ИСПЫТАНИЕ ПЛАСТОВ

ТЕХНИЧЕСКАЯ ИНСТРУКЦИЯ

ПО ИСПЫТАНИЮ ПЛАСТОВ ИНСТРУМЕНТАМИ НА ТРУБАХ

(РД 153-39.0-062-00)

2001

gost.e-ecolog.ru

ТЕХНИЧЕСКАЯ

ИНСТРУКЦИЯ ПО ИСПЫТАНИЮ ПЛАСТОВ

ИНСТРУМЕНТАМИ НА ТРУБАХ

РД 153-39.0-062-00

Москва – 2001

Предисловие

РАЗРАБОТАН ОАО НПФ «Геофизика».

ИСПОЛНИТЕЛИ: Адиев Я.Р., Антропов В.Ф., Байков Д.Г., Блюменцев А.М., Бродский П.А., Гайворонский И.Н., Гергедава Ш.К., Добрынин В.М., Замараев А.Н., Камалов Ф.Х., Корженевский А.Г., Латыпов Р.С., Лукьянов Э.Е., Михайлов В.М., Петросян Л.Г., Полякова В.А., Савостьянов Н.А., Сухоносов Г.Д., Хакимов В.С., Хаматдинов Р.Т., Шакиров А.Ф. (руководитель коллектива), Шакиров Р.А., Яценко Г.Г.

ВНЕСЕН Управлением геологоразведочных и геофизических работ Министерства энергетики Российской Федерации.

УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ приказом Министерства энергетики Российской Федерации № 33 от 2 февраля 2001 г.

СОГЛАСОВАН Федеральным горным и промышленным надзором Российской Федерации письмом члена коллегии Госгортехнадзора Ю.А.Дадонова № 10-13/776 от 19.10.2000 г.

ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

В настоящем документе реализованы требования Закона Российской Федерации «О недрах»

Полное или частичное воспроизведение, тиражирование и распространение настоящего руководящего документа производится только с разрешения Минэнерго Российской Федерации.

ISBN 5-901472-02-0

СОДЕРЖАНИЕ

1	Область применения	1
2	Законодательные и нормативные ссылки	2
3	Определения	3
3.1	Термины и аббревиатура	3
3.2	Составные части испытателя пластов на трубах	4
4	Организация работ	5
5	Комплексы и компоновки ИПТ	7
5.1	Комплексы для испытания скважин	7
5.2	Компоновки ИПТ для испытания скважин	9
5.2.1	Компоновки ИПТ для работ в открытом стволе скважины	9
5.2.2	Компоновки ИПТ для работ в обсаженной скважине	12
5.3	Скважинные манометры	17
6	Подготовительные работы к испытанию скважины	19
6.1	Подготовка скважины	19
6.2	Подготовка подъемного оборудования и инструмента	20
6.3	Оборудование устья скважины	22
6.4	Подготовка ИПТ и скважинных манометров	26
7	Проведение испытания пласта	28
7.1	Выбор объекта испытания	28
7.2	Выбор диаметра пакера и его установка	29
7.3	Нагрузка на пакер	31
7.4	Режим испытания	35
7.5	Контроль работы ИПТ	39
8	Оперативная обработка результатов испытания	41
8.1	Определение характера насыщения пласта	41
8.2	Критерии качества испытания пласта	45
9	Автоматизированная обработка диаграмм давления	48
9.1	Типовая программа обработки диаграмм давления на ПЭВМ	48
9.2	Оценка потенциальных возможностей испытанного объекта	53
10	Техника безопасности при работе с ИПТ	54
10.1	Правила безопасности при производстве работ с ИПТ	54
10.2	Предупреждение осложнений при испытании скважины	58

Приложение А	Документация на работы по испытанию пластов	62
Приложение Б	Компоновки ИПТ	71

Приложение В	Давление, соответствующее пределу текучести, для бурильных труб	77
Приложение Г	Критические сжимающие нагрузки на хвостовик	80
Приложение Д	Наиболее вероятная интерпретация проб	81
Приложение Е	Обработка данных испытания пласта	83
Приложение Ж	Определяющие признаки достоверности данных испытания	125
Приложение З	Основные и производные единицы СИ и соответствующие единицы других систем	127

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Техническая инструкция по испытанию пластов инструментами на трубах

Дата введения 2001-03-01

1 Область применения

1.1 Настоящий руководящий документ определяет задачи, организацию и технологию работ с применением трубных испытателей пластов (ИПТ) во всех категориях скважин за исключением испытания скважин, пласты в которых имеют содержание сероводорода более 10% по объему.

Испытание таких скважин выполняется по индивидуальному плану на каждое испытание.

1.2 Испытание пластов комплексами ИПТ выполняют производители работ в топливно-экономическом комплексе независимо от форм собственности, имеющие лицензии на право проведения геологических работ по изучению земных недр и скважинных геофизических работ.

1.3 Испытание пластов в процессе бурения входит неотъемлемой частью в технологический цикл строительства нефтяных и газовых скважин. Применение ИПТ регламентируется обязательным и дополнительным комплексами геофизических исследований и работ в скважинах (ГИРС) и предусматривается проектной документацией и геолого-техническими нарядами на строительство скважин, как одно из высокоэффективных средств получения геологической, технологической и гидродинамической информации о пластах и насыщающих их флюидах.

1.4 Испытание пласта - технологический комплекс работ в скважине, связанный со спуско-подъемными операциями инструмента, созданием глубокой депрессии на пласт, многоцикловым вызовом притока пластовой жидкости и отбором глубинных проб, с обязательной регистрацией диаграмм изменения давления и температуры на забое и в трубах и определением гидродинамических параметров пласта.

Перед испытанием проводится необходимый комплекс ГИРС, обеспечивающий выбор интервала испытания на основе учета залегания пластов-коллекторов, характера насыщенности их отдельных участков и наличия площадок для установки пакеров (в некавернозных интервалах).

1.5 В поисково-разведочных (необсаженных и обсаженных) скважинах гидродинамические методы испытания применяют для решения различных геологических задач (разделения коллекторов на продуктивные и водоносные, установления характера их насыщенности, контакта между флюидами и эффективной толщины, определения параметров пласта и его околоствольной зоны, прогнозирования режима эксплуатации промышленных объектов и т. д.) и целого ряда технологических задач (оптимизации режима бурения, контроля

параметров раствора для вскрытия с минимальной репрессией на продуктивный горизонт, выбора соответствующих мероприятий для борьбы с поглощениями и проявлениями пластов, решения о спуске обсадной колонны или ликвидации скважины без спуска этой колонны и др.).

1.6 В эксплуатационных скважинах ИПТ применяют с целью: очистки прискважинной зоны для интенсификации добычи нефти, освоения законченных бурением скважин, оценки технического состояния обсадной колонны и цементного кольца за колонной и эффективности проведенных геолого-технических мероприятий, оценки изменения гидродинамических параметров в прискважинной и удаленной зонах пласта, решения специальных задач (например, одновременной перфорации и испытания пласта, установления интервалов негерметичности обсадной колонны, прочности цементного моста, заколонных перетоков и др.).

Только комплексная интерпретация информации ГИРС и ИПТ позволяет решать с высокой достоверностью вышеперечисленные задачи.

2 Законодательные и нормативные ссылки

2.1 Закон Российской Федерации «О недрах» № 27-ФЗ от 03.03.95 с изменениями и дополнениями от 10.02.99 № 32-ФЗ.

2.2 ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. Основные схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.

2.3 СТ ЕАГО-046-01 Геофизические исследования и работы в скважинах. Геофизические исследования разрезов скважин. Каротаж. Термины, определения, буквенные обозначения, измеряемые физические величины. М., 1998.

2.4 РД 153-00.0-003-99 Порядок разработки, согласования и утверждения отраслевых нормативных документов.

2.5 Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. М., 1999.

2.6 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. М., 1998.

2.7 Типовые инструкции по безопасности геофизических работ в процессе бурения скважин и разработки нефтяных и газовых месторождений, книга 3, М., 1996.

2.8 Временные основные условия производства работ с испытателями пластов в системе МНП. 1993.

2.9 РД 39-0147716-512-85 Технология исследования глубоких разведочных скважин испытателями нм трубах с применением новых технических средств «Глубина».

2.10 РД 39-0147716-216-86 Технология исследования добывающих и разведочных скважин в колонне испытателями на трубах.

2.11 РД 39-0147716-002-88 Методическое руководство по селективному испытанию пластов в бурящихся скважинах.

3 Определения

3.1 Термины и аббревиатуры

АВПД - аномально высокое пластовое давление
АК - акустический каротаж
АКВ - акустический каротаж многоволновой
БД - банк данных
БК - боковой каротаж
БКЗ - боковое каротажное зондирование
БМК - боковой микрокаротаж
ВНК - водонефтяной контакт
ВДК - волновой ДК
ВК - каротаж методом регистрации волновых картин
ГВК - газо-водяной контакт
ГГК - гамма-гамма каротаж
ГДК - гидродинамический каротаж
ГИРС - геофизические исследования и работы в скважинах
ГИС - геофизические исследования скважин
ГНК - гамма-нейтронный каротаж
ГК - гамма-каротаж интегральный
ГКО - глинокислотная обработка пласта
ГНК - газо-нефтяной контакт
ГТИ - геолого-технологические исследования
ГТМ - геолого-технические мероприятия
ГТН - геолого-технический наряд
ГГП - гамма - гамма плотномер
ДК - диэлектрический каротаж
ЕВС - естественная водная суспензия
ИК - индукционный каротаж
ИНГК - импульсный нейтронный гамма-каротаж
ИПТ - испытатель пластов на трубах
КИИ - комплекс испытательных инструментов
КИОД - комплекс для испытания, освоения и доразведки
КИП - контрольно-измерительные приборы
КВД - кривая восстановления давления
КП - кривая притока
КС - метод кажущегося сопротивления
МЗ - микрозондирование
МИГ - многоцикловый испытатель гидравлический
МИК - многоцикловый испытательный комплекс
МК - микрокаротаж
НК - нейтронный каротаж
НГДУ - нефтегазодобывающее управление

НКТ - насосно-компрессорные трубы
ОПЗ - обработка призабойной зоны пласта
ПС - метод потенциалов самопроизвольной поляризации
СКО - солянокислотная обработка пласта
ТГХВ - термогазохимическое воздействие на пласт
УБР - управление буровых работ
УГР - управление геофизических работ
УЗД - устройство для замера давления
УСИП - устройство для селективного испытания пласта
ЭМК - электромагнитный каротаж
ЯМК - ядерный магнитный каротаж

3.2 Составные части испытателя пластов на трубах

Шифр	Термин	Определение
ИП	Испытатель пластов	Основной клапанный механизм, предназначенный для перекрытия внутренней полости колонны труб от скважинной жидкости при спуске и подъеме ИПТ, сообщения бурильных (НК) труб с испытываемым интервалом, выравнивания давления над и под пакером перед его снятием и подъемом ИПТ.
ЗП	Клапан запорный (поворотный или растяжения)	Механизм, предназначенный для перекрытия полости труб в процессе испытания с целью регистрации кривой восстановления давления (КВД)
КЦ	Клапан циркуляционный (сливной клапан)	Механизм, предназначенный для прямой и обратной циркуляции жидкости в любой момент испытания пласта
К	Компенсатор	Механизм телескопической конструкции, предназначенный для компенсации вертикального хода колонны труб.
ЯГ	Ясс гидравлический	Механизм, предназначенный для облегчения снятия пакера с места его установки после испытания или ликвидации прихвата хвостовика ИПТ.
ПЦР	Пакер цилиндрический	Узел, предназначенный для герметичного перекрытия кольцевого пространства ствола скважины с целью изоляции испытуемого объекта от остальной части ствола скважины.
Ф	Фильтр	Толстостенный патрубок с продольными щелями и переводниками, служащий для предохранения штуцера и проходных каналов ИПТ от засорения и для размещения глубинных автономных регистрирующих приборов.
ЯК	Опорный якорь	Механизм для упора в стенки скважины (в открытом стволе, в обсадной колонне) при испытании пласта без опоры на забой.
ЗБ	Замок безопасный	Механизм, предназначенный для отвинчивании колонны бурильных (НК) труб и ИПТ с целью извлечения их из скважины в аварийных ситуациях.

4 Организация работ

4.1 Недропользователи, имеющие лицензию государственных органов, применяют различные организационно-правовые формы взаимоотношений при выполнении работ с ИПТ с субъектами предпринимательской деятельности (далее – Производители работ).

4.2 Недропользователь уведомляет Производителя работ о необходимости проведения работ с ИПТ за три дня заявкой на испытание скважины, в которой указываются цели и задачи, состояние и геолого-технические характеристики скважины и объекта испытания (приложение А. 1).

4.3 На основании поданной заявки представители Производителя работ и Недропользователя составляют план работ по испытанию (приложение А. 2), который согласуется руководителем Производителя работ и утверждается техническим и геологическим руководителями Недропользователя. За двое суток до начала работ утвержденный план на испытание вручается Производителю работ (копии плана - буровому мастеру, мастеру бригады капитального и подземного ремонта скважин).

4.4 Ответственным руководителем за выполнение работ является представитель Недропользователя, указанный в плане испытания скважины.

За соблюдение технико-технологических требований при испытании скважины ответственным является представитель Производителя работ - начальник партии, мастер по испытанию скважины.

4.5 Недропользователь обязан обеспечить:

- подготовку скважины, бурильного инструмента (НКТ), бурового и силового оборудования, противовыбросового устройства, обвязку и опрессовку устьевой головки согласно утвержденной схеме, контроль за активностью притока флюида в трубы и уровнем жидкости в затрубном пространстве в процессе испытания;
- выполнение буровой бригадой (бригадой капремонта) работ с пластоиспытательным оборудованием на скважине (разгрузка, сборка, спуск, испытание, подъем, разборка, погрузка).

4.6 Производитель работ обязан обеспечить:

- технические средства для испытания скважины (ИПТ, КИП, кран высокого давления для обвязки верхней трубы, транспорт для перевозки ИПТ и работников партии).

4.7 Перед проведением работ с ИПТ Недропользователь обязан провести геофизические исследования в скважине (ГИРС) в соответствии с действующими руководящими документами и инструкциями.

4.8 Основной производственной единицей при работе с ИПТ является партия по испытанию скважин Производителя работ.

Партия должна быть оснащена необходимыми техническими и транспортными средствами. Работники партии должны быть обучены по специальности и правилам безопасности работ с ИПТ на скважине.

4.9 Недропользователь несет ответственность за подготовку скважины к работе с ИПТ, исправность бурового инструмента, силового и вспомогательного оборудования. Подготовленность буровой установки и скважины к испытанию оформляется актом (приложение А. 3) за подписями бурового мастера (мастера по капремонту), представителя Недропользователя и электрика.

Акт передается начальнику партии по испытанию (Производителю работ) перед началом работ на скважине.

4.10 Начальник партии при подготовке к испытанию должен лично проверить наличие документации на буровой (скважине):

- геолого-технического наряда (режимно-технологической карты на строительство скважины);
- технических паспортов на установленное оборудование (индикатор веса, талевый канат, бурильные трубы, противовыбросовое устройство и обвязку);
- акта на опрессовку противовыбросового устройства и последней обсадной (технической) колонны;
- плана ликвидации аварийного фонтанирования и пожара;
- акта на опрессовку устьевой головки, бурильной (НК) колонны;
- акта готовности скважины и бурового оборудования к испытанию скважины ИПТ;
- плана на испытание скважины.

4.11 Испытание скважины запрещается в случае:

- неисправности бурового подъемного оборудования, инструмента;
- отсутствия противовыбросового устройства или его неисправности;
- проявления скважины с угрозой аварийного фонтанирования (о степени опасности решение принимает ответственный руководитель работ – представитель Недропользователя);
- неполного состава вахты или использования учеников (стажеров) в качестве вахтовых рабочих;
- отсутствия документации, необходимой для проведения работ;
- отсутствия ответственного руководителя (представителя Недропользователя), указанного в плане работ по испытанию скважин.

4.12 Начальник партии (Производитель работ) обязан удостовериться в надлежащей подготовке скважины к испытанию и в случае полного выполнения Недропользователем этих требований подписать акт (приложение А. 4) и приступить к работе с ИПТ.

При отсутствии акта или невыполнении всех требований, предъявляемых к подготовке скважины, начальник партии не имеет права приступать к производству работ по испытанию.

4.13 Начальник партии по испытанию (представитель Производителя работ) совместно с ответственным руководителем работ (представителем Недропользователя) перед началом испытания скважины должен провести инструктаж вахты (с повторением его для каждой вновь заступающей вахты).

4.14 Недропользователь обязан предоставить помещение для работ, спальные места работникам партии при круглосуточной работе на буровой (скважине) и возможность пользоваться пунктом питания (столовой).

4.15 По результатам испытания (независимо от полученной при этом информации) начальник партии составляет акт о проведенных работах на скважине, который подписывают буровой мастер (по капремонту) и представитель Недропользователя (приложение А.5). В акте дается предварительное заключение о результатах испытания.

4.16 Окончательное заключение по материалам испытания ИПТ Производитель работ выдает Недропользователю в трехдневный срок после окончания работ на скважине и возвращения партии на базу.

4.17 Документация по испытанию скважин с ИПТ передается Недропользователем в банк данных для дальнейшего использования при геологическом изучении недр, при региональных геолого-геофизических работах и разработке нефтегазовых месторождений.

5. Комплексы и компоновки ИПТ

5.1 Комплексы для испытания скважин

5.1.1 Комплексы ИПТ и их компоновки подбираются в зависимости от условий и режимных задач, указанных в плане работ, диаметра и глубины скважины, испытания в открытом стволе или в обсадной колонне, с опорой на забой или упором на стенки скважины, испытания с одним пакером или с селективным разобщением, в одноцикловом или многоцикловом режиме вызова притока флюида. В полную компоновку комплекса ИПТ «снизу - вверх» входят: опорный башмак или якорь, толстостенный патрубок с манометром и уравнительным устройством, нижний пакер, фильтр, патрубок с манометром, верхний пакер, замок безопасный, пробоотборник, ясс гидравлический, патрубок с манометром, испытатель пластов, запорный клапан, компенсатор, циркуляционный клапан или сливной клапан, бурильные (НК) трубы и устьевая головка.

5.1.2 Усовершенствованные многоцикловые комплексы МИГ-146У, МИГ-127У, МИК-95, МИГ-80, МИГ-65 предназначены для испытания перспективных объектов в обсаженных и необсаженных скважинах глубиной до 7000 м в диапазоне диаметров 75 - 295 мм с перепадом давления до 45 МПа и температуре на забое до 200°С.

Конструктивные особенности комплексов описаны в соответствующих руководствах по эксплуатации каждого типоразмера МИГ.

Технико-технологической особенностью комплексов является наличие сменной клапанной системы для обеспечения возможности испытания коллекторов с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) и устьевой головки вертлюжного типа. В процессе испытания управление клапанной

системой ИПТ и ЗП осуществляется вращением и (или) перемещением колонны труб при значительных депрессиях на испытываемые пласты, что повышает надежность работ в глубоких или наклонно-направленных скважинах.

5.1.3 Комплексы КИИЗ-146, КИИЗ-95 предназначены для испытания скважин глубиной до 5000 м в диапазоне диаметров 118 - 295 мм с перепадами давления до 35 МПа и температуре на забое до 150°С и обеспечивают обычное и селективное испытание объектов в многоцикловом режиме, с опорой и без опоры на забой скважины.

В комплекс КИИЗ-146 входят якори размерного ряда (поставка по заказу потребителя) и запорно-поворотный многоцикловый клапан, что обеспечивает возможность проведения испытания по схеме "снизу-вверх" без опоры на забой нескольких объектов (до первого продуктивного интервала) за одну спуско-подъемную операцию.

В КИИЗ-95 включена многоцикловая приставка и пакер (поставка по заказу потребителя) с удерживающим устройством для испытания объектов в эксплуатационных скважинах с низкими статическими уровнями жидкости.

5.1.4 Комплекс испытательного оборудования для доразведки и освоения нефтегазоносных залежей по фонду эксплуатационных скважин КИОД-110М предназначен для селективного испытания и обработки продуктивных объектов в скважине с опорой инструмента на стенки обсадной колонны.

Комплекс спускается в скважину на насосно-компрессорных или бурильных трубах, работает в режиме многоцикловой технологии. Управление комплексом осуществляется путем передачи осевой нагрузки на испытатель пластов для открытия впускного клапана и небольшого натяжения труб для его закрытия.

5.1.5 Комплекс испытательного оборудования ИПТ-110С предназначен для испытания добывающих скважин, закрепленных обсадной колонной диаметром 140, 146 и 168 мм, совместно с геофизическими методами исследования.

Комплекс спускается на пустых или частично заполненных трубах с внутренним диаметром не менее 60 мм. Управляется вертикальным перемещением колонны труб и работает в режиме многоцикловой технологии "приток - восстановление давления".

5.1.6 Комплекс КОИС-116ДС предназначен для испытания и пробной эксплуатации поисковых и разведочных скважин, обсаженных колоннами диаметром от 139,7 до 168 мм, и обеспечивает дистанционный контроль забойных параметров в процессе испытания с помощью глубинных приборов, спускаемых на каротажном кабеле в зону исследуемого объекта.

5.1.7 Комплекс пластоиспытательного оборудования, управляемый затрубным давлением, ИПТ-127УЗД предназначен для испытания перспективных интервалов в глубоких, наклонно-направленных и морских скважинах в открытом стволе и в обсадной колонне. Управление клапанным

механизмом испытателя осуществляется созданием избыточного затрубного давления до 5 МПа, которое воздействует на камеру испытателя, заполненную инертным газом.

Для испытания горизонтальных скважин предназначен унифицированный испытатель пластов типа ИПУ-146.

5.2 Компоновки ИПТ для испытания скважин

5.2.1 Компоновки ИПТ для работ в открытом стволе скважины

5.2.1.1 Комплексами МИГ-146У, МИГ-127У рекомендуется проводить работы с применением следующих компоновок (приложение Б.1).

Первый (I) тип компоновки предусматривает обязательное использование циркуляционного клапана вращения и раздвижного механизма. При этом обеспечивается многократность закрытых и открытых периодов испытания путем как вращения колонны труб, так и их осевых перемещений. Компоновку целесообразно использовать при проведении испытания пластов в глубоких скважинах.

Второй (II) тип компоновки обеспечивает проведение двухцикловых испытаний только вращением колонны бурильных труб.

Третий (III) тип компоновки с распределительным устройством между пакерами и устройством для раздельного вращения колонны труб позволяет проводить многоцикловые испытания путем вращения или осевыми перемещениями колонны труб.

Четвертый (IV) тип компоновки рекомендуется при проведении операций в скважинах, заполненных утяжеленным буровым раствором, когда для ограничения депрессии на пласт бурильные трубы должны заполняться водой или буровым раствором до устья скважины.

Пятый (V) тип компоновки необходимо применять для селективного испытания пласта с использованием устройства для вращения труб для многократного создания открытых и закрытых циклов испытания.

Шестой (VI) тип компоновки предусматривает селективное испытание пласта с применением запорного клапана двойного действия, установленного над испытателем пластов.

5.2.1.2 При использовании компоновок первого и второго типов прямая или обратная циркуляция может осуществляться двумя способами:

1) созданием избыточного давления в полости бурильных труб для открытия циркуляционного клапана;

2) вращением колонны труб на 10 оборотов перед снятием пакера с места для сообщения затрубного пространства с полостью бурильных труб через циркуляционный клапан вращения.

В компоновках четвертого типа испытатель пластов спускается в скважину с открытым приемным клапаном, бурильные трубы по мере их спуска в скважину заполняются буровым раствором, находившимся в скважине.

Многократность циклов испытания достигается путем осевых перемещений колонны труб. По окончании испытания при снятии пакера с места открывается уравнительный клапан испытателя пластов и происходит выравнивание давления последовательно под нижним пакером, между пакерами и в затрубном пространстве.

5.2.1.3 Типовые компоновки предусматривают возможность проведения операций сдвоенными пакерами с установкой между ними распределительного устройства. Такие компоновки рекомендуются при испытании глубоких скважин, когда перепад давления на пакере превышает 20 МПа. При использовании якорных устройств компоновки МИГ должны исключать устройства для раздельного вращения труб.

5.2.1.4 Типовые компоновки КИИЗ-146 рекомендуемые для испытания пластов в процессе бурения скважин представлены в приложении Б.2.

Компоновки КИИЗ-146 с опорой хвостовика на забой скважины предусматривают подбор такой длины труб хвостовика, чтобы фильтр оказался против испытываемого пласта, а резиновый элемент пакера - в плотных породах над интервалом испытания.

При сборке ИПТ в соответствующих секциях компоновки устанавливаются скважинные манометры для регистрации процесса испытания, контроля работы узлов ИПТ и герметичности труб.

5.2.1.5 Длина колонны труб должна быть подобрана с таким расчетом, чтобы при спуске до забоя муфта последней трубы оказалась на 3 - 4 м выше ротора или, в случае испытания через квадратную штангу, верхний конец трубы был на 4 м выше ротора, чтобы иметь возможность при пакеровке обеспечить сжатие компоновки испытательного оборудования, передать заданную осевую нагрузку на пакер и поддерживать ее в процессе испытания.

5.2.1.6 Для контроля активности притока из испытуемого пласта и отвода пластового флюида на безопасное расстояние от буровой верхнюю трубу с предварительно навернутой устьевой головкой и краном высокого давления необходимо обвязать выкидной линией (манифольдом) с цементировочным агрегатом.

5.2.1.7 При проведении испытания с противодавлением на пласт бурильные трубы частично или полностью заполняют технической водой или буровым раствором.

Во избежание засорения проходных каналов испытательного оборудования первую трубу, расположенную над циркуляционным клапаном, следует заполнять качественным буровым раствором, а далее - технической водой.

После спуска инструмента обвязку устья производят по утвержденным схемам.

5.2.1.8 Управление клапанной системой ИПТ может осуществляться вытяжкой или вращением труб (приложение Б.2.I), вращением колонны труб (приложение Б2.II, III, IV, V), с установкой одного пакера (приложение Б2.I, II, V) и с селективным разобщением пласта (приложение Б2. III, IV).

5.2.1.9 Снятие инструмента с места пакеровки выполнять путем постепенного натяжения колонны труб на 10 - 15% выше веса инструмента до установки пакера. Если после этого пакер не снимается, натяжение постепенно увеличивают, с остановками на 2 - 3 мин., до допустимых пределов в зависимости от прочности колонны труб. В случае прихвата компоновки ИПТ работы по освобождению проводят расхаживанием инструмента.

Применение в компоновке гидравлического ясса позволяет создать серию ударов в направлении снизу-вверх, что, как правило, способствует освобождению прихваченного инструмента.

5.2.1.10 Подъем инструмента должен проводиться с непрерывным доливом промывочной жидкости в кольцевое пространство скважины.

При появлении свечей с жидкостью через устьевую головку цементировочным агрегатом создать избыточное давление 4 – 12 МПа в трубах (или сбросить в полость труб ударную штангу) для открытия комбинированного циркуляционного клапана и обратной циркуляцией заменить пластовый флюид в трубах, отбирая при этом пробы, затем продолжить подъем инструмента.

При испытании пласта отбирают пробы трех типов:

- дегазированные пробы отбираются из труб при обратной промывке в объем не менее 1,5 л, равномерно распределенных по глубине, дополнительно отбираются так называемые фоновые пробы для уточнения характера насыщения объекта испытания;

- пробы жидкости и газа отбираются при подъеме компоновки ИПТ с соблюдением мер предосторожности ниже циркуляционного (сливного, запорного) клапана, поскольку между этими узлами жидкость или газ находятся под давлением;

- герметизированные пробы отбираются глубинными пробоотборниками, установленными в компоновках ИПТ.

После подъема инструмента из глубинных геликсных манометров извлекаются бланки. При использовании электронных манометров из них вынимают блок твердотельной памяти и переводят информацию в переносной компьютер, на дисплее которого просматривают и анализируют качество всех технологических операций испытания объекта.

5.2.1.11 На проведенную работу составляется акт на испытание скважины испытателем пластов на трубах по установленной форме (см. приложение А.4). Поднятый испытательный инструмент развинчивают на узлы, тщательно промывают водой и после ревизии готовят к очередной операции.

После подъема обязательно проверить герметичность камеры пробоотборника и доставить пробы в специализированные лаборатории для проведения физико-химического анализа. Оперативная оценка характера и состава пробы выполняется передвижной геохимической лабораторией (или станцией ГТИ на бурящейся скважине).

Акт испытания, карты давления и данные лабораторных анализов пластового флюида используют при обработке результатов испытания и окончательном заключении об испытанном объекте.

5.2.1.12 Одно - и двухпакерные компоновки УСИП-146/168 применяют для испытания поисково-разведочных скважин, бурящихся на промывочной жидкости без утяжелителя, геологический разрез которых представлен устойчивыми горными породами. Компоновки могут применяться для последовательного испытания за одну спуско-подъемную операцию двух и более пластов до получения притока жидкости (приложение Б.3).

Установка в компоновке блока трехкамерного пробоотборника обеспечивает селективное исследование до трех разнонасыщенных пластов последовательно за один рейс ИПТ в скважину с отбором герметизированных проб флюида из каждого пласта в съемную пробоотборную камеру или трех глубинных проб из одного пласта в различные циклы его испытания. Диаграмма испытания трех объектов за один рейс инструмента представлена в приложении Б.3: 1-8 - испытание I объекта в два цикла; 8-9 - первая перестановка якоря; 18-19 - вторая перестановка якоря; 9-18 - испытание II объекта в 2,5 цикла (пласт «сухой»); 19-26 - испытание III объекта в два цикла; 6, 14, 24 - моменты заполнения пробоотборников УСИП-146/168М из I, II и III объектов соответственно.

5.2.2 Компоновки ИПТ для работ в обсаженной скважине

5.2.2.1 В зависимости от геолого-промысловых задач, конструкции скважин и количества перфорированных пластов рекомендуется применять три основных типа компоновок ИПТ (приложение Б.4).

5.2.2.2 Компоновка однопакерная с включением опорного якоря предназначена для испытания скважин с объектом, вскрытым на расстоянии от забоя 100 м и более.

5.2.2.3 Компоновка двухпакерная ИПТ с опорным якорем предназначена для поинтервального испытания скважин с двумя и более перфорированными пластами за один рейс инструмента. Испытания проводятся в селективном режиме снизу или сверху до первого нефтенасыщенного пласта.

5.2.2.4 Компоновка однопакерная упрощенная с опорой на цементный мост скважины может быть применена для испытания объекта на расстоянии от забоя до 50 м.

5.2.2.5 Испытания скважины компоновкой ИПТ без якоря могут быть проведены при достаточной прочности цементного моста и (или) отсутствия на забое шлама и посторонних предметов.

5.2.2.6 В компоновках ИПТ с якорем следует вначале спустить одну трубу с глубинными манометрами. На нижний конец трубы должен быть завинчен башмак с центральным каналом для связи манометров с забоем скважины.

5.2.2.7 Компоновку испытательного оборудования необходимо собирать на мостках из секций длиной не более 8 м с целью предупреждения изгиба штоков узлов ИПТ при подъеме их на крюке с мостков.

5.2.2.8 В компоновку ИПТ необходимо включать устройство с глубинным манометром для регистрации затрубного давления.

5.2.2.9 Для накопления (отбора) осадков во время притока пластовой жидкости между испытателем и сливным клапаном нужно устанавливать одну-две трубы.

5.2.2.10 При испытании пластов в скважинах свыше 2500 м трубы должны заполняться скважинной жидкостью или технической водой. Максимальный перепад давления жидкости не должен превышать прочности на смятие колонны труб. Заполнение скважинной жидкостью НКТ осуществляется с помощью автоматического заливочного клапана КЗА-110 (из комплекса КИОД-110М) или КУ-95 (из комплекса МИК-95).

5.2.2.11 При испытании пластов, залегающих на глубине менее 2000 м, трубы могут быть заполнены жидкостью в минимальном объеме для создания противодавления на пласт.

5.2.2.12 В процессе спуска ИПТ в скважину при возникновении посадки для предотвращения открытия клапана испытателя пластов инструмент следует приподнять (не допуская пребывания его в разгруженном состоянии более 30 с) и затем осторожно пропустить через интервал сужения.

5.2.2.13 Если при спуске ИПТ в скважину посадки инструмента приобретают систематический характер и достигают 5 - 6 кН и из НКТ наблюдается интенсивный выход воздуха, то спуск следует прекратить и приступить к подъему. Повторное испытание может быть осуществлено после тщательной проработки ствола скважины, проверки труб и приведения параметров промывочной жидкости в соответствие с указанными в плане работ.

5.2.2.14 В скважинах, вскрывших два и более продуктивных пласта, испытание необходимо проводить за одну спуско-подъемную операцию ИПТ, начиная от слабопроницаемого к более проницаемому пласту.

Селективное испытание последовательно каждого пласта позволяет получить информацию о характере обводненности совместно разрабатываемых пластов, количественно оценить их гидродинамические параметры.

Селективное испытание позволяет прямым путем обнаружить затрубную циркуляцию между пластами, проверить герметичность обсадной колонны и цементного моста.

5.2.2.15 Компоновка ИПТ при селективном испытании пласта должна включать второй пакер с уравнительным клапаном и опорный якорь (приложение Б.5).

Применение уравнительного клапана нижнего пакера исключает поршневание жидкости в процессе спуско-подъемных операций и облегчает снятие пакеров после окончания работы.

Расстояние между пакерами в двухпакерной компоновке ИПТ должно быть выбрано с таким расчетом, чтобы пакеры после установки опорного

якоря размещались ниже подошвы (нижний пакер) и выше кровли (верхний пакер) исследуемого пласта.

5.2.2.16 При испытании пластов с применением двухпакерной компоновки применяются пять глубинных манометров:

- манометр М1, установленный в хвостовике под нижним пакером, служит для контроля герметичности в зумпфе (опрессовки башмака колонны, цементного моста, взрыв-пакера) при испытании нижнего объекта и для контроля герметичности цементного кольца между интервалами перфорации при испытании верхнего объекта;
- манометр М2, установленный в трубах под фильтром, регистрирует забойное давление вне потока пластового флюида;
- манометр М3, размещенный в фильтре, регистрирует спуск, кривую притока, КВД и подъем инструмента;
- манометр М4, установленный в трубах над испытателем пластов в специальном устройстве УЗД-110, регистрирует изменение давления в затрубном пространстве в процессе спуско-подъема ИПТ и испытания пласта, а также оценивает герметичность обсадной колонны и качество пакеровки инструмента;
- манометр М5, установленный в трубах над испытателем, регистрирует герметичность труб при спуске ИПТ и приток жидкости при испытании пласта.

5.2.2.17 При селективном испытании нескольких объектов за один рейс вначале испытывается менее проницаемый пласт (приложении Б.5, объект I). Испытание проводят в одноцикловом режиме с минимальным использованием ресурса часовых механизмов глубинных манометров. Затем инструмент распакеровывают и поднимают выше с установкой фильтра против более проницаемого пласта (объект II), который испытывают в двухцикловом режиме, но в более сжатые сроки открытого и закрытого периодов.

Примеры диаграмм давлений, записанные манометрами, приведены в приложении Б.5.

5.2.2.18 Применение компоновок ИПТ для очистки забоя и приствольной части пласта (ОПЗ) основано на возможности дренирования объекта с начальной максимальной депрессией путем создания многократных контролируемых перепадов давления, различных по интенсивности и продолжительности в зависимости от загрязнения пласта и забоя скважины.

5.2.2.19. ОПЗ пласта с применением ИПТ может быть реализована двумя методами.

Первый метод основан на создании серии гидроударов (депрессий) на пласт с односторонним движением жидкости: из пласта в трубы (по принципу «приток - восстановление»). Очистка пласта осуществляется без открытия уравнительного клапана испытателя пластов. Для этого производят кратковременный вызов притока (5 - 10 мин) и восстановление давления (10 - 20 мин). Операция проводится в 4 - 5 циклов. Последний цикл восстановления давления должен быть достаточно длительным (не менее двухкратной

продолжительности всех циклов притока), чтобы по КВД уверенно рассчитать гидродинамические параметры обрабатываемого пласта.

Второй метод очистки (депрессия - репрессия) основан на двухстороннем движении жидкости: из пласта в трубы и из скважины в пласт. Метод реализуется периодическим вызовом и прерыванием притока. Прерывание притока обеспечивается открытием уравнительного клапана испытателя пластов или срывом пакера. При этом на пласт воздействует давление гидродинамического столба скважинной жидкости. Гидроудары, создаваемые путем многократных депрессий и репрессий на пласт, способствуют лучшей очистке забоя и сокращают сроки освоения скважины, вышедшей из бурения.

5.2.2.20 Работы по воздействию на пласт гидроударами проводятся следующим образом (приложение Б.6). После того как компоновка ИПТ достигнет забоя скважины, проводят пакеровку и открытие впускного клапана. Открытие клапана на бланке манометра отмечается резким снижением давления (линия а - б). Под пакером (в зоне фильтра) создается максимальная депрессия, под действием которой происходит интенсивная очистка прискважинной зоны.

После кратковременной (30 - 40 с) выдержки под депрессией (линия б-в) открывают уравнительный клапан испытателя пластов или распакеровывают инструмент (линия в - г). При этом в зоне фильтра мгновенно повышается давление, происходит гидродинамический удар в течение 3 - 4 мин с частичным поглощением скважинной жидкости (линия г - д).

5.2.2.21 В режиме гидравлических ударов рекомендуется проводить 7 - 10 циклов, после чего исследуют пласт по обычной технологии "приток - восстановление пластового давления" с регистрацией кривой притока (линия е - ж) и кривой восстановления давления (линия ж - з).

5.2.2.22 По воздействию и испытанию рекомендуются следующие схемы проведения цикла работ:

- «воздействие - испытание» (приложение Б.6, диаграмма III) - для нагнетательных скважин, когда на момент проведения работ известна приемистость, а также в случаях возможной закупорки каналов компоновки ИПТ;

- «приток - воздействие - испытание» (диаграмма II) и «испытание - воздействие - испытание» (диаграмма I) проводятся при необходимости определения приращения дебита.

5.2.2.23 В добывающих скважинах с низким статическим уровнем жидкости (>300 м) в затрубном пространстве для очистки призабойной зоны рекомендуется применять компоновку ИПТ, включающую многоцикловую приставку ПМ-95 (КИИЗ-95) и секционный пакер ПЦП-95 с удерживающим устройством, которое позволяет поддерживать герметичность пакерования в процессе многоциклового управления приставкой для закрытия приемного клапана и регистрации КВД (конечного пологого участка). Наличие гидравлической неуравновешенности в пакере обеспечивает герметичное пакерование при возвратно-поступательном движении труб с целью закрытия

клапана многоцикловой приставки, особенно в конце регистрации КВД, когда нагрузки на пакер уменьшаются до критической (минимальной для снятия резинового элемента).

5.2.2.24 Для отбора из пласта больших объемов жидкости обязательной составной частью компоновки являются устьевая головка ГУ-302 и перепускной клапан КП-110, с помощью которых осуществляется нагнетание инертного газа в трубы.

На глубине 700 - 800 м устанавливается перепускной клапан, ниже - набор труб до многоциклового испытателя пластов, еще ниже - обычная двух- или однопакерная компоновка ИПТ с опорным якорем.

5.2.2.25 При испытании пластов с отбором жидкости с помощью инертного газа, нагнетаемого компрессором, вначале спускают ИПТ в скважину на пустых трубах. Первый цикл вызова притока проводят при максимальной депрессии для очистки пласта от шлама, глинистого раствора и фильтрата. Поступивший фильтрат после закрытия приемного клапана испытателя пластов вытесняют инертным газом с помощью компрессора из труб в затрубное пространство через выкидную линию в мерную емкость. Диаграмма освоения пластов с применением ИПТ, инертного газа и компрессора приведена на рис. 5.2.2.1, где $T_{1\text{-}4}$ – время притока, $t_{1\text{-}4}$ – время КВД; манометр М1 установлен на забое, М4 – в НКТ; а – время продолжительности нагнетания инертного газа в трубы.

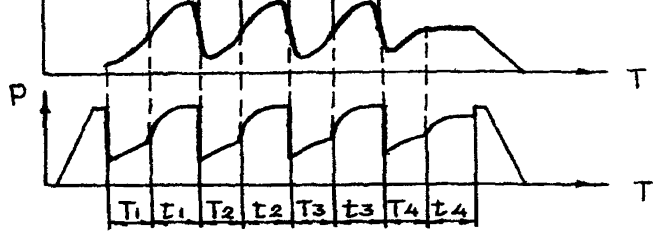


Рисунок 5.2.2.1

Процесс вытеснения первой порции жидкости контролируется на поверхности и продолжается до резкого падения давления на манометре компрессора, после чего выпускают инертный газ из труб и повторяют цикл испытания, т.е. производят открытие приемного клапана испытателя пластов, при этом вызов притока прекращают, контролируя снижение интенсивности выхода инертного газа из труб.

После вторичного закрытия впускного клапана в процессе записи КВД повторяется цикл вытеснения жидкости инертным газом. Отбор производится до поступления в мерник пластовой жидкости.

5.2.2.26 Освоение периодически фонтанирующих скважин следует проводить в полуторацикловом режиме, причем первый цикл (приток - КВД) не должен превышать 10 - 15 мин, при втором цикле открытый период должен продолжаться до появления жидкости на устье скважины. С появлением жидкости приток перекрывается как на забое скважины испытателем пластов, так и краном устьевой головки на поверхности. Работы по освоению периодически фонтанирующих скважин могут быть продолжены при наличии соответствующих емкостей для сброса отобранной жидкости.

Заключительные операции ИПТ по фонтанным скважинам проводятся по общепринятой технологии после замены нефти в трубах на промывочную жидкость.

5.2.2.27 Для устранения негативных последствий физико-химических методов обработки призабойной зоны следует их применение комплексировать с депрессионным воздействием испытателя пластов. При этом представляется возможность более эффективно очищать призабойную зону пласта (ПЗП) от продуктов реакции и других загрязняющих пласт материалов с одновременным получением информации о ее состоянии регистрацией и обработкой кривых притока и восстановления давления до и после ГТМ.

5.2.2.28 Основными условиями для достижения высокой технологической эффективности химических методов ОПЗ в комплексе с ИПТ являются:

а) соответствие того или иного метода типу коллектора (карбонатный, терригенный) и типу основного закупоривающего ПЗП материала (глинистые частицы бурового раствора, продукты коррозии, отложения солей и др.);

б) проведение очистки ПЗП от продуктов реакции не позднее чем через 15 - 20 ч после химической обработки прискважинной зоны пласта.

5.2.2.29 В сложных случаях освоения скважин (низкопроницаемые коллекторы, глубокое проникновение фильтрата промывочной жидкости в пласт и др.) ГТМ следует проводить поэтапно, оценивая полученные результаты после каждого спуска ИПТ.

5.3 Скважинные манометры

5.3.1 Скважинные манометры предназначены для непрерывной регистрации изменения давления в скважине и в трубах в процессе спуска, испытания пласта и подъема ИПТ.

Обработка полученных диаграмм позволяет оценить насыщенность объекта испытания, качество работы составных частей ИПТ, техническое состояние скважины и определить гидродинамические параметры пласта.

5.3.2 Регистрация диаграмм изменения забойного давления в трубах над ИПТ осуществляется геликсными манометрами нормального ряда с местной регистрацией давления в пределах от 0 до 100 МПа.

Применяемые в настоящее время скважинные манометры объединяются в группу геликсных приборов типа МГН-2 (манометры глубинные нормального ряда), МГИ-3 (манометры геликсные измерительные), МСУ-2 (манометры скважинные унифицированные).

5.3.3 Проверка технических характеристик манометров с целью уточнения пределов измерения давления, длины записи разворота геликса, приведенной погрешности, чувствительности геликса, воспринимающего давление, величины гистерезиса, вариаций показаний должна выполняться после ремонтных работ для сравнения тарировочных характеристик приборов с их паспортными данными.

5.3.3 Манометры цифровые являются прогрессивными автономными электронными скважинными приборами для регистрации изменения забойного давления и температуры. Применение электронных скважинных приборов с долговременной памятью должно стать обязательным при гидродинамических исследованиях скважин испытателями пластов на трубах и геофизических исследованиях действующих скважин - приборами на проволоке.

Типовым представителем цифровых манометров является КСА-А2-36-80/80 (комплексная скважинная аппаратура).

Особенности прибора:

- высокая точность измерений;
- большая длительность автономной работы;
- независимость показателей давления от температуры среды;
- получение результатов измерения с помощью наземного блока непосредственно после подъема прибора из скважины в виде диаграмм давления и температуры и соответствующих числовых таблиц;
- высокая адаптированность прибора к технологическим условиям его применения, обеспеченная микропроцессорным управлением;
- запуск прибора в работу с задержкой по времени в интервале 0 - 99 ч с шагом 1 ч и в интервале 0 - 30 сут с дискретностью 1 сут;
- запуск прибора в работу в диапазоне 0 - 40 МПа с разрешающей способностью по давлению 0,01 МПа;
- контроль напряжения источника питания скважинного прибора;
- пересылка результатов измерений в IBM-совместимый компьютер через последовательный интерфейс.

5.3.5. Кондуктометр-резистивиметр индукционный скважинный КРИС-38 предназначен для бесконтактного измерения удельной электрической проводимости (УЭП) жидкости в колонне и насосно-компрессорных трубах эксплуатационных и нагнетательных скважин.

Применяется при комплексных ГИС методами состава и притока для выявления слабых притоков нефти и газа через застойную воду, а также притоков воды с контрастной УЭП при контроле выработки продуктивных

пластов на поздней стадии разработки нефтегазовых месторождений и при гидродинамических исследованиях скважин в режиме «каротаж - испытание - каротаж» с применением комплексов испытателей пластов.

6 Подготовительные работы к испытанию скважины

6.1 Подготовка скважины

6.1.1 Буровая (скважина) должна иметь подъездные пути, обеспечивающие беспрепятственный подъезд к приемным мосткам лаборатории по испытанию пластов и спецтранспорта по доставке ИПТ. Рабочая площадка у устья скважины, приемные мостки и подходы к ним должны быть освобождены от посторонних предметов, очищены от бурового раствора, смазочных материалов, снега, льда. Сходни приемных мостков должны иметь ребристую поверхность или поперечные рейки, предотвращающие скольжение обслуживающего персонала.

6.1.2 В процессе последних долблений перед спуском ИПТ должны быть проверены и обеспечены исправность спуско-подъемного оборудования (вышки талевой системы, лебедки, гидромата, индикатора веса), системы гидравлической обвязки и противопожарного оборудования, освещения, дегазации притока, долива скважины и наличие регламентированного объема раствора и химреагентов. Обязательно проверить на соответствие и целостность резьбовые соединения, обеспечивающие при спуско-подъемных операциях герметичность бурильных (НК) труб.

6.1.3 Поверхностное оборудование скважины должно позволять проведение прямой и обратной циркуляции бурового раствора с противодавлением на устье (дросселированием) через устьевую головку и манифольд.

6.1.4 Перед спуском ИПТ необсаженная часть ствола скважины должна быть проработана со скоростью не более 25 м/ч до забоя долотом номинального диаметра и промыта в течение не менее 1,5 циклов буровым раствором с целью ликвидации уступов, резких переходов, сальников и предотвращения возможных посадок инструмента при спуске ИПТ.

6.1.5 При планировании испытания во избежание нефтегазопроявления скважины (после снятия пакера) необходимо рассчитать репрессию на пласт, исходя из условия полного замещения бурового раствора газом в интервале испытания (под пакером). При несоблюдении этого условия следует уменьшить длину интервала испытания и увеличить плотность бурового раствора.

6.1.6 Характеристики бурового раствора должны соответствовать указанным в геолого-технологическом наряде и обеспечивать безаварийное нахождение ИПТ на забое в процессе испытания скважины (не менее 3 ч 30 мин).

6.1.7 На буровой необходимо иметь запас раствора соответствующей плотности в объеме не менее двух объемов скважины, без учета объема раствора, находящегося в заполненной до устья скважине. Запас материалов и химических реагентов для регулирования плотности, водоотдачи, статического напряжения сдвига и липкости раствора должен соответствовать плану работ на испытание.

6.1.8 Минимальное превышение давления гидростатического столба бурового раствора (репрессия) над пластовым давлением должно быть для нефтеводонасыщенных пластов 1,5 МПа, для газонасыщенных (газоконденсатных) пластов - 2,0 МПа. При необходимости плотность бурового раствора должна быть увеличена для обеспечения противодавления на интервал испытания.

6.1.9 Перед испытанием в эксплуатационной скважине обсадная колонна должна быть очищена от парафина, промыта и прошаблонирована. Шаблон должен быть длиной не менее 2 м, диаметром на 4-5 мм больше диаметра пакера.

6.2 Подготовка подъемного оборудования и инструмента

6.2.1 Буровое подъемное оборудование должно иметь достаточную приводную мощность для выполнения всех технологических операций: спуска, подъема, вращения и расхаживания инструмента в скважине.

6.2.2 Обвязка буровых насосов должна обеспечить перекачку бурового раствора из запасных емкостей в доливную емкость для заполнения труб и затрубного пространства скважины. Циркуляционная система должна позволять выполнять полную очистку и дегазацию раствора через вибросито и гидроциклоны.

6.2.3 Колонна бурильных труб должна быть рассчитана на прочность от смятия избыточным наружным давлением с коэффициентом К = 1,3 для стальных труб и К = 1,5 для труб из алюминиевого сплава (Д 16Т). Глубина спуска пустых бурильных труб рассчитывается с учетом диаметра, толщины стенок, марки и износа труб, а также плотности бурового раствора по формуле

$$h_д = P_{см} / \gamma_р \cdot K, \qquad (6.2.1)$$

где $h_д$ - допустимая глубина спуска пустых труб, м;

$P_{см}$ - наружное давление смятия труб, Па ($Н/м^2$);

$\gamma_р$ - удельный вес бурового раствора, $Н/м^3$;

K - коэффициент запаса прочности, К = 1,3 ÷1,5.

6.2.4 В глубокой скважине при заполнении труб технической водой (только в качестве буферной жидкости над ИП заливается буровой раствор)

глубину спуска пустых бурильных труб рекомендуется рассчитывать из соотношения

$$P_{см} = H_c \cdot \gamma_р - (H_c - h_1)\,\gamma_р - (h_1 - h_2)\,\gamma_в \ , \qquad (6.2.2)$$

где H_c - глубина скважины, м;

h_1, h_2 - глубина уровня бурового раствора и технической воды в трубах, м;

$\gamma_в$ - удельный вес технической воды, $Н/м^3$.

Величины сминающих давлений для бурильных труб представлены в приложении В.

С увеличением глубины скважины возрастает вес инструмента, что может привести к превышению предела текучести материала труб. Для испытания вскрытых бурением глубокозалегающих пластов применяют комбинированные колонны труб различного диаметра, соединяя их в секции, которые отличаются по прочности, диаметру и толщине стенки, а также по времени ввода труб в эксплуатацию.

6.2.5 Бурильные трубы перед сборкой в свечу тщательно шаблонируют. В компоновке инструмента с ИПТ утяжеленные трубы устанавливают в нижней части колонны; трубы, имеющие повышенную прочность, - в верхней, а трубы, имеющие пониженную прочность, - в средней.

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

6.2.6 Замковые соединения бурильных труб смазывают графитовой смазкой, уплотняют лентой ФУМ или пеньковым шнуром. Закрепление осуществляется автоматическим буровым ключом с моментомером в соответствии с паспортом на бурильные трубы.

При спуске компоновки ИПТ не допускать резких остановок торможения и удара элеватора с колонной труб о ротор буровой установки.

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

6.2.7 На нефтепромысловых скважинах к основному оборудованию, с помощью которого проводят спуско-подъемные операции, относят подъемные агрегаты, смонтированные на автомобиле (КОРО-80, Азинмаш-37А, А-50У) или тракторе ("Бакинец -3М"). Технические характеристики подъемных агрегатов представлены в таблице 6.2.1. Подъемные агрегаты предназначены для проведения операций при освоении, испытании и ремонте скважин, разбуривании цементного стакана, промывке скважин и других геолого-технических мероприятиях:

6.2.8 Подъемные агрегаты должны укомплектовываться автоматическими подвесными гидравлическими ключами типа КТГ, иметь ограничитель подъема крюкоблока, систему звуковой и световой сигнализации установки вышки, контрольно-измерительные приборы работы двигателя и пневмосистемы, а также другие системы блокировки, обеспечивающие

безопасность проведения работ при установке агрегатов у устья скважины и спуско-подъемных операциях.

Таблица 6.2.1

Показатели	КОРО-80	А-50У	АзинМАШ-37А	«Бакинец-3М»
Номинальная грузоподъемность, т	80	50	32	37
Скорость подъема крюка, м/с	0,2-1,2	0,18-1,21	0,34-1,45	0,14-0,59
Привод от двигателя автомобиля	МАЗ-537	КрАЗ-257	КрАЗ-255Б	Т-100М3
Мощность двигателя, л.с.	525	240	240	108
Высота от земли до оси крюкблока, м	28	22,4	18	17,4
Наибольшая длина поднимаемой трубы, м	19	16	12,5	12
Оснастка	4 х 5	3 х 4	2 х 3	3 х 4
Диаметр проходного отверстия ротора, мм	200	142	-	-
Нагрузка на стол, кН	1250	500	400	400
Тип насоса	15Гр	9МГр	-	-
Наибольшее давление насоса, МПа	40	16	20	20
Максимальная подача насоса, л/с	16	9,95	-	-

6.3 Оборудование устья скважины

6.3.1 Устьевое оборудование предназначено для обвязки колонны обсадных и бурильных труб с целью контроля за уровнем жидкости в затрубном пространстве и в трубах, предотвращения выбросов и фонтанирования пластовой жидкости в процессе испытания пласта.

Устьевое оборудование включает противовыбросовое оборудование бурящейся скважины и специальное устьевое оборудование для проведения работ с испытателем пластов.

Противовыбросовое оборудование состоит из превенторов различного типа (плашечных, универсальных, вращающихся) с механизмами дистанционного и ручного управления, системы трубопроводов обвязки с задвижками и кранами высокого давления.

6.3.2 Устьевое оборудование должно обеспечивать:

- быструю и надежную герметизацию устья скважины при спущенном в скважину бурильном инструменте и без него;
- разрядку скважины при повышении давления путем стравливания флюида через выкидные трубопроводы при закрытых превенторах;

- замену газированной пластовой жидкости в скважине прямой и обратной циркуляцией на промывочную жидкость с соответствующими параметрами;

- контроль давления в скважине при закрытых превенторах;

- отвод газа или пластовой жидкости на безопасное расстояние от устья скважины;

- расхаживание и проворачивание инструмента при герметизированном устье.

6.3.3 Схема обвязки устья скважины (рисунок 6.3.1) и тип превентора должны соответствовать требованиям, предусмотренным в техническом проекте и геолого-техническом наряде на строительство скважины.

Выкидные трубопроводы от превенторов направляются по прямой линии в противоположные стороны, оборудуются резервной и рабочей задвижками высокого давления, а между ними устанавливается манометр с предельным давлением на 50% выше ожидаемого.

6.3.4 Специальное устьевое оборудование устанавливается на колонну бурильных труб, что обеспечивает контроль за притоком жидкости и газа и предотвращает выброс из труб пластовой газированной жидкости в процессе испытания пласта.

6.3.5 Устьевая головка неподвижного (или вертлюжного) типа или цементировочная головка свинчивается с верхней бурильной трубой. Головка с помощью гибких шарниров-угольников соединяется быстросъемными гайками с металлическим манифольдом, который должен быть жестко закреплен опорами с элементами буровой установки во избежание вибрации трубопровода в процессе испытания пласта.

Диаметр выкидной линии (манифольда) должен соответствовать диаметру ствола устьевой головки и диаметру выкида превентора.

6.3.6 Дополнительный трубопровод от крестовины выводится из-под пола буровой и заканчивается быстросъемным соединением, которое закрыто заглушкой в процессе бурения скважины. Крестовина обвязана задвижками высокого давления, перекрывающими поток жидкости в дополнительный трубопровод для отвода поступающей жидкости из пласта в специальную емкость. Длина трубопровода для отвода жидкости в нефтяных скважинах должна быть не менее 30 м, для газовых и разведочных скважин - не менее 100 м.

6.3.7 В начале спуска ИПТ в скважину устьевая головка с манифольдом опрессовывается с помощью цементировочного агрегата на полуторакратное давление по сравнению с ожидаемым пластовым. После опрессовки гибкого манифольда задвижки на боковых отводах превентора должны быть закрыты, открывают кран на устьевой головке и на блоке задвижек для контроля за притоком жидкости из пласта по выходу воздуха из шланга, опущенного под уровень воды в емкость.

6.3.8 Допускается проводить испытание пласта с устьевой головкой, установленной по упрощенной схеме обвязки устья скважины на 4-5 м выше

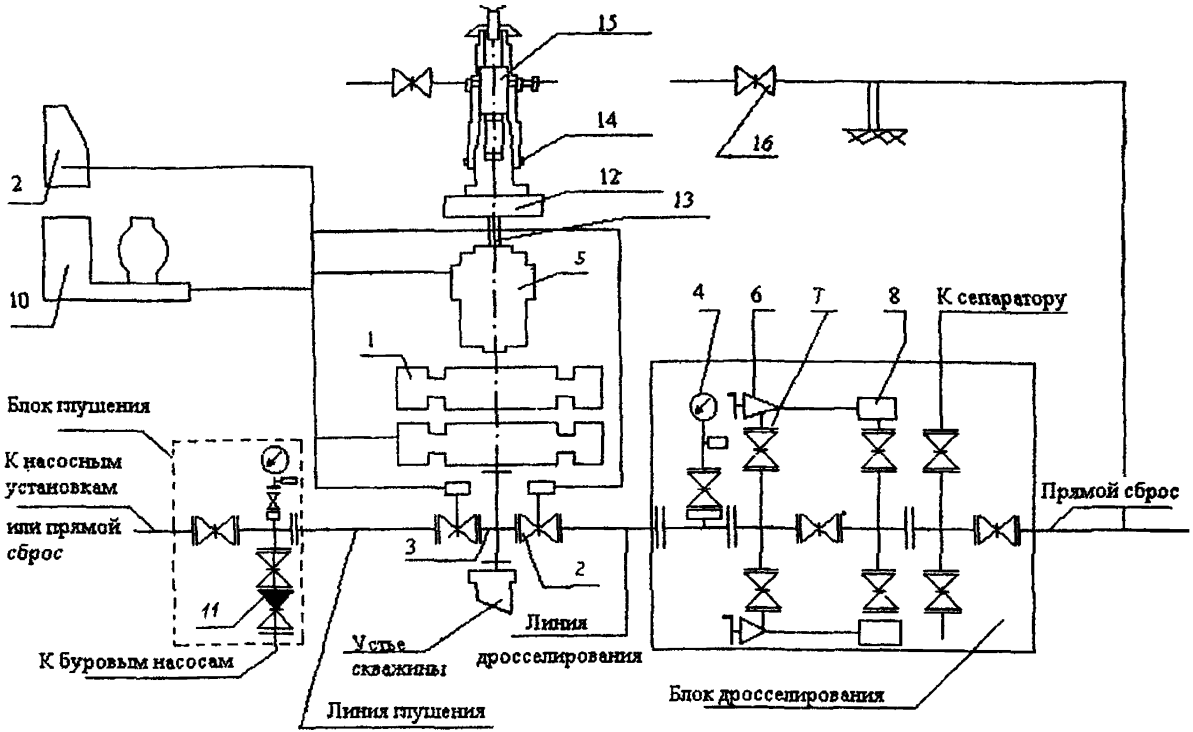


Рисунок 6.3.1 Схема обвязки устья скважины:

1-плашечный превентор; 2- задвижка с гидравлическим управлением; 3- устьевая крестовина; 4-манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред; 5- кольцевой превентер; 6- дроссель регулируемый с ручным управлением; 7-задвижка с ручным управлением; 8-гаситель потока; 9- вспомогательный пульт; 10-станция гидропривода; 11-обратный клапан; 12-ротор; 13-бурильные трубы; 14- элеватор; 15-устьевая головка; 16- кран высокого давления.

стола ротора (рисунок 6.3.2). До начала испытания нужно подготовить спецплощадку, лестницу для экстренного закрытия крана высокого давления на устьевой головке.

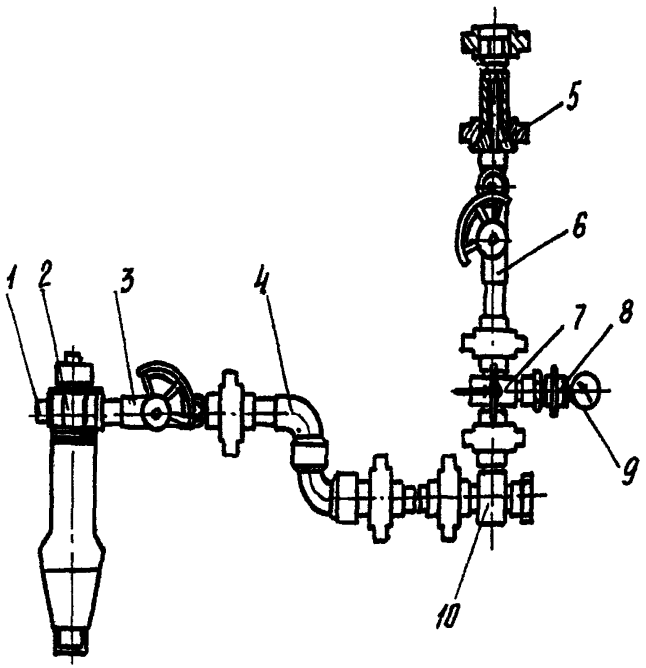


Рисунок 6.3.2 Упрощенная схема обвязки устья скважины:
1 - заглушка; 2 - устьевая головка; 3, 6 - краны высокого давления;
4 – шарнирный угольник; 5 - штуцерная камера; 7 - вентиль;
8 - разъединитель; 9 - манометр; 10 – крестовина.

6.3.9 На мостках должна находиться запасная труба с навернутым обратным клапаном, диаметр трубы должен соответствовать диаметру спущенных труб или иметь переводник для соединения с ними.

6.3.10 В процессе испытания перед закрытием запорно-поворотного клапана ИПТ для регистрации КВД на устьевой головке неподвижного типа должен быть закрыт кран и отсоединен манифольд.

6.3.11 Для обратной промывки и сброса жидкости притока из труб в емкость следует через боковой отвод трубопровода на крестовине превентора в затрубное пространство закачивать промывочную жидкость цементировочным

агрегатом и отводить жидкость из труб через манифольд. Из кольцевого пространства промывочная жидкость через циркуляционный клапан ИПТ заполняет полость труб и вытесняет пластовую жидкость в специальную емкость (амбар).

6.3.12 Схема обвязки устья скважины при испытании ИПТ, ожидаемое давление в которой ниже давления опрессовки бурового шланга (< 15 МПа), может быть выполнена как указано на рисунке 6.3.3. На кондукторе (например, диаметром 245 мм) должно быть смонтировано противовыбросовое устройство (на схеме УП-245х140).

6.3.13 Применяемые схемы обвязки обязательно должны быть согласованы для конкретной площади с Окружным Управлением Госгортехнадзора, военизированной противопожарной службой МЧС и утверждены региональным Управлением Министерства природных ресурсов и производственным объединением нефтяных компаний.

6.3.14 Категорически запрещается проводить испытание пласта ИПТ с изливом жидкости из бурильных труб на устье скважины.

6.4 Подготовка ИПТ и скважинных манометров

6.4.1 Подготовка комплексов ИПТ проводится на базе производственного обслуживания Производителя работ с соблюдением требований, изложенных в технических описаниях и руководствах по эксплуатации ИПТ.

6.4.2 Погрузка, разгрузка, сборка и разборка ИПТ должны проводиться с применением исправных механизмов, приспособлений и инструментов.

6.4.3 Компоновка ИПТ должна обязательно включать циркуляционный клапан, обеспечивающий восстановление циркуляции бурового раствора в любой момент операции по испытанию скважины.

6.4.4 Компоновка ИПТ должна иметь составные части (узлы), обеспечивающие двойное перекрытие притока флюида из пласта (клапан ИПТ и запорный клапан).

6.4.5 При свинчивании и развинчивании труб и составных частей ИПТ запрещается находиться в радиусе действия машинных (буровых) ключей.

6.4.6 При сборке и креплении узлов ИПТ над ротором (правое вращение) необходимо следить, чтобы не было самопроизвольного отворота правых резьб узлов, расположенных выше бурового ключа. Для контроля на соединениях делают метки (вертикальные линии мелом) и следят за положением этих меток (при отвороте метки расходятся).

6.4.7 Скважинные манометры нужно подготовить к работе согласно руководству по эксплуатации приборов. Количество глубинных манометров и места их установки в компоновке ИПТ выбирают согласно принятой технологической схеме испытания объектов. В перспективе на ближайшие годы геликсные манометры должны быть заменены на электронные с долговременной памятью.

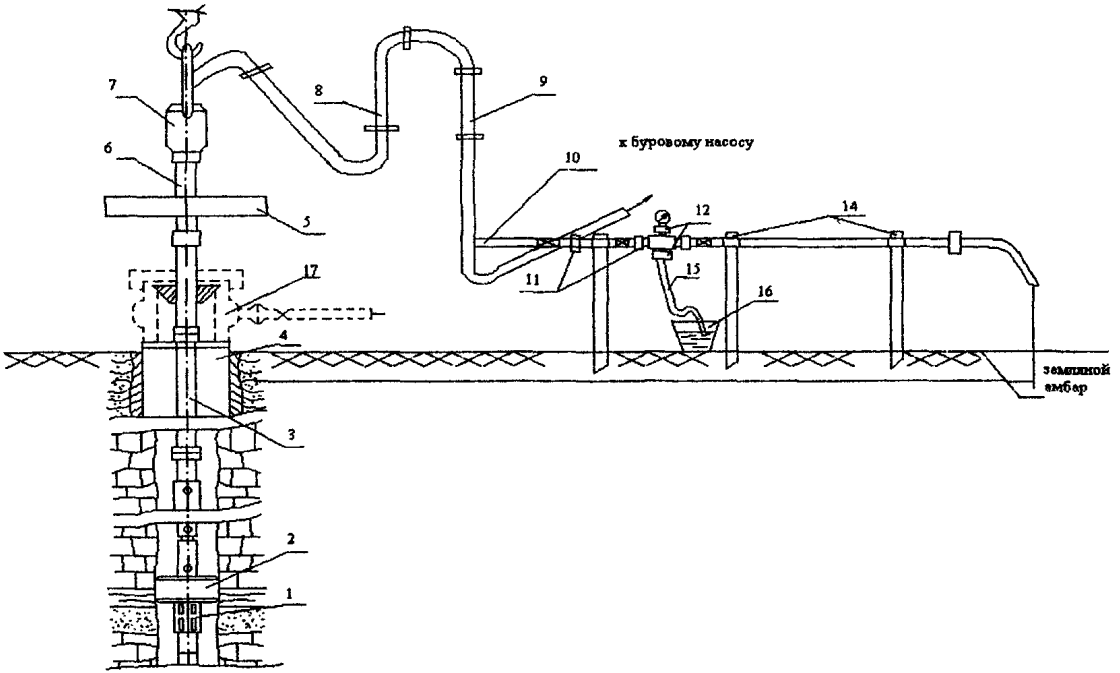


Рисунок 6. 3. 3. Схема обвязки устья скважины при испытании ИПТ:
1-фильтр; 2-пакер; 3-бурильная труба; 4-кондуктор; 5-ротор; 6-ведущая бурильная труба; 7-вертлюг; 8-буровой шланг; 9-стояк; 10-отвод стояка; 11-быстросъемное соединение; 12-запорный кран; 13-задвижка; 14-опора; 15-гибкий безнапорный шланг; 16-емкость с водой-1м^3; 17-УП 245х140.

7. Проведение испытания пласта

7.1 Выбор объекта испытания

7.1.1 Объект испытания ИПТ должен назначаться геологической службой Недропользователя на основании всей информации по данному региону, рекомендаций геолого-технологических (ГТИ) и геофизических исследований (ГИРС), выполненных в процессе бурения скважины.

7.1.2 Для структурных, поисковых, оценочных и разведочных скважин предусмотрены единый обязательный комплекс ГИРС и единый комплекс ГТИ, для эксплуатационных скважин обязательные комплексы ГИРС и ГТИ отличаются уменьшением количества выполняемых методов и объема исследований в соответствии с «Правилами геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах».

7.1.3 К испытанию ИПТ в процессе бурения скважины рекомендуются объекты, которые оцениваются как продуктивные или возможно продуктивные:

- по нефтепроявлениям, наблюдаемым у устья при циркуляции бурового раствора;
- по насыщению нефтью образцов пород (керна) или шлама;
- по содержанию углеводородных газов в растворе (газокаротаж);
- по результатам люминисцентного битуминологического анализа промывочной жидкости или шлама.

7.1.4 Интервалы с неоднозначной характеристикой насыщения должны быть испытаны ИПТ с целью исключения пропуска продуктивного объекта, уточнения границ газонефтеводоконтакта (ГВК, ВНК, ГНК) и количественной оценки гидродинамических параметров.

7.1.5 Испытания объектов с установленным характером насыщенности (по ГТИ и ГИРС) должны проводиться с целью изучения физико-химических свойств пластового флюида, расчета гидродинамических параметров пласта и его эффективной толщины, которые могут использоваться при составлении технологических схем и проектов разработки залежи.

7.1.6 К испытанию ИПТ должны рекомендоваться не только нефтенасыщенные пласты, но и водоносные объекты с целью оценки возможности использования пластовых вод для заводнения нефтяных залежей.

7.1.7 Пласты с различным характером насыщения (газ, нефть, вода) рекомендуется по возможности испытывать с селективным разобщением каждого интервала. Для повышения достоверности выделения коллектора и определения характера насыщения в случае переслаивания коллекторов и плотных пород (толщиной < 3 м) целесообразно проводить работы с ИПТ по схеме «каротаж-испытание-каротаж»..

7.1.8 В обсаженных эксплуатационной колонной скважинах объектами испытания ИПТ являются перфорированные интервалы. В них работы проводят с целью:

- освоения объектов (в т.ч. так называемых «неосновных»);

- интенсификации добычи нефти (ОПЗ) депрессионным и гидроимпульсным воздействием;
- оценки качества цементирования (наличие цементного кольца) обсадной колонны;
- проверки герметичности цементного моста;
- выявления эффективности ГТМ;
- определения параметров пласта.

7.1.9 При выборе объекта испытания для уверенного создания депрессии на пласт и обеспечения возможности притока пластовой жидкости необходимо стремиться к сокращению интервала временного разобщения скважины, чтобы объем промывочной жидкости, поступающей в трубы из подпакерного пространства с учетом объема фильтрата из зоны проникновения, был значительно меньше объема колонны бурильных (НК) труб.

7.2 Выбор диаметра пакера и его установка

7.2.1 Диаметр резинового элемента пакера должен определяться в зависимости от состояния ствола скважины по коэффициенту пакеровки

$$K_п = D_{скв}/D_{пак}, \qquad (7.2.1)$$

где $D_{скв}$ - диаметр скважины, мм;

$D_{пак}$ - диаметр резинового элемента (уплотнителя) пакера, мм.

По величине $K_п$ уплотнители подразделяют на три группы:

1) пакеры повышенной устойчивости, работающие в условиях $1{,}06 \le K_п \le 1{,}10$, когда ствол скважины имеет номинальный диаметр и перепады давления на пакер $_{\Delta}P_п \ge 25$ МПа;

2) пакеры средней устойчивости и проходимости, работающие в условиях $1{,}10 \le K_п \le 1{,}14$, когда в стволе скважины имеются интервалы с незначительными сужениями и перепады на пакер $_{\Delta}P_п < 25$ МПа;

3) пакеры повышенной проходимости, работающие в условиях $1{,}14 \le K_п \le 1{,}18$, когда ствол скважины осложнен и имеются значительные интервалы с сужениями, а перепады на пакер $_{\Delta}P_п < 15$ МПа.

Применять пакеры с диаметром уплотнителя, выходящим за указанные пределы $K_п$, нецелесообразно.

7.2.2 Интервал для установки пакера должен выбираться в зависимости от глубины скважины, точности замеров глубины по каротажному кабелю и колонне бурильных (НК) труб по формуле

$$l = \varepsilon H + 2, \qquad (7.2.2)$$

где l - минимальная длина площадки для установки пакера, м;

ε - относительная погрешность в замерах глубины скважины по каротажному кабелю и замеру бурильных труб,

$$\varepsilon = (H_к - H_{тр})/ H_к \ , \qquad (7.2.3)$$

Н - глубина скважины до интервала установки пакера, м;

2 - конструктивная длина до середины уплотнителя пакера, м.

Расчетные величины минимального интервала для установки пакера с учетом погрешности замеров и глубины скважины представлены в таблице 7.2.1

Таблица 7.2.1

Глубина установки пакера, м	Минимальный интервал установки пакера, м, при погрешности в замерах				
	ε =0,001	ε =0,002	ε =0,003	ε =0,004	ε =0,005
До 500	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5
1000	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0
1500	3,5	5,0	6,0	8,0	9,5
2000	4,0	6,0	8,0	10,0	12,0
2500	4,5	7,0	9,5	12,0	14,0
3000	5,0	8,0	11,0	14,0	17,0
3500	5,5	9,0	12,5	16,0	19,5
4000	6,0	10,0	14,0	18,0	22,0
4500	6,5	11,0	15,5	20,0	24,5
5000	7,0	12,0	17,0	22,0	27,0

7.2.3. В глубоких скважинах или при малых интервалах площадки для установки пакера можно добиться герметичности пакеровки методом «точной привязки» магнитным локатором муфт.

«Точная привязка» проводится дополнительным спуском инструмента на 50 - 75 м выше забоя и пропуском каротажного зонда через трубы с воронкой. Далее опускают с контрольным замером оставшиеся (50 - 75 м) трубы до забоя и определяют истинное расстояние до намеченного по кавернограмме (профилеграмме) интервала пакерования.

«Точную привязку» можно проводить методом локации замковых соединений бурильных труб, спущенных для подготовки скважины к испытанию. Сопоставив глубины по диаграммам магнитного локатора и каротажа, уточняют длину колонны труб и площадку для установки пакера.

7.2.4 Для установки пакера с якорем необходимо выбирать устойчивый интервал ствола, в котором горные породы не будут разрушаться при осевой нагрузке, требуемой для временной герметизации интервала и управления клапанной системой ИПТ с целью создания открытых - закрытых периодов испытания.

Возможны следующие варианты выбора площадок для установки пакера с якорем:

- в непроницаемой кровле над испытываемым пластом;

- в уплотненных карбонатных разрезах большой толщины с целью его испытания по мере вскрытия;
- выше кавернозного участка над кровлей терригенного пласта;
- в кровле и подошве пласта для селективного его испытания, когда близко залегают разнонасыщенные пласты;
- в кровле газонасыщенного пласта с применением сдвоенных пакеров для увеличения контактной поверхности и надежности пакерования;
- в зумпфе - на переходе от большего диаметра к меньшему при бурении скважины опережающим стволом;
- в башмаке промежуточной технической колонны при наличии прочной цементной крепи с обсадной колонной.

7.3 Нагрузка на пакер

7.3.1 Осевая нагрузка, необходимая для сжатия резинового элемента пакера и герметизации испытываемого интервала, должна рассчитываться по формуле

$$G_п = (G_0 - G_1) - G_х - G_{тр}, \qquad (7.3.1)$$

где $G_п$ - осевая нагрузка на пакер, кН;

G_0 - вес инструмента на крюке до пакеровки, кН;

G_1 - вес инструмента на крюке при пакеровке, кН;

$G_х$ - вес труб, размещенных в компоновке ИПТ ниже пакера (хвостовика), кН;

$G_{тр}$ - потери нагрузки на трение колонны труб о стенки скважины, кН.

7.3.2 Нагрузка, расходуемая на преодоление сил трения и сопротивления движению колонны труб в вязкопластичной среде бурового раствора в стволе скважины, рассчитывается из выражения

$$G_{тр} = {}_{\Delta}G - 2G_р, \qquad (7.3.2)$$

где ${}_{\Delta}G$ - разность показаний по индикатору веса при ходе колонны труб вверх $G_в$ и вниз $G_н$,

$${}_{\Delta}G = G_в - G_н;$$

$G_р$ - нагрузка, требуемая на преодоление сил сопротивления,

$$G_р = \tau_{ст} \cdot S,$$

где $\tau_{ст}$ - статическое напряжение сдвига, Н/м^2;

S - поверхность контакта труб с буровым раствором в стволе скважины, м^2.

7.3.3 При передаче осевой нагрузки длина сжатой части колонны труб рассчитывается по формуле

$$l = \rho_к / f \cdot \ln 1 / (1 - G_п \cdot f / g \cdot \rho_к), \qquad (7.3.3)$$

где $\rho_к$ - радиус кривизны касания нижней секции труб по пространсвенно изогнутому стволу скважины, м,

$$\rho_к = 0{,}1/r_c \cdot (E \cdot J/g)^{2/3},$$

где r_c - радиус скважины, м;

E - модуль упругости труб, Н/м^2;

J - момент инерции поперечного сечения труб, м^4;

g - вес одного погонного метра труб, Н/м;

f - коэффициент трения, f= 0,2.

7.3.4 Угол закручивания колонны труб (обороты) для передачи вращения на клапаны ИПТ (ЗПКМ, ИПВ) с целью преодоления сил трения при частично разгруженной на забой колонны труб должен рассчитываться по формуле

$$Y = \frac{g\, r_т}{M\, J_p\, 2\pi}\left[\left(l^2 - \frac{G_п}{g\, l}\right) + L^2 \cdot f \cdot \sin\alpha\right], \qquad (7.3.4)$$

где $r_т$ - наружный радиус трубы, м;

M - модуль сдвига;

J_p - полярный момент инерции поперечного сечения труб, м^4;

L - общая длина колонны труб (включая длину сжатой части труб), м;

α - угол наклона ствола скважины к вертикали (зенитный угол).

В случае применения комбинированной колонны труб, составленной из секций труб разного диаметра, и с учетом зенитного угла расчетная формула усложняется, что приводит к увеличению числа оборотов инструмента для управления клапанами.

7.3.5 Суммарные нагрузки на пакер складываются из осевых нагрузок от веса труб и гидравлических нагрузок (от перепада давления на пакер) и должны быть не более указанных в таблице 7.3.1.

7.3.6 Трубы опорного хвостовика в момент открытия впускного клапана ИПТ испытывают максимальные нагрузки (от веса труб плюс гидравлическая), поэтому хвостовик собирают из толстостенных бурильных и утяжеленных труб с учетом критических сжимающих нагрузок (приложение Г).

7.3.7 Приведенные расчеты должны выполняться при планировании испытания в сложных геолого-технических условиях бурения глубоких скважин и позволят выбрать оптимальную компоновку ИПТ, провести технологические операции по многократному вызову и перекрытию притока пластового флюида и технически успешно завершить испытание объекта.

7.3.8 При планировании испытания в обсадной колонне с учетом глубины скважины и удельного веса скважинной жидкости необходимо в испытателе пластов в комплексе КИОД-110М установить соответствующую пару «цилиндр - поршень», характеристики которых приведены в таблице 7.3. 2.

Таблица 7.3.1

Диаметр скважины, мм	Диаметр резинового элемента, мм	Перепад давления на пакер, МПа	Нагрузка, кН		
			от веса труб	гидравлическая	суммарная
102	92	25	30	204	234
102	92	30	30	245	275
102	92	45	30	370	400
112	98	25	50	247	297
112	98	30	50	296	346
112	98	45	50	455	505
161	145	25	70	510	580
161	145	30	70	612	682
161	145	40	70	815	885
190	170	20	90	567	657
190	170	25	90	708	798
190	170	30	90	850	940
215,9	195	20	120	734	854
215,9	195	25	120	916	1036
215,9	195	30	120	1100	1240
245	220	20	180	942	1122
245	220	25	180	1180	1360
245	220	30	180	1413	1593
295	270	20	250	1366	1616
295	270	25	250	1708	1958
295	270	30	250	2050	2300

Таблица 7.3.2

Пара	Площадь неуравновешенности, $см^2$	Глубина установки пакера, м	Шифр цилиндра и поршня
№ 1	25,1	1000-1800	1 - 2
№ 2	18,2	1800-3000	2 - 3
№ 3	12,4	3000-5000	3 - 5

Номограмма для определения величины нагрузки для открытия приемного клапана испытателя пластов ИПМ-110 приведена на рисунке 7.3, где 1 – пара № 1; 2 – пара № 2; 3 – пара № 3.

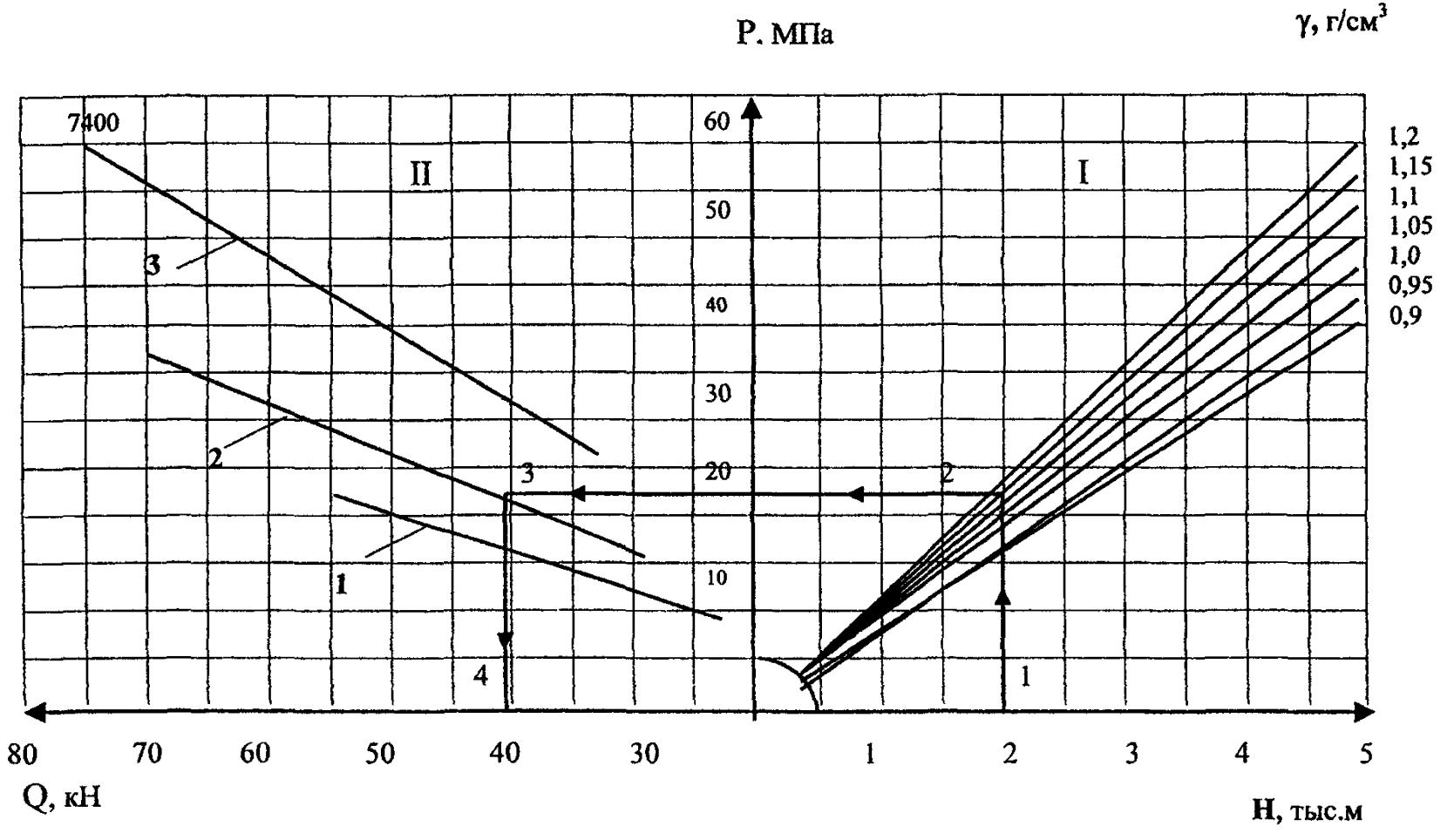

P, МПа
γ, г/см3
7400
II
I
60
50
40
30
20
10
1,2
1,15
1,1
1,05
1,0
0,95
0,9
3
2
1
3
2
4
1
80
70
60
50
40
30
1
2
3
4
5
Q, кН
H, тыс.м

Рисунок 7.3

7.4 Режим испытания

7.4.1 Режим испытания, как основной технологический этап, оказывает решающее влияние на техническую успешность работ в скважине, объем притока флюида и качество регистрируемых диаграмм давления, по которым рассчитываются гидродинамические параметры удаленной и призабойной зоны пласта.

Режим испытания устанавливают при планировании работ и указывают в плане по испытанию (см. приложение А.2) в зависимости от решаемых геологических задач, типа коллектора, ожидаемого по данным ГИРС и ГТИ насыщения и активности проявления пласта, технической оснащенности ИПТ, конструкции и состояния ствола скважины. Режим испытания корректируют в процессе выполнения технологических операций с учетом продолжительности безопасного нахождения инструмента на забое скважины.

Режим испытания включает:

- депрессию на пласт;
- время открытого и закрытого периодов испытания в цикле;
- количество циклов и соотношение продолжительности между ними при многоцикловом испытании;
- объем притока флюида.

7.4.2 Депрессия на пласт (разность между пластовым давлением и давлением на забое скважины при испытании) и характер ее изменения в процессе притока (открытый период) и восстановлении давления (закрытый период) влияют на количество отбираемой жидкости (газа) и достоверность оценки насыщенности пласта.

В плане работ по испытанию указывается депрессия максимально возможная для каждого конкретного объекта на основании расчетов и накопленного опыта по испытанию скважин. Максимальное значение депрессии (перепада давления на пласт) может быть равно пластовому давлению $_{\Delta}P_{д}\ max = P_{пл}$, т.е. противодавление на пласт полностью снято.

Минимальная величина депрессии на пласт не может быть менее противодавления столба промывочной жидкости в стволе скважины при его вскрытии бурением

$$_{\Delta}P_{д}\ min = P_{г\,ст} - P_{пл}\ , \qquad (7.4.1)$$

где $P_{г\,ст}$ - гидростатическое давление, Мпа;

$P_{пл}$ - пластовое давление, Мпа.

Величину депрессии на пласт с учетом репрессии бурового раствора при вскрытии коллектора рекомендуется рассчитывать по выражению

$$_{\Delta}P_{д} = {}_{\Delta}P_{р}\ \frac{\theta}{\tau}\ \sqrt{\frac{K_1}{K_2}}\ , \qquad (7.4.2)$$

где $_{\Delta}P_{д}$ и $_{\Delta}P_{р}$ - расчетная депрессия и фактическая репрессия на пласт, МПа;

θ и τ - динамическое и статическое напряжение сдвига бурового раствора, Н/м^2;

K_1 и K_2 - проницаемость в призабойной зоне пласта естественная и сниженная при его вскрытии.

Для практического пользования выражение (7.4.2) с удовлетворительной точностью может быть упрощено $_{\Delta}P_д = (2,8\text{-}4,2)_{\Delta}P_р$, поскольку отношение θ/τ напряжений сдвига бурового раствора изменяется в скважине в пределах 2 - 3 раз, а проницаемость в призабойной зоне при его вскрытии принята сниженной в 2 раза.

7.4.3 При вскрытии интервала с хорошими коллекторскими свойствами с репрессией на пласт < 5,0 МПа расчетная депрессия может быть достаточной для притока пластовой жидкости. В пластах с низкими коллекторскими свойствами воздействие ИПТ при больших значениях депрессии способствует более глубокому дренированию пласта по толщине и глубине и созданию благоприятных условий для увеличения притока жидкости из пласта.

7.4.4 При планировании испытания пластов в глубоких скважинах с высокими (>10 МПа) репрессиями вскрытия интервала, особенно на утяжеленном буровом растворе, расчетная депрессия может оказаться выше допустимой для испытательного оборудования, бурильных труб и перепада на пакер. В таких случаях депрессия на пласт должна быть уменьшена (≤ 35 МПа) с учетом вышеуказанных факторов.

7.4.5 Величины перепада давления на ИПТ указаны в технических характеристиках комплексов. Допустимая депрессия с учетом прочности бурильных труб на смятие от внешнего давления (гидростатического столба) буровой жидкости не должна превышать значений, указанных в таблице 7.3.1 и приложении Г.

Перепад давления на пакер рассчитывается с учетом устойчивости труб хвостовика

$$_{\Delta}Pmax = \frac{G_{кр} - G_п}{10\,F_{скв}}, \qquad (7.4.3)$$

где $G_{кр}$ - критическая допустимая нагрузка на хвостовик, кН;

$G_п$ - нагрузка, необходимая для установки пакера, кН;

$F_{скв}$- площадь кольцевого сечения скважины, $см^2$.

7.4.6 В слабосцементированных терригенных коллекторах депрессию целесообразно ограничивать для предотвращения обвала и выноса пород.

7.4.7 При планировании испытания газонасыщенных коллекторов депрессию ограничивают для снижения скорости движения газа и уменьшения абразивного износа клапанных механизмов ИПТ.

7.4.8 В нефтенасыщенных коллекторах депрессию предпочтительно снизить для создания благоприятных условий движения однородной жидкости по линейному закону фильтрации в призабойной зоне пласта.

7.4.9 В трещинных коллекторах снижение депрессии на пласт сводит к минимуму вероятность смыкания микротрещин в пропластках.

7.4.10 Для различных геологических горизонтов оптимальной считается такая депрессия на пласт, при которой более эффективно реализуется

информация по ГИРС, ГТИ и техническим характеристикам ИПТ. Расчетная депрессия на пласт уточняется на основании промыслового опыта испытания в конкретном регионе с учетом глубины залегания пласта и конструкции скважины.

7.4.11 В промысловой практике величина депрессии при проведении работ на скважине регулируется путем предварительного заполнения части колонны труб технической водой, буровым раствором, специальной жидкостью (особенно над ИПТ) с остановками при спуске компоновки ИПТ или автоматическим заполнением труб затрубной жидкостью.

Регулирование депрессии на пласт может осуществляться применением в компоновке ИПТ конструкций гидравлических регуляторов с плавным или ступенчатым изменением депрессии в процессе многоциклового испытания объекта.

7.4.12 Снижение депрессии на пласт производится в высокодебитных скважинах с целью обеспечения безопасных условий их испытания с помощью забойных штуцеров диаметром от 6 до 20 мм. Необходимо соблюдать следующее правило: чем выше ожидаемая активность притока, тем меньше должен быть диаметр штуцера.

Испытание пласта без применения забойного штуцера запрещается, если это не указано в плане работ по испытанию.

7.4.13 Продолжительность испытания в открытом стволе планируется с учетом времени безопасного пребывания ИПТ на забое скважины. Технологические схемы предусматривают одно-, двух- и многоцикловые испытания объекта.

Если время безопасного нахождения ИПТ в глубокой скважине менее 1,5ч, то предпочтительнее проводить испытание пласта в один цикл - «приток - восстановление».

При одноцикловом испытании объекта важно правильно распределить общее время на открытый и закрытый периоды испытания в зависимости от геологического разреза, качества вскрытия и насыщенности испытываемых пластов.

При испытании низкопроницаемых пластов, если даже все время использовать на открытый период, представительного притока жидкости из пласта иногда можно не получить, при этом не будет однозначно определен характер насыщения и не останется времени на регистрацию восстановления пластового давления.

При недостаточном времени открытого периода испытания пласта ($\leq$ 10 мин) воронка депрессии в пласте может не преодолеть зону ухудшенной проницаемости вблизи ствола скважины. В этом случае не будет получена пластовая жидкость, а кривая восстановления пластового давления, хотя и зафиксирует пологий участок КВД, но будет характеризовать проницаемость «скиновой» зоны. Рассчитанное по такому КВД пластовое давление будет завышенным.

7.4.14 При многоцикловом испытании во время первого периода притока ($T_1 \geq 10$ мин) достигается снятие репрессии в околоствольной зоне, разрушение глинистой корки и очистка призабойной зоны. Первый закрытый период ($t_1 \geq$ 30-50 мин) позволяет зарегистрировать начальное пластовое давление. Оставшееся время в пределах безопасной выдержки ИПТ на забое можно использовать или только на второй открытый период (1,5-цикловое испытание) для получения представительного объема пластовой жидкости, или также распределить на второй открытый и второй закрытый периоды испытания (двухцикловое испытание).

Многоцикловое испытание способствует изучению пласта на большей радиальной глубине, контролирует изменение его фильтрационных свойств в прискважинной зоне.

7.4.15 В плотных интервалах с низкой активностью пласта целесообразно создать 2 - 3 кратковременных гидроудара (воздействия депрессии) открытием и закрытием впускного клапана ИПТ, а затем продолжительное время выдержать на открытом периоде испытания, создавая более благоприятные условия для притока жидкости и его контроля на устье скважины.

В неустойчивых интервалах общую продолжительность открытого и закрытого периодов не рекомендуется устанавливать более времени испытания скважины на прихват.

При испытании коллекторов, насыщенных газом, газовым конденсатом, нефтью с высоким газосодержанием, время притока следует ограничивать во избежание открытого фонтанирования из труб.

7.4.16 Общая продолжительность выдержки ИПТ в скважине должна обеспечить получение пластовой жидкости в объеме, достаточном для однозначной оценки насыщенности коллектора, регистрации качественных кривых притока и восстановления давления.

7.4.17 Объем притока можно приближенно рассчитать по начальным и конечным показаниям устьевых газовых счетчиков с учетом упругого расширения бурового раствора, поступившего из подпакерного интервала,

$$V_{пр} = V_2 - V_1 - {}_{\Delta}V \ , \qquad (7.4.4)$$

где V_1 и V_2 - начальные и конечные показания газового счетчика, м^3;

${}_{\Delta}V = V_п \cdot \beta \cdot {}_{\Delta}P$, - увеличение объема бурового раствора, м^3;

где $V_п$ - объем подпакерного пространства, м^3;

β - коэффициент сжимаемости бурового раствора, 1/МПа ;

${}_{\Delta}P$ - фактический перепад давления в интервале испытания, МПа.

На практике $V_{пр}$ находят по изменению в трубах над ИПТ давления, регистрируемого глубинным манометром,

$$V_{пр} = \frac{(P_{кп} - P_{нп}) \cdot F_{тр}}{\gamma_п}, \qquad (7.4.5)$$

где $P_{кп}$ и $P_{нп}$ - давление в трубах в конце и начале испытания, Н/м^2;

$F_{тр}$ - площадь внутреннего сечения труб, м^2;

$\gamma_п$ - удельный вес поступившей жидкости в трубах, Н/м^3.

С учетом поступления бурового раствора из подпакерного интервала объем притока составит

$$V_{пр} - V_б = \left[\frac{(P_{кп} - P_{нп}) - V_б \cdot \gamma_б / F_{тр}}{\gamma_п}\right] F_{тр}, \qquad (7.4.6)$$

где $V_б$ - объем бурового раствора, вытесненного в трубы, м^3;

$\gamma_б$ - удельный вес бурового раствора, Н/м^3.

7.4.18 Режим испытания добывающих и нагнетательных скважин планируется в зависимости от коллекторских свойств горных пород и технического состояния скважин. Режим испытания пласта задается Недропользователем, согласовывается с Производителем работ и фиксируется в плане работ по испытанию.

В случае несоответствия запланированного режима с фактическим поведением пласта, например, интенсивный приток вместо слабого и наоборот, начальнику партии (отряда) разрешается изменить время открытого и закрытого периодов по согласованию с представителем Недропользователя, присутствующим на скважине.

7.4.19 При испытании слабопроницаемых пластов, с целью точного учета подтока скважинной жидкости в трубы из-за частичной негерметичности насосно-компрессорных или бурильных труб и оценки состава пластовой жидкости, следует применять до и после вызова притока гамма-плотномер ГГП-1.

В процессе испытания скважин (вызов и перекрытие притока) должен осуществляться периодический контроль за положением уровня жидкости в затрубном пространстве.

7.5 Контроль работы ИПТ

7.5.1 При спуске ИПТ необходимо непрерывно контролировать положение уровня жидкости в кольцевом пространстве. Скважина всегда должна быть заполнена до устья, особенно в конце спуска компоновки ИПТ и колонны труб промывочная жидкость должна переливаться по циркуляционной системе.

7.5.2 Периодически проводить контроль за герметичностью колонны труб и ИПТ после спуска 10 - 15 труб, для этого спуск остановить, закрыть пробкой муфту верхней трубы и через штуцерное отверстие следить за выходом воздуха из резиновой трубки, помещенной в емкость с водой. Если воздух не выходит, спуск инструмента следует продолжить.

7.5.3 При спуске ИПТ колонну труб не проворачивать ротором, не допускать посадок инструмента более 30 с и нагружать более 50 кН.

Скорость спуска должна быть замедленной из-за пониженной проходимости пакера в скважине. Контролировать вес на крюке по индикатору веса.

7.5.4 До посадки пакера и открытия впускного клапана ИПТ необходимо:

- заполнить до устья промывочной жидкостью кольцевое пространство (между инструментом и кондуктором);
- надежно закрепить манифольд (с промывочной головкой) к основанию буровой установки;
- обеспечить возможность немедленного перекрытия крана высокого давления на промывочной головке, подготовить ключ, лестницу, лом.

7.5.5 Контролировать нагрузку на пакер по индикатору веса буровой установки в процессе испытания при управлении клапанами ИПТ и создании открытых - закрытых периодов испытания.

7.5.6 В момент открытия ИПТ пакер догружается за счет перепада давления, что обычно наблюдается по «проседанию» (деформации) труб хвостовика и отмечается ростом нагрузки на крюке. Бурильщик обязан догрузить до заданной нагрузку на пакер по верньеру индикатора веса.

7.5.7 После открытия клапана ИПТ проверить уровень жидкости в затрубном пространстве. Быстрое падение уровня указывает на нарушение герметичности пакеровки. В этом случае необходимо быстро приподнять ИПТ и закрыть впускной клапан, восстановить уровень в затрубном пространстве и повторно попытаться установить пакер, увеличив нагрузку на 20 - 30%.

Если повторная попытка установить пакер окажется неудачной, нужно поднять инструмент из скважины и изменить его компоновку и длину хвостовика. Компоновки ИПТ с якорем позволяют более оперативно решать эту задачу.

7.5.8 Продолжительность неподвижного стояния инструмента на забое при испытании пластов следует контролировать по активности проявления притока с учетом устойчивости стенок скважины и времени, указанного в плане работ по испытанию.

Закрытие запорно-поворотного клапана должно выполняться в несколько приемов во избежание пружинящего действия (отдачи) труб.

7.5.9 При наличии давления на устье скважины снятие пакера необходимо проводить с выполнением мероприятий, исключающих открытое фонтанирование и срыв резинового элемента с остова пакера.

7.5.10 В случае притока газа, нефти или пластовой жидкости с высоким содержанием газа принять меры, обеспечивающие безопасность работ:

- закрыть запорный клапан;
- снять пакер с места установки;
- выждать время до полного прекращения выхода воздуха из труб;
- открыть циркуляционный клапан и обратной промывкой вытеснить пластовую жидкость из труб в вынесенную за пределы буровой емкость с соблюдением требований по предупреждению пожара, замерить

объем жидкости, поступившей из пласта в трубы, отобрать пробы жидкости для химического анализа;

- во время циркуляции выровнять параметры жидкости в трубах и в затрубном пространстве;
- обеспечить подъем инструмента со скоростью, предотвращающей вызов притока из пласта;
- при подъеме инструмента необходимо непрерывно доливать затрубное пространство скважины.

7.5.11 Развинчивание резьбовых соединений проводить с соблюдением мер предосторожности, особенно при раскреплении ИПТ и ЗП следует помнить, что объем между этими узлами заполнен жидкостью (газом) под высоким давлением.

7.5.12 После завершения подъема инструмента долить скважину промывочной жидкостью.

Составные части ИПТ и манометры после их извлечения тщательно промыть водой.

Герметизированные пробоотборники и бутылки с отобранными пробами из труб уложить в контейнер для транспортировки в лабораторию на анализ.

8 Оперативная обработка результатов испытания

8.1 Определение характера насыщения пласта

8.1.1 Первичное определение качества пробы состоит в том, чтобы установить соответствует ли скважинная проба флюиду, который находился в пробоотборной камере в момент закрытия его клапанов в точке отбора ИПТ. По этому признаку различают три вида скважинных проб:

- качественная проба (пробоотборник герметичен и компонентный 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).

8.1.2 Для определения качества отобранной пробы используются результаты визуального контроля и замера давления в пробоотборнике. 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. При испытании глубокозалегающих объектов и значительном отличии забойной температуры от поверхностной, давление в пробоотборнике может оказаться ниже, чем на глубине отбора пробы. В этом случае если не

обнаружено визуальных признаков негерметичности пробоотборника, пробу следует считать качественной.

8.1.3 Для однозначного заключения о характере насыщения испытываемого объекта необходимо отбирать не менее трех проб пластовой жидкости, две из которых должны давать равнозначные показания по давлению насыщения и газовому фактору.

8.1.4 Уточнение характера насыщения пласта по результатам анализа скважинных проб базируется на информации о физико-химических свойствах пробы, составе газа (углеводородной части и содержании других компонентов - азота, двуокиси углерода, сероводорода, инертных газов и др.), объеме газа, растворенном в жидкости, давлении насыщения, содержании асфальтенов, коэффициенте светопоглощения.

8.1.5 Отобранная проба может быть представлена нефтью, пластовой водой, буровым раствором или его фильтратом, газом или смесью флюидов в различных соотношениях (приложение Д). В ряде случаев указанных критериев недостаточно и для однозначного ответа о характере насыщения пласта следует применять данные газокаротажных станций и геолого-технологического контроля. Учет информации по ГИРС, ГТИ и ИПТ является обязательным условием объективной интерпретации для заключения о характере насыщения испытанного объекта.

8.1.6 Средний состав углеводородного газа, выделенного из пробы, взятой при испытании нефтенасыщенного (А) и водонасыщенного (Б) объектов, представлен на рисунке 8.1.1.

Если в пробе имеются прямые признаки нефти, данные о составе газа служат только подтверждением заключения о нефтесодержащем пласте.

Если в пробе газа имеется повышенное содержание изобутана (> 5%) и изопентана (> 4%), а отношение содержания изопентана к нормальному пентану меньше единицы, то испытан пласт с признаками остаточной нефтенасыщенности.

Если выделенный газ содержит большое количество метана (> 70-80%), незначительное количество изобутана (< 0,3%) и изопентана (< 0,5%), то наиболее вероятно отсутствие нефтенасыщенных пластов в интервале испытания.

Если отобранная проба представляет собой газ, то углеводородный состав позволит уточнить его принадлежность.

При этом можно дать два варианта заключения:

1) газ выделился в пласте из нефти или воды при давлении на забое, которое значительно ниже давления насыщения;

2) газ отобран при испытании газоносного пласта.

8.1.7 Для выявления характера насыщения испытуемого объекта нужно использовать соотношение различных компонентов полученного газа между собой (таблица 8.1.1). Наиболее информативными являются такие газовые коэффициенты, как C_1/C_2 + в; C_2/C_3; н - C_4/и - C_4, но только совместное исполь-

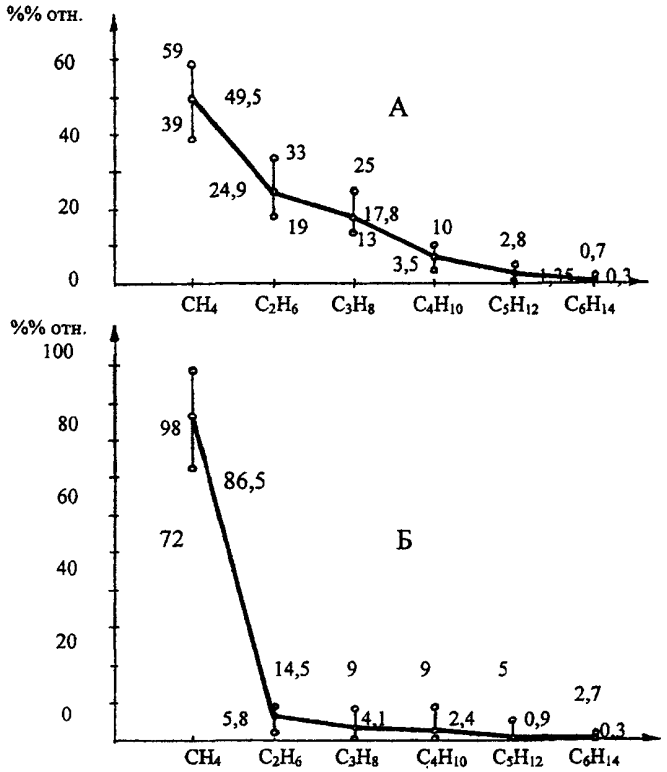


Рисунок 8.1.1

Таблица 8.1.1

Тип газа	Газовые коэффициенты		
	C_1/C_2 +в	C_2/C_3	н-C_4/и-C_4
Попутный - всего	10	1	2,0
в том числе:			
из сводовой части	1-5	0,35-0,5	2,0
из приконтурной части	5-10	0,7 -0,9	2,0
из законтурной части	10-50	1 - 3	1,5
Газовые шапки	10-25	1 - 3	2,0
Чисто газовые залежи	45-70	3 - 6	2,0
Водорастворенные «пустые» структуры	50	3	1,0

зование нескольких газовых коэффициентов позволяет более однозначно определить тип газа (залежи), следовательно, и характер насыщения.

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

Когда в пробе нет прямых признаков нефти, повышенное значение $Г_с$ может явиться признаком наличия нефтеносного пласта в интервале испытания. Чтобы оценить, насколько фактический $Г_с$, обусловленный не только растворенным, но и свободным газом в пробоотборнике, выше максимального при пластовых значениях температуры и давления, можно воспользоваться палеткой (рисунок 8.1.2).

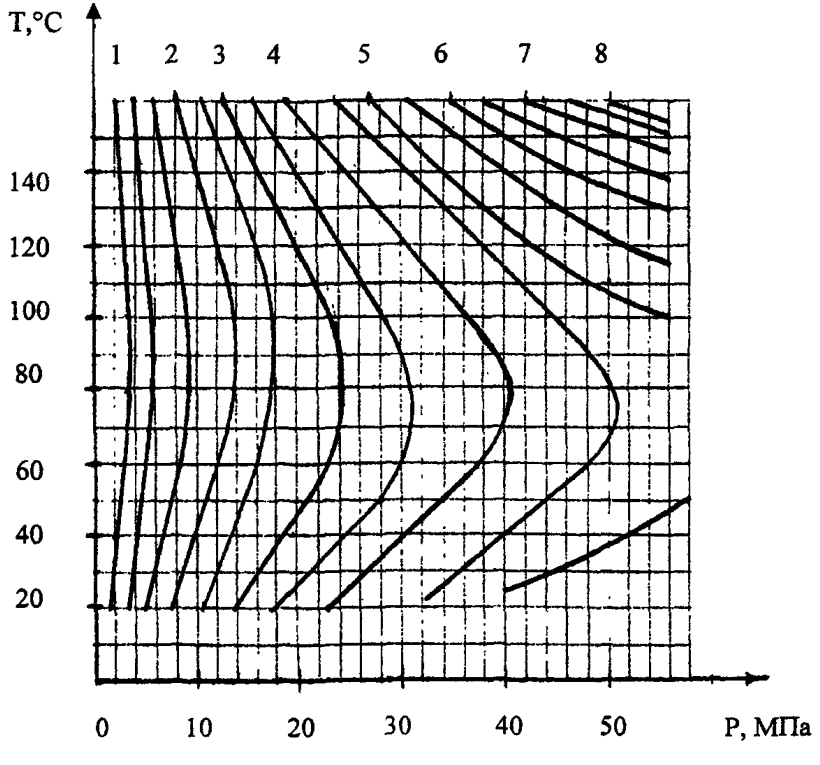


Рисунок 8.1.2

Пониженная величина $Г_с$ при отборе нефти может стать показателем негерметичности пробоотборника. В целом же величина $Г_с$ 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 нефтенасыщенности пласта в испытываемом интервале.

8.1.9 Давление насыщения жидкости газом является дополнительным параметром, если жидкость и газ имеют одинаковый состав и определяется количеством растворенного газа. По сравнению с фоновыми значениями повышенная 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 (бутана, пентана и выше) еще не является признаком отсутствия нефтенасыщенного пласта.

8.1.10 Высокое содержание асфальтенов может оказаться причиной низкой подвижности нефти ввиду ее сильной окисленности. Для установления окисленности нефти может быть использован фото-колориметрический метод, поскольку для анализа достаточно небольшое количество нефти.

Между содержанием асфальтенов и величиной коэффициента светопоглощения $К_{сп}$ нефти установлена прямая зависимость, которая получена по результатам исследования нефтей ряда месторождений и горизонтов:

$$g_{асф} = 0{,}0093\ К_{сп} - 1{,}46\,, \qquad (8.1.1)$$

Высокое значение $К_{сп}$ ($> 4000 - 5000$) 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 физико-химических свойств необходимо при подсчете запасов, проектировании разработки и гидродинамических исследованиях скважины.

8.2 Критерии качества испытания пласта

8.2.1 На основании исходных данных о проведении работ с ИПТ в скважине, полученной информации о наличии или отсутствии притока в

процессе испытания и анализа диаграмм глубинных манометров проводят оперативную оценку качества технологических операций по испытанию объекта. Схемы размещения скважинных манометров в компоновке ИПТ и их типовые диаграммы представлены в приложении Е. По первичному анализу информации проведенные работы с ИПТ рекомендуют разграничить на категории:

- испытание технически качественное (завершенное), если оно проведено без аварий и осложнений и полностью (или частично) решена поставленная задача;

- испытание технически некачественное (незавершенное), если при его выполнении наблюдались посадки, затяжки инструмента, повышенное шламонакопление на забое, частичная негерметичность бурильных труб, поглощение бурового раствора, отказ буровых механизмов и узлов ИПТ, а также отличия фактических параметров режима от запланированных и нарушения технических условий и требований правил безопасности и охраны окружающей среды.

8.2.2 Испытание объекта должно считаться качественным и завершенным, если были выполнены следующие условия:

- в трубах поднята пластовая жидкость, отобрана герметичная проба жидкости;

- на диаграммах манометров, установленных под фильтром, в фильтре и в трубах над ИПТ, имеются четкие линии записи нулевой линии, кривой притока (КП) и восстановления давления (КВД);

- на диаграмме манометра, установленных в трубах над ИПТ, однозначно оценивается герметичность бурильных (НК) труб и узлов ИПТ;

- на диаграммах манометров, установленных под фильтром, в фильтре и в устройстве для измерения затрубного давления (УЗД), зафиксированы герметичная пакеровка, открытие клапана ИПТ, закрытие ЗП и постоянное давление в затрубном пространстве.

8.2.3 При однозначном установлении притока пластового флюида в процессе испытания пласта явными признаками потенциальных его возможностей являются объем притока и его интенсивность, форма диаграммы кривой притока и восстановления забойного давления (выпуклость, кривизна линии и наличие пологого конечного участка КВД).

8.2.4 При отсутствии очевидных признаков притока критерием завершенности испытания может служить наличие качественных диаграмм скважинных манометров, на которых зарегистрирован процесс испытания объекта (нулевые линии, герметичность труб, открытие клапана ИПТ и закрытие ЗП на КВД, повторный цикл "открыто - закрыто").

В случае, если испытание пласта было выполнено технически правильно, по анализу диаграмм скважинных манометров правомерно отнести объект испытания к практически "сухому", т. е. отсутствует приток в трубах, по КВД давление не восстанавливается.

8.2.5 На основании определения характера насыщения объекта испытания, анализа диаграмм изменения давления скважинных манометров и обобщения многолетнего опыта по испытанию составлены критерии достоверности информации, которые распределены по степени их влияния на результаты испытания и рекомендуются для применения при выдаче заключения.

Критерий 1. Продолжительность притока (Т) в одном из циклов испытания не менее 60 мин. Исключением являются объекты с сильной интенсивностью притока.

Критерий 2. В одном из циклов испытания при времени (t) регистрации КВД и соотношении $t \geq T$ восстановление давления должно быть не менее 0,9 от величины депрессии ($_{\Delta}P_m$) в конце открытого периода.

Критерий 3. В акте на выполненные работы по испытанию должно быть указано об активности проявления притока на устье скважины при стабильном положении уровня жидкости в затрубном пространстве, акт должен быть подписан мастером (начальником партии) по испытанию и представителем Недропользователя.

Критерий 4. На диаграмме манометра под фильтром забойное давление должно быть записано в форме плавной линии в течение процесса испытания. Величина общего снижения давления должна быть не менее двойной чувствительности регистрирующего манометра. Забойное давление начала записи КВД должно быть не менее давления долива жидкости в трубы до испытания.

Критерий 5. Условиями вскрытия объекта бурением сохранена гидродинамическая связь испытываемого пласта со скважиной. Интервал испытания вскрыт на буровом растворе с контролируемой водоотдачей, без поглощения, продолжительность циркуляции раствора до испытания интервала не более 120 ч.

Критерий 6. Время регистрации КВД $t \geq 60$ мин.

Критерий 7. В момент открытия приемного клапана ИПТ забойное давление снижается не менее, чем на 5,0 МПа от величины $P_{пл}$.

Критерий 8. После подъема ИПТ опрессовкой на устье скважины запорного клапана подтверждена его герметичность в дополнение к записи КВД.

Критерий 9. Незагрязненная прискважинная зона пласта, КС < 2,0.

Критерий 10. По хроматографическому анализу капель нефти, поднятых в пробоотборнике, установлена ее принадлежность к объекту испытания.

Критерий 11. Режим испытания и контроль за содержанием притока выполнены в соответствии с утвержденным планом по испытанию скважины ИПТ.

Критерий 12. По диаграмме давления манометра, установленного под фильтром, фактическая начальная депрессия на пласт не менее, чем в три раза превышает репрессию бурового раствора при вскрытии объекта. Интервал испытания не более 10 м.

Критерий 13. Дебит жидкой фазы продукции притока (нефти, воды) определен с погрешностью не более 15%.

Критерий 14. По КВД, зафиксированной манометром под фильтром, пластовое давление снижается от цикла к циклу испытания.

Критерий 15. Дебит газа замерен в условиях квазиустановившегося режима притока (по регистрации забойного давления и дебита жидкой фазы).

8.2.6 Критерии достоверности информации по испытанию скважины рекомендуются в качестве определяющих признаков при обработке данных ИПТ с целью классификации значимости коллекторов по притоку пластового флюида и оценки технической успешности выполненных работ. Характеристика объекта испытания (объем притока, проявление активности, содержание флюида) должна совпадать с полученной при испытании (приложение Ж).

8.2.7 По информативным спускам ИПТ определяют фактические режимные характеристики испытания. По выделенным коллекторам дают оценку их насыщения, устанавливают гидродинамические параметры пласта. Нефтегазонасыщенные коллекторы оценивают на их промышленное значение, уточняют пластовое давление и состояние околоствольной зоны.

По объектам, где приток практически отсутствует, т.е. пласт «сухой», обработка результатов на этом завершается.

По объектам с неоднозначной оценкой определяют причины неопределенности (возможных ошибок) и условия, при выполнении которых в повторном испытании будет получен достоверный результат (установлено наличие или отсутствие коллектора).

9 Автоматизированная обработка диаграмм давления

9.1 Типовая программа обработки диаграмм давления на ПЭВМ

9.2.1 Типовой комплекс программ автоматизированной обработки данных гидродинамических исследований включает пять программ:

- записи исходных данных в базу данных;
- обработки кривых притока и восстановления давления;
- выводы табличных результатов на принтер;
- выводы графиков на принтер;
- записи результатов в базу данных.

Для автоматизированной обработки данных, полученных при испытании пластов, вводят следующие исходные данные:

- показания верхнего и нижнего манометров ИПТ;
- тарировочные данные манометров;
- данные по долитой и отобранным жидкостям.

9.1.2 Показания манометров вводятся с клавиатуры или импортируются из файла (для цифровых манометров) и заносятся в файл исходных данных.

Градуировочные характеристики манометров вводятся с клавиатуры и заносятся в файл базы тарировочных данных.

Редактирование включает:

- визуализацию и просмотр данных (таблиц и графиков);
- корректировку отдельных значений;
- приведение к одному времени (смещение по оси времени) для нескольких манометров;
- выбор характерных точек (для ИПТ);
- выбор интервала обработки;
- перевод показаний манометров в значения, выраженные в единицах измерения давления (атм).

При обработке КВД используется формула УфНИИ (или модифицированная формула Хорнера, учитывающая переменный приток в трубы в открытые периоды испытания, предшествующие обрабатываемому циклу).

$$P(r_c, t_n) = P_{пл} - \frac{1}{4\pi\sigma} \sum_{i=1}^{n-1} q_i \ln \frac{t_n - t_{i-1}}{t_n - t_i} \qquad (9.1.1)$$

В системе значение дебита, если есть кривые притока по верхнему манометру, рассчитывается по производной модельной кривой притока, иначе - по высоте отобранной жидкости, отнесенной к данному циклу.

Алгоритм: значения давления P_n забойного манометра для КВД j-цикла перестраиваются в координатах P_n, X_n, где

$$X_n = \sum_{l=1}^{j} f(t_n, q_l), \text{ мм}^3/\text{с}; \qquad (9.1.2)$$

а) если есть кривая притока по манометру в трубах над ИПТ для цикла с номером 1

$$f(t_n, q_l) = \frac{d^2}{96j} \sum_{i=2}^{m_l} P_{l,j} \ln \frac{t_n - t_{i,l}}{t_n - t_i}, \qquad (9.1.3)$$

где t_n - время для точки n КВД цикла j;

d - диаметр внутренний НКТ;

j - средний удельный вес поступившей в трубы жидкости;

m_l - номер последней точки на кривой притока цикла 1;

$t_{i,l}$ - время i-ой точки для цикла 1;

б) если при вычислении суммы для какого-то номера цикла 1 нет кривой притока, то соответствующая

$$f(t_n, q_l) = \frac{\bar{q}_l}{960} \ln \frac{t_{n,j} - t_{1,l}}{t_{n,j} - t_{m,l}}, \qquad (9.1.4)$$

где $\bar{q}_l = \frac{d^2}{T_l} h_l$,

где T_1 - время притока для цикла 1;

h_1 - высота отобранной жидкости, отнесенная к циклу 1.

Порядок работы:

- полученный график отображается на экране;
- визуально выделяется конечный прямолинейный участок;
- по точкам выделенного участка методом наименьших квадратов проводится аппроксимирующая прямая $P_n = a - б\ x$;
- определяются параметры прямой а, б;
- пересчитываются параметры пласта: пластовое давление $P_{пл} = a$, атм;
- гидропроводность удаленной зоны $kh/\mu = 1/\sigma$, мкм^2 см/МПа с;
- рассчитываются погрешности $P_{пл}$, и kh/μ.

9.1.3 Обработка кривых притока проводится, если для данного цикла имеются данные по обоим манометрам. Гидродинамические параметры (kh/μ., $P_{пл}$, $X/r_{спр}^2$) определяются методом подбора. Находится такая совокупность параметров, при которых расчетная (модельная) кривая притока для верхнего манометра в максимальной степени согласуется с фактической. Показателем степени совпадения кривых служит минимальное значение суммы квадратов отклонений точек модельной кривой от соответствующих точек фактической:

$$s^2 = \sum_{n=2}^{m_j} (P_{nj}{}^{l} - P_{nj}{}^{m})^2. \qquad (9.1.5)$$

В системе для расчета модельной кривой используется известная формула А.Ф.Гильманшина:

$$P_{nj}{}^{m} = P_{1j}{}^{1} + 48 \frac{kh}{\mu} \frac{\Upsilon}{d_r^2} Sn, \qquad (9.1.6)$$

где $Sn = \sum_{k=2}^{n} (t_{k,j} - t_{k-1,j}) \left\{ \sum_{i=1}^{j-1} \left[\sum_{i=2}^{m_j} \frac{\Delta P_{i-1,1}}{\Psi(t_{i-1,j})} + \sum_{i=2}^{m_{b,1}} \frac{\Delta P_{i-1,1}}{\Psi(\tau_{i-1,1})} \right] + \right.$

$$\left. + \sum_{i=2}^{k} \frac{\Delta P_{i-1,j}}{\Psi(t_{i-1,j})} \right\},$$

где $\Delta P_{i-1,1} = 0{,}5(P_{i-2,1} - P_{i,1})$ - приращения давления в точке кривой притока или восстановления давления (по забойному манометру);

$$\Psi(t_{i-1,1}) = \ln(1 + \sqrt{\pi X / r_c^2 (t_{k1} - t_{i-1,1})}\ ;$$

$t_{k,j} = 0{,}5\ (t_{k,j} + t_{k-1,j})$;

n, k - номер текущей точки обрабатываемой кривой притока

$n = 2, 3, ..., m_j$; $k = 2, 3, ..., n$;

i - номер текущей точки обрабатываемой и предыдущих кривых;

$n_{в,1}$ - число точек КВД цикла 1.

Остальные обозначения общепринятые.

В системе оптимальная модельная кривая подбирается дважды.

После первой оптимизации модельная кривая используется лишь как сглаженная фактическая кривая притока по верхнему манометру. По ней рассчитываются производные, необходимые для обработки КВД.

После обработки КВД закрепляется найденное по КВД значение пластового давления и при втором проходе подбираются оптимальные kh/μ и X/r_c^2.

При обработке полуцикловых испытаний - оптимизация по всем 3-м параметрам.

9.1.4 При отсутствии кривых притока по манометру в трубах над ИПТ гидропроводность ближней зоны оценивается по формуле

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{\pi}{240} \cdot \frac{d_т^2 \cdot h}{T(P_{пл} - P_{заб})} \quad (мкм^2 см/МПа с), \qquad (9.1.7)$$

где $d_т$ - внутренний диаметр труб, мм;

h - высота поступившей жидкости, м;

T - время притока, мин;

$P_{пл}$ – давление, оцененное по КВД или другими исследованиями, МПа;

$P_{заб}$ - среднее за время притока значение давления по забойному манометру, Мпа.

Для расчета гидропроводности можно рекомендовать и другое выражение

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{d_т^2 \cdot h \ln\left(1 + \sqrt{X/r_c^2 \cdot 0{,}5T}\right)}{480\, T\,(P_{пл} - P_{заб})} \quad (мкм^2 см/МПа с), \qquad (9.1.8)$$

в которое дополнительно входит параметр X/r_c^2, оцениваемый в свою очередь по одной из приближенных формул

$$\frac{X}{r_c^2} = 240 \cdot \frac{kh}{\mu} \cdot \frac{1}{m\,\beta_ж\,h_{эф}\,d_{ск}^2} \quad (1/мин), \qquad (9.1.9)$$

где kh/μ - гидропроводность пласта, найденная по КВД или оцененная по другим данным, $мкм^2$ см/МПа с;

m - пористость пласта по ГИРС;

$\beta_ж$ - сжимаемость пластовой жидкости, 1/МПа ;

$h_{эф}$ - эффективная толщина исследуемого пласта по ГИРС, м;

$d_{ск}$ - диаметр скважины по долоту, мм;

либо

$$\frac{X}{r_c^2} = 4800 \frac{kh}{\mu \beta_ж (z_н - z_в) d_{ск}^2} \quad (1/\text{мин}), \qquad (9.1.10)$$

где $\beta_ж = 7{,}5 \cdot 10^{-5}$ МПа$^{-1}$, если пласт насыщен нефтью (высота столба отобранной нефти > 1 м);

$\beta_ж = 5 \cdot 10^{-5}$ МПа$^{-1}$ - в остальных случаях;

$z_н$, $z_в$ - глубина, соответственно, подошвы и кровли интервала испытания, м.

Распределение суммарной высоты отобранных жидкостей по отдельным циклам испытания проводится пропорционально временам притоков и средним забойным давлениям в открытые периоды испытания (либо по эмпирическим формулам при отсутствии показаний нижнего манометра в открытые периоды испытания).

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

$$П_з = Г_{уд} / Г_{пз} . \qquad (9.1.11)$$

Если расчетное значение $П_з > 2$, это означает, что призабойная зона пласта ухудшена в процессе вскрытия интервала или эксплуатации продуктивного объекта в добывающей скважине.

Если $П_з < 0{,}8$, то призабойная зона считается «размытой».

9.1.6 В промысловой практике под коэффициентом продуктивности пласта η понимается отношение установившегося дебита к постоянной величине депрессии, которая была задана на период исследования.

При работе с ИПТ практически создать установившийся режим можно только при длительном отборе в эксплуатационной скважине, когда имеет место перелив жидкости на устье с Q = const при фиксированном значении $_{\Delta}P$.

Коэффициенты продуктивности определяются по формулам

$$\eta = \frac{40\pi kh}{\mu \ln \pi\chi \, t/r^2} \quad (\text{см}^3/\text{с МПа}); \qquad (9.1.2)$$

$$\eta = \frac{40\pi kh}{\mu \ln 2{,}25\chi \, t/r^2} \quad (\text{см}^3/\text{с МПа}), \qquad (9.1.3)$$

где χ - коэффициент пьезопроводности, см^2/с;

r - радиус скважины, см;

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

Если подставить значения χ = 7000 см^2/с, r = 10 см, время работы моделируемой скважины t = (86400 · 20) с и умножить все на коэффициент перерасчета из см^3/с МПа в м^3/сут, то получим упрощенное выражение для расчета коэффициента продуктивности

$$\eta = 0{,}6 \frac{kh}{\mu} \quad (м^3/сут\ МПа). \qquad (9.1.14)$$

Коэффициент продуктивности определяется для призабойной и удаленной зон в зависимости от того, какая величина гидропроводности будет использована в формулах (9.1.12) и (9.1.13).

Коэффициент продуктивности, в расчете которого была использована гидропроводность удаленной зоны, именуется потенциальным, а при использовании гидропроводности призабойной зоны - физическим.

9.1.7 Радиус дренирования пласта определяется по формуле

$$R_{др} = \sqrt{c\chi T}, \qquad (9.1.15)$$

где с - коэффициент, который изменяется от π до 4π по разным исследованиям. В оценочных расчетах рекомендуется принимать $c = \pi$;

χ - пьезопроводность пласта, $м^2/с$;

T - время отбора пластовой жидкости, с.

9.1.8 Пьезопроводность пласта характеризует скорость перераспределения давления в пласте, ее величину можно оценить по формуле

$$\chi = \frac{10^{-3} \cdot Г_{уд}}{h\,(m\,\beta_ж + \beta_п)}, \qquad (9.1.16)$$

где $Г_{уд}$ - гидропроводность удаленной зоны пласта, рассчитываемая по КВД, $м^3/МПа\ с$;

h - эффективная толщина пласта, определяемая по данным ГИРС, м;

m - пористость пласта;

$\beta_ж$, $\beta_п$ - коэффициенты сжимаемости жидкости и породы, 1/МПа.

Рекомендуется автоматизированную обработку данных испытания выполнять с применением ПЭВМ и выдавать заключение по результатам обработки в соответствии с приложением Е.

9.2 Оценка потенциальных возможностей испытанного объекта

9.2.1 Испытание объектов ИПТ в процессе бурения скважины проводят на неустановившемся режиме фильтрации и существенно отличается от исследования в эксплуатационной колонне, что в принципе ограничивает возможности этого метода. Однако ввиду оперативности испытания объектов непосредственно в процессе вскрытия пластов на новых разведочных площадях, когда отсутствуют возможности проведения исследования на (длительных) установившихся режимах отбора пластовой жидкости, вполне оправдана оценка основных гидродинамических параметров пласта по данным работы ИПТ с применением различных рекомендованных методик.

9.2.2 Начальное пластовое давление $P_{пл}$ по КВД достаточно точно рассчитывается при испытании бесконечного однородного пласта. Репрессионная воронка отсутствует или "сжимается" в период притока.

Время послеприточного эффекта должно быть значительно меньше времени КВД. По многим исследованиям погрешность определения пластового давления находится в пределах погрешности скважинных манометров, но не более ±2%. Требования к достоверности расчета $P_{пл}$ по промысловым данным исследования не более 2-3%.

9.2.3 При оптимальном режиме испытания ($Q > 30$ м^3/сут) и интервалах испытания до 25 м коэффициент гидропроводности рассчитывается с погрешностью не более ± 30%, что не превышает погрешности его определения по промысловым исследованиям.

9.2.4 Расчетная величина дебита, полученная при обработке КП и КВД при работе с ИПТ, в большинстве отличается от дебита, который будет при эксплуатации продуктивного объекта.

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

$$Q_{пот} = \eta_{пот} \cdot {}_{\Delta}P; \qquad Q_{фак} = \eta_{ф} \cdot {}_{\Delta}P, \qquad (9.1.17)$$

где ${}_{\Delta}P$ - депрессия при эксплуатации объекта, МПа.

$\eta_{пот}$, $\eta_{ф}$ - соответственно потенциальный и фактический коэффициенты продуктивности, м^3/сут МПа.

Если пластовое давление выше гидростатического, оценивается условие свободного фонтанирования

$$ {}_{\Delta}P_{с.ф.} = P_{пл} - 0{,}1\, j_{ж}\, H_{пл}, \qquad (9.1.18)$$

где ${}_{\Delta}P_{с.ф.}$ - депрессия свободного фонтанирования скважины, МПа;

$j_{ж}$ - удельный вес жидкости в скважине, Н/м^3;

$H_{пл}$ - глубина залегания продуктивного пласта, м.

При выполнении условия ${}_{\Delta}P_{с.ф.} > 0$ скважина относится к категории фонтанирующей.

В нефонтанирующей скважине величина ${}_{\Delta}P$ устанавливается по глубине подвески глубинного насоса с учетом режима формирования конкретной залежи.

9.2.5 Окончательное заключение по испытанному объекту должно в обязательном порядке выдаваться только на основании комплексного анализа полученных результатов и данных физико-химического анализа пластовой жидкости, растворенного газа и коллекторских свойств пласта.

10 Техника безопасности при работе с ИПТ

10.1 Правила безопасности при производстве работ с ИПТ

10.1.1 Выполнение изложенных в настоящем РД правил безопасности обязательно специалистами Недропользователя и Производителя работ при проведении испытания на скважине.

10.1.2 Начальники партий по испытанию скважины должны иметь специальное образование и удостоверение на право производства работ с ИПТ.

10.1.3 В целях предотвращения аварий и несчастных случаев ЗАПРЕЩАЕТСЯ:

- производство работ по испытанию пластов в скважинах, устья которых не оборудованы превентором, устьевой (трубной) головкой, отводной линией и специальной емкостью за пределами буровой для сбора пластовой жидкости, при отсутствии цементировочного агрегата и утвержденного плана работ;

- подъем бурильных (НК) труб после испытания пласта до прекращения поступления воздуха из труб на устье скважины после закрытия запорного клапана;

- подъем бурильных (НК) труб из скважины после появления пластовой жидкости в трубах без удаления ее обратной промывкой через отводную линию в емкость за пределами буровой и выравнивания гидростатического давления в трубах и затрубном пространстве;

- допуск к руководству по испытанию лиц, не имеющих специального образования или права ответственного руководства на скважине.

10.1.4 На буровой должна быть установлена емкость для самотечного долива в затрубное пространство и устьевая обвязка с устройством, обеспечивающим непрерывный долив скважины буровым раствором при подъеме ИПТ.

Во избежание замерзания бурового раствора циркуляционная система должна обогреваться.

10.1.5 На разведочной площади устье скважины должно быть оборудовано превенторной установкой по одной из утвержденных типовых схем (см. раздел 6.3).

10.1.6 Превенторная установка независимо от срока работы перед спуском ИПТ в скважину проверяется и опрессовывается.

Результаты опрессовки оформляются записью в паспорте технического состояния оборудования и в акте готовности скважины к испытанию.

Давление опрессовки не должно превышать допустимых значений для данной обсадной колонны и превенторной установки.

10.1.7 Превенторы должны оборудоваться дистанционным, механизированным управлением и дублироваться ручным приводом. Пульт управления превентором устанавливается на расстоянии не менее 10 м от устья скважины, а его дублер - у поста бурильщика. Ручной дублирующий привод 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.

10.1.8 Выкидные линии превентора должны быть прямолинейными, длиной не менее 30 м, для газовых и разведочных скважин - не менее 100 м. Выкидные трубопроводы должны быть прочно закреплены и направлены в

сторону от проезжих дорог, линий электропередач, котельных и других производственных и бытовых сооружений.

ЗАПРЕЩАЕТСЯ прокладка выкидных линий под приемным мостом и привышечными сооружениями.

10.1.9 *Обвязка устья скважины при работе с ИПТ проводится по одной* из утвержденных схем и должна ОБЕСПЕЧИВАТЬ:

- наблюдение и контроль за активностью проявления объекта испытания в трубах и в затрубном пространстве;
- извлечение пластовой жидкости обратной циркуляцией в подготовленную емкость для сбора, дегазации и замера компонентов жидкой фазы, отвод за пределы буровой, сжигание пластового флюида в факеле;
- возможность подключения к внутритрубному и затрубному пространству цементировочного агрегата при угрозе аварийного фонтанирования;
- долив бурового раствора в затрубное пространство.

Если ожидается интенсивный приток нефти и газа, то на буровой рекомендуется присутствие противофонтанной службы, наличие эффективных средств пожаротушения и цементировочного агрегата, резервуар которого должен быть заполнен буровым раствором и соединен с одним из отводов превентора.

10.1.10 При разгрузке и погрузке узлов ИПТ с помощью поворотного крана (тельфера) необходимо осуществлять подъем и перемещение груза аттестованными стропами.

Груз, захваченный краном, должен сохранять при движении горизонтальное положение.

Собирать ИПТ по секциям в 5 - 8 м следует на специальных подкладках с вырезами в полдиаметра ИПТ.

При затаскивании на буровую площадку груз должен быть виден работающему на катушке-лебедке.

10.1.11 При подготовке ИПТ к спуску ЗАПРЕЩАЕТСЯ:

- находиться на пути движения груза или под ним;
- стоять на пути движения труб при их подъеме на приемные мостки;
- стоять в радиусе действия машинных ключей при свинчивании и развинчивании узлов ИПТ;
- спускать ИПТ в скважину при неисправном индикаторе веса буровой установки.

10.1.12 При производстве работ спуск ИПТ в скважину выполнять с пониженной скоростью, с целью предотвращения неожиданных посадок пакера.

10.1.13 ЗАПРЕЩАЕТСЯ:

- применять компоновку ИПТ без циркуляционного клапана;
- выключать привод лебедки при стоянии на притоке;
- проводить испытание пласта без устьевой контрольной головки с запорным клапаном;

- проводить испытание нефтяных и газовых скважин на излив без соответствующего разрешения вышестоящей организации Недропользователя.

10.1.14 Перед установкой пакера на последнюю трубу инструмента навинчивается устьевая головка с краном высокого давления, опрессованным предварительно на 1,5 - кратное давление от ожидаемого пластового давления.

Последняя труба должна быть подобрана по длине таким образом, чтобы замковое соединение находилось выше плашек превентора и положение устьевой головки над ротором (расстояние от стола ротора) позволяло осуществлять контроль и обслуживание манометра и запорного крана высокого давления.

10.1.15 Режим испытания и продолжительность стояния инструмента на забое определяется интенсивностью притока, устойчивостью стенок скважины и указывается в плане работ.

10.1.16 В процессе испытания объекта необходимо непрерывно следить за положением уровня бурового раствора в скважине и активностью проявления пласта.

Приток следует прекратить и переходить на регистрацию КВД или снять пакер в случаях:

- появления на устье пластового флюида или жидкости долива;
- резкого падения уровня раствора в затрубном пространстве скважины;
- угрозы возникновения перелива раствора из скважины;
- повышения давления на манометре устьевой головки.

После снятия пакера с места его установки ЗАПРЕЩАЕТСЯ разбирать устьевую обвязку и поднимать трубы, пока не произойдет полное прекращение выхода газа из жидкости долива, пластового флюида.

Трубу с устьевой головкой в сборе и с открытым запорным краном следует уложить так, чтобы при необходимости ее можно было быстро соединить с колонной труб.

10.1.17 Подъем труб начинают на первой скорости, далее - со скоростью, аналогичной скорости подъема долота при непрерывном доливе скважины буровым раствором. При появлении труб с жидкостью подсоединить трубу с устьевой головкой с манифольдом. Открыть циркуляционный клапан. Обратной промывкой удалить жидкость притока из труб. Циркуляцию продолжать до полного выравнивания давления в трубах и в скважине.

10.1.18 При наличии в трубах нефти подъем ИПТ необходимо проводить с соблюдением мер по предупреждению пожара. Над ротором в муфту замкового соединения каждой свечи перед ее подъемом навинчивают предохранительную пробку, которая должна быть на буровой. Пробку снимает верхний рабочий после полного отворота свечи, если в процессе ее отворота и отсоединения отсутствует выход газа или жидкой фазы.

При подъеме труб необходимо использовать противоразбрызгиватель, смывать буровой раствор и разлитую нефть струей воды, работать в респираторах или противогазах.

10.1.19 Отбор проб из труб и пробоотборника, раскрепление узлов ИПТ следует выполнять с соблюдением мер безопасности как при работе с сосудами высокого давления и наличии газа.

Если испытание скважины проводилось после кислотной обработки пласта, при разборке ИПТ должны соблюдаться меры, исключающие возможность химического ожога работающих.

Если на разведочной скважине при ГИРС применяли радиоактивные излучатели (изотопы, нейтронные излучатели), при первом испытании необходимо пробы пластовой жидкости подвергнуть проверке на радиоактивность.

10.1.20 В процессе испытания скважины ЗАПРЕЩАЕТСЯ:

- присутствие на скважине посторонних лиц;
- ремонт установленного оборудования;
- проведение электрогазосварочных и других огневых работ;
- выключение двигателей привода лебедки (ДВС), электродвигателей.

10.1.21 Если при испытании первого объекта были получены высокие дебиты нефти и газа, последующие испытываются только с разрешения вышестоящей организации Недропользователя.

10.1.22 После подъема ИПТ по завершению испытания объекта ЗАПРЕЩАЕТСЯ оставлять скважину без спуска бурильных труб.

10.1.23 При спуске долота в скважину и на первом цикле циркуляции после завершения испытания нефтегазонасыщенного пласта необходимо принять дополнительные меры предосторожности во избежание проявления скважины за счет извлечения пластового флюида из интервала испытания.

10.2 Предупреждение осложнений при испытании скважины

10.2.1 Испытание скважины ИПТ "осложненное", если наблюдалось несанкционированное отклонение от штатного режима работ.

Испытание скважины "аварийное", если возникшее осложнение привело к поломке оборудования или инструмента, прихвату инструмента в скважине, неконтролируемому фонтанированию скважины и т. п. с материальным ущербом и необходимостью дополнительных работ по ликвидации аварии.

10.2.2 С целью предупреждения и снижения количества осложнений и исключения аварий НЕОБХОДИМО:

- выполнять работы квалифицированными исполнителями;
- соблюдать технические требования по обслуживанию ИПТ;
- соблюдать технические условия эксплуатации бурового оборудования и инструмента;
- выполнять требования единых технических правил при бурении и испытании скважины;
- соблюдать положения данного РД.

10.2.3 Для раннего обнаружения осложнения при испытании скважины НЕОБХОДИМО:

- контролировать соответствие фактических показателей индикатора веса расчетным;

- следить за уровнем раствора в затрубном пространстве, за объемом раствора, выходящего из скважины (при спуске) и долитого в скважину (при подъеме);

- контролировать отсутствие или наличие воздуха из полости колонны труб при спуске ИПТ и испытании пласта;

- следить за активностью проявления скважины в процессе испытания по интенсивности выделения воздуха из резинового шланга, подсоединенного к выкиду устьевого манифольда.

10.2.4 При отклонении веса на крюке более 50 кН спуск ИПТ следует продолжить после снижения скорости буровой лебедки. Если при спуске снижение веса (посадка) увеличивается или сохраняется на протяжении 20 - 30 м, инструмент необходимо поднять и повторить подготовку скважины.

10.2.5 Подъем инструмента следует производить со сниженной скоростью. Если наблюдаются затяжки, то периодически проверять наличие свободного хода вниз, опуская ИПТ на несколько метров.

При увеличении затяжек приступить к «расхаживанию» инструмента с помощью гидравлического яcса, установленного в компоновке ИПТ. Если инструмент окажется «прихвачен», необходимо долить трубы, открыть циркуляционный клапан, восстановить циркуляцию и продолжить расхаживание инструмента. Вызвать мастера по сложным работам и продолжить ликвидацию прихвата по специальному плану.

10.2.6 Снижение уровня раствора в скважине при спуске ИПТ - признак возникновения негерметичности бурильных труб над ИПТ или поглощения раствора. Уточняют причину, контролируя выход воздуха из труб. В зависимости от интенсивности снижения уровня раствора в затрубном пространстве и расстояния ИПТ от объекта испытания принимается решение: продолжить спуск (если есть возможность передачи депрессии на пласт и нет угрозы проявления скважины) или поднять ИПТ и устранить причину осложнения. При возникновении такого осложнения в процессе испытания (или при подъеме ИПТ) - продолжить испытание (подъем) с непрерывным доливом скважины.

10.2.7 Резкое снижение уровня в скважине при спуске ИПТ возможно в результате смятия (обрыва) трубы, открытия циркуляционного клапана или приемного клапана пластоиспытателя (при посадках). Необходимо спуск ИПТ прекратить, приподнять инструмент на 2 - 3 м, интенсивно доливать скважину. Если через 2 - 3 мин уровень в затрубном пространстве не восстанавливается, поставить инструмент в ротор, соединить колонну труб с устьевой головкой, восстановить циркуляцию (при проявлении скважины - с закрытым превентором), выровнить параметры раствора, поднять ИПТ для устранения причин осложнения.

10.2.8 Резкое снижение уровня в скважине при установке пакера или в процессе испытания объекта (на притоке, при регистрации КВД) свидетельствует о потере герметичности пакеровки. Необходимо закрыть

рабочий кран на устьевой головке, приподнять инструмент на 2 - 3 м, закрыть приемный клапан ИПТ, снять пакер, долить скважину и поднять ИПТ.

10.2.9 Причинами резкого снижения уровня в скважине при снятии пакера и (или) при подъеме ИПТ могут быть обрыв труб (сопровождается снижением веса на крюке) или самопроизвольное открытие циркуляционного клапана. Необходимо закрыть рабочий кран на устьевой головке и интенсивно доливать скважину. Восстановить циркуляцию (при необходимости - с закрытым превентором, под давлением), выровнять параметры раствора и поднимать ИПТ для устранения причин и последствий осложнения (аварии).

10.2.10 Самопроизвольный перелив раствора из скважины свидетельствует о ее "проявлении".

При появлении перелива НЕОБХОДИМО закрыть превентор, оценить положение труб в скважине и принять необходимые меры по устранению проявления.

10.2.11 При спуске ИПТ, если наблюдается перелив жидкости из труб, следует спуск прекратить, приподнять инструмент на 2 – 3 м, чтобы вернуть клапан в исходное положение, скважину долить и продолжить спуск ИПТ, не допуская длительных (более 1- 15 с) посадок. Если перелив не прекращается, произошло самопроизвольное открытие циркуляционного клапана, смятие и (или) обрыв трубы (снижается вес на крюке). Необходимо долить скважину, присоединить трубу с устьевой головкой, восстановить циркуляцию, выровнять параметры раствора и поднять ИПТ.

10.2.12 В процессе испытания объекта, если перелив из труб сопровождается падением уровня в затрубном пространстве скважины, необходимо заполнить скважину раствором, закрыть приемный клапан ИПТ, снять пакер и поднять ИПТ.

Если перелив наблюдается при стабильном положении уровня в скважине, необходимо перейти на регистрацию КВД, закрыть рабочий кран на устье. При появлении давления на устье (в трубах) периодически "стравливать" газ. Если давление не снижается, закрыть клапан ИПТ, снять пакер и, "расхаживая" инструмент, периодически "стравливать" газ из труб до полного падения избыточного давления. Поднимать ИПТ в обычном режиме после прекращения выхода газа из труб.

10.2.13 Перелив из труб при снятии пакера или при подъеме ИПТ сопровождается падением уровня в затрубном пространстве скважины, в этом случае работы выполняются в соответствии с п. 10.2.9.

Если уровень в затрубном пространстве скважины стабилен, подъем ИПТ остановить, обвязать трубы устьевой головкой и отводить поступающий флюид за пределы буровой до полного прекращения выхода газа из труб. При интенсивных выбросах жидкой фазы закрыть рабочий кран на устье и периодически выпускать из труб газ с минимумом жидкости, чтобы исключить существенное снижение давления столба жидкости в трубах.

10.2.14 Длина ($L_п$) перемещения бурильной колонны вниз при пакеровке скважины при частичной «разгрузке» труб на забое считается нормальной, если

Удовлетворяет условию

$$L_п < L_{ос} + 0{,}5H/1500, \qquad (10.2.1)$$

где $L_{ос}$ - суммарная величина осевого перемещения (свободного хода) узлов ИПТ, м;

H - глубина скважины (спуска ИПТ), м.

Перемещение колонны труб при стандартном режиме работ составляет не более 0,5 м на 1500 м глубины скважины.

Если фактическая «просадка» инструмента $L_ф$ превышает нормальную $L_п$, имеет место аномальная «просадка» инструмента.

Если $L_ф - L_п < 1$ м, процесс продолжается. При дальнейшем увеличении «просадки» необходимо ИПТ приподнять на 3 - 4 м.

При отсутствии затяжек более 60 кН повторить пакеровку скважины, допуская аномальную «просадку» до 2 м. Если при этом «просадка» продолжается, необходимо поднять ИПТ и повторить подготовку скважины, обеспечив чистоту забоя или прочность цементного камня.

10.2.15 Наиболее распространенные причины аварийного фонтанирования скважины при испытании ИПТ:

- систематический недолив скважины при подъеме ИПТ или безконтрольный долив;
- «поршневание» пакера при подъеме ИПТ, существенно снижающее давление под пакером;
- испытание газонасыщенного пласта высокой продуктивности без обеспечения герметичности резьбовых соединений труб.

При возникновении аварийного фонтанирования необходимо обеспечить безопасность работающих, противопожарную безопасность, направить усилия на локализацию фонтанирования с последующей ликвидацией.

10.2.16 При нефтегазовом выбросе в кольцевое пространство необходимо закрыть ИПТ, приподняв инструмент. Трубы установить так, чтобы замковое соединение находилось на 0,5 м над ротором, превентор закрыть.

Контролируя давление в скважине, присоединить устьевую головку, заполнить трубы раствором, открыть циркуляционный клапан. Восстановить обратную циркуляцию, заполнить скважину более тяжелым раствором и ликвидировать проявление.

Если давление в скважине при закрытом превенторе увеличивается, необходимо «стравить» давление, периодически выпуская газовую пробку через отвод превентора.

При выбросе из труб (уровень в скважине на устье) в процессе подъема ИПТ необходимо:

- остановить работы, выключить все двигатели;
- установить верхнее замковое соединение на 0,5 - 1 м над ротором и выключить двигатели до окончания выброса нефти или газа;
- присоединить циркуляционную головку, заполнить трубы раствором, открыть циркуляционный клапан, обратной циркуляцией извлечь приток, выровнять параметры раствора.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Документация на работы по испытанию пластов

Приложение А.1

(обязательное)

З А Я В К А

на испытание скважины N _____площади, _____

Недропользователь _____

Дата испытания _____Цель испытания _____

1. Технические условия

1. Тип скважины _____
2. Буровая установка (передвижная установка) _____
3. Обсадная колонна _____мм, толщина стенки _____
спущена на глубину _____ м, зацементирована на высоту _____м
4. Забой _____ м, искусственный забой_____ _____м
5. Диаметр открытого ствола _____мм
6. Состояние открытого ствола: интервалы сужения_____
зарезки ствола _____ м, уступов _____ м,посадок _____м.
7. Скважина заполнена: (раствором, водой, нефтью) с параметрами:
уд.вес_____ г/см^3, вязкость _____Па с, водоотдача_____см^3/30мин
8. Компоновка бурильного инструмента (НКТ) (снизу вверх)_____
УБТ _____ мм, _____ м. Бурильные трубы (НКТ):
тип _____ мм, марки _____ б _____ мм.
тип _____ мм, марки _____ б _____ мм.
9. Статический уровень _____м
10.Вес бурильного инструмента при бурении _____т

П. Характеристика объекта испытания.

1. Интервал испытания (перфорация)_____м
2. Объект представлен _____
3. Краткое заключение по анализу шлама, газовому каротажу, керну,
геофизическим исследованиям _____
_____
_____
_____
_____
_____
_____
4. Предполагаемое пластовое давление, МПа_____
5. Предполагаемая активность проявления объекта _____
_____
_____
6. Руководитель работ

Инженер-технолог _____
Начальник РИТС _____
Заявку передал: _____
Заявку принял: _____
"____"_____200 г.

ПРИМЕЧАНИЕ: Данные по первому разделу заявки представляет районная инженерно-техническая служба (РИТС), по второму - геологическая служба Недропользователя.

Приложение А.2
(обязательное)

СОГЛАСОВАНО
Главный геолог
Производителя работ
_____
"____"_____200 г.

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер
Недропользователя
_____
"____"_____200 г.

Главный геолог
Недропользователя
_____
"____"_____200 г.

П Л А Н

работ по испытанию пласта _____ яруса (горизонта)
в скважине _____ площади
_____ Недропользователя

В открытом стволе, в колонне
трубным испытателем пластов типа

Продолжение приложения А.2

Данные о скважине

1. Диаметр скважины, колонны в месте установки пакера _____мм.
2. Забой скважины _____м, искусственный забой _____ м.
3. Параметры промывочной жидкости по ГТН:
уд.вес, г/см3_____ вязкость, Па с _____

4. Бурильные трубы (НКТ)_____ мм _____ м
_____ мм _____ м
_____ мм _____ м
_____ мм _____ м
5. Испытуемый горизонт находится в интервале _____
и представлен _____
6. Предполагаемое пластовое давление, МПа _____
7. Предполагаемое насыщение пласта _____
8. Предполагаемая активность пласта_____
9. Предполагаемое рабочее давление на устье_____

П. Подготовка скважины

1. Проработать ствол скважины в интервалах посадок или затяжек до полного их устранения.

2. Привести параметры промывочной жидкости в соответствии с ГТН.

Иметь запас промывочной жидкости равный _____ $м^3$ и глинопорошка _____т.

3. Провести каротажные работы с обязательным снятием кавернограммы и привязкой забоя к вскрытому разрезу.

4. Промыть скважину в объеме, обеспечивающем чистоту забоя (до выравнивания удельных весов в трубном и затрубном пространстве)

5. Подготовить ствол скважины так, чтобы была обеспечена безопасность нахождения инструмента на забое в течение не менее _____мин.

6. Проверить буровое оборудование в соответствии с требованиями настоящего РД.

7. На период испытания на буровой иметь цементировочный агрегат и пожарную машину.

8. Обеспечить возможность обратной промывки ствола скважины под давлением и непрерывный долив жидкости в затрубное пространство в процессе испытания.

Буровой мастер _____

Геолог _____

Продолжение приложения А.2

III Инструктаж по технике безопасности

Провести инструктаж бурового мастера, буровой бригады, экипажей цементировочного агрегата и пожарной автомашины о порядке проведения работ и их безопасности.

Ответственный за проведение инструктажа:

Руководитель работ _____

Начальник партии _____

1V Проведение испытания

1. Компоновка ИПТ (снизу вверх) _____

_____

_____

_____

2. Собрать хвостовик и узлы ИПТ так, чтобы установить пакер в интервале

_____

_____

3. Установить забойный штуцер _____мм

4. При доливе труб водой оставить незалитыми _____п.м.

Депрессия _____ МПа.

5. При спуске ИПТ отобрать пробу промывочной жидкости из желобов в количестве 0,5 литра.

6. Обвязать верхнюю трубу в соответствии со схемой обвязки устья при испытании в ИПТ.

_____

_____

7. Нагрузка на пакер _____

8. Суммарное время нахождения на забое ИПТ _____

9. Испытание провести в соответствии с требованиями настоящего РД.

10. Максимальная суммарная натяжка при снятии пакера не должна превышать 10 процентов выше веса инструмента при бурении.

11.При обратной промывке отобрать пробу пластовой жидкости.

Ответственный за проведение работ по разделу 1V плана:

Начальник партии _____

Общее руководство за проведение всех работ возлагается на_____

План составил _____

"___"_____200 г.

С планом ознакомлены:

Руководитель работ _____

"___"_____200 г.

Буровой мастер _____

"___"_____200 г.

Геолог _____

"___"_____200 г.

Начальник партии _____

"___"_____200 г.

Приложение А.3
(обязательное)

А К Т

готовности скважины N _____ площади_____Недропользователя_____
к проведению испытания пласта _____ в интервале_____ м.
Конструкция скважины

	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Глубина спуска, м	Подъем цемента

Кондуктор
1-я технич. колонна 2-я технич. колонна
Летучка

2. Открытый ствол: диаметр _____мм, забой _____м
3. Литолого-стратиграфическая характеристика испытываемого горизонта _____
_____
4. Условия вскрытия:
а) дата "____"_____200 г.
б) параметры промывочной жидкости при вскрытии:
уд.вес_____г/см^3, вязкость_____Па с., водоотдача_____см^3/30мин
5. Параметры промывочной жидкости при испытании соответствуют,
не соответствуют ГТН.
6. Сведения о проработке и промывке ствола скважины:
_____
7. Безопасное время нахождения испытателя при забое составляет_____мин
8. Готовность бурового оборудования к испытанию
_____
_____
_____
9. Запас промывочной жидкости в объеме, м^3_____имеется
10.Готовность противовыбросового оборудования (превентор, выкидные линии, устьевая обвязка, цементировочный агрегат) _____
_____
_____
11.Готовность бурильных (НК) труб_____
_____
12.Данные об электрометрических работах (описание работ, дата) _____
_____
13. Заключение о возможности проведения работ испытателем пластов _____
_____
_____
_____

Акт составлен:
"____"_____200 г.
Инженер-технолог
Геолог
Буровой мастер
Акт принял:
Начальник партии по испытанию
"____"_____200 г.

Приложение А.4
(обязательное)

Министерство энергетики Российской Федерации

А К Т

НА ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН ИСПЫТАТЕЛЕМ ПЛАСТОВ НА ТРУБАХ*

"____"_____200 г.

Скважина N _____ ___Куст N___ _____ Площадь _____
Категория скважины _____ Недропользователя _____
Тип испытателя _____ Тип манометров _____ ___
1. Условия применения испытателя (подчеркнуть): испытание в процессе бурения; испытание после окончания бурения; испытание в колонне.
Технология испытания: селективная, многоцикловая (_____ циклов);
с опорой: *на забой, на стенки скважины*
Цель испытания: определение характера насыщенности пласта, промышленной значимости пласта, очистка пласта, определение герметичности колонны и цементного кольца.
2. Тип буровой установки _____
3. Конструкция скважины: забой (мост) _____ м; кондуктор диаметром _____ мм, глубина спуска_____ м; техническая колонна диаметром_____ мм, глубина_____ м, зацементирована на _____ м от башмака; открытый ствол диаметром _____ мм, от _____ м до _____ м.
4. Тип промывочной жидкости_____ наличие утяжелителей _____
при вскрытии:
плотность _____г/см^3; вязкость_____Пас, водоотдача _____см^3/30 мин;
при испытании:
плотность _____ г/см^3; вязкость_____ Пас; водоотдача _____см^3/30 сек.
5. Интервал испытания _____ м,
Тип коллектора в интервале испытания_____
Стратиграфия_____ литология_____
Дата вскрытия бурением (перфорацией)_____
Проявление пласта при вскрытии (перелив, поглощение), газирование _____
Дата проведения ГИРС _____ Комплекс ГИРС_____
_____
проведен в интервале _____
6. Компоновка ИПТ (тип, длина и диаметр труб, испытателя, ЗПК, манометра, штуцера)
_____
Фактическая компоновка ИПТ _____
Длина и глубина установки фильтра _____
Тип фильтра _____
7. Состав инструмента над ИПТ _____
8. Долив жидкости над ИПТ _____м, плотность жидкости _____г/см^3
9. Тип пакера _____ , диаметр _____ мм
Глубина установки пакера 1 _____м, П _____ м
10. Температура в зоне установки пакера _____ °С
11. Диаметр скважины на глубине установки пакера_____ мм
12. Расчетная депрессия на пласт ($_{\Delta}$Р) _____ МПа
13. Качество пакеровки (герметичность, проседание ИПТ, уровень в затрубье) _____
14. Нагрузка на пакер, кН _____
_____

*Акт является неотемлемой частью испытания

Продолжение приложения А.4

Сведения о манометрах:

Тип, N манометра	Максимальное давление, МПа	Глубина установки, м	Место установки	Заключение о работе манометров (причина отказа приборов, качество записи)
1	2	3	4	5

16. Вес бурильного инструмента НКТ (в делениях по индикатору, цена деления):
перед пакеровкой_____ кН, при испытании _____кН,
при снятии пакера_____ кН, после снятия пакера _____ кН.
17. Интервалы посадок и затяжек инструмента при СПО_____ м
18. Режим испытания (циклы):
I цикл: приток_____ мин, восстановление давления_____мин;
II цикл: приток_____ мин, восстановление давления_____мин;
III цикл: приток_____ мин, восстановление давления_____мин;
19. Характер проявления пласта при испытании (появление уровня, перелив, газ)
_____
_____
20. Продукция из пласта (что получено, в каком количестве, в каких трубах)
общий приток_____$м^3$, в том числе раствора_____ $м^3$, фильтрата_____ $м^3$,
пластовой воды_____ $м^3$, нефти_____ $м^3$, газа_____ $м^3$.
Продукция под циркуляционным клапаном (что получено, в каком количестве)
_____
То же в камере пробоотборника_____ $см^3$.
21. Время спуска ИПТ_____ ч
22. Время подъема ИПТ_____ ч
23. Общее время нахождения буровой в испытании_____ ч
24. Состояние ЗПК, испытателя, приборов_____-_____
Состояние нижнего, верхнего пакера, сколько раз спускался, пригодность к следующему спуску_____
25. Оценка по диаграммам глубинных манометров технической успешности испытания (подчеркнуть):
Испытание технически успешное (удачное)_____
Испытание технически удачное с осложнениями_____
Испытание технически неудачное_____
Испытание аварийное_____
26. Рекомендации об однозначности или повторном испытании_____
_____
27. Предварительные данные о гидродинамических параметрах пласта:
Гидростатическое давление до посадки пакера_____ МПа, после снятия пакера____МПа,
пластовое давление_____ МПа, депрессия_____ МПа, коэффициент продуктивности (фактический) _____ $м^3$/сут.МПа
Дебит (фактический)_____ $м^3$/сут.
Гидропроводность испытанного интервала_____ 10^{-5} $м^3$/МПа.с

Представитель Недропользователя (геолог)_____
Буровой мастер _____
Начальник партии по испытанию _____
"____"_____200 г

Приложение А.5
(обязательное)

Министерство энергетики Российской Федерации

УТВЕРЖДАЮ
Главный геолог Производителя работ
_____
"_____"_____200 г.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИСПЫТАНИЯ ИПТ

Дата испытания "____"_____200 г.

Скважина N_____ Куст N_____ Площадь_____
Категория скважины_____ Недропользователя_____

1. Забой скважины (факт., искусств.)_____м, диаметр скважины_____мм,
Колонна длиной_____м, спущена на глубину_____м, диаметр колонны _____м

2. Условия проведения гидродинамических исследований

№ пп	Интервал исследований, м	Тип	Добавки нефти и химреагентов	Параметры промывочной жидкости			
				Плотность, г/см^3	Вязкость, Па с	Уд. эл. Сопротивление, Ом м	Водоотдача, см^3/30мин

При вскрытии интервала

При испытании

3. Условия применения испытателя пластов: в открытом стволе, в колонне
_____
Цель испытания (подчеркнуть): определение характера насыщения пласта промышленной значимости, очистка пласта, определение герметичности колонны и цементного кольца

4. Интервал испытания (пакерования)_____ м
Диаметр пакера (пакеров)_____ мм
Эффективный интервал по ГИРС (в интервале испытания)_____м
Литология _____
Возраст_____ тип коллектора_____
Дата вскрытия бурением (перфорацией)_____
Проявление пласта во время вскрытия_____
(поглощал, не поглощал)

5. Заливка в бурильные трубы: количество раз _____ время _____
жидкость плотностью _____г/см^3, _____ м.п. _____ м^3

6. При испытании в скважину долито жидкости: _____м^3, плотностью _____г/см^3,
уд.эл.сопротивление_____Ом м.
Расчетная депрессия на пласт (Р)_____ МПа при градиенте давления_____ МПа.

7. Герметичность инструмента_____

8. Характер проявления пласта при испытании

Состав жидкости (нефть,вода фильтрат, глин. раствор, газ)	Объем притока, м^3	Плотность, г/см^3	Уд.эл. сопротивление, Ом м	Продолжительность притока, мин			Продолжительность восстановления давления, мин		
				1 ц	П ц	Ш ц	1 ц	П ц	Ш ц

Продолжение приложение А.5

9. Анализ пластового флюида (газовоздушной смеси и жидкости)

Характер жидкости	Давление, МПа	Плотность г/см^3	Углеводороды, %					Другие компоненты, %				

10. Гидродинамическая характеристика пласта

Интервал испытания	Пластовое давление, $P_{пл}$, МПа	Фактич. депрессия, МПа	$kh/\mu_{уд}$ $\frac{мкм^2 см}{МПа\,с}$	$kh/\mu_{пз}$ $\frac{мкм^2 см}{МПа\,с}$	$П_з$	$Q_{ср}$, м^3/сут	$\eta_{ср}$, $\frac{м^3/сут}{МПа}$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Испытание проведено качественно (оценка достоверности и однозначности полученных данных)_____

Отложения в интервале_____ м по данным испытания характеризуются

_____

(дается краткая характеристика коллекторских свойств, характера насыщения и отдачи,

_____

состояния прискважинной зоны для продуктивных пластов, промышленной ценности

_____

объекта, рекомендации по направлению дальнейших работ, указать наличие информации

_____

об интервале испытания по данным ГИРС, газовому каротажу, геологическим

_____

наблюдениям)

Графики изменения давления при проведении ИПТ прилагаются.

2. Испытание некачественное _____

(указать причины)

_____

_____

_____

Старший инженер-геофизик

(интерпретатор) _____

"____"_____200 г.

Приложение Б
Компоновки ИПТ

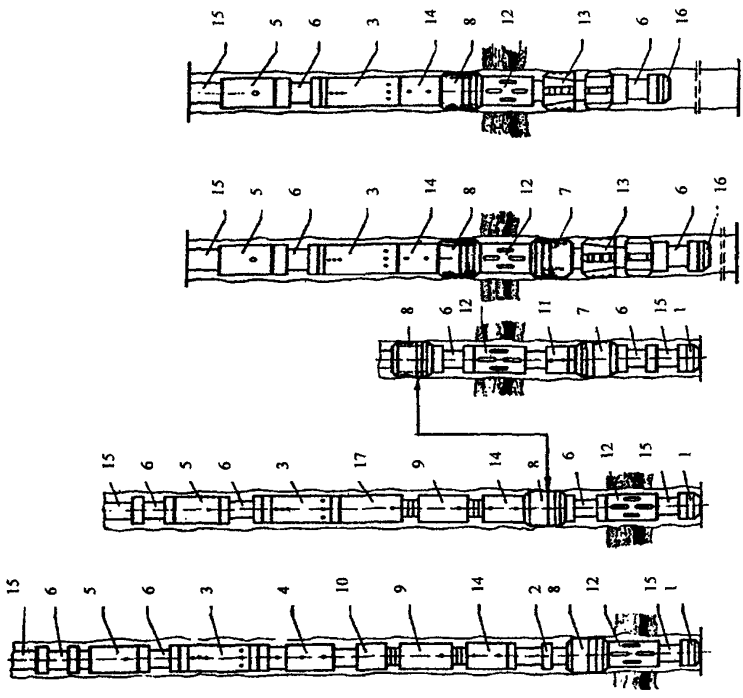
Приложение Б.1
(рекомендуемое)

Типовые компоновки для испытания объектов с применением комплекса МИГ:

1 - бурильные трубы,
2 - циркуляционный клапан,
3 - 1-я свеча бурильных труб,
4 - переходник,
5 - патрубок подгонный,
6 - манометр,
7 - штуцер гидравлический,
8 - испытатель пластов,
9 - устройство для вращения,
10 - пробоотборник,
11 - ясс,
12 - пакер,
13 - фильтр,
14 - переходник левый,
15 - хвостовик,
16 - клапан запорный,
17 - *замок безопасный*,
18 - распределительное устройство,
19 - уравнительное устройство,
20 - переводник для приборов.

В вариантах V и IV следует использовать пакеры, фильтры, левые переводники и переводник для приборов только диаметром 146 мм.

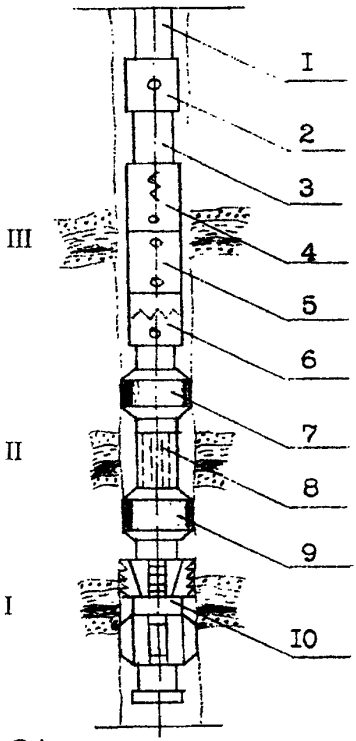
Приложение Б.2
(рекомедуемое)



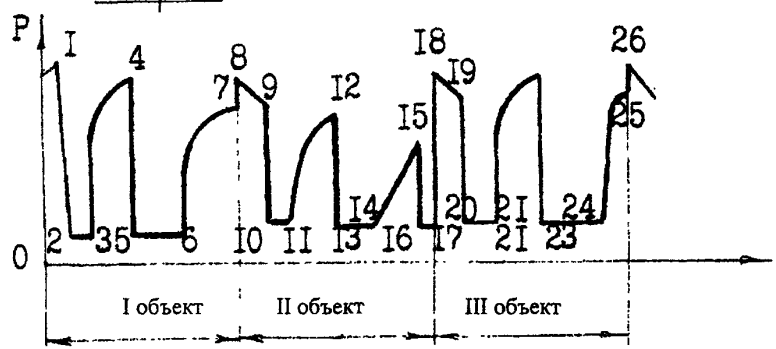
Типовые компоновки КИИЗ-146
с опорой (I, II, III) и без опоры (IV, V)
на забой скважины:

1 - башмак,
2 - замок безопасный,
3 - ЗПКМ2-146,
4 - ИПМ1-146,
5 - клапан КЦК-146,
6 - патрубок подгонный,
7 - пакер ПЦРО,
8 - пакер ПЦР,
9 - пробоотборник,
10 - раздвижной механизм,
11 - уравнительное устройство,
12 - фильтр комбинированный,
13 - якорь,
14 - ясс гидравлический,
15 - бурильные трубы,
16 - заглушка,
17 - пробоотборник-накопитель.

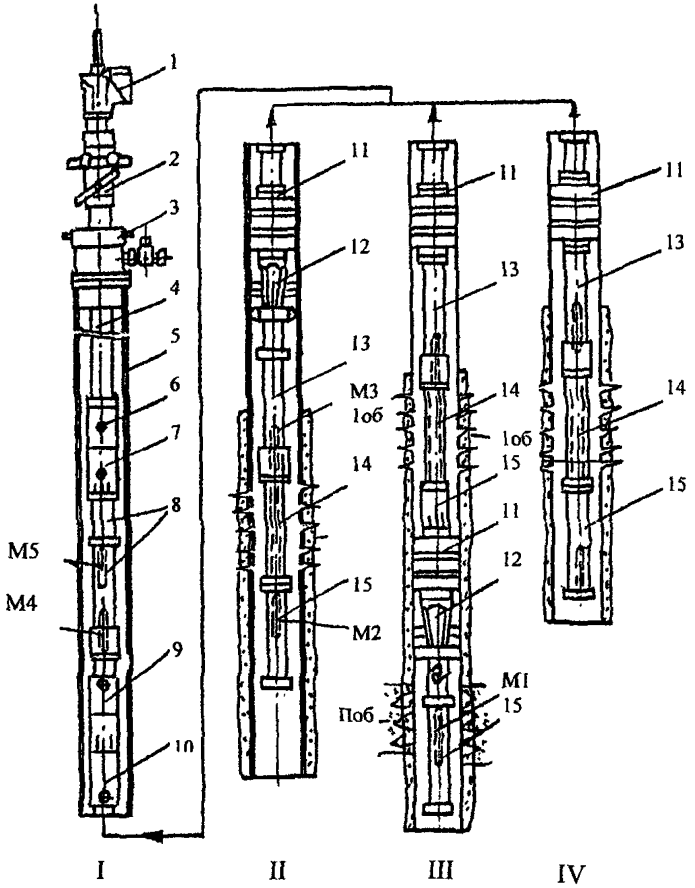
Компоновка для селективного испытания пластов с применением оборудования УСИП-146 и диаграмма испытания объектов



1- бурильные трубы;
2- циркуляционный клапан;
3- бурильные трубы 1 - 3 свечи;
4- оборудование УСИП-146/168М;
5- ясс гидравлический;
6- безопасный замок;
7- пакер;
8- фильтр;
9- пакер;
10- якорь.



Приложение Б.4
(рекомендуемое)



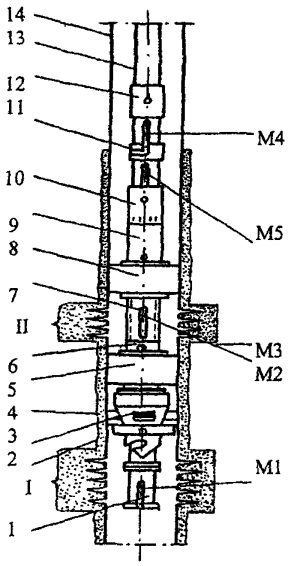
Компоновки испытательного оборудования на трубах для исследования пластов в обсаженных скважинах:

1 - элеватор;
2 - головка устьевая;
3 - сальник;
4 - НКТ;
5 - обсадная колонна;
6 - сливной или циркуляционный клапан;
7 - клапан заливочный;
8, 13, 15 - НКТ с манометрами для регистрации изменения давления;
9 - испытатель пластов (ИП);
10 - пробоотборник;
11 - пакер;
12 - якорь;
14 - фильтр;
16 - клапан уравнительный;

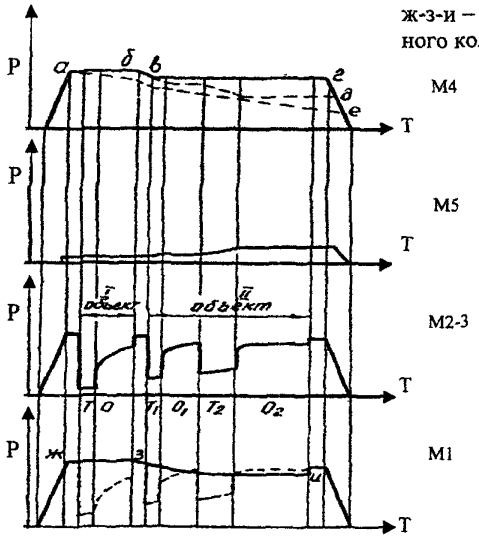
1об -исследуемый пласт; Поб - отсеченный пласт;
M5 - манометр для регистрации давления внутри труб над ИП;
M4 - манометр для регистрации давления в затрубном пространстве;
M3, M2 - манометры для регистрации давления вне потока пластовой жидкости и в зоне исследуемого объекта;
M1 - манометр для регистрации давления в зоне отсеченного пласта.

Приложение Б.5
(рекомендуемое)

Селективное поинтервальное исследование объектов снизу-вверх и диаграммы давлений, записанных манометрами, установленными в разных местах комплекса:

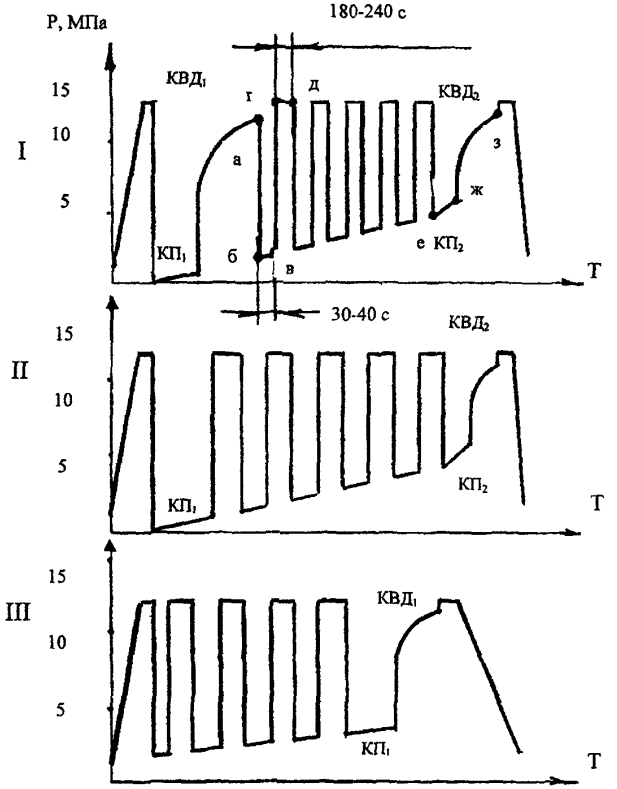


1 - НКТ;
2, 4 - цементное кольцо;
3 - якорь;
5, 8 - пакер;
6 - клапан уравнительный;
7 - фильтр;
9 - пробоотборник двухкамерный;
10 - испытатель пластов;
11 - устройство для замера давления в затрубном пространстве;
12 - сливной клапан;
13 - НКТ до устья;
14 - обсадная колонна;
I, II - объекты испытания;
M1, M2, M3, M4, M5 – манометры
а-б-в-г- герметичность колонны труб;
а-е – негерметичность колонны;
в-д – негерметичность пакера;
ж-з-и – негерметичность цементного кольца, зумпфа.



Приложение Б.6
(информационное)

Диаграммы давления глубинного манометра ИПТ в процессе исследования и очистки пласта гидроударами



Приложение В
(обязательное)

Давление, соответствующее пределу текучести, для бурильных труб

Условный диаметр трубы, мм	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Давление, МПа, для труб с высаженными внутрь концами и навинченными замками				
			Д	К	Е	Л	М
60	60,3	7	76,5	101,0	110,0	129.0	149,0
		9	100,0	130,0	148,0	168,0	193,5
73	73,0	6					
		7	60,5	78,0	85,5	99,5	114,0
		8					
		9	80,0	104,0	115,5	135,5	155,0
		11	100,0	129,5	147,0	174,5	200,5
89	89,0	6					
		7	46,5	60,0	65,5	75,5	85,5
		8					
		9	63,5	82,5	91,0	106,5	121,5
		11	79,5	104,5	115,0	135,5	155,5
102	101,6	7	38,5	49,0	53,0	61,0	67,5
		8	46,0	59,5	65,0	75,0	84,5
		9	54,0	69,5	76,5	88,5	100,5
		10	60,5	79,0	86,5	102,0	116,0
114	114,3	7	33,0	41,0	44,0	50,0	54,5
		8	40,0	51,0	55,0	63,5	70,5
		9	46,5	60,0	65,5	76,0	86,0
		10	53.0	69,0	75,5	88,0	100,0
		11	60,0	78,0	85.5	100,0	113,5
127	127,0	7	28,0	34,0	36,5	40,5	44,0
		8	34,0	43,0	48,5	52,5	58
		9	40,0	51,5	56,0	68,5	71,5
		10	50,0	59,5	66,0	74,5	78,5
140	139,7	8	29,5	36,5	40,0	44,0	47,5
		9	35,0	44,0	48,0	54,5	60,0
		10	41,0	52,5	57,0	65,0	73,0
		11	46,5	60,0	65,0	75,0	85,0
146	146,0	8					
		9					
		10					
		11					
168	168,3	9	31,0	34,5	36,5	40,0	42,5
		10	31,5	39,5	42,0	47,5	51,5

Продолжение приложения В

Условный диаметр трубы, мм	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Давление, МПа, для труб с высаженными наружу концами и навинченными замками				
			Д	К	Е	Л	М
60	60,3	7	76,5	101,0	110,0	129.0	149,0
		9	100,0	130,0	148,0	168,0	193,5
73	73,0	6					
		7	60,5	78,0	85,5	99,5	114,0
		8					
		9	80,0	104,0	115,5	135,5	155,0
		11	100,0	129,5	147,0	174,5	200,5
89	89,0	6					
		7	46,5	60,0	65,5	75,5	85,5
		8					
		9	63,5	82,5	91.0	106,5	121,5
		11	79,5	104,5	115,0	135,5	155,5
102	101,6	7					
		8	46,0	59,5	65,0	75,0	84,5
		9	54,0	69,5	76,5	88,5	100,5
		10	54,0	69,5	76.5	88,5	100,5
114	114,3	7					
		8	40,0	51,0	55,0	63,5	70,5
		9	46,5	60,0	65,5	76,0	86,0
		10	53.0	69,0	75,5	88,0	100,0
		11	60,0	78,0	85.5	100,0	113,5
127	127,0	7					
		8					
		9					
		10					
140	139,7	8	29,5	36,5	40,0	44,0	47,5
		9	35,0	44,0	48,0	54,5	60,0
		10					
		11	46,5	60,0	65,0	75,0	85,0
146	146,0	8					
		9					
		10					
		11					
168	168,3	9					
		10					

Продолжение приложения В

Условный диаметр трубы, мм	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм	Давление, МПа, для труб с приваренными по высаженной части бурильными замками				
			Д	К	Е	Л	М
60	60,3	7					
		9					
73	73,0	6	44,5	58,0	63,0	73,0	83,0
		7	60,5	78,0	85,5	99,5	114,0
		8					
		9					
		11					
89	89,0	6	34,5	44,0	47,5	54,5	60,5
		7	46,5	60,0	65,5	75,5	85,5
		8	50,0	65,0	70,5	83,0	94,0
		9					
		11					
102	101,6	7					
		8					
		9					
		10					
114	114,3	7	33,0	41,0	44,0	50,0	54,5
		8	40,0	51,0	55,0	63,5	70,5
		9	46,5	60,0	65,5	76,0	86,0
		10	53.0	69,0	75,5	88,0	100,0
		11					
127	127,0	7	28,0	34,0	36,5	40,5	44,0
		8	34,0	43,0	48,5	52,5	58
		9	40,0	51,5	56,0	68,5	71,5
		10	50,0	59,5	66,0	74,5	78,5
140	139,7	8					
		9					
		10					
		11					
146	146,0	8	27,5	34,0	36,0	40,0	43,5
		9	33,0	41,5	45,0	50,5	56,0
		10	38,5	49,0	53,0	60,5	67,5
		11	43,5	53,0	59,0	70,5	79,5
168	168,3	9					
		10					

Приложение Г
(обязательное)

Критические сжимающие нагрузки на хвостовик

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Нагрузки, кН, при диаметре (мм) скважин							
		110	135	145	190	214	234	269	295
60	7	34,3	29,4	27,5	-	-	-	-	-
	9	42,0	37,6	33,3	-	-	-	-	-
73	7	-	43,5	41,4	-	-	-	-	-
	9	-	53,7	51,4	-	-	-	-	-
	11	-	64,0	61,0	-	-	-	-	-
89	7	-	61,0	59,4	52,2	-	-	-	-
	9	-	76,7	74,6	65,0	-	-	-	-
	11	-	91,0	89,0	77,5	-	-	-	-
102	8	-	-	82,0	73,5	-	-	-	-
	9	-	-	91,0	82,0	-	-	-	-
	10	-	-	100,0	90,5	-	-	-	-
114	8	-	-	-	89,4	85,4	79,6	-	-
	9	-	-	-	100,0	95,5	91,0	-	-
	10	-	-	-	110,0	105,0	99,0	-	-
	11	-	-	-	119,0	115,0	108,0	-	-
127	7	-	-	-	92,0	88,0	84,5	81,0	77,5
	8	-	-	-	104,0	100,0	96,0	92,5	88,7
	9	-	-	-	116,0	112,0	108,0	104,0	98,0
	10	-	-	-	128,0	127,0	118,0	114,0	109,0
140	8	-	-	-	-	114,0	108,0	105,0	101,0
	9	-	-	-	-	129,0	124,0	121,0	114,0
	11	-	-	-	-	158,0	151,0	148,5	144,5
146	8	-	-	-	-	123,0	119,0	115,0	112,0
	9	-	-	-	-	137,0	132,5	129,0	125,0
	10	-	-	-	-	151,0	146,5	142,0	138,0
	11	-	-	-	-	165,0	160,0	155,5	150,5
168	9	-	-	-	-	160,0	157,0	153,5	
	10	-	-	-	-	177,0	173,5	170,0	

Приложение Д
(рекомендуемое)

Наиболее вероятная интерпретация проб

Характеристика отобранной пробы	Критерии интерпретации
Чистая нефть	В интервале имеется пласт (пласты), содержащий подвижную нефть, пласт вскрывался в равновесных условиях
Нефть с пластовой водой в виде эмульсии или в свободном состоянии	В интервале испытания кроме нефтеносного пласта вскрыт водоносный пласт или пропласток с подошвенной водой
Нефть с буровым раствором или фильтратом	В интервале испытания имеется нефтеносный пласт, но при вскрытии промывочная жидкость проникла в призабойную зону пласта. Пакер был установлен на значительном расстоянии от кровли пласта.
Нефть с большим содержанием газа	В интервале испытания имеется нефтеносный пласт с большим содержанием газа. Испытание проведено при большой депрессии, в камере пробоотборника оказалась газожидкостная смесь. Негерметичен пробоотборник, проба нефти вытекла через нижний клапан, газ выделился из нефти. К интервалу испытания приобщен газонасыщенный интервал. Пробоотборник установлен на значительном удалении от интервала испытания
В основном газ	В интервале испытания имеется газоносный пласт. Для окончательного заключения необходимы данные об углеводородном составе газа
Незначительное количество (или пленка) нефти и пластовая вода	В интервале испытания имеется пласт с остаточной нефтью, которая поступила в трубы при максимальной депрессии. В испытуемом интервале находится пласт (пропласток) с высоковязкой нефтью Проницаемость водоносного пласта значительно выше проницаемости нефтеносного пласта. Для окончательного заключения испытание следует повторить в селективном режиме.

Продолжение приложения Д

Характеристика отобранной пробы	Критерии интерпретации
Пластовая вода (без признаков нефти)	В интервале испытания имеется водоносный пласт Подтверждением этого вывода могут служить результаты анализа газа, извлеченного из воды.
Пластовая вода, буровой раствор, фильтрат в смеси с буровым раствором (без признаков нефти)	В интервале испытания имеется только водоносный пласт. Углеводородный состав извлеченного газа должен служить дополнительным критерием. Критерием, позволяющим судить о возможной насыщенности пласта, является состав растворенного газа, характерный для типичных газов, пластовой воды или нефти. Испытание рекомендуется повторить в селективном режиме при более длительном вызове притока.
Буровой раствор	Объем *извлеченной из пласта жидкости* недостаточен для оценки характера насыщенности пласта.
За 1 час открытого периода в трубы поступило менее 0,1 $м^3$ скважинной жидкости с признаками остаточной нефти, пластовой воды (в пробе высокое содержание изобутана и изопентана)	Объект испытания не содержит коллекторов промышленной продукции - практически «сухой» объект. Для окончательного заключения привлекаются данные промыслово- геофизических исследований, керновый материал.

Приложение Е
(обязательное)

ОБРАБОТКА ДАННЫХ ИСПЫТАНИЯ ПЛАСТА

Обработка данных испытания пласта включает:

- определение характера насыщения на основе анализа глубинных проб продукции притока;
- оценку качества технологических операций по диаграммам изменения давления при испытании пласта;
- обработку диаграмм давления с целью определения гидродинамических параметров пласта.

Выходной документацией в результате обработки данных испытания является окончательное заключение по испытанному объекту с рекомендацией о дальнейших работах по углублению или эксплуатации скважины.

1.1 Типовые диаграммы скважинных манометров

1.1.1 Оценку качества технологических операций испытания пласта проводят по диаграммам изменения давления глубинных манометров, установленных в приборных патрубках компоновки ИПТ (рисунок 1.1.1):

M_I - под нижним пакером в патрубке с отверстием в переводнике при селективном испытании;

M_{II} - под фильтром в переводнике с перегородкой вне потока пластового флюида;

M_{III} - в фильтре в потоке пластового флюида;

M_{IV} - в трубах между запорным и циркуляционным клапанами;

M_V - в трубах выше циркуляционного клапана.

Диаграмма манометра M_I позволяет контролировать спуско-подъем инструмента (технологические остановки, интервалы сужения ствола и др.), пакеровку нижнего пакера (достаточна ли осевая нагрузка), поглощение в пластах под нижним пакером в процессе испытания при селективном разобщении объектов.

По диаграмме манометра M_{II} контролируют гидродинамическое давление в скважине, фактическое забойное давление в момент открытия впускного клапана испытателя и его изменение по циклам испытания. Диаграмма этого манометра расшифровывается для установления характера изменения забойного давления в процессе испытания и расчета основных параметров пласта.

Манометр M_{III} фиксирует гидростатическое давление в конце спуска, давление в фильтре после открытия клапана ИПТ в открытые и

Продолжение приложения Е

закрытые периоды испытания. Значения забойного давления по манометру M_{III} ниже соответствующих показаний по манометру M_{II} на величину

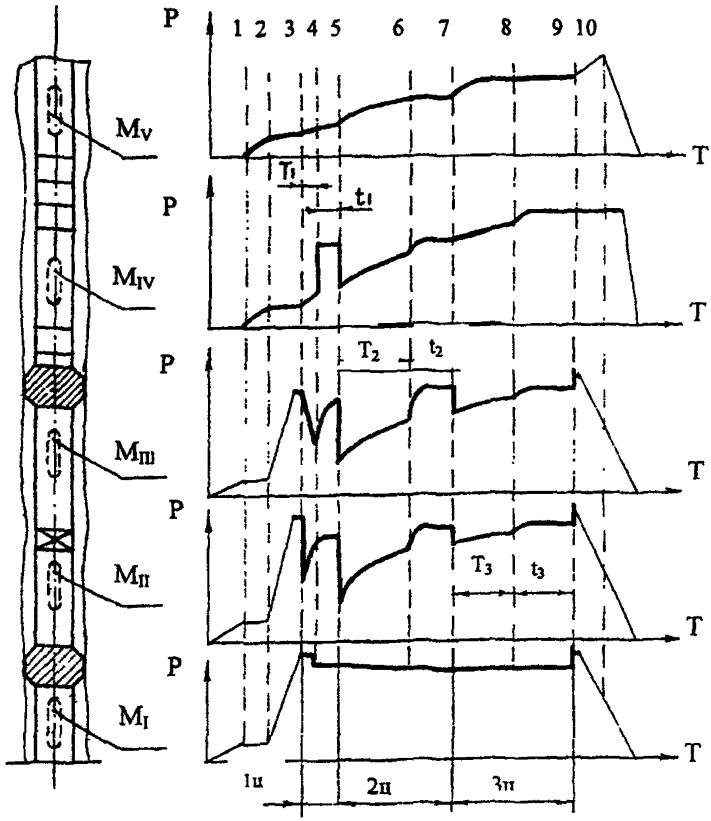


Рисунок 1.1.1 Типовая схема компоновки ИПТ и образцы диаграмм изменения давления при селективном испытании проницаемого пласта:

T_{1-3} - время притока (открытого периода) 1, 2, 3 циклов испытания;

t_{1-3} - время восстановления давления (закрытого периода) 1, 2, 3 циклов испытания

Продолжение приложения Е

давления, расходуемого на преодоление трения флюида в щелях (отверстиях) фильтра. Потери давления на трение тем выше, чем интенсивнее приток жидкости из исследуемого пласта.

По диаграмме манометра M_{IV} контролируется герметичность клапанных систем ИПТ при спуско-подъемных операциях и в процессе испытания пласта (давления в открытые и закрытые периоды).

Манометр M_V фиксирует герметичность труб при спуске, изменение давления в трубах в процессе притока пластовой жидкости, герметичность запорного клапана при регистрации КВД.

1.1.2 Для определения параметров пласта должны быть зарегистрированы качественные диаграммы изменения забойного давления M_{III} и давления в трубах M_{IV}. В указанных местах компоновки ИПТ во избежание непредвиденного отказа устанавливают дублирующие манометры. С целью увеличения продолжительности хода часовых механизмов в скважинных манометрах ставят гидровключатели (МГИ) или сменные редукторы для изменения масштаба записи (МГН2).

Ниже дано разъяснение основных элементов стандартной диаграммы, зафиксированной в процессе спуска, испытания пласта и подъема ИПТ.

1.1.3 Спуск и подъем компоновки ИПТ фиксируется манометрами M_{III}, M_{II}, M_I, сообщающимися со скважиной. В большинстве случаев, когда манометры обладают чувствительностью не ниже паспортной, спуск и подъем инструмента фиксируется, как показано на рисунке 1.1.1. Резкое увеличение гидродинамического давления ниже пакера при движении ИПТ вниз возникает в результате того, что жидкость не успевает проходить через уравнительные отверстия испытателя и по кольцевому зазору между скважиной и пакером. В момент навинчивания очередной свечи гидродинамическое давление под и над пакером выравнивается за 0,5 - 1 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 проводится обычно его заполнение (участок 1 – 2 на рисунке 1.1.1) с целью снижения депрессии на пласт, обеспечения записи манометра M_V с момента открытия впускного клапана, а также для предотвращения смятия колонны труб. Манометры M_{III}, M_{II} M_I при этом регистрируют постоянное давление.

Манометры M_V и M_{IV} начинают фиксирование давления с момента, когда давление превысит так называемую точку страгивания. Манометрами M_{III}, M_{II} и M_I регистрируется дальнейший спуск инструмента, а манометрами M_V и M_{IV} - постоянное давление (участок 2 - 3). Остановок

Продолжение приложения Е

для частичного заполнения труб над испытателем может быть несколько. После спуска инструмента до глубины установки пакера манометры M_{III}, M_{II} и M_I фиксируют гидростатическое давление. По времени это соответствует проведению работ, связанных с подготовкой к пакеровке.

1.1.4 В момент пакеровки часто фиксируется резкое увеличение забойного давления, и если не удается запакероваться с первой попытки, то таких скачков давления может быть несколько.

Манометры M_{III}, M_{II} и M_I регистрируют открытие впускного клапана (точка 3). *Если объект испытания содержит проницаемые разности* и пласт проявляет активность, то все манометры регистрируют первую кривую притока (участок 3 - 4). Участок 4 - 5 соответствует первому закрытому периоду - сработал запорный клапан и в интервале испытания происходит восстановление пластового давления. Манометр M_V в закрытый период фиксирует постоянное давление, так как он изолирован от пласта запорным клапаном. Участки 5 - 7, 7 - 9 соответствуют времени притока и восстановления давления второго и третьего циклов.

После завершения работ на забое производится распакеровка, которая четко фиксируется повышением давления манометрами M_{III}, M_{II} (точка 9), а при двухпакерной компоновке также и манометром M_I Манометры M_V и M_{IV} не фиксируют каких-либо изменений давления с момента распакеровки, поскольку от подпакерного пространства они изолированы впускным клапаном, а манометр M_I, кроме того, и запорным.

1.1.5 Во время подъема инструмента момент срабатывания циркуляционного клапана записывается манометром M_V (точка 10), после чего манометр фиксирует ступенчатое падение давления, что связано с истечением жидкости из труб.

При двухпакерной компоновке ИПТ, если под нижним пакером имеется проницаемый пласт, манометр M_I в период пакеровка - распакеровка фиксирует постоянное или плавно снижающееся давление (участок 3 - 9).

1.1.6 На практике записи диаграмм не всегда совпадают с представленной на рисунке 1.1.1. Для объяснения причин приводятся диаграммы одного забойного манометра M_{II} или совместно с диаграммой манометра M_V.

1.1.7. При испытании "сухого" пласта (приток из пласта полностью отсутствует) манометры M_V и M_{II} фиксируют постоянное давление после открытия приемного клапана ИПТ. Манометр M_V в трубах над ИПТ регистрирует давление столба жидкости, предварительно залитой до испытания (рисунок 1.1.2).

Манометр M_{II} под фильтром ИПТ фиксирует открытие клапана

Продолжение приложения Е

испытателя снижением давления до величины, соответствующей давлению столба жидкости внутри труб, которое до срыва пакера после закрытия клапана ИПТ остается постоянным.

1.1.8 При испытании низкопроницаемого пласта ($kh/\mu \leq 1{,}0$ мкм^2·см/мПа·с) диаграмма манометра M_{II} на которой весьма низкая интенсивность нарастания давления не позволяет проводить обработку кривой притока (рисунок 1.1.3). Обработка КВД обычно не вызывает затруднений.

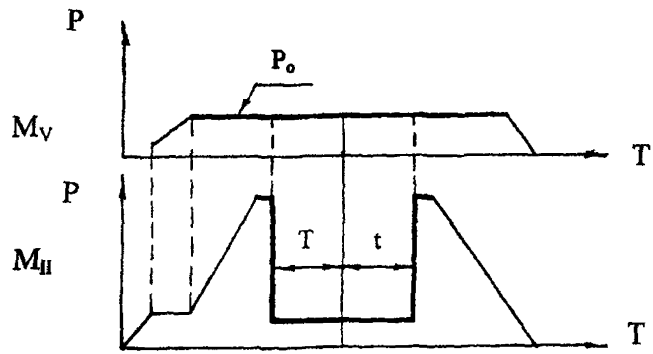


Рисунок 1.1.2 Диаграммы испытания «сухого» (непроницаемого) пласта:
P_o - давление столба жидкости предварительного долива;
T - время открытого периода испытания;
t - время закрытого периода испытания.

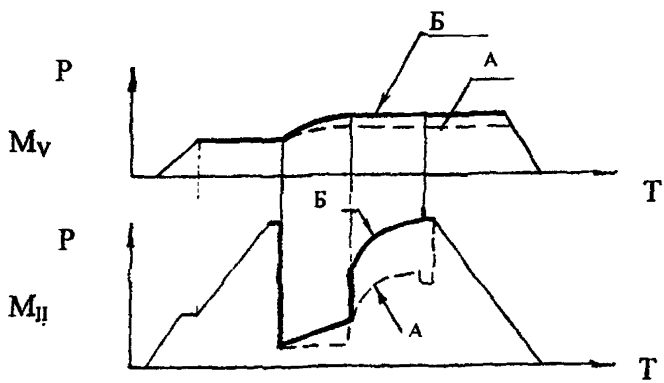


Рисунок 1.1.3 Диаграммы одноциклового испытания низкопроницаемого пласта:
А - приток отсутствует, КВД - замедленная, полная;
Б - приток низкой активности, КВД - полная.

Продолжение приложения Е

1.1.9.При испытании пластов средней активности ($kh/\mu \geq 10$ мкм^2·см/мПа·с) диаграмма забойного манометра $M_П$ регистрируется по типу, приведенному на рисунке 1.1.4.

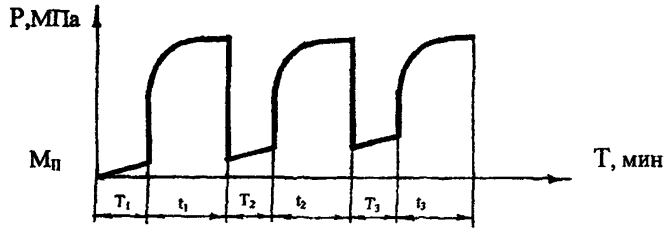


Рисунок 1.1.4 Диаграмма изменения давления манометра $M_П$ многоциклового испытания пласта средней активности

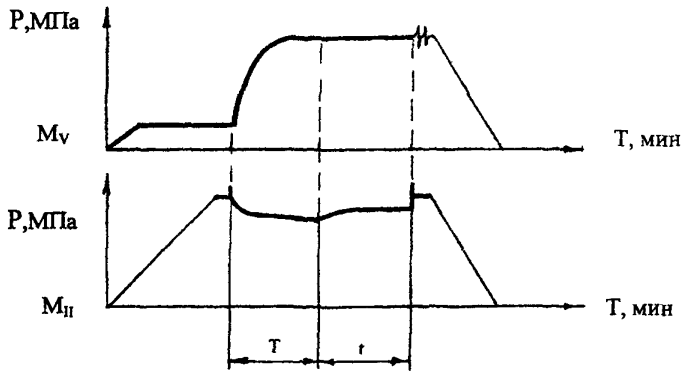


Рисунок 1.1.5 Диаграммы испытания высокопродуктивного пласта (КВД не интерпретируется)

1.1. При испытании высокопродуктивных пластов ($kh/\mu \geq 100$ мкм^2·см/мПа·с) диаграммы забойного давления $M_П$ и давления в трубах над ИПТ M_V фиксируются аналогично указанным на рисунке 1.1.5.

Продолжение приложения Е

Забойное давление снижается на величину, сопоставимую с чувствительностью манометров, но даже при такой незначительной величине депрессии на пласт высокой активности дебит притока весьма значителен, поэтому за очень короткое время (5 - 7 мин) трубы заполняются до устья жидкостью из пласта. В таких случаях обработка кривых притока и восстановления затрудняется, а иногда становится невозможной.

1.1.11 При испытании нефтенасыщенных пластов, вследствие снижения забойного давления ниже давления насыщения, в прискважинной зоне происходит газирование флюида. На диаграмме забойного манометра в начальный период КВД фиксируется не вертикальной, а выгнутой линией, которая затем на конечном участке принимает выпуклую форму (рисунок 1.1.6). Такие КВД могут обрабатываться, если время КВД в 1,5 - 2 раза больше времени притока, а на устье скважины точно зафиксировано начало и конец открытого периода испытания.

1.1.12. При испытании газонасыщенных пластов при обильном выделении газа в трубах над ИПТ образуются газовые пробки, которые выбрасывают отдельными порциями поступившую из подпакерного пространства промывочную жидкость и фильтрат. Записи давления манометров M_{II} и M_I получаются необычной формы (рисунок1.1.7).

Подъем порции жидкости газовой пробкой характеризуется ростом давления, а после перелива ее газ стравливается и давление на забое и в трубах резко снижается. Таких колебаний давления с выбросом может быть несколько в течение времени испытания, а на КВД не фиксируется конечного пологого выпуклого участка.

1.1.13 При испытании в многоцикловом режиме пласта, если зафиксированная манометром M_{II} диаграмма давления по типу соответствует диаграмме, представленной на рисунке 1.1.8, и если от цикла к циклу КВД снижена (>10%), можно сделать предварительное заключение о том, что испытана ограниченная залежь. Окончательное заключение должно быть только после обработки всей имеющейся информации.

1.1.14 При испытании массивных карбонатных отложений с селективным разобщением объектов без опоры на забой скважины можно рекомендовать за одну спуско-подъемную операцию испытать от одного до трех объектов (до первого приточного объекта) (рисунок 1.1.9).

1.1.15 При применении многосекционной колонны труб в процессе испытания глубокозалегающих пластов с притоком жидкостей различного удельного веса (буровой раствор, фильтрат и нефть) диаграммы забойного давления манометров будут соответствовать приведенным на рисунках 1.1.10 и 1.1.11.

Продолжение приложения Е

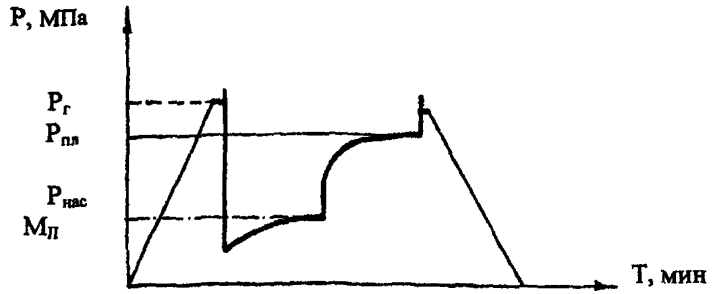


Рисунок 1.1.6 Диаграмма изменения давления забойного манометра П при испытании нефтегазонасыщенного пласта:
$P_г$ - гидростатическое давление; $P_{пл}$ - пластовое давление;
$P_{нас}$ - давление насыщения.

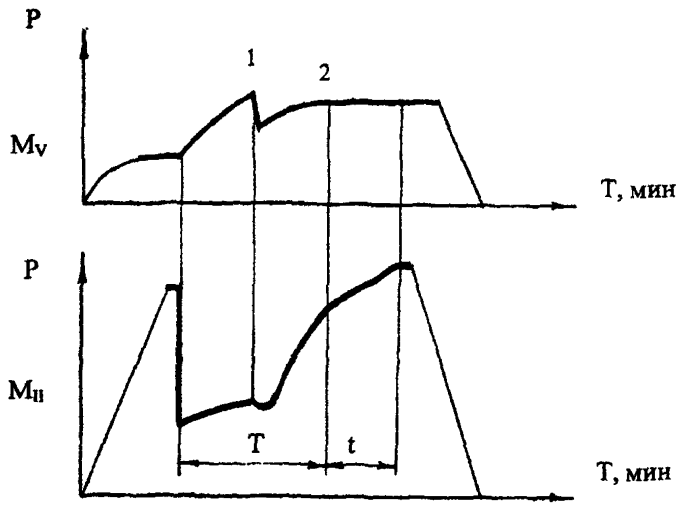


Рисунок.1.1.7 Диаграммы изменения давления забойного манометра П и V в трубах над ИПТ при испытании газонасыщенного пласта:
Т - время притока; t - время восстановления давления,
участок 1 - 2 выброс газовой пробки с фильтратом промывочной жидкости, на КВД нет конечного участка.

Продолжение приложения Е

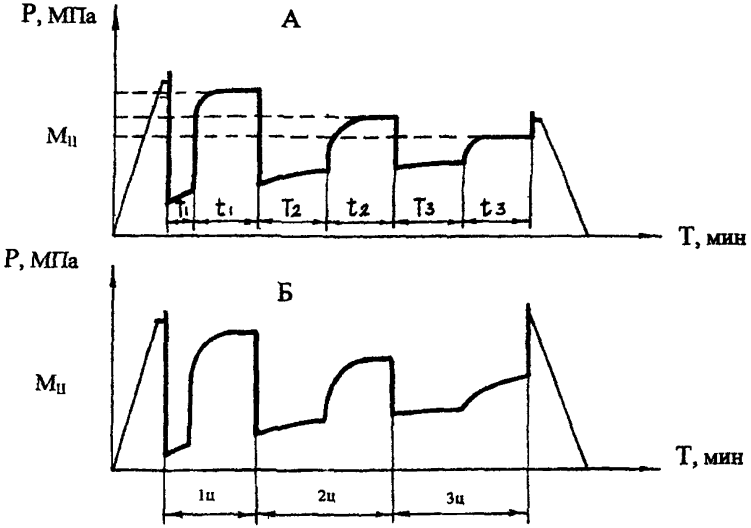


Рисунок 1.1.8 Диаграммы изменения забойного давления при многоцикловом испытании пласта неограниченной (А) и ограниченной (Б) залежи

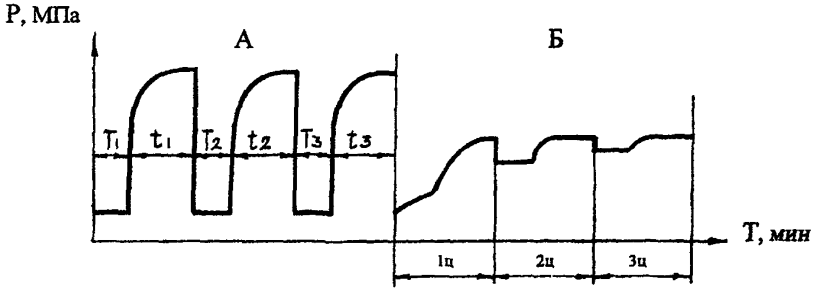


Рисунок 1.1.9 Диаграммы изменения забойного давления при многоцикловом испытании низкопродуктивного (А) и высокопродуктивного (Б) пластов за одну спуско-подъемную операцию ИПТ.

Продолжение приложения Е

Вытеснение жидкостей различного удельного веса в секциях труб различных диаметров на диаграмме фиксируется изменением кривизны линии притока, которая в масштабе диаграммы иногда не видна (указано стрелками), но при обработке кривой притока это обстоятельство необходимо учитывать. В противном случае не будут определены реальные параметры пласта.

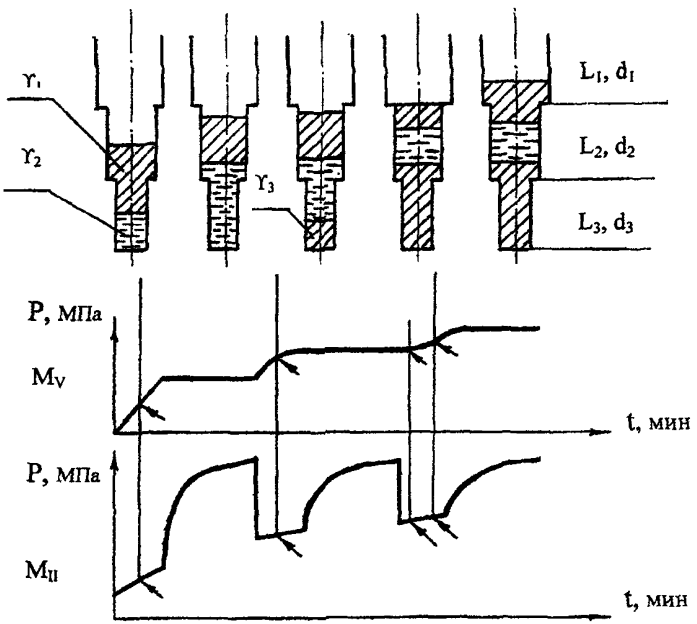


Рисунок 1.1.10 Схема притока в трехсекционную колонну бурильных труб и диаграммы давления на забое (M_{II}) и в трубах над ИПТ (M_V) при испытании пласта высокой гидропроводности.

1.1.16. При испытании пластов с ИПТ в эксплуатационной колонне скважин наиболее часто встречаются четыре основных типа изменения забойного давления.

Тип А - типичная диаграмма давления для пласта проницаемостью (0,2 - 0,5) мкм^2. Кривая притока указывает на спокойный подъем давления в трубах, КВД плавно под небольшим углом выходит на асимптоту (рисунок 1.1.12,А).

Продолжение приложения Е

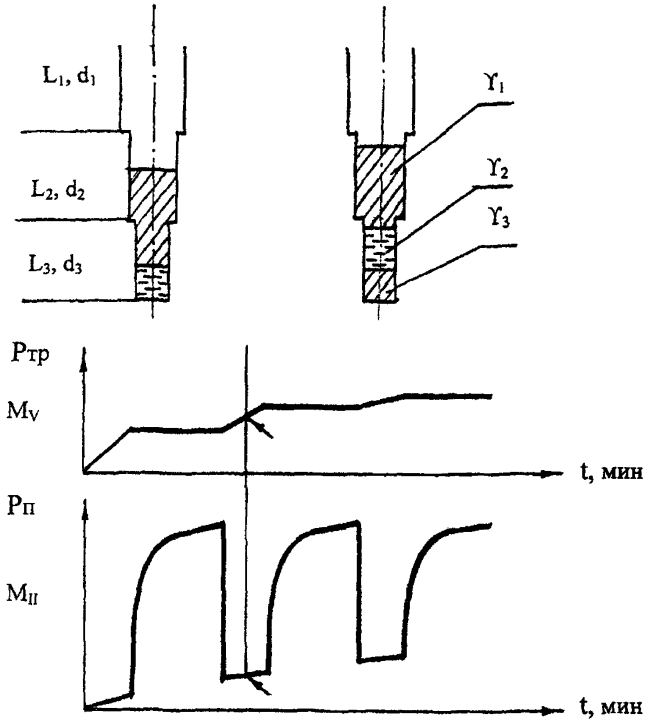


Рисунок 1.1.11 Схема притока в трехсекционную колонну бурильных труб и диаграммы давления на забое (M_V) и в трубах над ИПТ (M_{II}) при испытании пласта низкой гидропроводности

Тип Б - диаграмма давления характерна для пласта с высокой призабойной закупоркой, когда при открытии впускного клапана испытателя (вызов притока) на бланке отмечается снижение давления до значения, близкого к нулю (1 - 2), и медленный рост давления вследствие слабого притока пластовой жидкости (2 - 3). После перекрытия притока запись КВД (3 - 4) быстро растет с последующей стабилизацией на относительно высоком уровне (рисунок 1.1.12, Б).

Тип В - диаграмма давления, характеризующая высокопроницаемый пласт, отличается интенсивным притоком, проницаемость пласта более одного дарси (мкм^2). Участок (1 – 2) не успевает снизиться до нулевой

Продолжение приложения Е

линии. Линия повышения давления от притока (участок 2 – 3) имеет крутой угол подъема, что свидетельствует об интенсивном поступлении жидкости в трубы (рисунок 1.1.12, В).

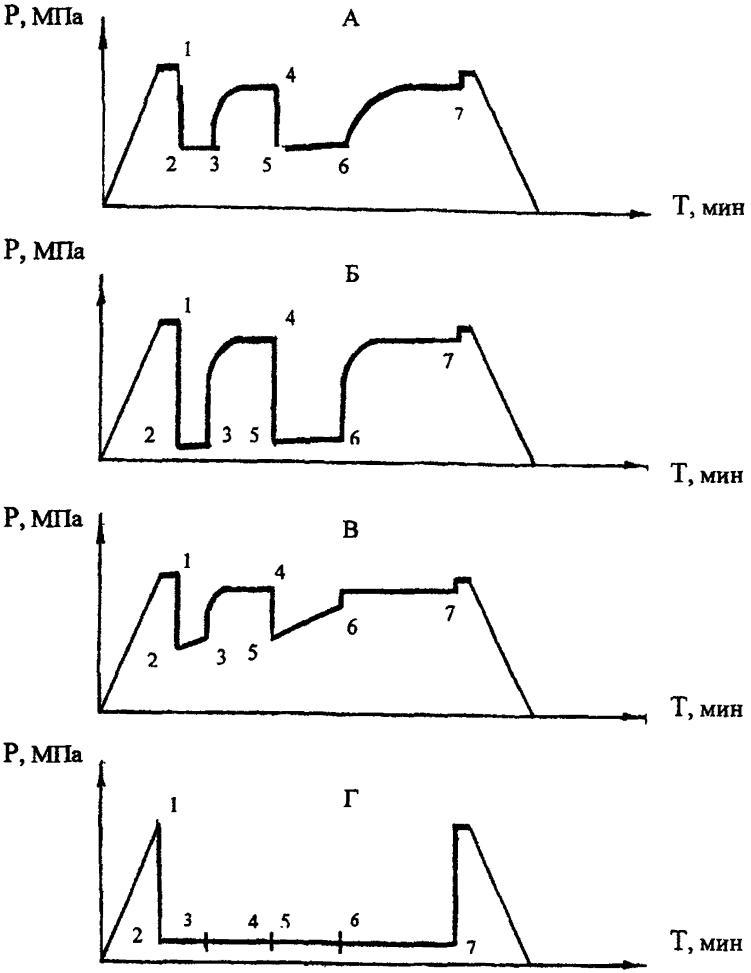


Рисунок 1.1.12 Диаграммы (основные типы) изменения забойного давления при испытании пластов ИПТ в обсадной колонне:
А - проницаемый пласт; Б - проницаемый пласт с призабойной закупоркой; В - высокопроницаемый пласт; Г - «сухой» пласт.

Продолжение приложения Е

После закрытия впускного клапана восстановление давления быстро достигает величины, близкой к пластовому давлению.

Аналогичную диаграмму давления можно получить и после очистки призабойной зоны пласта.

Тип Г - "сухой" пласт. После открытия впускного клапана испытателя пластов манометр записал резкое падение давления от величины гидростатического столба жидкости до уровня залитого в трубы столба жидкости (участок 1 – 2). В процессе испытания с открытым клапаном (60 - 120 мин) приток отсутствует и линия давления (участок 2 – 3) идет параллельно нулевой линии. После закрытия запорного клапана давление остается прежним или изменяется незначительно (участок 3 - 4) (рисунок 1.1.12.Г).

1.2 Диаграммы давления с отклонениями от нормальной работы ИПТ

1.2.1 В процессе испытания пласта нередко фиксируются диаграммы, имеющие отклонения от типовых, которые вызывают затруднения в оценке качества проведенных работ с ИПТ на скважине. Рассмотрим некоторые варианты диаграмм давления с отклонениями от нормальной работы, которые могут быть зарегистрированы по техническим, технологическим и организационным причинам.

Плохая техническая подготовка скважинного манометра, часового механизма и его гидрозапуска часто приводит к остановке часового механизма (А), перекосу диаграммного бланка (Б), наличию нескольких нулевых линий (В), разрыву бланка острием пера (Г), искажению регистрации изменения давления на диаграмме (Д) (рисунок 1.2.1).

1.2.2 Примеры диаграмм с различной степенью негерметичности труб при испытании приведены рисунке 1.2.2.

При полной негерметичности трубы заполнены до статического уровня, депрессия на пласт не передается. Такие диаграммы давления необходимо отбраковывать, испытание пласта следует повторить после замены негерметичных труб на новые с их опрессовкой.

1.2.3. При испытании пласта нередко оказывается негерметичной пакеровка из-за недостаточной осевой нагрузки или неудачно выбранного интервала установки пакера. Диаграммы изменения давления манометров на забое и в трубах соответствуют типу, приведенному на рис. 1.2.3.

При этом следует контролировать положение уровня жидкости в затрубном пространстве. Если уровень визуально фиксируется, то необходимо увеличить осевую нагрузку или повторной операцией установить пакер.

Продолжение приложения Е

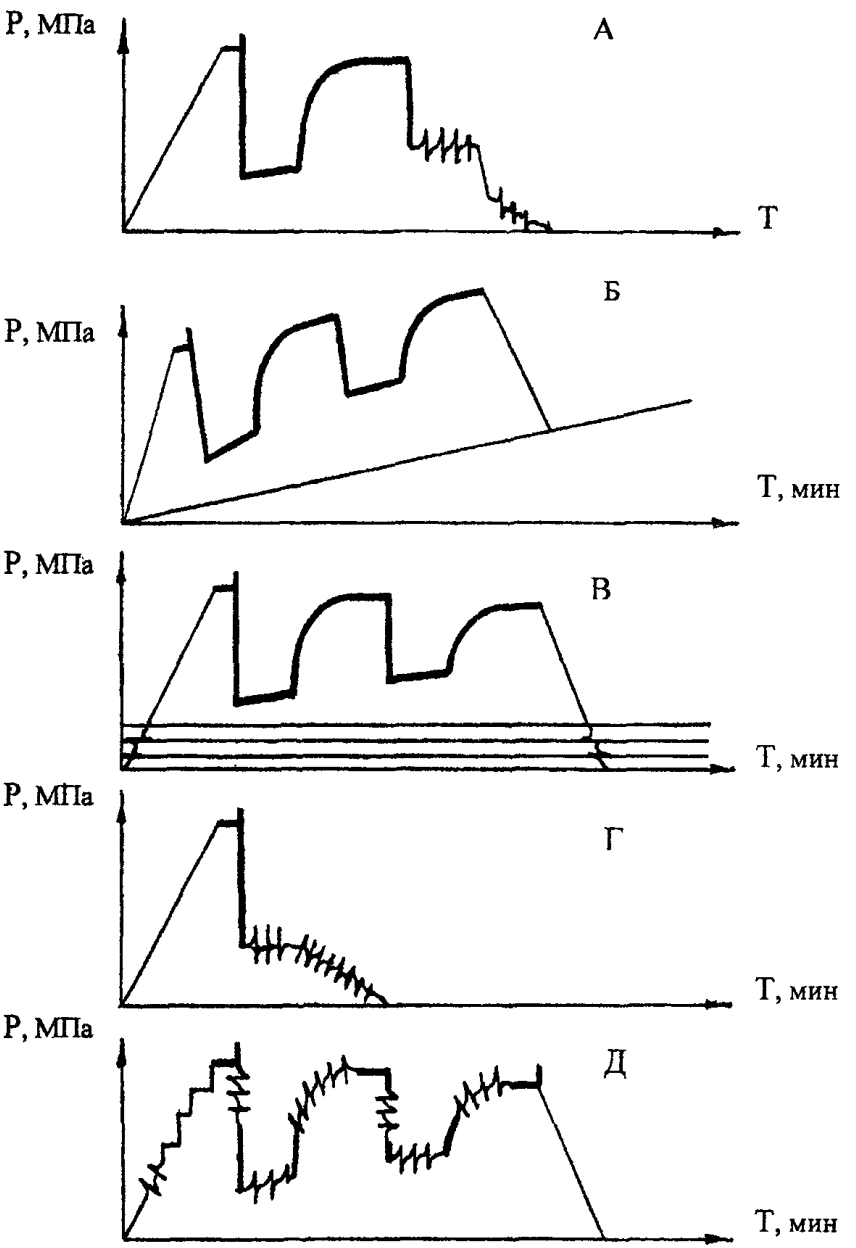


Рисунок 1.2.1 Примеры диаграмм, зафиксированные при плохой технической подготовке скважинных манометров.

Продолжение приложения Е

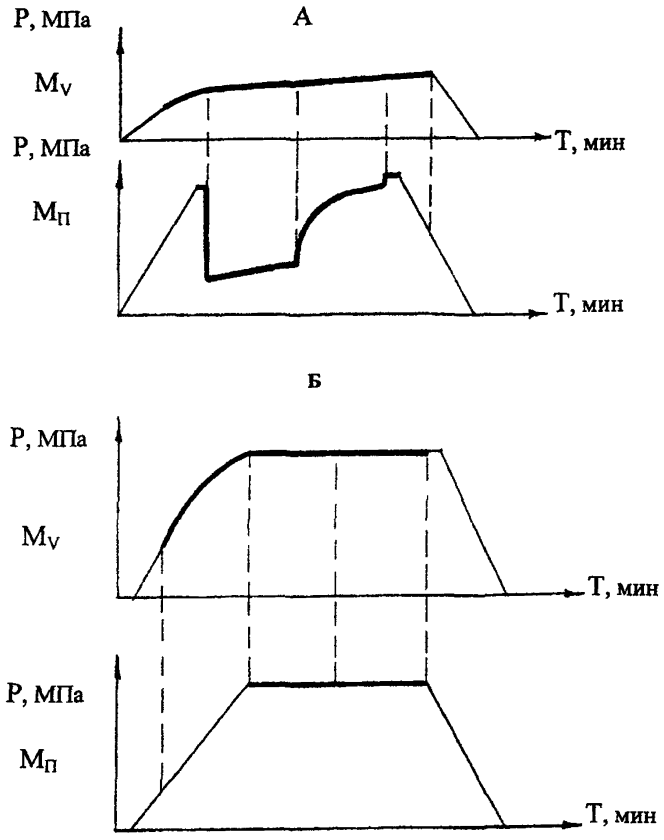


Рисунок 1.2.2 Диаграммы изменения давления, записанные манометром $М_V$ в трубах и $М_П$ на забое при частичной (А) и полной негерметичности (Б) труб над ИПТ

Если уровень на устье не прослеживается, то после повторной неудачной попытки запакероваться нужно поднять ИПТ из скважины, изменить интервал установки пакера и повторить испытание объекта.

Продолжение приложения Е

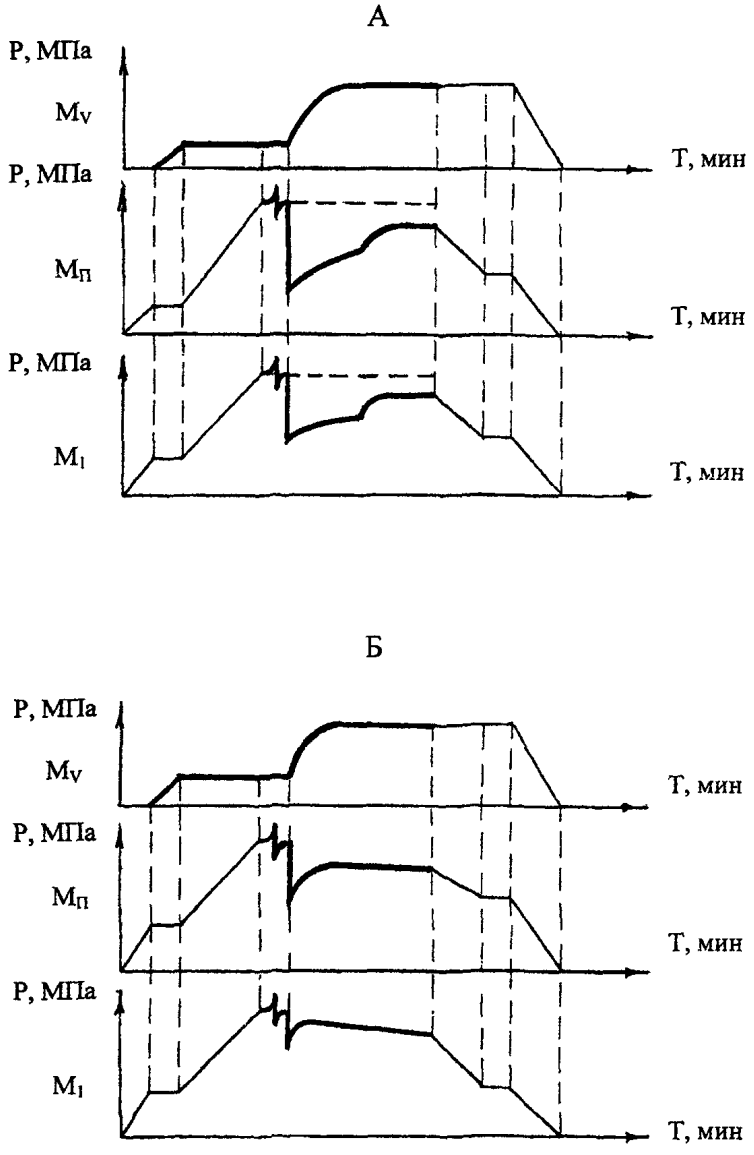


Рисунок 1.2.3 Диаграммы изменения забойного давления ($M_П$), под нижним пакером (M_1) и в трубах над ИПТ (M_V) при частичной негерметичности пакеров (А) и отсутствии пакеровки (Б)

Продолжение приложения Е

При селективном испытании объекта диаграммы забойных манометров под нижним пакером и между пакерами при частичной или полной негерметичности нижнего пакера будут идентичны между собой с учетом глубины их установки.

1.2.4 Диаграммы забойных манометров под фильтром ($М_П$) и в фильтре ($М_Ш$) не фиксируют передачу депрессии на пласт (рисунок 1.2.4), если по каким-либо причинам не открывался впускной клапан ИПТ (не передана осевая нагрузка на испытатель, произошло заклинивание гидравлического реле и т.д.).

Манометры между ЗП и ЦК ($М_{1V}$) и в трубах над компоновкой ($М_V$) фиксируют постоянное давление, равное давлению столба предварительно залитой жидкости. Забойные манометры регистрируют гидростатическое давление (см. рисунок 1.2.4, А).

1.2.5. В процессе спуска ИПТ фильтр иногда может полностью засориться (заглинизироваться), тогда, несмотря на открытие впускного клапана испытателя, не будет создана депрессия на пласт, что и фиксируется на диаграмме (см. рисунок 1.2.4, Б).

1.2.6. После открытия впускного клапана и поступления некоторого количества жидкости нередко поток выносит из пласта и с забоя песок или осадок, засоряя щели фильтра или канал (пунктирная линия на рисунке 1.2.5) испытателя, при этом давление на забое снижается на короткое время и восстанавливается до пластового (см. рисунок 1.17, А). Щели фильтра или канал испытателя иногда засоряются периодически, т.е. после резкого увеличения забойного давления канал ИПТ очищается, затем вновь забивается (см. рисунок 1.2.5, Б).

В этом случае, если получено достаточное количество пластовой жидкости и зафиксировано КВД, спуск ИПТ должен считаться технически успешным. При наличии пологого участка КВД может быть интерпретирована с целью определения параметров пласта.

1.2.7. *Если впускной клапан ИПТ частично негерметичен* (незначительный пропуск), установить приток пластовой жидкости можно только после подъема инструмента и опрессовки ИПТ. При этом диаграммы изменения давления в трубах ($М_V$), между ЗП и КЦ ($М_{1V}$) и на забое ($М_П$) должны соответствовать приведенным на рисунке 1.2.6. При негерметичности клапана испытателя давление по манометру $М_V$ остается постоянным после закрытия запорного клапана, по манометру $М_{1V}$ фиксируется подъем забойного давления во время регистрации КВД, скачок гидростатического давления во время снятия пакера с места его установки и снижение гидростатического давления при подъеме ИПТ из скважины.

Продолжение приложения Е

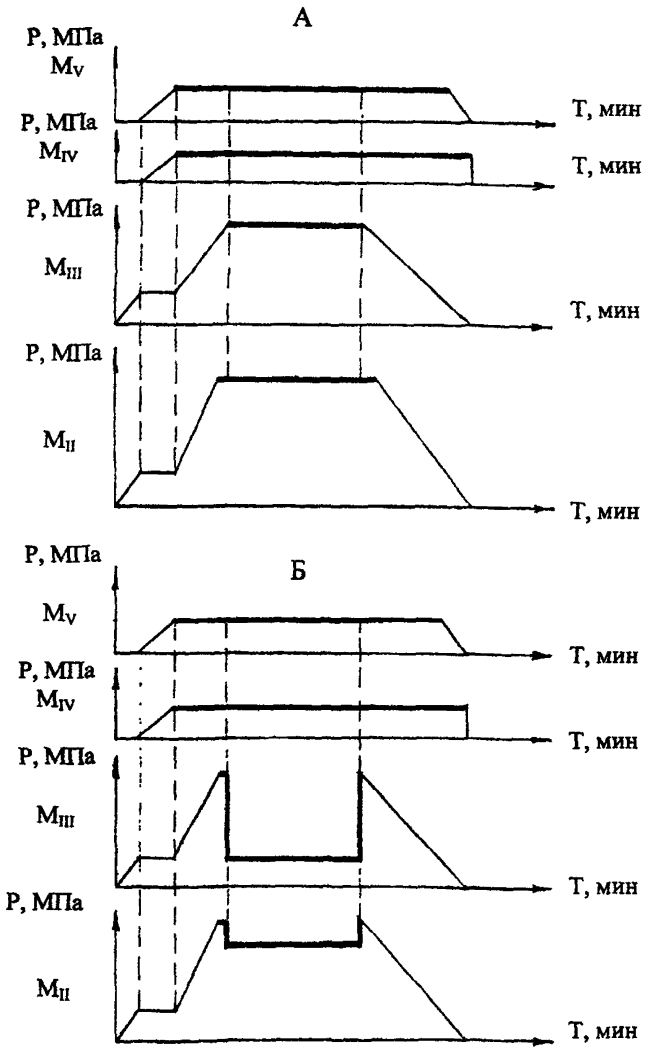


Рисунок 1.2.4 Диаграммы изменения забойного давления под фильтром (M_{II}), в фильтре (M_{III}), между КЦ и ЗП (M_{IV}) и в трубах над ИПТ (M_V) при закрытом впускном клапане и при полностью заглинизированных щелях фильтра.

Продолжение приложения Е

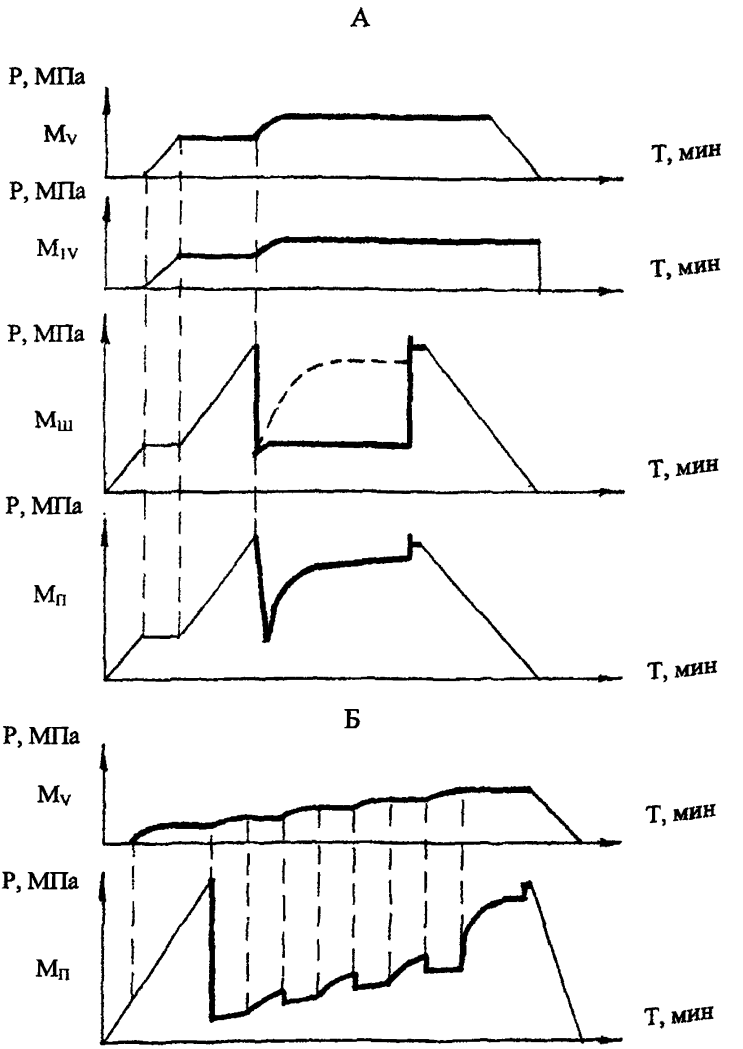


Рисунок 1.2.5 Диаграммы изменения давления под фильтром (M_{II}), в фильтре ($M_Ш$), между КЦ и ЗП (M_{1V}) и в трубах над испытателем (M_V) при полном (А) и периодическом (Б) засорении фильтра.

Продолжение приложения Е

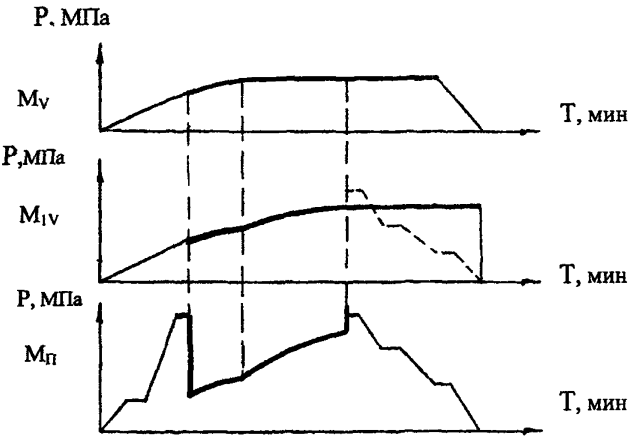


Рисунок 1.2.6 Диаграммы изменения давления на забое ($M_П$), между КЦ и ЗП (M_{1V}) и в трубах (M_V) при негерметичном клапане ИПТ

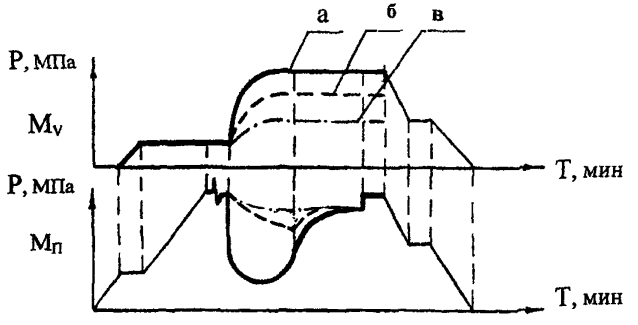


Рисунок 1.2.7 Диаграммы изменения давления на забое ($M_П$) и в трубах (M_V) при испытании высокопродуктивных пластов с различными диаметрами штуцеров ($d_ш^а > d_ш^б > d_ш^в$)

Продолжение приложения Е

1.2.8. При планировании испытания высокопродуктивных пластов должен быть установлен забойный штуцер соответствующего диаметра, чтобы зафиксировать диаграммы изменения давления, которые могут быть обработаны для определения параметров пласта (рисунок 1.2.7). В случае установки забойного штуцера малого диаметра интерпретировать КВД с целью определения параметров пласта не представляется возможным, так как значения забойного давления близки к пластовому.

1.3 Возможные способы устранения отклонения от нормальной работы ИПТ

1.3.1 При спуске компоновки ИПТ появляются "посадки" инструмента.

Причина - наличие осложненных интервалов в виде желобов, уступов и сужений в стволе скважины.

Рекомендации: в осложненном интервале спуск ИПТ следует проводить на пониженной скорости, остановка инструмента в разгруженном положении не должна превышать более 30 с, разгрузка инструмента при посадках - не более 50 кН по индикатору веса.

1.3.2 Нет вытеснения промывочной жидкости из скважины во время спуска ИПТ, при этом из полости труб начинается движение воздуха.

Причина - негерметичная колонна труб, открыт циркуляционный клапан.

Рекомендации: необходимо прекратить спуск ИПТ, произвести подъем инструмента до выявления места негерметичности. Заменить непригодную трубу в компоновке или циркуляционный клапан, а затем продолжить спуск ИПТ.

1.3.3 Уровень промывочной жидкости в затрубном пространстве резко падает при открытии впускного клапана испытателя пластов, из полости труб интенсивно вытесняется воздух.

Причина - негерметичная пакеровка, пакер установлен в каверне.

Рекомендации: поднять инструмент на несколько метров, долить скважину до устья, установить пакер, изменив место установки в пределах заданной площадки.

1.3.4 Якорь не переводится из транспортного положения в рабочее при установке пакера на заданной глубине скважины.

Причина - якорь в каверне, неточность в подсчете длины колонны труб и глубины установки пакера.

Продолжение приложения Е

Рекомендации: сменить место установки якоря в пределах заданной площадки и повторить операцию пакерования.

1.3.5 После установки пакера отсутствует "сигнал" на индикаторе веса об открытии испытателя пластов и нет движения воздуха из полости труб.

Причина - нагрузка на испытатель недостаточна, проходной канал одного из узлов испытателя пластов забит шламом.

Рекомендации: колонну труб повернуть ротором вправо на 2 - 3 оборота и разгрузить на несколько делений по индикатору веса.

1.3.6 Приток пластовой жидкости на устье скважины по движению воздуха из труб не наблюдается, "сигнал" об открытии испытателя пластов на индикаторе веса зафиксирован.

Причина - забиты шламом впускной клапан испытателя пластов, проходные каналы в узлах, расположенных выше испытателя пластов, возможно пласт не является коллектором.

Рекомендации: приподнять колонну труб на несколько метров, снять пакер и повторно установить его в том же интервале, следить за открытием испытателя пластов по индикатору веса. Повторный "сигнал" об открытии испытателя пластов свидетельствует о том, что испытательное оборудование технически исправно, а исследуемый пласт "сухой". Отсутствие "сигнала" свидетельствует, что проходные каналы испытателя пластов или других узлов компоновки забиты шламом. В последнем случае испытание прекратить, поднять инструмент, проверить техническое состояние узлов ИПТ и выяснить причину отказа оборудования. Испытание объекта повторить.

1.3.7 После испытания объекта имеются "затяжки" инструмента при снятии пакера, отсутствует "свободный ход" колонны труб (величина хода на сжатие и растяжение испытателя пластов, ЗП, раздвижного механизма не учитывается).

Возможные причины:

1) испытатель пластов не растягивается вследствие заклинивания поршня гидравлического реле, уравнительный клапан в этом случае остается закрытым и давление под пакером сохраняется равным давлению столба жидкости в колонне труб, но значительно ниже давления в кольцевом пространстве над пакером;

2) забит шламом проходной канал в пробоотборнике ПИГ-4-127, ПИГ3М-146, обеспечивающий переток жидкости из надпакерного пространства под пакер при подъеме колонны труб;

3) прихвачен пакер или хвостовик.

Продолжение приложения Е

Рекомендации:

1) для подъема колонны труб и компоновки ИПТ в первом и втором случаях необходимо обеспечить передачу давления под пакер путем заполнения колонны труб буровым раствором при закрытом циркуляционном клапане, после чего создать нагрузку на пакер и открыть испытатель пластов. После выдержки во времени для выравнивания давления под пакером и в надпакерном пространстве произвести распакеровку и поднять инструмент. Инструмент поднимать на пониженной скорости во избежание эффекта поршневания под пакером.

2) в случае прихвата пакера или хвостовика необходимо провести расхаживание инструмента до срабатывания гидравлического ясса с превышением до 15% веса колонны труб на подъемном крюке. Если расхаживание инструмента гидравлическим яссом не дает положительных результатов, авария ликвидируется под руководством мастера по сложным работам по специальному плану.

1.3.8 Циркуляционный клапан не срабатывает при давлении, превышающем расчетное.

Причина - неверно подобрана по давлению срезная шпилька клапана.

Рекомендации: необходимо отвернуть устьевую головку на колонне труб и в полость труб опустить медный штокгруз для привода в действие циркуляционного клапана ударного действия.

1.3.9 После испытания пласта при подъеме выделяется газ из полости труб. В этом случае подъем инструмента прекратить, срезать шпильку циркуляционного клапана и обратной циркуляцией вытеснить пластовый флюид через устьевую головку в амбар или емкость, а затем продолжить подъем труб.

2 Расчет гидродинамических параметров пласта

Испытания перспективных объектов в процессе бурения или эксплуатации скважин, в основном, проводятся на неустановившихся режимах отбора пластовой жидкости, поэтому забойные давления и расчетные дебиты являются переменными величинами. Для обработки зафиксированных диаграмм изменения давления на забое и в трубах над ИПТ применяются сложные методики и формулы, расчет по которым рационален в камеральных условиях с применением ПЭВМ.

В полевых условиях для оперативной обработки полученной при испытании информации рекомендуются экспресс-методы определения параметров пласта по КП и КВД.

Продолжение приложения Е

Так как кривые притока, пригодные для определения параметров пласта, регистрируются крайне редко, основная информация о гидродинамических параметрах пласта формируется при обработке диаграмм КВД.

2.1 Экспресс-методы обработки КВД

2.1.1 В промысловой практике при одноцикловом режиме испытания пласта кривая восстановления давления с удовлетворительной точностью обрабатывается по методу Д. Р.Хорнера. Расчетная формула имеет вид

$$P(t) = P_{пл} - \frac{\overline{Q}\,\mu}{40\pi kh} \ln\frac{T+t}{t}, \qquad (2.1.1)$$

где $P(t)$ - текущее значение забойного давления, фиксируемое на КВД, МПа;

$\overline{Q}$ - средний дебит до остановки скважины, $см^3/с$;

$kh/\mu = Г_{уд}$ - гидропроводность удаленной зоны пласта, $мкм^2 \cdot см/МПа \cdot с$;

T - время притока, с;

t - текущее время восстановления давления, с.

2.1.2 Экспресс-метод заключается в нанесении снятых с диаграммы КВД значений забойного давления на график, построенный в полулогарифмических координатах: $\ln(T+t)/t$; $P(t)$, по которому рассчитывают величину пластового давления $P_{пл}$ и гидропроводность удаленной зоны пласта $Г_{уд}$ (рисунок 2.1.1).

2.1.3 Для удобства и быстрого построения графика обработки КВД необходимо пользоваться палетками с различными интервалами (шагами) расшифровки по времени ($_{\Delta}t$) забойного давления (пример приведен на рисунке 2.1.2).

Палетки рассчитаны и построены для значений интервала $_{\Delta}t$=0,1T; 0,2T; 0,4T и 1,0T для следующих граничных условий:

$$0,1 \le 0,1t/T < 0,2; \quad 0,2 \le 0,2t/T < 0,4; \quad 0,4 \le 0,4t/T < 1,0.$$

На палетках пунктирными линиями нанесены абсциссы, соответствующие значениям

$$\ln\frac{T+t}{t} = \ln(1/n + 1) \approx 1,0 \quad \text{или} \quad \ln(1/Eп + 1) = 0,1,$$

где $E = 0,1;\ 0,2;\ 0,4;\ 1,0$ (масштаб интервала расшифровки),

n - номера точек расшифровки.

Продолжение приложения Е

2.1.4 Для определения $P_{пл}$ и $Г_{уд}$ с удовлетворительной точностью при малом объеме вычислений необходимо выбрать такой шаг расшифровки $_{\Delta}t$, чтобы на графике были зафиксированы 12 - 15 точек текущего забойного давления $P(t_i)$. После построения на соответствующей палетке значения $P(t_i)$ по последним (не менее 5) точкам нужно провести прямую линию до пересечения с осью ординат. Точка пересечения линии на ординате есть величина $P_{пл}$.

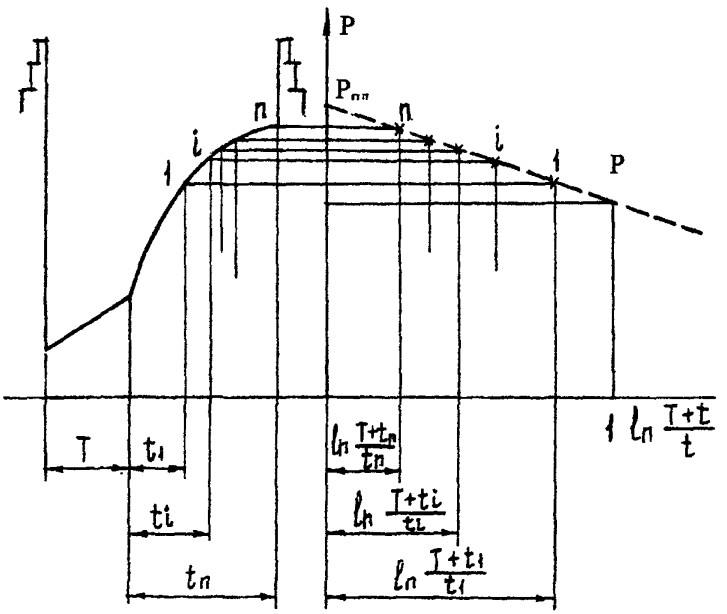


Рисунок 2.1.1 График Хориера при обработке КВД:
T, t - продолжительности притока и регистрации КВД;
i, n - номер точки и общее число точек на КВД соответственно.

Гидропроводность рассчитывается по выражению

$$Г_{уд} = \frac{\bar{Q}}{40\pi i}, \qquad (2.1.2)$$

Продолжение приложения Е

где i - тангенс угла наклона расчетной прямой линии для значений
$i = P_{пл} - P_{1,0}$ или $i = P_{пл} - P_{0,1}$

где $P_{1,0}$ и $P_{0,1}$ - величина давления, фиксируемая на пересечении расчетной прямой с абсциссой $\ln(T+t)/t = 0,1$ и $1,0$ (пунктирные линии на палетке).

Средний дебит во время притока вычисляется по формуле

$$\bar{Q} = \frac{(H_{кп} - H_{нп})v}{T}, \qquad (2.1.3)$$

где $\bar{Q}$ - средний дебит за время притока, м^3/с;
$H_{кп}$ - уровень жидкости в трубах в конце притока, м;
$H_{нп}$ - уровень жидкости в трубах в начале притока, м;
v - объем внутреннего пространства одного погонного метра труб, м^3/пог.м;
T - время притока, с.

Средний дебит можно вычислить, используя КП манометра, установленного в трубах над ИПТ,

$$\bar{Q} = \frac{(P_{нп} - P_{кп})\,F_{тр}}{\gamma_п T}, \qquad (2.1.4)$$

где $\bar{Q}$ - средний дебит, м^3/с;
$P_{нп}$ и $P_{кп}$ - значения давления в трубах над ИПТ в начале и в конце притока, Н/м^2;
$F_{тр}$ - внутреннее сечение труб, м^2;
$\gamma_п$ - удельный вес жидкости притока, Н/м^3;
T - время притока, с.

Пример. Время притока $T = 900$ с; время восстановления $t = 2200$с; средний дебит $\bar{Q} = 4050$ см^3/с.

Если выбрать шаг расшифровки $0,1T = 90$ с, на КВД будет зарегистрировано 24 точки, а если $0,2T$, то всего 12 точек. Практика показывает, что фиксирование на КВД 12-15 точек вполне достаточно для обработки с удовлетворительной точностью.

Составим таблицу расшифровки (таблица 2.1)

Таблица 2.1

N точки	$\Delta t = n \cdot 0,2T$	P, МПа	N точки	$\Delta t = n \cdot 0,2T$	P, МПа	N точки	$\Delta t = n \cdot 0,2T$	P, МПа
1	180	15,2	5	900	18,4	9	1620	18,9
2	360	16,2	6	1080	18,6	10	1800	19,0
3	540	17,4	7	1260	18,7	11	1980	19,1
4	720	18,1	8	1440	18,8	12	2160	19,2

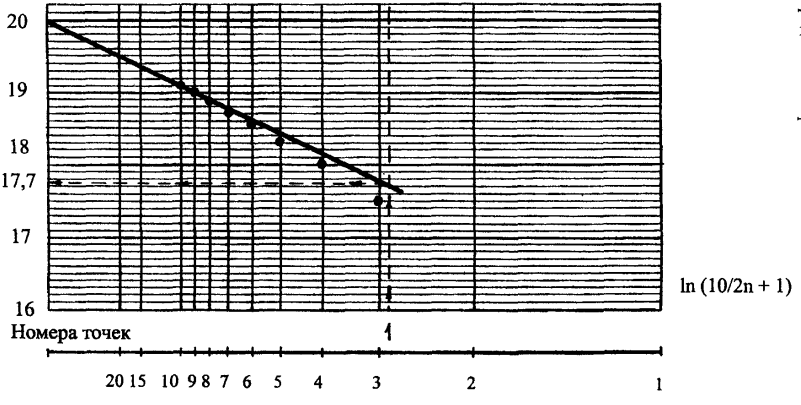


Рисунок 2.1.2 Палетка обработки КВД с шагом расшифровки $_{\Delta}t = 0,2T$

Продолжение приложения Е

На палетку (шаг 0,2Т) накладывается и закрепляется лист кальки, выбирается удобный масштаб по оси P(t), значения P(t) фиксируются на линии, соответствующей номеру расшифровываемой точки (см. рисунок 2.1.2).

По последним точкам (ближе к оси ординат) проводится прямая до пересечения с осью ординат, что даст величину пластового давления $P_{пл} \approx 20$ МПа, а также с пунктирной линией, которая соответствует значению

$$\ln (T+t)/t = 1.$$

Получим $P_1 = 17,7$ МПа.

Определяем_ величину гидропроводности

$$kh/\mu = Q \cdot 1/40\pi (P_{пл}-P_1).$$

Подставляя известные значения, получим

$$kh/\mu = 4050 / 125,6 \cdot (20-17,7) = 14 \text{ мкм}^2 \text{ см/МПа с.}$$

На некоторых палетках пунктирная линия соответствует значению логарифма, равному 0,1, тогда величина гидропроводности рассчитывается

$$kh/\mu = \bar{Q} \cdot 10 /40\pi (P_{пл}-P_{0,1}).$$

2.1.5 В полевых условиях рекомендуется применять экспресс-метод обработки КВД по двум точкам давления, выбранным на относительно пологом (конечном) участке КВД.

На КВД фиксируются две точки P_N и P_M.

Время t_N и t_M, отсчитываемое от конца притока, должно быть равно 0,1Т; 0,2Т; ...3,0Т и т.д., то есть выбирается кратно значениям времени притока.

Давление P_N и Рм по величине должно иметь разность не менее 1,5 - 2,0 мм, которые с помощью тарировочной таблицы забойного манометра переводятся в МПа.

Пластовое давление рассчитывается по формуле

$$P_{пл} = \frac{P_M A_N - P_N A_M}{A_N - A_M}, \qquad (2.1.5)$$

где A_N и A_M - коэффициенты, соответствующие значениям $\ln(T+t)/t$ для времени t_N и t_M, рассчитаны и сведены в таблице 2.2.

Продолжение приложения Е

Таблица 2.2

t_N	$A_N = \ln (T+t_N)/t_N$	t_N	$A_N = \ln (T+t_N)/t_N$	t_N	$A_N = \ln (T+t_N)/t_N$
0,1T	2,3979	1,6T	0,4855	5T	0,1823
0,2T	1,7918	1,7T	0,4626	6T	0,1541
0,3T	1,4663	1,8T	0,4418	7T	0,1335
0,4T	1,2528	1,9T	0,4229	8T	0,1178
0,5T	1,0986	2,0T	0,4054	9T	0,1054
0,6T	0,9808	2,2T	0,3737	10T	0,0953
0,7T	0,8873	2,4T	0,3483	11T	0,0870
0,8T	0,8109	2,6T	0,3254	12T	0,0800
0,9T	0,7472	2,8T	0,3054	13T	0,0741
1,0T	0,6931	3,0T	0,2877	14T	0,0690
1,1T	0,6466	3,2T	0,2719	15T	0,0650
1,2T	0,6961	3,4T	0,2578	16T	0,0610
1,3T	0,5705	3,6T	0,2451	17T	0,0571
1,4T	0,5390	3,8T	0,2336	18T	0,0541
1,5T	0,5108	4,0T	0,2231	19T	0,0513

Гидропроводность вычисляется по формуле

$$kh / \mu = Q\, A_M\, z / 10(P_{пл}-P_M), \qquad (2.1.6)$$

где z - коэффициент, зависящий от размерности среднего дебита (таблица 2.3).

Таблица 2.3

Размерность среднего дебита	$см^3/с$	л/с	л/мин	$м^3$/мин	$м^3/ч$	$м^3$/сут
Коэффициент z	0,0796	79,6	1,326	1326	22,1	0,92

Для количественной оценки гидропроводности удаленной зоны пласта предложена номограмма (рисунок 2.1.3), в которой реализовано определение kh/μ по формуле (2.1.6).

Пример. Исходные данные: T = 60 мин.; диаметр бурильных труб - 114 мм; поднято 300 м жидкости; P = 20 МПа.

Последовательность операций:

1) определяем время t_M до точки M на КВД, которое выражаем через время T по шкале $t_M = (0,5 - 10)T$, например, $t_M = 1T$;

2) от точки t переходим к диаметру бурильных труб 114 мм;

Продолжение приложения Е

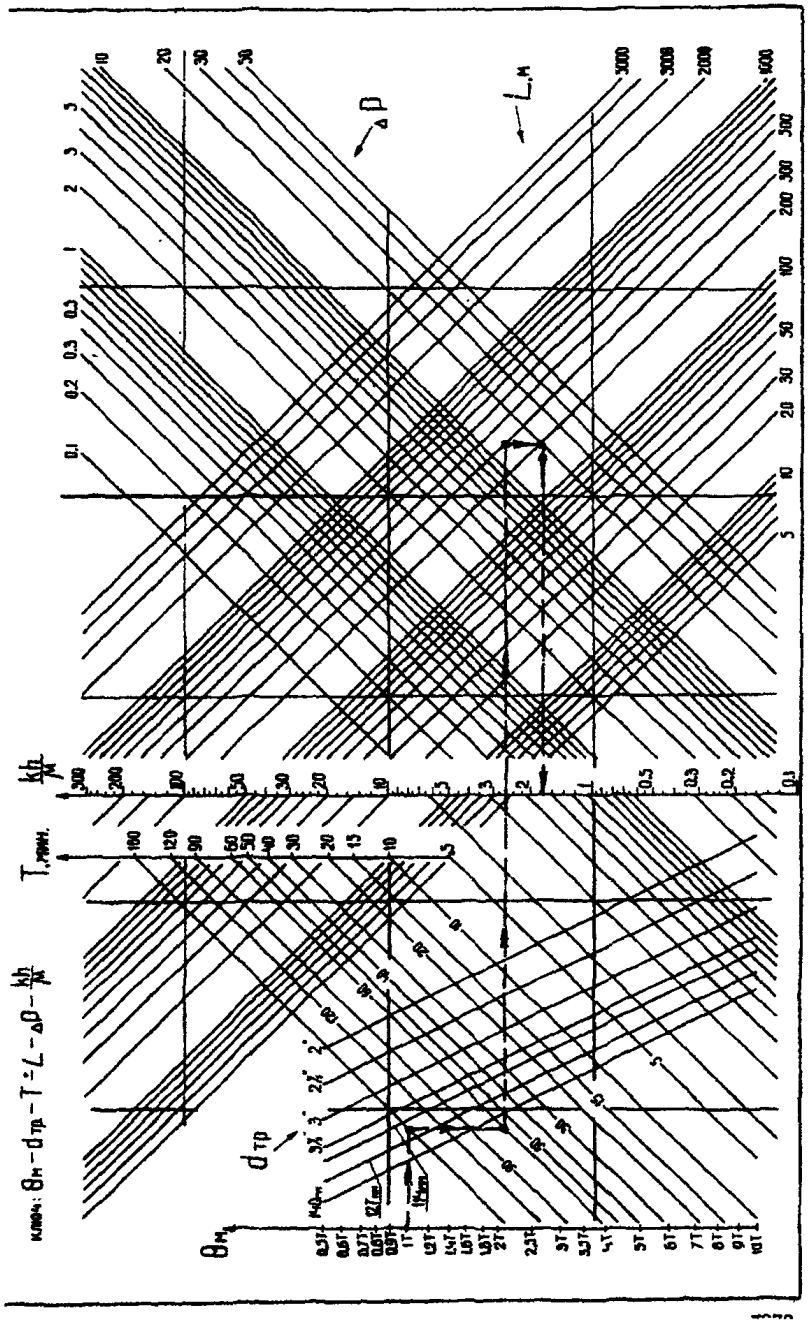


Рисунок 2.1.3 Номограмма для определения kh/μ по КВД

Продолжение приложения Е

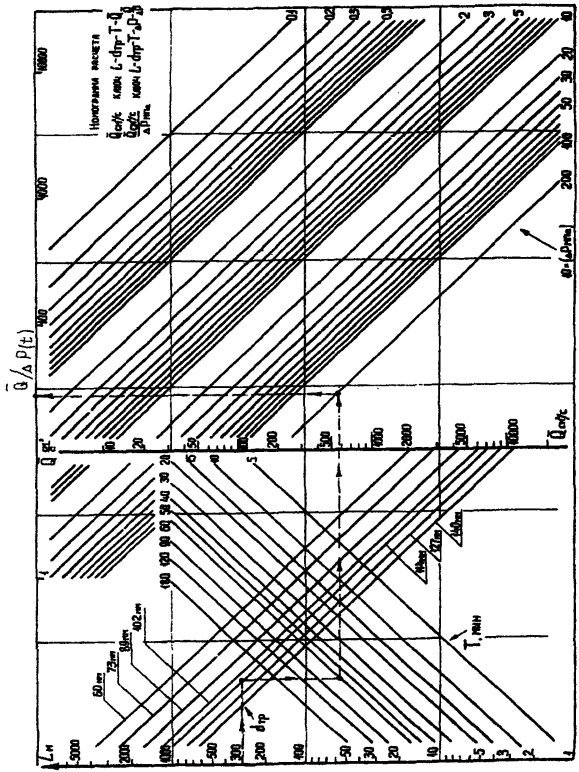


Рисунок 2.1..4 Определение среднего дебита $\overline{(Q)}$ и коэффициента продуктивности $\overline{(Q/\Delta P(t)}$

Продолжение приложения Е

3)проводим линию параллельно ординате до пересечения с Т=60мин;

4) проводим линию параллельно абсциссе до пересечения с линией высот пластовой жидкости L = 300 м, поступившей в трубы над ИПТ за время притока Т;

5) переходим к точке, выражающей разность пластового давления $P_{пл}$ и забойного $P_М$ давлений в точке времени $t_М$:

$$_{\Delta}P = P_{пл} - P_М = 20 \text{ МПа};$$

6) определяем гидропроводность kh/μ:

$$kh/\mu = 1{,}6 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{МПа с}$$

Для определения среднего дебита $\bar{Q}$ предлагается палетка (рисунок 2.1.4), по которой

1) определяем по шкале L высоту бурильных труб над ИПТ, заполненных пластовой жидкостью в период притока (в примере L = 300 м);

2) проводим линию параллельно оси абсцисс до пересечения с линией заданных диаметров бурильных труб (d = 114 мм);

3) параллельно ординате переходим к точке, определяющей время притока (Т = 60 мин);

4) проводим линию параллельно абсциссе до пересечения с осью $\bar{Q}$ и $_{\Delta}P$ находим искомое значение

$$Q = 600 \text{ см}^3/\text{с} \text{ и } Q/_{\Delta}P = 600:20 = 30 \text{ см}^3/\text{МПас}.$$

2.2 Экспресс-методы обработки кривых притока КП

2.2.1 Исходной формулой для разработки палеток является выражение депрессии для установившегося режима фильтрации

$$_{\Delta}P(t) = \frac{Q_o \mu}{40\pi kh} \ln \frac{2{,}25\chi t}{r_o^2}, \qquad (2.2.1)$$

где $_{\Delta}P(t)$ - депрессия, МПа;

Q_o - дебит пластовой жидкости, $см^3/с$;

χ - пьезопроводность, $см^2/с$;

r_o - радиус скважины, см.

Заменив Q_o на $\bar{Q}(t)$ и введя поправочный коэффициент B(t), учитывающий время притока и характер накопления жидкости, получим формулу для определения гидропроводности

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{\bar{Q}(t)}{10\ _{\Delta}P(t)} \cdot \frac{1}{B(t)}. \qquad (2.2.2)$$

Продолжение приложения Е

2.2.2 Палетки для определения гидропроводности призабойной зоны построены с учетом различных условий испытания: для применения бурильных труб над ИПТ диаметром 114 - 127 мм и для насосно-компрессорных труб (рисунки 2.2.1 и 2.2.2).

Палетки построены для времени притока Т=2,5; 5; 10; 30; 60; 120 мин.

Если действительное значение Т не равно перечисленным, необходимо пользоваться палеткой для ближайшего значения; например, при Т=50 мин следует использовать палетку для Т=60 мин.

Пример. Т=12 мин; $d_т$ =114 мм; $\overline{Q(t)}$=640 см^3/с; $_{\Delta}P(t)$= 5,2 МПа; $P_{пл}$ = 18 МПа; Н = 10 м (толщина пласта); $P_{пл}$ рассчитано по КВД или оценено по глубине залегания_ исследуемого интервала. Определяем $_{\Delta}P(t)$ = 18 - 5,2 = 12,8 МПа, $Q(t)/_{\Delta}P(t)$ = 640 : 12,8 = 50 см^3/сМПа.

На палетке (см. рисунок 2.2.1) для Т = 10 мин, Н = 10 м проводим вправо линию до пересечения с перпендикуляром для значения 50см^3/с МПа, точка пересечения дает значение гидропроводности $3\cdot10^{-5}$ м^3/МПа.с.

2.2.3 Палетки, приведенные на рисунках 2.2.3 и 2.2.4, являются вспомогательными и учитывают упругое расширение пластовой жидкости, поступающей в трубы над ИПТ, когда глубокая скважина заполнена буровым раствором и технической водой, а также объемы 1 пог. м полости бурильных труб, обсадных колонн и кольцевого затрубного пространства (таблицы 2.4 – 2.6).

Пример. Глубина испытания Н = 4000 м, интервал испытания h=50м, удельный вес бурового раствора γ = 1,12 г/см^3, бурильные трубы $d_т$ = 114 мм, диаметр скважины 190 мм.

Определяем: Н h/1000 = 4000.50/1000 = 200 м^2 (см. рисунки 2.2.3 и 2.2.4) и на пересечении линии 114-190 находим точку, абсцисса которой определяет длину труб, заполненных за счет упругого расширения бурового раствора из интервала испытания L = 11 м.

Таблица 2.4

Наружный диаметр труб, мм	Объем 1 пог.м кольцевого пространства между диаметром скважины и бур. трубами, дм^3, при диаметре скважины				
	190 мм	214 мм	243 мм	269 мм	295 мм
УБТ 203	-	-	14	24,5	36
178	3,4	11,1	21,5	31,9	43,4
146	11,6	19,2	29,6	40,1	51,6
СБТ 168	6,2	13,8	24,2	34,6	46,2
140	12,9	20,6	31,1	41,4	52,9
127	15,5	23,1	33,5	44,0	55,5
114	18,1	25,7	36,1	46,5	58,1
102	20,2	21,8	38,3	48,7	60,2

Продолжение приложения Е

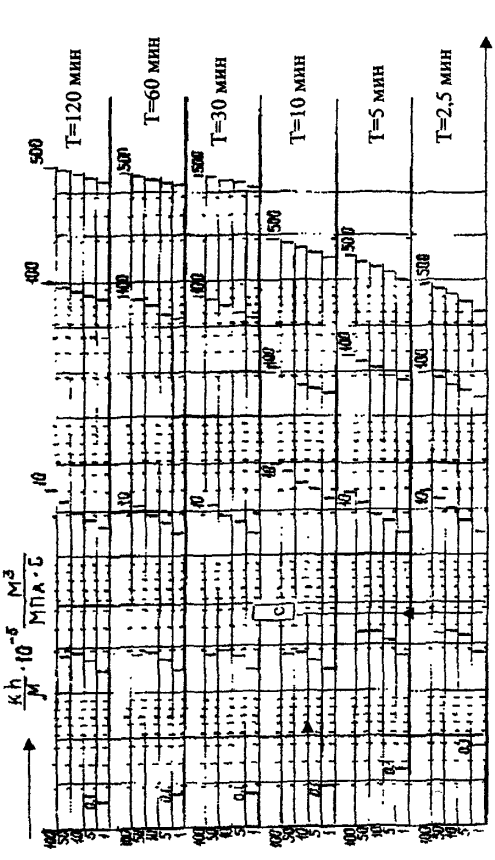


Рисунок 2.2.1 Определение гидропроводности призабойной зоны (испытание на бурильных трубах, d=114-127 мм). Шифр кривых: интервал испытания, Н, м. Исходные данные: Q(t)/ΔP(t), Т, Н.
Порядок построения: абс

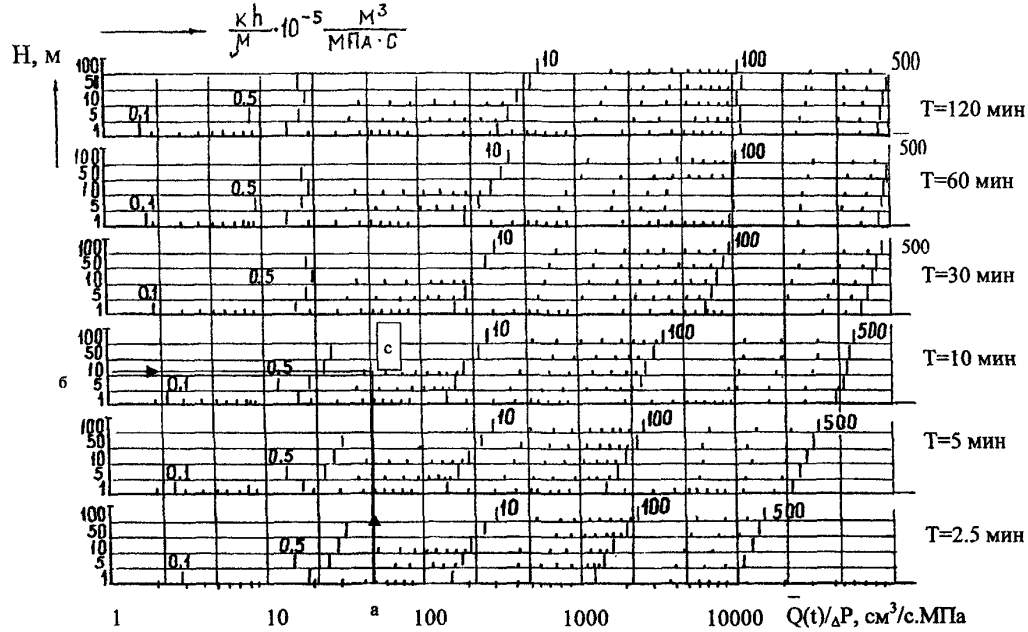


Рисунок 2.2.2 Определение гидропроводности призабойной зоны (испытание на НКТ)
Шифр кривых: интервал испытания, Н, м. Исходные данные: $\overline{Q(t)}/\Delta P$, Т, Н.
Порядок построения: абс

Продолжение приложения Е

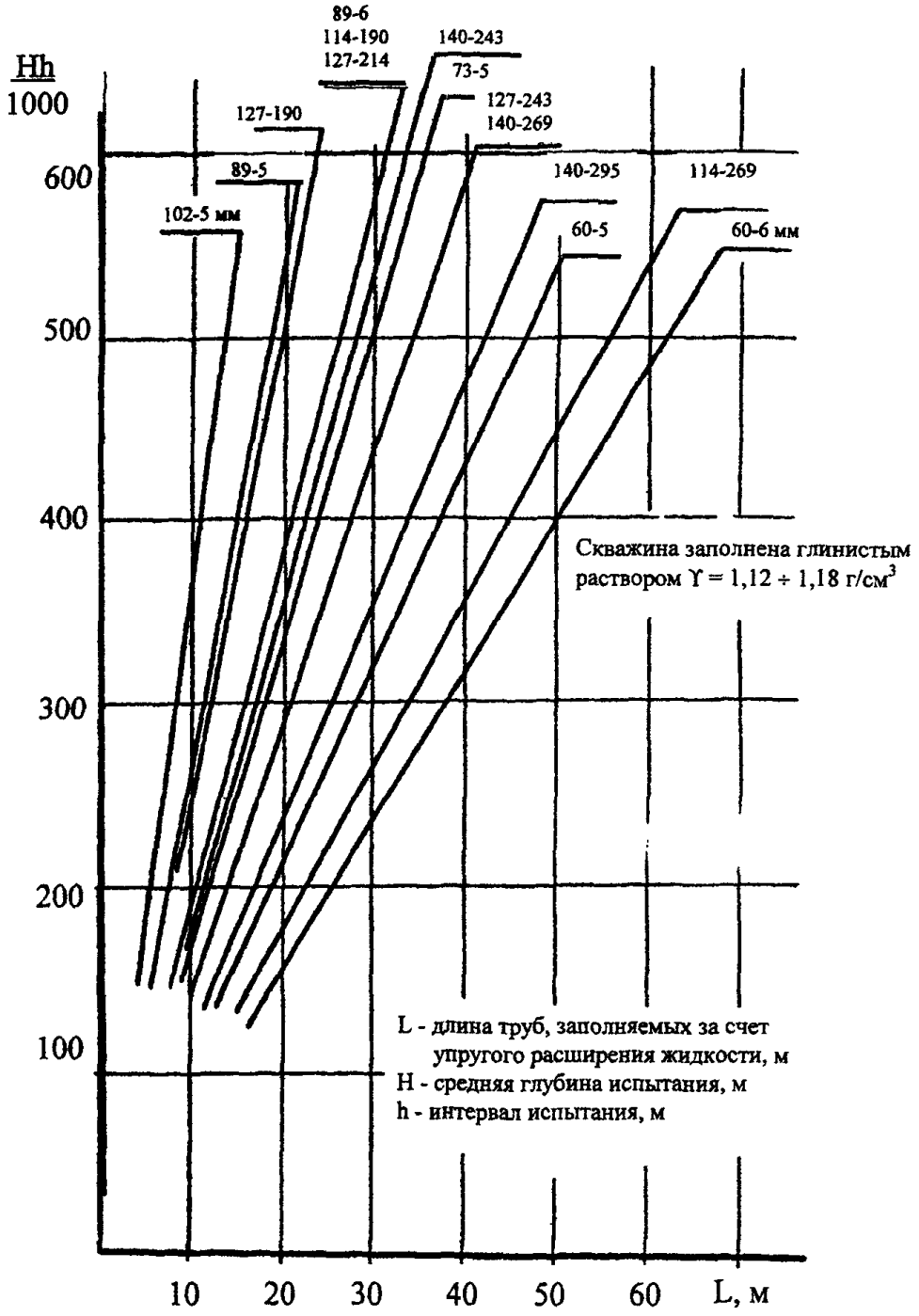


Рисунок 2.2.3 Определение упругого расширения пластовой жидкости

Продолжение приложения Е

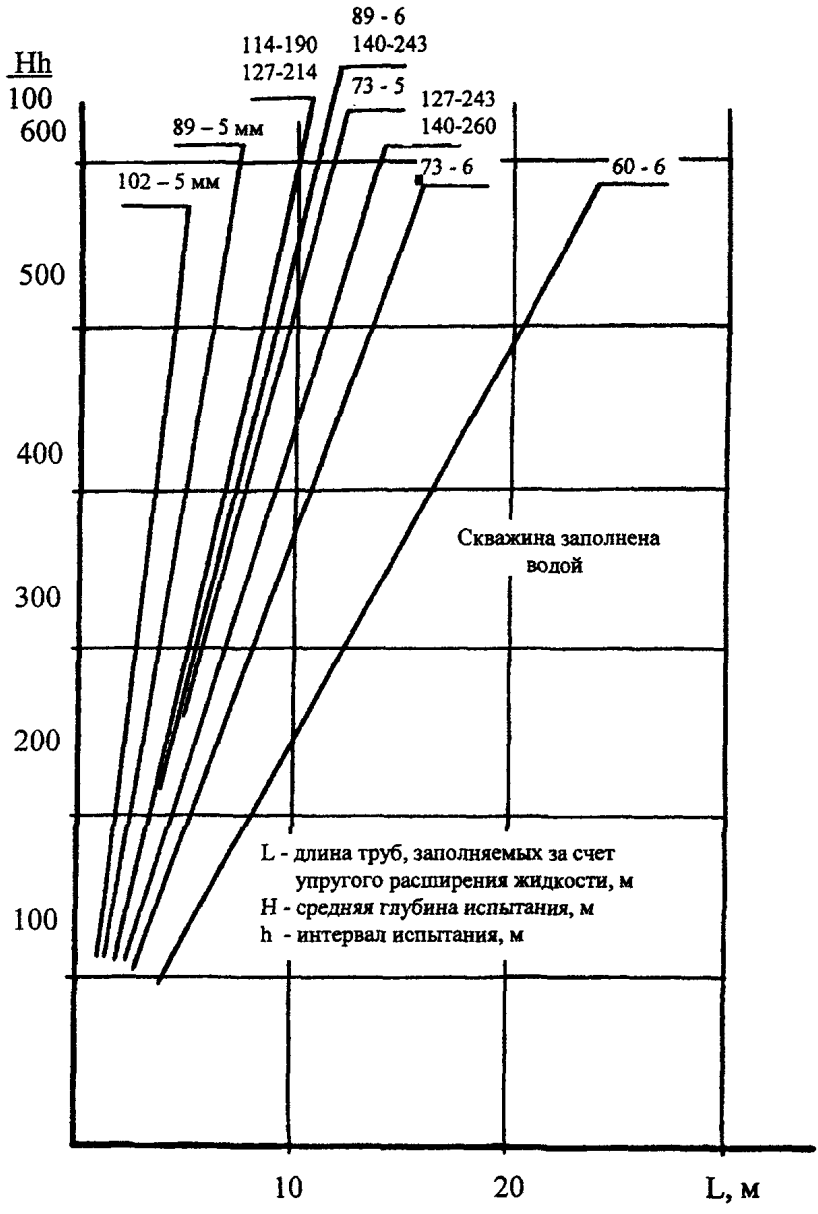


Рисунок 2.2.4 Определение упругого расширения пластовой жидкости

Продолжение приложения Е

Таблица 2.5

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки труб, м	Объем 1 пог.м внутритрубного пространства бурильных труб, $дм^3$
	Утяжеленные бурильные трубы	
203	51,5	7,9
178	44	6,4
146	36	4,3
	Стальные бурильные трубы	
168	9	17,7
168	10	17,3
140	8	12,0
140	9	11,6
140	10	11,3
127	7	10,0
127	8	9,7
127	9	9,4
127	10	9,0
114	7	7,8
114	8	7,6
114	9	7,3
114	10	7,0
114	11	6,7
102	7	6,0
102	8	5,8
102	9	5,5
102	10	5,2

Продолжение приложения Е

Таблица 2.6

Диаметр обсадной трубы, мм	Толщина стенки труб, мм	Объем 1 пог.м внутритрубного пространства обсадных труб, $дм^3$
168	8	18,2
168	9	17,7
168	10	17,3
168	11	16,8
168	12	16,3
146	7	13,7
146	8	13,3
146	9	12,9
146	10	12,5
146	11	12,1
140	7	12,4
140	8	12,0
140	9	11,6
140	10	11,4
140	11	11,0
127	7	10,0
127	8	9,7
127	9	9,3
114	7	7,9
114	8	7,6
114	9	7,3

Продолжение приложения Е

УТВЕРЖДАЮ
Главный геолог
Производителя работ

"___"_____200 г.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ
по результатам обработки данных исследования скважин ИПТ

Скважина
Площадь
Категория скважины Интервал испытания м
Состояние скважины
Время после вскрытия пласта сут Номер спуска
Диаметр скв. в инт. испыт. 216.00мм Дата испытания
Внутренний диаметр труб 108.00мм Тип испытателя
Возраст пород Нач. отряда
Литология Нач. партии

	1 цикл	2 цикл	3 цикл
Продолжительность притока, мин	5,5	89,5	
Продолжительность восстановления давления, мин	59,5	31,5	

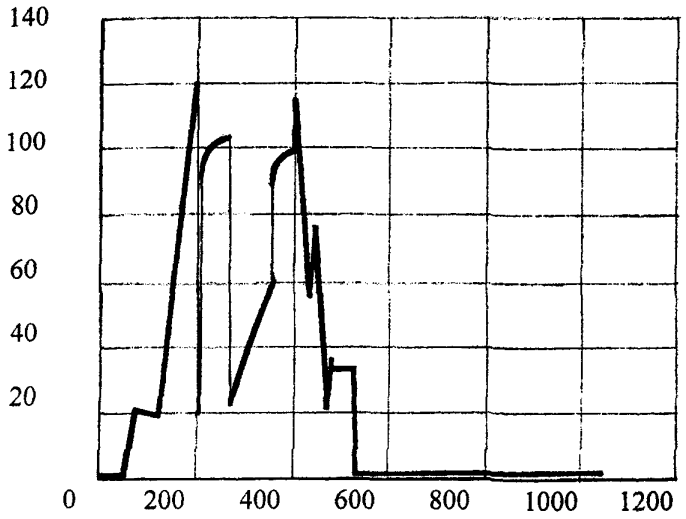
ТАБЛИЦА ВЫСОТ И ПЛОТНОСТЕЙ ЖИДКОСТЕЙ

Жидкость	Высота, м	Плотность, г/см^3
Долитая в трубы	100	1.00
Поднятая нефть		
Поднятая пласт. вода		
Поднятая смесь	460	1.00
Поднятый фильтрат		
Поднятый буровой раствор		

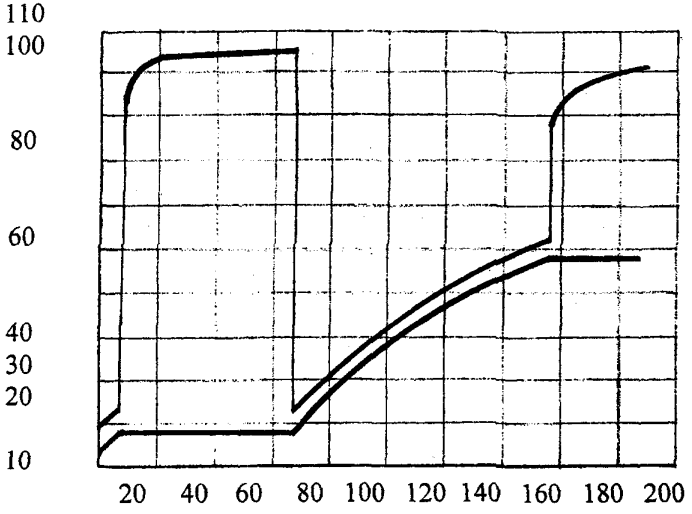
ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПО ЦИКЛАМ

Параметр	Ед. изм.	Цикл 1	Цикл 2	Цикл 3
Пласт. давление по КВД	МПа	10,758	10,661	
Пласт. давление по притоку	МПа	10,758	10,661	
Коэфф. гидропроводности				
- удаленной зоны (по КВД)		11,60	9,85	
- призабойной зоны (по притоку)		8,43	8,12	
- призабойной зоны (по высотам)		7,52	9,95	
Средний фактический дебит	м^3/сут	100,74	56,38	
Сред.депрессия на притоке	МПа	8,596	6,305	

Продолжение приложения Е



Исходные данные, зарегистрированные цифровыми манометрами и импортированные в БД системы.



Редактированные данные зондирования по скважине.
Число циклов испытания 2,0.

Продолжение приложения Е

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПЛАСТА

Параметр	Ед.измер	Значение	Абсол. погр.	Отн.погр. %
Пластовое давление	МПа	10,724	1,44	1,35
Коэфф.гидропроводности				
- удаленной зоны		10, 99	1,06	9,64
- призабойной зоны		8,13		
Коэфф.призаб.закупорки		1,35		
Коэфф.продукт.пласта				
- ожидаемый	$м^3$/сут МПа	5,7		
- потенциальный	$м^3$/сут МПа	7,7		
- при данном испытании	$м^3$/сут МПа	9,4		
Дебит				
- ожидаемый	$м^3$/сут	36,54		
- потенциальный	$м^3$/сут	49,37		
- при данном испытании	$м^3$/сут	60,33		
Средняя депрессия за испытание	МПа	6,438		

ПРИМЕЧАНИЕ

Ожидаемый коэффициент продуктивности и дебит подсчитаны по гидропроводности ближней зоны на 10 суток эксплуатации.

Потенциальный коэффициент продуктивности подсчитан по гидропроводности удаленной зоны.

Дебит ожидаемый и потенциальный подсчитаны для средней депрессии.

Дебит при испытании - средний дебит за все открытые периоды испытания.

Методика обработки БашГосУниверситета

Состав использованных данных	*1 цикл*	*2 цикл*	*3 цикл*
Кривая притока по верхнему манометру	+	+	
Кривая притока по нижнему манометру	+	+	
КВД по нижнему манометру	+	+	

Инженер-интерпретатор

Дата обработки

Приложение Ж
(обязательное)

Определяющие признаки обработки данных ИПТ	Критерии достоверности информации
Признак 1 Обнаружение коллекторов	
1.1 Коллектор имеется	
1.1.1 Получены явные (очевидные) признаки коллектора (фонтан, объем и дебит притока, представительные пробы пластового флюида, зафиксирован приток по манометрам в трубах и под фильтром).	Признаки не вызывают сомнения
1.1.2 Приток в трубы отсутствует. Зафиксирована полная интерпретируемая КВД	1, 2
1.1.3 Информация об объеме, содержании притока и по диаграммам манометров отсутствует. На притоке наблюдается активное проявление пласта. При этом уровень жидкости в затрубном пространстве в поле зрения на устье скважины.	3
1.1.4 В период регистрации КВД манометром под фильтром записана кривая падения давления	4
1.2 Интервал испытания практически "сухой"	
1.2.1 В период регистрации КВД давление не восстанавливается	5, 6, 7, 8
1.2.2 Зафиксирована замедленная КВД	2, 5, 7, 8
1.2.3 Приток отсутствует, КВД не регистрировалась	5, 6, 7
1.2.4 Дебит притока не более 0,1 $м^3$/ч. КВД зафиксирована	2, 5, 7, 9
Признак 2 Обнаружение нефтегазонасыщения в коллекторе	
2.1 Нефтегазонасыщение имеется	
2.1.1 Приток углеводородов по условиям, объему, химическому составу однозначно приурочен к объекту испытания	Признаки не вызывают сомнения
2.1.2 Нефть, газ в притоке не обнаружены, но по давлению в пробоотборнике установлено наличие газа	Признаки требуют дополнительного подтверждения
Газ в притоке отсутствует, нефть в виде пленок и капель	10, 11
2.2Нефтегазонасыщение отсутствует в коллекторе	
2.2.1 Получен приток пластовой воды без нефти и свободного газа	5, 11, 12

Продолжение приложения Ж

Определяющие признаки обработки данных ИПТ	Критерии достоверности информации
Признак 3. Оценка промышленной значимости коллектора	
3.1. Нефтенасыщение промышленного значения	
3.1.1. Приток нефти, нефти с водой, со свободным газом или без газа. Дебит нефти свободный ≥ 100 м^3/сут	Признаки не вызывают сомнения
3.1.2. Приток нефти, нефти с водой, с газом и без него. Дебит нефти свободный ≤ 10 м^3/сут.	13, 14
3.2. Газонасыщение промышленного значения	
3.2.1. Приток газа, с водой или без воды, с нефтью или без нефти. Свободный дебит газа ≥ 1000 м^3/сут	Признаки не вызывают сомнения
3.2.2. Приток газа, газа с непромышленной нефтью, с водой или без воды. Дебит газа имеет промышленное значение	15
3.3. Нефтенасыщение не имеет промышленного значения	
3.3.1. Приток нефти, нефти с водой. Общий дебит жидкой фазы (в пересчете на дебит нефти) ниже промышленного значения	5, 7, 9, 13
3.3.2. Приток нефти с водой. Общий дебит притока жидкости ≥ 10 м^3/сут. Наличие нефти в виде капель, пленок обнаружено по составу газа.	5, 7, 9, 13
3.4. Газонасыщение не имеет промышленного значения	
3.4.1. Приток газа, с каплями нефти, с водой или без воды. Свободный дебит газа ≤ 1000 м^3/сут	5, 7, 9, 11, 13
3.4.2. Приток газа, с каплями нефти, с водой или без воды. Свободный дебит газа ≤ 500 м^3/сут	5, 7, 9, 13, 15

Приложение 3
(информационное)

Основные и производные единицы СИ и соответствующие единицы других систем

Наименование и размерность величины	Единицы				Соотношение с другими единицами
	наименование	обозначение	Наименование	Обозначение	
Длина, L	метр	м	-	-	-
Масса, M	килограмм	кг	тонна	т	$1т=1\cdot10^3$ кг
Время, T	секунда	с	минута*	мин	1мин=60 с
			час*	ч	$1ч=3,6\cdot10^3$ с
			сутки*	сут	$1сут=8,64\cdot10^4$с
Термодинамич. температура	кельвин	К	градус Цельсия	° С	1°К=1°С (по размеру)
Площадь, L^2	квадратный метр	$м^2$	гектар**	га	$1га=1\cdot10^4м^2$
Объем, вместимость, L^3	кубический метр	$м^3$	литр*	л	$1л=1\cdot10^{-3}м^3$
Скорость линейная, LT^{-1}	метр в секунду	м/с	-	-	1км/ч= 0,27778м/с***
Плотность ML^{-3}	Килограмм на кубический метр	$кг/м^3$	-	-	
Удельный вес $L^{-2}MT^{-2}$	ньютон на кубический метр	$Н/м^3$			$1дин/см^3=$ $10\ Н/м^3$***
Удельный объем L^3M^{-1}	кубический метр на килограмм	$м^3кг$			Величина обратная плотности
Газожидкостный фактор	кубический метр на кубич. метр	$м^3/м^3$			
Сила, вес, LMT^{-2}	ньютон	Н			$1Н=1кг/м/с^2$ $1дин=1\cdot10^{-5}Н$*** $1кгс=9,80665Н$***
Импульс силы LMT^{-1}	ньютон-секунда	Н с			$1дин\ с=10^{-5}Н\ с$***
Давление, механическое напряжение, модуль упругости модуль сдвига, $L^{-1}MT^{-2}$	паскаль	Па ($Н/м^2$)			$1Па=1Н/м^2$ $1кгс/см^2=$ =(1техн.атм)= $9,80665\ 10^4$Па***
Поверхностное натяжение, MT^{-2}	ньютон на метр	Н/м			$1дин/см=1\ 10^{-3}$ Н/м*** 1кгс/м=9,80665Н/м***
Кинематическая вязкость, L^2T^{-1}	квадратный метр на секунду	$м^2/с$			$1Стокс=1\ 10^{-4}м^2/с$
Проницаемость пористых сред	квадратный метр	$м^2$			1 Дарси =1,01972 10 $м^2$***

---

* 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.

УДК 622.244.6 П 67 ОКС ТУ

Ключевые слова: комплексы оборудования, компоновки ИПТ, манометры, устье скважины, открытый ствол, обсадная колонна, режим испытания, диаграммы давления, параметры пласта, обработка КП и КВД, нормативно-техническая документация по испытанию.

Руководитель – Генеральный директор ОАО НФП «Геофизика» В.В. Лаптев.

Зав.отделом стандартизации и унификации Ю.В. Гумилевский.

Исполнитель – зав. отделением техники и технологии испытания пластов Р.С. Латыпов.

Компьютерный набор Г.Г. Городничина

Ответственный за выпуск: М.В. Семенова

Подготовлено к печати ОАО НПФ «Геофизика».
Лицензия № 181 от 28.02.2000 г.
Адрес: 450005, г. Уфа, ул. 8 Марта, 12.

Отпечатано в типографии НИИБЖД РБ.
Адрес: 450005, г.Уфа, ул.8 Марта 12/1.

Подписано в печать 06.03.2001 г. Формат 60 x 84 $^{1}/_{16}$.
Бумага офс. Гарнитура Таймс. Печать методом ризографии.
Усл.печ.л. 7,7. Уч.изд.л. 8,1. Тираж 1200 экз. Заказ. 01-20.

ISBN 5-901472-02-0

gost.e-ecolog.ru