое с 29 до 66 Д·см/сП.

Примерно такое же заключение можно сделать по данным совместной обработки кривых, хотя здесь увеличение прослеживается менее интенсивно, что объясняется влиянием предыдущей работы пласта. В соответствии с вышеуказанными причинами имеет место изменение коэффициента призабойной закупорки.

Заключение: пластовое давление стабильно и равно 19,4 МПа (среднее по всем данным). Коэффициент гидропроводности призабойной зоны 66, а удаленной - 68 Д·см/сП. Пласт быстро засоряется и очищается до $П_з$ = I.

5. ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

5.I. Организация работ

Работы с испытателями пластов проводятся на договорных началах с геофизическими предприятиями (конторами, экспедициями), называемыми ниже подрядчиком, по заявкам нефтегазодобывающих управлений (НГДУ) или управлений буровых работ (УБР), называемых ниже заказчиком, при обязательном присутствии их ответственного представителя.

О подлежащих выполнению работах заказчик за три дня уведомляет подрядчика путем подачи заявки на испытание скважины (приложение I).

В заявке обязательно указываются технические условия испытания: компоновка бурильного инструмента, интервалы посадок инструмента и интервалы поглощения бурового раствора; характеристика объекта - литология, интервал испытания, гидростатическое и предполагаемое пластовое давления.

ПТК треста составляет на основании заявки план работ по испытанию скважины (приложение 2), который утверждается главным инженером или геологом УБР, НГДУ. План работ составляется в двух экземплярах, один из которых остается у подрядчика, а другой передается заказчику.

За двое суток до начала работ план вручается буровому мастеру, который готовит скважину, устьевое оборудование, наземное оборудование в соответствии с планом.

На скважине начальнику партии (подрядчику) вручается акт готовности скважины (приложение 3), где указываются конструкция скважины, результаты проверки превенторов и опрессовки бурильного инструмента, параметры бурового раствора, режим бурения при вскрытии , безопасное время стояния инструмента, заключение о состоянии ствола скважины и возможности работы с ИПТ. Акт подписывают буровой мастер, представитель заказчика и электрик участка, и он вручается начальнику партии по испытанию пластов ИПТ. Буровой мастер руководит работой, связанной с подготовкой скважины к работе ИПТ, несет ответственность за соблюдение требований к спуску и подъему ИПТ.

По результатам испытания на буровой составляется акт о проведенной работе в скважине ИПТ (приложение 4). Акт подписывают геолог, буровой мастер, начальник партии. В акте указываются цель испытания, компоновка ИПТ, режим испытания, состав поступившей в трубы жидкости и предварительное заключение.

Заказчик несет ответственность за качество подготовки скважин к испытанию, за исправность бурового инструмента, наземного оборудования, точное выполнение технических требований подрядчика при подготовке ИПТ к спуску, в процессе спуска, при подъеме инструмента, за соблюдение режима испытания.

Подрядчик несет ответственность за исправность ИПТ, своевременное и качественное проведение работ, оперативную выдачу заключений по результатам испытаний (приложение 5).

Работы, связанные с соединением и разъединением испытателя пластов с бурильными трубами, спуско-подъемными операциями, пакерованием, испытанием и снятием пакера с места его установки после завершения испытания, осуществляются буровой бригадой по указанию начальника партии по испытанию скважин.

Стоимость работ и порядок расчетов по испытанию пластов испытателями пластов на трубах определяются в соответствии с "Временными укрупненными сметными нормами на испытание скважин с применением пластоиспытателей на трубах".

5.2. Правила безопасности при испытании пластов испытателями пластов на трубах

Общие требования

Выполнение настоящих правил обязательно специалистами геофизических предприятий, управлений буровых работ, нефтегазодобы-

вающих управлений, выполняющих испытание пластов испытателями пластов на трубах.

Работы по испытанию объектов производятся в соответствии с "Временными основными условиями производства работ с испытателем пластов в системе нефтяной промышленности", "Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности", утвержденными Госгортехнадзором СССР 31 января 1974 г.

Руководители работ (начальники партий) по испытанию скважин испытателями пластов на трубах должны иметь специальное образование и удостоверение на право руководства работами по испытанию скважин.

Испытание проводится под руководством начальника партии и бурового мастера, которые несут персональную ответственность: начальник партии или мастер по испытанию - за подготовку узлов ИПТ, транспортировку, сборку компоновки, технологический процесс испытания пластов, отбор проб и безопасность работ при выполнении указанных операций; буровой мастер и представитель технической службы заказчика - за подготовку устьевого и бурового оборудования, подготовку скважины, спуск и подъем испытателя пластов в соответствии с инструкцией по испытанию пластов, за организацию работ буровой бригады по предупреждению фонтанов и противопожарных мероприятий, технику безопасности при проведении работ.

Испытание объектов проводится в соответствии с планом работ, который составляется начальником партии совместно с технической службой заказчика на основании заявки и утверждается главным инженером предприятия заказчика после согласования с главным инженером подрядчика. Утвержденный план работ на испытание объекта за двое суток до начала работ вручается буровому мастеру, который готовит оборудование и скважину в соответствии с этим планом.

В целях недопущения аварий и несчастных случаев запрещается

а) производство работ по испытанию пластов испытателями пластов на трубах на скважинах, устья которых не оборудованы превентором, трубной головкой, отводной линией и емкостью, вынесенной за пределы буровой для сбора пластовой жидкости, при отсутствии цементировочного агрегата и утвержденного плана работ;

б) подъем бурильных труб после испытания пласта до прекращения поступления воздуха из труб на устье скважины после закрытия запорного клапана;

в) подъем бурильных труб из скважины после появления пластовой жидкости в трубах без удаления ее из труб методом обратной

промывки через отводную линию в емкость за пределами буровой и выравнивания гидростатических давлений в трубах и затрубном пространстве;

г) допуск к руководству работами по испытанию пластов лиц, не имеющих специального образования или права ответственного руководства горными работами.

Предупреждение открытого фонтанирования скважин

Буровые бригады должны быть обеспечены "Инструкцией по предупреждению открытых фонтанов", а также "Инструкцией по действию обслуживающего персонала в случае нефтегазопроявлений". Рабочие буровой бригады проходят предварительно инструктаж и практически обучаются приемам работы, необходимым при газопроявлениях и выбросах из скважины. Инструктаж проводят начальник партии и представитель технической службы УБР.

На скважинах, в которых планируется испытание пласта ИПТ, должен быть запас бурового раствора не менее двух объемов скважины с параметрами, указанными в геолого-техническом наряде.

При испытании пластов, в которых ожидаются нефтегазопроявления, на месторождениях с аномально-высокими давлениями запас бурового раствора определяется геолого-технической службой УБР и объединения.

На буровой устанавливается емкость для самотечного долива в затрубное пространство или должна быть специальная обвязка с устройством, обеспечивающим непрерывный долив скважины буровым раствором при подъеме инструмента.

Во избежание замерзания бурового раствора система обогревается.

Установка превентора с глухими плашками вместе с превентором, имеющим плашки под бурильные трубы, обязательна на разведуемых площадях и объектах, на газоконденсатных и газовых месторождениях, на месторождениях с аномально- высокими пластовыми давлениями.

Необходимость установки превентора и их количество в остальных случаях в зависимости от геологических условий определяется НГДУ и согласовывается с местным органом Госгортехнадзора.

Обвязка превенторов выполняется по типовой схеме, утвержденной нефтегазодобывающим объединением или территориальным геологическим управлением и согласованной с военизированной частью по предупреждению и ликвидации нефтяных и газовых фонтанов, с мест-

ным органом Госгортехнадзора.

В случае применения колонны бурильных труб различных диаметров на буровой необходимо иметь опрессованную бурильную трубу под плашки превентора с переводником под бурильный инструмент.

Размер плашек указывается на щите у пульта управления превентором.

На мостках буровой должна быть подготовлена бурильная труба с навернутым опрессованным обратным клапаном, соответствующим типоразмеру бурильного инструмента.

Превенторная установка независимо от срока работы перед спуском ИПТ в скважину проверяется и опрессовывается.

Давление опрессовки превенторов должно приниматься в зависимости от рабочего (ожидаемого пластового) давления при испытании:

- на прочность корпусных деталей при $P_{пр} < 70$ МПа для превенторов всех проходов , кроме 425 и 500 мм,

$$P_{пр} = 2P_{р},$$

где $P_{пр}$, $P_{р}$ – пробное и рабочее (ожидаемое пластовое) давление; а для превенторов с проходом 425 и 520 мм и при $P_{пр} \geqslant 70$ МПа –

$$P_{пр} = 1{,}5\ P_{п};$$

- на герметичность уплотнений превенторов $P_{пр} = P_{р}$.

Опрессовка оформляется записью в паспорте оборудования и специальным актом.

Давление опрессовки не должно превышать допустимое данной колонны и быть выше рабочего давления превенторной установки.

Управление превенторами должно быть дистанционным, механизированным и дублировано ручным приводом. Пульт управления превентором устанавливается на расстоянии не менее 10 м от устья скважины, а его дублер – у поста бурильщика. Ручной дублирующий штурвал превентора располагается в передвижной металлической будке или за щитом с навесом из досок толщиной не менее 40 мм. Перед штурвалом в будке или на щите указывается направление вращения, число оборотов, необходимое для полного закрытия превентора, и метка, совмещение которой с меткой на штурвале соответствует закрытию превентора при последнем обороте штурвала.

Выкидные линии превентора должны быть прямолинейными, длиной не менее 30 м, если есть вероятность фонтанирования скважины газом – не менее 100 м, прочно закреплены и направлены в сторону от проезжих дорог, линий электропередач, котельных и других производственных и бытовых сооружений.

Повороты выкидных линий превенторной обвязки допускаются в исключительных случаях и только с применением массивных кованых угольников с резьбами или тройников с буферным устройством; предварительно опрессованными на максимальное давление опрессовки превенторной установки.

Прокладка выкидных линий под приемным мостом и привышечными сооружениями запрещается.

Испытатель пластов спускается в скважину только после проверки и испытания противовыбросового оборудования.

Буровой мастер проверяет работоспособность превентора и задвижек, производит опрессовку превентора на герметичность, результаты проверки заносит в журнал проверки технического состояния оборудования и в акт готовности скважины к проведению гидродинамических исследований.

При проявлении скважины и возникновении газонефтяного фонтана во время испытания пласта администрация УБР немедленно извещается и принимаются меры в соответствии с планом ликвидации аварий.

Превентор закрывается при подвешенной бурильной колонне на талевой системе и только при открытых задвижках на его выкиде.

Давление на выкиде превентора, создавшееся при герметизации устья скважины, следует снимать постепенно (0,3 - 0,4 МПа в минуту).

Перед установкой пакера на последнюю трубу навинчивается устьевая головка, которая опрессовывается предварительно на 1,5-кратное давление от ожидаемого пластового давления.

Ликвидация открытых нефтяных и газовых фонтанов и аварийные работы

Ликвидация открытого газового и нефтяного фонтана производится в соответствии с "Инструкцией по организации и безопасному ведению работ при ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов".

В случае открытого фонтанирования скважины следует

а) отключить силовые и осветительные линии, которые могут оказаться на загазованных участках;

б) потушить технические и бытовые топки, находящиеся вблизи фонтанирующей скважины, остановить двигатели внутреннего сгорания, запретить курение;

в) закрыть движение на прилегающих к фонтану проезжих дорогах;

г) соорудить амбар для приема нефти, установить насосы и продолжить трубопроводы для перекачки нефти в закрытую емкость;

д) вызвать работников пожарной охраны, военизированных частей и медицинский персонал.

К работе у скважины допускаются рабочие, прошедшие инструктаж, снабженные необходимыми средствами защиты и соответствующей спецодеждой.

При ликвидации открытого фонтана работы у устья скважины ведутся работниками военизированных частей(отрядов),пожарной охраны, а также членами добровольной газоспасательной дружины.

Работу у открытого фонтана необходимо чередовать с перерывами на отдых. Период непрерывной работы не должен превышать I5 мин.

Руководитель, ответственный за работу по ликвидации открытого фонтана, в зависимости от сложившихся обстоятельств назначается приказом по объединению или управлению.

После ликвидации фонтана или выброса оборудование устья скважины с установленным превентором, а также все линии обвязки превентора снова опрессовываются и подготавливаются к работе.

Сложные аварии в скважине, возникшие во время испытания пласта с помощью ИПТ, ликвидируются по утвержденному плану и под непосредственным руководством инженера или мастера по сложным работам.

В случае прихвата ИПТ в процессе испытания пласта или в процессе спуско-подъемных операций следует

а) проверить исправность вышки или мачты, оттяжек , талевой системы, ледебки, индикатора веса и инструмента;

б) удалить из буровой или от станка на расстояние, превышающее высоту вышки (мачты) не менее чем на I0 м , всех рабочих,за исключением бурильщика и дизелиста.

Перед работами, связанными с освобождением прихваченного инструмента путем отбивки, с подъемного крюка должны быть сняты штропы, роторные вкладыши скреплены между собой болтами, а на шинно-пневматических муфтах во избежание проскальзывания поставлены аварийные болты.

При установке устьевой (заливочной) головки длина инструмента подбирается таким образом, чтобы при навинчивании ее исключалась необходимость работы на высоте. В случае невозможности выполнения этого условия устраивается площадка с лестницей.

Требования к подготовке скважины

Скважина перед спуском испытателя тщательно промывается качественным глинистым раствором или водой, обработанной ПАВ, не менее двух циклов. Места, где отмечались посадки и затяжки инструмента, перед последним подъемом тщательно прорабатываются.

Скважина заполняется глинистым раствором с параметрами, указанными в плане проведения работ.

В целях предупреждения открытых выбросов удельный вес буровой жидкости должен быть таким, чтобы гидростатическое давление столба жидкости превышало ожидаемое пластовое на 10-15%. На буровой должен быть запас глинистого раствора в количестве не менее двух объемов скважины (с учетом раствора в скважине).

На устье скважины (для предусмотренных в ГТН) монтируется противовыбросовое оборудование с дистанционным управлением.

Площадка у устья и приемные мостки должны быть исправны и свободны от посторонних предметов.

Обвязка устья скважины при работе с испытателями пластов должна обеспечить

а) наблюдение за интенсивностью притока и уровнем в затрубном пространстве;

б) отвод пластовой жидкости в подготовленную для этой цели специальную емкость или амбар;

в) возможность подключения к внутритрубному и затрубному пространству цементировочного агрегата или бурового насоса;

г) долив жидкости в затрубное пространство.

Если ожидается интенсивный приток нефти и газа, то на буровой обязательно присутствие отряда газоспасательной службы и наличие пожарной автомашины, цементировочного агрегата, резервуар которого должен быть заполнен глинистым раствором и соединен с одним из выкидов превентора.

Подготовительные работы на буровой

Погрузка, разгрузка , сборка и разборка ИПТ проводится с применением соответствующих исправных приспособлений и инструментов.

При разгрузке и погрузке испытателя пластов с помощью поворотного крана (тельферов) необходимо, чтобы никто не находился на пути движения груза или под ним; груз, захваченный краном, сохранял горизонтальное положение; подъем и перемещение груза производились стальными канатами (стропами).

При затаскивании груза в буровую перемещаемый груз должен быть виден работающему на катушке-лебедке.

Сборка испытателя пластов проводится на специальных подкладках с вырезами на полдиаметра испытательного инструмента.

При перекатывании труб со стеллажей на приемный мост запрещается стоять на пути движения труб.

Перед сборкой и компоновкой узлов ИПТ приемные мостки должны быть освобождены от бурильных труб и других посторонних предметов.

Запрещается производить спуск испытателя пластов при неисправном индикаторе веса.

При развинчивании и свинчивании узлов ИПТ машинными ключами запрещается находиться в радиусе действия машинных ключей.

Производство работ в скважине

Запрещается применение испытателя пластов без циркуляционного клапана.

Спускать инструмент следует с пониженной скоростью, так как пакер имеет пониженную проходимость по стволу скважины и возможны неожиданные посадки.

При стоянии на притоке запрещается выключать привод лебедки.

На последнюю трубу следует навернуть устьевую головку, отвод головки соединить с манифольдом для отвода продукта, поступающего из пласта.

Испытание пласта без устьевой головки запрещается.

Длина последней рабочей трубы подбирается таким образом, чтобы положение промывочной головки над ротором (ее расстояние от ротора) позволяло осуществлять контроль и обслуживание манометра и крана высокого давления.

По посадки пакера и открытия впускного клапана необходимо

а) обеспечить непрерывную подкачку бурового раствора в кольцевое пространство и заполнить скважину до устья;

б) надежно закрепить манифольд промывочной головки к основанию буровой установки;

в) обеспечить возможность немедленного перекрытия крана высокого давления на промывочной головке (при необходимости подготовить ключ, лом, лестницу).

При испытании вызов притока должен проводиться с депрессией, обусловленной устойчивостью пород испытуемого горизонта и проч-

ностью колонны труб на смятие, что должно быть указано в плане проведения работ.

Время неподвижного стояния на забое определяется интенсивностью притока, устойчивостью стенок скважины и должно быть обусловлено в плане проведения работ.

При наличии давления на устье в процессе испытания скважины снятие пакера необходимо проводить с выполнением мероприятий, обеспечивающих предотвращение открытого фонтанирования и исключение срыва резинового элемента.

В случаях получения мощного притока газа или нефти с высоким содержанием газа необходимо своевременно снять пакер с места, произвести разгрузку полости колонны бурильных труб, не открывая циркуляционного клапана. Затем открыть циркуляционный клапан, промыть скважину обратной циркуляцией и приступить к подъему инструмента с постоянным доливом глинистого раствора в затрубное пространство. Подъем инструмента следует проводить медленно во избежание поршневания и открытого выброса.

В случаях отбора в бурильные трубы большого количества нефти при подъеме инструмента необходимо строго соблюдать меры по предупреждению пожара.

Полученная пластовая жидкость при испытании и промывке скважины должна отводиться в специальные амбары или емкости через выкидные линии. При выбросовых проявлениях следует немедленно снять пакер, закрыть превентор и произвести задавку пласта утяжеленным раствором.

Закрытие запорно-поворотного клапана осуществляется вращением ротора в несколько приемов (не превышая двух оборотов в один прием) во избежание обратной отдачи ротора от упруго-пружинящего действия бурильных труб.

При подъеме испытателя пластов следует помнить, что объем между запорно-поворотным клапаном и ИПТ заполнен жидкостью или газом под высоким (забойным) давлением.

С целью предупреждения газопроявления следует строго следить за гидростатическим давлением столба жидкости в скважине, не допуская снижения. Постоянно контролировать уровень жидкости в кольцевом пространстве и при падении немедленно заполнять скважину.

Раскрепление и развинчивание соединений для стравливания давления необходимо осуществлять с повышенной осторожностью машинными ключами без применения ротора (с применением противосифонной "юбки").

Условия транспортировки отобранных при испытании проб должны исключать возможность их розлива и возникновения пожара.

Во время транспортировки испытатели пластов, приспособления и инструменты тщательно закрепляются в специальных крепежных устройствах.

Испытание нефтяных и газовых скважин на излив через испытатель пластов без соответствующего указания вышестоящих организаций заказчика запрещается.

В скважинах, где при испытании получены высокие дебиты нефти и газа, испытания последующих объектов проводятся с разрешения вышестоящей организации заказчика.

Приложение I

З А Я В К А
на проведение гидродинамических
исследований в нефтяных скважинах

"___"_____I9___г.

Заказчик _____ Подрядчик _____

УБР(УРБ)_____ РИТС № _____

Скважина № _____ Площадь _____

Маршрут следования _____

_____

Цель исследований _____

_____

_____

Решение о заявленных интервалах испытания принято _____
(указать

_____
наименования организации, должности, фамилии, имена и отчества

_____
ответственных представителей геологических, буровых и гео-

_____
физических служб, принявших решение)

Данные по скважине:

I. Тип скважины _____

2. Глубина скважины, м _____
(фактический и искусственный забой)

3. Конструкция скважины _____
(диаметр долота, диаметры и глубины

_____
установки кондуктора, промежуточных и технических

_____
колонн, обустройство устья и т.п.)

4. Тип буровой установки, характеристика бурового инструмента

_____

_____

_____

_____

_____

5. Характеристика промывочной жидкости:

тип _____, плотность _____ г/см^3,

вязкость_____с, фильтрация_____см^3/30 мин,

СНС_____г/см^2,добавки химреагентов _____

_____

углеводородов _____

6. Другие данные по скважине _____

7. Время готовности скважины к проведению исследований _____

_____
(дата , час)

Предпосылки испытания:

8. Геологические _____

9. Данные керна, шлама, газового каротажа _____

_____

10. Геофизические исследования проведены в интервале _____

в следующем объеме _____

11. Геофизическая характеристика _____

Задание на испытание:

12. Глубина установки пакера: верхнего _____м,

нижнего _____ м.

13. Допустимое время неподвижного пребывания инструмента на

забое _____ мин.

14. Начальное противодавление на пласт _____ МПа.

15. Предполагаемый характер притока _____
(нефть, газ, вода;

_____
средняя или высокая активность проявления)

16. Пластовое давление _____ МПа.

Представитель заказчика _____
(должность,фамилия,имя,отчество)

Заявка принята _____
(должность,фамилия, имя,отчество)

Приложение 2

СОГЛАСОВАНО

Главный геолог ШГК

_____

"___"_____19___г.

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер УБР

_____

"___"_____19___г.

Главный геолог УБР

_____

"___"_____19___г.

П Л А Н

работ по испытанию

скважины № _____ площади _____

испытателем пластов на трубах

I. Технические данные по скважине*

I. Последняя обсадная колонна диаметром _____ мм спущена до глубины _____ м, зацементирована от башмака на ____м.

2. Диаметр скважины _____ мм.

3. Забой скважины _____ м.

4. Состояние ствола скважины, интервалы посадок, чистота забоя, второй ствол и т.д. _____

5. Искусственный забой _____ м.

6. Буровой инструмент типа _____ марки _____ толщина стенок _____ мм.

7. Скважина заполнена буровым раствором (водой) с параметрами: удельный вес _____, вязкость_____, водоотдача _____, засоление _____ СНС _____.

8. Тип бурового раствора: глинистый раствор, обработанный углещелочным реагентом (УЩР), хлоркальциевый раствор (ХКР) и др.

_____

II. Характеристика объекта испытания**

I. Испытывается горизонт _____, представленный _____, расположен в интервале _____м, дата вскрытия _____.

2. Проницаемая (эффективная) мощность в интервале _____ м перфорация _____.

_____

* Данные передаются и обеспечиваются технологической службой.

** Данные передаются и обеспечиваются геологической службой.

3. Предполагаемое пластовое давление _____ МПа.
4. Предполагаемое насыщение и активность проявления _____
_____.
5. Проявление пласта в процессе бурения (вскрытия) _____
_____.

Ш. Подготовка скважины

№ пп.	Виды работ
I	Проработать ствол скважины в интервалах посадок или затяжек до полного их устранения.
2	Привести параметры бурового раствора в соответствии с ГТН. При испытании иметь на скважине запас бурового раствора согласно техническим условиям на бурение скважины.
3	Провести каротажные работы с обязательным снятием кавернограммы всего открытого ствола.
4	Провести привязку забоев к вскрытому разрезу через конец бурильных труб.
5	Промыть скважину в объеме, обеспечивающем чистоту забоя.
6	Подготовить ствол скважины так, чтобы была обеспечена безопасность нахождения инструмента на забое 3,5 ч с одним промежуточным проворачиванием инструмента. Разрешается предусматривать в плане время нахождения инструмента на забое менее 3,5 ч только по данным испытания скважины "на прихват".
7	Проверить буровое оборудование в объеме, аналогичном проверке перед спуском обсадной колонны. Особое внимание уделить исправности индикатора веса, талевого каната, превентора, тормозных колодок.
8	Обеспечить герметичность бурового инструмента (насосно-компрессорных труб) на перепад давления _____ МПа.
9	На период испытания _____ (иметь или не иметь) на буровой цементировочный агрегат, при необходимости пожарную машину.
I0	Обеспечить обратную промывку ствола скважины под давлением и непрерывное заполнение затрубного пространства буровым раствором в процессе испытания.

Примечание. Привязку забоя производить в случае, если площадка для установки пакера меньше 0,003 Н + 3 м, где Н - глубина установки пакера.

Ответственные за выполнение работ:

Буровой мастер _____. Представитель заказчика _____

IУ. Проведение испытания

№ пп	Виды работ
I	Компоновка ИПТ (снизу вверх): заглушка (хвостовик), фильтр, якорь, пакер, ИПТ, ЗПК, бурильные трубы.
2	Собрать хвостовики и узлы ИПТ так, чтобы установить пакер в интервале _____ м.
3	Установить забойный штуцер IO-мм.
4	Обвязка верхней трубы: квадрат, шланг, стояк, ЦА (манифольд), спец.головка ЦА (нужное подчеркнуть).
5	Испытание провести в соответствии с инструкцией _____ _____.
6	При доливе труб раствором (водой) оставить незалитыми _____ пог.м труб.
7	Суммарное время нахождения бурового инструмента на забое при испытании 3,5 ч или по результатам проверки на прихват _____ ч.
8	Максимальная суммарная натяжка (колонны труб) при снятии пакера не должна превышать 20 т и контролируется по индикатору веса буровой установки.
9	При подъеме инструмента для контроля состава и плотности пробы жидкости отбирать в объеме по 3 л через каждые 2 свечи с начала появления перелива. Последняя проба жидкости отбирается на анализ из полости труб между ЗПК и ИПТ.

Начальник отряда по испытанию _____

Ответственный за исправность оборудования и точное выполнение указаний начальника партии по испытанию _____

Буровой мастер _____

Старшим руководителем работ на буровой назначается _____
(Ф.И.О. представителя заказчика)

План составил _____
(Ф.И.О. представителя заказчика)

"____" _____ I9____г.

Приложение 3

А К Т
проверки готовности скважины к проведению работ по испытанию пластов

"____" _____ I9____ г.

Скважина № _____. Площадь _____

Мы, нижеподписавшиеся буровой мастер _____, представитель заказчика _____, электрик (эл.механик, эл.монтер, эл.слесарь)_____, составили настоящий акт о том, что скважина подготовлена к испытанию в соответствии с планом проведения испытательных работ, утвержденным "____" _____ I9_____ г.

I. Скважина проработана и промыта _____ циклами в течение _____ ч. Проработаны интервалы _____ (возможных посадок инструмента).

2. Параметры бурового раствора соответствуют заданным в плане проведения работ _____ (причина несоответствия).

3. Запас глинистого раствора с параметрами, предусмотренными планом работ, заготовлен в количестве _____ объемов скважины _____ $м^3$.

4. Обвязка устья скважины выполнена в соответствии с планом работ и техническими условиями_____.

5. Фонтанная арматура, противовыбросовое оборудование опрессовано на пробное давление _____ МПа. Акт об опрессовке превентора и цементного кольца за кондуктором имеется у тов.____ _____ (Ф.И.О.).

6. Цементировочный агрегат на скважине _____ (количество); резервуар агрегата заполнен глинистым раствором (_____ (объем).

7. В соответствии с планом работ на буровой присутствуют пожарная машина и отряд газоспасательной службы _____.

8. Нефтяной амбар (емкость) оборудован на расстоянии _____ м от устья скважины.

9. Рабочие буровой бригады проинструктированы о мерах по предупреждению открытых фонтанов, мерах противопожарной безопасности и мерах, необходимых в случаях газопроявления и внезапных выбросов из скважины.

10. Оборудование буровой (лебедка, насосы, электрооборудование и т.д.) исправно, буровой инструмент опрессован и промерен.

Работы начаты "____" _____ 19____ г. в _____ ч.

Работы по вызову притока нефти или газа должны производиться "____" _____ 19_____ г. с _____ до _____ ч.

Буровой мастер _____

Представитель заказчика _____

Электрик _____

Акт готовности скважины к проведению работ ИПТ вручен начальнику партии (отряда) _____ ПГК в _____ ч. "____" _____ 19____ г.

Подпись начальника партии (отряда)
по испытанию _____

Приложение 4

Министерство нефтяной промышленности

Управление промысловой и полевой геофизики

Трест _____

_____промыслово-геофизическая контора (экспедиция)

УБР, НГДУ, РУБР, ПГК _____ Объект № _____

А К Т

об испытании пласта

"____"_____I9____г.

I. Тип испытательного инструмента _____.

2. Забой _____, м, искусственный забой _____м.

3. Интервал испытания_____, горизонт _____

_____ вскрыт бурением _____.
(дата)

4. Конструкция скважины _____.
(диаметр в мм, глубина в м)

5. Диаметр бурильных труб : наружный _____ мм,

внутренний _____ мм.

6. Качество глинистого раствора: плотность _____г/см^3,

вязкость _____с,водоотдача _____ см^2/30 мин.

7. Глубина установки пакера _____ м, диаметр

пакера _____мм.

8. Диаметр скважины по кавернограмме в месте установки пакера

_____ мм.

9. _____

Тип манометра и его номер	Рабочий диапазон	№ часовых механизмов	Место установки	Глубина, м

10.

Вес инструмента	Показания индикатора веса (цена 1дел)
а) перед пакеровкой	
б) при испытании	
в) при снятии пакера	
г) после снятия пакера	

11. Положение уровня раствора в скважине при испытании _____.

12. Хронометраж испытания

Начало спуска	Открытие впускного клапана	Закрытие запорного клапана	Открытие запорного клапана	Повторное закрытие запорного клапана	Снятие пакера	Окончание подъема

13. Характеристика поднятой жидкости (по мере подъема)

Состав	Плотность, г/см^3	Удельное сопротивление, Ом.м	Температура, при которой замерено уд. сопротивл.	Количество	
				в пог.м	в л

14. Заключение геолога _____

15. Заключение начальника партии _____
(оценивается техническая успешность и однозначность результатов)

16. Контрольная опрессовка _____
(указать, какие узлы опрессованы)
произведена при давлении _____ МПа.

17. Примечание _____

Начальник партии _____

Представитель заказчика _____

Буровой мастер _____

Заключение интерпретационной службы _____
(обязательно оценивается качество испытания, опробования)

Приложение 5

Министерство нефтяной промышленности

Управление промысловой и полевой геофизики

Трест _____

_____ промыслово-геофизическая контора (экспедиция)

УТВЕРЖДАЮ

Главный геолог конторы(экспедиции)

_____

"_____"_____19_____г.

З А К Л Ю Ч Е Н И Е

по материалам испытания ИПТ

Скважина № _____. Площадь _____

Акт об испытании № _____.Дата испытания "__"___19____г.

1. Забой _____м.
2. Интервал _____м.
3. Горизонт _____.
4. Параметры процесса испытания: время притока _____ мин;
   время восстановления давления _____ мин;
   депрессия (противодавление на пласт) средняя _____МПа.
5. Поднято в трубах (кроме долива) _____
   _____
6. Дополнительные сведения _____
   (особенности проведенного испытания,
   _____
   герметичность инструмента,сведения о кислотных обработках и т.д.)
7. Способ отбора проб жидкости (газа) _____
   (глубинным пробоотборником
   _____
   или при подъеме труб)

8. Тип пробоотборника _____, емкость _____л,
давление в камере на поверхности _____ МПа,
количество извлеченной жидкости (газа) _____л.

9. Характеристика проб жидкости (газа). Плотность нефти ___г/см^3,
воды _____г/см^3, газа (по воздуху)_____.
Вязкость нефти _____ сП при температуре _____^{o}С.
газовый фактор _____ м^3/м^3.
Компонентный состав углеводородного газа (% объемн.):
метан _____,этан_____,пропан_____, бутан _____,
пентан_____,гексан_____,сумма углеводородов__(%абс).
Прочие данные _____
(химический состав воды, фракционный состав
_____
нефти,содержание неуглеводородных газов и т.д.)

10. Расчетные гидродинамические параметры пласта:
пластовое давление _____ МПа на . глубине _____м;
гидропроводность по КВД _____ и по КП _____ Д·см/сП;
дебит фактический(средний за время притока) _____м^3/сут;
коэффициент продуктивности фактический _____
и потенциальный _____м^3/сут·МПа;
ожидаемый дебит _____ м^3/сут при депрессии ____МПа.

11. Заключение по объекту _____
(обязательно дается краткая оценка
_____
коллекторских свойств, характер насыщенности и отдачи,
_____
промышленной ценности объекта, рекомендации по
_____
направлению дальнейших работ)

Руководитель службы (интерпретационной партии) _____

Интерпретатор _____

Литература

I. "Временная инструкция по испытанию скважин трубными испытателями пластов", Уфа, 1974.

2. Комплекс многоциклового испытательного оборудования типа МИГ. Руководство по эксплуатации МИГ-127, МИГ-146. СевКавНИПИнефть, 1975.

3. "Методика отбора и анализа скважинных проб жидкости и газа при испытании перспективных объектов комплексом испытательного инструмента (КИИ)", методическое руководство, ВНИИнефтепромгеофизика, 1977.

4. "Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах", М., 1963.

5. "Технические требования на подготовку скважин к проведению геолого-технологического контроля и осуществлению геохимических, геофизических и гидродинамических исследований в бурящихся скважинах", РД 39-4-220-79, Уфа, 1979.

6. Типовые и обязательные комплексы геофизических исследований поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, бурящихся на нефть и газ". РД 39-4-78-78.

7. Правила безопасности в нефтегазодобывающей промышленности, М., 1975.

8. Инструкция о порядке разработки, изложения и утверждения нормативно-технической документации в системе Министерства нефтяной промышленности. РД 39-4-64-80.

9. Руководство по применению комплекса инструментов "Уралец-2" при исследовании бурящихся скважин в районах Урало-Поволжья. РД 39-04-145-79.

10. ГОСТ 16275-70. Техника геологоразведочного бурения. Термины и определения.

11. СТ СЭВ 1052-78. Метрология. Единицы физических величин.

С О Д Е Р Ж А Н И Е

ВВЕДЕНИЕ 3

I. ТЕХНИКА ДЛЯ ИСПЫТАНИЯ РАЗВЕДОЧНЫХ, ОПОРНО-ПАРАМЕТРИЧЕСКИХ И ОЦЕНОЧНЫХ СКВАЖИН 5

I.I. Комплексы КИИ-2М-I46, МИГ-I27 и МИГ-I46. 5

Комплекс испытательных инструментов двухциклового действия КИИ-2М-I46 5

Комплексы МИГ-I27, МИГ-I46. 8

I.2. Новые узлы и устройства, применяемые в компоновке с серийными КИИ-2М-I46 . . . . . I5

Запорно-поворотный клапан многоцикловый ЗПКМ2-I46. . . . . I5

Многоцикловая приставка МП-I46. . . . . I8

Якорные устройства. 20

Якори размерного ряда 22

Уравнительный клапан к пакеру 24

Пакер механический ПМ. 25

Пакер резино-металлического перекрытия ПРМП-I . . 27

Пробоотборник-накопитель 29

I.3. Новые технологические схемы компоновок ИПТ многоциклового действия 30

I.4. Глубинные манометры и термометры. 35

Манометр МГП-3М. 36

Манометр МГИ-3 37

Манометры глубинные нормального ряда МГН2 38

Часовые механизмы 39

Термометр ТГИ-3 39

I.5. Лабораторное оборудование для обслуживания скважинных приборов 4I

Стенд градуировки манометров СГМ-I. 42

Стенд вакуумный ВС-I. 43

Установка термостатирующая ТУ-7 45

2. ТЕХНОЛОГИЯ ИСПЫТАНИЯ ОПОРНО-ПАРАМЕТРИЧЕСКИХ, РАЗВЕДОЧНЫХ И ОЦЕНОЧНЫХ СКВАЖИН. 47

2.I. Типовые комплексы исследований и выбор объекта. . . . 47

Технология комплексных работ в поисковых и разведочных скважинах при изучении коллекторов порового типа с $K_{п} > 10\%$ 52

Технология комплексных работ в поисковых
и разведочных скважинах при изучении
сложных коллекторов с $К_п$ < 10% 53
2.2. Подготовка к испытанию скважины. 54
Подготовка ствола скважины. 54
Оборудование устья скважины 56
2.3. Подготовка бурового инструмента и
испытателя пластов к спуску в скважину. 59
2.4. Сборка и спуск ИПТ в скважину. 61
2.5. Установка пакера. 64
2.6. Режим испытания 68
2.7. Снятие пакера, подъем ИПТ. 75
3. ОТБОР И АНАЛИЗ СКВАЖИННЫХ ПРОБ ЖИДКОСТИ И ГАЗА. 77
3.1. Цель отбора скважинных проб 77
3.2. Оценка качества пробы. 78
3.3. Дегазация скважинной пробы 79
3.4. Анализ отобранных проб жидкости и газа 81
3.5. Интерпретация результатов исследования
скважинных проб. 81
4. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЯ 88
4.1. Оценка качества проведенных работ с ИПТ. 88
4.2. Определение характера насыщения объекта испытания. . 103
4.3. Определение параметров пласта. 105
Определение гидропроводности призабойной
зоны пласта. 107
Определение параметров пласта удаленной зоны. . . 109
Экспресс-методы обработки КВД при многократном
вызове притока. 115
Определение коэффициента закупорки. 119
Определение коэффициентов продуктивности пласта . 119
Определение дебита по данным работы ИПТ 121
5. ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ. 126
5.1. Организация работ 126
5.2. Правила безопасности при испытании пластов
испытателями пластов на трубах. 127
Общие требования. 127
Предупреждение открытого фонтанирования скважин . 129

Ликвидация открытых нефтяных и газовых фонтанов и аварийные работы I3I
Требования к подготовке скважины. I33
Подготовительные работы на буровой. I33
Производство работ в скважине. I34
Приложение I. Заявка на проведение гидродинамических исследований в нефтяных скважинах I37
Приложение 2. План работ по испытанию скважины испытателем пластов на трубах. I39
Приложение 3. Акт проверки готовности скважины к проведению работ по испытанию пластов . . . I42
Приложение 4. Акт об испытании пласта. I44
Приложение 5. Заключение по материалам испытания ИПТ. . . . I46
Литература I48

Основные и производные единицы СИ и соответствующие единицы других систем

Наименование и размерность величины	Единицы				Соотношение с другими единицами
	СИ		не входящие в СИ		
	наименование	обозначение	наименование	обозначение	
1	2	3	4	5	6
Длина; L	метр	м	–	–	
Масса; M	килограмм	кг	тонна*	т	1 т = $1 \cdot 10^3$ кг
Время; T	секунда	с	минута*	мин	1 мин = $6 \cdot 10^1$ с
			час*	ч	1 ч = $= 3{,}6 \cdot 10^3$ с
			сутки*	сут	1 сут = $= 8{,}64 \cdot 10^4$ с
Термодинамическая температура; θ	кельвин	К	градус Цельсия	^{o}C	1 К = $1\,^{o}$C (по размеру)
Площадь; L^2	квадратный метр	$м^2$	гектар**	га	1 га = $1 \cdot 10^4 м^2$
Объем, вместимость; L^3	кубический метр	$м^3$	литр*	л	1 л = $1 \cdot 10^{-3} м^3$
Скорость линейная; LT^{-1}	метр в секунду	м/с	–	–	1 км/ч = $= 0{,}27778$ м/с***
Плотность; $L^{-3}M$	килограмм на кубический метр	$кг/м^3$	–	–	
Удельный вес; $L^{-2}MT^{-2}$	ньютон на кубический метр	$Н/м^3$	–	–	1 дин/$см^3$ = $= 10$ $Н/м^3$ ***
Удельный объем; L^3M^{-1}	кубический метр на килограмм	$м^3/кг$	–	–	Величина, обратная плотности
Газожидкостный фактор	кубический метр на кубический метр	$м^3/м^3$	–	–	
Сила, вес; LMT^{-2}	ньютон	Н	–	–	1 Н = 1 кг·м/$с^2$
					1 дин = $= 1 \cdot 10^{-5}$ Н***
					1 кгс = $= 9{,}80665$ Н***
Импульс силы; LMT^{-1}	ньютон-секунда	Н·с	–	–	1 дин·с = $= 10^{-5}$ Н·с ***

I	2	3	4	5	6
Давление, механическое напряжение, модуль упругости, модуль сдвига; $L^{-1}MT^{-2}$	паскаль	ПА ($Н/м^2$)	-	-	I Па = I $Н/м^2$ I $кгс/см^2$ = =(I техн.атм.)= =9,80665·10^4Па***
Поверхностное натяжение; MT^{-2}	ньютон на метр	Н/м	-	-	I дин/см = ≡I·10^{-3}Н/м*** I кгс/м = = 9,80665Н/м***
Кинематическая вязкость; L^2T^{-1}	квадратный метр на секунду	$м^2/с$	-	-	I Стокс = = I·10^{-4} $м^2/с$***
Проницаемость пористых сред; L^2	квадратный метр	$м^2$	-	-	I Дарси =I,0I972x xI$0^{-12}$$м^2$ ***

* Внесистемные единицы, допускаемые к применению наравне с единицами СИ.

** Допускается применять только для измерения площадей земельных участков.

*** Перевод некоторых единиц других систем в единицу СИ приводится для сведения авторов.

РУКОВОДСТВО
ПО ТЕХНИКЕ И МЕТОДИКЕ ИСПЫТАНИЯ СКВАЖИН
ИСПЫТАТЕЛЯМИ ПЛАСТОВ МНОГОЦИКЛОВОГО ДЕЙСТВИЯ

РД 39 - 32 - 734 - 82

Редактор Л.А. Рудакова

Подписано к печати и свет 28.10.1982.П0 1818. Формат 60 х 84 1/16.
9,5 печ.л., 9,2 уч.-изд.л. Тираж 1000 экз.Цена 75 коп. Заказ № 4794

[illegible]геофизика.450005, Уфа,ул.8 Марта,126.
Типография им. Мяги, г.Куйбышев, ул.Венцека, 60.

gost.e-ecolog.ru