МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

И Н С Т Р У К Ц И Я

по освоению и исследованию скважин на месторождениях Западной Сибири

РД 39-2-1217-84

Краснодар
1985

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

УТВЕРЖДАЮ
Начальник Технического управления
_____ Ю.Н.Байдиков
"10" 12 198⁷г.

Инструкция
по освоению и исследованию скважин на месторождениях Западной Сибири
РД 39-2-1217-84

НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН:

Всесоюзным научно-исследовательским институтом по креплению скважин и буровым растворам

Директор А.И.Булатов

Ответственные исполнители:

Зам. директора, зав. лабораторией техники и технологии освоения скважин Е.П.Ильясов

Зав. сектором вызова притока В.И.Лаштабега

Зав. сектором регламентирования процессов освоения Д.И.Рогожин

Сибирским научно-исследовательским институтом нефтяной промышленности

Директор Е.П.Ефремов

Продолжение на следующем листе

Ответственные исполнители:
Зам.директора Л.Я.Сушон
Зав.лабораторией вскрытия, разобщения и освоения пластов В.И.Саунин
Зав.лабораторией отдела петромысловой геофизики Г.И.Ермаков

Всесоюзный научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт по взрывным методам геофизической разведки
Директор Н.Г.Григорян
Ответственные исполнители:
Зав.лабораторией методики и технологии вскрытия пласта В.С.Замахаев
Старший научный сотрудник В.Н.Кончаков

А Н Н О Т А Ц И Я

Инструкция включает в себя основные положения по первичному освоению и исследованию скважин, законченных бурением. Основная цель инструкции - повысить технологическую дисциплину и качество работ по освоению скважин.

Составители: Е.П.Ильясов, В.И.Лаштабега, Д.И.Рогожин, Н.А.Полухина, В.А.Шлыков, Л.И.Волкова, В.И.Мартынов, Е.И.Назаренко (ВНИИКРнефть); Л.Я.Сушон, В.И.Саунин (СибНИИНП); В.С.Замахаев, В.Н.Кончанов (ВНИПИвзрывгеофизика), В.М.Шенбергер (Главтюменнефтегаз).

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Инструкция по освоению и исследованию скважин на месторождениях Западной Сибири РД 39-2-1217-84

Вводится впервые

Приказом Главтюменнефтегаза
от "29" 01 1985г. № 64

Срок введения установлен с 01.02.1985 г.

Срок действия до

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Настоящая инструкция содержит методические указания по разработке технологии первичного освоения эксплуатационных скважин, предусматривающей максимально возможное предотвращение загрязнения продуктивных пластов, повышение эффективности и безопасности работ.

I.2. Инструкция является документом для составления проектов на строительство скважин, планов работ на освоение продуктивных горизонтов в производственных предприятиях Главтюменнефтегаза.. РД разработан на основании проведенного анализа состояния работ в производственных объединениях Главтюменнефтегаза и опыта освоения скважин в производственных предприятиях Миннефтепрома.

I.3. Под освоением эксплуатационной скважины понимается комплекс работ, проводимых на скважине после цементирования и испытания обсадной колонны на герметичность до передачи скважины НГДУ (вторичное вскрытие, вызов притока из пласта, очистка, а в случае необходимости и глушение скважины).

I.4. Планы работ по освоению составляются геологическими службами УБР на каждую скважину или группу скважин на кусте, если они пробурены на один и тот же продуктивный пласт. Планы согласуются с НГДУ и утверждаются главным инженером и главным геологом УБР.

I.5. Освоением скважин, за исключением гидродинамических исследований, в объединениях Главтюменнефтегаза занимаются бригады по освоению.

I.6. Утвержденный план работ по освоению должен иметься у исполнителей работ.

I.7. Работами по освоению скважин руководит мастер по освоению, несущий полную ответственность за соблюдение технологии, организацию работ и выполнение правил техники безопасности.

I.8. Работы по освоению скважин должны оформляться соответствующими актами и прилагаться к делу скважины (см. приложения I - I0).

I.9. Запрещается сдавать скважины при отсутствии указанных документов.

2. ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ ОСВОЕНИЯ

2.I. В Западной Сибири объектами освоения являются верхнемеловой и юрский нефтегазоносные комплексы.

2.2. Продуктивные пласты залегают на глубине I800-3I00 м и представлены песчаниками, алевролитами, глинистыми песчаниками, глинистыми алевролитами и трещиноватыми аргиллитами. Толщина продуктивных пластов колеблется от 2 до 40 м, коэффициент пористости от 7 до 28%, коэффициент проницаемости - от 0,00I до 0,720 мкм^2. Коллекторы порового типа в юрских отложениях встречаются порово-трещинные. Для всех горизонтов характерна неоднородность по проницаемости.

2.3. Дебиты скважин изменяются от 5 до 600 т/сутки. Коэффициент продуктивности составляет от 0,I до 50 т/МПа сутки.

2.4. Нефти месторождений Западной Сибири легкие (γ= 0,83 ÷0,88 г/см^3) и тяжелые (γ =0,88 +0,92 г/см^3), метаново-нафтеново-ароматические, реже метаново-ароматическо-нафтеновые, малосмолистые, парафинистые, преимущественно сернистые и малосернистые, свободного сероводорода нет.

2.5. Пластовое давление, как правило, равно условному гидростатическому. Исключение составляют продуктивные отложения баженовской свиты, где наряду с нормальными пластовыми давлениями развиты аномально высокие(коэффициент аномальности I,5÷I,6).
Текущие давления по некоторым месторождениям значительно снизились и составляют 0,7 и ниже условного гидростатического, по некоторым месторождениям существенно повысились за счет ППД.

2.6. Пластовая температура изменяется от 50 до I35^{o}С.

2.7. Пластовые воды продуктивных горизонтов гидрокарбонатно-натриевого и хлоркальциевого типов, минерализация от I0 до 30 г/л.

2.8. Конструкции забоев скважин в основном закрытого типа.

3. ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

3.I. В соответствии с геолого-техническими условиями на месторождениях Западной Сибири могут применяться технологические схемы освоения скважин, включающие в себя следующие последовательно выполняемые операции:

Схема I

-геофизические исследования;
-спуск насосно-компрессорных труб (НКТ) с шаблоном;

- замена бурового раствора на воду;
- опрессовка колонны
- заполнение скважины раствором с перфорационной средой в интервале перфорации;
- подъем НКТ;
- перфорация;
- спуск НКТ и оборудование устья фонтанной арматурой;
- вызов притока;
- отработка скважины;
- исследование скважины;
- пуск скважины в эксплуатацию.

Схема 2

- геофизические исследования;
- спуск НКТ с шаблоном;
- замена бурового раствора на воду;
- опрессовка колонны
- подъем НКТ;
- спуск перфоратора на НКТ;
- оборудование устья фонтанной арматурой;
- снижение забойного давления;
- перфорация;
- вызов притока;
- отработка скважины; исследование скважины;
- пуск скважины в эксплуатацию.

Схема 3

- геофизические исследования;
- спуск НКТ с башмаком, оборудованным воронкой;
- замена бурового раствора на воду;
- опрессовка колонны
- оборудование устья скважины фонтанной арматурой и лубрикатором;
- снижение забойного давления;
- перфорация через НКТ малогабаритным перфоратором типа ПР;
- вызов притока;
- отработка скважины;
- исследование скважины;
- пуск скважины в эксплуатацию.

Схема 4

- геофизические исследования;
- спуск насосно-компрессорных труб (НКТ) с шаблоном;
- замена бурового раствора на воду; опрессовка колонны
- замена воды на минерализованную воду ($CaCl_2$, NaCl);
- подъем НКТ;
- перфорация;

- спуск НКТ;
- вызов притока (компрессорным способом);
- исследование скважины;
- подъем НКТ;
- оборудование скважины ЭЦН или штанговой насосной установкой.

Подбор типоразмера и режима работы насосной установки выполняется по РД39-I-289-79/2/, ЭЦН- по "Методике подбора погружных центробежных электронасосов к нефтяным скважинам"/3/ при соблюдении пункта 5.4.2 настоящей инструкции.

3.2. Освоение по схеме I применяется для скважин, в которых ожидается фонтанный приток. Забойное давление перед перфорацией должно быть выше пластового и соответствовать требованиям п.4.6 настоящей инструкции. Допускается заполнение всей скважины жидкостью, используемой в качестве перфорационной среды. Вызов притока осуществляется одним из способов, указанных в разделе 5 настоящей инструкции.

3.3. Освоение по схеме 2 предусматривает перфорацию при депрессии на пласт перфораторами, спускаемыми на НКТ. Требуемое забойное давление перед перфорацией достигается любым возможным способом. Вид жидкости в скважине перед перфорацией регламентируется п.4.5 настоящей инструкции.

3.4. Освоение по схеме 3 предусматривает перфорацию при депрессии на пласт с применением малогабаритных перфораторов, спускаемых через НКТ. Забойное давление создается, как и в предыдущем случае. Жидкость в скважине не должна препятствовать спуску перфоратора, в остальном ее свойства регламентируются пп.4.5 и 4.22 настоящей инструкции.

3.5. Освоение по схеме 4 применяется для скважин с низким пластовым давлением, при котором фонтанная эксплуатация невозможна.

4. ВТОРИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ

4.I. Создание совершенной гидродинамической связи между стволом скважины и пластом без отрицательного воздействия на коллекторские свойства призабойной зоны пласта, без значительных деформаций обсадной колонны и цементного камня за ней обеспечивается выбором перфорационной среды и оптимального для данных условий типоразмера стреляющей аппаратуры и оптимальной плотности перфорации.

4.2. При выборе типоразмера перфоратора и плотности перфорации должны учитываться геолого-промысловая характеристика залежи, тип коллектора и технико-технологические данные по скважине:

- толщина, фильтрационно-емкостные свойства, расчлененность, литофациальная характеристика пласта и вязкость нефти;
- расстояние до водонефтяного (ВНК), газонефтяного (ГНК), газоводяного (ГВК) контактов, газоносных и водоносных горизонтов от перфорируемого продуктивного пласта;
- пластовое давление и температура в интервале перфорации;
- максимальный угол отклонения оси скважины от вертикали;
- число и расположение обсадных колонн в интервале перфорации, минимальный внутренний диаметр колонны;
- состояние обсадной колонны, цементного камня за ней;
- свойства и состав жидкости, заполняющей скважину при перфорации.

4.3. Поисковые, разведочные, оценочные, добывающие и нагнетательные скважины на месторождениях Тюменской области крепятся обсадными колоннами в основном с внутренним диаметром II8-I52 мм с подъемом цемента за колонной в интервал кондуктора.

Поглощающие и водозаборные скважины крепятся обсадными колоннами с внутренним диаметром II8-I32 мм.

4.4. В зависимости от направления и величины перепада давления в

в скважинах применяют следующие способы перфорации: при депрессии и репрессии (табл.I).

4.5. При вскрытии пластов на депрессии в скважину обязательно должны быть спущены НКТ, и устье скважины должно быть герметизировано фонтанной арматурой и дополнительно лубрикатором при вскрытии пласта перфоратором типа ПР.

Перед вскрытием при депрессии ствол скважины должен быть промыт водой с последующей заменой на облегченную жидкость: нефть, дизтопливо, ИЭР [5], РНО, пену и т.п., или часть ствола скважины должна быть освобождена от воды и заменена газом до допустимой для данного коллектора депрессии. Величина депрессии должна выбираться в зависимости от прочностных свойств породы коллектора и обсадной колонны согласно пункту 5.4 настоящей инструкции.

4.6. Выбор жидкости для вскрытия пластов при репрессии проводится, исходя из условий обеспечения безопасного проведения перфорации и высокой пропускной способности простреленных каналов. Гидростатическое давление столба жидкости, заполняющей скважину, должно превышать пластовое на величину [4]:

- 10 ÷ 15% для скважин глубиной до 1200 м, но не более 1,5 МПа;
- 5 ÷ 10% для скважин глубиной от 1200 до 2500 м, но не более 2,5 МПа;
- 4 ÷ 7% для скважин глубиной более 2500 м, но не более 3,5 МПа.

Перед проведением перфорации в скважину спускают НКТ с промывкой до искусственного забоя.

4.6.1. В скважинах, вскрывавших продуктивные пласты на углеводородных буровых растворах, в качестве перфорационной среды должны применяться только углеводородные жидкости без твердой фазы. Если же возникает необходимость утяжеления перфорационных жидкостей, то

их следует утяжелять легкорастворимыми утяжелителями ($CaCO_3$, $FeCO_3$).

4.6.2. В скважинах, вскрывавших продуктивные пласты с проницаемостью более 0,05мкм^2 на глинистых пресных буровых растворах, в качестве перфорационных сред применяется ИЭР [5]. При этом 3-5 м^3 ИЭР закачивают через НКТ на забой скважины (из расчета заполнения интервала перфорации и на 100-150 м выше него).

4.6.3. В скважинах, вскрывавших продуктивные пласты на минерализованных растворах согласно РД 39-2-772-82 [6], и в скважинах с низким пластовым давлением, в которых предполагается насосная эксплуатация, в качестве перфорационных сред применяются минерализованные водные растворы общей минерализации не ниже остаточной воды, но не более 35 г/л.

4.7. Установка перфораторов в заданный интервал производится согласно требованиям нормативных документов [7,8].

4.8. При вскрытии неоднородных пластов, представленных чередованием коллекторов с непроницаемыми прослоями, непроницаемые прослои толщиной более одного метра не должны вскрываться перфорацией.

4.9. Для обеспечения целостности эксплуатационной колонны, затрубного цементного камня за пределами интервала перфорации и предотвращения ухудшения коллекторских свойств призабойной зоны пласта перфорацию следует производить не более чем двумя спусками перфораторов в один и тот же интервал.

ВЫБОР ПЛОТНОСТИ ПЕРФОРАЦИИ

4.10. Плотность перфорации считается оптимальной, если она обеспечивает достаточно совершенную гидродинамическую связь скважины с пластом, а вызванное перфорацией снижение прочности обсадной колонны, затрубного цементного камня и нарушение сцепления цементного камня с колонной и породой не осложняют эксплуатацию скважины.

Таблица I

Классификация условий вскрытия пластов перфорацией

Условия вскрытия	Состояние пластового давления	Рекомендуемые жидкости для заполнения скважин (интервала перфорации)	Категория скважин	Рекомендуемые типоразмеры перфораторов
При депрессии	Гидростатическое и более, АНПД	Нефть, вода, пены	Добывающие, нагнетательные, разведочные	ПНКТ73, ПНКТ89 ПР43, ПР54, КПРУ 65
При репрессии	Гидростатическое и более	ИЭР, минерализованные водные растворы и растворы на нефтяной основе	Добывающие, разведочные, нагнетательные	Все типы корпусных и бескорпусных кумулятивных перфораторов

4.II. Оптимальная плотность перфорации определяется прочностными характеристиками обсадной колонны и затрубного цементного камня, фильтрационно-емкостными свойствами пласта, его толщиной, однородностью, уплотненностью, глубиной залегания, вязкостью флюида, расстоянием от ГНК, ВНК, газонасыщенных и водонасыщенных пластов.

4.I2. Критерием плотности перфорации взята гидропроводность объекта разработки, учитывающая фильтрационные свойства пласта, его толщину и вязкость флюида:

$$\varepsilon = \frac{Kh}{\mu},$$

где K - коэффициент проницаемости, $I0^{-I5}$ м^2;

h - эффективная толщина, м;

μ - вязкость флюида в пластовых условиях, мПа·с.

4.I3. Гидропроводность рассчитывается в целом для всего интервала перфорации без подразделения на пропластки.

4.I4. При определении гидропроводности геофизическими методами коэффициент проницаемости находится по зависимостям $K = f(\alpha$ пс), приведенным в [8].

Эффективная толщина определяется по общепринятым методикам, а вязкость в пластовых условиях берется из технологических схем и проектов разработки конкретного месторождения.

4.I5. Ниже приводится рекомендуемая оптимальная плотность перфорации, обеспечивающая гидродинамическое совершенство вскрытия пластов Ю, Б и А месторождений Нижневартовского, Сургутского и Шаимского районов (табл.2).

4.I6. Рекомендации об оптимальной плотности перфорации выдаются в соответствии с настоящей инструкцией интерпретационной службой геофизических предприятий управления ЗапСибнефтегеофизики одновременно с заключениями о результатах промыслово-геофизических работ в скважинах.

Таблица 2

Рекомендуемая плотность перфорации

Пласт	Характеристика пласта	Гидропроводность 10^{-11} м³/(Па с)	Количество отверстий на I пог.м
$А_{I-I2}$	Тонкослоистое чередование типа "рябчик"	Менее 200	I2-22
	Глинистый коллектор	Менее 200	I2-20
$А_{I-I2}$	Слабоглинистый коллектор	Более 200	6-I2
	Глинистый коллектор	Менее 300	I2-20
$Б_{0}-Б_{II}$	Слабоглинистый коллектор	Более 300	6-I2
	Глинистый коллектор	Менее 400	I2-22
$Б_{I6-22}$	Слабоглинистый коллектор	Более 400	6-I2
Ю,П,Т,	Глинистый коллектор	Менее 500	I2 - 20
кора выветривания	Слабоглинистый коллектор	Более 500	6-I2

ВЫБОР ТИПОРАЗМЕРА ПЕРФОРАТОРА

4.I7. Выбор типоразмера перфоратора осуществляется на основе детальных сведений о состоянии цементного камня, обсадных труб, свойствах скважинной жидкости, наличии локальных препятствий в трубах, положении ВНК и ГНК относительно перфорируемого интервала, количестве труб, перекрывающих пласт, термобарических условиях в скважине, толщине пласта.

4.I8. Выбирают группу перфораторов, которая может быть применена при данных термобарических условиях в скважине (табл.3).

4.I9. Из выбранной группы последовательно исключают перфораторы, непригодные из-за:

-плохого цементного камня, близости ВНК и ГНК , наличия значительных дефектов в стенках обсадных труб (в таких случаях исключают бескорпусные перфораторы, **табл.3**);

-недостаточных диаметральных зазоров между перфоратором и стенкой обсадных труб (табл.4);

-наличия более одной колонны обсадных труб в интервале перфорации (табл.3).

4.20. Из оставшихся перфораторов выбирают наиболее производительные и с большей пробивной способностью. При этом учитывают особенности перфораторов, состоящие в следующем:

-перфораторы ПНК и ПНКТ не позволяют спускать приборы в интервал перфорации;

- перфораторы ПР требуют установки лубрикатов при производстве прострелочных работ;

- наращивание плотности перфорации, интенсификация притока при использовании ПНК и ПНКТ требуют полного подъема НКТ;

- в скважинах с большим углом наклона ($> 30^{\circ}$) и с локальными препятствиями в обсадных трубах ПНК и ПНКТ имеют преимущества по проходимости;

-перфораторы ПР не могут быть применены в скважинах, заполненных глинистыми растворами.

4.2I. Вскрытие пластов при депрессии может осуществляться только перфораторами ПР, КПРУ, ПНК и ПНКТ.

Таблица 3

Комплекс стреляющих перфораторов , рекомендуемых для вскрытия пластов

Основные технические характеристики перфоратора	Тип перфоратора											
	Кумулятивные											Пулевые
	Корпусные						Бескорпусные					
	ПК85ДУ ПКI05ДУ	ПК80Н ПК95Н	ПНК73 ПНКТ89	ПНКТ73 ПНКТ 89	ПКО 73 ПКО 89	ПКОТ73 ПКОТ89	ПКОС60 ПКОС73 ПКОС89	ПКС80Т ПКСI05Т	ПР43 ПР54	КПР У65		ПВКТ70 ПВТ73
I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II		I2
Максимальное гидростатическое давление, МПа	I00	I00	70	I00	70	I20	I50	80	80	80		I00
Максимальная температура, °С	200	200	I50	I70	200	200	250	I50	I50	I50		200
Максимальный внутренний диаметр обсадной колонны (или НКТ для малогабаритных перфораторов), мм	96 II8	96 II8	96 II8	96 II8	96 II8	96 II8	76 96 II8	96 II8	50 62	76		96
Число колонн в интервале перфорации	I-2	I-3	I-3	I-3	I-3	I-3	I-3	I-3	I-2	I-2		I-3
Р, репрессия "+" депрессия "-"	+	+	-	-	+	+	+	+	-	+-		+

I	2	3	4	5	6	7	8	9	I0	II	I2
Максимальное число зарядов, отстреливаемых за I спуск	42	42	250 250	250 250	I00 I00	I00 I00	20 20 I5	I00 I00	I00 I00	I00	I2 I0
Максимальная плотность за I спуск, отв./м	I2	I2	6	6	I0	I0	I2 I0 6	II 6	I0	8	2
Полная длина канала в комбинированной мишени при твердости породы 700 МПа	95 I45	I85 255	I55 250	I55 250	I55 250	I55 250	I45 I75 200	I65 275	I20 I50	200	
Средний диаметр канала, мм, при твердости породы 700 МПа	5 8,5	I0 I2	II I2	II I2	II I2	II I2	7 9 I0	8 I2	8 I0	9	25 20

Таблица 4

Минимально допустимые зазоры между стреляющим перфоратором и стенкой обсадной колонны по диаметру

Тип перфоратора		Диаметр или поперечный габарит перфоратора, мм	Плотность жидкости в скважине, г/см³	Минимальный зазор, мм
Кумулятивные	ПК	80-105	≤ 1,5	13
			≥ 1,6	15-22
	ПКО	73-89	≤ 1,5	20
			≥ 1,6	22-30
	ПКС	80-105	≤ 1,5	13
			≥ 1,6	22-30
	ПР	43-54	≤ 1,0	5-8
	ПКОС	60,73,89	≤ 1,5	16
	КПРУ		≥ 1,6	19
			≤ 1	11
Пулевые ПВКТ, ПВТ		70-73	0,8 ÷ 2,3	23

4.22. Пулевые перфораторы с вертикально-криволинейным стволом ПВКТ 70, ПВТ 73 создают повышенный диаметр перфорационного канала, в результате чего улучшается совершенство вскрытия в уплотненных коллекторах (типа юрских и ачимовских) и в пластах, представленных тонкослоистым чередованием (тип "рябчик").

4.23. Корпусные перфораторы (ПК, ПКО) оказывают на колонну и цементное кольцо меньшее воздействие, чем бескорпусные, поэтому они используются в газовых скважинах, а также в скважинах с близкой подошвенной водой, газовой шапкой (до 10 м) и близко залегающими водоносными, газоносными горизонтами, т.е. в скважинах, где нужно обеспечить сохранность колонны и цементного камня выше и ниже интервала перфорации.

4.24. Бескорпусные перфораторы (ПКС) обеспечивают высокую производительность и могут использоваться в случаях, где не требуется обеспечивать полную сохранность колонны и цементного кольца за пределами интервала перфорации.

4.25. Продуктивные нефтеносные пласты, удаленные от водоносных и газоносных и от ВНК и ГНК менее, чем на 10 м, вскрываются корпусными перфораторами плотностью не более 10 отв/м с числом зарядов за один залп не более 40. При отсутствии корпусных перфораторов в исключительных случаях с разрешения руководства Главтюменнефтегаза допускается выполнение перфорации бескорпусными перфораторами типа ПКС с минимальной плотностью (не более 6 отв/м).

4.26. При выборе типа стреляющей аппаратуры необходимо учитывать величину пластовой температуры, которой должны соответствовать не только заряды, но и детонирующий шнур и взрывные патроны (детонаторы).

4.27. Решение о выборе типоразмера и плотности перфорации в соответствии с требованиями настоящей инструкции принимает геологическая служба нефтегазодобывающего управления (НГДУ) и согла-

совывается с геологической и технологической службами УБР.

УСТАНОВКА ПЕРФОРАТОРОВ В ЗАДАННОМ ИНТЕРВАЛЕ ГЛУБИН

4.28. В качестве реперов (точек относительного отсчета глубин) для точной установки аппаратов по отношению к геологическому разрезу в обсаженных скважинах с маломощными пластами должны быть использованы муфтовые соединения, другие неоднородности колонны, а также специально устанавливаемые на колонне магнитные метки, отмечаемые на кривой локатора муфт (меток) четкими аномалиями. Наряду с этим возможно применение искусственных радиоактивных реперов (радиоактивные пули, источники в муфтовых соединениях), выделяемых аномалиями на кривой ГК.

4.29. Привязку по глубинам аппаратов в обсаженной скважине следует проводить с помощью одновременно регистрируемых диаграмм РК и локатора муфт (магнитных меток). Для получения привязочной диаграммы РК и локатора муфт (меток) используют контрольный прибор-шаблон, с помощью которого проверяют проходимость скважины перед спуском аппарата. Диаметр , длина и вес прибора-шаблона должны соответствовать габаритам и весу применяемой аппаратуры. В качестве прибора-шаблона возможно использование стандартных приборов РК с локатором муфт.

4.30. Привязочную диаграмму регистрируют после отбивки забоя при подъеме кабеля в интервале скважины длиной не менее 200 м в масштабе глубин 1:200. Диаграмма должна обязательно включать используемый для привязки характерный участок кривой РК, интервал перфорации и магнитные (радиоактивные) реперы колонны. Масштабы, скорость записи и параметры настройки аппаратуры должны быть такими же,

как и при записи основной диаграммы РК. Магнитные и другие реперы колонны должны располагаться выше продуктивного пласта на расстоянии не более 10-20 м от его кровли. В глубоких скважинах желательно использовать в качестве магнитных реперов муфтовые соединения укороченной обсадной трубы, располагаемой вблизи интервала перфорации.

4.31. В процессе записи привязочной диаграммы необходимо остановить скважинный прибор против репера, выбранного в качестве точки отсчета глубин, или на некотором расстоянии от него. Во избежание ошибок из-за упругого удлинения кабеля подход прибора к реперу должен осуществляться на минимально возможной скорости, предпочтительно с несколькими предварительными остановками и выдержкой на них. При окончательной остановке скважинного прибора против репера на диаграмме наносят метку остановки и на кабеле против точки отсчета глубин завязывают привязочную метку, служащую точкой относительного отсчета глубин.

4.32. После записи привязочную диаграмму совмещают по характерным аномальным участкам с ранее записанной в необсаженной скважине опорной диаграммой РК, на которой отмечены продуктивный пласт и интервал проведения ПВР. При этом расхождение обеих диаграмм по глубине не должно превышать допустимой погрешности определения глубин (в среднем 0,1%). Если расхождение не превышает допустимого, то определяют по привязочной диаграмме расстояние Н от нижней границы интервала проведения ПВР до соответствующего репера колонны. Когда расхождение превышает допустимое значение, то производят контрольный промер всего кабеля. В случае, если расхождение продолжает оставаться больше допустимого, то дальнейшее проведение работ запрещается до выяснения причин неувяз и руководством геофизического предприятия.

4.33. Метку нижней (точки) остановки перфоратора (рабочую метку) устанавливают на кабеле от метки репера в сторону подъемника на расстоянии ℓ (величины домера), равном

$$\ell = H + (\beta - \alpha) ,$$

где β -цена метки локатора муфт(меток);

α- цена метки нижнего заряда перфоратора.

Аналогично устанавливают рабочую метку верхней точки интервала перфорации. Затем от нижней рабочей метки в направлении к скважине размечают кабель с учетом заданной плотности перфорации(временные метки). Рабочие метки должны быть легко отличимы от привязочной метки, временных меток и метки забоя скважины. После этого опускают прибор-шаблон на забой и при подъеме регистрируют контрольную привязочную диаграмму РК и локатора муфт с отметкой всех нанесенных на кабель меток, по которой проверяют правильность разметки интервала перфорации.

4.34. На привязочной диаграмме начальник геофизического(перфораторного) отряда после расчета домера записывает расстояние от привязочной метки, на которой установлены рабочие метки. При проведении операций по установке аппарата в интервале работ обязательно присутствие ответственного представителя заказчика, контролирующего их выполнение. На этой стадии работ подсоединенный к аппарату локатор используют для контроля соответствия положения привязочной метки выбранному реперу.Остановка кабеля против привязочной метки(репера) и рабочих меток должна производиться с предосторожностями, указанными выше.

ОСОБЕННОСТИ ПРИВЯЗКИ ПЕРФОРАТОРОВ СПУСКАЕМЫХ НА НКТ

4.35. Обычным образом перед спуском НКТ устанавливают не далее 10 м от кровли перфорируемого пласта магнитную метку на колонне обсадных труб и регистрируют ее положение на кривой локатора муфт (магнитных меток).

4.36. На нижней насосно-компрессорной трубе перед спуском ее в скважину устанавливают магнитную метку с помощью индуктора (напр., ИО-50) таким образом, чтобы расстояние от метки до первого заряда было равно расстоянию от магнитной метки на обсадной колонне до кровли пласта.

Для отличия магнитной метки на обсадной колонне и на колонне НКТ одну из этих меток делают двойной.

4.37. После спуска НКТ в заданный интервал глубин производят регистрацию кривой магнитных меток (с помощью, напр., ИО-50), досылку перфоратора до совпадения метки на колонне НКТ с меткой на обсадной колонне.

4.38. Возможно использование вместо магнитных меток радиоактивных реперов (γ-излучателей), размещаемых в соответствующих муфтах обсадной колонны и соединениях НКТ, или поглотителей нейтронов (бор и т.п.), отмечаемых затем на кривых ГК и НГК соответственно.

4.39. Результаты привязки (глубина отбивки ММ по счетчику и диаграмме, расчет положения интервала перфорации, величина досылки НКТ) фиксируют в отдельном акте подписями начальника отряда и представителя заказчика.

5. ВЫЗОВ ПРИТОКА ИЗ ПЛАСТА

5.1. Вызов притока из пласта осуществляется созданием депрессии на пласт, т.е. превышения пластового давления над забойным.

5.2. Минимальная депрессия на пласт должна обеспечить перепад давления, необходимый для преодоления сил сопротивления движению жидкости в призабойной зоне пласта (ПЗП). Эта величина зависит от коллекторских свойств пласта, степени его загрязнения и колеблется от 2 до 5 МПа [9]. Для пластов с плохими коллекторскими свойствами рекомендуется использовать депрессию в 2,5-3,5 раза выше, чем репрессию на пласт при вскрытии.

5.3. Нецелесообразно создавать депрессию при вызове притока, превышающую величину репрессии при первичном вскрытии продуктивного пласта более, чем в 3,5 раза [10].

5.4. Допустимая величина депрессии на пласт выбирается с учетом следующих ограничений:

- обводненности продукции;
- прочности цементного камня в кольцевом пространстве;
- прочности обсадной колонны;
- устойчивости коллектора.

Ниже приведены формулы для расчета допустимых величин депрессий для каждого вышеназванного ограничения. Из рассчитанных величин выбирается наименьшая.

5.4.1. При ожидаемой обводненности продукции более 3% забойное давление при вызове притока должно быть не меньше давления насыщения ($P_{нас}$) [11]. Соответствующая этому условию максимально допустимая величина депрессии будет:

$$\Delta P_I \leq P_{пл} - P_{нас}.$$

Если в продукции ожидается обводненность менее 3%, то забойное давление при вызове притока должно быть не меньше

60% от давления насыщения нефти газом [12]. Соответствующая этому условию максимально допустимая величина депрессии будет:

$$\Delta P_I \leq P_{пл} - 0{,}6 \cdot P_{нас} .$$

5.4.2. При наличии выше или ниже продуктивного объекта невскрытого перфорацией водоносного напорного пласта перепад давления на метр разобщаемого интервала не должен превышать 1,5 МПа.

При этом условии допустимая величина депрессии на испытуемый пласт будет:

$$\Delta P_2 \leq P_{пл} - (P^{в}_{пл} - 1{,}5h),$$

где

$P^{в}_{пл}$ – пластовое давление в водоносном пласте; МПа.

h – расстояние от нижних отверстий интервала перфорации до ВНК, или до кровли водоносного горизонта, м.

5.4.3. Перепад давлений при вызове притока, воспринимаемый эксплуатационной колонной, не должен превышать величин, регламентируемых нормативными документами [13].

5.4.4. Допустимая депрессия на пласт в зависимости от устойчивости призабойной зоны выражается формулой [14]:

$$\Delta P_3 \leq \sigma_{сж} - 2(\xi P_г - P_{пл}),$$

где $\sigma_{сж}$ – предел прочности породы пласта на сжатие с учетом его изменения при насыщении породы фильтратом бурового раствора, МПа;

$P_г$ – вертикальное горное давление, МПа;

ξ - коэффициент бокового распора.

Горное давление определяется средней плотностью пород с учетом содержащейся в них жидкости (обычно $\gamma_{ср} = 2{,}3 \div 2{,}5$ г/см^3) и глубиной залегания пласта:

$$P_г = 0{,}01\, H\, \gamma_{ср} ,$$

где H - глубина залегания пласта, м.

Коэффициент бокового распора определяется в зависимости от коэффициента Пуассона ν (табл.5).

$$\xi = \frac{\nu}{1-\nu} .$$

Таблица 5

Порода	Коэффициент Пуассона	Коэффициент бокового распора
Глины пластичные	0,38 - 0,45	0,61 - 0,82
Глины плотные	0,25 - 0,35	0,33 - 0,54
Глинистые сланцы	0,10 - 0,20	0,11 - 0,25
Известняки	0,28 - 0,33	0,39 - 0,49
Песчаники	0,30 - 0,35	0,43 - 0,54
Песчаные сланцы	0,16 - 0,25	0,19 - 0,33
Гранит	0,26 - 0,29	0,35 - 0,41

Величину ΔP_3 рекомендуется уточнять экспериментально для конкретного месторождения (например, методом многоцикловых испытаний).

5.5. При получении расчетной величины депрессии по п.5.4:

а) меньше 5 МПа -принимать величину депрессии при вызове притока 5 МПа:

б) больше $P_{пл}$ -принимать величину депрессии при вызове притока равной пластовому давлению.

5.6. Требуемая депрессия на пласт достигается заменой жидкости в скважине на более легкий агент или уменьшением столба жидкости, заполняющей скважину(снижением уровня).

5.7. Замещение жидкости в скважине на более легкий агент осуществляется с помощью закачки в скважину насосным агрегатом воды, нефти, аэрированной жидкости, пены. При этом для получения аэрированной жидкости и пены необходимо наличие источника сжатого газа (воздушного компрессора,передвижной газификационной установки типа АГУ-8К).

5.8 .Снижение уровня производится с помощью воздушного компрессора или газификационной установки следующими способами:

-метод вытеснения - закачка газа в затрубное пространство с последующим стравливанием его;

-темп снижения давления при выпуске газа (воздуха) из затрубного должен быть не более 0,2 МПа/мин.Для обеспечения такого темпа снижения на устье скважины устанавливается штуцер диаметром: для скважин, обсаженных 168-мм колонной и оборудованных 73-мм НКТ, -7мм; для скважин,обсаженных 140-мм колонной и оборудованных 73-мм НКТ, - 6 мм;

-продувка-закачка газа в затрубное пространство до выхода его через НКТ; при этом НКТ оборудованы пусковыми муфтами или газлифтными клапанами.

5.9. Способ вызова притока с применением пенных систем [15] рекомендуется как наиболее перспективный вследствие следующих причин:

-создаются благоприятные условия для плавного запуска скважины;

-улучшается очистка скважины от примесей за счет постоянной циркуляции и высокой выносящей способности пены;

-повышается безопасность работ.

6.ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИНЫ В ПРОЦЕССЕ ОСВОЕНИЯ

6.1.Гидродинамические исследования проводятся с целью определения рациональных режимов эксплуатации скважин, коэффициента гидропроводности пласта в районе исследуемой скважины, пьезопроводности, коэффициента гидродинамического совершенства скважины, оценки качества освоения.

6.2. По каждой вновь вводимой из бурения скважине проводится комплекс гидродинамических исследований [16] , включающий:

-исследование методом установившихся отборов (не менее чем на 3 режимах) с построением индикаторных диаграмм, определением коэффициента продуктивности и оценкой величины гидропроводности по каждому работающему пласту (пропластку);

-исследование методом восстановления давления с определением коэффициента гидропроводности пласта и количественной оценкой коэффициента продуктивности,приведенного радиуса скважины и коэффициента гидродинамического совершенства скважины;

-исследование профиля притока с получением зависимости суммарного расхода жидкости ($q_ж$) и ее обводненности ($n_в$) от глубины измерения (H) в пределах общего интервала перфорации и определением дебитов жидкости ($\Delta q_ж$) и обводненности ($n'_в$) для отдельных участков перфорированного интервала;

-отбор и исследование глубинных проб нефти с целью определения в пластовых условиях давления насыщения, содержания растворенного газа,вязкости, плотности,объемного коэффициента нефти.

6.3. Гидродинамические исследования проводятся силами НГДУ в течение первого месяца эксплуатации скважины.

6.4.Гидродинамические исследования и измерения; обработка результатов исследований осуществляются в соответствии с требованиями РД39-3-593-81 /I6/.

6.5. Оценка качества освоения скважин осуществляется согласно РД39-2-865-83/I7/.

Л И Т Е Р А Т У Р А

I. Временная инструкция по одновременному безопасному производству буровых работ, освоению и эксплуатации нефтяных скважин на кусте , РД 39-3-248-79.

2.Методика подбора оптимального типоразмера и режима работы штанговой глубинонасосной установки. РД 39-I-289-79.

3. Методика подбора погружных центробежных электронасосов к нефтяным скважинам. Составлена ОКБ БН. Утверждена Управлением по развитию техники, технологии и организации добычи нефти и газа Министерства нефтяной промышленности СССР II июня I97I г.

4.Единые технические правила ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях. М., I983.

5.Временная инструкция по технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов с использованием инвертных эмульсионных растворов на месторождениях Западной Сибири, РД 39-3-677-82.

6. Методическое руководство по выбору типа бурового раствора, РД 39-2-772-82.

7.Инструкция по привязке глубин при перфорации. ЗапСибнефтегеофизика, I979.

8. Выбор типоразмера перфоратора и плотности перфорации в зависимости от геолого-промысловой характеристики объектов разработки месторождений Тюменской области. Стандарт объединения. Главтюменнефтегаз, I984.

9. Испытание и освоение скважин. Стандарт предприятия СТП00-028-82. Белоруснефть, I982.

I0. М.Л.Карнаухов ,К.Ф.Рязанцев. Справочник по испытанию скважин М., Недра ,I984 .

II.Руководство по освоению скважин различными способами. Бугульма ,1982 (Татнефть).

I2. Е.П.Гудков ,М.Ш. Мирзаев ,Ю.Х.Ширяев."О допустимой степени снижения пластовых и забойных давлений ниже давления насыщения при эксплуатации нефтяных месторождений". Труды Пермнипинефть,вып.7 1972г.,с.50-54

I3.Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин.Куйбышев,1976 (ВНИИТнефть).

I4. Е.Ф.Афанасьев ,Г.А.Зотов. Об устойчивости призабойной зоны. Труды МИНХиГП,вып.II6 ,1976 ,с.96-I02.

I5. Временная инструкция по освоению скважин пенами с использованием эжекторов на нефтяных месторождениях Западной Сибири. РД 39-2-I044-84.

I6.Инструкция по гидродинамическим методам исследований пластов и скважин РД 39-593-8I.

I7.Временная методика по оценке качества вскрытия пластов и освоения скважин.РД 39-2-865-83.

I8.Инструкция о порядке разработки,изложения и утверждения нормативно-технической документации в системе Министерства нефтяной промышленности.РД 39-3-64-80.

I9. Методические указания по разработке технологических регламентов на испытание скважин после окончания их бурением.РД39-2-I76-79.

20.Положение о порядке выполнения работ УБР и НГДУ на заключительном этапе строительства скважин,РД 39-2-352-80.

2I.Временная инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин на месторождениях Западной Сибири .РД39-2-I75—79.

22.Методические указания по организации системы сбора промысловых материалов для анализа причин выхода из строя скважин из-за дефектов крепи и исследования ее надежности.РД 39-2-839-82.

Приложение I

Согласовано: Утверждено

Гл. инженер НГДУ _____ Гл. инженер УБР _____

Гл. геолог НГДУ _____ Гл. геолог УБР _____

П Л А Н

работ по освоению (схема №I)____

куста _____

I. Забой _____ м.

2. Эксплуатационная колонна ____ мм спущена на глубину _____ м, толщина стенок в интервале _____ мм, в интервале _____мм, в интервале _____ мм.

3. Кольцо "стоп" установлено на глубине _____ м.

4. В колонне проведены замеры: РК, СГДТ, Магнитный локатор муфт, отбивка забоя.

5. Искусственный забой _____ м.

6. Уровень гельцемента на глубине _____ м.

7. Максимальный угол искривления ствола скважины _____ на глубине _____ м.

8. Ствол скважины заполнен глинистым раствором уд. веса_____г/см^3

9. Устье скважины оборудовано колонной головкой, эксплуатационная колонна с крестовиной опрессована на воде на _____ МПа, герметична.

I0. Ожидаемое пластовое давление _____ МПа, температура ____^{0}С.

II. Расстояние от муфты кондуктора до стола ротора _____ м.

I2. Иметь в запасе 50 м^3 глинистого раствора уд.веса _____г/см^3.

Порядок работ

I3. Установить "Бакинец", А-50.

I4. Провести замеры: электротермометр М I : 500 в интервале_____м, М I:200 в интервале _____ м, РК (повторно) М I:500 в интервале _____ м, М I:200 в интервале _____ м, АКЦ, СГДТ (повторно)

М I:500 в интервале _____ м, М I:200 в интервале _____ м, МЦМ I:200 в интервале _____ м.

I5. Опрессовать сальники ГКК на _____ МПа воздухом.
I6. Оборудовать межколонное пространство патрубком с манометром, опрессовать на _____ МПа.
I7. Спустить НКТ с шаблоном до глубины _____ м.
I8. Промыть скважину и закачать на забой 3-5 $м^3$ ИЭР (или минерализованной воды) уд.веса _____ $г/см^3$.
I9. Поднять НКТ.
20. Оборудовать устье скважины перфорационной задвижкой, опрессованной на _____ МПа.
2I. Опрессовать эксплуатационную колонну на _____ МПа.
22. Прошаблонировать ствол скважины незаряженным перфоратором до глубины _____ м.
23. Перфорировать_____мм э/колонну в интервалах_____
_____
по _____ отверстий на I п.м зарядами _____. Всего _____ отверстий.
24. Спустить _____ мм НКТ с _____ на глубину _____ м.
25. Установить пусковые муфты на глубинах _____ м.
26. Установить фонтанную "ёлку" и опрессовать ее на _____ МПа при закрытой центральной задвижке и открытом затрубье.
27. Промыть скважину на воду, нефть (пену). Освоить компрессором и отработать скважину.
28. Исследовать скважину методом установившихся (не менее 3 режимов) и неустановившихся отборов и снять профиль притока.
29. Сдать скважину НГДУ _____
30. Ответственный за выполнение пунктов I4, 22, 23, 28 - геолог по освоению, пунктов I3,I5, I6, I7, I8, I9, 20, 2I, 24, 25, 26, 27 - мастер освоения, пункта 29 - начальник цеха освоения, ст. геолог.

Ст. геолог геологического
отдела _____

Приложение 2

Согласовано:

Гл. инженер НГДУ _____

Гл. геолог НГДУ _____

Утверждено

Гл. инженер УБР _____

Гл. геолог УБР _____

П Л А Н

работ по освоению (схема №2) скважины №___

куста_____

Пункты I – I6 такие же, как и по схеме №I.

I7. Спустить НКТ с шаблоном до глубины _____ м.

I8. Заменить глинистый раствор на воду.

I9. Поднять НКТ.

20. Спустить ПНКТ.

2I. Установить фонтанную "ёлку" и опрессовать её на _____ МПа при закрытой центральной задвижке и открытом затрубье.

22. Снизить забойное давление заменой воды на нефть (пену).

23. Провести перфорацию.

24. Вызвать приток и отработать скважину.

25. Исследовать скважину методом установившихся (не менее 3 режимов) и неустановившихся отборов.

26. Сдать скважину НГДУ.

27. Ответственный за выполнение пунктов I4,20,23,25 – геолог по освоению, пунктов I3,I5,I6,I7,I8,I9,2I,22,24 – мастер по освоению, пункта 26 – начальник цеха освоения, ст. геолог.

Ст. геолог геологического
отдела _____

Приложение 3

Согласовано:

Гл. инженер НГДУ _____

Гл. геолог НГДУ _____

Утверждено

Гл. инженер УБР _____

Гл. геолог УБР _____

П Л А Н

работ по освоению (схема №3) скважины №___куста_____

Пункты I - I6 такие же, как и по схеме №I.

I7. Спустить _____ мм НКТ с воронкой на глубину _____ м.

I8. Заменить глинистый раствор на воду.

I9. Установить фонтанную "ёлку" и опрессовать ее на _____ МПа при закрытой центральной задвижке и открытом затрубье.

20. Установить лубрикатор.

2I. Заменить глинистый раствор на нефть (пену).

22. Прошаблонировать скважину незаряженным перфоратором до глубины _____ м.

23. Перфорировать _____ мм эксплуатационную колонну в интервалах _____ м по ____ отверстий на I п.м перфораторами типа ПР.

Всего _____ отверстий.

24. Вызвать приток и отработать скважину.

25. Исследовать скважину методом установившихся (не менее 3 режимов) и неустановившихся отборов и снять профиль притока.

26. Сдать скважину НГДУ.

27. *Ответственный за выполнение* пунктов I4, 22, 23, 25 - геолог по освоению, пунктов I3, I5, I6, I7, I8, I9, 20, 2I, 24 - мастер освоения, пункта 26 - начальник цеха освоения, ст. геолог.

Ст. геолог геологического отдела _____

Приложение 4

Согласовано:

Гл. инженер НГДУ_____

Гл. геолог НГДУ _____

Утверждено

Гл. инженер УБР _____

Гл. геолог УБР _____

П Л А Н

работ по освоению (схема №4) скважины №___ куста_____

Пункты I - I6 такие же, как и по схеме №I.

I7. Спустить НКТ с шаблоном.

I8. Заменить буровой раствор на воду.

I9. Заменить воду на минерализованную воду ($CaCl_2$, NaCl) минерализация _____мг/л, удельного веса _____ г/см^3.

20. Поднять НКТ.

2I. Оборудовать устье скважины перфорационной задвижкой, опрессованной на _____ МПа.

22. Опрессовать эксплуатационную колонну на _____ МПа.

23. Прошаблонировать скважину незаряженными перфораторами до глубины _____ м.

24. Перфорировать _____ мм эксплуатационную колонну в интервалах: _____ по ____ отверстий на I п.м зарядами _____. Всего _____ отверстий.

25. Спустить _____ мм НКТ с _____ на глубину _____ м.

26. Установить пусковые муфты на _____ м.

27. Установить фонтанную "Ёлку" и опрессовать её на _____ МПа при закрытой центральной задвижке и открытом затрубье.

28. Вызвать приток компрессором.

29. Исследовать скважину методом установившихся (не менее 3 режимов) и неустановившихся отборов, снять профиль притока.

30. Поднять НКТ.

3I. Оборудовать скважину ЭЦН или штанговой насосной установкой.

32. Сдать скважину НГДУ.

33. Ответственный за выполнение пунктов:

I4, 23, 24, 29 - геолог по освоению, пунктов I3, I5, I6, I7, I8, I9, 20, 2I, 22, 25, 26, 27, 28, 30, 3I - мастер освоения, пунктов 3I, 32 - начальник цеха освоения, ст. геолог.

Ст. геолог геологического отдела _____

Приложение 5

А К Т

об испытании на герметичность колонной головки
на скважине _____ куста _____
_____ *месторождения*

Мы, нижеподписавшиеся, мастер освоения _____
и представитель ЦДНГ № _____ НГДУ _____
составили настоящий акт о том, что _____ 19 г.
произведено испытание на герметичность колонной головки после установки ее на устье.

Тип колонной головки _____

Опрессовка _____ колонной головки произведена воздухом при давлении _____ МПа.
(сальников, ниа)

В течение _____ мин пропусков не обнаружено.

_____ герметичен _____

Мастер освоения _____

Представитель ЦДНГ №____ НГДУ _____

Приложение 6

А К Т

на опрессовку межколонного пространства
скважина № _____ куст

Мы, нижеподписавшиеся: мастер освоения _____
представитель ЦДНГ _____ НГДУ _____
составили настоящий акт о том, что _____ 19 г.
произведена опрессовка межколонного пространства давлением ___МПа.
В результате визуального осмотра межколонное пространство признано _____

Мастер освоения _____ _____

Представитель ЦДНГ _____ _____ НГДУ

Приложение 7

А К Т

о перфорации скважины
№ _____ куст № _____
от _____ 19 ___ г.

Мы, нижеподписавшиеся, начальник перфораторной партии _____ _____ , геолог _____ УБР _____ составили настоящий акт о том, что _____ 19 г. произведена перфорация _____ ми колонны в скважине № _____ куст № _____ с привязкой по МПм.

№№ пп	Интервал перфорации	Тип зарядов	Пласт	Количество зарядов спущенных	Количество зарядов отстрелянных

Искусственный забой "отбит" на глубине _____
Работа начата _____ закончена _____

Начальник перфораторной партии _____
Геолог УБР _____

Приложение 8

А К Т

Мы, нижеподписавшиеся, мастер освоения _____ и представитель ЦДНГ НГДУ _____ составили настоящий акт о том, что _____ 19 г. на скважине № _____ месторождения фонтанная арматура после установки ее на устье опрессована на _____ МПа.

Во время опрессовки пропусков не обнаружено. Арматура герметична.

Мастер освоения _____

Представитель ЦДНГ НГДУ _____

Приложение 9

М Е Р А

_____ мм НКТ, спущенных в скважину № _____ куст № _____

_____ месторождения

№№ п.п.	Длина труб	Нараст. итог	№№ п.п.	Длина труб	Нараст. итог	№№ п.п.	Длина труб	Нараст. итог
I			I8			35		
2			I9			36		
3			20			37		
4			2I			38		
5			22			39		
6			23			40		
7			24			4I		
8			25			42		
9			26			43		
I0			27			44		
II			28			45		
I2			29			46		
I3			30			47		
I4			3I			48		
I5			32			49		
I6			33			50		
I7			34			5I		

_____ мм НКТ с учетом ротора спущены на глубину _____ м. Пусковые муфты установлены на глубинах _____ м. Пакер отсекателя установлен на глубине _____ м. Низ НКТ оборудован _____. Марка стали труб _____. Трубы прошаблонированы шаблоном диаметром _____ м.

Мастер по освоению _____

Приложение 10

А К Т

на освоение _____ объекта в интервале _____
в скважине № ____ месторождения _____
от _____ 19 г.

Мы, нижеподписавшиеся, главный геолог _____ УБР, главный инженер _____ УБР, мастер освоения _____, начальник промыслово-геофизической партии _____ составили настоящий акт об освоении _____ объекта в интервале _____.
По данным заключения ГИС кровля _____ отбивается на глубине _____ м, подошва _____ .
По керну и заключению ГИС интервал освоения представлен _____ _____ _____
Способ освоения _____ _____
Перфорация производилась _____ _____
расчета _____
В результате освоения объект _____ _____

Результаты исследования скважины методом установившихся отборов

№ режима	Дата измерения	Дебит жидкости, $м^3/сут$	% воды	Дебит газа, $тыс.м^3/сут$	$P_{пл}$ МПа	$P_{заб}$ МПа	$h_{ст}$ м	$h_{дин}$ м	$P_{зат}$ МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Дата проведения работ	Освоение скважины заменой глинистого раствора на воду замена технической воды нефтью с указанием объемов в м³	Освоение скважины компрессором					
		марка компрессора	время работы компрессора, ч	максимально достигнутое давление на компрессоре, МПа	глубина спуска НКТ и пусковых муфт, м, какие муфты сработали	максимальное снижение уровня по пусковым муфтам (или по глубинному манометру), м	примечание, в т.ч. какая жидкость была на выкиде; суточный дебит, м³

Мастер освоения _____

Геолог освоения _____

Результаты исследований методом восстановления давления

Глубина измерения ___ м. Дебит скважины до остановки _____ $м^3$/сут.

Дата _____ I9 г.

№№ точек	Время календарное	Время, отсчитываемое с момента остановки скважины, с	Забойное давление $P_{заб}$, МПа	Затрубное давление $P_{зат}$, МПа	Буферное давление $P_{буф}$, МПа	Примечание
I	2	3	4	5	6	7

Результаты исследований профилей притока и обводненности

№№ измерения	Глубина H, м	Дебит жидкости в точке замера q (скорректированный), $м^3$/сут	Обводненность жидкости в точке замера n_a (скорректированная) (в долях единицы)	Толщина интервала h, м	Расход жидкости из интервала Δq, $м^3$/сут	Обводненность интервала $n'_в$	Удельный дебит жидкости $q_{уд}$, $м^3$/сут

Результаты интерпретации гидродинамических исследований

Методика обработки	Коэффициент продуктивности по ИД $K, \frac{м^3}{сут, МПа}$	Гидропроводность $\frac{мкм^2/см \cdot мПа \cdot с}{}$ фактическая	потенциальная	О П	Работающая толщина в % от перфорированной
I	2	3	4	5	6

Освоение начато _____ I9 г. закончено _____ I9 г.

Скважина _____

(передана НГДУ, законсервирована, ликвидирована и т.д.-указать)

Примечания _____

Главный геолог УБР _____

Главный инженер УБР _____

Мастер освоения _____

Начальник промыслово-геофизической партии _____

О Г Л А В Л Е Н И Е

Стр.

I. Общие положения 3

2. Геолого-техническая характеристика объектов освоения 4

3. Освоение скважин на месторождениях Западной Сибири. . . 5

4. Вторичное вскрытие. 9

5. Вызов притока из пласта 23

6. Исследование скважин в процессе освоения. 28

7. Литература 30

Приложение I. План работы по освоению (схема № I) скважины 32

Приложение 2. План работы по освоению (схема № 2) скважины 34

Приложение 3. План работы по освоению (схема № 3) скважины 35

Приложение 4. План работы по освоению (схема № 4) скважины 36

Приложение 5. Акт об испытании на герметичность колонной головки. 37

Приложение 6. Акт на опрессовку межколонного пространства скважины 37

Приложение 7. Акт о перфорации скважины. 38

Приложение 8. Акт на опрессовку фонтанной арматуры 38

Приложение 9. Мера НКТ, спущенных в скважину 39

Приложение 10. Акт на освоение объекта 40

Формат 60x84 1/16 Печ.л. 1,9
Заказ № 890 Цена 22 коп. Тираж 200

Ротапринт ВНИИКРнефти, г.Краснодар, ул. Мира, 34

gost.e-ecolog.ru