

ОАО "ГАЗПРОМ"
Институт "ТюменНИИгипрогаз"

Особые отметки _____
Экз. _____

СОГЛАСОВАНО

Управление Тюменского
округа Госгортехнадзора РФ

(письмо от 22.09.99 № 559)
верно
нач. с.о.г.т.н. Карин

Северная военная часть
по предупреждению возникновения
и по ликвидации открытых
газовых и нефтяных фонтанов

(письмо от 04.09.99 № 190)
верно
Зав. Р.И.И.С. Карин

УТВЕРЖДАЮ

Главный геолог
"Уренгойгазпром"

Главный геолог
"Ямбурггаздобыча"

Главный геолог
"Надымгазпром"



А.И.Райкевич

Г.И.Облеков

РЕГЛАМЕНТ

по испытанию (освоению) скважин на ачимовские отложения

(в 2-х книгах)

Книга 1

Освоение скважин

1-ая редакция

РД 51-00158758-206-99

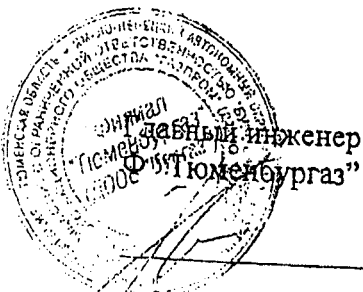
Зам. генерального директора
"ТюменНИИгипрогаз"

В.Ф.Штоль

Зам. генерального директора
ОАО "Сибургаз"

А.М.Носов

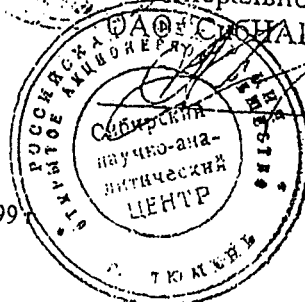
Тюмень 1999



Главный инженер
Ф "Тюменбурггаз"

В.В.Подшибякин

О.В.Кудрин



РУКОВОДЯЩИЙ НОРМАТИВНЫЙ ДОКУМЕНТ

РЕГЛАМЕНТ

ПО ИСПЫТАНИЮ (ОСВОЕНИЮ) СКВАЖИН НА АЧИМОВСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ

(в 2-х книгах)

Книга 1

Освоение скважин

РД 51-00158758-206-99

введен впервые

Ачимовские отложения месторождений севера Тюменской области характеризуются АВПД, высокой пластовой температурой и большой неоднородностью коллекторских свойств продуктивных пластов. Опыт освоения ачимовских скважин показал, что особенностью освоения является необходимость проведения работ по интенсификации притоков на начальном этапе освоения, а выбор методов и способов интенсификации целесообразно осуществлять по результатам испытания с помощью испытателей пластов на трубах и комплекса геофизических исследований.

Настоящий документ "Книга 1. Освоение скважин" предназначен для освоения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин ачимовских отложений на месторождениях Надым-Пур-Тазовского региона.

Книга 1 определяет технико-технологические решения и организацию работ при вторичном вскрытии пласта, спуске лифтовой колонны, вызове притока из пласта, отработке скважины и вводе ее в эксплуатацию.

"Регламентом..." предусматривается проведение промысловых испытаний методов интенсификации притоков, которые разрабатываются отдельным этапом и после испытаний будут представлены в книге 2 "Интенсификация притоков".

При составлении окончательной редакции "Регламента..." учтены замечания предложения управления Тюменского округа Госгортехнадзора РФ (УТО), Северной воен-

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Освоение скважин - комплекс операций по вторичному вскрытию пласта, вызову притока, очистке прискважинной зоны и созданию условий, при которых продуктивный пласт начинает отдавать пластовый флюид в объеме, предусмотренном проектом разработки.

Освоение является конечным этапом строительства, расконсервации либо капитального ремонта скважин:

1.2. Работы по освоению проводятся согласно плану, составленному с учётом технологических регламентов на эти работы и утвержденному главным инженером и главным геологом бурового (ремонтного) предприятия и согласованному с заказчиком и с противодонной службой, с указанием ответственного инженерно-технического работника (ИТР) по наряд-заданию бригаде освоения.

1.3. Освоение скважин допускается производить как с буровой установки (БУ), так и с передвижного подъемного агрегата (ППА).

1.4. Передача освоенной скважины в эксплуатацию либо в консервацию осуществляется комиссией, назначаемой главным инженером газодобывающего предприятия.

В состав комиссии должны входить:

со стороны заказчика - главный инженер (председатель), главный геолог добывающего управления и начальник промысла;

со стороны подрядчика - главный инженер и главный геолог бурового (ремонтного) предприятия;

со стороны контролирующих органов - представитель местного органа горного надзора (инспектор по охране недр).

Передача скважины в эксплуатацию оформляется актом с указанием параметров ее проводки и рекомендуемых режимов эксплуатации, с приложением к нему необходимой документации. Акт утверждается генеральным директором добывающего предприятия (объединения).

1.5. Сдача последней скважины куста в эксплуатацию считается сдачей в эксплуатацию всего куста (в целом).

Таблица 2.1.

Характеристика ачимовских отложений

Наименование Пласта	Глубина залегания, м	Рпл, МПа	Тпл, °С	Проницае- мость, мД	Пористость, Доли ед.	Флюид	Дебит
Уренгойское месторождение							
Ач ₁	3460-3600	59,5	98-102	6,92	0,214	газ конденсат	22,7-319,4 т м ³ /сут 4,58-118 м ³ /сут
Ач ₂	3508-3536	49,0-58,0	96-104	газ 2,58 нефть 7,05	0,189 0,214	газ конденсат нефть	57,2-210,8 т м ³ /сут 14,6 м ³ /сут 12,3 м ³ /сут
Ач ₃₋₄	3516-3635	59,72	108	газ 1,47-1,75 нефть 0,95	0,16	газ конденсат нефть	5,52-361,1 тыс.м ³ /сут 3,16-151,34 м ³ /сут 1,09-1,53 м ³ /сут (на Ндин. 1073 и 890)
Ач ₅	3588-3713	52-59	102-106	0,85-0,98	0,16	газ	5,52-253,91 тыс.м ³ /сут
Ач ₆	3716-3790	65,1	102-110	0,16-0,48	0,13-0,168	газ конденсат нефть	8-164 тыс.м ³ /сут 6,6-59 м ³ /сут 11 м ³ /сут
Восточно-Уренгойское месторождение							
Ач ₃₋₄	3500-3700	север 61,3 юг 57,2	101-108	газ 1,47-1,75 нефть 0,95	0,16	газ конденсат нефть	17,4-326,51 тыс.м ³ /сут 7,96-210,1 м ³ /сут 2,16-11,5 м ³ /сут
Ач ₆ ⁰	3698-3810	север 61,8 юг 58,1	110-115	газ 0,53-0,57 нефть 0,27	0,159-0,148	газ конденсат нефть	8,99-132,02 тыс.м ³ /сут 27,57-56,65 м ³ /сут 10,84 м ³ /сут
Ямбургское месторождение							
Ач ₅₋₆	4019,5-4100				12,6-13,6 по АК	газоконденсат	
Ач ₃₋₄	3873-4016				12,4-13,8 по АК	газоконденсат	

3.3.8. Обвязать фонтанную арматуру отводами, выкидными и нагнетательными линиями, установить рабочую площадку.

Нагнетательные линии должны быть оборудованы обратными клапанами и быстро разъёмными соединениями. Опрессовать нагнетательные линии на 1,5 кратную величину давления опрессовки эксплуатационной колонны.

Факельные линии должны иметь длину не менее 100 м, быть прямолинейными без поворотов, а уклон их должен обеспечивать сток жидкости. На конце факельных линий оборудовать амбар для сбора жидкости объемом не менее 50 м³.

3.3.9. Установить на буфере фонтанной арматуры, трубном, затрубном, межколонном пространствах скважины, а также на штуцерном блоке задвижек технические манометры с трехходовыми кранами, а на одной из рабочих струн арматуры - термометр.

3.3.10 Опрессовать верхнюю часть фонтанной арматуры совместно с факельными отводами на давление опрессовки эксплуатационной колонны. Результаты опрессовки оформить актом.

3.3.11 Опрессовать газовый сепаратор на рабочее давление. Проверить срабатывание предохранительного клапана сепаратора. Результаты оформить актом.

3.3.12. Произвести замену утяжеленного бурового раствора в стволе скважины на техническую воду, промыть скважину в течение двух циклов с противодавлением. Вытесняемый из скважины буровой раствор следует собирать через сепаратор бурового раствора в специальные емкости.

При необходимости замену утяжеленного бурового раствора производить ступенчато: вначале закачать облегченный глинистый раствор плотностью 1400 кг/м³, далее облегченный глинистый раствор плотностью 1200 кг/м³, затем – разделительный буфер (раствор технической воды с КМЦ) в объеме равном объему спущенных в скважину НКТ; с промывкой на каждой ступени в течение двух циклов.

3.3.13. Опрессовать эксплуатационную колонну совместно с фонтанной арматурой на давление, превышающее на 10% возможное (текущее), возникающее при эксплуатации скважин.

3.3.14. Произвести замену технической воды на раствор хлористого натрия плотностью 1,17 г/см³.

3.3.15. После получения разрешения представителя противofонтанной службы демонтировать верхнюю часть фонтанной арматуры, смонтировать ПВО, опрессовать ПВО на давление опрессовки эксплуатационной колонны (с оформлением акта). Поднять НКТ на 5-10 м выше кровли вскрываемого объекта.

1 Отстрел каждой сборки перфораторов, спуск и подъем перфорационных зарядов, а также запись контроля перфорации производить после создания давления на устье препятствующего поступлению пластового флюида в ствол скважины.

2 Если из-за высокого давления в скважине нет возможности произвести спуск зарядов и геофизических приборов, то допускается кратковременный сброс давления в скважине по затрубному пространству с интенсивной одновременной прокачкой раствора NaCl плотности $1,17 \text{ г/см}^3$ в колонну НКТ.

3 Допускается производить перфорацию скважины с помощью перфораторов типа ПНКТ, спускаемых на насосно-компрессорных трубах / 5 /.

3.4.4. Возможно вторичное вскрытие продуктивных пластов гидроабразивной перфорацией (см. Книгу 2).

3.5. Освоение скважины.

3.5.1. После перфорации произвести очистку ПЗП методом обратных промывок раствором хлористого натрия с противодавлением на различных режимах по замкнутому циклу. Время промывки на каждом режиме - до удаления механических примесей, но не менее двух циклов. Снижение противодавления производить ступенчато через 30-50 атм в интервале забойных давлений $P_{\text{заб}} = P_{\text{пл}} \pm 0,7P_{\text{пл}}$. Не допускать снижения забойного давления более $0,5P_{\text{пл}}$.

Примечание - В случае перфорации в углеводородной среде освоение осуществляется с заполнением ствола скважины этой же жидкостью.

3.5.2. Повторно произвести промывки с противодавлением обратным ходом.

3.5.3. При наличии в потоке механических примесей и фильтрата бурового раствора (ФБР) промывки продолжить до их полного удаления.

3.5.4. Оставить скважину на технологическую выстойку в течение 24 часов с созданием давления на устье исходя из условия

$$P_{\text{заб}} \approx P_{\text{пл}} = P_y + 0,01 \cdot H \cdot \rho_{\text{ж}}, \quad (3.1)$$

где P_y – устьевое давление, МПа;

H – глубина нижних отверстий интервала перфорации, м;

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность скважинной жидкости, т/м^3 .

Примечание - Здесь и далее приведена формула расчета давлений упрощенно для практических целей /6/.

3.6. Исследование скважины.

3.6.1. После полной очистки скважины и выхода ее на устойчивый режим работы произвести газогидродинамические исследования (ГДИ) и исследование на газоконденсатность (ГКИ) по утвержденному плану. Для лабораторных анализов отобрать устьевые пробы газа сепарации, сырого и стабильного конденсата /7,8/.

3.6.2. Во время проведения ГДИ и ГКИ при необходимости подавать в затрубное пространство ингибитор гидратообразования или горячий конденсат

3.6.3. Результаты вызова притока, ГДИ и ГКИ оформить актом.

3.7. Заключительные работы

3.7.1. Произвести глушение скважины водой. С этой целью установить на трубном отводе штуцер. Диаметр штуцера при полном замещении скважины водой выбирается из условия

$$P_{пл} \leq 0,01 \cdot H_{нкт} \cdot \rho_v + P_y \quad (3.3)$$

где $H_{нкт}$ – глубина спуска НКТ, м ;

ρ_v – плотность технической воды, т/м³ ;

P_y – избыточное давление на устье скважины, МПа.

3.7.2. Последовательно с противодавлением произвести замену в скважине воды на легкий, а затем на более тяжелый буровой раствор, плотность которого достаточна для предотвращения проникновения пластового флюида в ствол скважины (плотность бурового раствора должна быть такой же, как при первичном вскрытии пласта и соответствовать ГТН). Промыть скважину в течение 3 - 4-х циклов с целью дегазации забоя и выравнивания параметров бурового раствора.

Примечание - При переводе скважины с жидкости меньшей плотности на большую необходимо снижать противодавление таким образом, чтобы выполнялось условие:

$$P_{пл} \leq 0,01 \cdot H_{нкт} \cdot \rho_{ж} + P_y \quad (3.4)$$

где: $\rho_{ж}$ – плотность жидкости находящейся в скважине, т/м³.

3.7.3. Открыть трубные и затрубные задвижки и оставить скважину на технологическую выстойку в течение 24 часов.

3.7.4. Промыть скважину. Вымыть забойную пачку.

3.7.5. При отсутствии перелива и газа на забое скважины, после получения разрешения представителя противофонтанной службы демонтировать верхнюю часть ФА, планшай-

4. ОСВОЕНИЕ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН С ОТКРЫТЫМ ЗАБОЕМ И ПЕРФОРИРОВАННЫМ ХВОСТОВИКОМ (ФИЛЬТРОМ).

4.1. Технические средства

4.1.1. Хвостовик-фильтр, для скважин с горизонтальным окончанием состоит из перфорированной трубы с заглушенными колпачками отверстиями (диаметры отверстий и плотность определяются проектом разработки). На трубе устанавливается фильтрующий элемент - проволоочный цилиндр с расстоянием между витками от 0,20 мм до 2 мм, которое регламентируется проектом на строительство скважин с учетом фракционного состава пород.

Хвостовик-фильтр для вертикальных скважин может быть аналогичной конструкции, либо в виде трубы с щелями (восемь щелей длиной 100-125 мм, шириной 3-5 мм каждая, располагающихся по окружности с углом смещения 120°). Отверстия и щели располагаются не ближе 0,6 м от резьбовых соединений колонны /18/. На трубе устанавливается фильтрующий элемент согласно вышеприведенному описанию.

Из серийно выпускаемых этим требованиям соответствуют фильтры (ФГС) АООТ "Тяжпрессмаш" /19/.

4.1.2. Забойный фрезер 1-ФЗ по ОСТ 26-16-1619-81 (без армированной боковой поверхности), соответствующего диаметра для разбуривания колпачков фильтра.

4.1.3. Бурильные трубы ТБПВ (ПН) 73х9 ГОСТ Р 50278-92.

4.1.4. Остальные технические средства соответствуют пунктам: 3.1.1 - 3.1.6, 3.1.8 - 3.1.20.

4.2. Технологические схемы

4.2.1. Технологические схемы соответствуют пункту 3.2.

4.3. Подготовительные работы

4.3.1. Провести работы по пунктам: 3.3.1. - 3.3.4

4.3.2. Произвести спуск бурильного инструмента с фрезером до искусственного забоя. Спуск бурильного инструмента производить с промывками через 500 м в течение одного цикла, на забое промывку производить в течение двух циклов.

4.3.8. После получения разрешения представителя противофонтанной службы произвести с противодавлением замену утяжеленного бурового раствора в стволе скважины на раствор хлористого натрия плотностью $1,17 \text{ г/см}^3$, промыть скважину в течение двух циклов с противодавлением. Вытесняемый из скважины буровой раствор следует собирать через сепаратор бурового раствора в специальные емкости.

4.3.9 Готовность скважины к испытанию оформить актом.

4.4. Освоение скважины.

4.4.1. Освоение скважины провести согласно п. 3.5.

4.4.2. В случае применения комплекса подземного скважинного оборудования произвести установку эксплуатационного пакера по инструкции завода изготовителя.

4.5. Исследование скважины.

4.5.1. Исследование скважины провести согласно п. 3.6.

4.5. Заключительные работы

4.5.1 Провести дренаж задвижек фонтанной арматуры с оформлением акта.

4.5.2. После окончания первичных исследований передать скважину добывающему предприятию.

Передачу скважины в эксплуатацию оформить актом.

4.5.3. При невозможности ввода скважины в эксплуатацию необходимо провести работы по ее консервации в соответствии с действующими инструкциями / 9 /.

4.5.4. После завершения работ на скважине необходимо провести работы по рекультивации территории. Отчет о работах, проводимых за сутки на скважине, ежедневно отражать в суточном рапорте.

5.12. Все подводящие трубопроводы, соединительные штуцеры и арматура должны соответствовать испытательному давлению и быть опрессованы перед испытанием.

5.13. К работам на скважинах с возможными газонефтеводопроявлениями допускаются бурильщики и специалисты, прошедшие подготовку по курсу “Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях” в специализированных учебных центрах (комбинатах). Проверка знаний и переподготовка этих кадров проводятся не реже одного раза в 3 года /10, 11/.

5.14. Запрещается нахождение посторонних лиц на скважине в период освоения, том числе при перфорации и отработке пласта.

5.15. Запрещается проведение работ по вызову притока при отсутствии передвижной паровой установки и резервной насосной установки.

5.16. При отсутствии взаимной видимости рабочих вахты и ответственного за освоение проводить работы по вызову притока запрещается.

5.17. Скважина передается заказчику под давлением. Глушение скважины после освоения допускается только в исключительных случаях по разрешению руководства добывающего предприятия.

5.18. В случае возникновения аварийной ситуации или открытого фонтана работ по их ликвидации должны осуществляться силами СВЧ.

7. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ НЕДР

7.1. Охрана недр при освоении скважин, в первую очередь, осуществляется за счет применения конструкции скважин, в которой:

1) для предотвращения загрязнения поверхностных грунтовых вод хозяйственного питьевого назначения предусмотрен спуск направления и подъем цементного раствора до устья;

2) для надежной изоляции продуктивных горизонтов друг от друга, от проникающих пород и дневной поверхности предусмотрен спуск обсадных колонн и подъем цементного раствора за ними до устья, а также установка заколонных пакеров и противовыбросового оборудования на устье согласно ГОСТ 13862-90;

3) для предотвращения прорыва газа предусмотрено применение высокогерметичных лифтовых труб и обсадных труб с резьбами ОТТГ, ОТТМ, VAM, а также - применение специальных герметизирующих резьбовых смазок типа Р-402, Р-2МПВ.

7.2. В процессе строительства скважин осуществлять постоянный контроль за герметичностью скважин (герметичность обсадных колонн, изоляция продуктивных горизонтов, предотвращение открытого фонтанирования, соответствие техническим решениям проекта строительства скважин).

Контроль осуществлять как геофизическими методами, так и опрессовкой колонн.

8.2.2. Технологические растворы, применяемые при аварийной задавке скважины, должны иметь плотность, обеспечивающую противодействие на пласт, иметь высокую дисперсную способность твердой фазы и большую вязкость для временной "закупорки" горных пород и иметь характеристики, близкие к характеристикам пластовых углеводородов для сохранения фильтрационных характеристик пласта.

8.2.3. Санитарно-токсикологические характеристики технологических растворов, применяемых при освоении и аварийном глушении скважин приведены в таблице 8.1.

8.3. Охрана окружающей среды при освоении скважин

8.3.1. Все работы по испытанию и освоению скважин должны осуществляться в соответствии с нормативными документами, актами, положениями и правилами по охране окружающей среды, действующими на территории России и Тюменской области / 14 /.

8.3.2. Освоение скважин производится на завершающей стадии строительства на обустроенном кусту с готовыми подъездными путями и линией электропередач (ЛЭП).

8.3.3. Защита территории куста обеспечивается за счет:

1) поддержания в исправном состоянии обваловки периметра куста и уклонов поверхности от обваловки к отстойникам-накопителям с целью предупреждения слива дождевых, талых и сточных вод за территорию кустовой площадки;

2) конструктивного исполнения технологического оборудования (емкостей, циркуляционных коммуникаций), предотвращающего переливы, утечки и проливы технологических растворов;

3) использования построенных при бурении элементов сбора и отвода проливов технологических растворов, исключающих попадание отходов освоения на поверхность;

4) использования построенного при бурении организованного стока с поверхности кустового основания талых, дождевых и сточных вод в накопитель-отстойник;

5) размещения техники и емкостей в специально отведенных местах.

8.3.4. При проведении работ по освоению запрещается передвижение по тундре вездеходного и автомобильного транспорта вне отведенных дорог.

8.3.5. Технологические растворы, применяемые при освоении скважин, транспортируются и хранятся в закрытых емкостях. Сыпучие материалы, утяжелители, химические реа-

8.5.2. Водообеспечение и охрана водных ресурсов в процессе освоения скважин осуществляются в соответствии с природоохранными требованиями проектов на строительство скважин.

8.6. Охрана атмосферного воздуха от загрязнения

8.6.1. Контроль за содержанием выбрасываемых веществ в атмосферу должен осуществляться по ГОСТ 17.2.3.02-78 и методическим указаниям "Сборника методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами" службы охраны окружающей природной среды управления буровых работ с использованием прямых методов измерения или приборов, рекомендованных во "Временном руководстве по контролю источников загрязняющих веществ в атмосфере".

Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в атмосферном воздухе представлены в таблице 8.2.

8.7. Контроль за соблюдением мероприятий по охране природы

8.7.1. Ведомственный контроль за всеми видами природопользования возлагается на службу инженерно-геологического мониторинга добывающего предприятия (заказчик авторский надзор за соблюдением технических решений на стадии строительства, освоения, эксплуатации, ремонта и консервации скважин - на проектные институты (разработчика)

9.5. Если производятся не все представленные в таблице 9.2. методы интенсификации притока, то общие затраты времени определяются за исключением не проводимых методов.

Таблица 9

Затраты времени на проведение работ по интенсификации притока (сут.).

Глубина залега- ния объекта, м (до)	Гидропескоструйная перфорация (ГПП)				Гидравличе- ский разры- пласта (ГРП , одна опер- ция ²
	Первая уста- новка гидро- перфоратора	Норма на каждую по- следующую установку	Затраты на последую- щие 39 уста- новок ¹	Затраты времени на ГПП	
1	2	3	4	6	7
4000	5,3	0,3	11,7	17	4,7
4500	5,9	0,3	11,7	17,6	5,2

Примечания

1 Количество установок взято из расчета 0,5 м интервала перфорации на одну установку.

2. Для проведения ГРП необходима смена НКТ 73 на НКТ 89.

Таблица

Итоговая таблица затрат времени на испытание скважин с проведением интенсификации притока методами МПД, ГПП и ГРП (сут.).

Глубин- залега- ния объекта м (до)	ПЗР	Пер- фора- ция	Освое- ние	Иссле- дова- ние	Интенсификация				За- дав- ка	Уста- нов- ка мос- та	Оби- зат т
					числот- ная бровка	МПД	ГП П	ГРП			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
4000, 1 объ- ект	2,5	5,22	19,4	22,8	2,8	3,2	17	4,7	1,5	4,2	83
4000, послед- ующий объект	-	5,22	19,4	22,8	2,8	3,2	17	4,7	1,5	4,2	80
4500, 1 объ- ект	2,7	6,04	25	31	3,1	3,6	17,6	5,2	1,6	4,5	100
4500, послед- ующий объект	-	6,04	25	31	3,1	3,6	17,6	5,2	1,6	4,5	99