ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 53240— 2008

СКВАЖИНЫ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫЕ НЕФТЯНЫЕ И ГАЗОВЫЕ

Правила проведения испытаний

Издание официальное

БЗ 3—2009/24

Москва
Стандартинформ
2009

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения национальных стандартов Российской Федерации — ГОСТ Р 1.0—2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Основные положения»

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН ООО «Научно-исследовательский и проектный институт мониторинга природных ресурсов Российской академии естественных наук» (ООО «НИПИ МПРР») с участием специалистов ОАО НПП «ГЕРС», НПП «Тверьгеофизика», Тюменского государственного нефтегазового университета

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 431 «Геологическое изучение, использование и охрана недр»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 25 декабря 2008 г. № 777-ст

4 В настоящем стандарте реализованы нормы Федерального закона от 21 февраля 1992 № 2395-I «О недрах» в части полноты геологического изучения, рационального использования и охраны недр с учетом требований Федерального закона от 21 июля 1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» в части безопасного ведения работ, связанных с пользованием недр и Федерального закона от 26 июня 2008 года № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодно издаваемом информационном указателе «Национальные стандарты», а текст изменений и поправок — в ежемесячно издаваемых информационных указателях «Национальные стандарты». В случаях пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ежемесячно издаваемом информационном указателе «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет

© Стандартинформ, 2009

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Сокращения 1
3 общие положения 1
4 Организация работ 3
5 Выбор объекта испытания 4
6 Подготовка ствола скважины и наземного оборудования к проведению испытания 4
7 Выбор и подготовка испытательного оборудования 6
8 Проведение технологической операции по испытанию скважины приборами на трубах 6
9 Контроль работы испытательного инструмента и оценка качества выполненного испытания 7
10 Испытание пластов приборами на кабеле 8
11 Основные требования к обработке материалов испытаний и оформлению результатов 10
12 Правила безопасности при проведении работ по испытанию скважин 12
13 Предупреждение осложнений при испытании скважины и охрана окружающей среды 13
Приложение А (обязательное) Заявка на испытание скважины 16
Приложение Б (обязательное) Форма плана работ по испытанию пласта 17
Приложение В (обязательное) Акт готовности скважины к проведению испытания пласта 19
Приложение Г (обязательное) Акт испытания скважины испытателем пластов на трубах 20
Приложение Д (справочное) Заключение по результатам испытания испытателем пластов на трубах 22
Приложение Е (справочное) Акт о выполнении работ аппаратурой испытания пластов приборами на кабеле 24
Библиография 26

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

СКВАЖИНЫ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫЕ НЕФТЯНЫЕ И ГАЗОВЫЕ

Правила проведения испытаний

Oil and gas exploratory wells. Rules of testing

Дата введения — 2010—01—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает методические, технические и технологические правила проведения испытаний нефтяных и газовых поисково-разведочных скважин, основные правила организации работ, подготовки скважин, требования к аппаратуре и оборудованию, правила безопасности при производстве работ.

Настоящий стандарт распространяется на испытания скважин приборами на трубах и кабеле.

2 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

ГДК — гидродинамический каротаж;
ГИРС — геофизические исследования и работы в скважинах;
ГТН — геолого-технический наряд;
ЗПК — запорно-поворотный клапан;
ИПК — испытатель пластов на кабеле;
ИПТ — испытатель пластов на трубах;
КВД — кривая восстановления давления;
НКТ — насосно-компрессорные трубы;
ОПК — опробование пластов;
УБТ — утяжеленная буровая труба;
УЭС — удельное электрическое сопротивление.

3 Общие положения

3.1 Испытание поисковых и разведочных скважин является обязательным элементом комплексного изучения вскрываемого стратиграфического разреза при ведении геолого-поисковых работ на нефть и газ.

3.2 Испытание скважин в зависимости от стадии поисково-разведочных работ и особенностей объекта испытаний проводят для решения следующих геолого-промысловых задач:

- определения флюидонасыщенности горных пород-коллекторов;
- определения пластовых давлений и гидродинамических параметров пластов;
- изучения закономерностей изменения коллекторских свойств пласта в прискважинной и удаленной зонах;
- оценки начальных дебитов нефти, газа, пластовой воды;
- оценки запасов и потенциальных возможностей изучаемых горизонтов;

Издание официальное

- определения границ интервалов с разной флюидонасыщенностью во вскрытом стратиграфическом разрезе.

3.3 При испытании изучаемый объект включается во временную эксплуатацию при обязательном регулировании и контроле отбора пластового флюида с измерением давления на устье и на забое скважины.

Отработка пласта на разных режимах чередуется с периодическими прекращениями отбора жидкости или газа для регистрации восстановления давления в пласте.

3.4 К режимам испытания относятся:

- депрессия на пласт (разность между начальным пластовым давлением и давлением на забое скважины при отборе флюида);
- продолжительность отбора флюида из пласта;
- продолжительность закрытия скважины для регистрации восстановления давления;
- количество циклов «приток-восстановление давления»;
- соотношение между дебитом и депрессией на пласт;
- соотношение между депрессией на пласт при испытании и превышением гидростатического давления бурового раствора или иной жидкости в скважине над пластовым давлением.

3.5 В комплекс гидродинамических параметров, определяемых при испытании, входят:

- начальное пластовое давление;
- коэффициент продуктивности h, определяемый по формуле

$$h = \frac{Q}{\Delta P}, \qquad (1)$$

где Q — дебит флюида;

ΔP — средняя депрессия, действующая на пласт;

- коэффициент гидропроводности пласта ε, определяемый по формуле

$$\varepsilon = \frac{k}{\mu} h_{эф.раб}, \qquad (2)$$

где k — проницаемость пласта;

μ — динамическая вязкость пластового флюида в забойных условиях;

$h_{эф.раб}$ — эффективная работающая толщина пласта;

- коэффициент снижения проницаемости прискважинной зоны пласта (скин-эффект);
- радиус исследования пласта;
- коэффициенты объемной упругости флюида и вмещающих пород.

3.6 Испытания пластов проводят как в процессе бурения скважин в открытом стволе, так и после окончания бурения и спуска эксплуатационных колонн. Для технического обеспечения испытаний используют специальное оборудование:

- испытатели пластов, спускаемые в скважину на бурильных или насосно-компрессорных трубах;
- испытатели пластов, спускаемые в скважину на каротажном кабеле;
- эжекторные многофункциональные испытатели пластов.

3.7 При исследованиях с применением ИПТ в открытом стволе регистрируют непрерывную кривую изменения давления на забое в процессе притока и кривую восстановления давления (КВД). Технология позволяет получать данные о скин-факторе и других свойствах околоскважинной области пласта (в радиусе 3—30 м в зависимости от проницаемости отложений).

3.8 Исследования с применением ИПТ в колонне проводят по аналогичной технологии, но вызов притока рекомендуется осуществлять путем длительного (не менее продолжительности цикла закрытия на КВД) отбора флюида с поддержанием постоянного забойного давления с помощью свабирования. При этом депрессия должна составлять не менее 50 % депрессии технологического режима.

3.9 Исследования с помощью стандартного испытателя пластов на кабеле ИПК не отличаются от рассмотренных выше по технологии проведения измерений. Они используются для оценки фильтрационно-емкостных свойств отдельных изолированных прослоев с возможным отбором глубинных проб пластового флюида.

Примечание — Следует учитывать, что при малом объеме измерительных камер уменьшается время исследований, что ограничивает радиус исследований прискважинной зоной (0,1—3 м).

Для оценки вертикальной и латеральной анизотропии проницаемости исследуемого пласта рекомендуется использовать модификации испытателя пластов на кабеле для открытого ствола, оснащенные мультизондовой измерительной системой.

Для определения параметров пласта в интервалах, не вскрытых перфорацией, рекомендуется использовать динамический испытатель пластов для обсаженного ствола. При испытании пласта осуществляется сверление обсадной колонны и цементного камня, а после завершения испытания — герметизация высверленного отверстия.

4 Организация работ

4.1 Недропользователи, имеющие лицензию государственных органов, применяют различные организационно-правовые формы взаимоотношений при проведении испытаний скважин с субъектами предпринимательской деятельности (далее — производители работ).

4.2 Недропользователь уведомляет производителя работ о необходимости проведения испытаний заявкой на испытание скважины, в которой указывают цели и задачи, состояние и геолого-технические характеристики скважины и объекта испытания (приложение А).

4.3 На основании поданной заявки представители производителя работ и недропользователя составляют план работ по испытанию (приложение Б), который согласует руководитель производителя работ и утверждают технический и геологический руководители недропользователя. Утвержденный план по испытанию передают производителю работ, а 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.

Ответственным руководителем за соблюдение технико-технологических требований и качество работ при испытании скважины является представитель производителя работ — начальник партии, мастер по испытанию скважин.

4.5 Недропользователь обязан обеспечить:

- подготовку скважины, бурильного инструмента, насосно-компрессорных труб, бурового и силового оборудования, противовыбросового устройства;
- обвязку и опрессовку устьевой головки согласно утвержденной схеме;
- контроль активности притока флюида в трубы и уровня жидкости в затрубном пространстве в процессе испытания;
- выполнение буровой бригадой или бригадой капитального ремонта необходимых работ с пластоиспытательным оборудованием на скважине (разгрузка, сборка, спуск, испытание, подъем, разборка, погрузка).

4.6 Производитель работ обязан обеспечить:

- исправные технические средства для испытания скважины (испытатели пластов, контрольно-измерительные приборы);
- кран высокого давления для устьевой обвязки;
- транспорт для перевозки оборудования и работников партии.

4.7 Перед проведением работ по испытанию скважины недропользователь обязан провести геофизические исследования и все необходимые измерения геометрических параметров ствола скважины в соответствии с действующими руководящими документами и инструкциями.

4.8 Готовность буровой установки и скважины к испытанию оформляют актом (приложение В) за подписями бурового мастера (мастера по капитальному ремонту) и геолога.

Акт готовности скважины к проведению испытания пласта передают представителю производителя работ перед началом работ на скважине.

Производитель работ обязан удостовериться в надлежащей подготовке скважины к испытанию и в случае выполнения всех оговоренных требований подписать акт и приступить к работе.

4.9 Испытание скважины запрещают в случае:

- неисправности бурового подъемного оборудования, инструмента;
- отсутствия противовыбросового устройства или его неисправности;
- самопроизвольного притока из 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 представителя недропользователя, указанного в плане работ по испытанию скважины.

4.10 Перед началом работ по испытанию скважины проводят инструктаж вахты с повторением его для каждой вновь заступающей вахты.

4.11 По результатам испытания (независимо от полученной при этом информации) начальник партии по испытанию составляет акт о проведенных работах на скважине, который подписывают буровой мастер (мастер по капитальному ремонту) и представитель недропользователя (приложение Г). В акте дается предварительное заключение о результатах испытания.

4.12 Окончательное заключение по материалам испытания производитель работ выдает недропользователю в трехдневный срок после окончания работ на скважине и возвращения партии на базу (приложение Д).

4.13 Документация по испытанию скважин передается недропользователем в банк данных для дальнейшего использования при геологическом изучении недр, при региональных геолого-геофизических исследованиях и разработке нефтегазовых месторождений.

5 Выбор объекта испытания

5.1 Выбор объекта испытания осуществляет геологическая служба недропользователя на основании всей информации по данному региону, рекомендаций по результатам геолого-технологических и геофизических исследований, выполненных в процессе бурения скважины, по результатам проведения промыслово-геофизических работ в открытом стволе скважины.

5.2 К испытанию в процессе бурения рекомендуются горизонты, которые оцениваются как продуктивные или возможно продуктивные, по:

- нефтегазопроявлениям, наблюдаемым у устья скважины при циркуляции бурового раствора;
- насыщению нефтью образцов разбуриваемых пород (керна или шлама);
- содержанию углеводородных газов в буровом растворе (газокаротаж);
- результатам люминесцентного битуминологического анализа промывочной жидкости или шлама.

К испытанию в процессе бурения должны рекомендоваться не только нефтегазонасыщенные пласты, но и водоносные объекты для оценки возможности использования пластовых вод при заводнении нефтяных залежей.

5.3 Пласты с различным характером насыщения (газ, нефть, вода), обнаруженные во вскрытом интервале, должны испытываться с селективным разобщением каждого пласта.

5.4 В скважинах, обсаженных эксплуатационными колоннами, объектами исследования с использованием спускаемых на трубах испытателей пластов являются перфорированные интервалы. В них работы проводят со следующими целями:

- освоения объектов;
- интенсификации добычи нефти посредством депрессионного и гидроимпульсного воздействия на пласт;
- оценки качества цементирования скважины;
- проведения длительных отборов пластового флюида путем пуска скважины в кратковременную эксплуатацию.

6 Подготовка ствола скважины и наземного оборудования к проведению испытания

6.1 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.

6.2 Характеристики бурового раствора должны соответствовать указанным в геолого-технологическом наряде и обеспечивать безаварийное нахождение ИПТ на забое в процессе испытания скважины (не менее 3—4 ч).

6.3 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.

6.4 Буровое подъемное оборудование должно иметь достаточную приводную мощность для выполнения всех технологических операций: спуска, подъема, вращения и возвратно-поступательного движения инструмента в скважине.

6.5 Обвязка буровых насосов должна обеспечивать перекачку бурового раствора из запасных емкостей в доливную емкость для заполнения труб и затрубного пространства скважины. Циркуляцион-

ная система должна позволять выполнять полную очистку и дегазацию раствора через вибросито и гидроциклоны.

6.6 Колонна бурильных труб должна быть рассчитана на прочность от смятия избыточным наружным давлением с коэффициентом $K = 1,3$ для стальных труб и $K = 1,5$ для труб из алюминиевого сплава (Д 16Т).

6.7 Перед спуском ИПТ должны быть проверены и обеспечены исправность спускоподъемного оборудования (вышки талевой системы, лебедки, индикатора веса), системы гидравлической обвязки и противопожарного оборудования, освещения, дегазации притока, долива скважины и наличие регламентированного объема раствора и химических реагентов.

Должны быть проверены на соответствие и целостность резьбовые соединения, обеспечивающие при спускоподъемных операциях герметичность бурильных труб и НКТ.

6.8 Буровая скважина должна иметь подъездные пути, обеспечивающие беспрепятственный подъезд к приемным мосткам лаборатории по испытанию пластов и транспорта 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.

6.9 Устьевое оборудование включает противовыбросовое оборудование 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.

6.10 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;
- движение инструмента в скважине при герметизированном устье.

6.11 Схема обвязки устья скважины и тип превентора должны соответствовать требованиям, предусмотренным в техническом проекте и геолого-техническом наряде на строительство скважины.

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

6.12 Специальное устьевое оборудование — 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.

6.13 Дополнительный трубопровод от крестовины выводят из-под пола буровой установки и заканчивают 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.

6.14 В начале спуска ИПТ в скважину устьевую головку с манифольдом опрессовывают 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 притока жидкости из пласта по выходу воздуха из шланга, опущенного под уровень воды в емкость.

6.15 Применяемые схемы обвязки должны быть согласованы для конкретной площади с уполномоченными органами исполнительной власти.

7 Выбор и подготовка испытательного оборудования

7.1 Комплексы ИПТ и их компоновки подбирают в зависимости от следующих факторов:

- условий и режимных задач, указанных в плане работ;
- диаметра и глубины скважины;
- испытаний в открытом стволе или обсадной колонне;
- опоры на забой или упора 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;
- безопасный замок;
- пробоотборник;
- гидравлический ясс;
- патрубок с манометром;
- испытатель пластов;
- запорный клапан;
- компенсатор;
- циркуляционный клапан или сливной клапан;
- бурильные (насосно-компрессорные) трубы;
- устьевая головка.

Конструктивные особенности комплексов описаны в соответствующих руководствах по эксплуатации.

7.2 Подготовку комплексов ИПТ проводят на базе производственного обслуживания производителя работ с соблюдением требований, изложенных в технических описаниях и руководствах по эксплуатации ИПТ.

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

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

7.4 Скважинные манометры готовят к работе согласно руководству по эксплуатации приборов. Количество глубинных манометров и места их установки в компоновке ИПТ выбирают согласно принятой технологической схеме испытания объектов.

8 Проведение технологической операции по испытанию скважины приборами на трубах

8.1 Технологическую операцию по испытанию скважины проводят в соответствии с планом работ и технологической инструкцией [1]. Продолжительность испытания в открытом стволе планируется с учетом времени безопасного пребывания испытательного инструмента на забое скважины.

Технологические схемы предусматривают одно-, двух- и многоцикловые отборы пластового флюида из пласта и закрытия скважины для регистрации восстановления пластового давления.

8.2 Режимы испытания устанавливает геологическая служба недропользователя, согласовывает с производителем работ и фиксирует в плане работ по испытанию.

В зависимости от фактического проявления пласта в ходе испытания (интенсивный приток или отсутствие видимого проявления пласта) начальнику партии (отряда) по испытанию разрешается изменять время открытых и закрытых периодов по согласованию с представителем недропользователя, присутствующим на скважине.

Общая продолжительность открытых периодов исследования должна обеспечивать получение пластового флюида в объеме, достаточном для однозначной оценки насыщенности коллектора, регистрации качественных кривых притока и восстановление давления.

8.3 При испытании слабопроницаемых пластов с целью точного учета подтоков скважинной жидкости в трубы из-за частичной негерметичности бурильных или насосно-компрессорных труб и оценки состава пластовой жидкости необходимо применять до и после вызова притока прибор типа гамма-плотномера.

Во время всего испытания необходимо непрерывно контролировать уровень жидкости в затрубном пространстве.

8.4 При активном проявлении пласта допускается кратковременный перелив буферной жидкости через устьевую обвязку для последующей оценки возможностей пласта.

9 Контроль работы испытательного инструмента и оценка качества выполненного испытания

9.1 При спуске ИПТ необходимо непрерывно контролировать положение уровня жидкости в кольцевом пространстве. Скважина всегда должна быть заполнена до устья.

9.2 При спуске ИПТ необходимо периодически осуществлять контроль герметичности спускаемого комплекса по действующим нормативным документам.

9.3 Необходимо непрерывно контролировать все осевые нагрузки при спуске и подъеме оборудования и осуществлении технологических операций с забойными клапанами.

9.4 После открытия клапана ИПТ следует 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.

9.5 В случае притока газа, нефти или пластовой жидкости с высоким содержанием газа следует 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, измерить объем жидкости, поступившей из пласта в трубы, отобрать пробы жидкости для химического анализа;
- во время циркуляции выровнять параметры жидкости в трубах и затрубном пространстве;
- обеспечить подъем инструмента со скоростью, предотвращающей вызов притока из пласта;
- при подъеме инструмента необходимо непрерывно доливать затрубное пространство скважины.

9.6 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:

- испытание технически качественное (завершенное), если оно проведено без аварий и осложнений и 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.

9.7 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 и кривой восстановления давления;
- на диаграммах манометров, установленных в трубах над ИПТ, однозначно оценивается герметичность бурильных труб, НКТ и узлов ИПТ;
- на диаграммах манометров, установленных под фильтром, в фильтре и в устройстве для измерения затрубного давления, зафиксированы герметичная пакеровка, открытие клапана ИПТ, закрытие ЗПК и постоянное давление в затрубном пространстве.

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

9.9 При отсутствии очевидных признаков притока критерием завершенности испытания может служить наличие качественных диаграмм скважинных манометров, на которых зарегистрирован процесс испытания объекта.

10 Испытание пластов приборами на кабеле

10.1 Испытания пластов приборами на кабеле включают две операции:

- гидродинамический каротаж — измерение пластового и гидростатического давления и последующий расчет коэффициентов гидропроводности пород в точках измерения;
- опробование пластов — отбор и подъем герметизированных проб пластовых флюидов.

Испытания выполняют с помощью одной и той же аппаратуры, содержащей скважинный прибор и наземный пульт управления.

Скважинный прибор выполняет следующие операции:

- изоляцию исследуемого участка ствола скважины путем прижатия к стенке герметизирующего резинового башмака;
- вызов притока жидкости и газа из коллектора за счет перепада давления между пластом и емкостью прибора;
- измерение давления в полости стока прибора;
- герметизацию и подъем на поверхность отобранной пробы.

Прибор должен содержать взаимозаменяемые узлы опробования и испытания, а также от одного до трех баллонов, емкостью 6 $дм^3$ каждый, для утилизации пробы (пробосборник). Сменными являются датчик давления, который подбирают на предельную величину ожидаемого давления в скважине, и герметизирующий башмак двух типоразмеров для скважин различного диаметра.

10.2 Испытания проводят после комплекса ГИРС для исключения неоднозначной геологической интерпретации данных комплекса ГИРС в пластах с низкими фильтрационно-емкостными свойствами для определения межфлюидных контактов и пластовых давлений в продуктивных пластах.

10.3 Благоприятные условия для проведения испытаний существуют в вертикальных и слабонаклонных скважинах диаметром от 146 до 280 мм при температуре до 120 °С и давлении от 8,5 до 80 МПа против пластов с тонкой глинистой коркой и постоянным диаметром скважины.

10.4 Испытания не проводят в горизонтальных и наклонных (с наклоном более 40°) скважинах, а также в интервалах ствола, препятствующих плотному прилеганию башмака к стенке скважины вследствие образования толстых глинистых или шламовых корок, волнистой поверхности и трещиноватости стенок скважины.

10.5 Выбор интервалов и глубин испытаний зависит от решаемых геологических задач и особенностей строения геологического объекта:

- для выделения коллекторов методом ГДК исследуют весь предполагаемый коллектор от подошвы до кровли с шагом от 0,2 до 1,0 м в зависимости от его толщины. Коллекторы выделяют по наличию притоков из исследованных участков пласта;
- для установления граничных значений геофизических параметров, необходимых для выделения коллекторов по количественным критериям, в интервал испытаний включают участки пласта, характеризующиеся различными геофизическими характеристиками, в том числе заведомо непроницаемые участки, и проводят их испытания из расчета не менее трех точек на участок. Сопоставляя характеристики ГИРС с результатами испытаний, устанавливают граничные значения геофизических параметров;
- измерения пластового давления при наличии зон аномально высокого или аномально низкого пластового давления в одновременно эксплуатируемых многопластовых залежах, при неравномерной выработке запасов с применением систем заводнения и прорывах нагнетаемых вод, выполняют в пределах всех проницаемых интервалов последовательно снизу вверх.

10.6 Для оценки характера насыщенности коллекторов толщиной более четырех метров пласт исследуют первоначально в режиме ГДК с шагом 0,5—1,0 м от подошвы к кровле.

Далее среди исследованных участков выбирают наиболее проницаемые, по одному в подошвенной, кровельной и центральной частях пласта.

После этого в режиме ОПК испытывают участок в подошвенной части пласта. Если из него получена проба нефти или газа без признаков пластовой воды, то пласт считают продуктивным.

При наличии в пробе пластовой воды последующим спуском опробуют кровельную часть пласта. Если при этом будет установлено наличие пластовой воды, то пласт считают водоносным. Если в кровельной части пласта получены нефть или газ, а в подошвенной — вода, то последующими опробованиями в переходной зоне уточняют положение межфлюидного контакта.

При определении межфлюидного контакта первоначально устанавливают его положение по данным ГИРС или с использованием другой информации (например по гипсометрическому положению контакта и кровли пласта). Первая точка испытания должна соответствовать глубине предполагаемого контакта. Если получена проба нефти или газа, то следующую точку ОПК намечают на 2 м ниже; если в пробе присутствует вода, то на 2 м выше. Если в новой точке испытания смена флюида не наблюдается, то процедуру повторяют снова с интервалом 2 м до смены флюида или до получения смеси воды и углеводородов. Определение положения контакта, когда расстояние между участками с разным характером насыщенности составляет менее 2 м, проводят последующими опробованиями снизу вверх с шагом 0,5 м до первого появления в пробе углеводородов.

Определение проницаемости в точках пласта, исследованных методом ГДК, осуществляют по зарегистрированным кривым давления. Если по результатам исследований изменения давления не зарегистрированы, участок считается непроницаемым. При отсутствии сведений о вязкости флюида вычисляют параметр подвижности флюида в пласте.

10.7 Первичную калибровку преобразователей давления проводит изготовитель аппаратуры с помощью аттестованных измерительных приборов в термобарокамере при заданных термобарических режимах.

Периодическую калибровку проводят каждые два года с помощью тех же технических средств.

Полевую калибровку датчика давления не проводят. Ориентировочно работоспособность датчика проверяют по измеренным в скважине значениям гидростатического давления.

10.8 Подготовительные работы к исследованиям проводят в стационарных условиях в закрытом помещении, приспособленном для работ с горюче-смазочными материалами.

Перед выездом на скважину проводят разборку прибора и проверку его узлов и деталей для выявления возможных механических повреждений и свободного перемещения подвижных деталей. Проверенные детали подготавливают к сборке согласно руководству по эксплуатации прибора и технической инструкции [2].

При сборке применяют комплекты сменных деталей, соответствующие глубине и диаметру скважины, где будут проводиться работы: для скважин диаметром более 190 мм резиновый башмак прибора имеет радиус кривизны лицевой поверхности 100 мм, для скважин меньшего диаметра — 75 мм.

Проверку работы прибора проводят на стенде путем включения электродвигателя на открытие прижимной лапы до срабатывания концевого выключателя.

10.9 Для обеспечения достоверности и качества материалов испытаний в скважине проводят в обязательном порядке перечисленные ниже регламентные работы.

10.9.1 Регистрацию нуль-сигнала и стандарт-сигнала проводят, используя эталонный резистор пульта питания и измерения, при каждом спуске прибора в скважину при расположении кабельного наконечника на уровне стола ротора. Продолжительность регистрации каждого сигнала — 5 с.

Контроль полярности сигнала с датчика давления проводят только при первом спуске прибора.

10.9.2 Если показания датчика увеличиваются с глубиной, то спуск прибора в скважину продолжают. При уменьшении показаний прибор поднимают до уровня стола ротора, меняют местами входы измерительных жил датчика давления на пульте, регистрируют нуль- и стандарт-сигналы, после чего проводят спуск прибора в интервал испытаний.

Выбор исследуемых точек, очередность проведения исследований и технологию перестановки прибора с одной точки на другую выполняют согласно требованиям 9.5. Диаграммы давления на каждой точке исследования регистрируют отдельными файлами.

10.9.3 Непосредственно после подъема прибора на поверхность проводят отбор и измерение проб флюидов.

10.9.3.1 Объем газовоздушной смеси, не превышающий нескольких кубических дециметров, определяют вытеснением воды из мерной емкости специального газосборника, а при больших количествах смеси — методом снижения давления.

10.9.3.2 Если газа отобрано много и давление за одно измерение снижается незначительно (в пределах погрешности), то измерение давления повторяют 2—3 раза, объем выпущенного газа суммируют, используя для расчета начальное (до выпуска газа) и конечное (после двух-, трехкратного выпуска газа) значения давления.

10.9.3.3 Пробы газовоздушной смеси отбирают в перевернутые бутылки с водяным затвором или специальные пробосборники.

Отбирают три пробы газа объемом 0,3—0,5 дм^3 каждая: первую — сразу после продувки газом системы соединительных шлангов, вторую — при снижении давления в пробосборнике на 30 % — 50 % по сравнению с начальным, третью — при снижении давления до атмосферного.

10.9.3.4 Количество отобранной жидкости измеряют с помощью мерной емкости.

Измерение количества нефти проводят после ее отстаивания.

Следует учитывать количество жидкости, увлеченной газом и остающейся на стенках пробосборника и в каналах прибора. Пробы жидкости для анализа отбирают в бутылки объемом не менее 1 дм^3.

10.9.4 Исследования физических параметров проб жидкости (плотности, вязкости и удельного электрического сопротивления) проводят непосредственно на скважине и повторно в стационарной лаборатории. Химический анализ отобранной воды и исследования свойств отобранной нефти осуществляют в специализированных лабораториях.

10.9.5 Экспресс-анализ газовоздушных смесей (определение суммарного содержания горючих газов и их компонентного состава) осуществляют на скважине с помощью оборудования станции геолого-технологических исследований. Детальный анализ газов (определение неуглеводородных газов, нормальных и изомерных соединений) проводят в стационарных лабораториях.

10.9.6 Регистрацию и документирование операций испытаний, включая контроль нуля и стандартных сигналов, проводят при каждом спуске прибора в скважину. Кривые давления на каждой точке испытаний записывают в отдельный файл. Файл недропользователя включает файлы давления по всем точкам исследований и необходимые сведения об объекте исследования.

11 Основные требования к обработке материалов испытаний и оформлению результатов

11.1 Диапазон и допускаемые погрешности измерений при испытании скважин

11.1.1 Диапазон измерения глубинных манометров и дистанционных датчиков давления, используемых при испытании пластов должен быть в пределах 75 % — 90 % величины прогнозируемого пластового давления. Погрешность измерения — не более 0,5 %. Для специальных гидродинамических исследований можно использовать манометры с чувствительностью 5 кПа.

11.1.2 Погрешность глубинных термометров и датчиков температуры — не более 0,1 °С. Для специальных исследований методом высокочувствительной термометрии могут использоваться термометры с чувствительностью 0,01 °С.

11.1.3 Качество кривых давления ИПК признается удовлетворительным, если оно отвечает следующим требованиям:

- измерения выполнены с датчиком давления с непросроченной датой калибровки;
- в пределах одного спуска-подъема имеется хотя бы одна запись нуля и стандартных сигналов;
- расхождения измеренных значений гидростатического давления в начале и конце исследования не превышают погрешность измерений;
- в точке притока длительность участка стабилизации давления при восстановлении до пластового — не менее 15 с.

11.2 Обработка материалов испытаний

11.2.1 Экспресс-обработку кривых давления ИПК, на которых регистрируют все процессы, происходящие в полости стока прибора, начинают с выявления на кривых участков, соответствующих притоку и заполнению конкретных камер прибора и восстановлению давления до пластового.

Обработка информативных участков включает:

- определение давления, отвечающего участку стабилизации на кривой восстановления давления (давление в конце отбора); в первом приближении его принимают за пластовое давление $P_{пл}$, если продолжительность участка стабилизации показаний во времени составляет не менее 15 с;
- определение скорости притока флюида Q_i и депрессии ΔP_i для каждой измерительной камеры прибора по формулам:

$$Q_i = V_i / t_i ; \quad (3)$$

$$\Delta P_i = P_{пл} - P_i , \quad (4)$$

где V_i — объем i-й камеры прибора, см^3;

t_i — время заполнения i-й камеры, снимаемое с диаграммы давления, с;

Q_i — скорость притока в i-ю камеру, см^3/с;

i — номер камеры прибора;

P_i — давление притока в i-ю камеру, МПа;

- расчет проницаемости пласта в точке исследования при заполнении различных камер прибора проводят по формуле

$$k_{npi} = Q_i \mu_ф / A \Delta P_i, \quad (5)$$

где k_{npi} — проницаемость пласта в исследуемой точке при депрессии ΔP_i, мД;

$\mu_ф$ — вязкость фильтрующегося флюида, сПа;

A — геометрический коэффициент стока, равный 0,13 м.

При отсутствии сведений о вязкости флюида рассчитывают коэффициент подвижности $k_{пр} / \mu_ф$.

11.2.2 Результаты испытаний пластов приборами на кабеле используют для принятия решений о проведении дополнительных испытаний пласта пластоиспытателем на бурильных трубах, о спуске обсадной колонны, уточнения граничных значений и критериев для интерпретации комплекса ГИРС и других целей.

11.2.3 При проведении испытаний пластоиспытателем на трубах по информативным спускам ИПТ определяют фактические режимные характеристики испытания. По выделенным коллекторам дают оценку их насыщения, устанавливают гидродинамические параметры пласта. Оценивают промышленное значение нефтегазонасыщенных коллекторов, уточняют пластовое давление и состояние околоствольной зоны.

По объектам, где приток практически отсутствует (пласт «сухой»), обработка результатов на этом завершается. По объектам с неоднозначной оценкой определяют причины неопределенности, возможные ошибки и условия, при выполнении которых при повторном испытании может быть получен достоверный результат (установлено наличие или отсутствие коллектора).

11.2.4 Для исследования соотношения физических параметров «давление — объем — температура» используют пробы, отобранные после выхода скважины на установившийся режим проточными глубинными пробоотборниками.

11.2.5 Испытание скважины считают законченным, если по всем интервалам, определенным к испытанию, получены результаты, которые позволяют дать качественную характеристику содержимого пласта и оценить его гидродинамические параметры, а отсутствие притока подтверждается комплексным изучением геолого-геофизических материалов.

При качественном проведении программы испытаний пласта, установивших ограниченность притока жидкости или газа, заключение о прекращении дальнейших работ по его испытанию может быть дано в следующих случаях:

- получения необходимых сведений по результатам изучения пласта другими методами (отбором шлама, керна, различными методами ГИРС);
- соответствия величины проницаемости призабойной и удаленной от ствола скважины частей пласта, определенных по коэффициенту продуктивности и кривым восстановления давления.

11.3 Оформление результатов испытаний

11.3.1 По результатам испытаний скважины составляют следующие документы в произвольной форме:

а) акт испытания на прочность и герметичность колонной головки, эксплуатационной колонны, фонтанной арматуры, выкидных трубопроводов, воздухопроводов и нагнетательных линий, перфорационной задвижки, лубрикатора, газосепаратора или трапа;

б) акт испытания (опробования) испытателем пластов, перфорации, испытания в колонне (на каждый выделенный объект);

в) акт установки цементных (разделительных) мостов в колонне;

г) акт испытания цементных (разделительных) мостов на герметичность;

д) акт окончания испытания скважины;

е) акт передачи скважины в эксплуатацию или о ликвидации (консервации) скважины;

ж) акт проведенных ремонтных работ.

Перечисленные документы подписывают ответственные исполнители работ.

Все документы хранятся вместе с геологической документацией в деле скважины.

11.3.2 Результаты испытаний оформляют актом, составной частью которого является набор таблиц (приложение Е). Таблицу результатов экспресс-анализа проб включают в акт, если на скважине проведен анализ проб.

11.3.3 Результаты обработки и интерпретации данных представляют в виде заключения, которое включает итоговую таблицу и, по согласованию с недропользователем, графический планшет.

В итоговой таблице приводят информацию об интервалах залегания исследованных объектов, глубине точек опробования, значениях гидростатического и пластового давлений в них, данные о дебитах и проницаемости, характере насыщенности по диаграммам давления и результатам детальных анализов проб, выполненных в стационарных условиях, результаты определения положений межфлюидных контактов.

На графическом планшете данные обработки и интерпретации приводят в сочетании с наиболее информативными по характеру насыщенности и фильтрационным свойствам данными ГИС. При наличии данных испытаний с помощью ИПТ или в процессе пробной эксплуатации их также помещают на планшете.

12 Правила безопасности при проведении работ по испытанию скважин

12.1 При проведении работ по испытанию скважин необходимо руководствоваться действующими нормативно-правовыми документами и инструкциями по безопасности, принятыми федеральными органами законодательной или исполнительной власти [3].

12.2 При опробовании и испытании скважин приборами на кабеле подготовка к спуску должна проводиться на мостках буровой на специальных подкладках.

Разгерметизация пробоотборников на скважине допускается только с применением специальных устройств.

12.3 Проведение работ с трубными пластоиспытателями допускается в скважинах при исправных насосах и буровом инструменте. Испытание объектов в зависимости от их задач может проводиться без выпуска жидкости долива и пластового флюида на поверхность и с выпуском.

12.4 Допускается проведение работ с трубными пластоиспытателями в условиях поглощения промывочной жидкости и слабом проявлении скважины при принятии дополнительных мер, обеспечивающих безаварийность и безопасность работ.

12.5 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.

12.6 На разведочной площади устье скважины должно быть оборудовано превенторной установкой.

Превенторную установку независимо от срока работы перед спуском ИПТ в скважину проверяют и опрессовывают.

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

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

12.7 Превенторы должны быть оборудованы дистанционным, механизированным управлением и дублироваться ручным приводом. Пульт управления превентором устанавливают на расстоянии не менее 10 м от устья скважины, а его дублер — у поста бурильщика. Ручной дублирующий привод превентора располагают в передвижной металлической будке или за щитом с навесом из досок толщиной не менее 40 мм. Перед штурвалом в будке или на щите указывают направление вращения, число оборотов, необходимое для полного закрытия превентора, и метку, совмещение которой с меткой на штурвале соответствует закрытию превентора при последнем обороте штурвала.

12.8 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.

12.9 Обвязку устья скважины при работе с ИПТ проводят по одной из утвержденных схем, и она должна обеспечивать:

- контроль активности проявления объекта испытания в трубах и затрубном пространстве;
- извлечение пластовой жидкости обратной циркуляцией в подготовленную емкость для сбора, дегазации и измерения компонентов жидкой фазы, отвод за пределы буровой, сжигание пластового флюида в факеле;
- подключение к внутритрубному и затрубному пространствам 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.

12.10 В целях предотвращения аварий и несчастных случаев запрещается:

- производство работ по испытанию пластов в скважинах, устья которых не оборудованы превенторной установкой, 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 труб, НКТ после испытания пласта до прекращения поступления воздуха из труб на устье скважины после закрытия запорного клапана;
- подъем бурильных труб (или НКТ) 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;
- применение компоновки ИПТ без циркуляционного клапана;
- выключение привода лебедки при стоянии на притоке;
- проведение испытаний пласта без устьевой контрольной головки с запорным клапаном;
- проведение испытаний нефтяных и газовых скважин на излив без разрешения вышестоящей организации-недропользователя;
- допуск к руководству испытанием лиц, не имеющих специального образования или права ответственного руководства на скважине.

12.11 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.

12.12 При наличии в трубах нефти подъем ИПТ необходимо проводить с соблюдением мер по предупреждению пожара.

12.13 Отбор проб из труб и пробоотборника, раскрепление узлов ИПТ следует выполнять с соблюдением мер безопасности, установленных 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 применялись радиоактивные излучатели (изотопы, нейтронные излучатели), при первом испытании необходимо пробы пластовой жидкости проверить на радиоактивность.

12.14 В процессе испытания скважины запрещается:

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

12.15 Если при испытании первого объекта были получены высокие дебиты нефти и газа, последующие объекты испытывают только с разрешения вышестоящей организации-недропользователя.

12.16 После подъема ИПТ по завершению испытания объекта запрещается оставлять скважину без спуска бурильных труб.

12.17 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.

13 Предупреждение осложнений при испытании скважины и охрана окружающей среды

13.1 Испытание скважины считается осложненным, если наблюдалось несанкционированное отклонение от штатного режима работ.

Испытание скважины считается аварийным, если возникшее осложнение привело к поломке оборудования или инструмента, прихвату инструмента в скважине, неконтролируемому фонтанированию скважины и другим последствиям с материальным ущербом и необходимостью дополнительных работ по ликвидации аварии.

13.2 С целью предупреждения и снижения количества осложнений и исключения аварий необходимо:

- допускать к работам только квалифицированных исполнителей;
- соблюдать технические требования по обслуживанию ИПТ;
- соблюдать технические условия эксплуатации бурового оборудования и инструмента;
- выполнять требования инструкций по охране труда и технике безопасности при бурении (освоении) и испытании скважины.

13.3 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 в полости колонны труб при спуске ИПТ и испытании пласта;
- следить за активностью проявления скважины в процессе испытания по интенсивности выделения воздуха из выкида устьевого манифольда.

13.4 При отклонении веса на крюке на величину 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.

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

При увеличении затяжек следует приступить к расхаживанию инструмента с помощью гидравлического ясса, установленного в компоновке ИПТ. Если инструмент прихвачен (застрял), необходимо долить трубы, открыть циркуляционный клапан, восстановить циркуляцию и продолжить расхаживание инструмента; вызвать мастера по сложным работам и продолжить ликвидацию прихвата по специальному плану.

13.6 Снижение уровня раствора в скважине при спуске ИПТ является признаком возникновения негерметичности бурильных труб над ИПТ или поглощения раствора. Следует уточнить 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 возможна передача 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) следует продолжить испытание (подъем) с непрерывным доливом скважины.

13.7 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, при этом интенсивно доливать скважину. Если через 2—3 мин уровень в затрубном пространстве не восстанавливается, следует поставить инструмент в ротор, соединить колонну труб с устьевой головкой, восстановить циркуляцию (при проявлении скважины — с закрытым превентором), выровнять параметры раствора, поднять ИПТ для устранения причин осложнения.

13.8 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.

13.9 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).

13.10 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.

13.11 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 (снижа-

ется вес на крюке), необходимо долить скважину, присоединить трубу с устьевой головкой, восстановить циркуляцию, выровнять параметры раствора и поднять ИПТ.

13.12 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, подъем ИПТ следует остановить, перейти на регистрацию КВД, закрыть рабочий кран на устье. При появлении давления на устье (в трубах) необходимо отводить поступающий флюид за пределы буровой до полного прекращения выхода газа из труб. Если давление не снижается, следует закрыть клапан ИПТ, снять пакер и, расхаживая инструмент, периодически выпускать газ с минимумом жидкости из труб до полного падения избыточного давления. Поднимать ИПТ в обычном режиме возможно только после прекращения выхода газа из труб.

13.13 Наиболее распространенные причины аварийного фонтанирования скважины при испытании ИПТ:

- систематический недолив скважины при подъеме ИПТ или бесконтрольный долив;
- поршневание пакера при подъеме ИПТ, существенно снижающее давление под пакером;
- испытание газонасыщенного пласта высокой продуктивности без обеспечения герметичности резьбовых соединений труб;
- неправильные действия персонала (невыполнение требований инструкций по охране труда и технике безопасности).

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

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

Контролируя давление в скважине, следует присоединить устьевую головку, заполнить трубы раствором, открыть циркуляционный клапан. Затем необходимо 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
(обязательное)

Заявка на испытание скважины

Скважина № _____ площади
Недропользователь _____
Дата испытания _____ Цель испытания _____

I 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/ч
8 Компоновка бурильного инструмента (НКТ) (снизу вверх):
УБТ (номинальный диаметр) _____ мм, длина _____ м
Бурильные трубы (НКТ).
тип (номинальный диаметр) _____ мм, марки (длина) _____ м
тип (номинальный диаметр) _____ мм, марки (длина) _____ м
9 Статический уровень _____ м
10 Вес бурильного инструмента при бурении _____ т

II 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 Б
(обязательное)

Форма плана работ по испытанию пласта

СОГЛАСОВАНО
Главный геолог
производителя работ

_____

«___» _____200 г.

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер
недропользователя

_____

«_____» _____200 г.

Главный геолог
недропользователя

_____

«_____» _____200 г.

ПЛАН

работ по испытанию пласта _____ яруса (горизонта)
в скважине _____площади
_____ Недропользователь

В открытом стволе, в колонне трубным испытателем пластов типа

I 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/см^3, 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 _____

II Подготовка скважины

1 Проработать ствол скважины в интервалах посадок или затяжек до полного их устранения
2 Привести параметры промывочной жидкости в соответствие 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. Проверить буровое оборудование в соответствии с требованиями раздела 7 настоящего стандарта
6 На период испытания на буровой иметь цементировочный агрегат и пожарную машину
7 Обеспечить возможность обратной промывки ствола скважины под давлением и непрерывный долив жидкости в затрубное пространство в процессе испытания

Буровой мастер _____
Геолог _____

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

IV 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 объемом 0,5 $дм^3$
6 Обвязать верхнюю трубу в соответствии со схемой обвязки устья при испытании с ИПТ _____
_____

7 Нагрузка на пакер _____
8 Суммарное время нахождения на забое ИПТ _____
9 Испытание провести в соответствии с требованиями технической инструкции [1]
10 Максимальная суммарная натяжка при снятии пакера не должна превышать 10 % веса инструмента при бурении
11 При обратной промывке отобрать пробу пластовой жидкости
Ответственный за проведение испытания:
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 В
(обязательное)

Акт готовности скважины к проведению испытания пласта

Скважина № ____ площадь _____ Недропользователь _____
Пласт _____ Интервал _____ м

1 Конструкция скважины

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

Кондуктор
1-я техническая колонна 2-я техническая колонна
Летучка
2 Открытый ствол. диаметр _____ мм, забой _____ м
3 Литолого-стратиграфическая характеристика испытуемого 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/ч
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 /насосно-компрессорных 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 Г
(обязательное)

Акт испытания скважины испытателем пластов на трубах

« _____ »_____ 200 г.

Скважина № _____ Куст № _____ Площадь _____
Категория скважины _____ Недропользователь _____
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 _____ до _____ м
4 Тип промывочной жидкости _____ наличие утяжелителей _____
при вскрытии:
плотность _____ г/см^3; вязкость _____ Па · с; водоотдача _____ см^3/ч;
при испытании:
плотность _____ г/см^3; вязкость _____ Па · с; водоотдача _____ см^3/ч;
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: пакер 1 _____ м, пакер 2 _____ м
10 Температура в зоне установки пакера _____ °С
11 Диаметр скважины на глубине установки пакера _____ мм
12 Расчетная депрессия на пласт (ΔP) _____ МПа
13 Качество пакеровки (герметичность, проседание ИПТ, уровень в затрубье) _____
14 Нагрузка на пакер, кН _____
15 Сведения о манометрах.

Тип, номер манометра	Максимальное давление, МПа	Глубина установки, м	Место установки	Заключение о работе манометров (причина отказа приборов, качество записи)

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 Д
(справочное)

Заключение по результатам испытания испытателем пластов на трубах

УТВЕРЖДАЮ
Главный геолог производителя работ

_____

« _____ » _____ 200 г.

Дата испытания « _____ » _____ 200 г.

Скважина № _____ Куст № _____ 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 при вскрытии интервала, при испытании

№	Интервал исследований, м	Тип	Добавки нефти и химических реагентов	Параметры промывочной жидкости			
				Плотность, г/см^3	Вязкость, Па · с	Уд. эл. сопротивление, Ом · м	Водоотдача, см^3/ч

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 (P) _____ МПа при градиенте давления _____ МПа
7 Герметичность инструмента

8 Характер проявления пласта при испытании

Состав жидкости (нефть, вода, фильтрат, глиняный раствор, газ)	Объем притока, $м^3$	Плотность, $г/см^3$	Удельное электрическое сопротивление, Ом · м	Продолжительность притока, мин (по циклам)			Продолжительность восстановления давления, мин (по циклам)		
				1	2	3	1	2	3

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	$kh/\mu_{уд}$, $мкм^2 \cdot см/ МПа \cdot с$	$kh/\mu_{пл}$, $мкм^2 \cdot см/ МПа \cdot с$	$П_3$	$Q_{ср}$, $м^3/сут$	$\eta_{ср}$, $м^3/сут \cdot МПа$

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 Е
(справочное)

Акт о выполнении работ аппаратурой испытания пластов приборами на кабеле

Начало работ _____ Окончание работ _____
Скважина _____ Площадь _____

Недропользователь _____
Производитель работ (геофизическая организация) _____
_____
Цель работ _____
_____
_____

1 Данные по скважине

Забой _____ м Кривизна в интервале работ _____ градусы
Температура _____ °С

2 Тип и параметры промывочной жидкости

Тип промывочной жидкости _____
Добавки _____
Уровень от устья _____ м Плотность _____ г/см^3
Вязкость _____ с
Водоотдача _____ см^3/ч
УЭС _____ Ом · м

3 Данные по аппаратуре

Прибор (тип, №) _____
Датчик давления (тип, №) _____
Стандарт-сигнал _____ МПа

4 Объем измерительных камер, см^3

Малой _____, предварительной _____
1-й промежуточной _____, 2-й промежуточной _____,
3-й промежуточной _____ пробосборника _____
Привязка к глубинам методом _____
Характер отказов, нарушений _____

5 Объем выполненных работ и предварительные результаты

Таблица 1*

№ спуска	№ точки	Глубина отбора, м	Режим работы	Количество циклов	Время притока, с	Объем флюида, л	Номер пробы	Характеристика пробы

* Примечания

1 Режим работы: ОПК — разовый отбор пробы флюида; ОПКМ — многоразовый отбор проб флюида в одной точке; ГДК — одноразовое измерение в режиме ГДК; ГДКМ — многократные измерения в режиме ГДК.

2 Количество циклов: при ОПК и ГДК — 1, при ОПКМ и ГДКМ — фактическое.

3 Время притока: при отсутствии герметизации — 0, в остальных случаях — фактическое.

4 Объем флюида: на точке без притока — 0, в остальных случаях — равный фактическому объему, поступившему в пробоприемник или пробосборник на точке.

5 Характеристика пробы: состав, цвет, запах, горючесть и т.д., оцененные органолептически

6 Результаты анализа проб жидкости

Пробы отобраны (дата) _____

Пробы анализированы (дата) _____

Таблица 2

№ пробы	Глубина отбора, м	Жидкость				Фильтрат	
		Объем, $дм^3$		Свойства		Плотность, $г/см^3$	УЭС, Ом · м
		Всего	Нефти	Плотность, $г/см^3$	Вязкость, с		

7 Результаты анализа проб газовоздушной смеси

Пробы отобраны (дата) _____

Пробы анализированы (дата) _____

Таблица 3

№ пробы	Глубина отбора, м	Объем газовоздушной смеси, л	Сумма углеводородов абс. %	H_2, абс. %	Углеводороды, отн. %				
					CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	Выше

Производитель работ_____ Недропользователь_____

Библиография

[1] РД 153-39.0-062—00 Техническая инструкция по испытанию пластов инструментами на трубах (принята и введена в действие приказом Минэнерго России от 2 февраля 2001 г. № 33)

[2] РД 153-39.0-072—01 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах (принята и введена в действие приказом Минэнерго России от 7 мая 2001 г. № 134)

[3] Типовая инструкция по безопасности геофизических работ в процессе бурения скважин и разработки нефтяных и газовых месторождений (утверждена приказом Минтопэнерго России от 12 июня 1996 г. № 178).

УДК 622.276.550.8:006.354 ОКС 73.020 Т58

Ключевые слова: испытание пластов в процессе бурения, нефтяные скважины, газовые скважины, испытатель пластов на трубах, испытатель пластов на кабеле, обсаженная скважина, геофизические исследования скважин, вскрытие пластов

Редактор *Л.И. Нахимова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *М.В. Бучная*
Компьютерная верстка *А.Н. Золотаревой*

Сдано в набор 17.08.2009. Подписано в печать 15.09.2009. Формат 60 × 84 1/8. Бумага офсетная. Гарнитура Ариал.
Печать офсетная. Усл. печ. л. 2,90. Уч.-изд. л. 3,72. Тираж 111 экз. Зак. 581.

ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995 Москва, Гранатный пер., 4.
gost.e-ecolog.ru »@gostinfo.ru
Набрано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» на ПЭВМ.
Отпечатано в филиале ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» — тип. «Московский печатник», 105062 Москва, Лялин пер., 6.

gost.e-ecolog.ru