



В.С. НОВИКОВ
А.С. НОВИКОВ

УКРОЩЕНИЕ ОГНЯ

Ликвидация открытого нефтегазового
горящего фонтана с высоким содержанием
сероводорода в скважине № 37-Тенгиз

Москва
2010

В.С. НОВИКОВ

А.С. НОВИКОВ

ПРЕДИСЛОВИЕ

В.С. Новиков, А.С. Новиков
открытого нефтяного фонтана с высоким содержанием сероводорода в скважине № 37-Тенгиз (М.: ООО «Севинформ»)

УКРОЩЕНИЕ ОГНЯ

Ликвидация открытого нефтегазового горящего фонтана с высоким содержанием сероводорода в скважине № 37-Тенгиз

Ф. СЛАНОВ АТЫНДАҒЫ
ОБЛЫСТЫҚ ҒЫЛЫМИ
ӘМБЕБАП КІТАПХАНА

416860 аб

Москва

2010

В.С. НОВИКОВ . . .
В.С. НОВИКОВ . . .

В.С. Новиков, А.С. Новиков. Укрощение огня. Ликвидация открытого нефтегазового горящего фонтана с высоким содержанием сероводорода в скважине № 37-Тенгиз). — М.: ООО «Сервис-групп». — 2010.— 216 с.

Строительство скважин в сложных горно-геологических условиях было и остается крайне рискованным мероприятием. Несмотря на очевидный прогресс в совершенствовании бурового оборудования, технологий бурения, методов прогнозирования и оперативной оценки ситуации в скважине и т.д., аварии и осложнения являются неотъемлемыми спутниками буровиков.

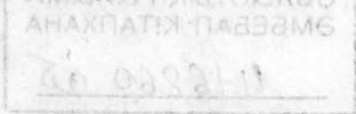
Данная книга посвящена ликвидации открытого горящего нефтегазового фонтана на всемирно известной скважине №37 Тенгиз. О масштабности и сложности проблемы свидетельствуют как сроки работ, так и серьезно рассматриваемый вариант глушения скважины с использованием подземного атомного взрыва.

Книга интересна как своей уникальной хронологичностью событий, но и тем, что в ней описано, как шаг за шагом, споря, ошибаясь, используя предыдущий опыт и учась в процессе работ, производственники и ученые справились с ситуацией.

Систематизирован и детально описан бесценный опыт решения реальных проблем, возникавших в процессе ликвидации фонтана и восстановления скважины. Кроме того, наличие методик расчетов, описание их принципов и результатов дает специалистам не только возможность правильного понимания происходивших в скважине процессов, но также инженерный подход и алгоритм действий.

Авторы не дают оценки действий отдельных лиц и организаций, документальность повествования сама ставит все по местам.

Упоминание в книге множества фамилий участников ликвидации фонтана на скважине №37 Тенгиз делает ее достойным памятником всем людям, упорно боровшимся и победившим.



МОСКВА
СОЮЗ

ПРЕДИСЛОВИЕ

Фонтан века

Много времени прошло с того момента, когда огромны потенциал Прикаспийской впадины заявил о себе мощным выбросом нефтегазового флюида из скважины №37 Тенгизского месторождения.

За ликвидацией этой беспрецедентной аварии с большим вниманием и напряжением следили в нашей стране и во всем мире. С нетерпением ожидалась публикация материалов по организации и ликвидации мощного неуправляемого горящего нефтегазового фонтана с токсическими газами.

Действительно, по горячим следам много был систематизирован и обобщен материал об организации работ по очистке устья от металлоконструкций упавшей вышки, формирования струи фонтана путем отстрела превенторов, разработки и изготовления специального гидронатаскивателя превенторной сборки на устье скважины, исследования дебита фонтана и его глушения. Однако публикация не состоялась и задержана на многие годы по причинам, изложенным В.И. Игревским в дневнике «Огненный город». Кроме того, в то время существовало негласное «табу» на публикацию материалов по Тенгизскому месторождению.

Последующий развал союза, отторжения месторождения, появление новых хозяев, разорвало все связи и внесло неразбериху во всех вопросах, что исключило возможность публикации материала. Никому ничего было не надо.

В то же время, несмотря на длительное время отделяющее происшедшее событие от сегодняшнего дня, актуальность и востребованность к материалам по организации ликвидации открытого неуправляемого горящего нефтегазового фонтана не только не уменьшилась, но и постоянно растет. Поэтому мы посчитали возможным и необходимым нарушить «табу» и опубликовать эти материалы.

В.И. Игревский, непосредственно руководивший всеми работами по ликвидации аварии, последовательно по дням, часам и минутам изложил события и возникающие организационные, техниче-

кие и другие проблемы, требующие принятия быстрых и неординарных решений.

В предложенном издании дано детальное изложение технических решений и их реализации в процессе ликвидации аварии от момента возникновения до глушения фонтана на протяжении всех 399 дней.

Известие о фонтане застало меня в Москве, где я докладывал Ученому Совету ВНИИБТ Программу научно-исследовательских работ по разведке и освоению Прикаспийской впадины на период 1985 - 1990 гг. Доклад был выслушан с вниманием и одобрен. Однако впоследствии в бывшем МНИ она была пересмотрена и потеряла целостность. Оставлены отдельные краткосрочные задачи без увязки с другими проблемами.

Мне было предложено немедленно выехать в Волгоград и организовать мониторинг за работами на скважине. В это время на Тенгизе находился И.С. Нестеренко ведущий научный сотрудник ВолгоградНИИНефть, который активно участвовал в организации работ по ликвидации аварии в качестве ученого секретаря Штаба. Через два дня после начала фонтанирования соответствующим службам (геологическое управление б. МНИ, институты ВНИИБТ, ВолгоградНИИНефть) было дано задание проработать геологические материалы для подготовки проекта на строительство спецскважины.

С этого времени все внимание было сосредоточено на организации работ по составлению рабочего проекта и согласованию проектных решений с ВНИИБТ и специалистами Минсредмаша. Через месяц работы «Рабочий» проект на строительство спецскважины был рассмотрен штабом и рекомендован к утверждению.

Группа специалистов ВолгоградНИИНефть В.И. Пустовалов, В.К. Муратов, А.Д. Поликарпов под руководством замдиректора по разведке и освоению Прикаспийской впадины В.С. Новикова выехали на Тенгиз. Задачей группы было мониторинг работ на скважине, проведение расчетов и научное обоснование технических решений. При очистке устья от металлоконструкций неожиданно возникла проблема нейтрализации H_2S в несторевавшем флюиде, который не полностью сторел и накапливался в низинах. Поиски нейтрализатора и способов нейтрализации H_2S в нефти не увенчались успехом, хотя к решению этой проблемы привлекались многие институты, которые так или иначе соприкасались с сероводородом. Изменение струи выбрасываемого флюида, разбрызгивания его сняло эту проблему.

По прибытии на Тенгиз сразу подключились к расчетам свободного дебита после выброса из скважины бурильных труб, которыми уже занимались институты Миннефтепрома и Мингазпрома. Расчет свободного дебита нами проводился с использованием характеристик пласта определенных при исследовании уже пробуренных скважин (44, 9, 29 и др.). По фактическим данным дебит скважины оценивался в пределах 7–9 тыс. м³ в сутки при давлении на устье 20 МПа. Расчеты других институтов давали значение дебита в пределах 38–40 тыс. м³ в сутки. Естественно, наши расчеты не были приняты и Штаб поручил В.С. Новикову возглавить группу ученых ВНИИБТ (О.В. Воинов, Э.П. Кайданов, А.И. Литвинов) ВНИИГаза (В.Д. Малеванский, Е.В. Шеберстов), Волгоград-НИИНефть (В.С. Новиков, В.К. Муратов, В.П. Пустовалов, А.Д. Поликарпов) для разработки единой методики и расчетов не сильно отличающихся друг от друга. В расчетах активно участвовали другие сотрудники (А.Г. Потанов, Б.М. Скориков, Г.А. Белоусов, И.С. Нестеренко) в подборе методик и других материалов необходимых для расчетов и исследований.

Однако, никто не хотел уступать и каждый считал по своей методике. Мы не стали делать перерасчет, так как наш расчет базировался на фактических данных, полученных при испытании скважины.

На очередном заседании Штаба, наряду с расчетами дебита скважины, рассматривался вопрос выброса колонны бурильных труб, произошедшей после отстрела превенторов. О дебите скважины докладывали О.В. Воинов и В.Д. Малеванский, косвенно касаясь причин выброса труб. По их версии выброс труб связан с изменениями продуктивности скважины в 4–5 раз с 20,6 до 104 (т/сут)/ат и увеличением дебита до критических значений для данного сечения труб. В этом случае колонна бурильных труб должна быть выброшена из скважины за счет силы трения потока нефтегазового потока о стенку бурильных труб. Понимая, что наши расчеты по дебиту не будут приняты, мы сосредоточились на причинах выброса бурильных труб. После напряженных раздумий и перебора различных сил у меня возникла шальная идея использовать схему «Из пушки на луну» Жюль Верна и свойство шампанского при его резком открытии, когда больше половины бутылки выплескивается газом. Идея заключалась в том, что ствол скважины, обсаженный 245 мм колонной, рассматривался как длинный ствол пушки, а колонна труб сжата до минимальных разме-

ров в виде огромного снаряда весом 152 т. Такой снаряд мог быть выброшен только расширяющимся газом, образовавшимся при взрыве пороха или другого взрывчатого вещества. В данном случае после отстрела превенторов, взорвался газ, сжатый до давления 26,2 МПа, давления насыщения газообразных углеводородов. После снятия давления на устье до нуля газ начал интенсивно выделяться, в результате уровень флюида в затрубье резко спускался вниз пока не достиг глубины нахождения долота. Создается ситуация когда сверху долота находится только газ, практически не создающий давления на долоте, а под долотом постоянно поступающий флюид подпирает долото пластовым давлением, которое, учитывая площадь долота, достаточно чтобы сдвинуть с места массу труб весом 152 т. Дополнительная сила расширяющегося газа приводит в движение вверх всю колонну бурильных труб. По мере выброса части труб, на поверхности масса уменьшается, выталкивающее усилие увеличивается и трубы интенсивно выбрасываются из скважины.

Такая версия выброса бурильных труб вызвала эмоционально-негативное восприятие как невозможное, хотя Л.М. Калына наблюдавший весь процесс отстрела, по мере моего изложения подтверждал основные положения: взрыв на устье после отстрела, определение времени начала и конца выброса. С пониманием к такой версии отнесся руководитель Штаба В.И. Игревский и порекомендовал продолжить работу по обоснованию данного процесса. Такая работа была выполнена при обобщении материала.

В это время продолжалась работа по сборке гидронатаскивателя на устье скважины, на котором сохранился фланец. Наблюдая за сборкой я обратил внимание на кинематику гидронатаскивателя. У меня появилось сомнение в возможности герметизации устья. Анализ кинематики работы гидроцилиндров показал, что сборка из горизонтального может быть поднята в вертикальное положение, но для прижатия к фланцу нет необходимого усилия, так как в этом случае основное усилие направленно вверх. Я выразил необходимость создания вертикальных условий сверху вниз, которые прижмут сборку. Эти соображения были изложены в так называемом «предбаннике», где мы могли собираться и свободно обсуждать проблемы. При этом разговоре присутствовал заместитель начальника Штаба Сагингалиев.

Эти соображения не были учтены и только после второй неудачной попытки наведения, когда фланец сборки точно лег на фланец

на устье, но не был прижат, только тогда было принято решение об установке вертикальных гидроцилиндров, которое В.И. Игревский оценил как «гениальное изобретение членов Штаба».

Постоянно обсуждался вопрос дебита скважины и возможности глушения фонтана без спуска колонны труб, т.е. в «лоб». С формированием струи фонтана и открывшейся возможностью наведения превенторной сборки на устье, встал вопрос об исследовании скважины без герметизации устья при горящем флюиде.

В срочном порядке поставили задачу разработать программу исследования скважины без закрытия превенторов при горящем фонтане. На разработку отводилась одна ночь. Задача архисложная вообще, а за такое короткое время тем более. Разработать программу по имеющимся методикам было практически невозможно, так как все методики предусматривали использование сменных штуцеров при закрытии скважины и прекращение потока. Требовалось не традиционное решение. Оно сформировалось у В.С. Новикова при ночном прогулке по поселку нефтяников на Тенгизе. Утром идея была оформлена и в 12.00 представлена руководителям штаба, которые на десять минут онемели от неожиданности простоты решения.

Идея заключалась в том, что не было необходимости изменять оборудование на устье, не нужно проводить никаких действий по манипуляции превенторной сборки. Идея заключалась в том, что изменялась общая площадь сечения потока флюида за счет последовательного открытия и закрытия задвижек на боковых отводах — метод разгрузки при постоянном сечении на факельной основной трубе. Это позволяло получить любое количество измерений без дополнительных работ на устье. Одновременно на входе и выходе в отводах были установлены манометры, что позволяло по разности гидравлических сопротивлений по этим трубам оценить дебит по общепринятой методике и рассчитать коэффициент гидравлического сопротивления для газожидкостной смеси. Таких расчетов мы не нашли нигде. Методика защищена патентом.

Значение дебита рассчитанного по результатам исследований методом разгрузки и загрузки не на много отличалось от значений дебита рассчитанного по характеристикам пласта. Этот факт вызвал сомнения у руководства Штаба. Но они дали согласие на исследование скважины с закрытием превентора. Для этого, по предложению

В.Д. Малеванского, было смонтировано четыре отвода диаметром 190 мм длиной 250 м каждый. Такое количество отводов обеспечило давление ниже критического значения 20,0 МПа при закрытии устья. При этом использовалась методика разгрузки-загрузки, а В.Д. Малеванский считал по своей методике, значение дебита в этом случае практически не отличалось от первоначальных исследований методом разгрузки; по методике В.Д. Малеванского дебит фонтанирующей скважины по-прежнему был заоблачным и составлял более 30 тыс. м³/сут/ат (30).

Для расчетов глушения и составления Программы глушения скважины в «лоб» приняты средние значения дебита.

В процессе исследования наблюдались явление, не описанное в литературе. Давление на входе и выходе в отводах оказалось в 1,5 раз меньше расчетного и по отводам шел чистый газ. Последующие теоретические исследования позволили установить, что имеет место обращенный дисперсно-кольцевой режим, возникающий при высоких скоростях потока при несмачиваемой сетке трубы, когда около стенки формируется газовый слой, а в ядре движется твердая жидкость.

Программа глушения скважины в «лоб» базировалась на том, что раствор поршнем будет отжимать газ и до достижения определенного уровня и давления в скважине инициирует поглощение. Для получения такой ситуации необходимо было в первые 40–45 секунд закачивать в затрубье раствор в объеме эквивалентном объему фонтанирующему потоку. Реализация этого условия требовала использование 24-х агрегатов ЦА-500 и ЦА-700. Такого количества агрегатов в регионе не нашлось. Решили, что за счет повышенных ходов поршней насоса ЦА-320 удастся закачать необходимый объем за 30–40 секунд. Действительно за первые 30–40 секунд рост давления соответствовал расчетному, затем произошел скачкообразный рост давления, превышающее допустимое. Во избежание разрушения устья превентеры были открыты и скважина переведена в открытое фонтанирование.

Неудача в глушении скважины в «лоб» связана с рядом причин. В первую очередь недоучетом некоторых закономерностей сжатия газа, не была предусмотрена возможность прорыва газовой шапки на устье, использовались непроизводительные агрегаты ЦА-320, которые при повышенных ходах поршней не могли обеспечить необходимую производительность, так как высоковязкий раствор

ИБР не успевал заполнять цилиндры насоса и произошел разрыв струи, раствор перестал поступать в скважину, отсутствовал предохранительный клапан, который мог бы сбрасывать в атмосферу небольшие газовые пузыри, не давая им скапливаться в большие и создавать избыточное давление на устье.

Штаб не рискнул, из-за ненадежности устья, повторить такую операцию и принял решение о спуске труб под давлением и глушение скважины через спущенные трубы. Начались поиски и переговоры по закупке оборудования. Из всех предложенных фирмами оборудования остановились на фирме «ОТИС». Основным условием приобретения установки для спуска труб под давлением было доставка его к объекту работы фирмой «ОТИС» и обучение наших специалистов в процессе монтажа и работе на установке. Все работы по монтажу установки, спуску труб под давлением проводилась под руководством Штаба и непосредственно Советскими специалистами военизированных отрядов Миннефтепрома, Мингеологии и Мингазпрома совместно с иностранным персоналом. Спуск труб проходил в стандартном режиме до того момента, пока труба диаметром 168 мм не вошла в 245 мм колонну на устье. Возникла сильная вибрация всей превенторной сборки устья. Иностранный персонал мгновенно в панике покинул рабочую площадку. Потребовалась длительная беседа и уговоры, чтобы они продолжили работу. Наши специалисты очень быстро освоили процесс и продолжили спуск до глубины 3090 м, ниже трубы не пошли. Предполагалось что в этом месте 245-ти миллиметровая колонна смята. После спуска следующих двух труб вибрация прекратилась.

Осложнения возникли при извлечении из труб клапана-пробки, который из-за обрыва держателя остался в трубах. После нескольких попыток с помощью шлинса с кернорвателем, изготовленным в мастерских Волгоградского УБР, клапан-пробка был поднят.

Для глушения скважины были разработаны две Программы. Одна Программа предусматривала проведения глушения известным прямым способом путем закачки бурового раствора плотностью 2000 кг/м³ в бурильные трубы (ВНИИГаз В.Д. Малеванский, ВНИИКРнефть Куксов). Другая (Волгоград НИПИнефть В.С.Новиков, А.Д.Поликарпов, В.К.Муратов) — предусматривала закачку раствора в затрубное пространство. В последствии этот способ был защищен Патентом.

Глушение фонтана по первой Программе проводилось при скорости закачки 65 л/сек. Через три часа непрерывной закачки раствора в объеме более 100 м³ все убедились в неэффективности метода глушения закачкой раствора в трубы.

Глушение фонтана закачкой раствора ИБР плотностью 2000 кг/м³ в затрубное пространство продолжалось не более двух часов при скорости закачки 40 л/сек. При этом израсходовано раствора в пределах 1,5 объема скважины.

Через 399 дней, закачкой цементного раствора, закончилась эпопея титанической, мужественной и героической работы советских специалистов по ликвидации, не имеющей аналогов аварии и фонтана века.

Полученный опыт, уникальность разработанных решений, технических средств, технологии, организации работы не имеют аналогов в отечественной и мировой практике борьбы с открытыми горящими фонтанами и может быть использован при ликвидации подобных аварий в сложных инженерно-геологических условиях строительства скважины.



Ликвидаторы открытого нефтегазового фонтана в скважине № 37 Тенгизская
(стоит последний справа Новиков В.С.)

ВВЕДЕНИЕ

Наиболее сложным видом аварий при строительстве нефтяных и газовых скважин являются открытые не управляемые фонтаны. Для предотвращения, и в случае возникновения, разработаны различные методы и техника ликвидации нефтяных и газовых фонтанов.

Однако, с открытием крупных нефтегазоконденсатных месторождений в Прикаспийской впадине, таких, как Астраханское, Тенгизское, Карачаганакское, характеризующихся сложными горно-геологическими условиями и содержащих в продукции в значительных количествах сероводород и углекислоту, возникли новые, ранее не встречавшиеся проблемы.

Высокая коррозия агрессивность и токсичность продукции скважины при аномально высоких пластовых давлениях и продуктивности пласта представляют особые повышенные требования и требуют принципиально новых технических и технологических решений, особого подхода к техническим средствам и оборудованию, обеспечению безопасности работ, сохранности недр и окружающей среды, надежности и долговечности сооружаемых скважин.

Для строительства скважин в этих условиях, в частности, на месторождении Тенгиз, создана материально-техническая база, нормативно-технологическая документация, обеспечивающая вскрытие продуктивного горизонта 600 м.

Сосредоточение большого количества буровых станков на одной площади для обеспечения необходимого темпа его освоения создало обстановку, при которой вероятность проявления дефектов взаимоотношений обслуживающего персонала с современными техническими средствами в экстремальных условиях, могущих привести к выбросу и фонтану, неизмеримо возрастает. Проявлением такого дефекта является открытый нефтяной фонтан на сква-

жине №37-Тенгиз, строительство которой вела буровая бригада Балыкшинского УРБ ПО «Эмбанефть».

Ликвидация открытых, да еще горящих фонтанов при помощи имеющихся технических средств и разработанных методов весьма затруднена, а в условиях высоких температур и атмосферы, зараженной высокотоксичными компонентами (H_2S , CO_2 , SO_2) продукции скважины, практически не возможна. Даже полное сгорание флюида не всегда может обеспечить полную безопасность для работающих на месторождении и населения прилегающей территории.

Отечественная и мировая практика борьбы с фонтанами не располагала опытом работы в подобных условиях.

Учитывая характер и мощность фонтанирования, созданный МНП штаб по ликвидации аварийного фонтана на скважине №37-Тенгиз, принял решение ликвидировать фонтан наиболее эффективным и безопасным методом — с помощью глубинного промышленного взрыва при условии обеспечения заданного сближения стволов аварийной и наклонно-направленных скважин.

Вместе с тем, учитывая, что бурение наклонных скважин в горно-геологических условиях месторождения Тенгиз займет длительное время, штаб счёл целесообразным разработать методы и технические средства ликвидации горящего фонтана с высоким содержанием токсических веществ у устья скважины.

Для осуществления этого решения потребовалось разработать и осуществить принципиально новые методы организации работ, технических средств, методов исследования и расчетов параметров режима фонтанирования, отвечающих требованиям определенной ситуации. При этом основное внимание уделялось безопасности, надежности и качеству создаваемых средств и методов ведения работ. Все, что не делалось на скважине №37-Тенгиз, — все делалось впервые, в часто меняющейся экстремальной обстановке, что требовало быстрого принятия и исполнения нестандартных решений.

Было осуществлено, казавшиеся в начале, невозможное дело — подойти к устью горящего фонтана в атмосфере высокотоксичных газов и повышенных температур воздуха $380^{\circ}C$ и почвы до $480^{\circ}C$, оборудовать его и установить, с помощью гидронатаскивателя, противовыбросовое оборудование.

Это позволило управлять фонтаном, провести исследования по оценке параметров пласта и после спуска комбинированной эксп-

луатационной колонны 127x168 мм заглушить фонтан, сохранив скважину, как эксплуатационный объект.

Успех при обуздании фонтана и его глушение обеспечен благодаря мобилизации творческого потенциала инженерно-технических работников и героическими усилиями бойцов и командиров военизированных противofонтанных частей Украинского нефтегазового района МИНГЕО УССР, Северо-Кавказского промышленного района Миннефтепрома, пожарных частей Гурьевской и Мангышлакской областей, работников Балыкшинского УКБ ПО «Эмбанефть» и других, некоторые самоотверженно трудились, зачастую с опасностью для жизни.

Получен неоценимый практический опыт по организации и проведению работ вблизи устья горящего фонтана в атмосфере высокотоксичных газов H_2S и SO_2 , дистанционному наведению запорной арматуры и герметизации фланце с помощью гидроцилиндров.

Полученный опыт, уникальность разработанных технических средств организации и методов работ не имеют аналогов в отечественной и мировой практике борьбы с открытыми фонтанами, и может быть использован при ликвидации подобных фонтанов в сложных горно-геологических условиях.

В работе, на примере ликвидации открытого горящего нефтегазового фонтана на скважине №37-Тенгиз излагаются новые технические решения, разработанные и реализованные на практике коллективом специалистов предприятия Министерств нефтяной, газовой промышленности и МИНГЕО СССР.

При работе над рукописью использовались материалы протоколов заседаний Штаба по ликвидации фонтана и глушению скважин, Полтавской ВЧ УкрНГРР по предупреждению проявлений и ликвидации открытых нефтяных и газовых фонтанов МинГео УССР, института «ВолгоградНИПИнефть», Полтавского военизированного противofонтанного отряда УПР Миннефтепрома, института ВНИИГаза.

1. ВОЗНИКНОВЕНИЕ И РАЗВИТИЕ ОТКРЫТОГО ФОНТАНА НА СКВАЖИНЕ №37-ТЕНГИЗ

Разведочная скважина №37-Тенгиз с проектной глубиной 5000 м заложена на не изученном западном крыле Тенгизского нефтяного месторождения с целью изучения геологического строения и нефтеносности залежи в подсолевых отложениях нижнего карбона.

Скважина расположена на юге Гурьевской области. Бурение скважины №37-Тенгиз осуществляла буровая бригада Балыкшинского управления разведочного бурения ПО «Эмбанефть».

Фактический стратиграфический разрез

Четвертичные + палеоген	0–250 м
Меловые	254–1570 м
Юрские	1570–2445 м
Триасовые	2445–2512 м
Кунгурские	2512–4400 м
Аргинские	4400–4460 м
Карбон	4460 м и далее

Проектная конструкция скважины

478 мм — 0 — 478 м, подъем цемента — до устья, не опрессовывается.

324 мм — 0 — 2000 м, подъем цемента до устья, $P_{\text{опр.}} = 13,3$ МПа при $\gamma = 1,27$ г/см³.

245 мм — 0 — 3950 м, подъем цемента до устья, $P_{\text{опр.}}$ — вверх — 50,0 МПа при $\gamma = 1,76$ г/см³, вся колонна $P_{\text{опр.}} = 22,0$ МПа при $\gamma = 1,76$ г/см³.

168 мм — 0 — 5000 м, подъем цемента до устья, $P_{\text{опр.}}$ — вверх — 51,9 МПа при $\gamma = 1,0$ г/см³, а вся колонна 47,5 Мпа, при $\gamma = 1,0$ г/см³.

Фактическая конструкция скважины

426 мм — 0 — 499 м, подъем цемента до устья, не опрессовывалась.

324 мм — 0 — 2280 м, подъем цемента до устья $P_{\text{опр.}} = 13,3$ МПа при $\gamma = 1,28$ г/см³.

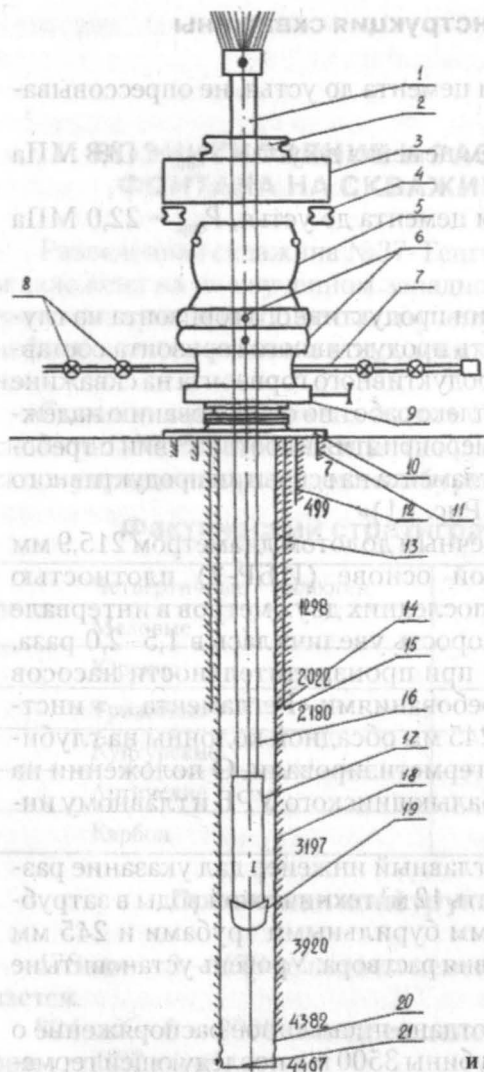
245 мм — 0 — 4403 м, подъем цемента до устья, $P_{\text{опр.}} = 22,0$ МПа при $\gamma = 1,8$ г/см³.

Фонтан возник при вскрытии продуктивного горизонта на глубине 4467 м. Вскрытая мощность продуктивного горизонта составляет 5–7 м. Перед вскрытием продуктивного горизонта на скважине №37-Тенгиз был проведен комплекс работ по оборудованию надежного устья, а также проведены мероприятия в соответствии с требованиями «Технологического регламента на вскрытии продуктивного горизонта на площади Тенгиз (Рис. 1.1)»

Бурение велось трехшарошечным долотом диаметром 215,9 мм раствором на углеводородной основе (ИБР-2) плотностью 2,02–2,06 г/см³. При бурении последних двух метров в интервале 4465–4467 м механическая скорость увеличилась в 1,5–2,0 раза. Скважина поглотила раствор при производительности насосов 10–12 л/с. В соответствии с требованиями «Регламента.....» инструмент был поднят в башмак 245 мм обсадной колонны на глубину 4382 м. Устье скважины загерметизировали. С положения на скважине сообщили в ЦИТС Балыкшинского УРБ и главному инженеру БУРБ.

По прибытии на скважину главный инженер дал указание разгерметизировать устье и закачать 12 м³ технической воды в затрубное пространство между 127 мм бурильными трубами и 245 мм колонной для определения уровня раствора. Уровень установить не удалось.

Главным инженером было отдано письменное распоряжение о подъеме бурильных труб до глубины 3500 м с последующей герметизацией устья и приготовлением облегченного раствора плотностью 1,97–1,98 г/см³. При подъеме 15-й свечи бурильных труб 23.06.85 г. в 23 часа 20 минут из скважины по затрубному пространству в желобной системе началось движение бурового раствора и «перелив» его через бурильные трубы.



- 1 — буровая труба СБТ — $\text{Ø}127$ мм с шаровым краном;
- 2 — элеватор под $\text{Ø}127$ мм СБТ;
- 3 — ротор;
- 4 — подроторные балки;
- 5 — сферический превентор;
- 6 — спаренные пласечные превентора;
- 7 — отводы ПВО;
- 8 — коренные задвижки на ПВО;
- 9 — превентор со срезающими пласками;
- 10 — колонный фланец с переходной катушкой;
- 11 — направление $\text{Ø}630$ мм;
- 12 — кондуктор $\text{Ø}426$ мм;
- 13 — муфта ступенчатого цементирования и стык колонны $\text{Ø}324$ мм;
- 14 — муфта ступенчатого цементирования и стык колонны $\text{Ø}245$ мм, опрессовано на $P = 50$ МПа;
- 15 — башмак колонны 324 мм;
- 16 — колонна буровых труб СБТ — $\text{Ø}127$ мм;
- 17 — низ буровой колонны УБТ $\text{Ø}178$ мм;
- 18 — стык и МСЦ на колонне $\text{Ø}245$ мм;
- 19 — долото;
- 20 — башмак колонны $\text{Ø}245$ мм;
- 21 — забой скважины

Рис. 1.1. Схема обвязки устья и конструкции скважины №37-Тенгиз

Вахта приступила к герметизации устья. Была взята аварийная труба с шаровым краном. Попытка навернуть ее на инструмент не удалась, так как шаровой кран находился в закрытом положении. Аварийная труба была вновь опущена на пол буровой, открыт ша-

ровой кран, после чего её наверху на бурильную трубу и опустили в скважину.

Закрыть шаровой кран, несмотря на неоднократные попытки, не удалось. Скважина, выбросив буровой раствор, перешла на открытое фонтанирование нефтью и газом через затрубное пространство и бурильные трубы (Фото 1.1).

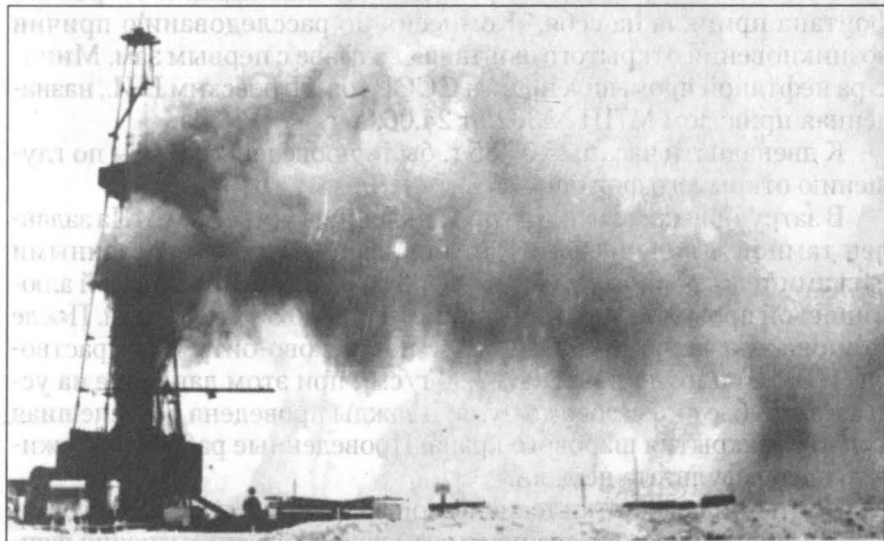


Фото 1.1. Открытое фонтанирование через бурильные трубы с выбросом ИБР (25.06.1985 г., время 12:00)

Дежурным районным инженером Волгоградского военизированного отряда был закрыт верхний плащечный превентор и приняты следующие меры: сообщено в ЦИТС о начавшемся открытом фонтане, остановлены ДВС, обесточена буровая установка, эвакуирован обслуживающий персонал, перекрыты подъездные пути к территории фонтанирующей скважины.

Прибывшая на скважину оперативная группа Волгоградского военизированного отряда произвела разведку с целью уточнения состояния устьевого оборудования фонтанирующей скважины, зафиксировано схождение плашек верхнего превентора ручным управлением, определена зона загазованности, проложена от амбара с технической водой линия для орошения струи фонтанирующей

скважины, проложена воздушная линия от компрессоров КПУ к станции управления противовыбросовым оборудованием и подготовлен тампон из девяти трубок.

Состояние устья, фактическая конструкция скважины и положение бурильной колонны на момент возникновения фонтана показано на рис. 1.1.

С 24.06.85 г. руководство работами по ликвидации открытого фонтана приняла на себя «Комиссия по расследованию причин возникновения открытого фонтана» во главе с первым зам. Министра нефтяной промышленности СССР тов. Игrevским В.И., назначенная приказом МНП №362 от 24.06.85 г.

К двенадцати часам 25.06.85 г. были проведены работы по глушению открытого фонтана:

В затрубное пространство при давлении в устье 35,0 МПа задувлен тампон в количестве 11 трубок, заполненных нарезанными кусками текстуропного ремня размером 20x40 мм, дробленой алюминиевой проволокой и шарами диаметром 20:30 мм, паклей. После тампона закачали в затрубье 110 м³ известково-битумного раствора (ИБР-2) плотностью 2,08–2,30 г/см³, при этом давление на устье в затрубье снизилось до нуля. Дважды проведена безуспешная попытка закрытия шарового крана. Проведенные работы положительного результата не дали.

Учитывая недостатки технической воды, что делает весьма опасной замену шарового крана из-за возможности воспламенения фонтана, а также намечающееся изменение направления ветра в сторону сосредоточения цементировочной и пожарной техники комиссия, решила произвести срезку бурильной трубы глухим срезным превентором и выполнить глушение скважины путем закачки бурового раствора плотностью 2,08–2,30 г/см³ в «лоб» на поглощение в объеме скважины, до снижения давления на устье до нуля.

Во время выполнения подготовительных работ к закрытию срезающего превентора и срезке бурильной трубы произошло самовозгорание фонтанирующей газонефтяной струи. (см. фото 1.2). Через 12 минут вышка упала. При падении вспышки были нарушены оба отвода манифольда противовыбросового оборудования. Кроме фонтанирующей вертикальной струи возникли дополнительные мощные очаги пламени в районе блоков дросселирования — один из них направлен в сторону насосной, другой — перпендикулярно мосткам

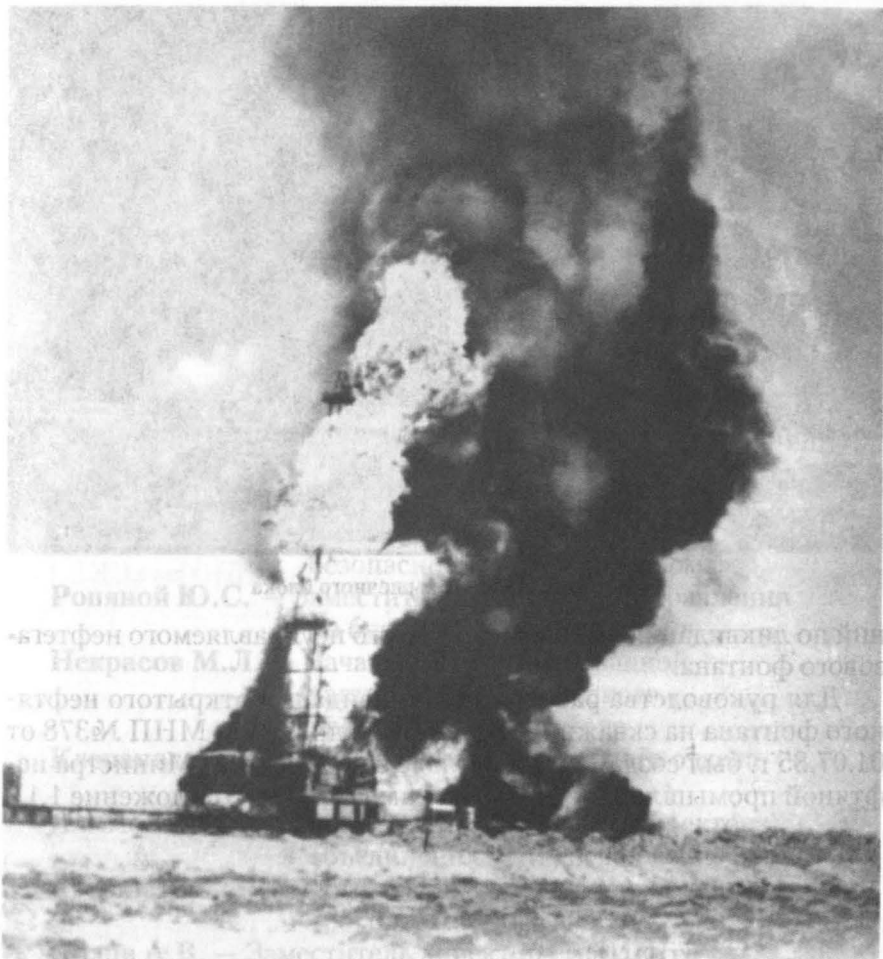


Фото 1.2. Первые минуты после воспламенения выбрасываемого флюида внутри вышечного блока (25.06.1985 г., время – 14:22)

и большое количество мелких очагов. Все оборудование и металлоконструкции были охвачены пламенем, а из-за неполного сгорания нефти образовалась мощная дымовая завеса, скрывающая устьевую площадку от обзора. (фото 1.3).

Обстановка резко осложнилась, что потребовало коренного пересмотра и разработки новых стратегических и тактических реше-



Фото 1.3. Падение вышечного блока

ний по ликвидации горящего открытого неуправляемого нефтегазового фонтана.

Для руководства работами по ликвидации открытого нефтяного фонтана на скважине №37-Тенгиз приказом МНП №378 от 01.07.85 г. был создан штаб во главе с первым зам. Министра нефтяной промышленности Игревским В.И. (см. Приложение 1.1).

Приложение 1.1

ШТАБ
по проведению работ по ликвидации открытого
фонтана на скважине №37-Тенгиз

Игrevский В.И. — Первый заместитель Министра
нефтяной промышленности,
Начальник штаба

Сагингалиев Б.С. — Генеральный директор объединения
«Эмбанефть», заместитель
начальника штаба

Хоботько В.И. — Начальник управление техники
безопасности Миннефтепрома

Ропяной Ю.С. — Заместитель начальника Управления
по бурению Миннефтепрома

Некрасов М.Л. — Начальник военизированной
части Северо-Кавказского
промышленного района

Клепаносов Н.Н. — Начальник оперативного отдела
ГУПО МВД СССР

Ялымов В.М. — Заместитель генерального директора
объединения «Нижеволжскнефть»

Аверин А.С. — Заместитель начальника Управления
ГосГортехнадзора СССР

Орлов А.В. — Заместитель директора ВНИИБТ

Примечания:

1. Штаб создан на основании Приказа Миннефтепрома №378 от 01.07.85 г.

2. В ходе подготовленных работ по ликвидации фонтана штаб принял решение от 10.12.85 г.

♦ Вывести из состава штаба Клепаносова Н.Н., Орлова А.В.;

♦ Ввести в состав штаба: Назарова И.В. — зам. начальника Управления охраны труда, до прибытия Хоботько В.И — начальника Управления охраны;

♦ Новикова В.С — зам. директора института «ВолгоградНИПИнефть» с возложением на него обязанностей по обеспечению исследований, проведению расчетов и подготовки планов на глушение и цементирование скважины №37-Тенгиз.

2. СТРАТЕГИЯ ЛИКВИДАЦИИ ГОРЯЩЕГО НЕФТЕГАЗОВОГО ФОНТАНА С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ ВЫСОКОТОКСИЧНЫХ ВЕЩЕСТВ

2.1. Горно-геологические особенности месторождения Тенгиз

Тенгизское поднятие представляет собой крупную антиклинальную складку коробчатой формы 17x26 км при амплитуде свыше 1000 м. Залежь нефти приурочена к подсолевым карбонатным отложениям нижнего и среднего карбоната (рис. 2.1, 2.2) и характеризуется аномально-высоким пластовым давлением. Градиент пластового давления измеряется от 2,05 кгс/см² на 10 м в сводной части залежи до 1,70 кгс/см² на 10 м на глубине 5100 м (СКВ.17).

Характеристика залежи

Породы, слагающие продуктивные отложения представлены карбонатными преобразованиями, отложившимися в условиях мелкого моря. Пустотное пространство пород имеет сложную структуру. Оно представлено порами, кавернами, поровыми каналами и трещинами. Известняки преимущественно неглинистые (нерастворимый остаток менее 5%), в разной степени битуминозные, трещиноватые, в значительной части разреза выщелоченные, прослоями легко разламывающиеся на тонкие (1–3 мм) пластинки. По соотношению различных видов пустот выделяется 3 группы коллекторов: первая группа объединяет трещинный тип, вторая — порово-каверново-трещинный, третья — трещинно-каверново-поровой.

Общий диапазон изменения пористости по ГИС от 1,0 до 27,5%. Изолированные пустоты в породе отсутствуют, поэтому общая пористость равна открытой. Выделенные по данным ГИС интервалы, представленные различными типами пород, на данном этапе изучения месторождения не поддаются корреляции от сква-

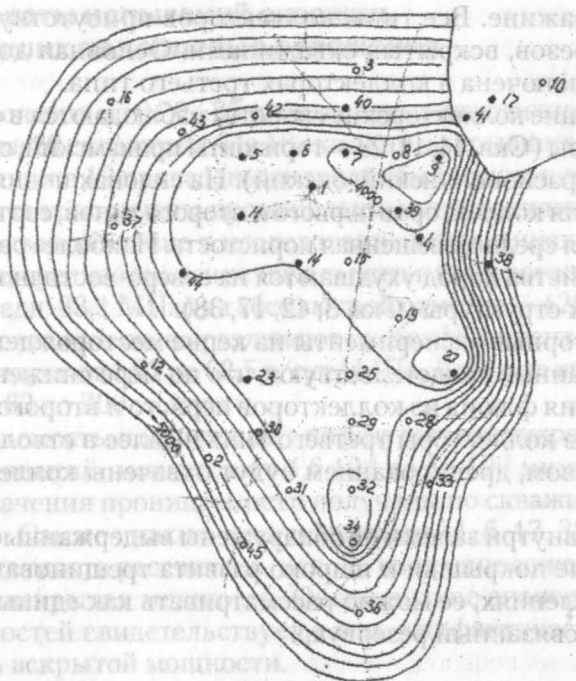


Рис. 2.1. Структурная карта по кровле карбона

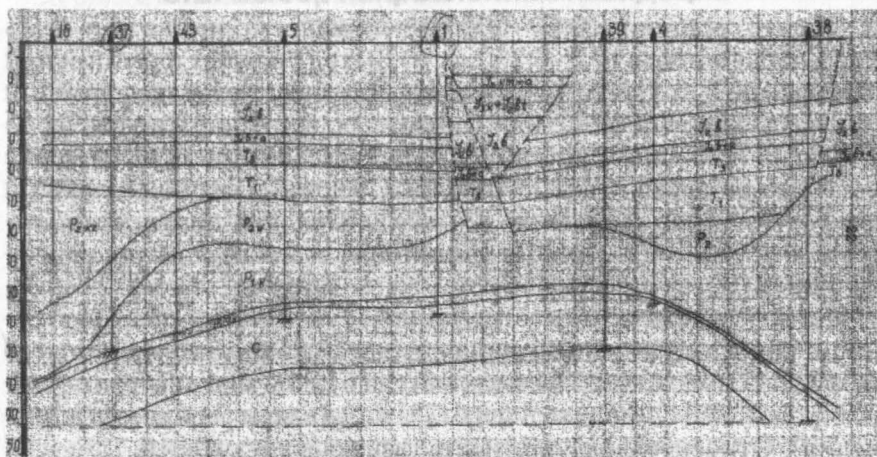


Рис. 2.2. Геологический профиль через скв. 16, 37, 43, 51, 39, 4, 38

жины к скважине. Все типы коллекторов присутствуют во всех частях разрезов, вскрытых скважинами. Основная доля запасов (60,79%) заключена в коллекторах третьего типа.

Наилучшие коллекторские свойства наблюдаются в сводной части структуры (Скв. 44, 11, 23 — горизонты прикамский, северо-кельтменский, краснополянский, окский). На склонах поднятия увеличивается доля коллекторов первого и второго типов, соответственно уменьшается средневзвешенная пористость. Наиболее резко коллекторские свойства пород ухудшаются на северо-восточном и восточном склонах структуры (Скв. 3, 42, 17, 38).

Лабораторные эксперименты на керне месторождения и литературные данные свидетельствуют, что по мере снижения пластового давления флюид из коллекторов первого и второго типа будет перетекать в коллекторы третьего типа и далее в ствол скважины. Таким образом, дренированием будут охвачены коллекторы всех трех видов.

Так как внутри залежи не обнаружены выдержанные по площади надежные покрышки и широко развита трещиноватость в разных направлениях, ее можно рассматривать как единый гидродинамически связанный резервуар.

Характеристика нефти

Нефть сернистая (0,45–1,00% мас.), малосмолистая (0,5–1,5% мас.) парафиновая (2,5–6,2% мас.). Выход светлых фракций при разгонке до 300°C — 60% объемных. Плотность светлых фракций при разгонке до 300°C — 60% объемных. Плотность нефти 0,805 г/см³ (по последним учтенным данным 0,7892 г/см³). Давление насыщения нефти газом 25,12 МПа. Средний пластовый газовый фактор 538,4 м³/т (последн. 487 м³/т). Средняя плотность пластовой нефти 0,6419 г/см³. Динамическая вязкость пластовой нефти 0,29 МПа·с.

В газе, выделившемся из нефти при ступенчатой схеме сепарации в рабочих условиях, сероводорода 19,25% мол., углекислого газа 3,71% мол., азота 1,04 мол., метана 51,83% мол., высших углеводородов 10,84% мол., гелия 0,017% мол. (взяты усредненные значения). Относительная плотность газа по воздуху 0,916.

Результаты испытаний скважин, вскрывших подсолевые отложения

По состоянию на 01.07.85 г. подсолевые отложения на площади вскрыты в 20 скважинах. Из 18 скважин, вскрывших продуктивные отложения в 12 проведены гидродинамические исследования. Во всех случаях получены промышленные притоки нефти. Статическое устьевое давление в исследованных скважинах составляло 55–56 МПа; среднее значение начального пластового давления 82 МПа (последн. 83,1 МПа) на абсолютной отметке — 4200 м. Характеристики скважин очень различаются. Коэффициент продуктивности варьирует от 1,02 до 62,5 т/сут/МПа. Дебит на штуцере 6 мм меняется с 63 до 300 м³/сутки.

Проницаемость, подсчитанная по результатам гидродинамических исследований, меняется от $4,6 \cdot 10^{-6}$ до $63 \cdot 10^{-3}$ мкм². Наиболее высокие значения проницаемости получены по скважинам 9, 4, 14, 7, 23, 44, 11. Самые низкие — по скважинам 41, 5, 17, 38, 1.

Проницаемость рассчитана, исходя из предположения, что работает вся вскрытая мощность. Очень низкие значения средних проницаемостей свидетельствует о том, что фактически работает лишь часть вскрытой мощности.

2.2. Выбор направлений ликвидации горящего фонтана

Выбор направлений и методов ликвидации горящего фонтана обуславливается горно-геологическими особенностями данного месторождения и местоположением на структуре скважины №37-Тенгиз.

Скважина №37-Тенгиз расположена на западном неизученном крыле структуры, где высокие фильтрационно-ёмкостные свойства пласта, характерные для данного месторождения в целом, проявились особенно. При вскрытой толщине продуктивного пласта 5–7 м продуктивность скважины по предварительным расчетам значительно превышена дебиты, полученные при исследовании скважин, расположенных восточнее и северо-восточнее скважины №37-Тенгиз. Это обусловлено наличием в массивной толще сильно разветвлённой сети крупных каналов-трещин, что проявляется в провале бу-

рильного инструмента и полным поглощением раствора в процессе бурения продуктивного пласта (Скв. 27, 40, 9, 7, 38 и др.). Вероятно, в скважине №37-Тенгиз сфокусировались в одном месте все виды нарушений монолитности коллектора, трещины и каналы, которые соединили ствол скважины со всей залежью, представляющей единый гидродинамический резервуар.

Большое влияние на выбор направлений, техники, расчетов оказывает состав и свойства флюида, гидродинамика пласта, и, прежде всего, аномально-высокое давление 84,7 МПа, наличие в нефти высоко-токсичных компонентов, таких, как сероводород до 20%, углекислый газ до 4%, меркаптаны и др., высокий газовый фактор 520–540 м³ на одну тонну нефти при низком давлении насыщения 24,1 МПа.

Анализ отечественного и зарубежного опыта показал, что практика борьбы с фонтанами не располагает опытом работы в аналогичных условиях, что в мире нет аналогов этому месторождению и его горно-геологическим условиям.

Ликвидация такого фонтана с применением традиционных методов и технических средств крайне затруднена прежде всего из-за высокой концентрации токсичных компонентов во флюиде. Наличие токсичных веществ в нефтегазовой струе фонтана вызывает заражение всей местности по направлению ветра. А так как в этом районе ветер постоянно меняет свое направление, то трудно прогнозировать районы загазованности, и все месторождение и прилегающие территории окажутся зараженными токсичными веществами, а обслуживающий персонал и население подвергнуться их воздействию. Работа на устье фонтанирующей скважины при наличии токсичных веществ представляет большую опасность для обслуживающего персонала даже при использовании средств индивидуальной защиты. В связи с этим, необходимо или обеспечить нейтрализацию токсичных веществ в струе фонтана или сжечь все компоненты нефти.

Обеспечить нейтрализацию токсичных веществ в струе фонтана практически невозможно из-за отсутствия эффективных нейтрализаторов технических средств их подачи в струю. Кроме того, невозможно обеспечить надёжный контроль за эффективностью этого процесса. Наиболее надёжный способ — сжигание флюида. Поэтому, все работы по ликвидации этого фонтана должны прово-

даться только при горячей струе при полном сгорании флюида и его компонентов. Однако, даже при полном сгорании флюида в струе не обеспечивается надежная безопасность для работающих на скважине и месторождении и окружающей территории, так продукты сгорания токсичных веществ, в свою очередь, является опасным для всего живого (при сгорании сероводорода образуется SO_2). Только при очередной высокой температуре сернистый ангидрид с образование серы.

Выписка из журнала контроля воздушной среды горящего Нефтегазового фонтан на скважине №37-Тенгиз (см. табл. 2.1, 2.2)

В период с 26.06.85–16.07.85 г. при производстве работ по растаскиванию буровой и оборудования от устья фонтанирующей скважины производился постоянный анализ воздушной среды.

На устье и прилегающей территории газонефтяного фонтана отмечена загазованность:

1. Сернистым газом (SO_2) до 20 мг/м³ (ПДК = 10 мг/м³);
2. Окисью углерода (CO) до 28 мг/м³ (ПДК = 20 мг/м³);
3. Сероводородом (H_2S) до 14 мг/м³ (ПДК = 3 мг/м³).

Таким образом, вокруг устья скважины сложилась тяжелая атмосферная обстановка — высокая температура воздуха и почвы, при наличии выше ПДК сероводорода, сернистого газа и других продуктов сгорания (табл. 2.1). В этих условиях работы по подготовке площадки вокруг устья для установки запорной арматуры должны осуществляться механизмами и дистанционным управлением, защищенными от воздействия огня и тепловой радиации. Такого оборудования и машин на данный момент не было.

Практики борьбы с нефтяными и газовыми фонтанами большой мощности предусматривает, при невозможности работы на устье, использование наклонно-направленных скважин:

- ♦ для соединения стволов аварийной и наклонно-направленной скважины за счет гидроразрыва или прямого попадания и последующего глушения;
- ♦ для пережатия ствола аварийной скважины глубинным промышленным взрывом.

Данные температурного режима вокруг скважины

Расстояние в метрах	Направление – восточное		
	Температура °С		
	Воздух		Грунт
	<i>H</i> = 200 мм	<i>H</i> = 1000 мм	
5	160	150	370
10	180	160	390
20	170	155	370
30	160	150	360
40	150	130	320
50	130	110	300
60	90	80	275
Расстояние в метрах	Направление – северное		
	Температура, °С		
	Воздух		Грунт
	<i>H</i> = 200 мм	<i>H</i> = 1000 мм	
5	270	250	500
10	265	245	500
20	260	240	500
30	210	200	480
40	200	190	450
50	190	180	500
60	180	170	360

Ликвидация фонтана за счет соединения стволов аварийной и наклонно-направленной скважин вызывает сомнения, так как прямое попадание в ствол в данных геологических условиях (в интер-

Таблица 2.1

№37-Тенгиз в радиусе 60 м 25.12.1985 г.

Расстояние в метрах	Направление – западное		
	Температура, °С		
	Воздух		Грунт
	H = 200 мм	H = 1000 мм	
5	80	70	200
10	85	75	240
20	95	80	260
30	80	70	250
40	75	65	210
50	70	60	180
60	60	50	160
Расстояние в метрах	Направление – южное		
	Температура, °С		
	Воздух		Грунт
	H = 200 мм	H = 1000 мм	
5	140	130	320
10	150	140	360
20	160	150	380
30	140	135	320
40	135	130	300
50	125	120	270
60	115	110	260

вале солей, в которых отсутствуют средства контроля положения стволов) и при существующих технических средствах представляет собой практически невыполнимую задачу. Соединение стволов

Таблица 2.2

Данные тепловой радиации вокруг скважины №37-Тенгиз
в радиусе 60 м на 25.12.1985 г.

Расстояние в метрах	Направление — восточное		Направление — западное		Направление — северное		Направление — южное	
	Тепловая радиация		Тепловая радиация		Тепловая радиация		Тепловая радиация	
	Кал	КВТ	Кал	КВТ	Кал	КВТ	Кал	КВТ
	См ² *мин	М ²	См ² *мин	М ²	См ² *мин	М ²	См ² *мин	М ²
5	> 40	> 28	22	15,4	> 40	> 28	30	21
10	> 40	> 28	24	16,8	> 40	> 28	34	23,8
20	> 40	> 28	28	19,6	> 40	> 28	32	22,4
30	> 40	> 28	24	16,8	> 40	> 28	30	21
40	30	21	20	14	> 40	> 28	28	19,6
50	28	19,6	18	12,6	> 40	> 28	26	18,2
60	24	18,2	16	11,2	38	26,6	22	15,4

за счет гидроразрыва по данным отечественных и зарубежных исследователей имеет малую вероятность из-за образования на таких глубинах вертикальных трещин.

Наиболее эффективным методом ликвидации мощного горящего фонтана является глубинный промышленный взрыв при условии обеспечения проектного сближения стволов аварийной и наклонно-направленной скважины.

Вместе с тем, для отработки методов и технических средств ликвидации горящих нефтяных фонтанов с высоким содержанием токсичных веществ необходимо было провести работы по созданию надежного устья и наведению запорного устройства, обеспечивающего управление фонтаном и глушение скважины.

Таким образом, ликвидация открытого горящего фонтана на скважине №37-Тенгиз осуществлялась по двум стратегическим направлениям:

1. Бурение двух технологических наклонно-направленных скважин 100 и 101-Тенгиз с выходом на аварийный ствол на глубине

3500 м и последующим применением промышленных глубинных взрывов;

2. Создание надежного устья и запорной арматуры на нем для Управления фонтаном и глушения скважины.

Бурение технологических наклонно-направленных скважин 10 и 101-Тенгиз осуществлялось по специальному проекту, разработанному в кратчайший срок институтом Волгоград-НИПИнефть и ВНИИБТ, с использованием новейших технологий, обеспечивающих ускорение и качественное сооружение ствола.

Для осуществления второго направления потребовалось разработка принципиально новых методов организации работ, технических средств и технологических приемов.

Основным этапом, определявшим ход дальнейших работ, являлся этап формирования компактной струи, которая обеспечила бы полное сгорание флюида, необходимую видимость и возможность очистить устьевую площадку от металлоконструкций и оценить состояние устья.

Параллельно с этим решалась задача создания метода и технических средств дистанционного наведения превенторной сборки на устье скважины.

2.3. Обеспечение безопасности работ

№ № пп	Наименование мероприятия	Ответственные за исполнение
1	2	3
1.	Проводить работы на устье аварийной скважины только после замера температуры и наличия токсичных газов	Кальна Л.М. Некрасов М.Л. Морской В.А.
2.	Разрешается работать на устье аварийной скважины при температуре воздуха не более +130 градусов. С разрешения штаба, в отдельных случаях разрешается работать при температуре +150 градусов, с ограничением продолжительности работ по времени.	Кальна Л.М. Некрасов М.Л.

1	2	3
3.	Продолжать работы на устье скважины при следующей экипировке: теплоотражательный или теплозащитный костюм, баллончик сжатого воздуха с загубником, костюм «металлург», подшлемник, каска или шапка.	Калына Л.М. Некрасов М.Л.
4.	Проводить ежедневный медицинский контроль всех работающих на устье аварийной скважины. Не допускать к работе лиц, не прошедших медицинский контроль или имеющих противопоказания врача.	Дежурный врач
5.	Проводить ежедневный инструктаж по безопасности работ с росписью в журнале всех работающих.	Морской В.А. Котенко А.А.
6.	Запрещается работать на устье скважины и других опасных зонах без страховки оперативных звеньев и техники.	Калына Л.М. Некрасов М.Л. Краснокурский В.А. Котенко А.А.
7.	Провести замеры тепловой радиации в зоне работ прибором «актинометром». Выдать рекомендации по безопасности работ.	Морской В.А. Институт ВНИИГаз
8.	Обеспечить пост страховочного звена носилками, спасательными тросами, поясами и средствами доврачебной помощи пострадавшим. Запретить работу на устье скважины без установки решетки ограждения.	Калына Л.М. Некрасов М.Л. Краснокурский В.А. Котенко А.А.
9.	Организовать равноценную безопасность работ как с Восточной, так и Западной стороны от устья скважины (переходы, пост страховочного звена и др.)	Калына Л.М. Некрасов М.Л.
10.	Поставить ограждающие опасную зону красные флажки радиусом 300м от устья скважины. Изготовить дополнительно 50 флажков.	ЛООС БУРБ Сапшаев С.С.
11.	Перекрыть все подходящие к скважине №37 проселочные и другие дороги, поставить на них дорожные знаки: «Въезд запрещен»; «Проезд запрещен» с флажками	ГАИ Чендев В.В.

С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ ВЫСОКОТОКСИЧНЫХ ВЕЩЕСТВ

1	2	3
12.	Не допускать посторонних лиц и транспорт в опасную зону при натаскивании компоновки, исследовании и глушении скважины.	Отдел ТБ БУРБа
13.	В случае пропуска не горячей газо-нефтяной смеси предусмотреть заблаговременно в зоне шлейфа ограждение опасной зоны флажками 1000 м по ширине от скважины по направлению ветра.	ЛООС БУРБ
14.	За сутки предупредить местные органы ближайших пунктов о предстоящих работах.	Штаб
15.	Руководители групп, принимающих участие в натаскивании компоновки, исследовании скважины и ее глушению: противофонтанная служба со спецтехникой (Калына, Некрасов, Морской), тампонажники (Нуржанов), пожарники (Любин), обеспечение раствором и водой (Васильев), технологическое руководство по глушению (Шевалиев) и наука (Новиков), обеспечивают безопасность работ и инструктаж в своих группах.	Калына Л.М. Некрасов М.Л. Морской В.А Нуржанов Югай Васильев Шевалиев Новиков В.С.
16.	Общее руководство по обеспечению мер безопасности возлагается на тв. Хоботько В.И., Назарова И.В.	Хоботько В.И. Назарова И.В.
17.	<p>Обеспечить всех работников невоенизированного состава занятых на работах по натаскиванию, испытанию и глушению аварийной скважины средствами защиты ИП-4, провести обучение, инструктаж и контроль их применения, для чего:</p> <p>До 17.12.85г. на промбазе БУРБ продезинфицировать и привести в полную готовность 280-300 изолирующих противогазов ИП-4 в сборе и завезти их на скважину №37 Тенгиз</p> <p>Раздать противогазы руководителям групп, сделать инструктаж по правилам подбора и использовании ИП-4, оказать помощь и контроль в правильном применении.</p>	<p>Нуржанов Югай Васильев Шевалиев Новиков Назаров — для штаба</p> <p>Бафзаков</p>

1	2	3
18.	<p>Определить оптимальный численные состав групп участвующих в работах и представить списки своих групп в штаб.</p> <p>Принять меры по удалению посторонних лиц со своих объектов (зон).</p> <p>То же по площадке на территории штаба №37</p>	<p>Байзаков</p> <p>Ответственные дежурные БУРБ, Байзаков</p>
19.	<p>При проведении процесса по глушению скважины остановить буровые №№ 100, 101 и др. и эвакуировать с них весь персонал</p>	<p>Байзаков Штында</p>
20.	<p>Утром в день проведения операции по глушению фонтана проверить предупредительные знаки на дорогах и расставить посты охраны в установленных местах.</p>	<p>ЛООС, ГАИ, БУРБа</p>
21.	<p>Контроль за состоянием воздушной среды на взрываемость и санитарные нормы проводить:</p> <p>В районе устья скважины через каждые 15 минут, а при пропусках флюида с учетом обстановки</p> <p>В зоне ограждения опасной зоны через каждые 30 мин. И по шлейфу в зависимости от обстановки.</p>	<p>Газометрическое звено в/ч Морской А.В. Лаборатория ЛООС БУРБ</p>
22.	<p>Не проводить работы при направлении шлейфа на места расположения тампонажной техники.</p>	<p>Штаб</p>
23.	<p>Определить основные и запасные пути захода и выхода из газоопасной зоны и установить указатели. Изготовить дополнительные указатели.</p>	<p>Командир отряда Морской В.А Саппаев С.С.</p>
24.	<p>С учетом возможного изменения направления ветра постоянно информировать работников своей группы о направлении и путях эвакуации и также об установленных сигналах оповещения.</p>	<p>Руководители групп</p>
25.	<p>Утвердить следующие сигналы оповещения о загазованности в зоне работы людей:</p> <p>«предупредительный» – желтая ракета (взять противогазы ИП-4, дыхательные аппараты)</p> <p>«одеть противогазы» – красная ракета (концентрация сероводорода – 20мг/м³)</p> <p>«покинуть территорию» – оранжевая шапка эвакуация (концентрация сероводорода – 70мг/м³)</p>	<p>Морской В.А Руководители групп</p> <p>Хоботько В.И. Назаров И.В</p>

1	2	3
	В зоне по ликвидации пропуска остаются только отдельные работники военизированной службы в «Дрегергах». Подача сигналов согласовывается с начальником штаба.	Калына Л.М.
26.	Выделить технику, которая будет работать в наиболее опасных местах (КАМАЦУ, пожарные машины и др.) и оснастить ее искрогасителями.	Калына Л.М. Байзаков Т.Б.
27.	Обеспечить постоянное дежурство врача и вертолета.	Байзаков Т.Б.
28.	Выполнение работ с использованием Т-54 производить по специальному плану.	Штаб
29.	Остальные мероприятия по обеспечению безопасности работ указаны в планах работ по натаскиванию компоновки, исследованию и глушению скважины.	
30.	Подача сигнала «отбой» передается по распоряжению штаба.	

3. ОРГАНИЗАЦИЯ И ПРОВЕДЕНИЕ РАБОТ ПО ПОДХОДУ К УСТЬЮ И СОЗДАНИЮ КОМПАКТНОЙ СТРУИ ФОНТАНА

3.1. Подготовительные и вспомогательные работы

Для проведения подготовительных и вспомогательных работ по ликвидации фонтана были организованы специальные службы:

- ◆ Пожарная
- ◆ Транспортная
- ◆ Обеспечения технической водой
- ◆ Обеспечением раствора
- ◆ Подготовки оборудования и приспособлений для проведения подготовительных и основных работ
- ◆ Обеспечение электроэнергией
- ◆ Связи
- ◆ Снабжения и быта
- ◆ Контрольно-пропускная
- ◆ Обеспечения питания и питьевой водой
- ◆ Медицинская
- ◆ Охрана окружающей среды.

В соответствии с планом проведения работ приступили к сооружению строительства котлованов из расчета расхода воды за 10 часов работы 10 тыс.м³. В короткий срок было сооружено котлованов на 50 тыс.м³ (фото 3.1). Проложено два водопровода диаметром 219 мм длиной 12 км каждый, установлено 2 насоса У8-6М и цементировочные агрегаты для подачи воды из ерика Промбазы. Задействовано три скважины с производительностью 800–1000 м³/сутки.

С учетом рельефа местности и розы ветров разработана и осуществлена система подачи воды из котлованов (фото 3.2) и наиболее эффективное размещение лафетов и «гребенок» (рис. 3.1, 3.2).

Растаскивание металлоконструкций осуществлялась тракторами, бульдозерами, экскаватором и другими подручными средства-



Фото 3.1. Котлован для резервации воды

ми. Для разбивки нагромождений металлоконструкций привлекли танк Т-54 как наиболее мобильное средство поражения цели в условиях плохой и часто меняющейся видимости.

После набора расчетного количества воды и изготовления вспомогательных механических приспособлений приступили к растаскиванию металлоконструкций.

3.2. Расчистка устья от металлоконструкций

По окончании изготовления приспособлений для растаскивания металлоконструкций, защиты техники, наполнения котлованов водой и опробования пожарных лафетов приступили к растаскиванию металла.

По мере освобождения площадки буровой от оборудования при интенсивном орошении нефть начала разбрызгиваться и стекать ручьями вместе с водой. Для стока нефти и воды в условиях высокой температуры и плохой видимости прорыты дренажные тран-



Фото 3.2. Система подачи воды на устье скважины

шей, сооружена дамба для сбора воды и не сгорающей продукции — «ловушка».

При определенных направлениях ветра стали видны элементы блока дросселирования, а также часть отвода, из которого распыляясь бьет мощная струя нефти, создавая вокруг устья очаг пламени с высокой температурой. Произвели отстрел видимых частей устьевого запорной арматуры. По мере отстрела элементов запорной арматуры изменялся характер струи, высота и радиус факела. Изменялась обстановка на приустьевой площадке, улучшилась видимость отдельных узлов, что позволяло при интенсивном орошении организовать подходы к устью для растаскивания оборудования и металлоконструкций.

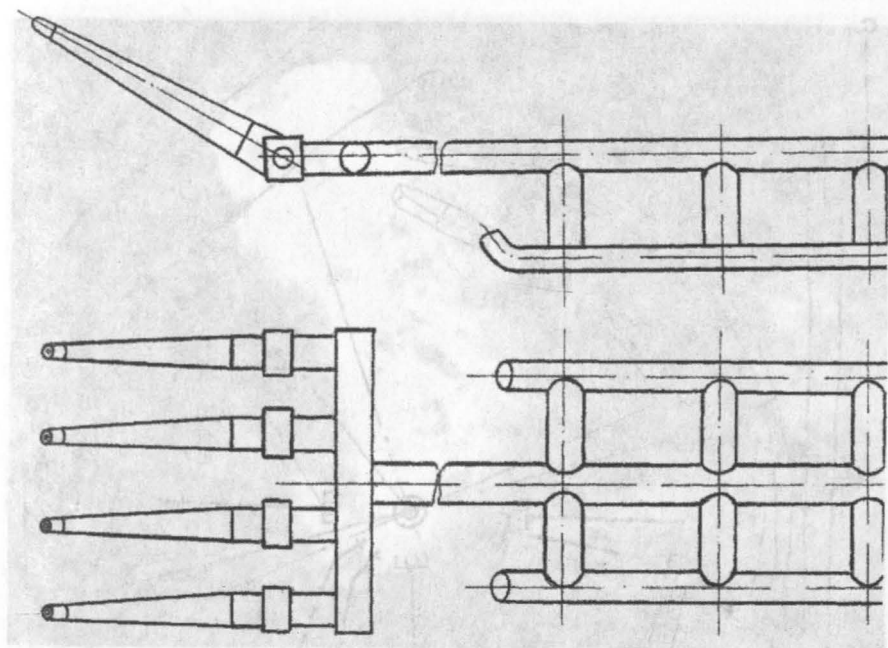


Рис. 3.1. Схема многоствольной гребенки

Отстрел запорной арматуры блока дросселирования изменил характер боковой струи, однако нефть продолжала разбрызгиваться и гореть вокруг скважины. Работы производились в ручную и с использованием специальных механических средств, изготовленных на месте, в тяжелой атмосфере неполного сгорания нефти, токсических веществ и высокой температуры.

Частое изменение направления ветра вызвало большие трудности для подхода к устью и производства обстрела, что вызывало необходимость передислокации техники и изменения позиции танка для обстрела. Маневр техникой осложнялся слабостью грунта и насыщением его водой из-за обильного орошения, особенно, в пониженных местах — «сорах», что не позволило технике подходить к устью.

При обстреле отводов выбрасываемая струя пламени из отвода стала значительно больше и концентрирование. Рассеивание и горение нефти вокруг устья не уменьшилось (фото 3.3).

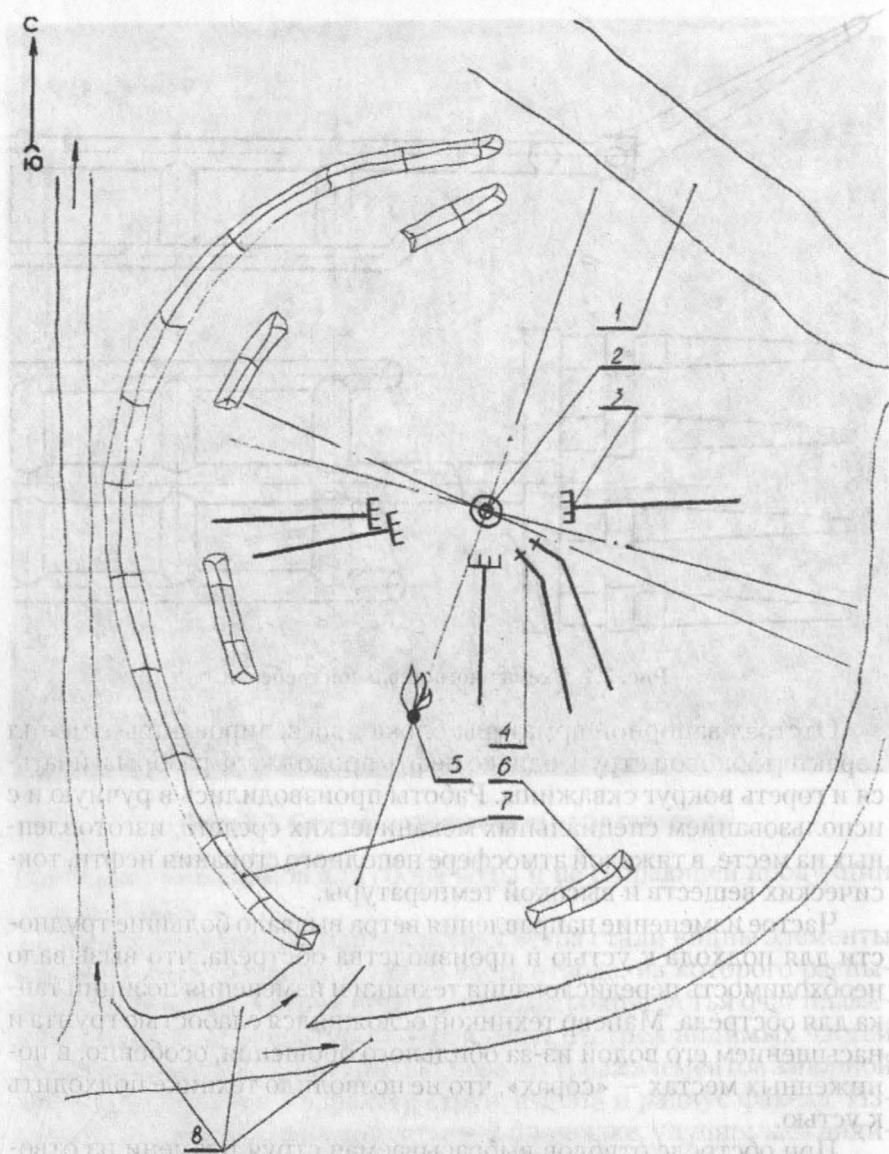
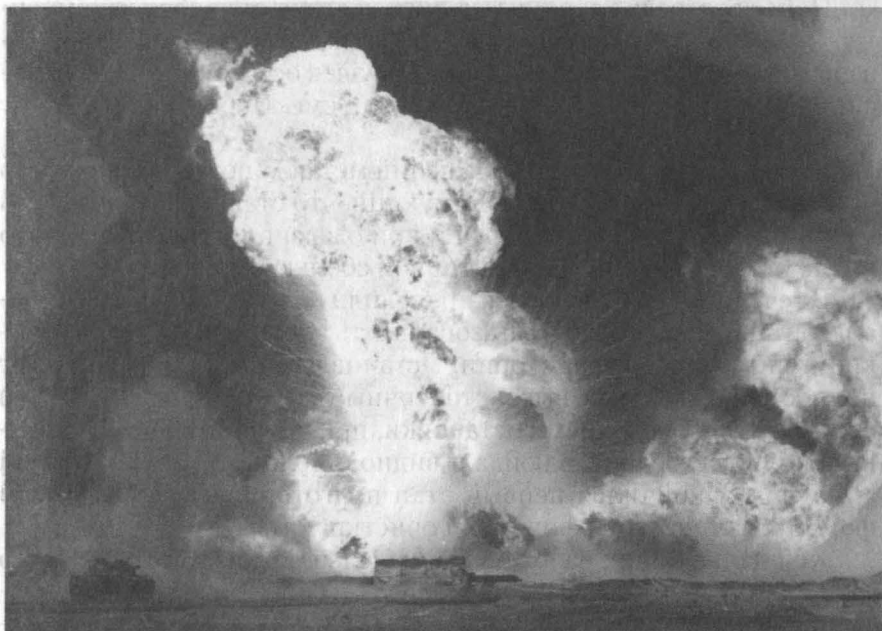


Рис. 3.2. Схема расположения пожарных гребенок:

1 — сора, 2 — устье скважины, 3 — пожарные многоствольные гребенки,
4 — пожарные одноствольные гребенки, 5 — свеча факела, 6 — разрушенная
внутренняя обваловка, 7 — наружная обваловка, 8 — автотранспортные дороги



**Фото 3.3. Очистка устья скважины от металлоконструкций
посредством отстрела**

В результате интенсивного омывания пламенем состояние ствольной части превенторной установки резко ухудшалось. Под влиянием высокой температуры сероводорода произошло расстройство большинства фланцевых соединений коренных задвижек, отводов спаренных превенторов и превентора со срезывающими плашками. Создались дополнительные источники фонтанирования и сгорания продукции скважины, что значительно ограничило возможности растаскивания оборудования и металлоконструкций от устья скважины. Это потребовало создания специального подхода к устью в виде траншеи. При постоянном и интенсивном орошении водой по специальному подходу подвели механическую стрелу к устью, однако работать его не смогли из-за обрыва узлов крепления. Под действием сероводорода, содержащегося в нефти, сварочные соединения были разрушены. Из-за рассеивания факела подойти к устью оказалось не возможным.

Продолжили отстрел видимых запорных устройств превенторов с целью уменьшения веер пламени.

После отстрела коренных задвижек струя стала более компактной, однако, веер пламени вокруг устья из-за пропуска во фланцевых соединениях превенторов и катушек остался. Пламя уменьшилось по длине, но увеличилось в объеме. Перетоков нефти от устья в амбар не обнаружено.

Отстрел видимых нагромождений металла позволил частично очистить устье от металлоконструкций, что стало способствовать более полному сгоранию нефти и при благоприятном ветре стало видно стволовую часть превенторной сборки (фото 3.4).

В течение нескольких дней проводили наблюдение за состоянием фонтанов, определяли загазованность вокруг устьевой площадки и прилегающей территории. Установлено, что флюид сгорает полностью и в шлейфе высокотоксичные вещества (H_2S , SO_2 , CO) отсутствуют. Созданием обстановки, при которой стало возможным полное сгорание флюида и видно стволовую часть запорной арматуры закончился первый этап подготовительных работ по формированию струи фонтана и очистки устья.

Ход дальнейших работ был определен на заседании штаба по ликвидации фонтана на скважине №37-Тенгиз с участием специалистов Миннефтепрома, Мингазпрома и Мингео СССР, Госгортехнадзора 09.08.85 г. в Москве.

Учитывая фактическое состояние устья скважины участники совещания высказались за продолжение подготовительных работ и при помощи отстрела части стволовой сборки противовыбросового оборудования получить надежную базу крепления запорных элементов и с применением гидронатаскивателя с дистанционным управлением навести на устье при горящей струе, новую запорную компоновку. Штаб утвердил представленный план мероприятий по организации работ на устье скважины №37-Тенгиз ПО «Эмба-нефть» (приложение №2 протокола №38). К работам на устье приступить 9.09.85 г.

С 2 октября к работам приступила оперативная группа в составе 27 человек военизированной части Украинского нефтегазозаведочного района МингеоУССР.

После ознакомления с обстановкой на скважине и рельефом местности определили места предполагаемых позиций и подготовили площадки для установки танка Т-54 для отстрела противовыбросового оборудования.

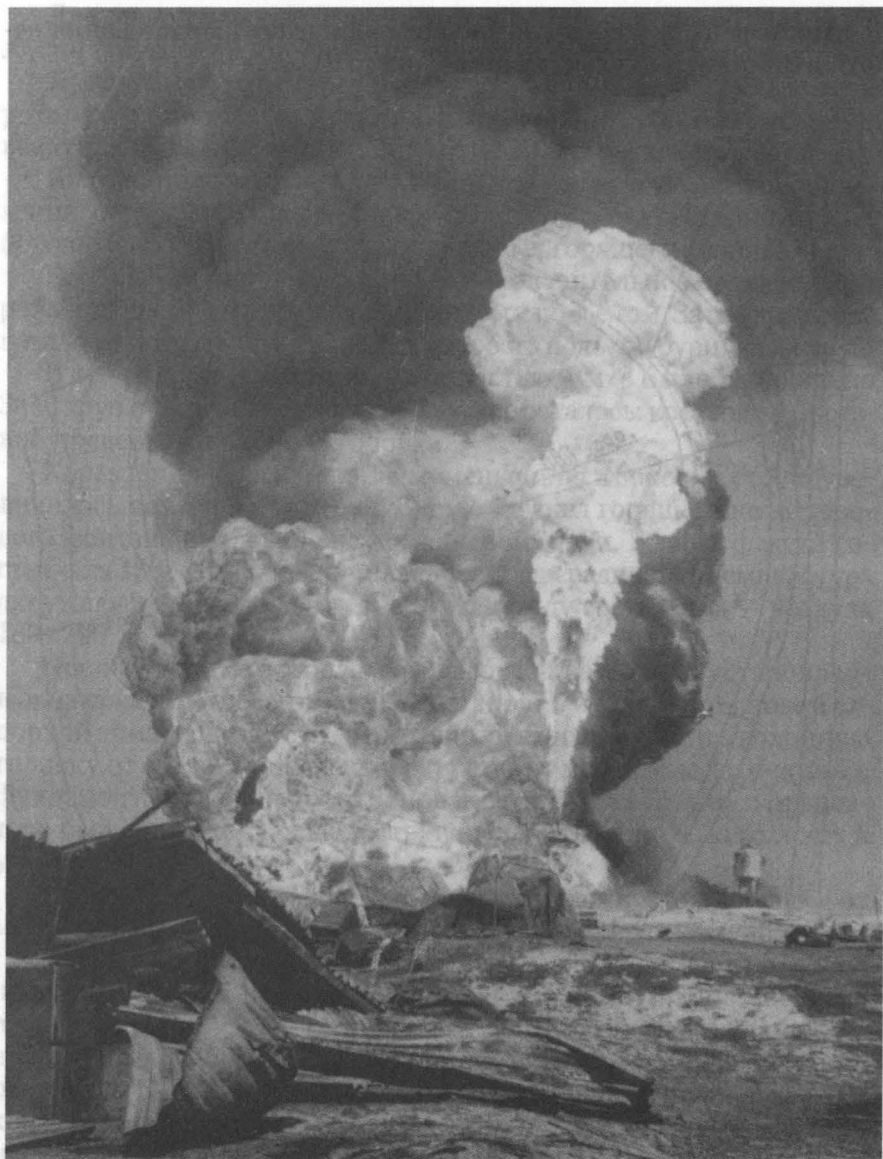


Фото 3.4. Вид устья скважины после частичной очистки его от металлоконструкций и оборудования

Произвели дополнительную обваловку против растекания нефти в сторону танковой позиции (рис. 3.3)

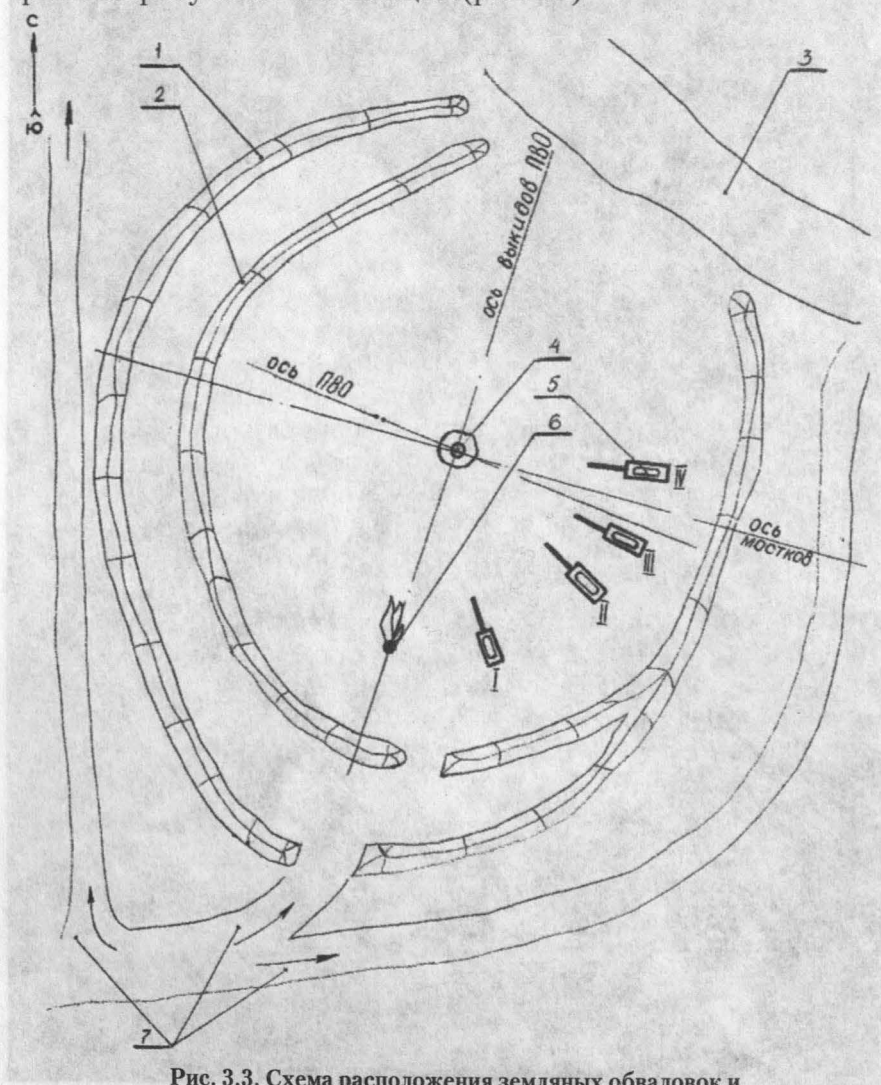


Рис. 3.3. Схема расположения земляных обваловок и размещения позиций отстрела:

1 — наружная обваловка, 2 — внутренняя обваловка, 3 — сора, 4 — устье скважины, 5 — позиции отстрела, 6 — свеча факела, 7 — автомобильные дороги

Для предупреждения перегрева танка произвели его изоляцию листовым дюралюминием. Корпус танка перестал греться.

Приступили к отстрелу ротора. На 51-ом выстреле был отбит ротор со сливной воронкой и выступающей трубой. После 93-го выстрела была достигнута значительная компактность струи.

Визуально отмечалось, что в верхней части устьевого оборудования, оставшегося после отстрела, находится крестовина, через боковые отводы, которой выходит пламя горящего флюида.

Через 4–5 минут было замечено незначительное вращение бурильного инструмента с очень медленным подъемом. Затем вращение начало возрастать и увеличилась скорость подъема бурильных труб.

В течение 15–17 минут со скоростью 4 м/с было выброшено 3840 труб с общим весом 152 т. На устье осталось: крестовина, срезной превентор, колонная головка.

Характер факела изменился: уменьшились боковые струи, увеличилась центральная струя. В целом факел горящего нефтегазового фонтана приобрел вид компактной струи. Высота факела составляла 180–200 м. Увеличилась тепловая радиация. Температура окружающей среды в безветренную погоду составляла — воздуха 180–200°C, почвы 380–440°C.

Последующим отстрелом была сбита крестовина установленная на срезном превенторе. Для установки и крепления новой запорной арматуры на устье необходимо было освободить колонную головку от срезного превентора и устье от металлоконструкций и фундамента подвышечного основания. Отстрел срезного превентора был сопряжен с опасностью повредить колонную головку и устье в целом.

В связи с этим организованы работы по очистке площадки от металлоконструкций и сооружению подходов в устье (табл. 3.1).

Вследствие увеличения тепловой радиации для защиты людей и техники работы проводились при постоянном орошении через лафетные устройства и гребенки в количестве 4–12 шт. с производительностью 160–220 л/с. В районе зоны наивысшей тепловой радиации (5 до 90 м от устья) были установлены туннельные переходы и групповые отражательные щиты для защиты работающих при входе и выходе из рабочей зоны.

С помощью тракторов, защищенных от огня и орошаемых водой площадка вокруг устья частично была очищена от несвязанных

Таблица 3.1

**Организация работ на устье аварийной скважины
№37-Тенгиз объединения «Эмбанефть»**

№ № п/п	Наименование мероприятия	Срок исполнения	Исполнитель
1	2	3	4
1. Подготовка работы			
1.	Создание рабочей площадки:		
1.1.	Завезти трубы диаметром 12–9” в количестве 600 метров	16.08	
1.2.	Завезти щебенку и песок в количестве соответственно 150 м ³ и 500 м ³	20.08	
1.3.	Создать запас воды в объеме 20 тыс. м ³ из расчета подачи в пожарные стволы 200 л/сек при 10 часовой непрерывной работе в сутки (суточный расход 6000 м ³) и обеспечить пополнение запаса из ерика морской воды, водяных скважин и других источников в объеме 3,5–4,0 тыс. м ³ в сутки	24.08	
1.4.	Изготовить с применением стальных задвижек и установить дополнительную раздаточную гребенку для пожарных стволов и провести ремонт и ревизию имеющихся гребенок	24.08	
1.5.	Изготовить и оборудовать консольную ферму для распыления, в случае необходимости, фонтанирующей струи. Ферма изготавливается и оборудуется по эскизам военизированной части СКПР, представление эскизов 15.08.85	25.08	
1.6.	Изготовить тоннельные переходы и щиты-экраны по эскизам военизированной части СКПР, в следующих количествах (эскизы представить до 15.08.85)	27.08	

Продолжение табл. 3.1

1	2	3	4
	Тоннельные переходы 2x2x2 – 20 штук Щиты – экраны 4x2,5 – 4 штуки Щиты – экраны 2x2,5 – 6 штук		
1.7.	Изготовить каркасы с покрытие металлическими (асбестовыми) листами для защиты тракторов, бульдозеров, кранов КП-25 и Азинмаш-5 по эскизам военизированной части СКПР в количестве 15 штук (эскизы представить до 15.08.85)	27.08	
1.8.	Завезти асбесто-цементные трубы диаметром 100 мм в количестве 500 м для защиты кабельных проводов к кумулятивному устройству для резки металлов и гидротрубопроводов.	25.08	
1.9.	Завезти металлические листы (профнастил, дюраль) асбестовой полотно (рулоны, листы) и другие материалы для создания вышеперечисленных защитных средств по 500 м ²	18.08	
1.10.	Осуществить монтаж оборудования и подготовку необходимых материалов для обеспечения нейтрализации и сжигания несгоревшей нефти в ловушке по документации, разработанной ВолгоградНИПИнефть (документация представляется до 15.08.85)	25.08	
1.11.	Завезти лесоматериалы (доски, подтоварник) в количестве 8-10 м ³	18.08	
1.12.	Завезти пожарные рукава диаметром 77 мм в количестве 4000м	25.08	
1.13.	Построить дороги – подходы к устью скважины в секторе 180° для работ по растаскиванию оборудования, в том числе 1 подход дорогу 1 подход дорогу	27.08 после отстрела стволовой части	

Продолжение табл. 3.1

1	2	3	4
2.	Экипировка исполнителей работ		
2.1.	Завезти спецодежду и обувь в количестве согласно заявки воензированной части СКПР и пожарной службы из расчета работы 4-х групп фонтанщиков по 10 человек и 100 человек работников пожарной службы по нижеприведенному перечню (перечень представить до 16.08.85) ушанки теплозащитные костюмы (Кишиневского производства) телогрейки шерстяное белье подшлемники носки портянки рукавицы хлопчатобумажное белье спецодежда брезентовая сапоги (яловые) спецодежда хлопчатобумажная шерстяные одеяла (4-5 штук)	25.08	
2.2.	Завезти жаропрочный лак ПФ-837 (200 литров) и краску серебрянку для покрытия спецодежды	27.08	
2.3.	Обеспечить работающих необходимыми средствами защиты органов дыхания. <i>Примечание.</i> Объединению «Эмбанефть» обеспечить стирку и сушку спецодежды.	27.08	
3.	Технические средства		
3.1.	Для выполнения подготовительных работ и работ на устье скважины подготовить следующее количество транспортных средств: Трактор – тягач – 12 штук Кран КП-25 – 2 штуки	27.08	

Продолжение табл. 3.1

1	2	3	4
	Кран Ачинмаш-5 — 2 штуки Бульдозер — 6 штук Экскаватор типа Э-408с емкостью ковша 0,16-0,25 м ³ — 1 штука Экскаватор емкостью ковша 0,25-1,0 м ³ — 1 штука Трактор-подъемщик П-ЛТ (Ачинмаш) — 2 штуки		
3.2.	Танк или пушка, оснащенные приборами для стрельбы по закрытым целям (марка, количество и качество боекомплекта уточняется с соответствующими службами Министерства обороны)	25.08	
4.	Устройства и оборудование для наведения на устье скважины		
4.1.	Подготовить следующее оборудование: крестовины 280x700 фирмы «Камерон» — 2 штуки превентор 280x700 фирмы «Камерон» с перерезывающими (глухими) плешками — 2 штуки задвижки 3 9/16"x700 — 6 штук труба диаметром 299 мм длиной 2-3 м с козырьками для защиты гидроцилиндров и фланцем для крепления к превентору пульт управления фирмы «Камерон» — 1 комплект трубопроводы гидроуправления — 500 м манометры на рабочее давление до 500 атм — 10 штук выкидные трубопроводы с креплением общей длиной 1500м устройство для сжигания (распылители) — 6 штук переходная катушка с 230x500 на 280x700 Резервное оборудование: превенторы 280x700 — 1 штука крестовина 280x700 — 1 штука	24.08	

Продолжение табл. 3.1

1	2	3	4
	<p>плашки трубные под диаметр 168 мм — 1 комплект</p> <p>труба диаметром 168 мм с фланцами, длиной 1,5 м с задвижкой диаметром проходного сечения 168 мм</p> <p>задвижки 3 9/16x700 — 20 штук</p> <p>тройники — 10 штук</p> <p>фланцы для подсоединения агрегатов — 6 штук</p> <p>фланцы с патрубками для подсоединения к выкидным трубопроводам — 10 штук</p> <p>фланцы под манометры — 5 штук</p> <p>листовой свинец — 50 кг</p> <p>кумулятивное устройство для резки металла взрывом (по документации Мингео СССР)</p>		
4.2.	<p>Изготовить следующие устройства для наведения компоновки противовыбросового оборудования на устье скважины:</p> <p>1. Гидронатаскиватель шарнирный (по чертежам Мингео СССР). Заказ военизированной части СКПР.</p> <p>2. Устройство с канговым креплением и гидроприводом в том числе и при разрушенной колонной головке (по чертежам военизированной части УпрПР). Заказ военизированной части СКПР.</p> <p>3. Комплект хомутов, устройств для сверления колонн и гидропережиматель по чертежам военизированной части УкрПР. Заказ военизированной части СКПР.</p> <p>4. Изготовить 3 комплекта ЦСВ-324 для крепления наклонно-направленных скважин, по документации СевКавКИПИнефть по заказу объединения «Нижневожжскнефть».</p>	<p>27.08</p> <p>27.08</p> <p>01.10</p> <p>01.09</p>	

Продолжение табл. 3.1

1	2	3	4
2. Работа на устье скважины			
1.	К работам на устье скважины приступить после выполнения подготовительных работ в полном объеме и испытания на специальной площадке устройств для наведения компоновки на устье скважины. Работа на устье скважины должна включать в себя:		
1.1.	Отстрел части стволовой сборки превенторной установки и достижение компактно горящей струи с полным сгоранием флюида и сохранением базы для наведения нового запорного оборудования.	09.09	
1.2.	Расчистку приустьевой зоны от металлоконструкций и планировку площадки		
1.3.	Объединению «Эмбанефть» до начала работ подобрать состав трактористов, бульдозеристов, экскаваторщиков, и крановщиков для работ на устье скважины		
1.4.	<p>В зависимости от состояния устья скважины проведение работ по наведению компоновки запорного оборудования с помощью одного из разработанных устройств.</p> <p>При необходимости провести подготовку фланцевого соединения с использованием кумулятивного устройства для резки металла.</p> <p>Работы по пунктам 1.1.-1.3 настоящего раздела производить по детально разработанным планам, утвержденным штабом по ликвидации аварийного фонтана на скважине №37-Тенгиз.</p> <p>При разработке планов предусматривать комплекс работ, включающий в себя условия при которых необходимо ввести в фонтанирующую струю устройство для обеспечения полного сгорания, местонахождение бурильного инструмента, наличие технических средств и специалистов по контролю за состоянием атмосферы рабочей площадки, специальную подготовку (инструктаж и детальное разъяснение порядка работы) трактористов, строгое соблюдение графика захода и выхода групп фонтанщиков в зону работ, контроль за состоянием и качеством спецодежды, четкое взаимодействие с пожарной службой, очередность приема пищи и др.</p> <p>Работа по глушению скважины или отводу флюида для его сжигания с нейтрализацией продуктов сгорания осуществить по результатам наведения запорной компоновки по дополнительным планам.</p>		

между собой металлоконструкцией и выброшенных бурильных труб. Железобетонный фундамент подвыщечного основания, спекшийся грунт не могли ни экскаватор, ни мощные бульдозеры типа «Камацу». Чистить площадку и сделать подходы к устью можно было разрушив фундамент и грунт взрывом. Использование взрывов в таких условиях не имело аналогов в отечественной и зарубежной практике.

3.3. Разработка организационных основ и технологий взрыва в атмосфере высокотоксичных газов и температуры

Взрывные работы проводились силами военизированной части Украинского нефтегазоразведочного района МингеоУССР. Руководство взрывными работами возложено на командира отряда по специальным взрывным работам Сидоренко А.М. На производство взрывных работ был разработан специальный проект и получено разрешение соответствующих органов (план-схема расположения объектов при взрывных работах, (рис. 3.4)).

Согласно проекту был подготовлен заряд весом 24 кг для взрывания детонирующим шнуром. Заряд был помещен в деревянный ящик, обшитый снаружи листовым алюминием, внутри листовым асбестом. Выход детонирующего шнура из ящика длиной 15–20 см находился в трубе из термостойкой ткани. Магистральный шнур длиной 150 м предварительно был также заключен в тканевую термостойкую трубку. По световому сигналу оперативная группа взрывников доставила заряд на место взрывания, которое находилось в 10 м на юго-запад от устья скважины. К заряду был проложен магистральный детонирующий шнур. При включении тока взрыва не последовало. Выяснение причин отказа позволило установить:

- ◆ Термоизоляция детонирующего шнура оказалась не достаточной — шнур местами выгорал полностью.
- ◆ В районе соединения магистральных проводов с электродетонатором изоляция была оплавлена, произошло короткое замыкание и взрыва капсуля-детонатора не произошло.
- ◆ Термоизоляция самого заряда оказалось вполне надежной и при последующих взрывах не изменялась.

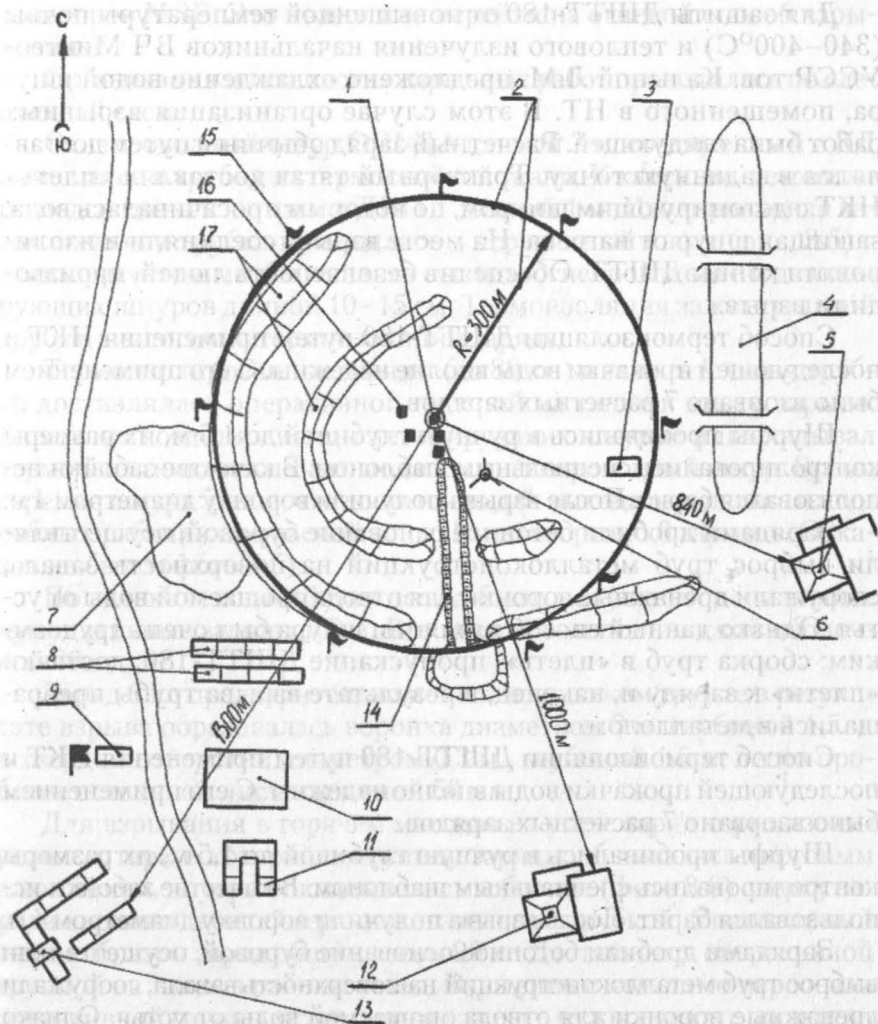


Рис. 3.4. План-схема расположения объектов на скважине №37-Тенгиз:

- 1 – устье скважины, 2 – опасная зона, 3 – будка мастера, 4 – сора,
- 5 – буровая №100, 6 – свеча факела, 7 – амбар, 8 – мерные емкости,
- 9 – штаб, 10 – ремонтная площадка, 11 – пищеблок, 12 – буровая №101,
- 13 – жилой городок, 14 – траншея для отвода воды,
- 15 – посты оцепления, 16 – щурф под заряд, 17 – обваловка

Для защиты ДШТТ-180 от повышенной температуры почвы (340–400°C) и теплового излучения начальников ВЧ Мингео-УССР тов. Калыной Л.М. предложено охлаждение водой шнура, помещенного в НТ. В этом случае организация взрывных работ была следующей. Расчетный заряд обычным путем доставлялся в заданную точку. Тракторный тягач доставлял «плеть» НКТ с детонирующим шнуром, по которым просачивалась вода, защищая шнур от нагрева. На месте взрыва соединяли и изолировали концы ДШТТ. Обеспечив безопасность людей, производили взрыв.

Способ термоизоляции ДШТТ-180 путем применения НКТ и последующей прокачки воды вполне надежны. С его применением было взорвано 7 расчетных зарядов.

Шурфы пробивались в ручную глубиной до 1,5 м, их размеры контролировались специальным шаблоном. В качестве забойки использовался барит. После взрыва получили воронку диаметром 4 м.

Зарядами дробили бетонное основание буровой, осуществляли выброс труб металлоконструкций на поверхность завала, сооружали дренажные воронки для отвода орошаемой воды от устья. Однако данный способ изоляции шнура был очень трудоемким: сборка труб в «плеть», пропускание ДШТТ-180, доставки «плетей» к заряду и, наконец, в результате взрыва трубы превращались в металлолом.

Способ термоизоляции ДШТТ-180 путем применения НКТ и последующей прокачки воды вполне надежны. С его применением было взорвано 7 расчетных зарядов.

Шурфы пробивались в ручную глубиной до 1,5 м, их размеры контролировались специальным шаблоном. В качестве забойки использовался барит. После взрыва получили воронку диаметром 4 м.

Зарядами дробили бетонное основание буровой, осуществляли выброс труб металлоконструкций на поверхность завала, сооружали дренажные воронки для отвода орошаемой воды от устья. Однако данный способ изоляции шнура был очень трудоемким: сборка труб в «плеть», пропускание ДШТТ-180, доставки «плетей» к заряду и, наконец, в результате взрыва трубы превращались в металлолом.

По предложению тов. Калына Л.М. штабом был решен вопрос получения огнепроводного шнура марки ОШ-ДА и капсулей де-

К УСТЬЮ И СОЗДАНИЮ КОМПАКТНОЙ СТРУИ ФОНТАНА

тонаторов №8Б. Это позволило перейти на огневой способ взрывания.

Организация и технология взрывных работ проводилась по следующей схеме.

Огнепроводный шнур ОШ-ДА длиной 3 м, соединенный с КД помещался в трубку из термостойкой ткани. К капсюлю-детонатору подсоединялся отрезок ДШТТ длиной 1 м. Изолированная зажигательная трубка помещалась в деревянный ящик (рис. 3.5) с таким расчетом, чтобы имелись выходы огнепроводного и детонирующих шнуров длиной 10–15 см. Термоизоляция зажигательной трубки аналогична термоизоляции заряда.

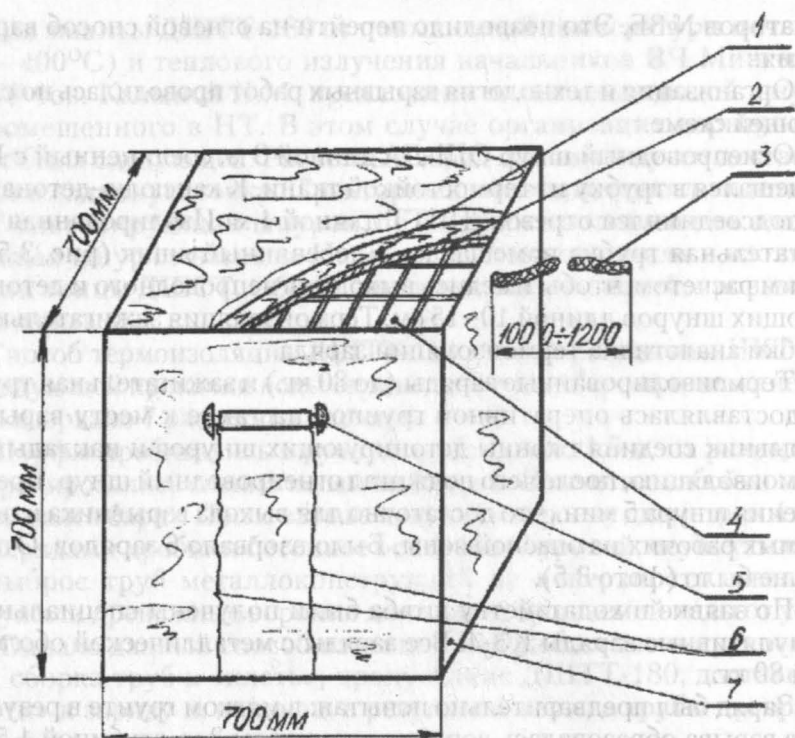
Термоизолированные заряды (до 80 кг.) и зажигательная трубка доставлялась оперативной группой на танке к месту взрыва. Взрывник соединял концы детонирующих шнуров и накладывал термоизоляцию, после чего поджигал огнепроводный шнур. Время горения шнура 5 мин., что достаточно для выхода взрывника и подсобных рабочих из опасной зоны. Было взорвано 6 зарядов. Отказов не было (фото 3.5).

По заявке и ходатайству штаба были получены специальные кумулятивные заряды КЗ-4. Все заряды с металлической оболочкой 80 кг.

Заряд был предварительно испытан: в мягком грунте в результате взрыва образовалась воронка диаметром 3 м, глубиной 1,5 м, в твердом отверстии диаметром 0,3 м., глубиной 1,5 м, легко пробивает стальной лист толщиной 50 мм.

Для взрывания в горячем массиве на устье заряд термоизолировался: тара, в которой поступили заряды, обшивалась листовым алюминием, внутри обкладывалась асбестом (фото 3.6) сверху заряда крепился контейнер с зажигательной трубкой. Упакованный таким образом заряд общим весом 90 кг. Доставлялся оперативной группой на танке в районы устья. Взрывник с помощью персонала оперативной группы устанавливал заряд в нужное место, поджигал огнепроводный шнур, и группа уходила в укрытие.

Заряды КЗ-4 эффективно дробили бетон, спекшиеся стекловидные участки поверхности и другие преграды, мешавшие расчистке устьевой площадки. Всего было взорвано на устье 7 зарядов КЗ-4 (фото 3.7). Всего было израсходовано 20 зарядов, из них 13 прес-



Контейнеры для размещения и термоизоляции
зажигательной трубки с отрезком ДШТТ

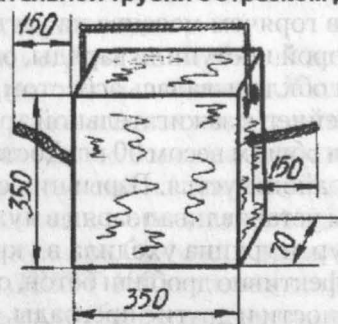


Рис. 3.5. Контейнер для размещения и теплоизоляции разряда:
1 – древесина, 2 – асбест, 3 – ДШТТ, 4 – тротил, 5 – ручка для переноса,
6 – трос диаметром 6 мм, 7 – алюминий

сованного и листового тротила общим весом 700 кг и 7 зарядов КЗ-4 на основе сплава тротил-гексоген общим весом 560 кг.

Взрывные работы проведены организованно и дали большой эффект, разрушив фундамент и разрыхлив спекшийся грунт, что обеспечило быструю очистку и подготовку площадки.



Фото 3.5. Взрыв заряда помещенного в шурф



**Фото 3.6. Подготовка термостойкого контейнера
для заряда КЗ-4**

Большие трудности возникли при подготовке шнуров для закладки взрывчатого материала (ВМ) из-за высокой температуры вокруг устья скважины, близкого расположения грунтовых вод, высокой прочности обожженного грунта в зоне грунтовых вод.

Темп работ по разрушению фундамента подвышечных оснований очень зависел от устойчивости погоды. В случае измерения направления ветра приходилось изменять место подхода к устью и передислоцировать на новое место всю технику и людей. При безветренной погоде работы или же проводились (температура возду-



**Фото 3.7. Взрыв накладного заряда КЗ-4
в зоне устья скважины**

ха 180–190°C, почвы 380–440°C) или проводились под интенсивным орошением водой (фото 3.8).

Подготовка площадки и углубление шурфов проводились гидромониторным разрывом фундамента от песчано-земляных насо-



Фото 3.8. Орошение устья скважины

сов, мелкого щебня. В плотных обожженных пропластках песчаников углубление шурфов производилось в ручную с помощью зубил и молотков.

Первые взрывы разрушили часть фундамента и показали, что для полного разрушения каркаса фундамента потребуется большой объем взрывных работ, так как фундамент основания выполнен из 245 мм обсадных труб, сваренных между собой 140 мм бурильными трубами и зацементирован на глубину до 90 см. Вследствие слабости насыщенного водой грунта взрывами создавалась воронки, которые соединялись друг с другом не вызывая интенсивного разрушения фундамента. Кроме того, начался приток грунтовых вод, которые заполняли воронки. При высокой температуре около устья вода в воронках нагревалась до температуры кипения. В таких условиях невозможно было проводить работы по подготовке шурфов, производство взрывов и растаскивание металлоконструкций. В связи с этим приступили к рытью каналов для отвода от устья грунтовых вод и воды орошения. Ра-

боты проводились с помощью экскаватора «Като», бульдозеров типа «Камацу», оборудованных теплоотражающими щитами при постоянном интенсивном орошении. Из-за сложных температурных условий («Камацу» вынужден был выходить из зоны для охлаждения через 15–20 мин.), частого изменения направления ветра темп сооружения отводного канала не превышал в среднем 10–20 м в день. Общая длина канала, составляла 350 м. В процессе очистки площадки и углубления канала встречен прочный пласт обожженной почвы типа обсидиан. Мощность пласта этого материала составила 20–30 см. на площади радиусом 15 м. Пласт не поддавался разрушению под действием мощного «клыка» «Камацу». Для разрушения обсидиана применили взрыв. Комбинированными взрывами ВМ и зарядами типа КЗ-4 полностью разрушили фундамент и пласт обсидиана.

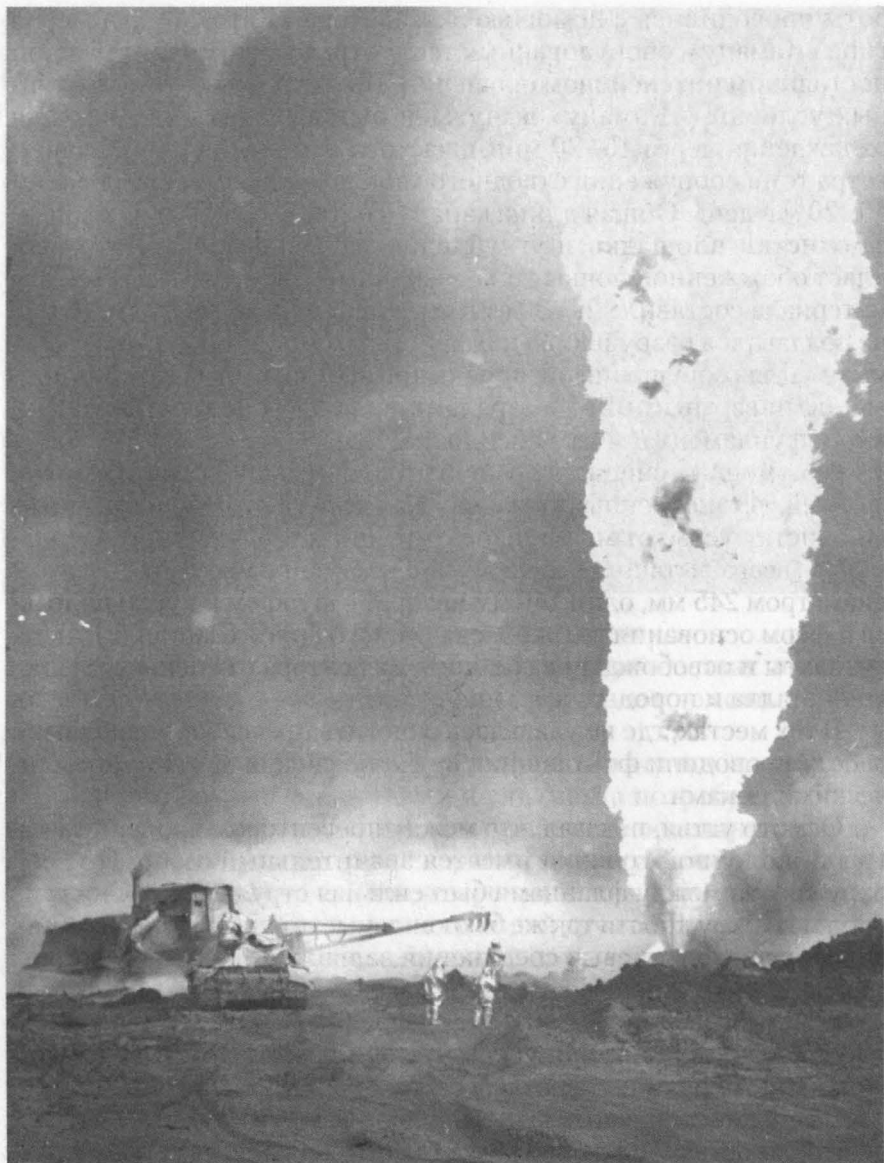
С помощью специально подготовленных мощных 3х-рогих граблей, установленных сзади на «Камацу» (фото 3.9) производили очистку устья от металлоконструкций и разрушенного фундамента (всего вытащили 67 штук 140 мм бурильных труб, 2 трубы диаметром 245 мм, один 140 мм квадрат с шурфом и куски полозьев и ферм основания вышкоблока и много другого металла), очистку шахты и освобождение срезного превентора от спекшихся кусков металла и породы.

В тех местах, где не удавалось очистить превентор «граблями» работу проводили фонтанщики вручную специальными металлическими пиками.

Осмотр устья, показал, что между превентором и фланцем катушки колонной головки имеется значительный зазор. По всей окружности между фланцами бьет сильная струя нефти. Снизу из шахты по окружности так же бьют сильные струи нефти. Разгерметизированы фланцевые соединения задвижки и глухого фланца срезного превентора. Нефть горит и мешает подходу к превентору и работам на устье.

Для ликвидации пропусков между превентором и катушкой колонной головки разработаны специальные приспособления.

В течение двух часов подавали воду в струи фонтана с производительностью 160 л/с, чтобы охладить подходы к устью. Затем под водяной защитой группы фонтанщиков по 6 человек в течение



**Фото 3.9. Очистка устья скважины спекшегося грунта
и металлоконструкций посредством навесных граблей**

1,5 часов, меняясь каждые 5 минут, пытались безуспешно зажать спецприспособлениями фланцы и ликвидировать пропуски между ними.

В шахте возник большой очаг пламени, что создало угрозу деформации и нарушения фланцев колонной головки на 245 мм колонна и фланца на 324 мм колонне.

Штаб принял ответственное решение об отстреле срезного превентора. Первым восемью выстрелами не сбили превентор, а только наклонили его, что привело к снижению высоты пламени и увеличению его диаметра до 45–50 м и полной потери видимости превентора и центральной струи (фото 3.10). Создалась сложная обстановка. Обследование столба пламени по периметру позволило найти место, где просматривался силуэт срезного превентора.

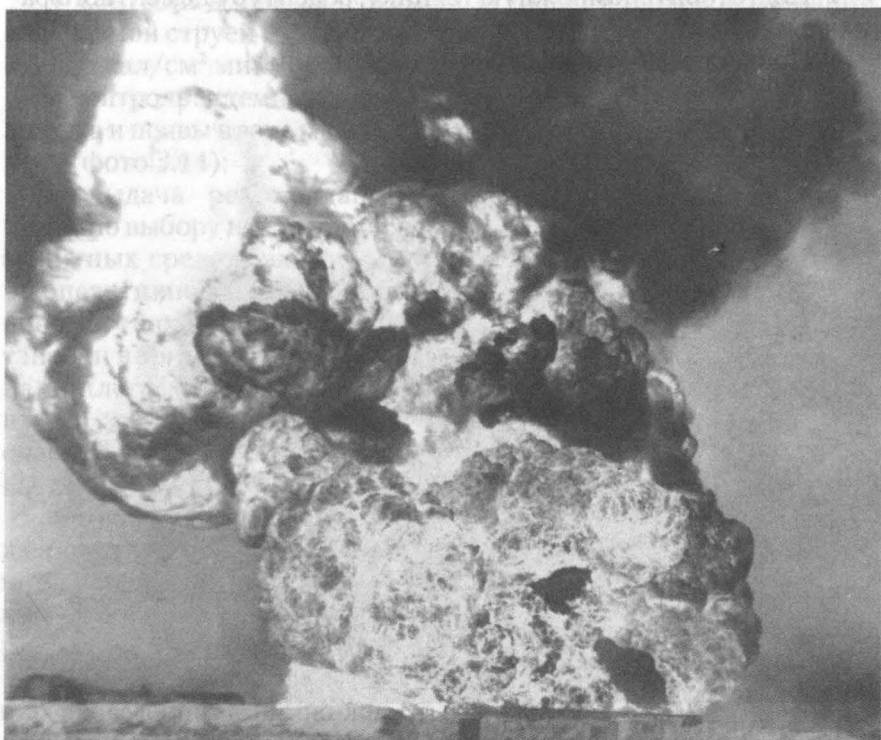


Фото 3.10. Скважина перед началом работы (02.09.1985 г.)

Чтобы не разрушить устье, требовалась ювелирная точность выстрелов. Седьмой болванкой был успешно сбит срезной превентор вместе с катушкой 245 мм колонной головки.

Детальный осмотр устья показал, что фланец колонной головки находится в хорошем состоянии (фото 3.11). Это позволило определить конкретный план дальнейших работ:

- ◆ Подготовить гидронатаскивателя;
- ◆ Подготовить устье скважины к монтажу гидронатаскивателя;
- ◆ Подготовить трассу выкидных линий от превентора сборки и площадки для цементирования агрегатов и смесителей;
- ◆ Смонтировать превенторную сборку на устье с помощью гидронатаскивателей;
- ◆ Разработать программу глушения и цементации скважины;
- ◆ Подготовить тампажную технику, рецептуру цементного раствора и цемента;
- ◆ Провести работы по глушению скважины.

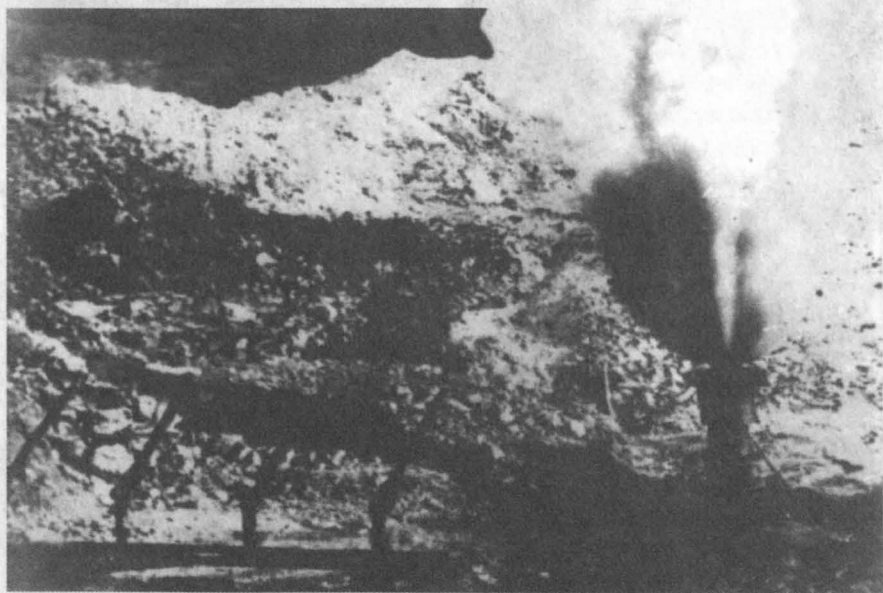


Фото 3.11. Вид устья скважины после отстрела ПВО

3.4. Контроль за состоянием окружающей среды и обеспечение безопасности обслуживающего персонала

Для контроля за состоянием окружающей среды была организована оперативная газометрическая служба, на которую возложено:

- ♦ контроль за состоянием воздушной среды на содержание вредных примесей: сероводорода, сернистого газа, окислов азота;
- ♦ контроль за состоянием воздушной среды на содержание горючих газов и паров (фото 3.12);
- ♦ контроль за уровнем шумов фонтанирования скважин (ПДК на санитарные нормы — 85 дБ);
- ♦ контроль в зоне рабочих мест за уровнем тепловой радиации, излучаемой струей горящего фонтана (ПДК на санитарные нормы 0,8–1,5 кал/см²·мин) (рис. 3.5.1.);
- ♦ контроль за температурой воздуха и почвы в зоне рабочих мест (фото 3.14);
- ♦ выдача рекомендаций штабу по выбору необходимых защитных средств экипировки оперативного состава в зависимости от состояния обстановки в зоне рабочих мест и на прилегаемой территории, путем захода и выхода из опасной зоны, безопасной зоны для техники;
- ♦ проведение инструктажей по газобезопасности личному составу, участвовавшему в аварийно-ликвидационных работах.

Контроль за наличием в местах проведения аварийно-ликвидационных работ опасных и



Фото 3.12. Анализ состояния воздушной среды газоопредителем ГХ-4



Фото 3.13. Замер интенсивности
тепловой реакции

вредных производственных факторов проводился газометрической службой по комплексному плану, согласованному со штабом и включавшему (рис. 3.6):

- ◆ места и точки отбора проб воздушной среды на взрываемость и санитарные нормы;
- ◆ периодичность отбора проб воздушной среды;
- ◆ периодичность и точки замеров температуры воздуха и почвы рабочей зоны;
- ◆ периодичность и точка замеров тепловой радиации в зависимости от скорости и направления ветра;
- ◆ периодичность и точка замеров уровней шумов фонтанирования скважин.

Фракционный состав нефти и компонентный состав газовой части флюида отражены в протоколах №1 и №2. (Данные ЦНИЛ объединения «Эмбанефть»).

Согласно компонентного состава был определен нижней предел взрываемость парогазовой горючей части флюида, который составил 3,16% объемных в смеси с воздухом. За



Фото 3.14. Измерение
температуры почвы

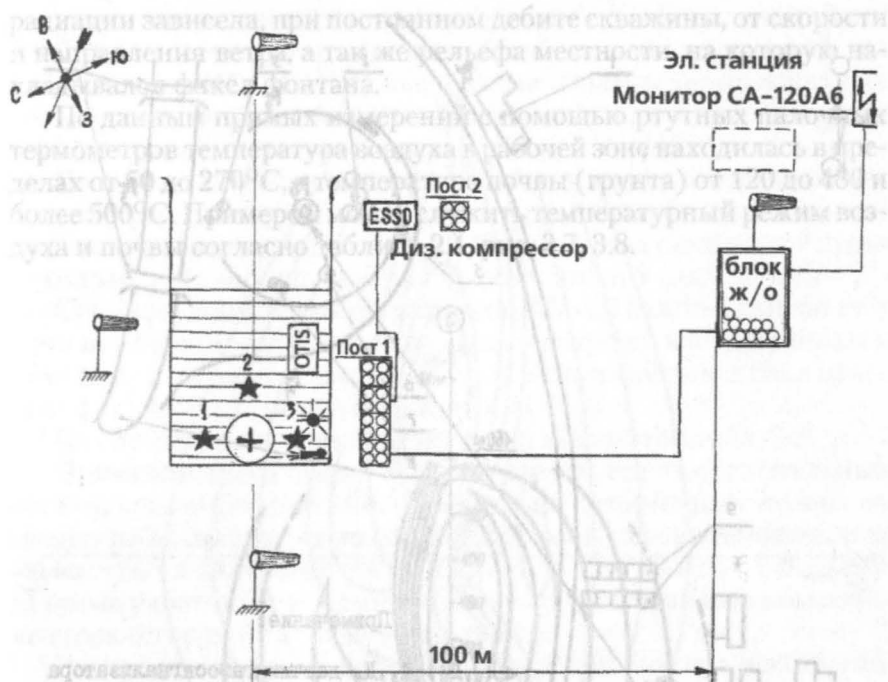


Рис. 3.5.1. Схема обнаружения сероводорода в рабочей зоне и расположение системы жизнеобеспечения

Обозначения:

Место установки датчиков

- 4* — $H = 0$
- 5* — $H = 25$ м
- 6* — $H = 25$ м

Расположение манифольдов
(на 5 точек)

- 1 — на верхней площадке
- 2 — на нижней площадке
- 3 — у станции Ж/О

границу опасной зоны было взято наличие газообразных горючих компонентов, равное 20% от нижнего предела взрываемости, составившее 0,63% объемных.

Работы на устье и прилегающей территории характеризовались следующими опасными и вредными факторами:

1. Высокой температурой воздушной среды и почвы в зоне рабочих мест и работы техники, что подтверждается следующими данными:

Горячая струя фонтанирования путем излучения тепловой радиации нагревала воздушную среду и почву. Величина тепловой

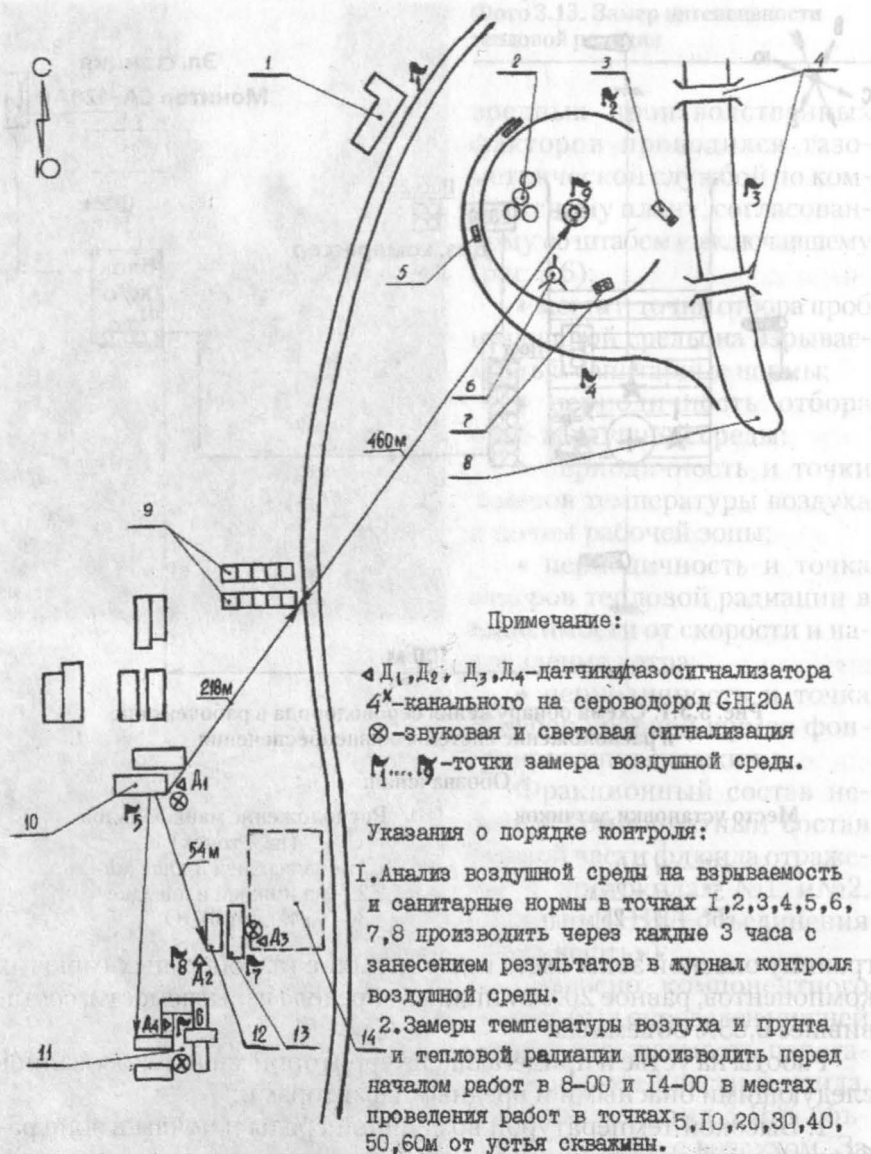


Рис. 3.6. Планшет точек замеров воздушной среды:

1 — амбар, 2 — БПР, 3 — будка мастера, 4 — дамба, 5 — место отдыха, 6 — свеча факела, 7 — ёмкость, 8 — сора, 9 — мерные ёмкости, 10 — штаб, 11 — пищеблок, 12 — станция жизнеобеспечения, 13 — аппаратная, 14 — монтажная площадка

радиации зависела, при постоянном дебите скважины, от скорости и направления ветра, а так же рельефа местности, на которую накладывался факел фонтана.

По данным прямых измерений с помощью ртутных палочных термометров температура воздуха в рабочей зоне находилась в пределах от 50 до 270°C, а температура почвы (грунта) от 120 до 480 и более 500°C. Примером может служить температурный режим воздуха и почвы согласно таблице 2.1, рис. 3.7, 3.8.

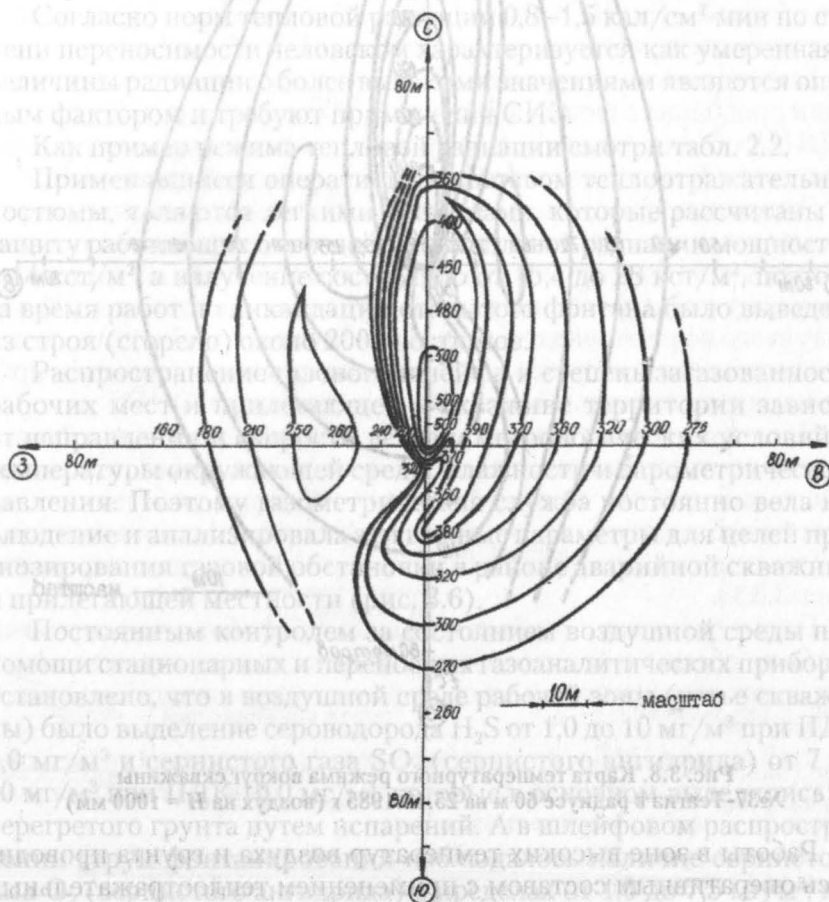


Рис. 3.7. Карта температурного режима вокруг скважины №37-Тенгиз в радиусе 60 м на 25.12.1985 г (почва на $H = 0,0$ мм)

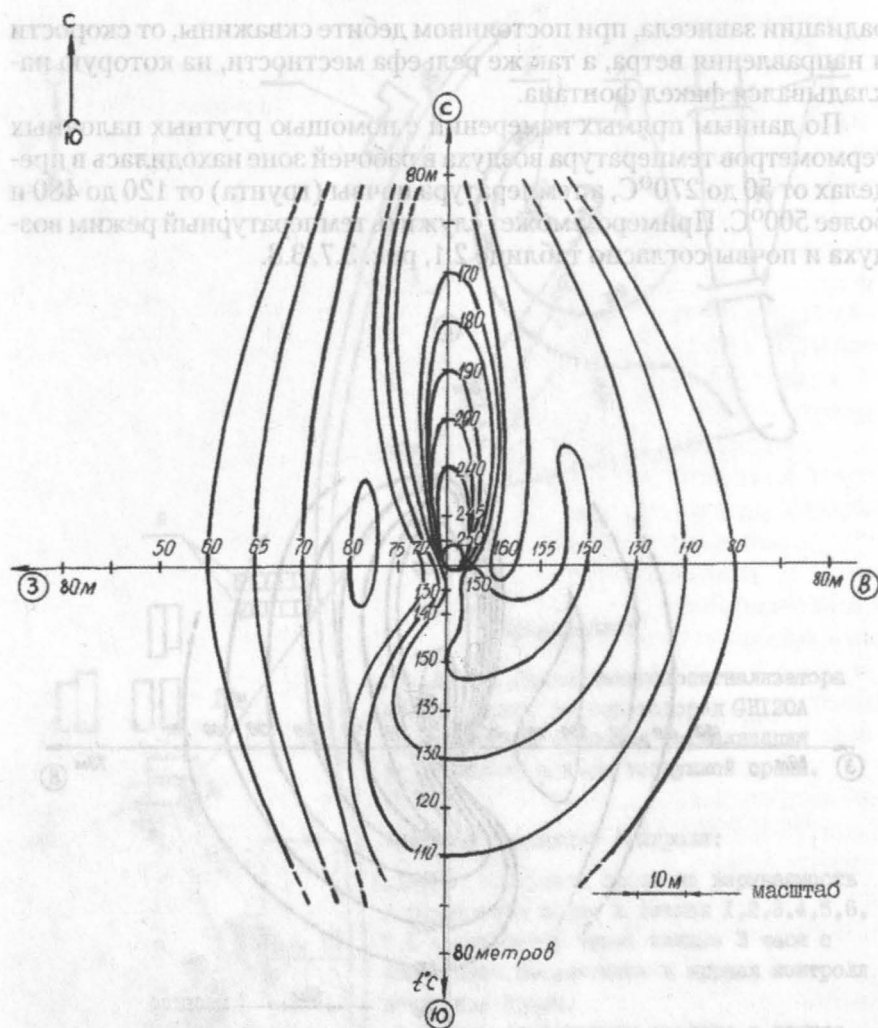


Рис. 3.8. Карта температурного режима вокруг скважины №37-Тенгиз в радиусе 60 м на 25.12.1985 г (воздух на $H = 1000$ мм)

Работы в зоне высоких температур воздуха и грунта проводились оперативным составом с применением теплоотражательных костюмов по ТУ 17-08-113-80 из эластокожи Кишиневского произ-

водства и термозащитных костюмов из асбесто-фениловой ткани АФТ-1, металлизированный способ дублирования — разработка лаборатории СИЗ ВНИИГаза, а также образцы термозащитных костюмов из вязально-прошивного материала на основе базальтового супертонкого волокна, разработка в/ч УкрНГРР.

Величина интенсивности тепловой радиации, замеренная при помощи актинометров, находилась в пределах рабочей зоны от 22 до 40 кал/см²·мин, а на расстоянии 120 м от устья скважины у пульта гидравлического управления превенторами 8 кал/см²·мин.

Согласно норм тепловой радиации 0,8–1,5 кал/см²·мин по степени переносимости человеком характеризуется как умеренная, а величины радиации с более высокими значениями являются опасным фактором и требуют применения СИЗ.

Как пример режима тепловой радиации смотри табл. 2.2.

Применявшиеся оперативным составом теплоотражательные костюмы, являются легкими костюмами, которые рассчитаны на защиту работающих от воздействия тепловой радиации мощностью в 14 кст/м², а излучение составляло от 15,4 до 28 кст/м², поэтому за время работ по ликвидации открытого фонтана было выведено из строя (сгорело) около 2000 костюмов.

Распространение газового шлейфа и степень загазованности рабочих мест и прилегающей к скважине территории зависит от направления и скорости ветра и метеорологических условий — температуры окружающей среды, влажности и барометрического давления. Поэтому газометрическая служба постоянно вела наблюдение и анализировала эти важные параметры для целей прогнозирования газовой обстановки в районе аварийной скважины и прилегающей местности (рис. 3.6).

Постоянным контролем за состоянием воздушной среды при помощи стационарных и переносных газоаналитических приборов установлено, что в воздушной среде рабочей зоны (устье скважины) было выделение сероводорода H₂S от 1,0 до 10 мг/м³ при ПДК 3,0 мг/м³ и сернистого газа SO₂ (сернистого ангидрида) от 7 до 50 мг/м³ при ПДК 10,0 мг/м³, которые в основном выделялись из перегретого грунта путем испарений. А в шлейфовом распространении струи фонтанирования наблюдалось наличие сернистого газа O₂ (сернистого ангидрида) в пределах от 1,0 до 7,5 мг/м³, который при безветрии и высокой влажности прижимало к земле. В

этом случае загрязнение воздушной среды наблюдалось на расстоянии до 16 км.

С связи с загрязнением воздушной среды рабочих мест сероводородом и сернистым газом оперативный состав при работе на устье был экипирован в воздушные изолирующие аварийные аппараты фирмы «Эколайзер», у которых напорная маска ввиду работы в теплоотражательных костюмах была заменена на легочный автомат с загубником от аппарата АСВ-2. Штаб и газометрическая служба, кроме того, были обеспечены фильтрующими противогазами фирмы «Рикен-Кейки» (Япония), а остальные работники, участвующие в работах — противогазами ИП-4.

Газометрическая служба контроль за состоянием воздушной среды проводила в тесном контакте с лабораторией ЛООС «БУРБ» и ЦНИЛ объединения «Эмбанефть», а также отделом техники безопасности Балыкшинского управления разведочного бурения.

Постоянно проводились измерения уровней шумов фонтанирования скважины. Уровни шумов в зоне отдыха (жилом поселке) составляли не более 85 дБ, в накопителе 91–106 дБ, а в зоне рабочих мест у устья фонтанирующей скважины превышали 120 дБ. Ввиду этого по рекомендации газометрической службы у оперативного состава защита органов слуха производилась при помощи противошумных вкладышей «Беруши» из материала ФПП.

Представителями газометрической службы постоянно проводились инструктажи по газообеспеченности, а также постоянно велось наблюдение за оперативными звеньями работающих на устье из наблюдательного пункта, который размещался в зоне прямой видимости. Разработана схема путей эвакуации персонала (Рис. 3.8.1).

Газометрическая служба участвовала в разработке мероприятий штаба по обеспечению газообеспеченности на всех ответственных операциях по ликвидации сероводородного горящего газонефтяного фонтана.

4 и 5 января 1986 г. после наведения компоновки на устье скважины и монтажа выкидных линий газометрическая служба участвовала в исследовании скважины.

На всем протяжении аварийно-ликвидационных работ на скважине №37-Тенгиз оперативной группой в/ч УкрНГРР газометрическая служба в установленные сроки предоставляла в штаб теку-

К УСТЬЮ И СОЗДАНИЮ КОМПАКТНОЙ СТРУИ ФОНТАНА

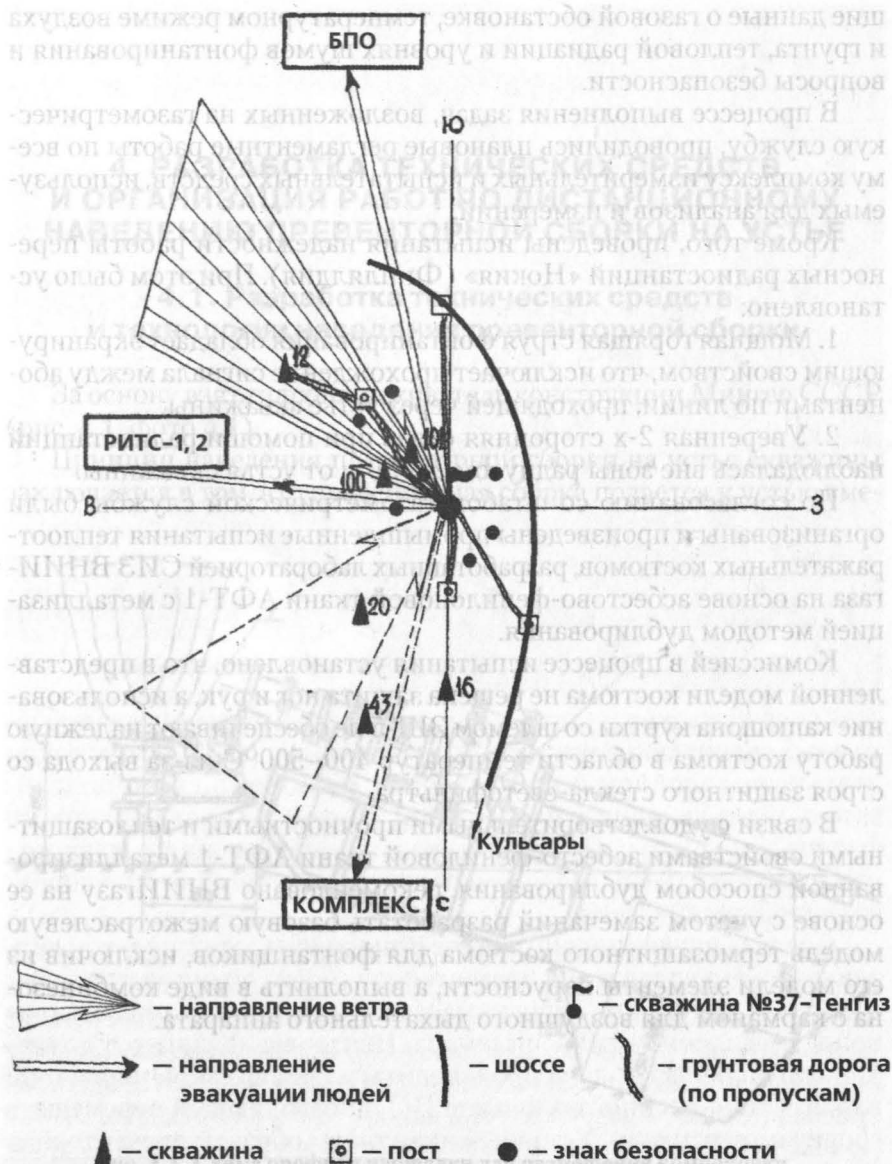


Рис. 3.8.1. Схема расположения постов и маршруты эвакуации персонала

щие данные о газовой обстановке, температурном режиме воздуха и грунта, тепловой радиации и уровнях шумов фонтанирования и вопросы безопасности.

В процессе выполнения задач, возложенных на газометрическую службу, проводились плановые регламентные работы по всему комплексу измерительных и испытательных средств, используемых для анализов и измерений.

Кроме того, проведены испытания надежности работы переносных радиостанций «Нокия» (Финляндия). При этом было установлено:

1. Мощная горячая струя фонтанирования обладает экранирующим свойством, что исключает прохождение сигнала между абонентами по линии, проходящей через устье скважины;

2. Уверенная 2-х сторонняя связь при помощи радиостанций наблюдалась вне зоны радиусом 25–30 м от устья скважины.

По согласованию со штабом газометрической службы были организованы и произведены промышленные испытания теплоотражательных костюмов, разработанных лабораторией СИЗ ВНИИгаза на основе асбестово-фенилоновой ткани АФТ-1 с металлизацией методом дублирования.

Комиссией в процессе испытания установлено, что в представленной модели костюма не решена защита ног и рук, а использование капюшона куртки со шлемом ЗШ-5 не обеспечивают надежную работу костюма в области температур 400–500°С из-за выхода со строя защитного стекла-светофильтра.

В связи с удовлетворительными прочностными и теплозащитными свойствами асбесто-фениловой ткани АФТ-1 металлизированной способом дублирования, рекомендовано ВНИИгазу на ее основе с учетом замечаний разработать базовую межотраслевую модель термозащитного костюма для фонтанщиков, исключив из его модели элементы парусности, а выполнить в виде комбинезона с карманом для воздушного дыхательного аппарата.

4. РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ И ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПО ДИСТАНЦИОННОМУ НАВЕДЕНИЮ ПРЕВЕНТОРНОЙ СБОРКИ НА УСТЬЕ

4.1. Разработка технических средств и технологии наведения превенторной сборки

За основу взят гидронатаскиватель конструкции Мингео СССР (рис. 4.1, фото 4.1).

Принцип наведения превенторной сборки на устье скважины заключается в том, что превенторная сборка подается к устью вме-

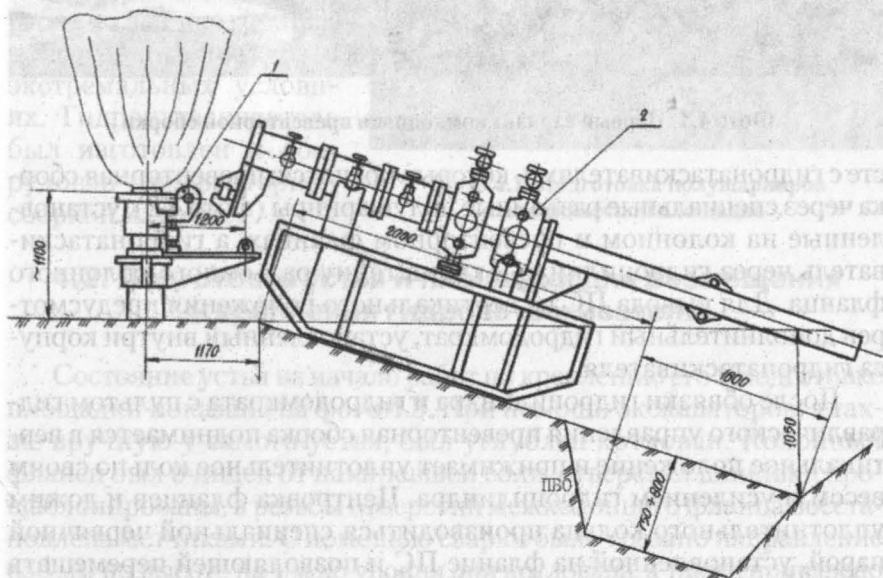


Рис. 4.1. Схема профиля площадки для размещения компоновки ПВО (Вариант 1) перед его наведения:

1 — шарнирная опора, 2 — предполагаемая исходная позиция компоновки ПВО



Фото 4.1. Первый вариант компоновки превенторной сборки

сте с гидронатаскивателями, которые крепятся: превенторная сборка через специальные разъемные полушарниры (фото 4.2), установленные на колонном и превенторном фланцах, а гидронатаскиватель через гидроцилиндр к кронштейну разъемного колонного фланца. Для вывода ПС из вертикального положения предусмотрен дополнительный гидродомкрат, установленный внутри корпуса гидронатаскивателя.

После обвязки гидроцилиндра и гидродомкрата с пультом гидравлического управления превенторная сборка поднимается в вертикальное положение и прижимает уплотнительное кольцо своим весом и усилением гидроцилиндра. Центровка фланцев и дожим уплотнительного кольца производится специальной червячной парой, установленной на фланце ПС и позволяющей перемещать сборку по вертикали. Установленная таким образом превенторная сборка крепится шпильками, оборудуется отводами, превентора и задвижки присоединяются к пульту гидроуправления. Создается

новое надежное запорное устройство, которое позволяет управлять фонтаном.

На рис. 4.3 показана схема профиля площадки и оборудование устья для размещения компоновки ПВО перед наведением на устье. Из схемы видно, что, прежде, чем подать гидронатаскиватель к устью, закрепить его и произвести наведение, потребовалось выполнить большой объем, в основном, вручную, работ по выемке грунта и подготовке площадки в экстремальных условиях. Гидронатаскиватель был изготовлен и оборудован превенторной сборкой на месте.



Фото 4.2. Подготовка полушарниров на технической площадке

4.2. Подготовка устья и площадки для размещения и крепления гидронатаскивателя

Состояние устья на начало работ по креплению его и подготовке площадки показано на фото 4.3. При помощи экскаваторов, а также вручную у самого устья, был углублен котлован. Колонный фланец был очищен от накипевшей соли, отверстия шпильки прошаблонированы, а резьбы отверстий межколонного фланца восстановлена метчиками. С помощью сварки было срезано направление 630 мм по высоте на 1 м до уровня дна котлована, а также приварено упорное полукольцо в верхней части кондуктора диаметром 426 мм, что позволило приступить к монтажу колонного разъемного фланца диаметром 425 мм с западной стороны устья (фото 4.3, 4.4).

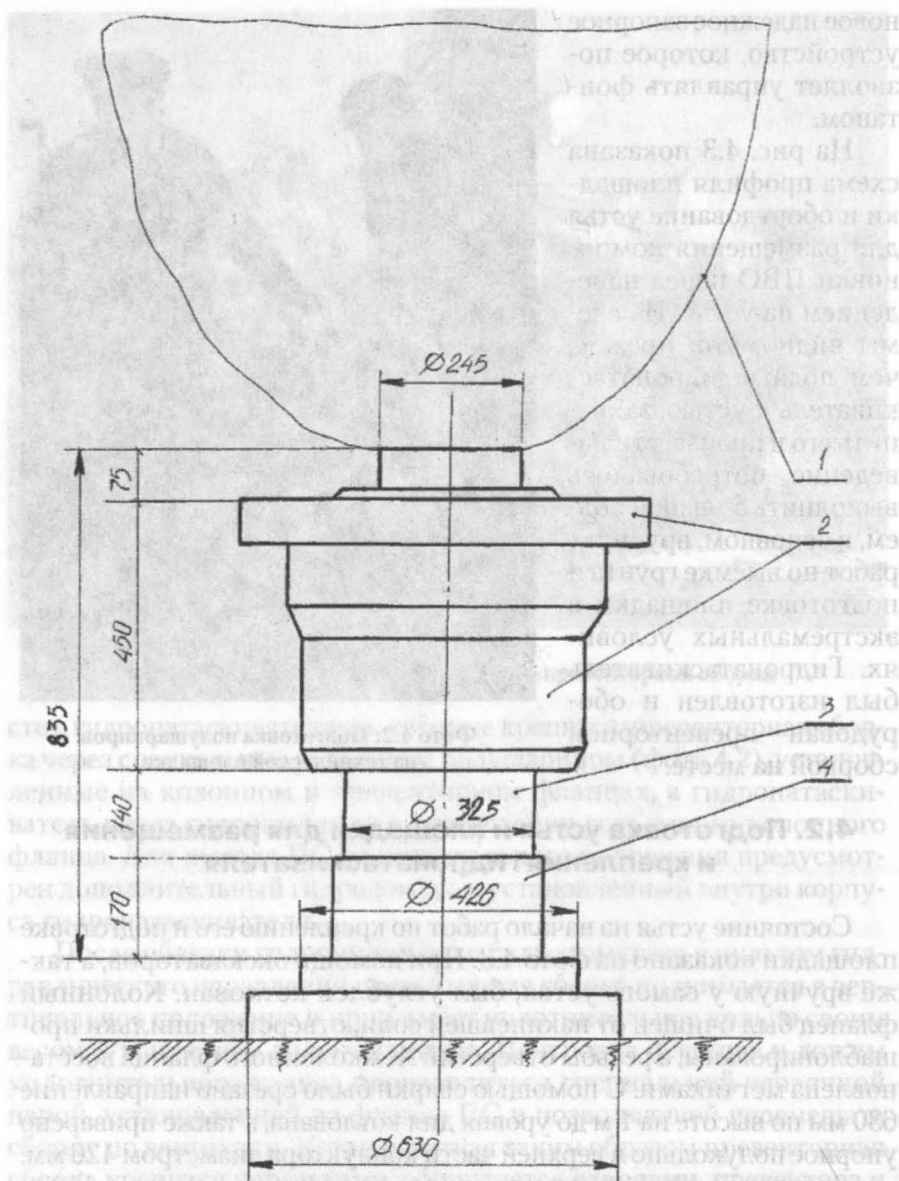


Рис. 4.2. Устье скважины после отстрела ПВО:

1 — газонефтяная струя факел, 2 — колонный фланец, 3 — патрубок, 4 — муфта

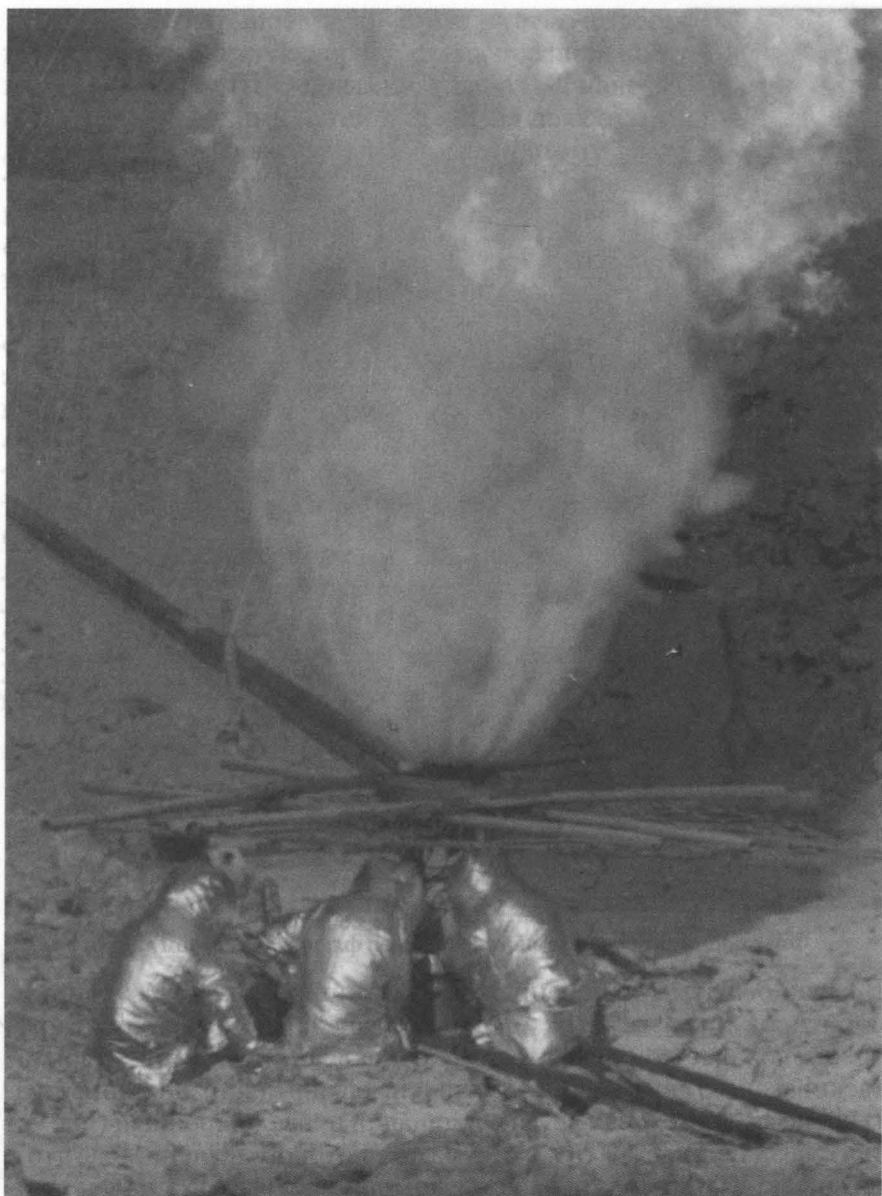


Фото 4.3. Первый монтаж разъемного фланца с двумя опорными Питами



Фото 4.4. Монтаж разъемного колонного фланца диаметром 426 мм

В связи с частым изменением направления ветра подготовили и смонтировали разъемный колонный фланец с кронштейнами в противоположные стороны, что обеспечивало бы крепление гидрона-таскивателя с двух позиций в зависимости от направления ветра. В процессе подготовки устья и площадки провели пробный (вне устья) заезд и подъем ПВО, в результате которого выяснилось, что с помощью КП-25 подать на устье компоновку и забить палец шарнира гидрона-таскивателя будет невозможно.

Для подачи гидронатаскивателя к устью штабом принято решение строить железную дорогу, схема профиля которой и размещение компоновки ПВО показано на рис. 4.3. Ранее подготовленный профиль подъездных путей для КП-25 не соответствовал необходимому профилю железной дороги. Поэтому в условиях высокой температуры воздуха 180°C и почвы 280°C проводились работы по подготовке уровня и профиля дороги и рабочей площадки на устье с помощью экскаватора ДН-101 и бульдозера «Камацу», а там, где не могла работать техника, профиль готовили вручную.

Из-за высокой температуры окружающей среды работы часто останавливались. При безветрии из-за высокой температуры образовывались пыльные смерчи высотой 500–600 м. Соответственно, конструкцию гидронатаскивателя был поставлен на колеса (фото 4.5), подача его к устью осуществляется трактором талевым канатом через ролик, закреплением на устье. С восточной стороны смонтировали полушарнир, затем подали железную дорогу (фото 4.6). Основное время при подготовке профиля дороги ушло на ее углубление вручную и при центровке полотна. Кроме того, перед началом работ по установке гидронатаскивателя провели укрепления устья. На колонном фланце смонтировали необходимые запорные устройства с манометрами, провели сварочные работы по прихватке неукрепленных прокладок, подставок и других элементов, необ-

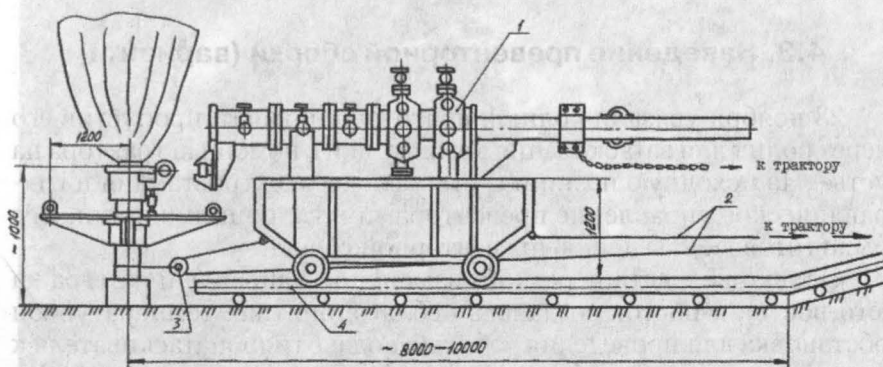


Рис. 4.3. Схема профиля железной дороги и размещения компоновки ПВО перед наведением на устье (вариант 2):

- 1 — спаренный превентор (производство фирмы «КАМЕРОН»),
2 — трос, 3 — ролик, 4 — рельсы трубные

ходимых для создания жесткости при наведении компоновки, а также были приварены трубчатые распорки между колонным фланцем и рельсами для их фиксации после центровки. Клиновья подвеска 245 мм колонны была залита свинцом.



Фото 4.5. Опробование работоспособности узлов гидронатаскивателя (компоновки) на технической площадке

4.3. Наведение превенторной сборки (вариант I)

23 ноября увязали ролик и подготовили канат, пропустив его через ролик для затаскивания компоновки с помощью трактора на устье. На исходную позицию установлены электростанция и гидравлическое управление превенторами и гидроцилиндрами. Все было готово к наведению превенторной сборки.

Однако вследствие резкого изменения направления ветра на юго-восток и восток создалась неблагоприятная температурная обстановка для проведения работ по подаче гидронатаскивателя к устью скважины. В рабочей зоне температура воздуха до 180°C , грунта 370°C . При нахождении фонтанчиков в этой зоне около одной минуты наблюдались случаи загорания термостойких костюмов.



Фото 4.6. Монтаж полушарнира

Работы остановлены. Вся техника и люди переброшены на западную сторону от устья для прокладки второй железной дороги.

25.11.85 г. ветер резко изменил направление и стал дуть с юго-востока. Это создало благоприятную обстановку на устье и позволило немедленно приступить к подаче к устью гидронатаскивателя. На железную дорогу с помощью крана КП-25 была установлена компоновка наводимого противовыбросового оборудования, смонтированная на специальной базе. За переднюю ось был закреплен один конец каната, второй — за трактор «Камацу» для подачи компоновки к устью. За заднюю ось был укреплен удерживающий канат, второй конец которого был зацеплен за сцепку трактора С-100 (фото 4.7). После того, как сняли строповочные канаты и кран КП-25 был удален с помощью тракторов, компоновку подали к устью. Из-за значительного несовмещения отверстий проушин шарнира и отсутствия на подвижной базе элементов регулировки положения компоновки, для совмещения были применены автомобильные домкраты и стяжные рамки (талрепы). Заслонку, изготовленную из листовой стали толщиной 1,5–2 мм, сорвало сразу же, как только фланец вошел в струю. И тогда с большим трудом удалось совместить отверстия проушин почти на 20 мм, нефть начала поступать через компоновку и выливаться через край факельной трубы. Сразу она не загорелась, но скапливалась под компоновкой и представляла большую опасность для работающих в случае воспламенения. Поэтому срочно приступили к освобождению базы компоновки от канатов затаскивания и от стяжной рамки, убрали домкраты и с помощью страховочного (ранее применявшегося для удержания при спуске) каната компоновку убрали от устья и краном КП-25 отвезли на безопасное место, где подготовили заслонку из более толстого металла и с более надёжной её фиксацией. Для фиксации заслонки на фланце были применены 2 чеки с канатами для их выдергивания, а для сбрасывания заслонки — канат диаметром 16 мм, длиной 20 м, укрепленный за специальную петлю на заслонке.

Электростанция и гидроуправление были установлены на исходной позиции.

26 ноября, после замены затаскивающего каната на новой, произвели еще одну подачу компоновки к устью, повторив все операции вчерашнего дня. Заслонка, канаты от которой были уложены на компоновку, осталась на месте после захода в струю (фото 4.8).



Фото 4.7. Компоновка доставлена на исходную позицию (вариант I)

Разбрызгивание нефти не наблюдалось.

Добившись центровкой совмещения отверстий проушин шарнира с помощью ранее указанных устройств, забили основной палец шарнира и палец главного подъемного гидроцилиндра. (фото 4.9).

Маслопроводы, заключенные в защитную плетть из трубы диаметром 245 мм, подали на устье и подсоединили к потребителям, предварительно организовав постоянную подачу воды через плетть для охлаждения. В плетть входило только 4 линии маслопроводов, которые были предназначены для двух гидроцилиндров подъема компоновки: основного и вспомогательного (фото 4.10, рис. 4.4).

Чтоб предотвратить возможность вытекания нефти через компоновку в случае срыва заслонки струей, верхний превентор при подаче компоновки к устью был закрыт. Для того, чтобы его открыть перед подъемом, проложили еще две линии маслопроводов, но без охлаждения водой, а изолировав их только несгораемой тканью. Маслопроводы подсоединили к верхнему превентору.



Фото 4.8. Первое подтаскивание компоновки по рельсам к устью скважины

Перед тем, как открыть превентор, необходимо было сорвать заслонку с нижнего фланца компоновки (промежуточной колонной головки). Для этого один трактор С-100 сделал незначительную натяжку присоединенного к заслонке каната и был остановлен до команды. Вторым трактором С-100 были сорваны поочередно — сначала верхняя, затем нижняя — обе чеки с помощью привязанных к ним канатам.

Затем первым трактором попытались сорвать заслонку, но безрезультатно: канат порвался, заслонка осталась на фланце. Причина неудачи заключалась в том, что срывать пытались почти под прямым углом к оси компоновки из-за того, что канат оказался коротким и переместить трактор в нужном направлении не позво-

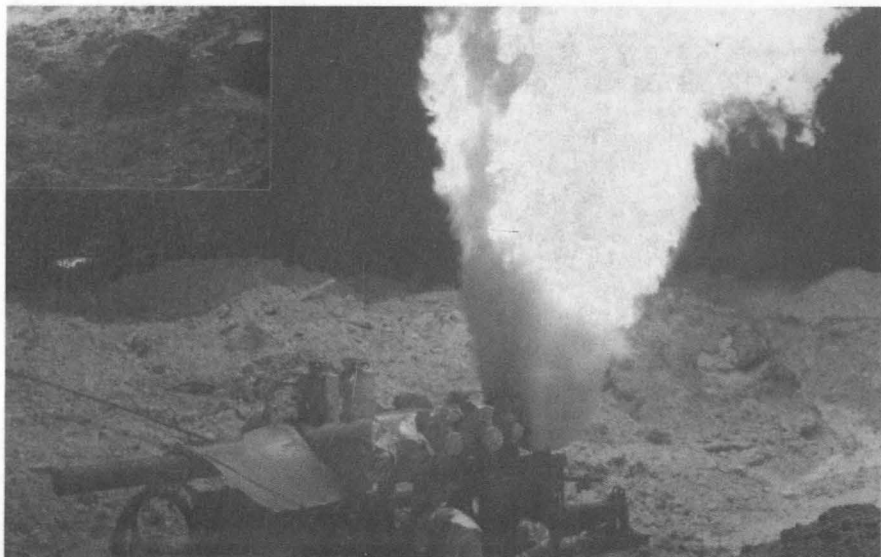


Фото 4.9. Установка основного пальца

ляла поверхность земли (котлован) и высокая температура по шлейфу, где находился первый трактор.

Штабом было принято решение заслонку вытолкнуть в струю трубами, пропустив их через компоновку.

27 ноября собранную из труб НКТ-89 мм плетть длиной 50 м, подав в устье, через конец факельной трубы попытались протолкнуть через компоновку, но трубы остановились через 3–3,5 м от захода. После проверки оказалось, что плашка верхнего превентора находится в закрытом положении, хотя перед заталкиванием НКТ превентор открывали. Произведя еще раз операцию закрытия и открытия превентора, определили негерметичность в соединениях стыков труб маслопроводов (сгорели уплотнения). Устранив неисправность, превентор открыли.

Операцию выталкивания заслонки повторили снова. За четвертой попыткой вытолкнуть заслонку в струю получили приток (струи) нефти и газа через компоновку — значит, заслонки на фланце нет. Плетть из труб от устья убрали и сразу же приступили к подъему компоновки для наведения ее на устье скважины.



Фото 4.10. Защита маслопроводов управления превенторами
и гидронатаскивателя компоновки

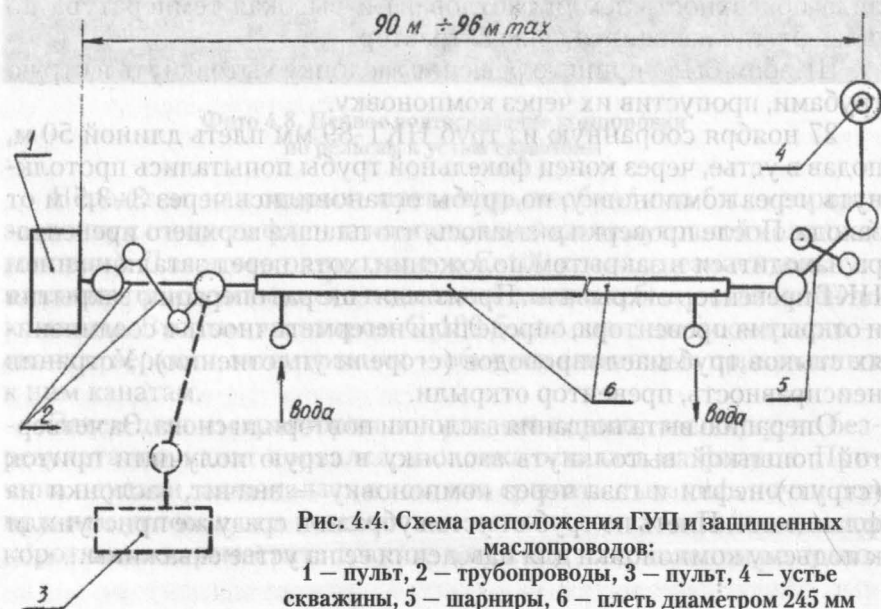


Рис. 4.4. Схема расположения ГУП и защищенных
маслопроводов:

1 — пульт, 2 — трубопроводы, 3 — пульт, 4 — устье
скважины, 5 — шарниры, 6 — плеть диаметром 245 мм

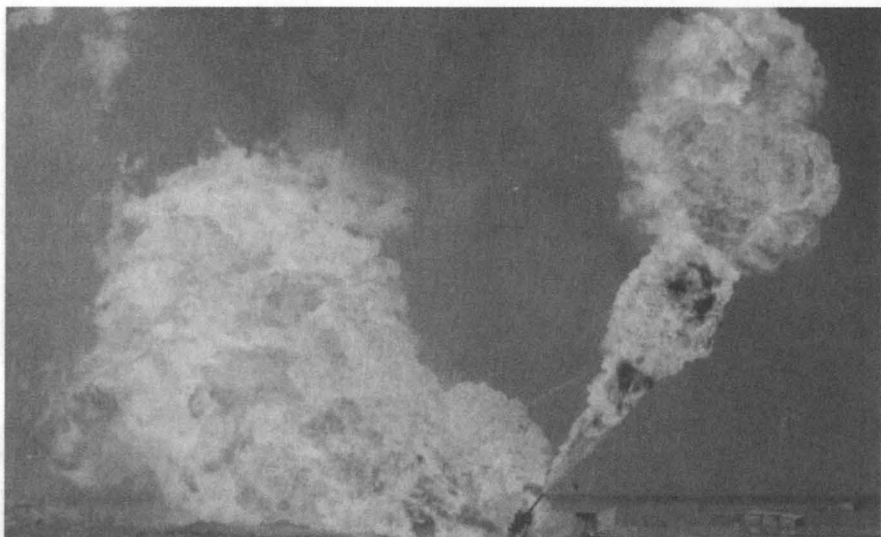


Фото 4.11. Начало подъема превенторной сборки

Подъем был осуществлен за 16–18 секунд и без каких-либо осложнений. Мощности гидроцилиндра достаточно было для подъема, сопротивления струи не замечалось (фото 4.11, 4.12). Сама компоновка стала на место без колебаний и явных перекосов. Но между фланцами постоянно имелись большие пропуски флюида, несмотря на попытки их устранения с помощью основного подъемного гидроцилиндра, переводя рукоятку его распределения в положение «подъем», а затем «опускание» на незначительную величину.

Через 3–4 минуты после наведения компоновку противовибрового оборудования положили в исходное положение. Пламя от поступающего флюида через компоновку устранить закрытием верхнего превентора не удалось, по-видимому он не закрылся из-за нарушения геометричности в стыках труб маслопровода его управления, т.к. горевшие пропуски на устье после наведения были направлены и в сторону маслопроводов.

Пламенем, из-за направления ветра с востока на запад, постоянно обдавало всю компоновку и через короткое время появились признаки пропусков и горения флюида во фланцевых соединени-

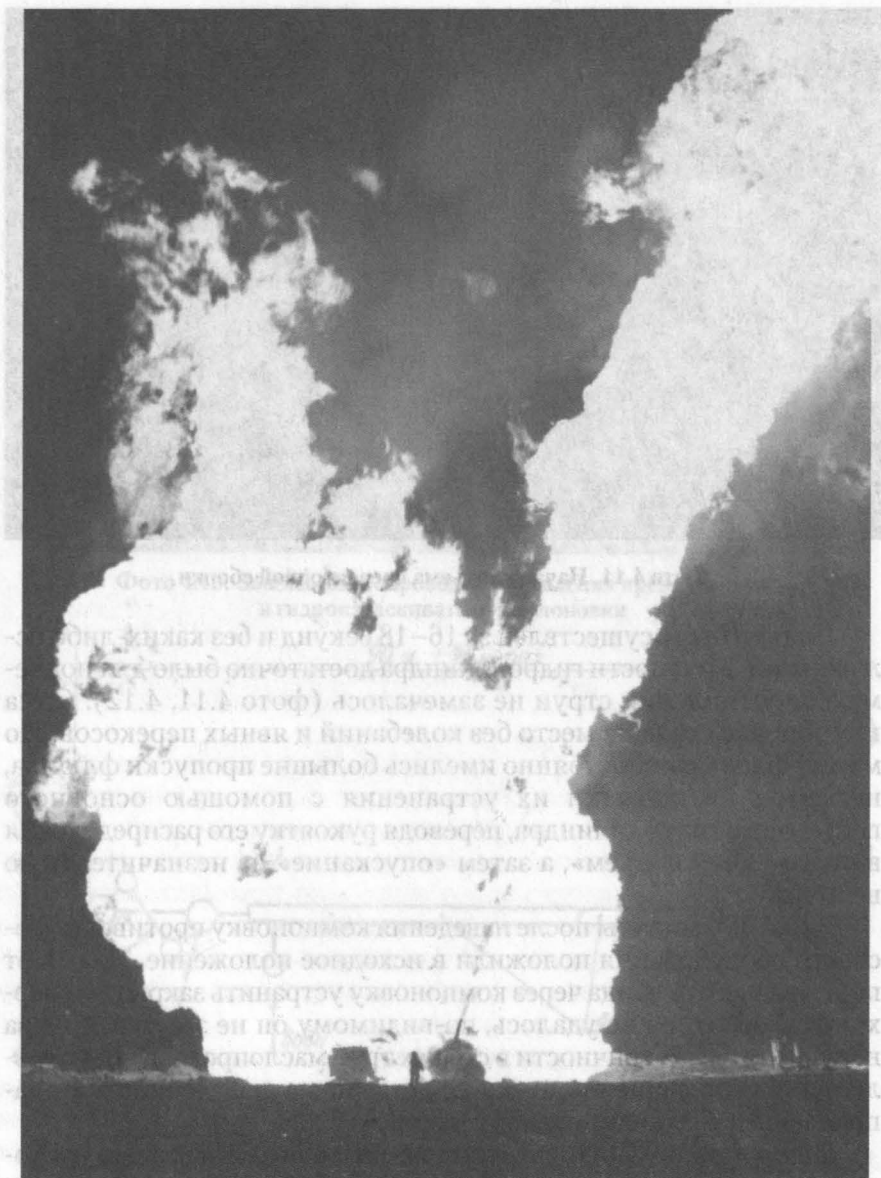


Фото 4.12. Введение превенторной сборки в вертикальное положение



Фото 4.13. Гидронатаскиватель с превенторной сборкой на устье скважины

ях крестовин. Подойти к компоновке, чтобы зацепить тросом ее подвижную базу и вытащить для возможного выхода нижнего фланца из струи было невозможно. Поэтому было принято решение снарядами срезать стойки базы и отстрелять основной подъемный гидроцилиндр. Перед отстрелом произвели фотосъемку устья и компоновки для сравнений и ориентировки впоследствии.

Единственно, что можно было сделать, вернее, попытаться сделать, это вытащить полотно железной дороги от устья, чтобы опустилась база с компоновкой. Тогда бы, возможно, нижний фланец компоновки хоть немного отошел бы от струи.

Полотно вытащили, но не полностью. Оно состояло из четырех секций по 10 м каждая. Вытащили только 30 м. Одна секция, которая была под компоновкой, осталась на устье.

28 ноября произвели пробные выстрелы из танка по мишени для проверки пушки. Затем подготовили площадку для позиции отстрела на вымеренном точно расстоянии от устья и провели 14 выстрелов, отбив гидроцилиндр и ряд стоек базы. Однако компо-

новка не наклонилась свободной частью вниз и пламя не прекратилось. Но снаряды кончились и работы были прекращены до их подвоза.

Поздно вечером 29 ноября было замечено явление частичного прекращения горения пламени из факельной трубы, затем снова пламя.

Наблюдения показали, что правильной системы в чередовании горения и его прекращения не существует. И время прекращения горения было намного меньше, чем время его наличия.

Утром 30 ноября оперативным группам удалось в промежутках, когда не было огня на устье, кроме основной струи, выбить винтовые фиксаторы, затем зацепить канатом подвижную базу компоновки и за две попытки свалить компоновку на землю. Шарнир в собранном виде упал на землю рядом с устьем. Подвижную базу, компоновку и остатки железной дороги убрали от устья тракторами. Демонтировали ФКР и тоже вытащили, т.к. он был необходим для изготовления следующего типа шарнирного гидронатаскивателя. После анализа результатов работ по наведению превенторной сборки, штаб принял решение продолжить работы, применив более совершенной конструкции гидронатаскиватель.

4.4. Наведение превенторной сборки усовершенствованным гидронатаскивателем (вариант 2)

4.4.1. Подготовительные работы

После отстрела и растаскивания компоновки и ее базы произвели обследования состояния устья.

При осмотре фланца превенторной сборки установлено, что на поверхности со стороны, противоположной гидронатаскивателю, имеются явные отпечатки, показывающие, что между фланцами во время наведения превенторной сборки был посторонний предмет, который не позволило достигнуть полного уплотнения. Ранее залитый свинцовый сальник был расплавлен и отсутствовал полностью.

На расстоянии 10–12 м на север от устья были обнаружены несколько кусков заслонки, установленной на нижний фланец ком-

поновки. На них были видны следы разрушения снарядами, к тому же куски находились как раз в противоположной стороне от позиции танка при отстреле базы 28–29 ноября. Значит, заслонка не попала в струю при ее выталкивании трубами НКТ-89 28.11, а упала вниз и была случайно разбита снарядами. В этот же день было обнаружено и ранее приваренное к нижнему фланцу металлическое уплотнительное кольцо. Оно оказалось на расстоянии 4–5 м на восток от устья в сторону оттаскивания сгоревшего ПВО. Это говорит о том, что кольцо не было обломано при (неудачном) наведении и находилось на фланце постоянно, вплоть до растаскивания оборудования после отстрела.

Вокруг устья, особенно в местах интенсивного рассеивания горячей струи, когда компоновка находилась в вертикальном положении и в сторону железной дороги, куда длительное время поступало пламя через факельную трубу ранее наводимого ПВО, была спекшаяся поверхность грунта и напоминала картину застывшей ранее расплавленной вулканической массы.

После получения данных о фактической высоте изготавливаемой поворотной платформы для компоновки и самой компоновки в транспортном положении, приступили к подготовке профиля грунта под железную дорогу (с восточной стороны) с помощью экскаватора и бульдозера, а на устье вели углубление вручную. Учитывая, что вокруг устья разрушать спекшуюся часть грунта можно только с помощью секача и кувалды, эти работы затруднялись.

Кроме того, приступили к сборке предохранительной «рубашки» из труб диаметром 245 мм для защиты маслопроводов, а также к сборке самих линий маслопроводов длиной 120 м. В 245 мм трубе было уложено всего только 4 линии маслопроводов, а необходимо было иметь защищенных 6 линий. Поэтому, для защиты двух оставшихся линий маслопроводов собрали плетень из труб диаметром 168 мм. Маслопроводы предназначались для подключения к ГУПу верхнего превентора и двух гидроцилиндров для подъема ПВО — основного и вспомогательного. Вокруг котлована бульдозером спланировали большинство грунта, который создавал экран для проветривания.

На устье скважины проводились работы по подготовке колонного фланца к наведению: чистке и проверки отверстий под шпильки креп-

ления, восстановление резьбы в отверстиях межколонного пространства, чистке плоскостей и торца фланца от соли и прочее.

Налет, очень плотный и прочный слой соли образовался после попадания соленой воды и испарения воды при орошении.

А на заводе им. Г.И.Петровского в Гурьеве шли в этот день испытания установки и доводка до надежной работоспособности. После ряда циклов подъема и опускания ПВО на устье-имитаторе (на заводе был специально смонтирован стенд) произвели опрессовку воздухом на герметичность соединяющихся при наведении фланцев-базового и компоновки. Цель проверки заключалась в том, чтобы определить, при каком давлении воздуха появятся пропуски между этими фланцами без их крепления шпильками, т.е. только при собственном весе компоновки. При давлении в 12 атм. начались пропуски.

Установка была демонтирована со стенда и отправлена из Гурьева на скважину №37-Тенгиз (фото 4.14).

На устье скважины проложили углубление грунта вручную с западной стороны в связи с изменением направления ветра, а на

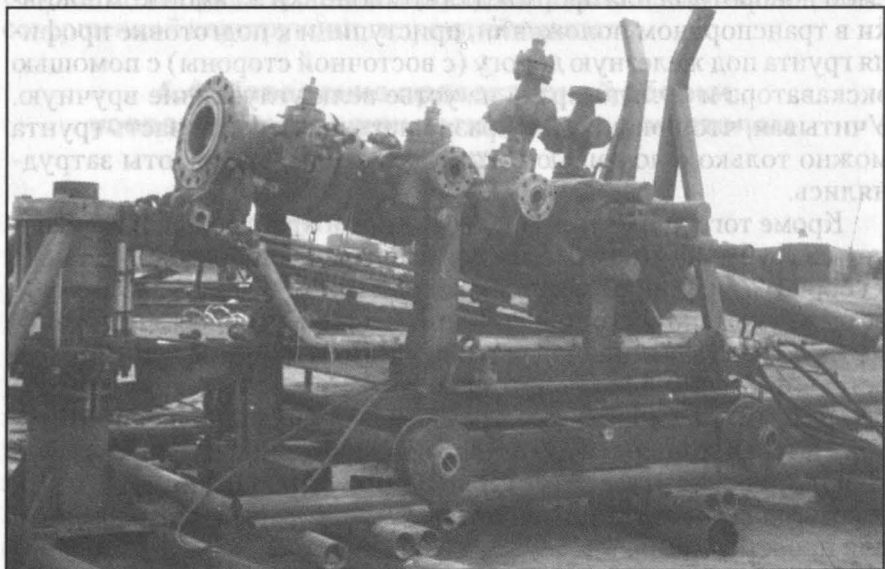


Фото 4.14. Общий вид установки

технической площадке подготовки оборудования приступили к изготовлению стенда-имитатора устья скважины. Так как еще на заводе для вращения вала привода червячной пары устройства изменения зазора между наводимыми фланцами применили гидродвигатель, который нужно было обвязать дополнительно еще двумя линиями маслопроводов, приступили к сборке еще одной из труб диаметром 245 мм для их предохранения. Всего для управления всеми поторевителями на устье при наведении необходимо было 8 линий маслопроводов. Поэтому, было решено подготовить две плети диаметром 245 мм труб, в которых было по 4 линии маслопроводов в каждой.

После демонтажа предохранительной решетки с устья и определения направления оси будущей железной дороги, последнюю подтащили на исходную позицию.

Обработали соляной кислотой вместо заливки свинцового сальника и растопили свинец. Сальник был залит. При этом было обнаружено, что резьба, соединяющая колонный фланец с обсадной $\varnothing 324$ мм, нарушена. Нарушена настолько, что по бывшей резьбе были зазоры от 1,5 до 3 мм. Таким образом, колонный фланец держался на колонне только за счет её веса, т. е. натяжки, передаваемой клиньями.

Чтобы дополнительно укрепить фланец и ликвидировать опасность возможных пропусков флюида через нарушенную резьбу при наведении ПВО, было принято решение между нижним торцом колонного фланца и верхним торцом муфты обсадной колонны 324 мм установить и приварить разъемный бандаж. Бандаж был изготовлен по специально подготовленному шаблону.

После подготовки электростанции и сварочного трансформатора к работе в условиях высокой температуры, бандаж приварили на устье скважины.

Но установкой бандажа не исключалась возможность передачи давления, возможного разрушить целостность обсадной колонны (324 мм) при одном из предлагаемых вариантов ликвидации открытого фонтана при задавке «в лоб». Поэтому было принято решение залить цементный раствор в межколонное пространство между обсадными колоннами 324 и 245 мм до выхода его через верх колонного фланца.

Лабораторные испытания тампонажного раствора проводились при температуре 90°C, т. е. при устьевой температуре обсадной

колонны. Время запустевания было определено с учетом приготовления 2 м^3 цементного раствора с закачкой его в бункер агрегата ЦА-320М и транспортировкой его по нагнетательной линии длиной 100–110 м к устью скважины. Тампонажный раствор был подобран из портландцемента для «горячих» скважин, затворенного на пластовой воде со скважины 13-Карасор, с добавкой 0,05% к цементу реагента замедлителя — декстрина.

Высокая температура почвы и воздуха не позволяла проводить закачку цементного раствора по нагнетательной линии труб во избежание его преждевременного схватывания. Поэтому насосно-компрессорные трубы диаметром 73 мм для закачки цементного раствора были проложены в 140 мм бурильных трубах, по которым прокачивалась вода для охлаждения НКТ.

Для приготовления тампонажного раствора были использованы одна цементно-смесительная машина (СМН-20) с 8 т портландцемента для «горячих» скважин и два цементировочных агрегата ЦА-320М для затворения цемента и закачки тампонажного раствора. Вода для охлаждения нагнетательной линии закачивалась из водяного амбара двумя агрегатами ЦА-400 (рис. 4.5).

После подтаскивания нагнетательной линии к устью скважины и обвязки её воронкой и тампонажной техникой она опрессовывалась на 70 МПа. Охлаждение нагнетательной линии проводилось сразу после её обвязки с цементировочными агрегатами ЦА-400 на водяном амбаре.

Приготовив 20 м^3 тампонажного раствора плотностью $1,95 \text{ г/см}^3$, его закачали при давлении 2,0–3,0 МПа агрегатом ЦА-320М в межтрубное пространство. При этом, подъема тампонажного раствора до устья не получено. Нагнетательная линия была оттранспортирована от устья и промыта агрегатом.

Через сутки операция по цементированию была повторена с подъемом тампонажного раствора на устье в межтрубном пространстве после закачки $0,8 \text{ м}^3$ раствора.

Возникло опасение, что цементный раствор не задерживался со стороны закачки из-за скорости подачи. Поэтому решили закачать небольшое количество цемента не цементировочным агрегатом, а вручную специальным устройством. Пока шло изготовление этого насоса, приступили к монтажу ФКР на устье скважины, к подготовке компоновки и станции гидравлического управления.

ПО ДИСТАНЦИОННОМУ НАВЕДЕНИЮ ПРЕВЕНТОРНОЙ СБОРКИ НА УСТЬЕ

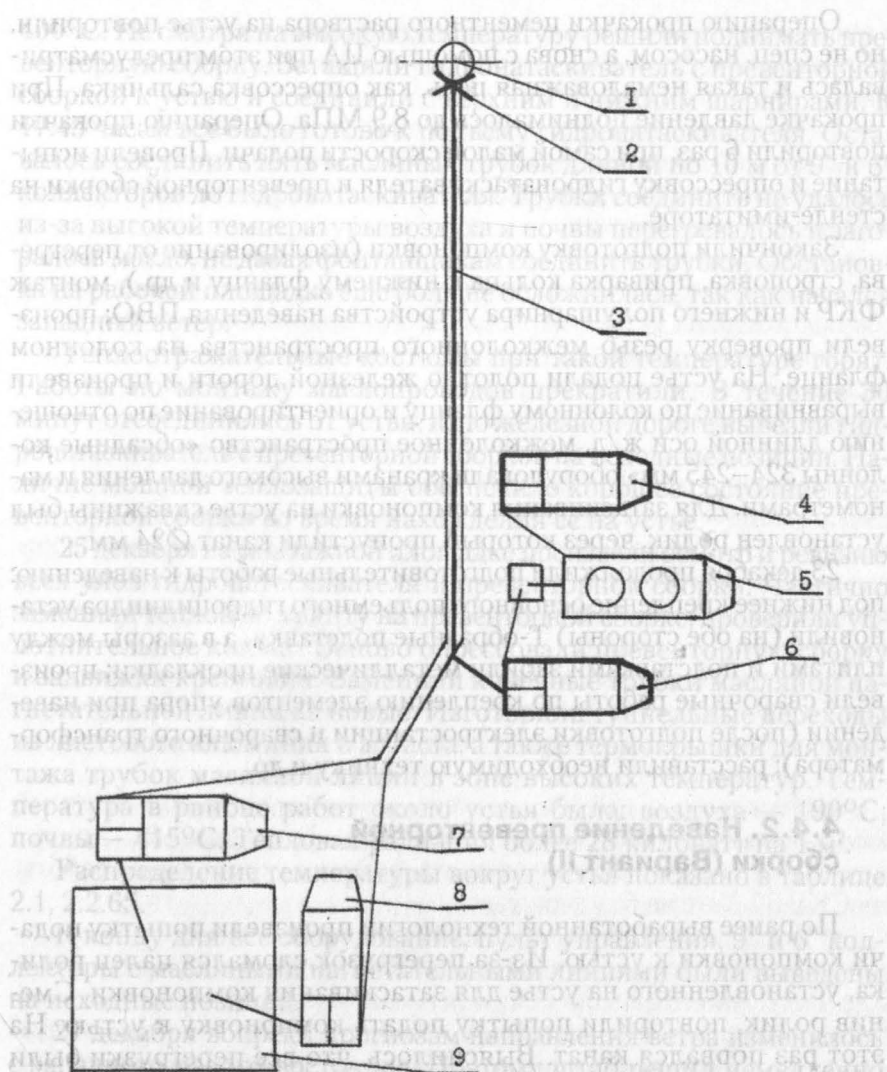


Рис. 4.5. Схема обвязки тампонажной техники при цементировании межтрубного пространства:

1 - устье скважин; 2 - задвижка; 3 - нагнетательная линия,

4 - ЦА-320М; 5 - СМН-20; 6 - ЦА-320М; 7 - ЦА-400; 8 - ЦА-400;

9 - воданой амбар

Операцию прокачки цементного раствора на устье повторили, но не спец. насосом, а снова с помощью ЦА при этом предусматривалась и такая немаловажная цель, как опрессовка сальника. При прокачке давление поднималось до 8,9 МПа. Операцию прокачки повторили 6 раз, при самой малой скорости подачи. Провели испытание и опрессовку гидронатаскивателя и превенторной сборки на стенде-имитаторе.

Закончили подготовку компоновки (изоляция от перегрева, строповка, приварка кольца к нижнему фланцу и др.), монтаж ФКР и нижнего полушарнира устройства наведения ПВО; произвели проверку резьб межколонного пространства на колонном фланце. На устье подали полотно железной дороги и произвели выравнивание по колонному фланцу и ориентирование по отношению длинной оси ж/д. межколонное пространство «обсадные колонны 324–245 мм» оборудовали кранами высокого давления и манометрами. Для затаскивания компоновки на устье скважины был установлен ролик, через который пропустили канат $\varnothing 24$ мм.

23 декабря продолжили подготовительные работы к наведению: под нижнее крепление основного подъемного гидроцилиндра установили (на обе стороны) Т-образные подставки, а в зазоры между плитами и подставками забили металлические прокладки; произвели сварочные работы по креплению элементов упора при наведении (после подготовки электростанции и сварочного трансформатора); расставили необходимую технику и др.

4.4.2. Наведение превенторной сборки (Вариант II)

По ранее выработанной технологии произвели попытку подачи компоновки к устью. Из-за перегрузок сломался палец ролика, установленного на устье для затаскивания компоновки. Сменив ролик, повторили попытку подать компоновку к устью. На этот раз порвался канат. Выяснилось, что все перегрузки были вызваны заклинкай колес на рельсах. Компоновку убрали в безопасное место, сняли колеса и отправили их на расточку в мех. мастерскую.

24 декабря стоял густой туман. В рабочей зоне из-за отсутствия ветра возросла температура воздуха до 180–190°C, почвы 380–

400°C. Не смотря на высокую температуру решили поднимать превенторную сборку. Затащили гидронатаскиватель с превенторной сборкой к устью и соединили с верхним и нижним шарнирами. К 17:45 часам все было готово к подъему гидронатаскивателя. Осталось соединить пять масляных трубок длиной по 10 м от 9" и 6" коллекторов до гидронатаскивателя. Трубки соединить не удалось из-за высокой температуры воздуха и почвы перегревалось и загоралось масло, не давая фонтанщикам соединить трубки. Обстановка на рабочей площадке еще больше осложнилась, так как начался западный ветер.

Теплоотражательные костюмы при такой температуре горят. Работы по монтажу маслопроводов прекратили. В течение 30 минут отсоединились от устья, и, по железной дороге вывезли гидронатаскиватель с превенторной сборкой на исходные позиции. Наличие мощной теплозащиты обеспечило хорошее состояние превенторной сборки во время нахождения её на устье.

25 декабря на монтажной площадке произвели осмотр и ревизию всех улов гидронатаскивателя и превенторной сборки. Частично заменили тепловую защиту на превенторной сборке, проверили уплотнительное кольцо. Заново опрессовали превенторную сборку и задвижки крестовин. Заменили конечные трубки масляной нагнетательной линии на новые. Изготовили туннельные переходы из листового алюминия и асбеста, а также термокрышки для монтажа трубок масляной линии в зоне высоких температур. Температура в районе работ около устья была: воздуха — 190°C, почвы — 415°C. Тепловая радиация более 28 киловатт на 1 м².

Распределение температуры вокруг устья показано в таблице 2.1, 2.2.65.

К концу дня все оборудование, пульт управления, 9" и 6" коллекторы с масляными нагнетательными линиями были выведены на исходные позиции.

27 декабря вопреки прогнозам направления ветра изменилось с западного на юго-восточное. Поэтому штаб решил немедленно провести операцию по наведению на устье превенторной сборки с восточной стороны.

В течение 4-х часов осуществляли доставку на устье и монтаж гидронатаскивателя с превенторной сборкой, подсоединили маслопроводы, привели в рабочее положение все страховочные канаты

и якорные цепи, открыли плашки верхнего превентора и произвели подъем противовыбросового оборудования на устье горячей фонтанирующей скважины.

Добиться полного уплотнения между колонным фланцем и превенторной сборкой не удалось. Наблюдались сильные пропуски, горение продукции с противоположной стороны от шарнира гидронатаскивателя и слева.

С целью сохранения оборудования превенторную сборку и гидронатаскиватель демонтировали и вывели от устья (превенторная сборка стояла на устье в вертикальном положении 4 минуты).

Осмотр оборудования показал, что превенторная сборка сохранилась благодаря наличию теплоизоляции, а уплотнительное кольцо из нержавеющей стали не нарушилось.

После тщательного и всестороннего анализа работы механизмов при наведении превенторной сборки на устье скважины штаб пришел к выводу, что добиться полного уплотнения фланцев при установке компановки при помощи применяемого гидронатаскивателя практически невозможно, что в свою очередь делает невозможным выполнение работ из-за сильных пропусков и горения продукции скважин.

Полученный опыт позволяет внести конструктивные дополнения в существующую конструкцию гидронатаскивателя и провести модернизацию его на месте, используя подручные материалы.

Штаб решил:

- ♦ Используя накопленный опыт, а также хорошо подобранный высококвалифицированный коллектив фонтанщиков, других служб и горячее желание заглушить фонтан — продолжить работы на СКВ.37-Тенгиз без перерыва.

- ♦ В соответствии с предложениями, внесенными штабом, модернизировать способ установки превенторной сборки на устье, для чего применить два дополнительных гидроцилиндра, смонтированных на превенторной сборке, для создания усилий сжатия между собой колонного фланца и фланца превенторной сборки.

- ♦ Испытать новую систему с применением двух дополнительных гидроцилиндров, установив превенторную сборку на специальном стенде, имитирующем устье фонтанирующей скважины.

4.4.3. Наведение превенторной сборки (вариант III)

В течение 28–30 декабря изготовили специальные хомуты для монтажа прижимных гидроцилиндров, смонтированы на установленной на стенде компоновке, произведено изолирование всех гидроцилиндров и компоновки. Последняя была защищена специальной оболочкой из стали толщиной 2 мм (стальным кожухом поверх асбеста и листового дюралюминия).

На ФКР были приварены нижние упоры для прижимных гидроцилиндров. Для управления данными гидроцилиндрами была подготовлена дополнительная предохранительная линия из обсадных труб $\varnothing 168$ мм, в которую были пропущены и загерметизированы две линии маслопроводов.

После монтажа всего оборудования и проверки его работоспособности на стенде-имитаторе и устья (фото 4.15), компоновка была демонтирована и отправлена на исходную позицию перед наведением. ФКР после демонтажа был смонтирован на устье скважины, бульдозерами подготовили дорогу линий маслопроводов к мосту установки.

Отцентрировали подъездные пути, установили металлические подставки под кронштейны ФКР, заменили на устье канат и затем по железной дороге подали к скважине гидронатаскиватель с превенторной сборкой и системой гидроцилиндров.

После соединения с верхним и нижним шарнирами, а также с правым и левым проушинами ФКР гидроцилиндров, приступили к подъему превенторной сборки. (рис. 4.6, 4.6а).

В 17:48 часов превенторную сборку подняли. С помощью двух гидроцилиндров, закрепленных на превенторной сборке и ФКР, удалось сжать между собой колонный фланец и нижний фланец превенторной сборки при давлении в гидросистеме 20,0 МПа, а затем закрепить их девятью короткими шпильками (фото 4.16).

Таким образом, самоотверженный труд фонтанщиков двух министерств а также других служб 31 декабря в канун Нового 1986 года увенчался большим успехом.

Впервые в практике ликвидации фонтанов с большим содержанием сероводорода в нашей стране была разработана и применена

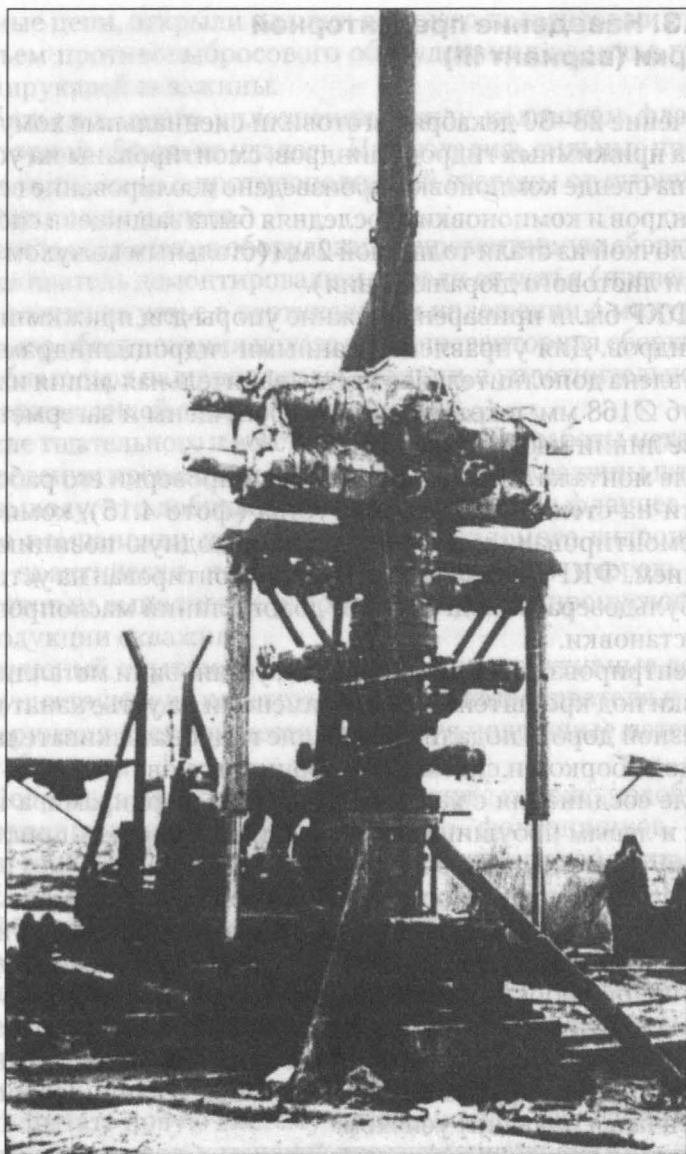


Фото 4.15. испытание надежности гидросистемы компоновки при работе на стенде-имитаторе

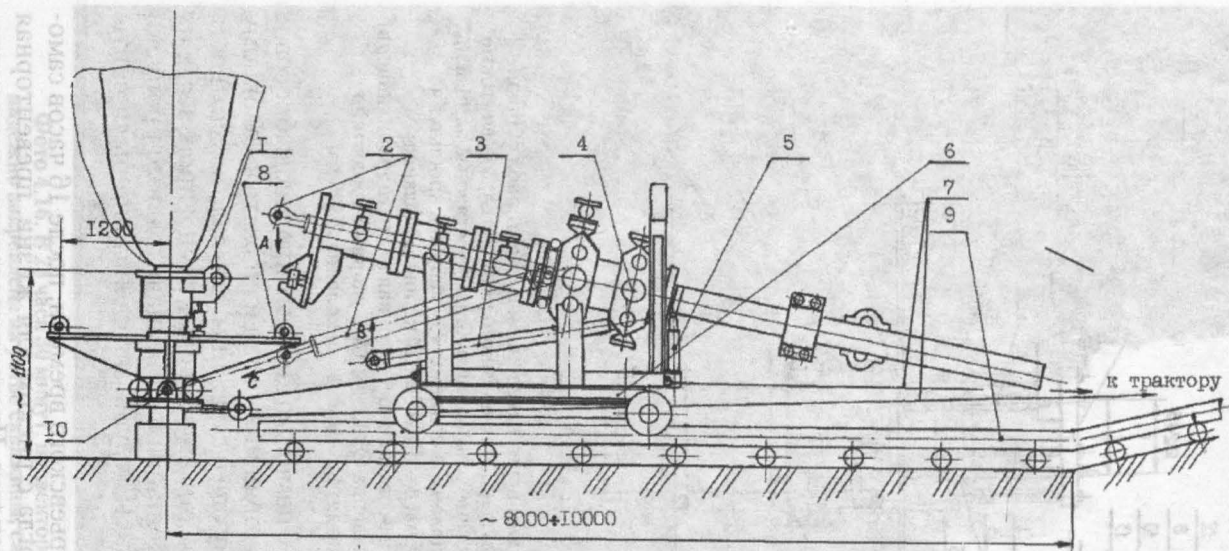


Рис. 4.6. Схема профиля железной дороги и размещения компоновки ПВО перед наведением на устье:
1 — полушарнир подъемных гидро-в; 2 — гидроцилиндры сжатия; 3 — гидроцилиндры подъема; 4 — компоновка ПВО фирмы «Камерон»; 5 — гидроцилиндр подъема (промежуточного); 6 — передвижное основание компоновки; 7-трос; 8 — упорный кронштейн гидроцилиндра подъема; 9 — рельсы трубные; 10 упорный кронштейн гидроцилиндра сжатия

Примечания:

- А — после подтаскивания компоновки гидроцилиндры опускаются до оси упорных кронштейнов (10);
- В — -//--(3) поднимается до оси полушарнира (1);
- С — соосность кронштейна (10) и гидроцилиндров (2) достигается выдвиганием штоков.

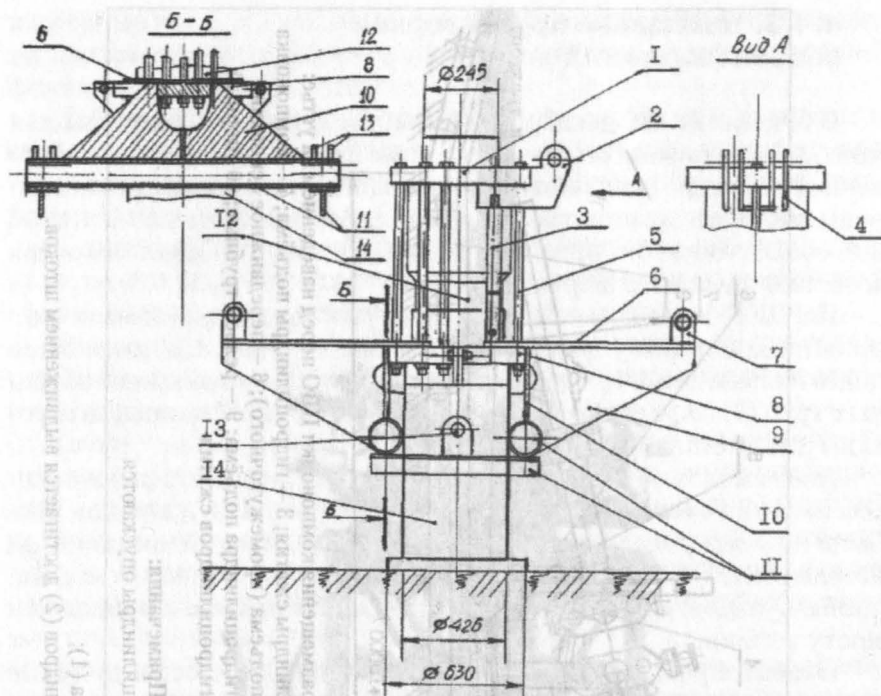


Рис. 4.6а. Вид устья скважины перед наведением превенторной сборки:
 1 — колонный фланец; 2 — полушарнир подъёмного устройства; 3 — винтовые фиксаторы полушарнира; 4 — сегменты полушарнира; 5 — стяжные шпильки;
 6 — опорная плита гидроцилиндра подъема; 7 — упорный кронштейн гидроцилиндра подъема; 8 — Разъёмный колонный фланец;
 9 — косынка опорной плиты; 10 — стяжка; 11 — опорная плита гидроцилиндров сжатия; 12 — обсадная колонна $\varnothing 325$ мм; 13 — упорный кронштейн гидроцилиндров сжатия; 14 — обсадная колонна $\varnothing 426$ мм

система гидроцилиндров, с помощью которых противовыбросовое оборудование наведено на горячий фонтан и прижато к колонному фланцу на устье фонтанирующей скважины. Это дало возможность не допустить пропусков флюида между фланцами и произвести их крепление шпильками. Появившиеся незначительные пропуски флюида в верхнем фланце II" трубы загорелись, но были сбиты водой.

К 23 часам 30 мин. Гурьевского времени, после 16 часов самоотверженного труда, иногда с риском для жизни, превенторная сборка была надежно закреплена. Превенторы защищены от тепло-



Фото 4.16. В 23 часа 30 минут, превенторная установка была надежно закреплена на устье скважины, самоотверженный труд нефтяников увенчался успехом



Фото 4.17. Подготовка тампонажной техники к работе

вого излучения алюминиевыми кожухами и все оборудование оставлено до утра остывать (фото 4.18).

Произвели дополнительное крепление компоновки на колонном фланце и оттяжками из стального каната $\varnothing 22$ мм, защищенными специальными дюралюминиевыми чехлами, а затем смонтировали пять выкидных трубопроводов длиной 150 м, каждый из НКТ $\varnothing 89$ мм (фото 4.19, 4.20). Для подсчета дебита фонтанирующего флюида на факельной трубе был установлен манометр (рис 4.7.). Давление на выходе из трубы составило 1,45 МПа вместо прогнозных 0,15–0,2 МПа.

К 23 часам 30 мин. устьевого времени, после 16 часов само-
отверждения трубы, в устье были введены 10 м³ воды. Превенторная
сборка была надежно захвачена и не подвергалась воздействию от тепло-



Фото 4.18. Скважина по состоянию на 02.01.1986 г.

Фото 4.18. Скважина по состоянию на 02.01.1986 г.

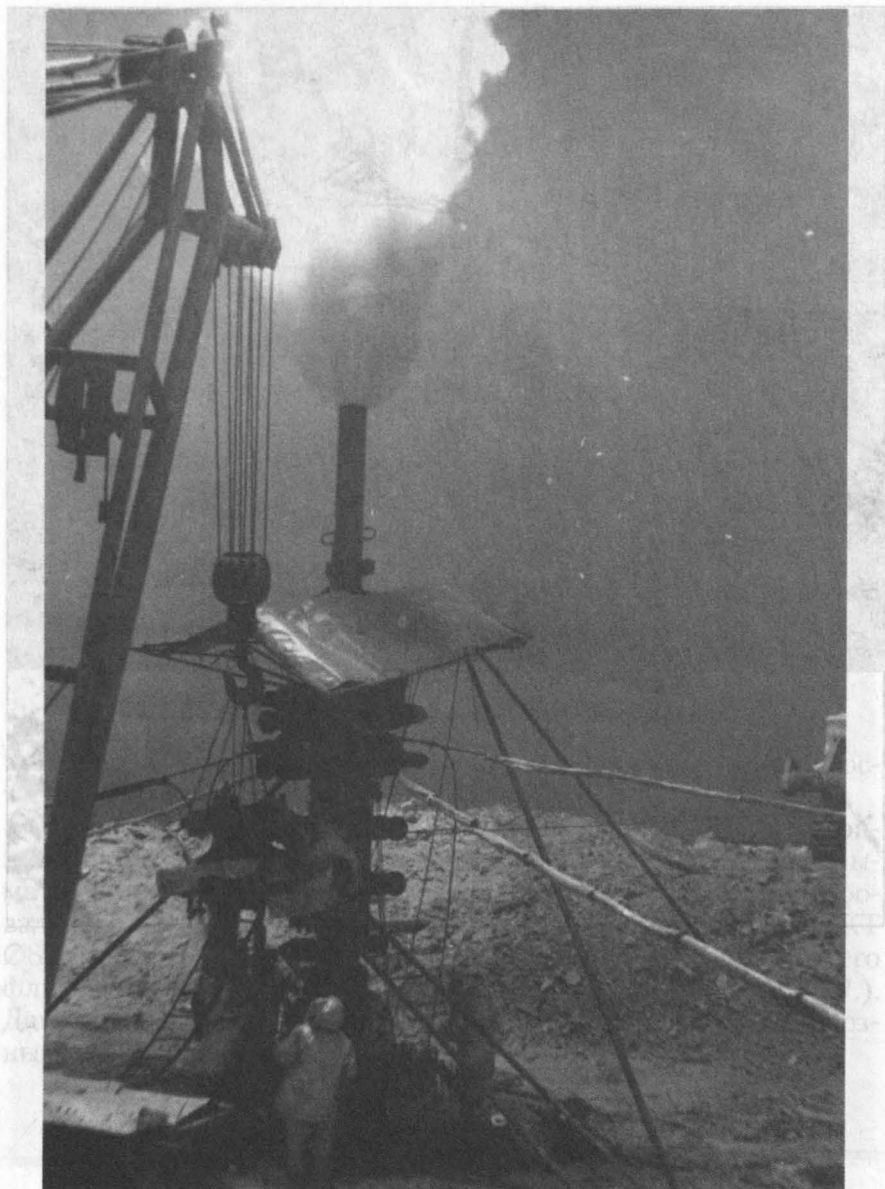


Фото 4.19. Монтаж запорной арматуры с помощью крана КП-25

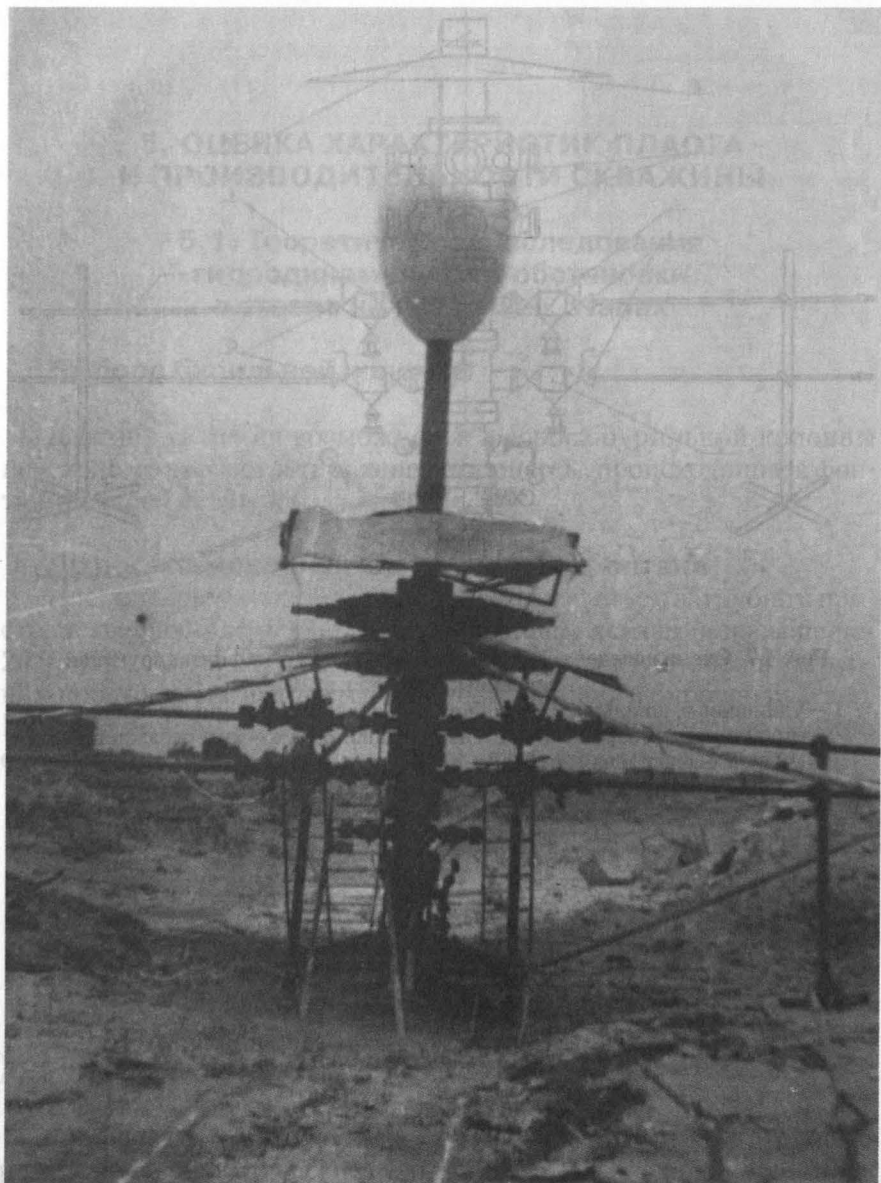


Фото 2.20. Скважина на время окончания работ (04.01.1986 г.)

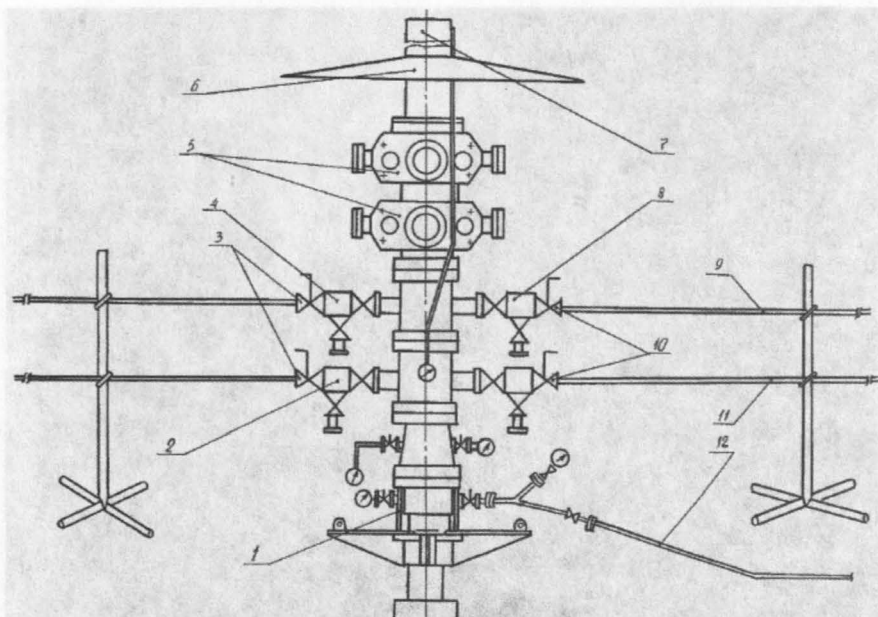


Рис. 4.7. Схема наведенной компоновки ПВО на устье фонтанирующей скважины, 31.12.85 г.:

- 1 — удлинённые шпильки; 2 — тройник; 3 — задвижки с гидроуправлением;
 4 — тройник; 5 — спаренный превентор «Самегон»; 6 — щит ограждения;
 7 — факельная труба; 8 — тройник; 9 — выкид $\varnothing 89$ мм;
 10 — задвижки с гидроуправлением; 11 — выкид $\varnothing 89$ мм;
 12 — выкид 2" из межколонного пространства.

5. ОЦЕНКА ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТА И ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИНЫ

5.1. Теоретические исследования гидродинамической обстановки в стволе на различных этапах

Выброс бурильной колонны

Для определения возможности выброса бурильной колонны необходимо рассмотреть основные процессы, происходящие в фонтанирующей скважине.

До воспламенения газонефтяного фонтана

После закрытия преенторатора давления на устье в затрубном пространстве равнялось 33,2 МПа, что больше давления насыщения 26,0 МПа. Эти значения давлений свидетельствуют, что в затрубном пространстве находится пластовый флюид и буровой раствор. Газ в свободном состоянии отсутствует. Следовательно, можно определить высоту столба раствора из уравнения равновесия:

$$\frac{\gamma_p \cdot H}{10} + \frac{\gamma_n (L_1 - H)}{10} + \frac{\gamma_n (L - L_1)}{10} = P_{пл} - P_y^1 \quad (5.1)$$

Где:

γ_p — удельный вес бурового раствора, $\gamma_p = 2,03 \text{ г/см}^3$;

γ_n — удельный вес пластового флюида, $\gamma_n = 0,64 \text{ г/см}^3$;

H — глубина уровня бурового раствора, м;

L_1 — глубина спуска инструмента, $L_1 = 3847 \text{ м}$;

L — глубина скважины, $L = 4467 \text{ м}$; $P_{пл}$ — пластовое давление,

$P_{пл} = 84,7 \text{ МПа}$;

P_y^1 — давление на устье, $P_y^1 = 3302 \text{ МПа}$.

Отсюда $H = 1645 \text{ м}$. таким образом, скважина имела следующее распределение жидкости по стволу (рис. 5.1). Под долотом инструмента находилась нефть.

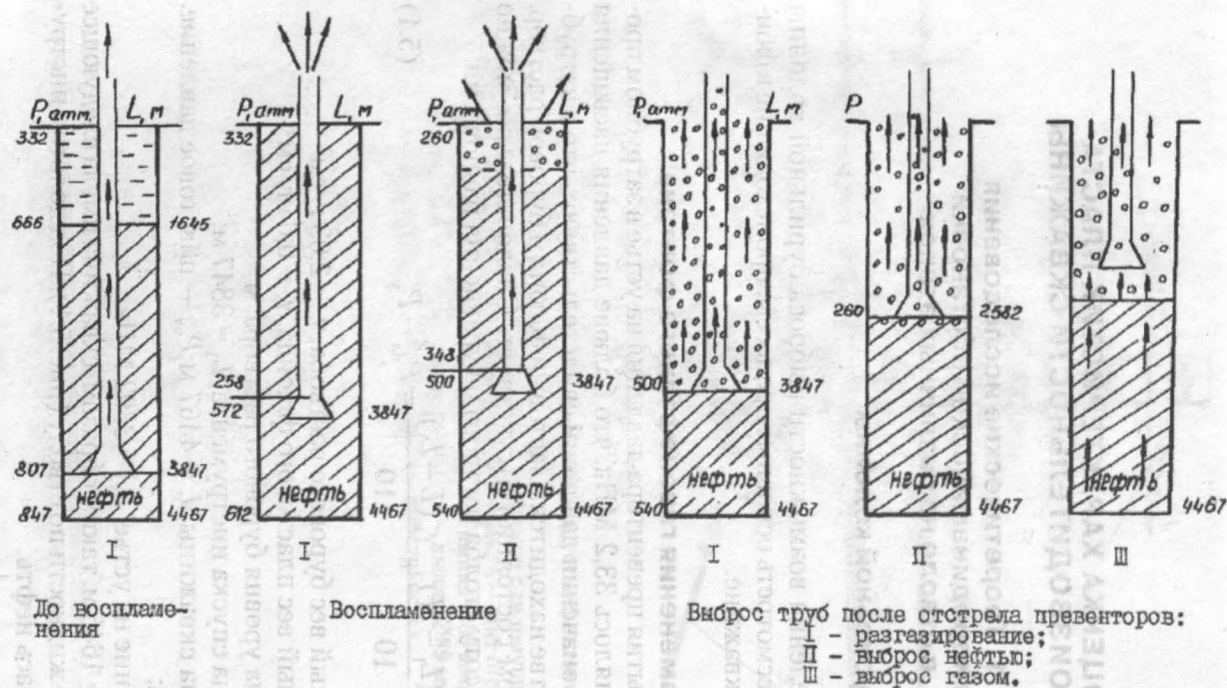


Рис. 5.1. Схема развития фонтанирования

Воспламенение газонефтяного факела и частичная разгерметизация затрубья

После воспламенения газонефтяной смеси и падения вышки произошла частичная разгерметизация затрубного пространства. Имело место вытеснение и горение нефти вокруг скважины. В таком состоянии скважина находилась в течение 60 суток. В результате произошла замена в затрубном пространстве бурового раствора на пластовый флюид. В этом случае возможны два варианта величины затрубного давления: I — давление не изменилось, т.е. равно 33,2 МПа, II — давление равно давлению насыщения 26,0 МПа.

Для этих двух случаев забойное давление составит:

$$I - P_3 = 33,2 + \frac{\gamma_n \cdot L}{10} = 61,2 \text{ МПа} \quad (5.2)$$

$$II - P_3 = 26,0 + \frac{\gamma_n \cdot L}{10} = 54,0 \text{ МПа}$$

Депрессии на пласт соответственно равны:

$$I - \Delta P = 84,7 - 61,2 = 23,5 \text{ МПа} \quad (5.3)$$

$$II - \Delta P = 84,7 - 54,0 = 30,7 \text{ МПа.}$$

В результате открытого фонтанирования возникает депрессионная воронка — давление в околоствольной зоне скважины уменьшается. Депрессионная воронка определяется для фильтрацион-

Таблица 5.1

Сведения о продуктивности скважин и фильтрационных свойствах пласта

Параметры	№ скважины						
	4	5	7	9	14	23	44
h м	156	102	268	153	18	18	304
$\eta, \frac{\text{м}^3/\text{сут}}{\text{кг}/\text{см}^2}$	26,6	1,157	47,6	76,2	2,4	1,86	23,5
$\eta/h, \frac{\text{м}^3/\text{сут}}{\text{кг}/\text{см}^2 \cdot \text{м}}$	0,171	0,002	0,178	0,498	0,126	0,103	0,077
$\frac{\text{кг}}{\mu}, \frac{\text{Д} \cdot \text{см}^2}{\text{спз}}$	1184	3,96	1690	2725	127	75	1010
к, мД	28	155	21	64	23	15	12

ных характеристик пласта в скв. 9 Тенгизской, которая имела максимальную продуктивность.

При этом учитывалась эффективная мощность продуктивного пласта, составляющая по геологическим данным 50 м. для этого случая коэффициент пьезопроводности равен $\alpha = 24,5 \cdot 10^3 \text{ см}^2/\text{с}$, коэффициент проницаемости $K = 196 \text{ мд}$, коэффициент вязкости нефти $0,34 \text{ МПа}\cdot\text{с}$, коэффициент продуктивности

$$L = 15,2 \frac{\text{м}^3/\text{сут}}{\text{атм}}$$

Объемный коэффициент 2,13. Газовый фактор $540 \text{ м}^3/\text{т}$.

Дебиты скважины по дегазированной нефти в соответствии с продуктивностью составят:

$$q_n = \Delta P \cdot L \quad (5,4)$$

$$q_r = q_n \cdot 540$$

$$\text{I } q_n = 235 \cdot 15,2 = 3572 \text{ м}^3/\text{сут или } 2789 \text{ т/сут,}$$

$$\text{по пластовой нефти } q_\phi = 7608 \text{ м}^3/\text{сут} = 4869 \text{ т/сут,}$$

$$\text{по газу } q_r = 1506 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$$

$$\text{II } q_n = 307 \cdot 15,2 = 4666 \text{ м}^3/\text{сут или } 3761 \text{ т/сут,}$$

$$\text{по пластовой нефти } q_\phi = 9939 \text{ м}^3/\text{сут} = 6361 \text{ т/сут,}$$

$$\text{по газу } q_r = 2031 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$$

Расчет депрессионной воронки выполняется по формуле упругого режима:

$$P_{\text{пл}} - P = \frac{q_\phi \cdot \mu}{4\pi h K} \left\{ \ell_n \frac{4\alpha t}{r^2} - 0,5772 \right\}, \quad (5,5)$$

где:

P — давление в момент t в рассматриваемой точке пласта;

t — время фонтанирования скважины;

h — мощность продуктивного пласта;

r — расстояние от оси скважины.

Результаты расчетов приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2.

Вариант	r , м	r скв.	1,0	10,0	100,0	1000,0
I	P , МПа	58,2	63,8	69,4	75,0	80,6
II	P , МПа	50,1	57,4	64,7	72,0	79,3

Потери давления на трение в бурильной колонне определяются по инструкции по комплексному исследованию газовых и газо-конденсатных пластов и скважин:

$$P_{\text{тр}} = \sqrt{1,377 \cdot \lambda \cdot \frac{Z_{\text{ср}}^2 \cdot T_{\text{ср}}^2 \cdot q_r^2}{\rho d_{\text{вн}}^5} (\ell^{2s} - 1)} \quad (5.6)$$

λ — коэффициент гидросопротивлений, $\lambda = 0,02$;

$T_{\text{ср}} = 370^\circ\text{К}$ — средняя температура;

$\rho = 0,989$ — относительная плотность;

$s = 0,439$ — коэффициент;

$Z_{\text{ср}} = 0,8$ — коэффициент сжимаемости.

Для представленных вариантов имеем:

I) 25,8 МПа;

II) 34,8 МПа.

Отстрел превенторов

Как установлено, на предыдущей стадии величина давления под превентором близка (или совпадает) с давлением насыщения. поэтому под превентором могло скопиться значительное количество газа, что проявилось во время отстреливания.

После отстрела превенторов бурильная колонна не упала на забой, а в течение 25 минут находилась как бы в подвешенном состоянии. За это время произошло разгазирование затрубного пространства. в результате на долото воздействует перепад давления, который является движущей силой. Весь бурильный инструмент весом 152,4 тонны был выброшен из скважины на 9 минут. Характер движения бурильной колонны свидетельствует об очень медленном подъеме, что эквивалентно состоянию равновесия в каждый момент времени. Действительно, ускорение движения труб L_T/t_n^2 (L_T — длина труб, t_n^2 — время подъема). много меньше ускорения свободного падения g , т.е.

$$m \frac{L_T}{t_n^2} \ll mg, \quad (5.7)$$

где m — масса поднимаемых труб.

$$m \frac{L_T}{t_n^2} = 1,53 \cdot 10^{-2} \text{ м/с}^2, g = 9,81 \text{ м/с}^2.$$

Для того, чтобы уравновесить бурильную колонну весом 152,4 т, необходимо долотом иметь перепад давления:

$$\Delta P_{\text{д}} = \frac{mq}{S_q}, \quad (5.8)$$

Где S_q — миделево сечение долота.

Площадь S_q определена графически из рис. 5.2.

$$\Delta P_{\text{д}} = \frac{mq}{S_q} = \frac{132400}{311} = 49,0 \text{ МПа}. \quad (5.9)$$

Из результатов видно, что такое давление под долотом имело место к началу выброса труб (рис. 5.1)

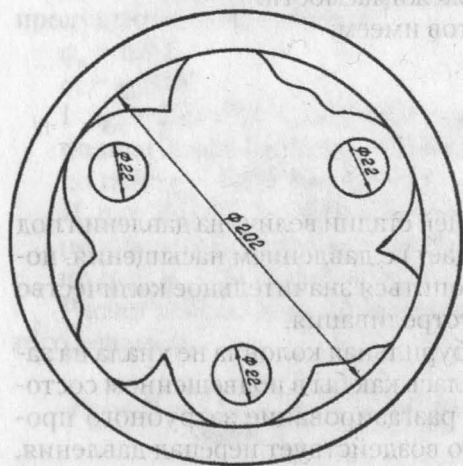


Рис. 5.2. Миделево сечение долота

В результате сброса превенторов происходит спад давления с устья и разгазирование затрубного пространства. Расход газонефтяной смеси перераспределяется между трубами и затрубьем; в трубах дебит уменьшается, а в затрубье увеличивается. В результате увеличения депрессии по мере падения уровня нефти за бурильными трубами возрастает дебит, что в свою очередь приводит к росту давления под долотом.

На начальной стадии этот процесс саморегуляции приводит к поддержанию на забое 61,2 МПа (I вар.) или 54,0 МПа (II вар.).

Под долотом давление $P_{\text{д}}$ определится из условия

$$P_{\text{д}} = P_3 - \frac{\gamma_{\text{н}}(L - L_1)}{10}. \quad (5.10)$$

Таким образом, после отстрела превенторов имеем под долотом давление:

$$\text{I} - P_{\text{д}} = 61,2 - 4,0 = 57,2 \text{ МПа} \quad (5.11)$$

$$\text{II} - P_{\text{д}} = 54,0 - 4,0 = 50,0 \text{ МПа}$$

В предположении равномерного подъема труб в 1 минуту выбрасывается 427 м, что в среднем снимает 16,9 т веса колонны. В результате давление под долотом уменьшается на $16,9/311 = 5,4$ МПа. С другой стороны, за счет заполнения нефтью освободившегося пространства под долотом снимается 2,7 МПа. Следовательно, по мере подъема и облегчения колонны давление под долотом падает на 8,1 МПа.

Таким образом, на некоторой глубине H_r давление под долотом упадет до давления насыщения 26,0 МПа — начнется выделение газа под долотом. Определяем величину H_r .

$$I) H_r = 3847 - \frac{572 - 260}{81} \cdot 427 = 2202 \text{ м} \quad (5.12)$$

$$II) H_r = 3847 - \frac{500 - 260}{81} \cdot 427 = 2582 \text{ м.}$$

Ввиду наличия в нефти сероводорода процесс выделения газа протекает взрывоподобно — при небольших отклонениях ниже давления насыщения выделяется значительное количество газа (У. Х. Фергль «Аномальные пластовые давления», М., «Недра», с. 164, рис. 5.3). В нашем случае, по данным института «Гипровостокнефть», при давлении 230 атм из 1 м^3 пластовой нефти выделяется $25,1 \text{ м}^3$ газа, а при 220 атм — $41,4 \text{ м}^3$. Выделяющийся газ будет как поршень выталкивать бурильные трубы. Для иллюстрации рассмотрим следующую модельную задачу. Работа по выбросу труб на поверхность равна $mqL_T/2 = 2,9 \cdot 10^9$ Дж. При расширении газа, выделившегося на 10 м^3 нефти при давлении 220 атм совершается работа $P\Delta V = 8,910^9$ Дж.

Этот пример наглядно показывает значительную движущую силу, которой обладает расширяющийся газ.

Состояние скважины после выброса бурильной колонны

В результате выброса бурильной колонны и увеличения зоны разгазирования снизилось забойное давление. По своей сути выброс бурильной колонны — это своеобразный переход на штуцер большего размера, через который фонтанирует скважина. Увели-

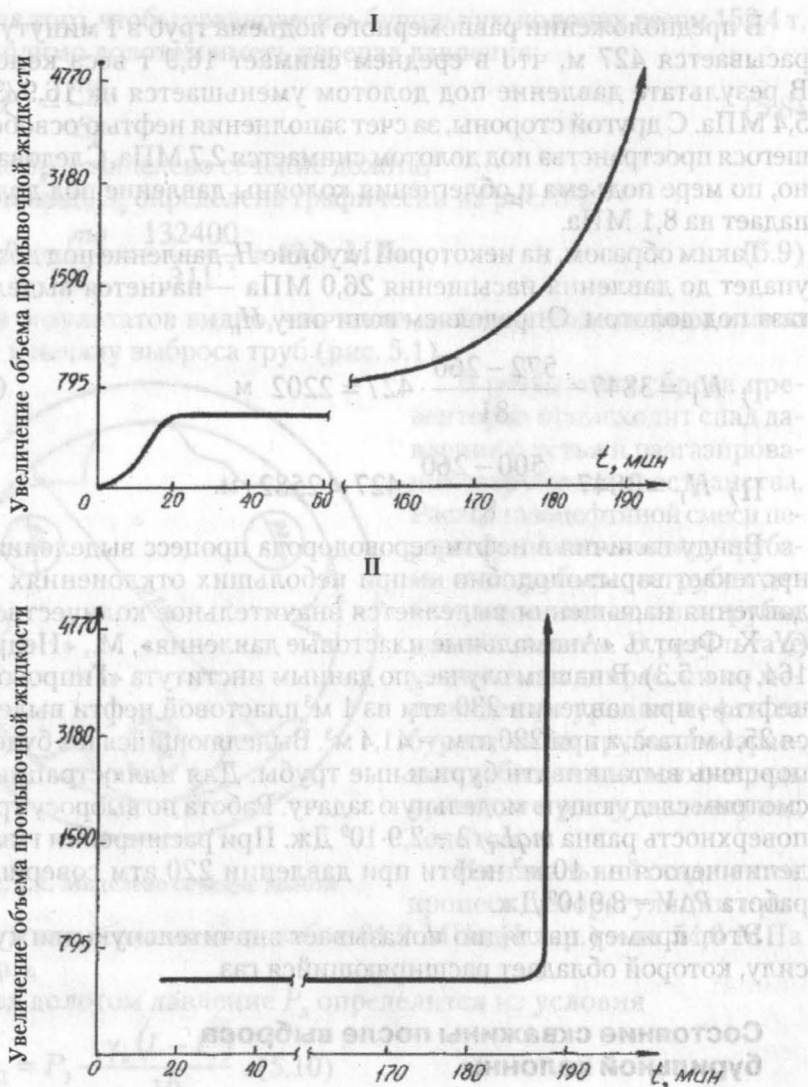


Рис. 5.3. Изменения времени и объема промывочной жидкости в резервуаре для $0,8 \text{ м}^3$ газа, попавшего за счет эффекта свабирования на скважину глубиной 6098 мм, при диаметре Б/труб $\text{Ø}89 \text{ мм}$:

I — типичное поведение метана CH_4 ; II — типичное поведение сероводорода H_2S ;
(скорость закачки промывочной жидкости равна 477 л/мин)

чение же штуцера приводит к уменьшению давления перед ним, т.е. уменьшению давления на забое.

Для оценки сложившейся после выброса обстановки в скважине рассмотрим согласованное условие фонтанирования. Согласованное условие требует соответствия дебита скважины как свойствам пласта (депресссионная воронка и продуктивность), так и режиму истечения (забойное давление должно быть достаточным для выноса газонефтяной смеси с дебитом на поверхность). Названное условие записывается следующим образом:

$$P_{пл} - P_3 = \frac{q_{\phi} \mu}{4\pi h k} \left\{ \ell^n \frac{4\chi t}{\Gamma \cdot c^2} - 0,5772 \right\} \quad (5.13)$$

$$P_3 - P_y = \sqrt{1,377 \cdot \lambda \frac{Z_{cp}^2 \cdot T_c^2 \cdot q_{см}^2}{\rho d_{BH}^5}} (e^{2S} - 1) \quad (5.14)$$

$$q_n = 15,2 (P_{пл} - P_3) \quad (5.15)$$

где $S = 0,03415 \frac{\bar{\rho} \rho L}{Z_{cp} \cdot T_{cp}}$, $\rho = \varphi + (1 - \varphi) \frac{\rho_H}{\rho_{Г.Р.}}$,

$$q_{см} = \frac{G_{Г} + G_{H}}{\rho_{Г}}, \quad \bar{\rho} = \rho_{Г} / \rho_{В}, \quad T_{ст} = 293 \text{ К}$$

$$Q_{Г.Р.} = q_{Г} \cdot P_{\Delta Г} \cdot P_{cp} / P_{cp} T_{ст}$$

$$\varphi = Q_{Г.Р.} / (Q_{Г.Р.} + q_n), \quad T_{ст} = 293 \text{ К}$$

$$P_{ат} = 0,1 \text{ МПа,}$$

$\rho_{Г}, \rho_{В}, \rho_{H}$ — плотность газа, воздуха, нефти,

$\rho_{Г.Р.}, Q_{Г.Р.}$ — дебиты газа в рабочих условиях,

$G_{H}, G_{Г}$ — массовый расход нефти и газа,

$q_{см}$ — объемный расход смеси, P_y — давление на устье.

Решение системы (5,13) – (5,15) осуществляется численно.

Для этого задаются определенной величиной депрессии на пласт и определяют дебит. По дебиту устанавливают депрессионную воронку и определяют новое значение P_3 . Затем полученный дебит и P_3 проверяют по формуле режима истечения (5.14). В случае несоответствия P_3, q_n, q_{ϕ} , определенных из (5.13) и (5.15), фор-

муле (5.14) приходится корреляция исходного значения P_3 и вычисления повторяются.

Для данной системы (5.13) (5.15) имеем следующие показатели $P_3 = 30,0$ МПа, $P_y = 1,2$ МПа, дебит по дегазированной нефти $q_n = 7609$ м³/сут = 6133 т/сут, дебит по пластовой нефти $q_\phi = 16207$ м³/сут (10372 т/сут), дебит по газу $q_r = 3312$ тыс.м³/сут.

Таблица 5.3

Депрессионная воронка для данного режима работы скважины

R, м	r c	1,0	10,0	100,0	1000,0
P, МПа	30,0	42,0	54,0	65,9	77,8

5.2. Оценка режима фонтанирования по гидравлическим сопротивлениям (ВНИИГаз)

Основные положения разработанной методики базируется на положениях, принятых для определения параметров фонтанирования аварийных скважин в «Руководстве по проведению гидродинамических расчетов глушения фонтанов». ВНИИГаз, М., 1983 г.

Канал, по которому движется флюид, разбивался на участки с постоянными поперечными размерами.

Перепад давления на отдельных участках определялся с учетом сил веса и трения в соответствии с уравнением:

$$\frac{dP}{aZ} = \gamma_{см} + \frac{\lambda \cdot \gamma_{см}}{2gD} \cdot \left(\frac{Q_{см}^3}{F} \right)^2, \quad (1)$$

где: $\gamma_{см}$ — удельный вес смеси;

F, D — площадь поперечного сечения и гидравлический диаметр участка;

$Q_{см}$ — объемный расход смеси;

P — давление;

Z — текущая глубина;

g — ускорение свободного падения;

λ — коэффициент гидравлических сопротивлений;

Для круглой трубы $\lambda = 0,02$, для кольцевого пространства $\lambda = 0,024$.

Зависимость удельного веса смеси от давления выбиралась в виде:

$$\gamma_{\text{см}} = \begin{cases} 644 \text{ кг/м}^3 & \text{при } P \geq 251 \cdot 10^4 \text{ кг/м}^2 \\ 2,564P + 0,46 & \text{при } P < 251 \cdot 10^4 \text{ кг/м}^2 \end{cases} \quad (2)$$

Коэффициенты линейной зависимости $\gamma_{\text{см}}$ от давления в двух-фазной зоне выполнены по двум точкам: $\gamma_{\text{см}} = 644 \text{ кг/м}^2$ при $P = 251 \text{ кг/м}^2$ и $\gamma_{\text{см}} = 3,024 \text{ кг/м}^2$ при $P = 1 \text{ кг/м}^2$.

Последняя величина определена по составу дегазированной смеси.

Потери давления на долоте определялись по формуле:

$$\Delta P = \frac{1}{\mu^2} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho V^2, \quad (3)$$

где: μ — коэффициент расхода;
 ρ, V — плотность и скорость потока через насадку.

При звуковом истечении, что имело место во всех рассмотренных режимах, связь между давлением и массовым расходом в выходном сечении (на устье) определялась соотношением:

$$G_{\text{см}} = F_{\text{вых}} \cdot \gamma_{\text{см}} \cdot \sqrt{g \frac{dP}{d\gamma}}, \quad (4)$$

где: $F_{\text{вых}}$ — площадь выходного сечения;
 $\gamma_{\text{см}}$ — удельный вес смеси.

Гидравлический расчет режима выполняется следующим образом. По выбранному расходу смеси вычислялось устьевое давление, а затем последовательно давления в граничных сечениях участков, в том числе, на отметке начала дегазации пластового флюида. Если продуктивность скважины была неизвестна, то она вычислялась по формуле:

$$\Pi = \frac{G_{\text{см}} \cdot 0,604}{P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}}, \quad (5)$$

где: 0,604 — весовая доля дегазированной нефти;
 $P_{\text{заб}}$ — давление на глубине 4467 м.

Если продуктивность (Π) оказывалась известной, то путем последовательных приближений определяется дебит так, чтобы выполнялось условие п.5.

Считалось, что сила, действующая на колонну со стороны потока, складывается из сил давления, действующих на торцы труб и межтрубных переходов и сил вязкого трения. Силы сухого трения (колонна о колонну) не учитывались. Расчет выталкивающей силы производился после вычисления давлений и расходов. Сила вязкого трения на равнопроходном участке вычислялось по формуле:

$$N_{\text{тр}} = F(P_{\text{н}} - P_{\text{верх}}) - N_{\text{вес}}, \quad (6)$$

где: F — площадь поперечного сечения канала;

$P_{\text{н}}, P_{\text{верх}}$ — давления в верхнем и нижнем сечениях;

$N_{\text{вес}}$ — вес флюида, заполняющего участок.

Изменение температуры при движении флюида не учитывалось в связи с отсутствием возможности необходимой информации.

Одним из главных параметров, определяющих режим фонтанирования скважины, является её продуктивность, характеризующая отдачу пласта в зависимости от депрессии в интервале поступления в скважину пластового флюида. В расчетах условно принято, что депрессия определяется на глубине 4467 м.

В связи с особенностями коллектора продуктивность исследованных скважин на месторождении колеблется в широких пределах от 0,16 до 61,3 (т/сут)/ат, что не позволяет принимать ее среднее значение. По этому продуктивность по скважине №37-Тенгиз определялась по ходу расчетов на основании конкретной информации, получавшейся на каждой стадии проводимых работ.

Расчеты режимов фонтанирования по разработанной методике в начальной стадии возникновения фонтана приведены в таблице 5.3а. При этом коэффициент продуктивности скважины оказался равным 20,6–23,6 (т/сут)/ат, что примерно соответствует характеристике ближайшей к скважине №37 скважины №44-Тенгиз (18,9 (т/сут)/ат).

После отстрела превенторов скважина перешла на свободное фонтанирование через бурильные трубы и кольцевое пространство. Через 25 минут из скважины была полностью выброшена бурильная колонна весом 152 т. Скважина перешла на свободное фонтанирование.

Результаты расчетов по определению режима фонтанирования скважины, при котором подъемная сила струи уравнивает вес бурильной колонны и при свободном представлении в таблице 5.3а.

Таблица 5.3а

Результаты оценочных расчетов режимов открытого
фонтанирования скважины №37-Тенгиз

№ пп.	Показатели	Единица измерения	Режим 1 Фонтан по бур. колонне		Режим 2 Баланс веса колонны и подъемной силы	Режим 3 Свободное фонтанирование по 220 мм колонне
			с долотом	без долота		
1	Дата		23.06.85г.		09.09.85 г.	09.09.85г.
2	Дебит смеси в том числе:	т/сут.	4650	5300	20000	32000
3	Дегазированной нефти	тонн/сут.	2810	3202	12084	19330
4	газа	млн. м ³ /сут.	1,53	1,75	6,6	10,56
Давление на глубине:						
5	4467 м (забой)	кгс/см ³	621	622	731	661
6	3847 м (под долотом)	-//-	580	580	675	-
7	3847 м (над долотом)	-//-	507	580	675	-
8	3667м (верх УБТ)	-//-	482	551	583	-
9	0 м (устье)	-//-	10,1	12,9	13,6	19,0
10	Глубина начала дегазации	м	1635	1362	1236	1295
11	Уд. вес смеси на устье	кг/м ³	29,9	33,6	34,4	49,7
12	Продуктивность скважины по дегазированной нефти	т/сут. ат	20,6	23,6	104	104

Расчетная продуктивность скважины при выбросе бурильной колонны составила 104 (т/сут)/ат, что примерно в 5 раз выше имевшей место по режиму истечения через бурильные трубы. Это, возможно, явилось результатом длительного фонтанирования скважины с высокими расходами флюида, что привело к улучшению коллекторских свойств призабойной зоны продуктивного пласта.

Фактическая производительность скважины при выбросе труб несколько превышает определенную расчетом, так как кроме веса колонны для ее выброса следовало преодолеть и силы трения выбрасываемых труб о внутреннюю стенку обсадной колонны, силы связанные с изгибом труб в скважине и т.д., т.е. расчетный расход следует рассматривать как минимальный, отвечающий неустойчивому равновесию колонны в потоке флюида.

Прогнозная оценка устьевых давлений при перекрытии выхода флюида на устье скважины делалась по продуктивности и дебиту скважины, а также забойному и устьевому давлениям и глубине насыщения, определенным при свободном истечении флюида.

После перекрытия потока давление на устье будет повышаться, а газ постепенно переходить в растворенное состояние, и при полном его переходе весь объем газа будет защищен пластовой нефтью. Давление на устье составит 25,1 МПа. Время, в течение которого давление достигнет этого уровня составляет около 40 с. За очень короткое время давление поднимается до 38,0 МПа, после чего будет подниматься с темпом, зависящим от параметров пласта.

Полученные данные о режиме потока флюида после выброса бурильной колонны, показали, что фонтанирование скважины происходит с не встречавшейся до настоящего времени и в мире мощностью и продуктивностью и явились основой расчетов для выбора технических решений и средств, при проведении последующих работ.

Расчет продуктивной способности отводов

В соответствии с прилагаемой схемой для частного случая скважины №37-Тенгиз (по составу истекающего флюида) давления P_T в начале отвода, P_K в любом сечении, удаленном от начала на рас-

стояние $\ell_1 + \ell_2$ и весовой расход газонефтяной смеси G связаны между собой следующей зависимостью:

$$P_T^2 - P_K^2 = G_2 \cdot (\theta_1 + \theta_2), \quad (7)$$

$$\text{где: } \theta_1 = \frac{10^{-4}}{2,564} \cdot \frac{\ell_1 \cdot \lambda}{9,81 d_{B_1} \cdot F_1^2};$$

$$\theta_2 = \frac{10^{-4}}{2,564} \cdot \frac{\ell_2 \cdot \lambda}{9,81 d_{B_2} \cdot F_2^2}.$$

$$\text{Тогда: } P_T^2 - P_K^2 = 3,976 \cdot 10^{-6} \cdot G^2 \left(\frac{\ell_1 \cdot \lambda}{d_{B_1} \cdot F_1^2} + \frac{\ell_2 \cdot \lambda}{d_{B_2} \cdot F_2^2} \right)$$

Здесь: $\ell_1, \ell_2 - [м]$, $d_{B_1}, d_{B_2} - [м]$,

$F_1, F_2 - [м^2]$, $\lambda = 0,02$, $P - [кгс/см^2]$, $G - [кгс/сек]$.

При условии звукового истечения флюида из конца отвода, которое для некоторых диаметров труб равно:

$$G = 2,564 V_{кр} F_2 P_{кр}$$

где: $V_{кр} = 196 м/с$.

При этом P_K должен измеряться на расстоянии $4d_{B_2}$ от конца отвода и должен быть не менее $2,0 кгс/м^2$ (ати.)

Используем вышеприведенные зависимости проведены расчеты для некоторых конструкций отводов.

В каждом приводимом ниже варианте отвод рассматривается как составной трубопровод (см. рис. 5.3а), включающий начальный участок ℓ_1 длиной 3 м из трубы диаметром $d_{B_1} = 77,8$ мм и основной участок ℓ_2 длиной 250 м, диаметр которого указан во второй графе табл. 5.3б. В варианте 8 к одному начальному участку параллельно подсоединены два одинаковых основных участка. Коэффициент гидравлического сопротивления принят равным $\lambda_1 = \lambda_2 = 0,02$, как и при расчетах потерь по скважине.

В выходном сечении заданы условия звукового истечения. Давление в устьевой арматуре (в начале отводов) во всех вариантах принято $P_T = 100 кгс/см^2$. Пропускная способность G [тыс.т/сут.] при конкретном давлении P_T [кгс/см²] пересчитывается по формуле:

$$G = \frac{P_T}{100} \cdot G_{100}, \quad (9)$$

где: G_{100} - пропускная способность отвода на 3 графы табл. 5.3б, при $P_T = 100 кгс/см^2$.

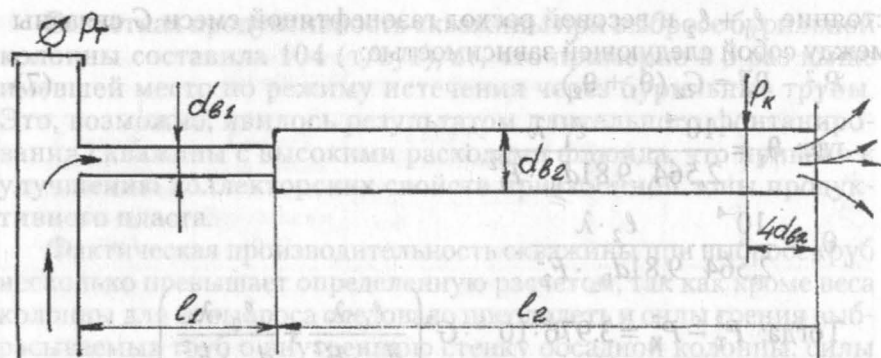


Рис. 5.3а. Схема отвода для расчета пропускной способности

Формула (9) в рассматриваемых примерах применима при минимальных значениях давления и расхода, указанных в графах 4–5 табл. 5.36. Исходя из данных табл. 5.36, максимального числа отводов 4 (исходя из числа отверстий в к установленной на устье арматуры) и максимального расхода смеси п. 8 40 тыс. т/сут (или $G = 10$ тыс. т/сут. на один отвод) на скважине №37-Тенгиз следует

Таблица 5.36

Пропускная способность отводов на скважине №37-Тенгиз

$$d_b = 77,8 \text{ мм}; \quad l_1 = 3 \text{ м}; \quad l_2 = 250 \text{ м}; \quad P_r = 100 \text{ кгс/см}^2$$

№ № вариантов	Внутренний диаметр участка, м	Пропускная способность смеси, тыс. т/сут.	Максимальные значения, при которых применима формула	
			кгс/см ²	тыс. т/сут.
1	0,06996	1,94	17,0	0,330
2	0,10000	4,66	14,6	0,680
3	0,11300	6,20	13,9	0,864
4	0,12000	7,20	13,6	0,976
5	0,14800	11,00	13,5	1,490
6	0,17400	14,80	13,9	2,060
7	0,20000	17,30	15,7	2,720
8 2x	0,14800	17,10	17,4	2,980

смонтировать отводы по варианту 6 табл. 5.3б, т.е. из имеющихся в наличии сероводородостойких обсадных труб размером 194 мм ($d_B = 174$ мм), что обеспечит при закрытии превентора и переводе потока на 4 отвода на устье скважины по формуле (9):

$$P_T = (10 \cdot 100) / 14,8 = 65 \text{ кгс/см}^2,$$

т.е. менее 100 кгс/см², признанного штабом допустимым из условия прочности устья.

5.3. Исследования скважины после наведения превенторной сборки

Исследовательские работы проводились с целью определения параметров фонтанирующей скважины и выбора метода глушения. Сущность работ заключалась в определении давления на отводах, факельной трубе и устье при различных сочетаниях открытых и закрытых отводов и превентора.

5.3.1 Исследование методом разгрузки

Метод разгрузки заключается в определении давления на отводах и факельной трубе при открытом превенторе. Данный метод позволяет определять режим фонтанирующей скважины путем уменьшения давления на устье, что весьма предпочтительно с точки зрения безопасности.

Программа проведения исследований состоит в следующем.

Оборудование

На превенторной сборке и отводах устанавливаются манометры в соответствии со схемой рис. 5.4. Манометры образцовые с пределом измерений 0,4–0,5 МПа — 3 шт., 4,0 МПа — 2 шт. На превенторной сборке в точка 1 и 2 установить манометры с пределом измерений 4,0 МПа, в точках 3, 4 и 5 с пределом измерений 0,4–0,5 МПа. На концах отводов манометры устанавливаются на расстоянии четырех внутренних диаметров отвода, штуцер под манометр заделывается заподлицо внутренней стенки отвода.

Последовательность проведения исследований

После наведения и закрепления превенторной сборки измеряется давление на устье P_1, P_2 . Открыть 1 отвод (с двумя манометрами).

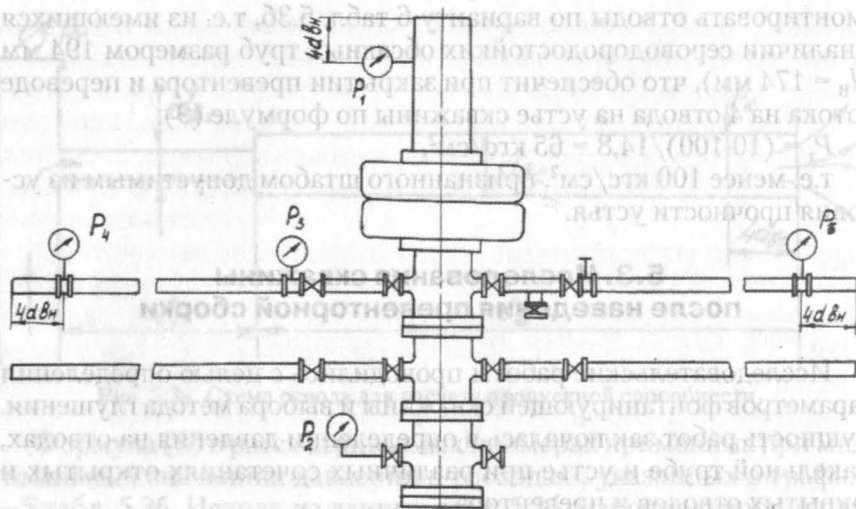


Рис. 5.4. Схема установки манометров
для исследования скважины

метрами). Через 5 минут проводится первый замер давлений P_1 , P_2 , P_3 , P_4 . Последующие 2 замера выполняются через каждые 5 минут. Через 15 минут после открытия 1 отвода открывается 2 отвод. Через 5 минут снимаются показания манометров P_1 , P_2 , P_3 , P_4 , P_5 .

Измерения повторяются 2 раза через 5 минут. Затем закрываются последовательно отвод 2 и отвод 1. Определяется P_1 , P_2 .

Дебит скважины устанавливается по инструкции по определению газовых факторов и ресурсов нефтяного газа, извлекаемого из недр:

$$q_r = 23,15 D^2 \frac{P + 0,103}{\sqrt{\gamma}} \cdot \sqrt{\frac{293}{T}}, \quad (\text{м}^3/\text{сут}) \quad (5.16)$$

где q_r — дебит по газу, $\text{м}^3/\text{сут}$;

D — диаметр выходного сечения трубы в мм, $D = 278$ мм;

γ — относительный удельный вес, $\gamma_r = 0,989$ — для газа, $\gamma_{\text{гн}} = 2,52$ — для газонефтяной смеси при условии гомогенного течения;

P — давление, измеренное манометром на расстоянии $4D$, МПа;

T — температура, К; $T = 370$ К.

Таким образом, имеем:

а) факельная труба

$$\begin{aligned} q_r &= 16009410 (P + 0,103) & (\gamma_r &= 0,989) \\ q_r &= 10029360 (P + 0,103) & (\gamma_{rn} &= 2,52) \end{aligned} \quad (5.17)$$

б) отвод диаметром 89 мм

$$\begin{aligned} q_r &= 1064960 (P + 0,103) & (\gamma_r &= 0,989) \\ q_r &= 635890 (P + 0,103) & (\gamma_{rn} &= 2,52) \end{aligned} \quad (5.18)$$

Номограммы для графического определения дебитов представлены на рис. 5.5, 5.6.

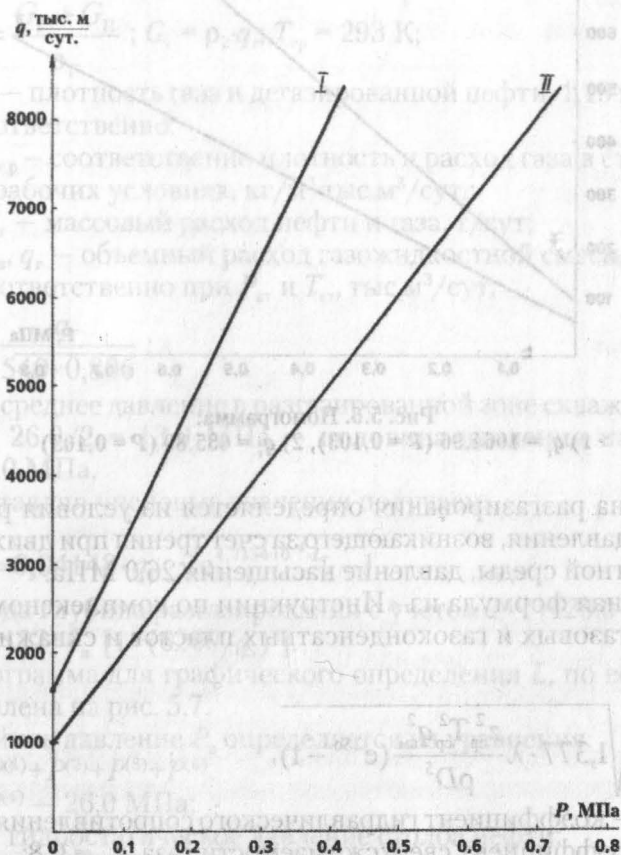


Рис. 5.5. Номограмма:

I — $q = 16009,41 (P + 0,103)$, II — $q = 10029,36 (P + 0,103)$

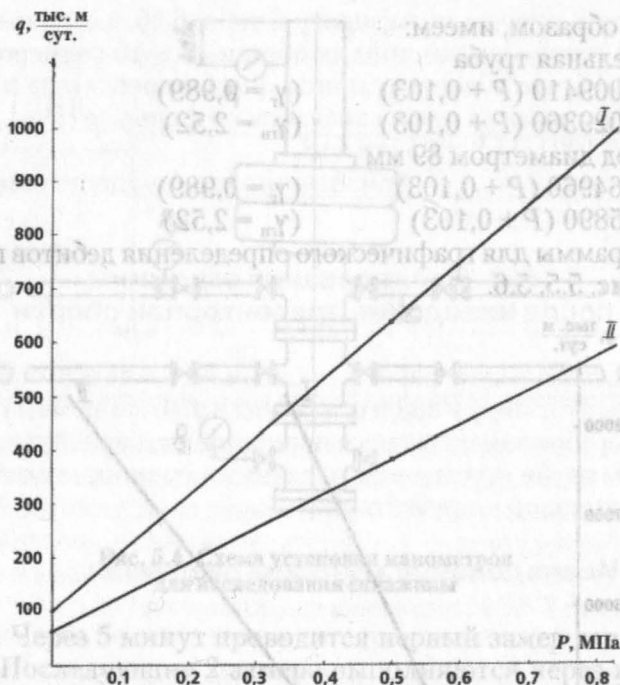


Рис. 5.6. Номограмма:

1) $q_r = 1064,96$ ($P = 0,103$), 2) $q_r = 635,89$ ($P = 0,103$)

Глубина разгазирования определяется из условия равенства перепада давления, возникающего за счет трения при движении газожидкостной среды, давлению насыщения 26,0 МПа.

Исходная формула из «Инструкции по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин» имеет вид:

$$P^{(1)} = \sqrt{1,377 \cdot \lambda \frac{z_{\text{cp}}^2 T_{\text{cp}}^2 q_{\text{cm}}^2}{\rho D^5} (e^{2,50} - 1)}, \quad (5.19)$$

где: λ — коэффициент гидравлического сопротивления, $\lambda = 0,02$;

z_{cp} — коэффициент сверхсжимаемости газа, $z_{\text{cp}} = 0,8$;

T_{cp} — средняя температура в стволе скважины, $T_{\text{cp}} = 370$ К;

D — внутренний диаметр, см., $D = 22,0$ см.

$$S_o = 0,03415 \frac{\gamma \cdot \rho \cdot L_r}{Z_{cp} \cdot T_{cp}} ; P_{ат} = 0,1 \text{ МПа};$$

$$\rho = \varphi + (1 - \varphi) \frac{\rho_n}{\rho_{гр}} ; \rho_{гр} = \rho_g \frac{P_{cp} \cdot T_{ст}}{P_{ст} \cdot T_{cp}} ;$$

$$\varphi = \frac{q_{гр}}{q_{гр} + q_n} ; q_{гр} = \frac{P_{ат} \cdot T_{cp}}{P_{cp} \cdot T_{ст}} \cdot q_g ;$$

$$q_{см} = \frac{G_g + G_n}{\rho_g} ; G_g = \rho_g \cdot q_g ; T_{cp} = 293 \text{ К};$$

ρ_g, ρ_n — плотность газа и дегазированной нефти, 1,19 кг/м³ и 806 кг/м³ соответственно;

$\rho_{г.р}, q_{г.р}$ — соответственно плотность и расход газа в стволе скважины в рабочих условиях, кг/м³ тыс.м³/сут.;

G_n, G_g — массовый расход нефти и газа, т/сут.;

$q_{см}, q_n, q_g$ — объемный расход газожидкостной смеси, жидкости и газа соответственно при $P_{ат}$ и $T_{ст}$, тыс.м³/сут.;

$$q_n = \frac{q_g}{540 \cdot 0,806} ;$$

P_{cp} — среднее давление в разгазированной зоне скважины, МПа,

$P_{cp} = 26,0/2 = 13,0$ МПа — половина давления насыщения,

$P^{(1)} = 26,0$ МПа.

Подставляя числовые значения получаем:

$$P^{(1)} = 0,04148 \cdot q_g \cdot \sqrt{e^{4,7134 \cdot 10^{-4} \cdot L_r} - 1} . \quad (5.20)$$

Отсюда глубина разгазирования с учетом $P^{(1)} = 26,0$ МПа:

$$L_r = 2122 \cdot \ell_n [1 + (6269/q_g)^2] . \quad (5.21)$$

Номограмма для графического определения L_r по величине q_g представлена на рис. 5.7.

Забойное давление P_3 определяется из уравнения:

$$P_3 = P^{(1)} + P^{(2)} + P^{(3)} + P^{(4)} , \quad (5.22)$$

где: $P^{(1)} = 26,0$ МПа;

$P^{(2)}$ — гидростатическое давление столба нефти;

$$P^{(2)} = \frac{\gamma \cdot (L - L_r)}{10} \quad (5.23)$$

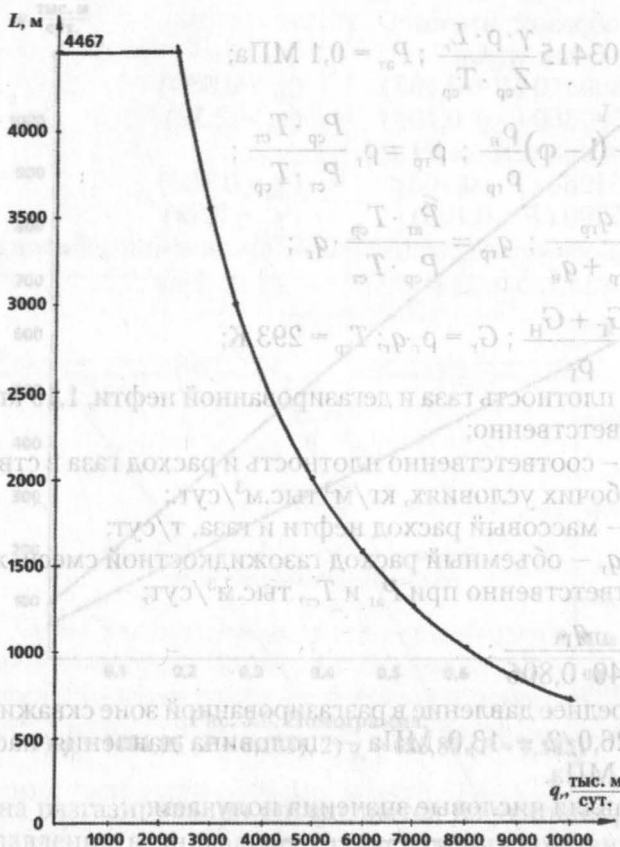


Рис. 5.7. Глубина разгазирования

L — глубина скважины, м, $L = 4467$ м;

γ_{ϕ} — удельный вес флюида, $0,64$ т/м³;

$P^{(3)}$ — гидростатическое давление смеси в разгазированной зоне,

$$P^{(3)} = \rho_{\text{ГР}} \cdot L_{\text{Г}} / 10 \quad (5.24)$$

По предыдущей формуле (5.19) $\rho_{\text{ГР}} = 0,1227$ т/м³;

$P^{(4)}$ — гидравлические потери при движении флюида на участ-

ке $L - L_{\text{Г}}$

$$P^{(4)} = \lambda' \frac{\rho_{\phi}}{2D} (L - L_{\text{Г}}) \left(\frac{q_{\phi}}{S} \right)^2 \cdot \frac{1}{10^4} \quad (\text{МПа}) \quad (5.25)$$

И ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИНЫ

λ' — коэффициент гидравлического сопротивления, $\lambda' = 0,028$;

D — внутренний диаметр скважины;

q_{ϕ} — дебит флюида, $\text{м}^3/\text{с}$;

S — площадь внутреннего сечения колонны, $\text{Ø}245$ мм,

$S = 0,039 \text{ м}^2$, $\rho_{\phi} = 640 \text{ кг/м}^3$ — плотность флюида.

Результаты расчетов сведены в таблицу 5.4., номограмма на рис. 5.8.

Таблица 5.4

q_r , тыс. $\text{м}^3/\text{с}$	1000	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000	9000	10000
q_{ϕ} , $\text{м}^3/\text{сут}$	4900	9800	14700	19600	24500	29400	34300	39200	44000	49000
L_r , м	4467	4467	3565	2632	2005	1566	1250	1016	839	703
$P^{(1)}$, МПа	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0
$P^{(2)}$, МПа	—	—	5,8	11,7	15,8	18,6	20,6	22,1	23,2	24,1
$P^{(3)}$, МПа	5,5	5,5	4,4	3,2	2,5	1,9	1,5	1,2	1,0	0,9
$P^{(4)}$, МПа	—	—	0,7	2,5	5,2	8,9	13,4	18,8	24,8	32,0
P_r , МПа	31,5	31,5	36,9	43,4	49,5	55,4	61,5	68,1	75,0	83,0

Исследования на отводах диаметром 89 мм**методом разгрузки**

Результаты исследования скважины методом разгрузки, изложенным в п 5.1. представлены в таблице 5.5.

В результате визуальных наблюдений установлено, что в отводах двигался газ. Расчет дебита газа в отводах по методике П.5.1 дал следующие значения:

04.01.86

Правый отвод — 112–115 тыс.м³/сут.

Левый отвод — 107 тыс.м³/сут.

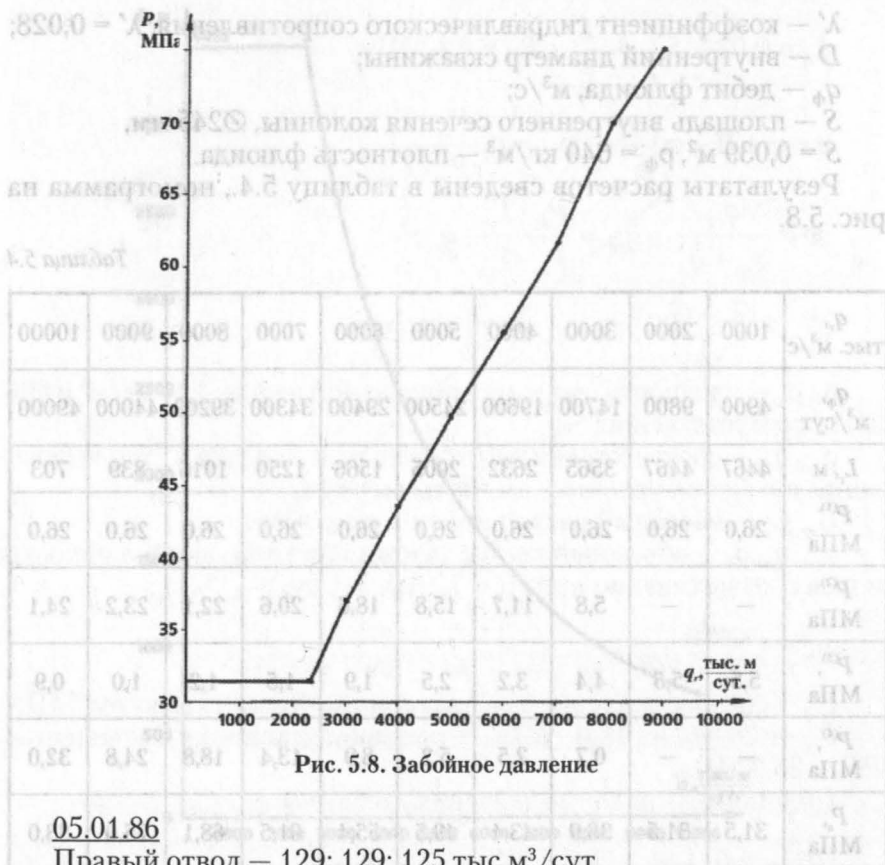


Рис. 5.8. Забойное давление

05.01.86

Правый отвод — 129; 129; 125 тыс.м³/сут.

Правый отвод — 125; 125; 125 тыс.м³/сут

Левый отвод — 120; 118; 117 тыс.м³/сут

По величине перепада давления в отводе определяется дебит по следующей формуле:

$$P = \sqrt{1,377 \cdot \lambda \cdot \frac{Z_{\text{ср}}^2 T_{\text{ср}}^2}{\gamma d_{\text{вн}}^5} (e^{2S} - 1) q_{\Gamma}^2}, \quad (5.26)$$

где λ — коэффициент сопротивления, $\lambda = 0,02$;

$Z_{\text{ср}}$ — коэффициент сверхсжимаемости газа, $Z_{\text{ср}} = 0,8$;

$T_{\text{ср}}$ — температура, $T_{\text{ср}} = 370 \text{ К}$;

Таблица 5.5

Результаты исследования на отводах диаметром 89 мм

Дата исследований	$P_1 \cdot 10$ МПа	$P_2 \cdot 10$ МПа	$P_3 \cdot 10$ МПа	$P_4 \cdot 10$ МПа	$P_5 \cdot 10$ МПа
04.01.86	14,52	21,00	—	—	—
	15,18	—	8,50	0,075	—
	15,34	—	8,50	0,100	—
	15,18	—	8,50	0,100	—
	15,18	—	8,50	0,098	0,025
	15,18	—	8,50	0,100	0,025
	15,18	—	8,50	0,100	0,025
05.01.86	15,67	21,50	—	—	—
	15,67	21,50	9,0	0,245	—
	15,84	21,50	9,0	0,245	—
	15,67	21,50	9,0	0,245	—
	15,51	21,50	9,0	0,245	0,150
	15,51	21,50	9,0	0,245	1,137
	15,51	21,50	9,0	0,245	0,125

$d_{\text{вн}}$ — внутренний диаметр отвода, $d_{\text{вн}} = 7$ см;

L — длина отвода, $L = 250$ м;

γ — относительный удельный вес газа, $\gamma = 0,989$

$$S = 0,03415 \frac{\gamma L}{Z_{\text{cp}} \cdot T_{\text{cp}}} = 0,0285$$

04.01.86

$q_r = 92$ тыс.м³/сут

05.01.86

$q_r = 95$ тыс.м³/сут.

На основании выполненных исследований можно установить следующую структуру потока. Согласно С.С. Кутателадзе, В.Б. На-

корякову «Тепломассобмен и волны в газожидкостных системах», Наука, 1984 г., стр. 97 имеет место обращенный дисперсно-кольцевой режим, возникающий при несмачиваемой стенке трубы, когда около последней формируется газовый слой, а в ядре движется газожидкостная смесь. Данная структура обусловлена отсутствием смачивания обсадных труб нефтью. Вся масса жидкости оттесняется в ядро потока, а газ прорывается между стенкой трубы и струями жидкости. В этом явлении кроется причина уменьшения эффективной площади истечения газа, а следовательно, и роста устьевого давления.

По результатам исследований от 05.01.86 определяется коэффициент, характеризующий эффективную площадь истечения газа, в формуле для

$$q_r = a(P + 1,03). \quad (5.27)$$

Для этого сравним давление P_1 и дебит газа q_r при работе скважины через факельную трубу с открытыми и закрытыми отводами. Соотношение, связывающее изменения дебита по газу q_r с изменением давления на устье P_1 на основании (5.27), имеет вид:

$$q_r = a(P_1 + 1,03) \quad (5.28)$$

$$q_r = 125 + 120 = 245 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$$

$$P_1 = 1,567 - 1,551 = 0,016 \text{ МПа}$$

$$a = \frac{245}{0,016 + 0,103} = 2058,82 \frac{\text{тыс. м}^3/\text{сут}}{\text{МПа}}$$

Таким образом, для давления 1,567 МПа имеем следующие характеристики фонтанирующей скважины:

Дебит по газу

$$q_r = 2085,82 \cdot 1,567 = 3438 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$$

Дебит по дегазированной нефти:

$$q_n = 7900 \text{ м}^3/\text{сут.} = 6367 \text{ т/сут.}$$

Дебит по пластовой нефти:

$$q_{\phi} = 16826 \text{ м}^3/\text{сут.} = 10769 \text{ т/сут.}$$

Забойное давление — 40,0 МПа, глубина разгазирования 3000 м.

Исследование на отводах диаметром 194 мм методом разгрузки.

С целью повышения точности измерений отводы диаметром 89 мм были заменены на 194 мм. Кроме того, перпендикулярно имев-

шимся отводам был смонтирован отвод диаметром 168 мм длиной 150 м. Данный отвод манометрами не оборудован. Схема размещения проборов для исследования показана на рис. 5.9.

Исследования, выполненные по методу разгрузки на 194 мм отводах 14.01.86 дали следующие результаты (Табл. 5.6).

При открытии отводов можно было наблюдать истечение газа с нефтью. Расчет дебита газа $q_r^{(1)}$ по первому отводу по формуле (5.26) для $\gamma = 2,52$, $d_{\text{вн}} = 17,4$ см дал значение 33 тыс.м³/сут. Для второго отвода на основании формулы (5.16) имеем дебит по газу $q_r^{(2)} = 543$ тыс.м³/сут. Для 3-го и 4-го отводов принимаем значение перепада давления равное 0,1 МПа, что дает $q_r^{(3)} = q_r^{(4)} = 110$ тыс.м³/сут. Общий дебит по всем отводам составит 797 тыс.м³/сут.

Поскольку все отводы одинаковые принимаем среднее значение на один отвод $797/4 \approx 200$ тыс.м³/сут. Таким образом при уменьшении дебита на 200 тыс.м³ с устья снимается 0,03 МПа. Следовательно, по формуле (5.28) коэффициент a равен

$$a = \frac{200000}{1,33} = 1503,75 \frac{\text{тыс. м}^3 / \text{сут}}{\text{МПа}} \quad (5.29)$$

Дебит скважины по газу q_r :

$$q_r = 2260 \text{ тыс.м}^3/\text{сут.}$$

Дебит скважины по дегазированной нефти q_n :

$$q_n = 5192 \text{ м}^3/\text{сут} = 5185 \text{ т/сут.}$$

Дебит скважины по пластовой нефти q_f :

$$q_f = 11000 \text{ м}^3/\text{сут} = 7000 \text{ т/сут.}$$

Глубина разгазирования 4000 м.

Забойное давление 33,0 МПа

5.3.2. Исследование скважины при закрытом превенторе

Для определения прочностных свойств устьевого оборудования и характерных особенностей пласта были проведены исследования скважины при закрытом превенторе и последовательном закрытии отводов. Расстановка измерительной аппаратуры выполнена согласно рис. 5.9.

Результаты исследования, выполненного 27.01.86, представлены в таблице 5.7.

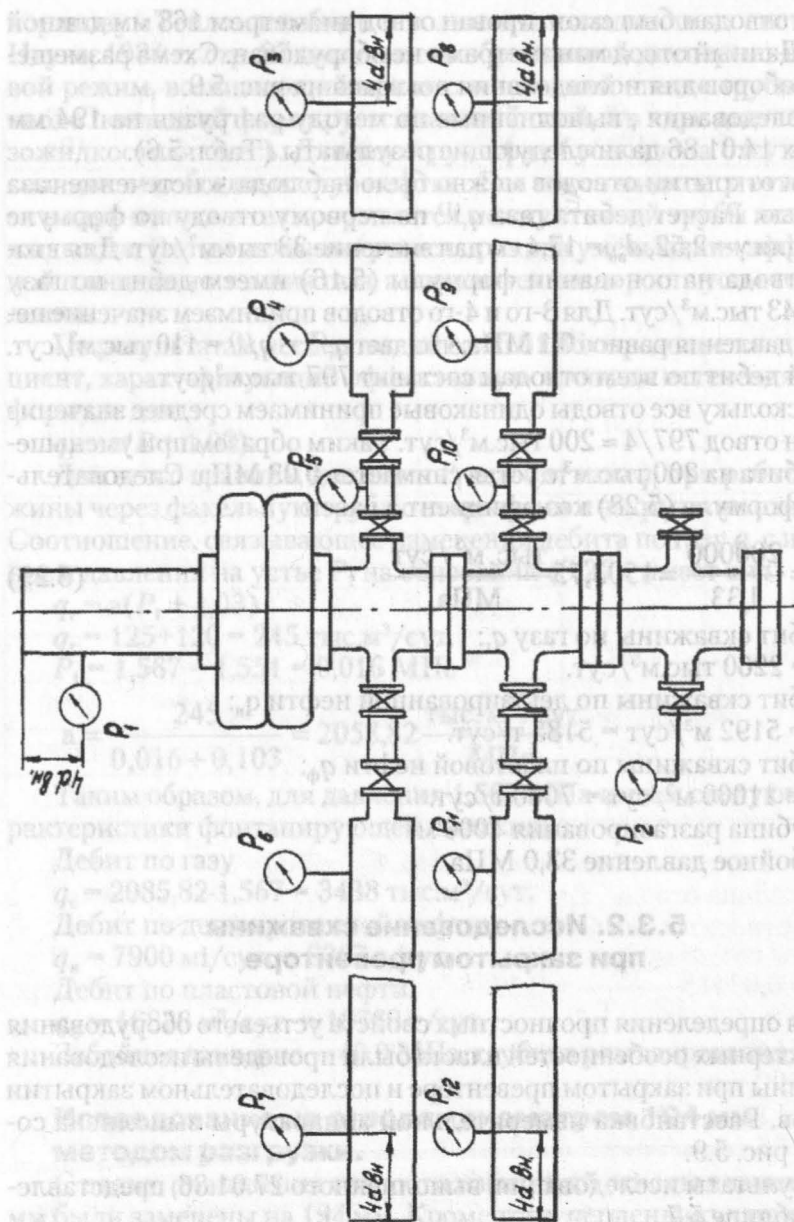


Рис. 5.9. Схема установки манометров для исследования скважины на 194 мм отводах

Результаты исследования на отводах диаметром 194 мм

№ № манометра	Отводы закрыты	Порядок открытия отводов												Примечание
		1-й отвод			2-й отвод			3-й отвод			4-й отвод			
10- P_1 , МПа	14,0	13,2	13,2	13,2	12,9	12,9	12,9	12,5	12,6	12,6	12,2	12,2	12,2	
10- P_2 , МПа	25,0	20,2	20,0	19,8	20,2	20,0	20,0	20,2	20,2	20,3	20,5	20,5	20,5	
10- P_3 , МПа	—	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
10- P_4 , МПа	—	0,25 -0,30	-0,25 -0,30	-0,25 -0,30	0,25 -0,30	-0,25 -0,30	-0,25 -0,30	0,25 -0,30	-0,25 -0,30	-0,25 -0,30	0,25 -0,30	-0,25 -0,30	-0,25 -0,30	
10- P_5 , МПа	—	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	
10- P_6 , МПа	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	манометр сгорел
10- P_7 , МПа	—	—	—	—	0,15	0,19	0,21	0,21	0,21	0,21	0,22	0,22	0,22	
10- P_8 , МПа	—	—	—	—	—	—	—	0	0	0	0	0	0	
10- P_9 , МПа	—	—	—	—	—	—	—	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
10- P_{10} , МПа	—	—	—	—	—	—	—	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	
10- P_{11} , МПа	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	манометр сгорел
10- P_{12} , МПа	—	—	—	—	—	—	—	0	0	0	0	0	0	

Таблица 5.7

Исследование скважины при закрытом превенторе

Время	Операция	Показания манометров, 10 МПа												Примечание
		P_1	P_2	P_3	P_4	P_5	P_6	P_7	P_8	P_9	P_{10}	P_{11}	P_{12}	
9:20	исходное положение	13,2	23,1											
9:35	закрыт верхний превентор	0	85,8	4,8	20	20	—	7,8	7,2	35	52	33	7,4	
12:20		0	88,5	4,8	20	20	—	7,8	7,2	32	52	33	7,4	
12:21	закрыт отвод Ø168 мм	0	106	5,9	23-24	25	—	9,6	8,9	40-42	63	43-44	9,2	
12:58	закрыт отвод Ø194 мм	0	125	0	0	0	—	11,8	10,9	50-54	75	54-56	11,3	
13:18	закрыт отвод Ø194 мм	0	106											Измерения на отводах не проводились
13:21	открыт отвод Ø168 мм	0	88,5											

Рис. 3.3. Схема установки манометров для исследования скважины в скважине, исследуемой на отводах диаметром 168 мм

По величине перепада давления в отводе определяется дебит по газу, формула (5.26):

$$q_r = 3640 \Delta P \quad (5.30)$$

где q_r — дебит по газу, тыс.м³/сут.;

ΔP — перепад давления в отводе Ø194, МПа.

Таким образом, имеем следующие показатели:

1). Открыты 5 отводов, на отводах получаем:

$$533 + 902 + 917 + 900 + 900 = 4172 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$$

На отводах Ø168 мм и Ø194 мм принят дебит 900 тыс. м³/сут.

2) Открыты 4 отвода:

$$637 + 1168 + 1252 + 1210 = 4267 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$$

3) Открыты 3 отвода:

$$1496 + 1572 + 1534 = 4602 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$$

По данным значениям дебита получаем следующие средние показатели:

$$q_r = 4347 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$$

$$q_n = 10000 \text{ м}^3/\text{сут} = 8050 \text{ т/сут.}$$

$$q_a = 21273 \text{ м}^3/\text{сут} = 13600 \text{ т/сут.}$$

Глубина разгазирования $L_r = 2300$ м, забойное давление $P_3 = 46,0$ МПа.

Второй способ определения дебита по газу основан на измерении давления на расстоянии 4-х внутренних диаметров от среза отвода; расчет с опыта 14.02.86 г.:

$$q_r = 58909 (P + 1,03) (\text{м}^3/\text{сут}) \quad (5,31)$$

P — замеренное давление, атм.

По данным замеров получили:

1. Открыто 5 отводов:

$q_r = 343 + 485 + 520 + 497 + 455 = 2272 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$ Дебит в отводе 168 мм принят средним по отводам Ø194 мм.

2. Открыто 4 отвода:

$$q_r = 408 + 585 + 626 + 603 = 2222 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$$

3. Открыто 3 отвода:

$$q_r = 703 + 756 + 726 = 2185 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$$

Среднее значение параметров фонтанирующей скважины:

$$q_r = 2226 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$$

$$q_n = 5115 \text{ м}^3/\text{сут} = 4122 \text{ т/сут.}$$

$$q_a = 10900 \text{ м}^3/\text{сут} = 6976 \text{ т/сут.}$$

Глубина разгазирования примерно 4000 м, забойное давление $P_3 = 33,0$ МПа.

28.01.86 г. проведено исследование по определению давления на устье — по схеме рис. 5.9, манометр P_2 — при последовательном закрытии отводов (превентор закрыт). Результаты данного исследования приведены в таблице 5.8.

Таблица 5.8

Операция	Давление, P_2 , МПа
Открыты отводы	8,1
Закрыт отвод $\varnothing 168$ мм	10,4
Закрыт отвод $\varnothing 194$ мм	13,9
Закрыт отвод $\varnothing 194$ мм	20,00

Во время проведения всех исследований устье было герметично, пропусков газа и нефти не было.

В таблице 5.9 приводятся параметры скважины, установленные по различным экспериментальным и расчетным методикам. В третьем столбце дан расчет по методике п.3.5. с пересчетом устьевое давления на факельной трубе 278 мм на колонну $\varnothing 245$ мм.

По результатам исследования выполнен расчет глушения скважины без спуска в нее труб (в «лоб»).

Состояние скважины на 05.01.86 г.

На указанную дату скважина продолжает фонтанировать вертикально вверх. Вытекающий флюид сгорает в арматуре с высотой факела около 200 м.

По оценочным расчетам (раздел 5) скважина работает по колонне внутренним диаметром 220 мм с дебитом газонефтяной смеси около 32 тыс. т/сут., при забойном давлении — 661 кгс/см², устьевом давлении — 19,0 кг/см² и расчетной продуктивности — 104 т. сут/ат (по негазированной нефти).

После ряда проведенных работ (раздел 7) на устье (324 мм колонне) была установлена специальная зарядная арматура общей длиной 6,1 м, состоящая снизу — вверх из пьедестала (138 “XII”) с двумя отверстиями каждая под 3” отводы, двух превенторов с глу-

хими плашками и факельной трубы внутренним диаметром 275 мм длиной 3,1 м. Одной из отверстий пьедестала оборудовано манометром. Второй манометр установлен на расстоянии $4D = 1,10$ м от верхнего среза арматуры. Расстояние между манометрами составляет 4,785 м.

Диаметр прохода в сечении, контролируемом нижним манометром, равен 225,42 мм, с расширением по высоте 365 мм до 280 мм и с сохранением этого диаметра прохода до факельной трубы.

Верхнюю катушку (под превенторами) оснастили двумя отводами внутренним диаметром 70 мм длиной 250 м, в начале и в конце которых также были установлены манометры, с возможностью контроля давления в арматуре в сечении на расстоянии 1,31 м от нижнего манометра.

Таким образом, по сравнению с положением на начало октября месяца 1985 г. изменились условия истечения флюида на устье скважины (диаметр приустьевой части стал 280 мм вместо 220 мм) и появилась возможность измерения давления в различных сечениях потока в приустьевой части скважины, а так же при выпуске флюида по отводам, с целью дополнительной оценки параметров режима ее фонтанирования.

В течение 04–05.86 г. на скважине были проведены исследования путем одновременного измерения давления в потоке газа по верхнему и нижнему манометрам арматуры, а также на уровне закрытых боковых отводов при их последовательном и одновременном открытии.

При движении флюида по арматуре средние (устойчивые) данные измерений составили:

- ♦ по верхнему манометру давление $P_v = 15,50$ ати;
- ♦ по нижнему манометру (на пьедестале арматуры) давление $P_n = 21,2$ ати;
- ♦ по среднему манометру при закрытых отводах — 9,5 ати, при открытых отводах — 9,0 ати.

Открытие одного или двух отводов практически не отразилось на показаниях верхнего и нижнего манометров арматуры, очевидно, из-за низкой пропускной способности по сравнению с основным вертикальным потоком. Давление на отводах составляли: в начале — 9 атм, в конце — 0,1–0,2 ати при расходе смеси около 180 т/сут.

Результаты исследо

Параметры пласта и производительность скважины	По коэффициентам продуктивности пласта Тенгиза (п. 3.5)	По результатам исследования скважины 0,4–0,5. 01.86	По полученному при исследовании устьевому давлению
P_y , МПа	1,2	1,567	2,5
q_{ϕ} , $\frac{\text{м}^3/\text{сут}}{\text{т}/\text{сут}}$	$\frac{16207}{10372}$	$\frac{16826}{10769}$	$\frac{15911}{10183}$
q_n , $\frac{\text{м}^3/\text{сут}}{\text{т}/\text{сут}}$	$\frac{7609}{6133}$	$\frac{7900}{6367}$	$\frac{7970}{6020}$
q_p , тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$	3312	3438	3251
P_y , МПа	30,0	40,0	35,5
L , м	3200	3000	3250

Оценка дебита фонтана по результатам замеров давления на запорной арматуре 05.01.86 г.

Замеры давления на запорной арматуре (при закрытых боковых отводах) выполнялись в двух сечениях потока — у основания арматуры (в пьедестале) и на расстоянии четырех диаметров от верхнего среза. Кроме того, по размерам 07.01.86 г. зафиксировано давление на уровне закрытых отводов — 9,5 ати. По этим данным возможна оценка дебита флюида тремя способами:

- ◆ по давлению в пьедестале P_n при известной продуктивности пласта;
- ◆ по уровню звукового истечения флюида в атмосферу при известном устьевом давлении P_y ;
- ◆ по перепаду давлений на участке потока между двумя манометрами.

Приводимые ниже оценки выполнялись по методике, изложенной в разделе 5.2, с использованием всех приведенных в нем исходных данных (весовых и плотностных характеристик смесей, газового фактора и др.).

Таблица 5.9

вания скважины

По результатам исследования скважины 14.01.86г.	По результатам исследования скважины 27.01.86г. Вариант 1	По результатам исследования скважины 27.01.86 г. Вариант 2
1,4	1,32	1,32
$\frac{11000}{7000}$	$\frac{31273}{13600}$	$\frac{10900}{6976}$
$\frac{5192}{4185}$	$\frac{10000}{8050}$	$\frac{5115}{4122}$
2260	4347	2226
33,0	46,0	33,0
4000	2300	4000

Оценка дебита по давлению в пьедестале

Как указано в п. 5.3.3.1., давление в пьедестале, т.е. вблизи среза 245 мм колонны, в процессе исследования оказалось равным $P_{п} = 21,5$ ат. $P_{у} = 19,0$ ата для режима фонтанирования по обсадной колонне 245 мм (на 09.09.85 г.) при продуктивности скважины 104 т/сут/ат с дебитом 32000 т/сут. смеси. В связи с этим все параметры указанного режима с достаточной точностью могут быть приняты для оценки режима фонтанирования на 05.01.86. по давлению в пьедестале (см. табл. 5.3а).

Оценка дебита фонтана по давлению у верхнего среза арматуры

Расчеты из условия критического истечения газонефтяной смеси по формуле из п. 5.2, которая для определения расход смеси G может быть представлена в виде:

$$G = F \cdot \gamma_{см} \cdot v_{кр}$$

где $F = 0,0616$ м² — площадь входного сечения потока диаметром 280 мм;

$\gamma_{см}$ и $v_{кр}$ — плотность смеси и критическая скорость флюида при давлении P_y .

Для давления $P_y = 16,5$ ат, соответственно равны: $\gamma_{см} = 42,3$ кг/м³ и $v_{кр} = 19,6$ м/с.

Тогда: $G = 0,0616 \cdot 42,3 \cdot 196 \approx 510$ кг/с = 44 тыс.т./сут смеси.

Однако, для двухфазной смеси, принятые в этой методике осреднения при определении критической скорости весьма не точны, в связи с чем, достоверность получения результата следует считать низкой.

Оценка дебита фонтана по перепаду давления в арматуре

Выше указывалось, что при проведенных исследованиях перепад давления в арматуре между нижним и верхним манометром составил (на длине 4,785 м.):

$$P_n - P_y = 21,5 - 15,5 = 6,0 \text{ кгс/см}^2.$$

Указанный перепад расходуется на преодоление гидравлических сопротивлений на этом участке, а также на преодоление сил инерции движущегося потока. Однако, проведенные 07.01.86 г. измерения показали, что на расстоянии 1,31 м. от контрольного сечения в пьедестале с давлением 21,5 ати давление на уровне закрытых боковых отводов оказалось 9,5 ати, т.е. имело меньшее значение по сравнению с показаниями верхнего манометра (15,5 ат.). Указанное говорит о наличии переменных по высоте режима течения смеси в запорной арматуре, для которых неприменимы обычные расчеты методики гидравлически установившихся течений в трубах кругло сечения. В связи с этим, для проведения оценки дебита фонтана по вышеуказанным данным требуется дополнительная проработка.

Оценка предельно возможного дебита фонтана при $P_n = 21,5$ ат.

Предельный дебит фонтана при давлении на срезе 245 мм колонны (внутренний диаметр 220 мм) определен из условия неограниченной продуктивности пласта, т.е. при забойном давлении, равным пластовому 847 кгс/см².

Расчеты проведены по методике, изложенной в п. 5.2. с принятыми в ней исходными данными.

Результаты приведены в таблице 5.3а.

Сравнение оценочных вариантов дебита скважины на 05.01.86 г.

При сравнении вариантов оценочных расчетов режимов открытого фонтанирования скважины №37-Тенгиз видно, что первый вариант, основанный на продуктивности скважины $p = 104$ т/сут/ат, является минимальным из рассмотренных. В то же время, режим 3, вычисленный из условий звукового истечения при $P_y = 15,5$ ати с дебитом смеси 44 тыс.т./сут. является нереальным, т.к. для его реализации на практике, забойное давление должно превышать пластовое, что абсурдно. Теоретически максимально возможен дебит по режиму №2 — 40 тыс.т./сут. при реализации которого расход смеси лимитируется пропускной способностью ствола скважин при неограниченной продуктивности пласта.

В связи с изложенным, для повышения надежности определения пропускной способности отводов и выбора из количества во избежание возникновения аварийной ситуации при закрытии превенторов, следует исходить из теоретически возможного предельного дебита по режиму №2 (табл. 5.3а, т.е. 40 тыс.т./сут. газонефтяной смеси.

Некоторые рекомендации по проведению дополнительных исследований для уточнения оценки дебита фонтанирующей скважины

1. Подготовить отводы от запорной арматуры для сброса газонефтяной смеси в атмосферу в количестве 4 шт. с пропускной способностью не ниже указанной в строке 6 табл. 5.3б (при $100 \text{ кгс/см}^2 = 14,8$ тыс.т./сут смеси) оснатив каждый из них измерительной аппаратурой по соответствующей схеме.
2. При закрытых отводах зафиксировать показания давлений в запорной арматуре по нижнему и верхнему манометрам, а также на уровне отводов.
3. Открыть пару отводов на нижней катушке и зафиксировать давление на уровнях по п.2, а также по манометрам отводов. Проводить наблюдение через 5–10 мин. до стабилизации всех давлений и через 1 час после стабилизации.
4. Открыть вторую пару отводов и повторить наблюдения по п.3.
5. Обработка исследований
6. Определить расходы флюида по отводам.
7. Сопоставить падение давления на вернем манометре запорной арматуры после открытия боковых отводов и стабилизации показаний установленных на них манометров.

При неизменности давления в пьедестале $P_{\text{п}}$, в первом приближении значение падения давления на верхнем манометре может быть принято паритетным замеренному расходу флюида по отводам, после чего делением показаний верхнего манометра до открытия отводов на величину снижения давления на нем после открытия отводов и стабилизации давления в них, умножаем полученной величины на изомерный дебит смеси по отводам косвенно и оценить дебит по стволу скважины. Например, если перед исследованием показание верхнего манометра на арматуре составляло 15,5 атм., а после пуска двух отводов стабилизировалось на 14,0 атм., то падение давления составило 1,5 атм. В случае, если при этом дебит смеси по двум отводам составил, 03 тыс.т/сут. то оценку общего притока по скважине получим:

$$\frac{15,5}{1,5} \cdot 3,0 \cong 30 \text{ тыс. т/сут.}$$

8. Далее из формулы (4.3) по дебиту фонтана, определенному по п.7, вычисляется давление в запорной арматуре после закрытия превентора, и после чего принимается решение о его закрытии.

9. После закрытия устья проводятся наблюдения за стабилизацией давления на арматуре и отводах, и окончательно оценивается суммарный дебит скважины, на основании чего определяется направление дальнейших работ.

Оценка дебита

после перекрытия превентора и пуска фонтанирующего флюида по отводам

В течение января 1986 г., в соответствии с рекомендациями к крестовинам устьевой арматуры скважины №37-Тенгиз смонтировали 4 отвода, каждый из которых состоял из участка внутренним диаметром 77,8 мм и длиной 1 м от устья и далее 250 м обсадных труб 198 мм (внутренним диаметром 174 мм, площадь сечения $F = 0,0238 \text{ м}^2$). На расстоянии 17 м от устья и около 1 м от конца отвода установили манометры для замера давления при истечении газонефтяной смеси. Расстояние между манометрами $\ell = 233 \text{ м}$. Кроме этого, для подстраховки, к боковому выводу верхнего превентора с глухими плашками смонтировали еще один отвод такой же длины из обсадных труб внутренним диаметром 148 мм.

Перед закрытием превентора скважина фонтанировала вверх при закрытых отводах. Давление в арматуре (после выхода из об-

садной колонны) составляло 23,1 кгс/см¹ (24,1 ат.) и вблизи верхнего среза трубы внутренним диаметром 280 мм — 16,5 ат.

В этом положении 27.01.86 г. были открыты все 5 боковых отводов и закрыты превенторы устьевого арматуры, т. е. весь поток газонефтяной смеси направлен по отводам. После закрытия превенторов давление на пьедестале сразу поднялось с 23,1 кгс/см² до 77 кгс/см², а затем возросло до 87–88 кгс/см². После закрытия верхнего отвода диаметром 148 мм давление установилось 106,2 кгс/см². На остальных отводах зафиксировали следующие давления:

	на 17 м от устья	у конца
	23–24 кгс/см ²	5,9 кгс/см ²
правый верхний	40–42 кгс/см ²	8,9 кгс/см ²
	43–44 кгс/см ²	9,6 кгс/см ²
	нет манометра	9,2 кгс/см ²

Низкое давление на правом отводе показало неполное открытие его коренной задвижки у арматуры, что подтвердилось при проверке. В связи с этим для продолжения исследования скважины этот отвод закрыли и всю вытекающую из скважины смесь направили по трем отводам. При этом установились следующие давления:

В арматуре	125 кгс/см ²	
Правый нижний	50–54 кгс/см ² на 17 м	10,9 кгс/см ² у конца
Левый верхний	54–56 кгс/см ² на 17 м	11,8 кгс/см ² у конца
Левый нижний	54–56 кгс/см ² на 17 м	11,3 кгс/см ² у конца

Таким образом, примерно по всем трем отводам проходит равное количество смеси.

Приведенные данные позволили более точно, чем раньше, определить параметры фонтанирования скважины по состоянию на 27.01.86 г. из следующей схемы отвода (рис. 5.9а).

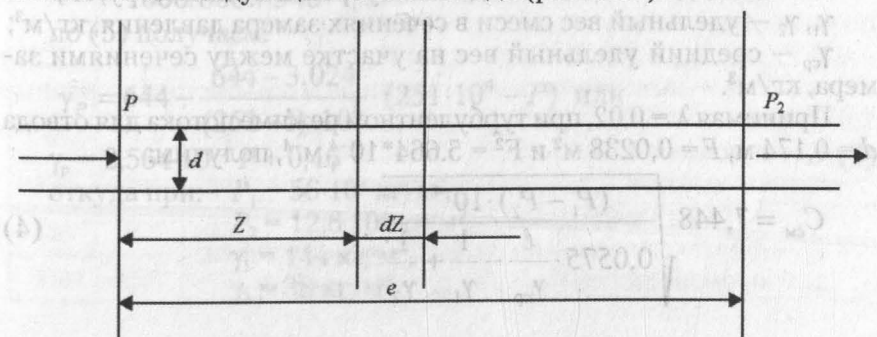


Рис. 5.9а. Расчетная схема отвода

Расчет расхода смеси по отводу на участке одного диаметра между двумя манометрами выполним в предположении, что трубопровод горизонтален, поток изотермичен, а потери давления (при равенстве скоростей движения фаз смеси) расходуется на преодоление сил трения и инерции в соответствии с уравнением движения:

$$-\frac{dP}{dZ} = \frac{\lambda \rho v^2}{2d} + \frac{d}{dZ}(\rho v^2), \quad (1)$$

где: Z — расстояние вдоль потока;

P — давление;

ρ, v — плотность и скорость газонефтяной смеси;

λ — коэффициент гидравлических сопротивлений;

d — внутренний диаметр отвода.

Интегрируя уравнение (1) между сечениями, в которых измеряется давление, получаем:

$$P_1 + P_2 = \frac{\lambda G_{\text{см}}^2}{2gdF^2} \cdot \frac{\ell}{\gamma_{\text{ср}}} - \frac{G_{\text{см}}^2}{gF^2\gamma_1} + \frac{G_{\text{см}}^2}{gF^2\gamma_2}. \quad (2)$$

Отсюда получаем расчетную формулу для определения весового расхода смеси по отводу в виде:

$$G_{\text{см}} = \sqrt{\frac{gF^2(P_1 - P_2)}{\lambda \ell / 2d \cdot 1/\gamma_{\text{ср}} - 1/\gamma_1 + 1/\gamma_2}}, \quad (3)$$

где: $G_{\text{см}}$ — весовой расход смеси, кгс/см;

g — ускорение силы тяжести;

d — внутренний диаметр отвода, м;

P_1, P_2 — давления (абсолютные) в сечениях замера, кгс/см²;

F — площадь сечения отвода по внутреннему диаметру, м²;

γ_1, γ_2 — удельный вес смеси в сечениях замера давления, кг/м³;

$\gamma_{\text{ср}}$ — средний удельный вес на участке между сечениями замера, кг/м³.

Принимая $\lambda = 0,02$, при турбулентном режиме потока для отвода $d = 0,174$ м, $F = 0,0238$ м² и $F^2 = 5,664 \cdot 10^{-4}$ м⁻⁴, получим:

$$C_{\text{см}} = 7,448 \sqrt{\frac{(P_1 - P_2) \cdot 10^{-4}}{0,0575 \cdot \frac{\ell}{\gamma_{\text{ср}}} - \frac{1}{\gamma_1} + \frac{1}{\gamma_2}}}. \quad (4)$$

Плотность смеси при любом давлении P ниже давления насыщения $P_{\text{нас}}$ определяется из выражения:

$$\gamma_{(P)} = \gamma_{\text{нас}} - \frac{\gamma_{\text{нас}} - \gamma_{\text{ат}}}{P_{\text{нас}} - P_{\text{ат}}} \cdot (P_{\text{нас}} - P) \quad \text{при } P_{\text{нас}} \geq P \geq P_{\text{ат}} \quad (5)$$

$$\gamma_{\text{ат}} = \frac{1000 + \Gamma_{\phi} \cdot \gamma_{\text{гн}}}{1000/\gamma_{\text{н}} + \Gamma_{\phi}} \quad (6)$$

где: $\gamma_{(P)}$ — удельный вес газонефтяной смеси, кг/м^3 при давлении P ;

$\gamma_{\text{нас}}$, $\gamma_{\text{ат}}$ — то же кг/м^3 , при давлении насыщения $P_{\text{нас}}$ и атмосферном $P_{\text{ат}} = 1 \cdot 10^4 \text{ кг/м}^2$;

$\gamma_{\text{гн}}$ — удельный вес газа, кг/м^3 ;

$\gamma_{\text{н}}$ — удельный вес газированной нефти, кг/м^3 ;

Γ_{ϕ} — газовый фактор, $\text{НМ}^3 / 1000 \text{ кг}$ (по дегазированной нефти)

Средний удельный вес смеси:

$$\gamma_{\text{ср}} = 0,5(\gamma_1 - \gamma_2), \quad (7)$$

где: γ_1 и γ_2 — удельные веса смеси в начале и конце участка при P_1 и P_2 определяются по (5) и (6).

Для уточненного расчета G на основании выше приведенных значений давления и данных принято:

$$\gamma_{\text{н}} = 806 \text{ кг/м}^3, \quad \gamma_{\text{гн}} = 1,2 \text{ кг/м}^3,$$

$$\Gamma_{\phi} = 546 \text{ НМ}^3 / 1000 \text{ кг},$$

$$P_{\text{нас}} = 251 \cdot 10^4 \text{ кг/м}^2,$$

$$P_1 = (55+1) \cdot 10^4 = 56 \cdot 10^4 \text{ кг/м}^2; \quad P_2 = (11,6+1) \cdot 10^4 = 12,6 \cdot 10^4 \text{ кг/м}^2.$$

по (6) имеем:

$$\gamma_{\text{ат}} = \frac{1000 + 564 \cdot 1,2}{1000/806 + 546} = 3,024 \text{ кг/м}^3 \quad (8)$$

по (5) получаем:

$$\gamma_P = 644 - \frac{644 - 3,024}{(251 - 1) \cdot 10^4} \cdot (251 \cdot 10^4 - P) \quad \text{или} \quad (9)$$

$$\gamma_P = 2,564 \cdot 10^{-4} \cdot P + 0,46$$

откуда при: $P_1 = 56 \cdot 10^4 \text{ кг/м}^2,$

$$P_2 = 12,6 \cdot 10^4 \text{ кг/м}^2,$$

$$\gamma_1 = 144 \text{ кг/м}^3,$$

$$\gamma_2 = 38 \text{ кг/м}^3,$$

по (9):

$$\gamma_{\text{ср}} = 0,5(144 + 38) = 91 \text{ кг/м}^3,$$

по (4):

$$G_{\text{см}} = 7,448 \cdot \sqrt{\frac{(56 - 12,6) \cdot 10^4 \cdot 10^{-4}}{0,0575 \cdot \frac{233}{91} - \frac{1}{144} + \frac{1}{38}}} = 120,36 \text{ кг/с} = 10,4 \frac{\text{тыс. т}}{\text{сут}}$$

на трех отводах:

$$G_{\text{см}} = 31,2 \text{ тыс. т/сут, в том числе;}$$

$$\text{нефти} - G_{\text{н}} = 31,2/1,655 = 18,55 \text{ тыс. т/сут;}$$

$$\text{газа} - Q_{\text{г}} = 546 \cdot 18850 \cdot 10^{-6} = 10,3 \text{ млн. нм}^3/\text{сут.}$$

Данные показателей, рассчитанных выше, подтверждают значения показателей, полученных расчетом параметров фонтанирования по оценке выброса бурильных труб из скважины.

5.4. Расчет глушения в «лоб»

При распределении значений давлений, возникающих в процессе глушения скважины, предполагается, что заказчику раствора ИБР плотностью $2,00 \text{ г/см}^3$ начинают производить мгновенно после закрытия скважины. При этом в скважину продолжает поступать пластовый флюид с затухающим расходом по газу и происходит перераспределение давления расходом по газу и происходит перераспределение давления в околоствольной зоне пласта.

Еще одно предложение заключается в отсутствии проскальзывания газа через раствор — при глушении ИБР сжимает газ подобно поршню.

Расчет давления при сжатии газа производится с учетом данных по газовому фактору института «Гидростокнефть»:

$$P_o V_{\text{скв}} = (V_{\text{скв}} - [(AP_c + B)q_n + q_p] \cdot t) \cdot P_c \quad (5.32)$$

где A, B — эмпирические постоянные, соответственно равные 1,63 и 400;

P_c — давление сжатого газа;

P_o — начальное давление в скважине;

$V_{\text{скв}}$ — объем скважины;

q_n — дебит скважины по дегазированной нефти;

q_p — производительность подачи раствора.

И ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИНЫ

Для оценки изменения забойного давления использовалась эмпирическая формула, полученная при обработке результатов испытаний скважин Тенгизской площади:

$$P_{\text{вос}} = P_{\text{н}} + C \lg t \quad (5.33)$$

где: $P_{\text{н}}$ — начальное давление, МПа;

C — эмпирическая постоянная, $C = 7,0$;

t — время после остановки скважины, мин.

Значение постоянной C принято максимальным из зарегистрированных. Формула (5.33) получена при анализе участков кривы восстановления за первые 50 минут.

В приводимых ниже таблицах введены следующие обозначения:

t — время с начала закачки раствора, с;

$V_{\text{р}}$ — объем закачанного раствора, с;

$P_{\text{с}}$ — давление сжатого газа, 10 МПа;

$P_{\text{гс}}$ — гидростатическое давление столба раствора, 10 МПа

$P_{\text{з}}$ — забойное давление, 10 МПа;

$P_{\text{у}}$ — устьевое давление, 10 МПа;

$P_{\text{вос}}$ — восстановленное давление на забое скважины, 10 МПа.

В таблицах 5.10 и 5.11 представлены графики глушения для двух крайних случаев — максимально и минимального дебитов из таблицы 5.9.

Таблица 5.10

T	$V_{\text{р}}$	$P_{\text{с}}$	$P_{\text{гс}}$	$P_{\text{з}}$	$P_{\text{у}}$	$P_{\text{вос}}$	Примечание
10	1,9	216	10	365	206	460	$q_{\text{р}} = 190$ л/с
20	3,8	230	19	388	211	460	$q_{\text{н}} = 13600$ л/сут
30	5,7	234	29	402	205	460	$\rho_{\text{р}} = 2,00$ г/см ³
40	7,6	236	39	414	194	460	
50	9,5	238	49	426	189	460	
60	11,4	240	58	437	182	460	
120	22,8	264	117	520	147	481	начало поглощения
180	34,2	278	175	592	103	499	
240	45,6	287	234	660	53	502	

Таблица 5.11

t	V_p	P_c	$P_{гс}$	P_a	P_y	$P_{вос}$	Примечание
10	1,9	190	10	180	244	330	$q_p = 190$ л/с
20	3,8	212	19	193	275	330	$q_a = 6976$ л/сут
30	5,7	223	29	194	296	330	$\rho_p = 2,00$ г/см ³
40	7,6	228	39	189	311	30	
50	9,5	232	49	183	325	330	
60	11,4	234	58	176	336	330	
120	22,8	262	117	145	423	351	начало поглощения
180	34,2	277	175	102	496	363	
240	45,6	287	234	53	565	372	

5.4.1. Исследование скважины при глушении «в лоб»

Для определения параметров процесса глушения «в лоб» 31.01.86 была закачка раствора ИРБ плотностью 2,00 г/см³. Параметры процесса закачки приводятся на рис. 5.10.

Как следует из графика, рост давления на устье до 30 секунд полностью соответствовал расчетному. Затем в течение примерно 10 секунд, давление стабилизировалось и составило 21,0 МПа, после чего произошел скачкообразный рост давления до 45,0 МПа. В этот момент были открыты отводы и прекращена подача раствора.

Отмеченный рост давления связан с неустойчивостью поверхности раздела буровой раствор — газожидкостная смесь, в результате чего произошел прорыв газа на устье. Давление сжатия 22,3–23,4 МПа газовым пузырем было перенесено на устье, где имелось 21,0 МПа. Таким образом на устье получается 21,0 + 22,3–23,4 = 44,4 МПа, что с разницей примерно 2% совпадает с зарегистрированным значением.

Таким образом, глушение скважины «в лоб» раствором ИБР-2 возможно лишь при периодическом стравливании с устья.

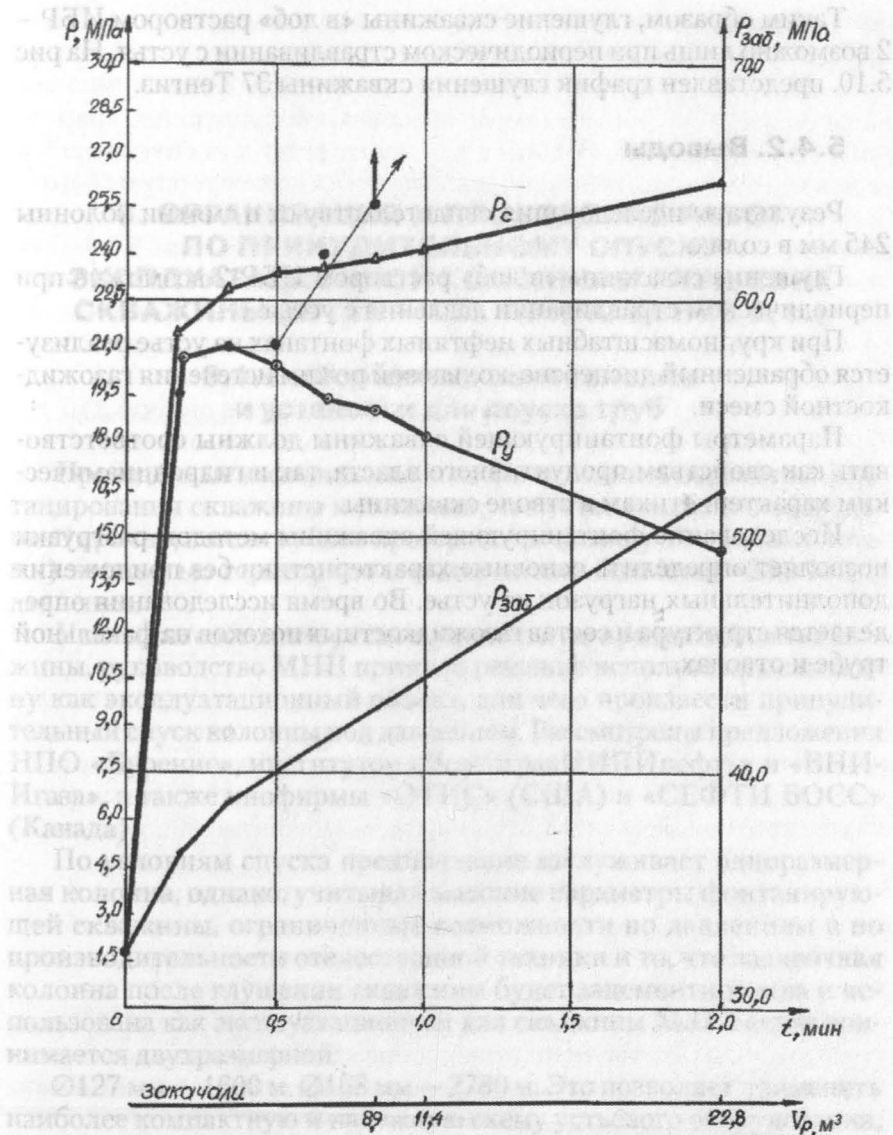


Рис. 5.10. График глушения скважины №37-Тенгиз (31.01.86 г.):

- — фактическое, ⊗, △ — теоретическое, P_c — давление сжатия газа, P_y — давление на устье, P_{зab} — давление на забое

Таким образом, глушение скважины «в лоб» раствором ИБР-2 возможно лишь при периодическом стравливании с устья. На рис. 5.10. представлен график глушения скважины 37 Тенгиз.

5.4.2. Выводы

Результаты исследования свидетельствуют о смятии колонны 245 мм в солях.

Глушение скважины «в лоб» раствором ИБР-2 возможно при периодическом стравливании давления с устья.

При крупномасштабных нефтяных фонтанах на устье реализуется обращенный дисперсно-кольцевой режим истечения газожидкостной смеси.

Параметры фонтанирующей скважины должны соответствовать как свойствам продуктивного пласта, так и гидродинамическим характеристикам в стволе скважины.

Исследование фонтанирующей скважины методом разгрузки позволяет определить основные характеристики без приложения дополнительных нагрузок на устье. Во время исследования определяется структура и состав газожидкостных потоков на факельной трубе и отводах.

31.01.86 была закачка раствора ИБР-2 плотностью 2,00 г/см³. Параметры процесса закачки приводятся на рис. 5.10.

Как следует из графика, рост давления на устье до 10 секунд полностью соответствовал расчетному. Затем в течение примерно 10 секунд давление стабилизировалось и составило 22,0 МПа, после чего произошел скачкообразный рост давления до 45,0 МПа. В этот момент были открыты отводы и прекращена подача раствора.

Отмеченный рост давления связан с неустойчивостью поверхности раздела буровой раствор – газожидкостная смесь, в результате чего произошел прорыв газа на устье. Давление сжатия 22,3–23,4 МПа газовым пузырем было перенесено на устье, где имелось 21,0 МПа. Таким образом на устье получается 21,0 + 22,3–23,4 = 44,3–44,4 МПа, что с разницей примерно 2% совпадает с зарегистрированным давлением.

Таким образом, при фонтанировании скважины ИБР-2 возможно лишь при периодическом стравливании с устья.

6. ОРГАНИЗАЦИЯ И ПРОВЕДЕНИЕ РАБОТ ПО ПРИНУДИТЕЛЬНОМУ СПУСКУ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ И ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИНЫ (ШТАБ — СМ. ПРИЛОЖЕНИЕ 6.1.)

6.1. Выбор компоновки колонны и установки для спуска труб

Проведенные исследования позволили оценить параметры фонтанирования скважины и показали, что устье скважины оборудовано прочно, а межтрубное пространство (между 9" и 12" колоннами) полностью герметично и выдерживает большие (>25,0 МПа) давления.

Учитывая состояние устья и уникальную продуктивность скважины, руководство МНП приняло решение использовать скважину как эксплуатационный объект, для чего произвести принудительный спуск колонны под давлением. Рассмотрены предложения НПО «Бурение», институтов «ВолгоградНИПИнефть» и «ВНИИгаза», а также инофирмы «ОТИС» (США) и «СЕФТИ БОСС» (Канада).

По условиям спуска предпочтение заслуживает одноразмерная колонна, однако, учитывая высокие параметры фонтанирующей скважины, ограниченные возможности по давлениям и по производительности отечественной техники и то, что задавочная колонна после глушения скважины будет зацементирована и использована как эксплуатационная для скважины №37-Тенгиз принимается двухразмерной:

Ø127 мм — 1600 м, Ø168 мм — 2780 м. Это позволяет применить наиболее компактную и надежную схему устьевого оборудования, безопасное проведение работ, импортные антикоррозионные обсадные трубы без специальной подготовки, серийно выпускаемы импортные обратные клапаны-пробки и использовать отечественную

цементировочную технику для глушения и цементирования обсадной колонны (рис. 6.1.).

Для спуска труб под давлением принята гидравлическая установка фирмы «ОТИС» с противовыбросовым оборудованием фирмы «Камерон» (рис. 6.2). В связи с тем, что агрегат для спуска труб в скважину под давлением устанавливается на превенторную сборку, возникает необходимость укрепить устье так, чтобы оно могло выдержать вес спущенной в скважину колонны труб (рис. 6.3.). Для этой цели изготовлен хомут сварной конструкции, который устанавливается в зоне фланцевого соединения превенторов с крестовиной. Между фланцами превентора и крестовины имеется зазор $v = 20$ мм. В него входит борт хомута, толщина которого 18 мм (поз. 3.).

Хомут, стянутый 8-ю болтами $\varnothing M20$, является опорой для четырех подкосов из труб $\varnothing 168$ мм. Нижними опорами подкосов являются закладные детали (поз. 17), установленные в бетоне фундаменте. Общая несущая способность дополнительной опоры, снимающей вертикальную нагрузку с устья, составляет 150 т. Расположение хомута, опор и подвыщечного основания показаны на рис. 6.3. Основание под вышку (поз. 1) служит для установки на нем крана, с помощью которого монтируются узлы установки для спуска труб под давлением. Основание установлено также на фундамент. С целью предохранения устья установлена ферма (поз.8), стяжки (поз. 7). На рис. 6.3. также показана первоначальная сборка на устье. Она включает: хомут на колонне 426 мм (поз.11), стяжные шпильки $\varnothing 42$ мм (поз. 12), катушка колонной головки (поз. 15) две крестовины (поз. 13,14), спаренный плащечный превентор и универсальный превентор (поз. 4).

Кроме того, смонтирован специальный стенд для монтажа, испытания и опрессовки импортного оборудования. Заведены обсадные, насосно-компрессорные трубы, необходимое оборудование и материалы.

Учитывая повышенную опасность и высокую сложность предстоящих работ, провели индивидуальное собеседование со специалистами военизированных служб, допущенных к выполнению работ.

Все специалисты подтвердили желание и необходимую профессиональную подготовку для работ по спуску труб под давлением. С 4 по 10 июля 1986 г. провели монтаж установки «ОТИС», смон-

тирован пульт управления дросселем, сборки линий стравливания и привязки узла выравнивания давления, подготовлены к работе две станции управления превенторами.

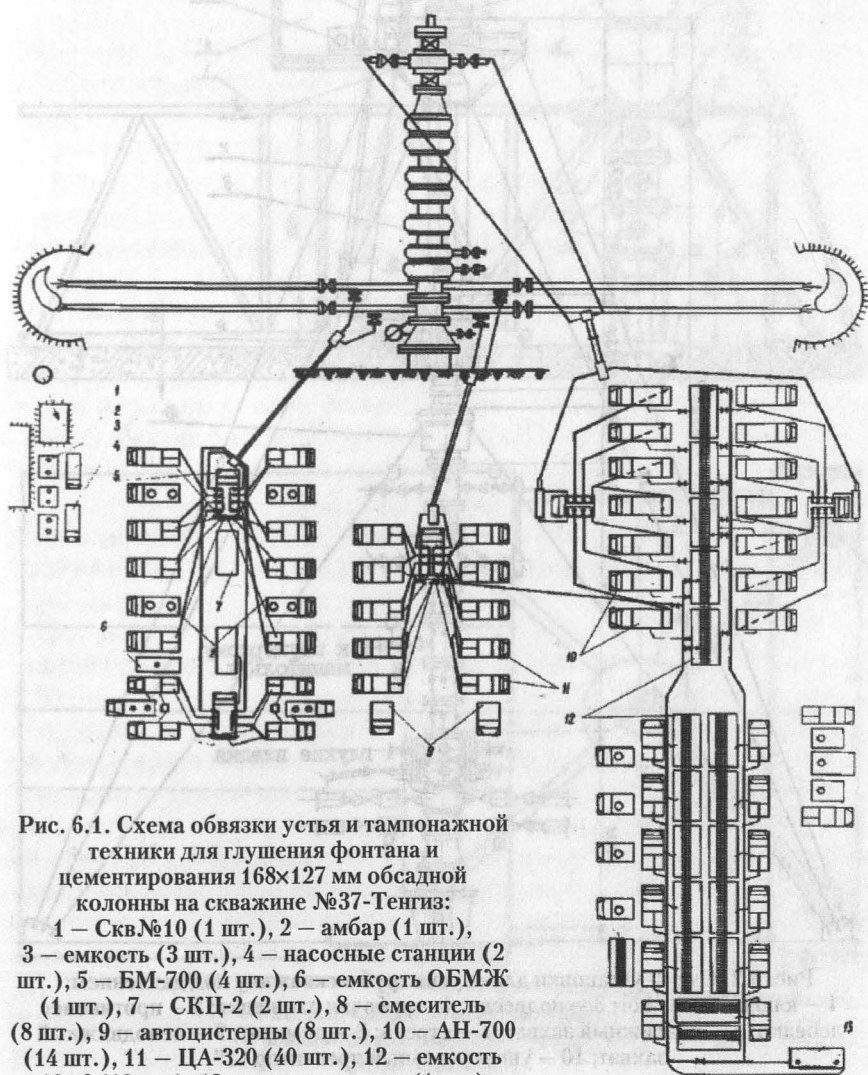


Рис. 6.1. Схема обвязки устья и тампонажной техники для глушения фонтана и цементирования 168x127 мм обсадной колонны на скважине №37-Тенгиз:

- 1 – Скв.№10 (1 шт.), 2 – амбар (1 шт.),
- 3 – емкость (3 шт.), 4 – насосные станции (2 шт.), 5 – БМ-700 (4 шт.), 6 – емкость ОБМЖ (1 шт.), 7 – СКЦ-2 (2 шт.), 8 – смеситель (8 шт.), 9 – автоцистерны (8 шт.), 10 – АН-700 (14 шт.), 11 – ЦА-320 (40 шт.), 12 – емкость 40 м³ (18 шт.), 13 – подогреватель (1 шт.)

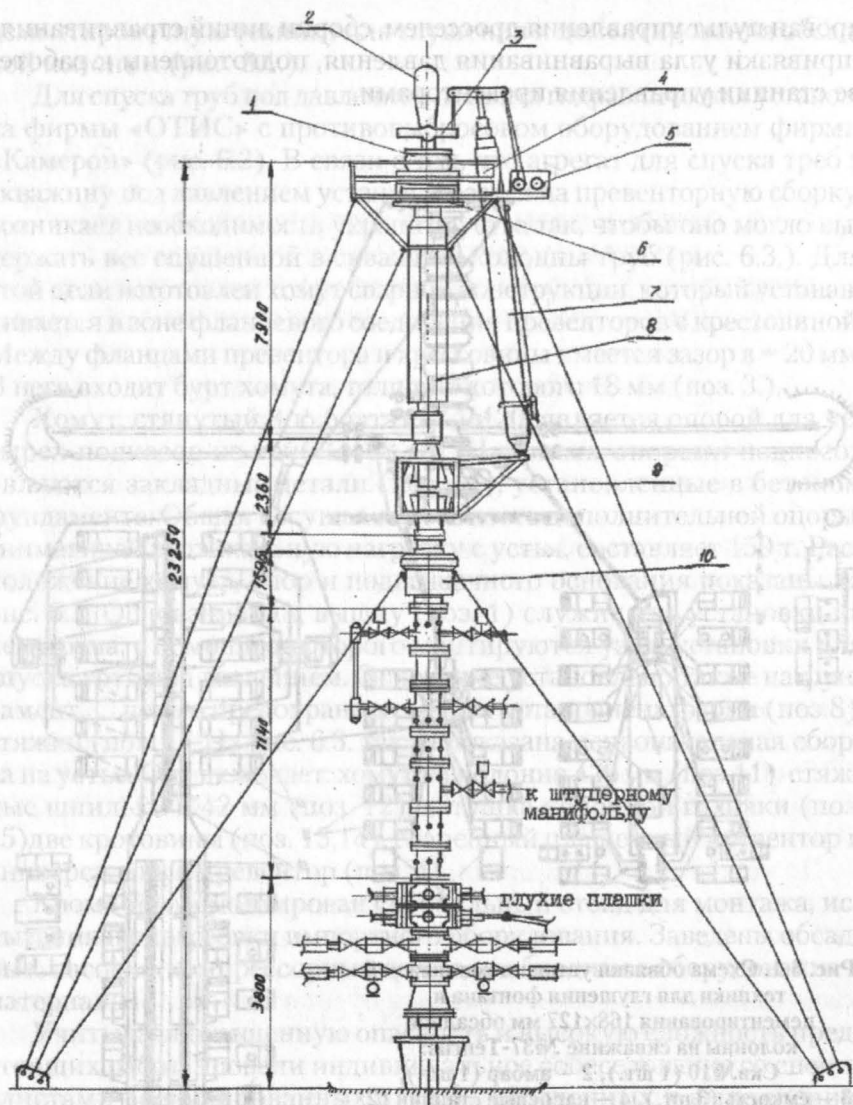


Рис. 6.2. Схема установки для спуска труб в скважину под давлением: 1 – ключ; 2 – вертлюг; 3 – подвеска; 4 – рабочая площадка; 5 – противовес лебедки; 6 – подвижный захват; 7 – стрела; 8 – домкрат; 9 – неподвижный захват; 10 – универсальный пренватор 11”

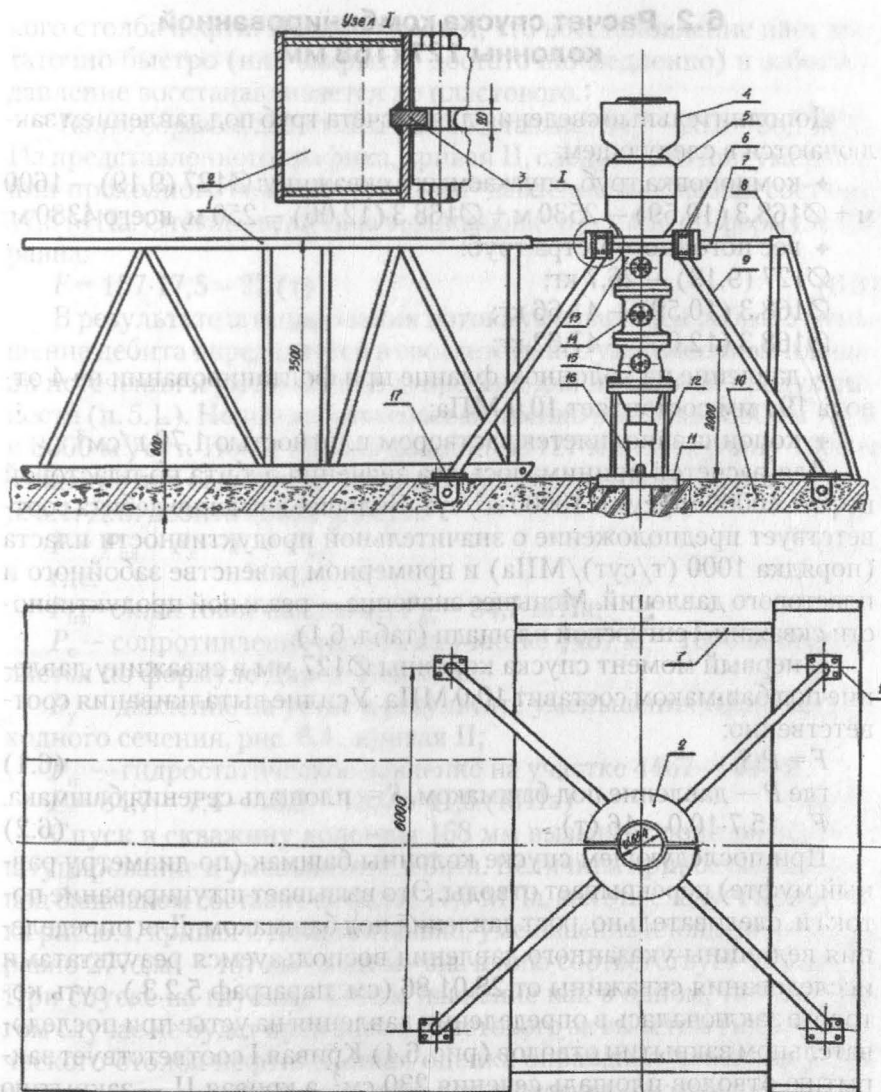


Рис. 6.3. Схема компоновки ПВО
с усиленной несущей способностью
устья скважины

6.2. Расчет спуска комбинированной колонны 127x168 мм

Дополнительные сведения для расчета труб под давлением заключаются в следующем:

- ♦ компоновка труб, спускаемых в скважину: $\varnothing 127$ (9,19) – 1600 м + $\varnothing 168,3$ (10,59) – 2530 м + $\varnothing 168,3$ (12,06) – 250 м, всего 4380 м;
- ♦ вес погонного метра труб:
 $\varnothing 127$ (9,19) – 26,7 кг;
 $\varnothing 168,3$ (10,59) – 41,66 кг;
 $\varnothing 168,3$ (12,06) – 47,62 кг;
- ♦ давление на колонном фланце при фонтанировании на 4 отвода 194 мм составляет 10,0 МПа;
- ♦ колонна заполняется раствором плотностью 1,70 г/см³.

Для расчетов принималось два значения дебита по пластовой нефти: 40000 м³/сут и 10000 м³/сут. Большее значение дебита соответствует предположение о значительной продуктивности пласта (порядка 1000 (т/сут)/МПа) и примерном равенстве забойного и пластового давлений. Меньшее значение — реальной продуктивности скважин Тенгизской площади (табл. 6.1).

В первый момент спуска колонны $\varnothing 127$ мм в скважину давление под башмаком составит 10,0 МПа. Усилие выталкивания соответственно:

$$F = P \cdot S, \quad (6.1)$$

где P — давление под башмаком, S — площадь сечения башмака.

$$F = 15,7 \cdot 10,0 \approx 16 \text{ (т)} \quad (6.2)$$

При последующем спуске колонны башмак (по диаметру равный муфте) перекрывает отводы. Это вызывает штуцирование потока и, следовательно, рост давления под башмаком. Для определения величины указанного давления воспользуемся результатами исследования скважины от 28.01.86 (см. параграф 5.2.3.), суть которого заключалась в определении давления на устье при последовательном закрытии отводов (рис. 6.4). Кривая I соответствует закрытию отводов площадь сечения 230 см², а кривая II — закрытию скважины диаметром 220 мм — площадь сечения 380 см².

Кривые проведены таким образом, чтобы при полном закрытии получить на устье пластовое давление за вычетом гидростатичес-

кого столба нефти. Предполагается, что восстановление идет достаточно быстро (или закрытие достаточно медленно) и забойное давление восстанавливается до пластового.

Таким образом, данное значение составляет $84,7 - 28,6 = 56,1$ МПа. Из представленного графика, кривая II, следует, что при уменьшении проходного сечения на 157 см^2 давление на башмак составит $17,5$ МПа. Отсюда, величина возникающего усилия по формуле 6.1. равна:

$$F = 157 \cdot 17,5 \approx 27 \text{ (т)} \quad (6.3)$$

В результате штуцирования потока уменьшается дебит. Уменьшение дебита определяется в соответствии с уменьшением площади истечения и уменьшению депрессии для известной продуктивности (п. 5.1.). Новые дебиты соответственно составят $23500 \text{ м}^3/\text{сут.}$ и $8000 \text{ м}^3/\text{сут.}$ После спуска колонны $\varnothing 127$ мм на глубину 1600 м давление под башмаком, очевидно, определяется по зависимостям п. 5.1. Для дебита $23500 \text{ м}^3/\text{сут.}$:

$$P = P_{\text{пл}} - P_c - P_y - P_{\text{гс}} \quad (6.4)$$

где:

$P_{\text{пл}}$ — пластовое давление, $P_{\text{пл}} = 84,7$ МПа;

P_c — сопротивление потока на участке $4467 \text{ м} - 1600 \text{ м}$, определяется по формуле Дарси-Вейсбаха;

P_y — давление на устье в результате уменьшения площади выходного сечения, рис. 6.4., кривая II;

$P_{\text{гс}}$ — гидростатическое давление на участке $4467 - 1600 \text{ м}$.

$$P = 84,7 - 7,4 - 18,3 - 18,0 = 41,0 \text{ (МПа)} \quad (6.5.)$$

Спуск в скважину колонны 168 мм вызывает дополнительное штуцирование и уменьшение дебита. Величина прироста давления под башмаком составит не более $17,0$ МПа, как это следует из графика рис. 6.4, кривая I. Действительно, уменьшение площади штуцера равно $277 \text{ см}^2 - 157 \text{ см}^2$, а этому значению соответствует $17,0$ МПа. При спуске на глубину 4380 м давление как в одном, так и в другом случае не будет превышать пластового за вычетом гидростатического столба нефти. Данная оценка оправдана длительностью спуска колонны, превышающим режим восстановления давления, что позволяет определить наилучший вариант. Максимальное значение дебитов в процессе каждого этапа расчета так же дает наилучшее для практики значения.

Нагрузки на колонну 127×168

Глубина спуска труб, м	Дебит пластового флюида, м ³ /сут	Давление под башмаком 127 мм колонны, МПа	Сила выталкивания, действующая на башмак, т
0	10000	100	16
30	8000	175	27
1600	8000	381	60
1600**	5500	531	83
4380	5500	841	132
0	40000	100	16
30	23500	175	27
1600	23500	410	64
1600**	10842	580	91
4380	10842	841	132

* — значение меньше 1 тонны

** — в скважину спущена колонна Ø168 мм

Сопротивление спускаемой колонны потоку при обтекании определялось по формуле:

$$F = 0,02 \frac{\rho_{\text{ф}} \cdot V^2}{2} \cdot \pi \cdot L_{\text{к}} \cdot d \quad (6.6.)$$

где $\rho_{\text{ф}}$ — плотность флюида,

V — скорость потока,

$L_{\text{к}}$ — длина колонны,

d — диаметр.

Например, для дебита 8000 м³/сут имеем при $L_{\text{к}} = 1600$ м.

$$F = \frac{0,02}{2} \cdot 640 \left(\frac{8000}{24 \cdot 3600 \cdot 0,0253} \right)^2 \cdot 3,14 \cdot 0,127 \cdot 1600 = 5 \text{ (т)} \quad (6.7.)$$

Сила трения спускаемой колонны о колонну 245 мм, вызванная потерей устойчивости и изгибом, оценивалась с помощью уравне-

Таблица 6.1

при спуске под давлением

Вес колонны с раствором, т	Выталкивающая сила Архимеда, т	Сила сопротивления обтекания колонны, т	Доп. сила, вызванная эксцентричностью, т	Усилие за- талкивания, т
*	*	*	*	16
*	*	*	*	27
68	13	5	22	32
68	13	1	30	59
265	53	18	48	-14
*	*	*	*	16
*	*	*	*	27
68	13	47	23	79
68	13	10	33	79
265	53	70	48	38

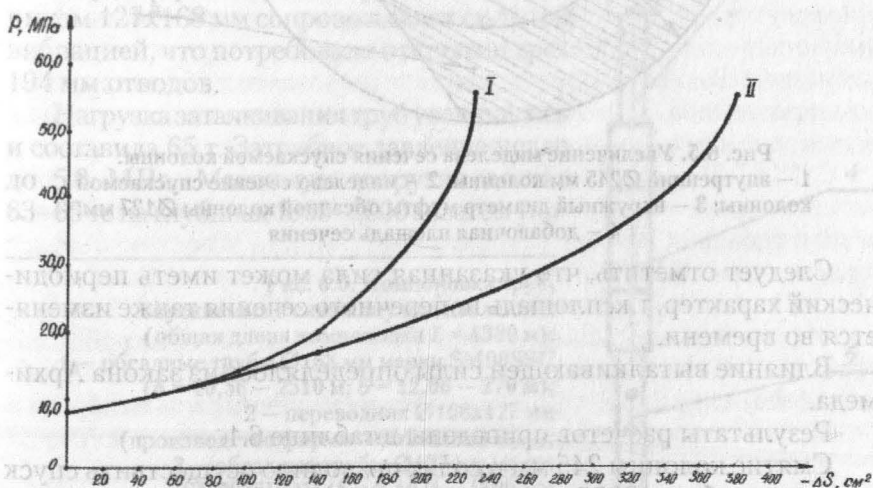


Рис. 6.4. Зависимость возрастания давления на устье от уменьшения площади проходного отверстия

ния Эйлера. Ее значение не превышало 1 т., по этому в заключительной таблице оно не приводится.

Отклонение от коаксиального расположения спускаемой колонны в скважине, вызвано ее изгибом и специально приводимым вращением, увеличивает площадь поперечного сечения. Соответственно увеличивается выталкивающая сила. Дополнительный прирост площади равен 57 см^2 (рис. 6.5).

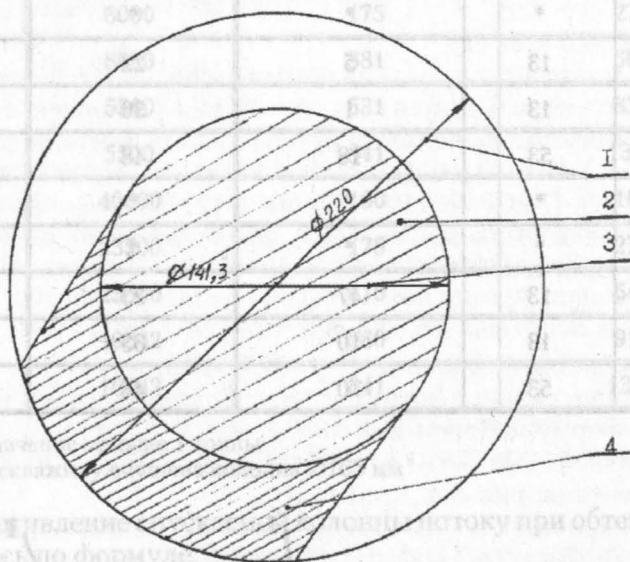


Рис. 6.5. Увеличение миделева сечения спускаемой колонны:

- 1 — внутренний $\text{Ø}245$ мм колонны; 2 — миделево сечение спускаемой колонны; 3 — наружный диаметр муфты обсадной колонны $\text{Ø}127$ мм; 4 — добавочная площадь сечения

Следует отметить, что указанная сила может иметь периодический характер, т.к. площадь поперечного сечения также изменяется во времени.

Влияние выталкивающей силы определялось из закона Архимеда.

Результаты расчетов приведены в таблице 6.1.

Смятие колонны 245 мм в солях позволило осуществить спуск лишь до глубины 3096 м (для расчетов берем 3090 м). Усилие заправки колонны определялось по манометру в гидравлической системе установки.

6.3. Технологии принудительного спуска труб под давлением

10 июля 1986 года приступили к спуску труб под давлением. Компоновка спускаемой колонны показана на рис. 6.6. Максимальное усилие при заталкивании 127 мм труб составило 35–40 т на глубине 1463 м. На этой глубине начали долив труб раствором бромистого кальция плотностью 1,7 г/см³. При спуске последних труб давление в межтрубном пространстве составило 7,0–8,0 МПа, в статическом положении снизилось с 12,0 до 10,0 МПа. 14.07.86 г. спустили 1619 м труб диаметром 127 мм.

Навернули переводник 127×168 мм фирмы «Сумитомо» одну 168 мм обсадную трубу и установили шаровой кран. Спуск труб производили только в дневное время и каждый раз перед окончанием работ на трубы устанавливали шаровой кран.

Спуск первой 168 мм трубы с переводником 127×168 мм сопровождался сильной вибрацией, что потребовало открытия трех 194 мм отводов.

Нагрузка заталкивания труб увеличилась и составила 65 т. Затрубное давление упало до 5,0 МПа. Максимум нагрузки достиг 63–65 тс на глубинах 1900–2000 м, затем уси-

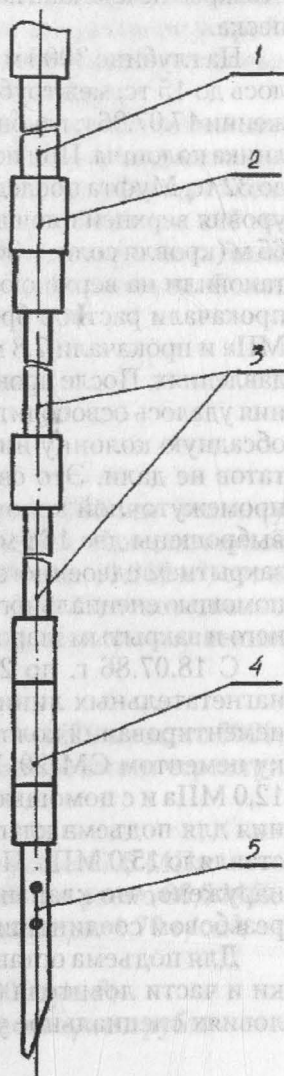


Рис. 6.6. Компоновка труб,

спускаемых в скважину под давлением

(общая длина компоновки $L = 4380$ м):

1 — обсадные трубы $\varnothing 168$ мм марки SM90SSU ($\delta = 10,56 - 2510$ м; $\delta = 12,06 - 270$ м);

2 — переводник $\varnothing 168 \times 127$ мм

(производство фирмы «СУМИМОТО»);

3 — обсадные трубы $\varnothing 127$ мм марки SM2035ΠOU ($\delta = 9,19$ м — 1600 м);

4 — ниппель с клапаном/пробкой (производство фирмы «ОТИС»);

5 — башмачная труба ($l = 2,5$ м)

лие начало уменьшаться. При спуске всего 246 штук труб усилие заталкивания составляло 36 тс, межтрубное давление 8,0 МПа.

В работе установки в течение одного дня были неполадки: порыв гидравлического шланга на уровне универсального превентора «Шаффер», порыв тросика для подъема труб с падением трубы, незакрытие клапана на верхнем пульте управления из-за попадания песка.

На глубине 3000 м (300 штук труб) усилие заталкивания снизилось до 15 тс, межтрубное давление составило 6,5 МПа. При достижении 17.07.86 г. глубины 3090–3098 м была отмечена посадка и заклинка колонны. При посадке колонны усилие заталкивания выросло до 32 тс. Муфта последней трубы находилась на расстоянии 3,6 м от уровня верхней площадки. Башмак колонны ниже кровли солей на 65 м (кровля соли — 3030 м). В связи с окончанием рабочего дня установили на верхнюю трубу шаровой кран, заливочную головку и прокачали раствор бромида кальция. Продавку произвели на 14,0 МПа и прокачали 7,8 м³ раствора на нормальных для этой глубины давлениях. После прокачки раствора бромида кальция и расхаживания удалось освободить колонну. Неоднократные попытки спустить обсадную колонну ниже глубины 3096 м положительных результатов не дали. Это свидетельствовало о нарушении целостности промежуточной колонны 245 мм ниже кровли солей. Затем были выброшены две 168 мм обсадные трубы, устье загерметизировано закрытием сдвоенного превентора с плашками под 168 мм трубы с помощью специального патрубка диаметром 168 мм с навернутым на него и закрытым шаровым краном.

С 18.07.86 г. по 21.07.86 г. проводились работы по монтажу нагнетательных линий обвязки устья скважины для глушения и цементирования колонны. Закончили установку агрегатов и затарку цементом СМ-20. Установили лубрикатор, опрессовали его на 12,0 МПа и с помощью лебедки «КАМКО» спустили приспособления для подъема клапана-пробки. Давление на устье в трубах составляло 15,0 МПа. После подъема и снятия лубрикатора было обнаружено, что клапан-пробка остался в скважине из-за отворота в резьбовом соединении одного из элементов ловителя.

Для подъема оставшегося в скважине обратного клапана-пробки и части ловителя было спущено изготовленное в местных условиях специальное устройство. Все резьбовые соединения были

тщательно закреплены. После спуска этого устройства и фиксации захвата оставшихся в колонне деталей произвели подъем. Из-за разворота одного из резьбовых соединений устройства из-за сильной вибрации спущенной колонны, высокой температуры среды в колонне осталось: шланг и механический ЯСС общей длиной 1,6–1,8 м.

23.07.86 г. для подъема оставшегося в колонне обратного клапана-пробки и частей ловителя вновь было спущено специальное устройство, изготовленное в мастерских ТЭГРБ; все заводские резьбовые соединения были зафиксированы электрозаклепками.

После спуска ловителя и захвата им пробку и других оставшихся деталей произвели подъем. Более двух часов расхаживания пробку с повышенными нагрузками при ее прохождении через контрольный ниппель, установленный на 40 м выше башмака 127 мм обсадной колонны. В 19:00 местного времени на поверхность были извлечены обратный клапан-пробка и все узлы ловителя. Связь забоя с устьем была восстановлена.

6.4. Глушение скважины

Состояние скважины

В результате смятия колонны диаметром 245 мм колонну 127×168 мм удалось спустить на глубину 3090 м. Предлагаемый ниже расчет глушения приведен для двух дебитов: 40 000 м³/сут и по продуктивности скважин Тенгиза (табл. 6.2). Соответственно для двух дебитов имеются два состояния перед началом глушения.

Общие данные для расчета:

1. Забой 4467 м;
2. Колонна $\varnothing 127$ мм — 1620 м + $\varnothing 168$ мм — 1470 м, всего 3090;
3. Давление на устье (затрубье) при фонтанировании через три отвода $\varnothing 194$ мм — 7,0 МПа;
4. Давление насыщения 26,0 МПа;
5. Максимально допустимое давление на устье 17,5 МПа;
6. Давление под башмаком колоны 127×168 мм равно 66,5 МПа по результатам прокачки раствора СаВ₂ плотностью 1,70 г/см³;
7. Пластовое давление — 84,7 МПа;
8. Плотность раствора для глушения — 2,00 г/см³;
9. Глушение проводится путем закачки раствора в трубы.

Таблица 6.2

Параметры глушения скважины №37-Тенгиз
при спущенной колонне 127×168 мм на глубину 3090 м

Наименование параметров глушения	$Q_p = 60$ л/с, $P_y = 250$ МПа	$Q_p = 75$ л/с, $P_y = 150$ МПа	$Q_p = 65$ л/с, $P_y = 175$ МПа	$Q_p = 60$ л/с, $P_y = 150$ МПа	
				1	2
Дебит скважины, $q_{ф}$, л/с	65,0	108,0	93,0	108,0	36,0
Плотность смеси флюид+ИБР, $\rho_{см}$, г/см ³	1,29	1,20	1,20	1,13	1,49
Гидростатическое давление смеси, $P_{ст}$, МПа	39,9	37,0	37,0	34,9	46,0
Сопrotивление трения потока смеси, $P_{ст}$, МПа	14,2	28,3	21,9	22,5	9,7
Депрессия на пласт, ΔP , МПа	51,7	53,0	49,0	45,0	43,3
Забойное давление, P_z , МПа	87,9	89,0	85,2	81,2	79,5
Отклонение забойного давления от пластового + глушение, — нет глушения	+32	+43	+5	-35	-52

Вариант 1

Начальный (до спуска колонны) дебит 40000 м³/сут. Забойное давление равно пластовому 84,7 МПа.

Вариант 2

Продуктивность скважины 152 (м³/сут)/МПа по дегазированной нефти или 323 (м³/сут)/МПа по пластовой нефти.

Забойное давление :

$$P_3 = 66,5 + \left(\frac{4467 - 3090}{100} \right) \cdot 0,64 = 75,3 (\text{МПа}). \quad (6.8)$$

Дебит по флюиду (пластовой нефти):

$$= (84,7 - 75,3) \cdot 32,0 = 3043 (\text{м}^3/\text{сут}) \quad (6.9)$$

Глубина разгазирования составляет 1470 м, т.е. пространство между колоннами $\varnothing 245 - \varnothing 168$ мм.

Расчет параметров глушения скважины (ВНИИгаз)

После дополнительного укрепления устья скважины в начале июля 1986 г. начат принудительный спуск трубной колонны.

В процессе спуска 17.07.86 г. колонна стала на глубине около 3100 м предположительно из-за смятия колонны 244,5, в интервале залегания каменной соли, кровля которой находилась на глубине около 3050 м. Всего в скважину спущено (снизу – вверх) труб $127 \times 9,19$ мм марки 2035-ПЮУ и длиной 1619 м, весом 43,55 т и $168,3 \times 10,59$ мм, марки SM-90SSU, длиной 1477 м, весом 61,59 т. Общая длина колонны 3096 м, общий вес 105,6 т. Низ колонны оснащен съёмным обратным клапаном. Вся колонна заполнена водным раствором бромида кальция удельного веса $1,7 \text{ г/см}^3$.

При спуске труб усилие заталкивания на глубине 3000 м составило 15 т против расчетного 14,7 т.

Фонтанирование скважины продолжается через кольцевое пространство по трем отводам внутренним диаметром 174 мм, длиной по 250 м, при давлении на устье кольцевого пространства 80 кгс/см^2 (на 19.07.86 г.). На одном из отводов установлен манометр на расстоянии 17 м от устья, давление на котором зафиксировано – 23 кгс/см^2 .

При проведении замеров 27.01.86 г. на конце отвода давление составляло $5,9 \text{ кгс/см}^2$. Расчет по ранее приведенной методике при указанном режиме показал, что дебит флюида 644 кг/м^3 по одному отводу составляет 4,18 тыс.т/сут, а по всем трем отводам 12,55 тыс.т/сут или 225 л/с, в том числе: нефти 806 кг/м^3 , $G_n = 7,58$ тыс.т/сут, газа $G_n = 4.14$ млн.н.м³/сут.

На устье спущенной колонны установили головку для закачки жидкости и лубрикатор для обратного клапана. При снятии после-

дно (с помощью канатной техники), при колонне, заполненной раствором $1,7 \text{ г/см}^3$, зафиксировали давление на устье 150 кгс/см^2 . При этом давление у нижнего конца колонны на глубине 3100 м составило:

При дебите фонтана $12,55 \text{ тыс.т/сут.}$ флюида удельного веса 644 кг/м^3 ($145,25 \text{ кг/с}$) или $225,55 \text{ л/с}$ потеря на трение потока на участке скважины $4380-3100 \text{ м}$ (1280 м) по колонне внутренним диаметром $D_B = 0,22 \text{ м}$

$$P_{\text{ТР}} = \frac{8}{\pi^2 g D_B^5} \cdot \lambda \cdot \ell \cdot G_\phi \cdot Q_\phi =$$

$$= \frac{8}{3,14^2 \cdot 9,81 \cdot 0,22^5} \cdot 0,02 \cdot 1280 \cdot 145,25 \cdot 0,22555 =$$

$$= 134600 \text{ кгс/м}^2 = 13,5 \text{ кгс/м}^2 \quad (1)$$

Тогда забойное давление составляет:

$$P_{\text{заб}} = \gamma_\phi \cdot \frac{\ell}{10} + P_{\text{ТР}} + P_6 = 0,64 \cdot \frac{1280}{10} + 13,5 + 677 =$$

$$= 773 \text{ кгс/см}^2 \quad (2)$$

Депрессия на пласт:

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}} = 847 - 773 = 74 \text{ кгс/см}^2 \quad (3)$$

Продуктивность скважины составляет:

♦ по флюиду:

$$P_\phi = G_\phi / \Delta P = 12550 / 74 = 169,6 \text{ т/сут/ат} \quad (4)$$

♦ по дегазированной нефти 806 кг/м^3 :

$$P_n = G_n / \Delta P = 7580 / 74 = 102,5 \text{ т/сут/ат} \quad (5)$$

Таким образом, продуктивность скважины оказалась практически одинаковой с вычисленное по выбросу буровой колонны в 1985 г. , равной 104 т/сут/ат .

Расчеты показали, что при рассмотренном режиме фонтанирования интервал, в котором из потока нефти выделяется в скважине газ, составляет $0-500 \text{ м}$.

По исходным данным, вычисленной в п (5) продуктивности $P_n = 102,5 \text{ т/сут/ат}$ и методике ВНИИГаз проведены расчеты параметров глушения фонтана путем закачки жидкости удельного веса $2,0 \text{ г/см}^3$ в спущенную колонну длиной 3100 м . Рассмотрены два

варианта с поддержанием противодавления на устье затрубного пространства $P_{\text{зат}} = 150$ и 175 кгс/см², признанных допустимыми по прочности устья скважины. При этом для различных расходов (темпов закачки) жидкости определялись необходимые ее объемы и давления на устье спущенной колонны. Результаты расчетов приведены в таблице 6.2а. После их рассмотрения на заседании штаба было принято решение о проведении глушения фонтана закачкой бурового раствора удельного веса $2,0$ г/см³ с темпом закачки 65 л/с при поддержании постоянного давления на устье затрубного пространства $P_{\text{зат}} = 175$ кгс/см². При этом исходили из реальной возможности обеспечения этого режима закачки необходимым количеством техники и материалов (цементировочных агрегатов, задавочной жидкости и т.д.).

Работа по глушению скважин начинается с прикрытия отводов из затрубного пространства для установления режима фонтанирования при $P_{\text{зат}} = 175$ кгс/см².

При этом имеет место следующий режим фонтанирования:

забойное давление $P_{\text{заб.}} = 730$ кгс/см², $P_{\text{д}} = 713$ кгс/см²,

$G_{\text{см}} = 11,65$ тыс.т./сут = $134,83$ кг/с.

Объем колонны от 2 до 3100 м — $40,15$ м³, объем затрубного пространства в том же интервале — $75,52$ м³, объем скважины внутреннего диаметра 220 мм в интервале 3100 – 4380 м, т.е. высотой 1280 м — $48,63$ м³ и общий объем скважины $164,3$ м³.

Затем заполняющий колонну раствор бромида кальция удельного веса $1,7$ г/м³ замещается задавочной жидкостью (буровым раствором) удельного веса $2,0$ г/см³ в объеме $40,15$ м³.

Значение $Q_{\text{ж}}$ при $V \rightarrow \infty$ является максимальным (критическим), при котором глушение фонтана невозможно при любых объемах закачки жидкости $2,0$ г/см³.

Значение $P_{\text{нач}}$ следует считать ориентировочным, т.к. для расчета применяемого в качестве задавочной жидкости бурового раствора ИБР значения принятых в расчет коэффициентов гидравлического сопротивления могут отличаться от фактических.

При колонне, заполненной раствором $2,0$ г/см³, давление на ее устье (без прокачки) составит:

$$P = P_{\delta} - \gamma_{\text{ж}} \cdot \frac{\ell_{\text{ж}}}{10} = 713 - 2,0 \cdot \frac{3100}{10} = 93 \text{ кгс/см}^2. \quad (6)$$

Таблица 6.2а

Расчетные режимы глушения фонтана скважины №37-Тенгиз
по состоянию на 21.07.86 г. при закачке в трубы бурового

раствора 2 г/см^3 и $\Pi = 102,5 \text{ т/сут/ат}$,

$P_{\text{пл}} = 847 \text{ кгс/см}^2$, $P_{\text{пл}}^{\text{ж}} = 764,5 \text{ кгс/см}^2$

1. При поддержании постоянного давления в затрубье

$P_{\text{зат}} = 150 \text{ кгс/см}^2$, начальное $P_{\delta} = 711,5 \text{ кгс/см}^2$, $G_{\phi} = 11,96 \text{ тыс.т./сут.}$

$Q_{\text{ж}}$, л/сек		58	60	62	66	70	74	82
$V_{\text{ж}}$, м ³		$\rightarrow \infty$	976	715	520	390	325	260
$P_{\text{нач.}}$, кгс/см ²	Начальное	236	246	257	279	302	328	379
	При прекращении притока	288	298	309	331	354	380	431

2. При поддержании постоянного давления в затрубье

$P_{\text{зат}} = 175 \text{ кгс/см}^2$, начальное $P_{\delta} = 713,2 \text{ кгс/см}^2$, $G_{\phi} = 11,65 \text{ тыс.т./сут.}$

$Q_{\text{ж}}$, л/сек		54	56	60	65	68	76
$V_{\text{ж}}$, м ³		$\rightarrow \infty$	846	520	390	325	260
$P_{\text{нач.}}$, кгс/см ²	Начальное	217	222	246	273	290	339
	При прекращении притока	269	274	298	325	342	931

$P_{\text{пл}}$ — пластовое давление,

$P_{\text{пл}}^{\text{ж}}$ — статическое давление на глубине 3100 м в скважине, заполненной флюидом 644 кг/м^3 ,

$P_{\text{л}}$ — начальное давление в потоке флюида на глубине 3100 м,

$P_{\text{нар}}$ — давление нагнетания на устье труб — начальное при выходе жидкости из их башмака и при прекращении поступления флюида из пласта в скважину.

Потери давления на трение при прокачке бурового раствора по колонне и интервале 0–3100 м и составят:

$$P_{\text{тр}} = \frac{8\lambda\gamma_{\text{ж}} \cdot Q_{\text{ж}}^2}{\pi^2 g} \cdot \left(\frac{l_1}{d_{\text{В1}}^5} + \frac{l_2}{d_{\text{В2}}^5} \right), \quad (7)$$

при $\lambda = 0,02$,

$\gamma_{\text{ж}} = 2,0 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$,

$g = 9,81 \text{ м/с}^2$,

$$d_{B1} = 0,14712 \text{ м,}$$

$$d_{B2} = 0,01086 \text{ м,}$$

$$\ell_1 = 1480 \text{ м,}$$

$$\ell_2 = 1620 \text{ м.}$$

$$P_{\text{тр}} = 4258,47 \cdot 10^5 \cdot Q_{\text{ж}}^2 \text{ кг/м}^2, \quad \text{при } Q_{\text{ж}} \text{ в м}^3/\text{с.}$$

$$P_{\text{тр}} = 0,042585 \cdot Q_{\text{ж}}^2 \text{ кг/м}^2, \quad \text{при } Q_{\text{ж}} \text{ в л/с.}$$

$$P_{\text{тр}} = 180 \text{ кгс/см}^2, \quad \text{при } Q_{\text{ж}} = 65 \text{ л/с.}$$

Давление на устье спущенной колонны при прокачке бурового раствора $2,0 \text{ г/см}^3$ с расходом 65 л/с будет:

$$P_{\text{ту}} = P_{\delta} + P_{\text{тр}} - \gamma_{\text{ж}} \cdot \frac{\ell_1 + \ell_2}{10}. \quad (8)$$

Тогда для начала глушения (для момента начала выхода заданной жидкости $2,0 \text{ г/см}^3$ из конца труб на глубине 3100 м) с темпом 65 л/с имеем:

$$P_{\text{ту}} = 713 + P_{\text{тр}} - 2 \cdot \frac{3100}{10} = 93 + P_{\text{тр}}.$$

Для момента прекращения поступление флюида из пласта, т.е. при $P_{\text{зат.}} = P_{\text{пл}} = 847 \text{ кгс/см}^2$ и $P_{\text{пл}}^{\text{X}} = 764,6 \text{ кг/см}^2$

$$P_{\text{ту}} = 764,6 + P_{\text{тр}} - 2 \cdot \frac{3100}{10} = 144,6 + P_{\text{тр}},$$

т.е. прирост давления на устье должен составить 52 кгс/см^2 .

Таким образом, при поддержании постоянным принятого темпа закачки бурового раствора, после его выхода из конца спущенной колонны давление на трубах будет возрастать, а на затрубье падать, в связи с чем для поддержания последнего на заданном уровне 175 кгс/см^2 следует снижать сечение выкидных линий до их полного закрытия.

В момент прекращения поступления флюида из пласта в скважину затрубье будет заполнено смесью флюида с буровым раствором. Средняя плотность смеси в затрубье определится из условия

$$P_{\delta} - P_{\text{зат.}} = \gamma_{\text{см}} \cdot \frac{\ell_1 + \ell_2}{10}, \quad (9)$$

откуда имеем (при $P_{\delta} = P_{\text{пл}}^*$)

$$\gamma_{\text{см}} = \frac{(764,6 - 175) \cdot 10}{3100} \cong 1,9 \text{ г/см}^3. \quad (10)$$

При этом на устье может присутствовать небольшая пачка газа.

К этому моменту давление на устье колонны повысится (по сравнению с моментом начала выхода задавочной жидкости из конца труб в затрубное пространство) на 52 кгс/см^2 .

Далее при продолжении закачки бурового раствора в трубы с постоянно выбранным темпом закачки 65 л/с , в случает полной приемистости скважины, подъем давления на устье труб прекратится и начнется его падение при продолжающемся снижении давления на устье затрубья по мере оттеснения буровым раствором $2 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ нефти удельного веса 644 кг/м^3 из $244,5 \text{ мм}$ колонны в пласт ниже конца спущенных труб, т.е. в интервале $3100\text{--}4380 \text{ м}$ с площадью сечения $0,038 \text{ м}^2$. На каждые закаченные $3,8 \text{ м}^3$ раствора $2,0 \text{ г/см}^3$, т.е. 100 м высоты интервала, давление на трубах будет падать на $[(2,0 - 0,644) \cdot 100] / 10 \cong 13,0 \text{ кгс/см}^2$. При темпе глушения 65 л/с это отвечает 1 мин закачки.

Если не прерывать закачку в трубы с прежним темпом, то весь объем $48,63 \text{ м}^3$ интервала $3100\text{--}4380 \text{ м}$ будет заполнен раствором $2,0 \text{ г/см}^3$ за $13,5 \text{ мин}$, и давление на устье в трубах снизится на 174 кгс/см^2 . При этом потери трения по колонне составят 180 кгс/см^2 и в интервале $3100\text{--}4380 \text{ м}$ — $3,5 \text{ кгс/м}^2$, т.е. всего $183,5 \text{ кгс/см}^2$. Тогда ориентировочно давление на устье труб:

$$\begin{aligned} P_{\text{Ту}} &= P_{\text{пл}} + P_{\text{ТР}} - \gamma_{\text{ж}} \cdot \frac{L}{10} = \\ &= 847 + 183,5 - 2,0 \cdot \frac{4380}{10} = 154,5 \text{ кгс/см}^2. \end{aligned} \quad (11)$$

Давление у конца труб на 3100 м :

$$P_{\text{с}} = 847 - 3,5 - 2,0 \cdot \frac{(4380 - 3100)}{10} \cong 588 \text{ кгс/см}^2.$$

Тогда давление на устье затрубного пространства, заполненного смесью удельного веса $\gamma_{\text{см}} = 1,9 \text{ г/см}^3$, составит:

$$P_{\text{зат}} = 588 - 1,9 \cdot \frac{3100}{10} \cong 0 \text{ кгс/см}^2.$$

При прекращении закачки получим давления:

$$\blacklozenge \text{ на трубах } P_{\text{Ту}} = 847 - 2,0 \cdot \frac{4380}{10} = -29 \text{ кгс/см}^2,$$

т.е. падение уровня составит 145 м ;

- ♦ у конца труб $P_8 = 847 - 2,0 \frac{1280}{10} = 591 \text{ кгс/см}^2$;
- ♦ на устье затрубья $P_{\text{зат}} = 591 - 1,9 \frac{3100}{10} \cong 2,0 \text{ кгс/см}^2$.

Практически после полного закрытия устья затрубного пространства и прокачки бурового раствора с установленным темпом 65 л/с в течение 1–2 минут для подтверждения падения в трубах можно приступить к переключению агрегатов с труб на затрубное пространство для замещения заполняющей его смеси жидкостью, после чего приступить к закачке в затрубье буферной жидкости (4 м³) и цементного раствора (64 м³) удельного веса 1,95 т/см³, продолжая закачку в трубы с расходом 4 л/с во избежание непредвиденного оставления цемента в интервале 3100–4380 м. Вслед за цементом закачивается 1,5 м³ буферной жидкости во избежание оставления цемента в устьевой арматуре. Закачку раствора в трубы продолжать в течение 2 часов ОЗЦ, после чего закачать ИБК для получения устойчивого уровня жидкости на устье.

Исходя из вышеизложенного, составлен поэтапный план операции по глушению скважины с контролем процесса по показаниям манометров на трубах и затрубном пространстве.

Этап 1. Параметры фонтанирования скважины:

- ♦ Давление на устье затрубья $P_{\text{зв}} = 175 \text{ кгс/см}^2$;
- ♦ Дебит скважины 11,65 тыс.т/сут = 134,83 кгс/с = 210 л/с нефти плотностью 644 кг/см³;
- ♦ Давление на глубине 3100 м — 713 кгс/см²;
- ♦ Колонна заполнена раствором $\gamma = 2,0 \text{ г/см}^3$, давление на устье 93 кгс/см².

Этап 2.

Пуск ЦА с выходом на режим закачки 65 л/с $\approx 4 \text{ м}^3/\text{мин}$.

Фиксация начального давления на трубах $P_{\text{тн}}$.

Отсчет времени начала операции по глушению, т.е. начальное время 0, отвечающее началу выхода закачиваемого раствора в затрубное пространство с расходом 65 л/с.

Начальное давление у конца труб на глубине 3100 м — 713 кг/см².

Этап 3.

Период от начала глушения до момента прекращения поступления флюида из пласта в скважину, с прокачкой в трубы 65 л/с раствора $\gamma = 2,0 \text{ г/см}^3$.

Давления в конце периода:

- ♦ на забое — 847 кгс/см^2 ;
- ♦ на глубине 3100 м — 765 кгс/см^2 ;
- ♦ на устье затрубья — 175 кгс/см^2 .

В течение периода давления на устье труб и на глубине 3100 м возрастают на 52 кгс/см^2 . Падающее давление на устье затрубья регулированием дросселя поддерживается на уровне 175 кгс/см^2 . В конце периода дроссель на затрубье закрыт. Средняя плотность жидкости в затрубье $1,9 \text{ г/см}^3$. На устье затрубья имеется небольшая газовая шапка. Интервал 3100–4380 м заполнен нефтью плотностью 644 кг/м^3 (объем $48,6 \text{ м}^3$).

Фиксируется давление на трубах.

Этап 4.

Период замещения нефти плотностью 644 кг/м^3 в интервале 3100–3600 м при продолжении закачки в трубы раствора $2,0 \text{ кгс/см}^2$ с расходом 65 л/с .

Давление на трубах, зафиксированное на конец предыдущего периода, и давление на глубине 3100 мм (765 кгс/см^2) начинают снижаться с темпом 13 кгс/см^2 после прокачки каждые 4 м^3 раствора. Примерно с таким же темпом будет снижаться и давление на затрубье.

После прокачки в течение 4-х минут давление на трубах, на затрубье и на 3100 м снизится на $13 \times 4 = 52 \text{ кгс/см}^2$, т.е. на затрубье давление составит 123 кгс/см^2 и на глубине 3100 м — 712 кгс/см^2 . Фиксируется давление на трубах.

Этап 5.

Период выпуска газовой шапки из затрубья.

♦ открывается дроссель на затрубье, но не более прекращения падения давления на трубах. После выхода газовой шапки из затрубья и начала выхода жидкости дроссель закрывается;

♦ в затрубье остается жидкость плотностью $1,9 \text{ г/см}^3$, давление на устье составляет 123 кг/см^2 .

Этап 6.

Период замещения нефти на раствор $2,0 \text{ г/см}^3$ в интервале 3600–4380 м.

Темп падения давлений в трубах, затрубье и на 3100 м прежний — 13 кг/см^2 на каждые 4 м^3 (за 1 мин.). Через 8,5 мин закачки в скважине в интервале 3100–4380 м находится раствор плотностью $2,0 \text{ г/см}^3$.

Давления составляют:

- ♦ у конца труб на 3100 м — 588 кг/см²,
- ♦ на устье затрубья — около нуля,
- ♦ на трубах — на 174 кгс/см² ниже максимально достигнутого в конце этапа 3.

Этап 7.

При прекращении закачки раствора в трубы:

- ♦ на трубах уровень падает до 145 м от устья;
- ♦ на затрубье избыточное давление — 2 кгс/см³;
- ♦ на глубине 3100 — 591 кгс/см²;
- ♦ на забое 847 кгс/см².

Расчет параметров глушения скважины (ВолгоградНИПнефть)

Вариант 1.

Расчет на примере:

Подача раствора $q_p = 60$ л/с;

допустимое устьевое давление $P_y = 25,0$ МПа.

Дебит для 7,0 МПа равен 20000 м³/сут по результатам исследования скважин от 28.01.86 г.

Дебит при увеличении давления на устье до 25,0 МПа составит:

$$\frac{70}{250} \cdot 20000 = 5600 \text{ (м}^3\text{/сут / 65 (л/с)).} \quad (6.10)$$

Средняя плотность смеси при покачивании объема затрубья 64 м³ раствора $\rho_p = 2,00$ г/см³:

$$\rho_{см} = \frac{2 \cdot 60 + 0,64 \cdot 65}{60 + 65} = 1,29 \text{ (г/с}^3\text{)}. \quad (6.11)$$

Гидростатическое давление в заколонном пространстве:

$$P_{гс} = 1,29 \cdot \frac{3090}{10} = 39,9 \text{ (МПа)}. \quad (6.12)$$

Гидродинамическое давление в заколонном пространстве (формула Дарси-Вейсбаха):

$$P_{ГД} = 0,02 \frac{1620 \cdot \rho_{см} \cdot Q^2}{4/0,22 - 0,127/0,0253^2} + 0,02 \frac{1470 \cdot \rho_{см} \cdot Q^2}{4/0,22 - 0,168/0,158^2} = 14,2 \text{ (МПа)}. \quad (6.13)$$

Гидростатическое и гидродинамическое давление флюида (пластовой нефти) в затрубье:

$$P_{\phi} = 19,8 + 7,6 = 27,4 \text{ (МПа)}. \quad (6.14)$$

Уменьшение депрессии на пласт в результате поступления раствора в затрубье равно:

$$P_{гс} + P_{гд} - P_{\phi} + 25,0 = 51,7 \text{ (МПа)}. \quad (6.15)$$

Забойное давление:

$$25,0 + 39,9 + 14,2 + 8,8 = 87,9 \text{ (МПа)},$$

где: 8,8 МПа — гидростатическое давление нефти в интервале 3090–4467 м.

Величина нового забойного давления свидетельствует о начале поглощения.

Результаты расчетов для различных соотношений подачи раствора (q_p) и допустимого устья давления (P_y) приведены в таблице 6.2.

Вариант 2.

Первый этап расчета показывает динамическое глушение скважины — прекращение притока из пласта при непрерывной прокачке раствора.

Второй этап определяет замену смеси нефти и раствора в затрубном пространстве на раствор и выход на гидростатическое равновесие.

Третий этап закачки раствора в затрубное пространство происходит увеличение удельного веса фонтанирующей смеси, а, следовательно, уменьшение депрессии. Снижение депрессии вызывает снижение притока из пласта. Таким образом, осуществляется снижение притока до нуля.

Этот процесс отражает следующая схема.

Через определенный временной интервал (например, 30 сек) определяется количество раствора в нефти — V_p, V_{ϕ} , поступившее в затрубье, высота столба нефти h .

Определяется средняя плотность данной порции:

$$\rho_{см} = \frac{\rho_p \cdot q_p + \rho_{\phi} \cdot q_{\phi}}{q_{\phi} + q_p}, \quad (6.16)$$

где ρ_p, ρ_{ϕ} — плотность раствора и флюида;

q_p, q_{ϕ} — расход раствора и флюида.

Определяется гидростатическое давление данного столба смеси:

$$P_{\text{ГС}} = \frac{\rho_{\text{см}} \cdot h}{10} \quad (6.17)$$

Определяется гидростатическое давление флюида:

$$P_{\text{ГФ}} = \frac{\rho_{\text{ф}} \cdot h}{10} \quad (6.18)$$

Определяется уменьшение депрессии:

$$\Delta P = P_{\text{ГС}} - P_{\text{ГФ}} \quad (6.19)$$

Определяется новое забойное давление:

$$P_{\text{з}} = P_{\text{з}} - \Delta P \quad (6.20)$$

Определяется новый дебит скважины:

$$q_{\text{ф}}' = (P_{\text{пл}} - P_{\text{з}}) \cdot L, \quad (6.21)$$

где L — продуктивность.

Расчет повторяется для следующего временного шага с новым дебитом.

Предполагается «мгновенное» восстановление пластового давления.

Результаты двух примеров расчета приведены в таблице 6.3., 2-й и 3-й этапы оценены по предельным ситуациям.

2-й этап.

Гидростатическое равновесие в скважине при наполненном затрубье раствором $2,0 \text{ г/см}^3$ и пластовом давлении на забое определяет на устье давление $P_{\text{у}}$:

$$P_{\text{у}} = P_{\text{пл}} - \frac{H \cdot \rho_{\text{р}}}{100} - \frac{(L - H) \cdot \rho_{\text{ф}}}{100}, \quad (6.22)$$

где H — глубина спуска колонны;

L — глубина скважины.

$$P_{\text{у}} = 84,7 - \frac{3090 \cdot 2}{100} - \frac{(4467 - 3090) \cdot 0,64}{100} = 14,1 \text{ (МПа)}. \quad (6.23)$$

3-й этап.

При возможности поддержания на устье $17,5 \text{ МПа}$ для возникновения поглощения имеем:

$$17,5 - 14,1 = 3,4 \text{ (МПа)}$$

Анализ условий возникновения поглощений на площади Тенгиз показывает, что этого вполне достаточно.

Расчет параметров динамического глушения

t , сек	V_p , л	V_f , л	h , м	$P_{гс}$, атм	$P_{гф}$, атм	P_a , атм	ΔP , атм	q_f , л/с	$\rho_{см}$, г/см ³	$P_{гс} - P_{гф}$, атм	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	0	0	0	0	0	753	94	35	0,64	0	$q_p = 65$ л/с
30	1950	1050	119	18	8	763	84	31	1,54	10	$\rho_p = 2,0$ г/см ³
30	1950	930	114	18	7	774	73	27	1,56	11	
90	1950	810	109	17	7	784	63	24	1,60	10	
120	1950	720	106	17	7	794	53	20	1,63	10	$\Sigma_p = 17,5$ м ³
150	1950	600	101	17	6	805	42	16	1,68	11	
180	1950	480	96	17	6	816	31	12	1,73	11	
210	1950	360	91	16	6	826	21	8	1,79	10	
240	1950	240	87	16	6	836	11	4	1,85	10	
270	1950	120	82	16	5	847	0	0	1,92	11	Глушение
0	0	0	0	0	0	753	94	35	0,64	0	$q_p = 35$ л/с
30	1050	1050	83	10	5	758	89	33	1,17	5	$\rho_p = 1,7$ г/см ³
60	1050	980	81	10	5	763	84	31	1,19	5	
90	1050	930	78	9	5	767	80	30	1,20	4	$\Sigma_p = 23,1$ м ³

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
120	1050	900	77	9	5	771	76	28	1,21	4	
150	1050	840	75	9	5	775	72	27	1,23	4	
180	1050	810	74	9	5	779	68	25	1,24	4	
210	1050	750	71	9	5	783	64	24	1,26	4	
240	1050	720	70	9	4	788	59	22	1,27	5	
300	2100	1320	135	17	9	769	51	19	1,29	8	
360	2100	1140	128	17	8	805	42	16	1,33	9	
420	2100	960	121	17	8	814	33	12	1,37	9	
480	2100	720	111	16	7	823	24	9	1,43	9	
540	2100	540	104	15	7	831	16	6	1,48	8	
600	2100	360	97	15	6	840	7	3	1,54	9	
660	2100	180	90	15	6	849	0	0	1,62	0	Глушение

6.4.3. Процесс глушения скважины (Приложение 6.2)

Технологическая схема операций по глушению фонтанирующей скважины №37-Тенгиз

1. Состояние.

1.1. В скважину спущена колонна обсадных труб на глубину 3090 м, состоящая из труб диаметром 127 мм, толщина стенки 9,19 мм, марка стали М-2035 ПООИ, длиной 1619 м и диаметром 168 мм, толщина стенки 10,59 мм, марка стали М-90И, длиной 1471 м.

1.2. Скважина фонтанирует газонефтяной смесью по заколонному пространству (между 244,5 мм колонной и спущенными обсадными трубами 127×168), давление на устье при открытых трех 7" отводах 80 атм.

1.3. В башмак колонны обсадных труб 127×168 мм установлен обратный клапан-пробка фирмы «ОТИС». Колонна заполнена раствором бромида кальция (CaBr_2) плотность 1,7 г/см³.

1.4. Пластовое давление составляет 847 атм.

1.5. Расчетный режим фонтанирования при 100 атм на затрубье: дебит смеси 10,8 тыс.т./сут.; забойное давление — 847 атм.; давление у нижнего конца колонны (3090 м) составляет 753 атм.;

2. Подготовительные работы.

2.1. Для глушения и последующего цементирования колонны приготовить известково-битумный раствор удельного веса 2,0 г/см³ в количестве 700 м³.

2.2. Технические средства для закачки бурового раствора и последующего цементирования расставляются согласно схеме рис. 6.1.

2.3. Обеспечить дистанционное управление задвижками с гидроуправлением на выкидных 7" линиях.

2.4. Смонтировать дистанционные манометры на пульте управления дросселем для контроля за давлением в затрубном пространстве, закачки бурового раствора в колонну и перед дросселем.

2.5. Обеспечить в ходе операции контроль за производительностью агрегатов и объемом прокачиваемого бурового раствора.

2.6. Обеспечить неснижаемый запас бурового раствора для обеспечения раболты АН-700 с производительностью не менее 65 л/с на весь период глушения.

2.7. Обеспечить весь личный состав участвующих в операции средствами индивидуальной защиты, работать и довести до каждого исполнителя сигнал тревоги по уровню загазованности и провести инструктаж.

3. Снятие обратного клапана-пробки.

3.1. Установить лубрикатор на обсадные трубы и опрессовать его на 700 атм.

3.2. При помощи лебедки для канатных работ снять обратный клапан-пробку и извлечь из скважины.

3.3. Зафиксировать давление в обсадной колонне.

4. Последовательность операций при глушении скважины.

4.1. С помощью блока дросселирования и последовательным закрытием задвижек 7" отводах установить давление в затрубном пространстве $P_3 = 175 \text{ кг/см}^2$.

4.2. После стабилизации величины $P_3 = 175 \text{ кгс/см}^2$ приступить к замещению бромида кальция в колонне буровым раствором плотностью $2,0 \text{ г/см}^3$ с постепенным доведением общего расхода до 65 л/с , при этом давление в колонне не должно превышать 500 атм .

4.3. После заполнения колонны буровым раствором в количестве 40 м^3 продолжить закачку, поддерживая постоянный расход равным 65 л/с , с контролем за давлением и объемом прокачки. Общий объем закачки ориентировочно $350\text{--}400 \text{ м}^3$. Падение давления в затрубном пространстве компенсируют прикрытием дросселя до 175 кгс/см^2 .

4.4. В зависимости от количества закачанной жидкости:

- ♦ в случае прекращения падения давления в затрубном пространстве и его стабилизации (после закрытия дросселя) производится переключение агрегатов с труб на затрубье. Количество переключаемых агрегатов определяется величиной давления в затрубье до 175 атм . остальные агрегаты продолжают закачку раствора в трубы при общем расходе на скважину 65 л/с . Объем раствора, закачанного в затрубное пространство, должно составить 64 м^3 .

- ♦ при отсутствии поглощения и росте давления в затрубье его необходимо поддержать за счет регулирования дросселем производительности цементируемых агрегатов.

24.07.86 г. проведена пробная закачка раствора ИБР-2 плотностью $2,00 \text{ г/см}^3$ через спущенную в скважину колонну $127 \times 168 \text{ мм}$

с дросселированием выходящего потока на устье определением состояния скважины.

Результаты приводятся на рис. 6.7 и в таблице 6.4.

В ходе исследования можно выделить три этапа: 1-й — продолжительность примерно 30 минут; 2-й — продолжительностью 60 мин. и третий — 30 минут. 1-й и 3-й этапы характеризуются значительно большей подачей раствора (на уровне 65–70 л/с), чем 2-й, что связано с ремонтом одной из подающих раствор линий во время второго этапа.

На втором этапе происходило резкое снижение притока флюида из пласта в результате уменьшения депрессии за счет поступления в затрубье тяжелого раствора. Снижение притока характеризуется падением давления в затрубье до 13,0 МПа с 19,0 МПа при неизменной величине дросселя. Следует отметить, что при полностью заполненном затрубье раствором плотностью 2,00 г/см³ в состоянии равновесия на устье будем иметь

$$84,7 - \frac{3090 \cdot 2,00}{100} - \frac{1377 \cdot 0,64}{100} = 14,1 \text{ (МПа)}.$$

Следовательно, снижение давления на дросселе до 13,0 (МПа) привело к притоку флюида.

На втором этапе упала производительность агрегатов, что немедленно сказалось на устье. Отмечен рост давления и открытие дросселя. Отсутствие явных признаков горения ИБР-2 в амбаре позволяет предположить следующее: при небольшой подаче раствора происходит его интенсивное разжижение пластовым флюидом. Теряется структура раствора — твердая фаза (барит) выпадает в поток и лишь частично уносится. В затрубном пространстве образуется псевдосжиженный слой барита и фонтанирующей сквозь него нефти. Сколько-нибудь заметное уменьшение притока требует, по-видимому, весьма значительных затрат раствора при таком режиме закачки. На 3-м этапе была поднята производительность при одновременном поддержании в затрубье 20,0 МПа. В таком режиме произошло почти прекращение притока из пласта и закрытие дросселя с последующей закачкой раствора в затрубье, о чем свидетельствует давление на дросселе, превышающее давление на колонне 245 мм. Прорыв прокладки в затрубье не позволил вести закачивание раствора. Отводы (два 194 мм) были открыты. При

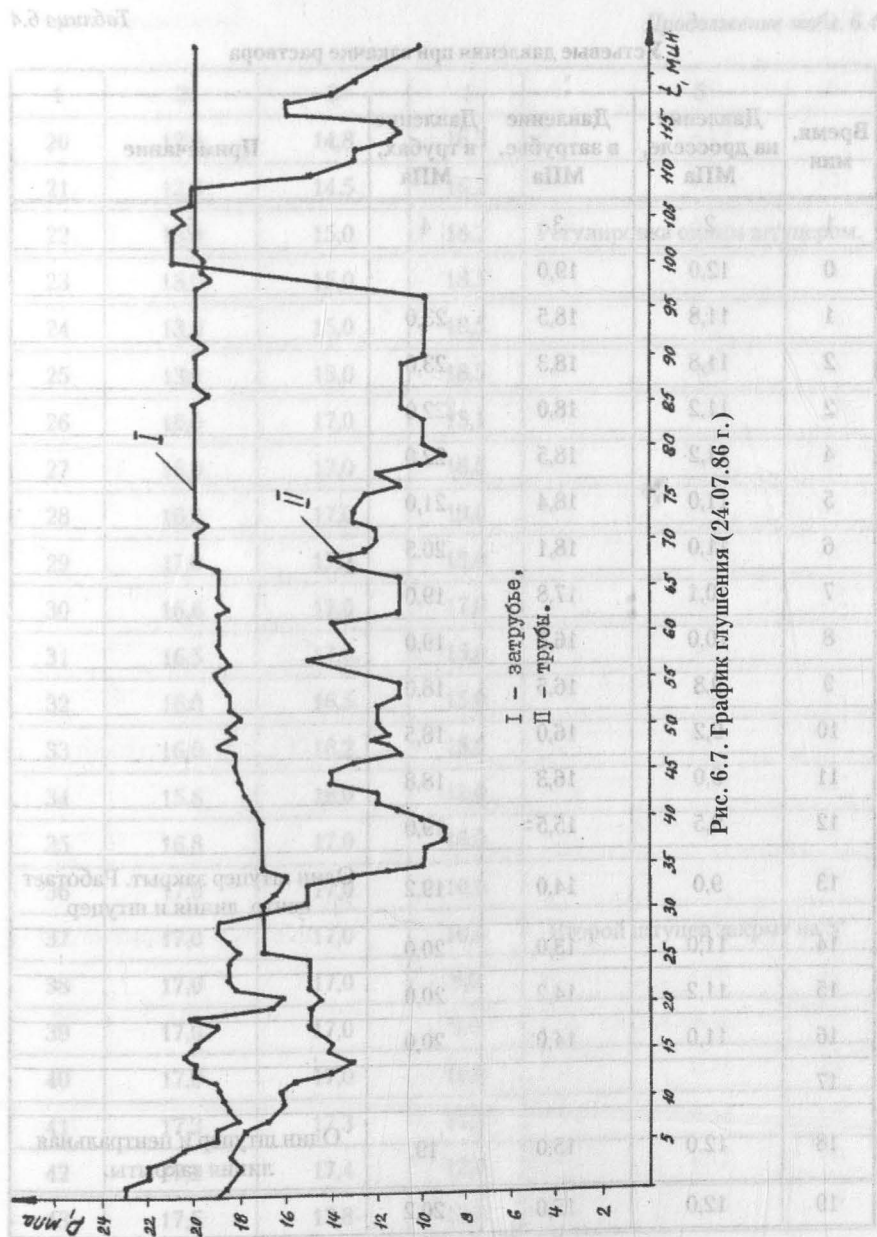


Таблица 6.4

Устьевые давления при закачке раствора

Время, мин	Давление на дросселе, МПа	Давление в затрубье, МПа	Давление в трубах, МПа	Примечание
1	2	3	4	5
0	12,0	19,0		
1	11,8	18,5	23,0	
2	11,8	18,3	23,0	
2	11,2	18,0	22,0	
4	11,2	18,5	22,0	
5	11,0	18,4	21,0	
6	11,0	18,1	20,5	
7	10,1	17,8	19,0	
8	10,0	16,8	19,0	
9	9,8	16,5	18,0	
10	9,2	16,0	18,5	
11	9,0	16,3	18,8	
12	9,5	15,5	19,0	
13	9,0	14,0	19,2	Один штуцер закрыт. Работает центр. линия и штуцер
14	11,0	13,0	20,0	
15	11,2	14,2	20,0	
16	11,0	14,0	20,0	
17				
18	12,0	15,0	19,	Один штуцер и центральная линия закрыты.
19	12,0	15,0	20,2	

Продолжение табл. 6.4

1	2	3	4	5	6
20	12,0	14,8	16,5		
21	12,0	14,5	16,2		
22	13,0	15,0	18,2	Регулировка одним штуцером.	
23	13,0	15,0	18,5		
24	13,0	15,0	18,5		
25	13,0	15,0	18,5		
26	16,0	17,0	18,1		
27	16,0	17,0	18,5		
28	16,0	17,0	19,0		
29	17,0	17,2	19,0		
30	16,6	17,0	17,0		
31	16,5	17,0	15,0		
32	16,0	16,5	15,0		
33	16,0	16,2	15,0		
34	15,8	16,0	13,0		
35	16,8	17,0	10,0		
36	17,0	17,0	10,0		
37	17,0	17,0	10,0	Второй штуцер закрыт на S"	
38	17,0	17,0	9,0		
39	17,0	17,0	9,0		
40	17,0	17,0	10,0		
41	17,3	17,3	11,0		
42	17,2	17,4	12,0		
43	17,5	17,8	12,0		

Продолжение табл. 6.4

1	2	3	4	5	6
44	17,8	18,0	14,0	1,5	0,5
45	18,0	18,0	14,0	1,5	0,5
46	18,0	18,2	13,0	1,5	0,5
47	19,0	18,2	11,0	1,5	0,5
48	18,5	19,0	11,5	1,5	0,5
49	18,2	18,2	11,5	1,5	0,5
50	18,0	18,5	12,0	1,5	0,5
51	17,5	18,0	12,0	1,5	0,5
52	17,8	18,4	12,0	1,5	0,5
53	18,0	18,5	11,0	1,5	0,5
54	18,0	18,6	11,0	1,5	0,5
55	18,2	18,8	11,0	1,5	0,5
56	18,6	19,2		1,5	0,5
57	18,0	18,5	15,0	1,5	0,5
58	17,5	18,8	13,0	1,5	0,5
59	17,0	19,0		1,5	0,5
60	9,0	14,0	11,0	1,5	0,5
61	17,2	19,0	14,0	1,5	0,5
62	16,5	19,0	11,0	1,5	0,5
63	17,0	18,5	11,0	1,5	0,5
64	17,0	1,0	11,0	1,5	0,5
65	17,0	19,0	11,0	1,5	0,5
66	17,0	19,0	11,0	1,5	0,5
67	16,8	19,0	13,0	1,5	0,5

Открыто два штуцера

Один штуцер прикрыт на 3/8"

Продолжение табл. 6.4

1	2	3	4	5
68	18,0	20,0	14,0	
69	18,0	20,0	12,5	
70	17,8	20,0	12,0	
71	17,5	20,0	12,0	
72	16,8	19,5	13,0	
73	17,2	20,0	13,0	
74	17,8	20,0		
75	17,8	20,0	12,5	
76	17,5	20,0	11,0	
77	17,0	20,0	12,0	
78	17,0	20,0	10,0	
79	17,0	20,0	9,0	
80	17,0	20,0	10,0	
81	17,0	20,0	10,0	
82	16,5	20,0	10,0	
83				
84	15,0	20,0	11,0	
85				
86	16,0	20,0	11,0	Один открыт, второй закрыт на S"
87	15,5	19,5	11,0	
88	16,0	20,0	11,0	
89	16,0	20,0	11,0	
90	16,2	20,0	10,0	

1.8. ладья шестиклассов

Продолжение табл. 6.4

1	2	3	4	5
91	16,2	19,5	10,0	
92	16,5	20,0	10,0	
93	16,2	20,0	10,0	
94	16,2	20,0	10,0	
95	16,2	20,0	10,0	
96	16,2	18,2	10,0	
97	16,0	20,0	10,0	
98	16,0	19,5	17,0	
99	16,5	19,8	19,0	
100	17,0	19,8	21,0	
101	17,5	20,0	21,0	
102	16,0	20,0	21,0	Один штуцер открыт, второй закрыт на 3/8"
103	17,2	20,0	21,0	
104	19,0	20,0	20,5	
105	19,0	20,0	21,0	
106	19,0	19,5	20,0	Один штуцер открыт, второй закрыт на 3/8"
107	19,5	20,0	20,0	Один штуцер открыт на 3/8"
108	19,5	20,0	20,0	
109	20,0	20,0	15,0	
110	20,0	20,0	14,0	
111	20,0	20,0	13,0	
112	20,0	20,0	13,0	
113	20,0	20,0	11,5	

Продолжение табл. 6.4

1	2	3	4	5
114	20,5	20,0	11,0	
115	20,5	20,0	11,5	
116	20,5	20,0	16,0	Один закрыт, второй закрыт на 3/8"
117	20,5	20,0	16,0	
118	20,5	20,0	14,0	
119	21,0	20,0	13,0	
120				
121	20,5	20,0	12,0	Резкое закрытие второго штуцера
122				
123	21,0	20,0	10,0	Стоп! Прорвало линию на затрубье.

этом зафиксировано давление в затрубье 8,0 МПа — давление, которое имело место перед началом исследования на трех 194 мм отводах. Очевидно, что в уменьшении притока сыграл свою роль псевдооживленный слой барита, снижающий депрессию на пласт.

Пробная закачка позволила определить поведение пласта и выявить наиболее слабые места в обвязке при сильной вибрации, возникающей во время интенсивной закачки раствора. По результатам данной работы усовершенствована организационная сторона процесса глушения.

Результатом приобретенного опыта успешная операция глушения скважины 27.07.86 г.

Параметры скважины устьевого давления в затрубье поддерживалось на уровне 17,5 МПа. Для обеспечения такого режима глушения практически непрерывно производилось закрытие дросселя.

Таким образом, справедливым является подход к глушению скважины на основе рассмотрения депрессионной воронки и величины продуктивности пласта для площади Тенгиз. В процессе за-

Продолжение Таблица 6.5

Параметры процесса глушения скважины

Время, мин	Давление на дросселе, МПа	Давление в затрубье, МПа	Давление в трубах, МПа	Примечание
1	2	3	4	5
0	6,5	11,0	5,0-7,0	Начата закачка раствора
1	6,8-6,5	11,5-11,0	15,0-20,0	
2	6,5	10,7	22,0	
3	6,9-9,0	10,2-16,0	20,0-21,0	Закрыт левый отвод
4	9,1	15,8	22,0	
5	8,8	15,0	22,0	Закачено 16 м ³
6	12,0	16,0	22,0	
7	12,0	16,0	20,0	
8	13,5	17,5	23,0	
9	15,0	17,5	22,5	
10	14,9	17,5	24,3	Закачено 36,5 м ³
11	15,1	17,5	25,0	
12	10,2	17,3	25,0	
13	16,0	17,5	24,0	
14	16,2	17,5	24,0	
15	16,5	17,5	24,0	Закачено 46 м ³
16	17,0	17,5	24,0	
17	17,0	17,5	23,5	
18	17,2	17,5	24,5	
19	17,5	17,5	23,5	
20	17,8	17,5	23,0	Закачено 59 м ³
21	17,5	17,0	22,5	

Продолжение табл. 6.5

1	2	3	4	5
22	16,5	16,0	22,0	Закрыт дроссель
23	15,0-12,0	15,0-12,0	21,0-20,0	Стравливание газа из затрубья
24	13,5	13,0	20,0	Начата закачка в затрубье
25	13,0	12,5	20,0	
26	11,5	11,0	17,0	
27	10,5	10,0	15,5	
28	9,2	8,5	12,0	
29	8,2	7,5	7,0	
30	7,5	6,5	5,5	
31	7,2	6,5	3,5	
32	7,0	6,	3,5	
33	6,5	5,5	3,5	
34	6,5	5,5	3,5	
35	6,0-5,7	5,0-4,7	1,0-0	
36	5,5	4,5	0	
37	6,0	5,0	0	
38	6,0	5,5	0	
39	7,0	6,0	0	
40	6,0	5,0	0	
41	6,5	5,5	0	
42	7,5	6,5	0	
43	7,5	6,5	0	
44	7,0	6,2	0	
45	7,0	6,5	0	

Продолжение табл. 6.5

1	2	3	4	5
46	6,8	6,0	0	
47	6,5	5,7	0	
48	5,0	4,0	0	
49	3,5	2,0	0	
50	3,0	1,5	0	В трубы закачано 158,5 м ³
51	2,0	0,05	0	В затрубье закачано 70 м ³
52	2,0	0	0	
53	2,0	0	0	
54	0	0	0	Переход к цементированию

Таблица 6.6

**Средние значения расхода
при закачке в трубы**

Время, мин	Расход, л/с
5	53
10	68
15	32
20	43

качки раствора произошло динамическое глушение скважины, заем заполнение утяжеленной смесью всего затрубья выход на статическое глушение путем закрытия дросселя и одновременное начало поглощения. Общий объем раствора, закачанного в скважину до получения на устье нулевых показателей составил всего 228,5 м³. На рис. 6.8 представлен график глушения скважины №37-Тенгиз.

6.5. Цементирование эксплуатационной 168x127 мм обсадной колонны в скважине №37-Тенгиз

1. Особенности и условия цементирования

Осложняющими факторами процесса цементирования явилось то, что в процессе фонтанирования скважины произошло повыше-

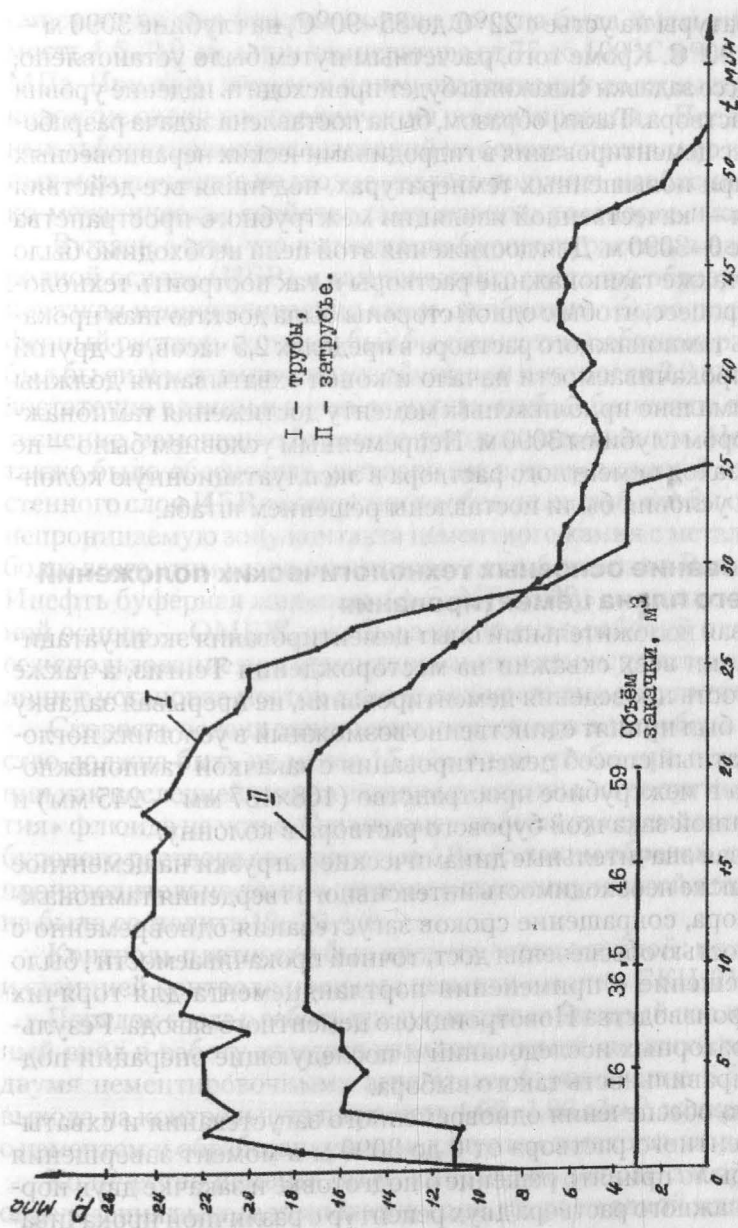


Рис. 6.8. График глушения (27.07.86 г.)

ние температуры на устье с 22°C до $85\text{--}90^{\circ}\text{C}$, на глубине 3090 м — с 75°C до 100°C . Кроме того, расчетным путем было установлено, что в процессе задавки скважины будет происходить падение уровня бурового раствора. Таким образом, была поставлена задача разработать процесс цементирования в гидродинамических неравновесных условиях при повышенных температурах, подчиняя все действия одной цели — качественной изоляции межтрубного пространства в интервале 0–3090 м. Для достижения этой цели необходимо было подобрать также тампонажные растворы и так построить технологический процесс, чтобы с одной стороны была достаточная прокачиваемость тампонажного раствора в пределах 2,5 часов, а с другой — предел прокачиваемости начало и конец схватывания должны быть максимально приближены к моменту достижения тампонажным раствором глубины 3090 м. Непременным условием было — не допустить заход цементного раствора в эксплуатационную колонну. Все эти условия были поставлены решением штаба.

Обоснование основных технологических положений рабочего плана цементирования

Учитывая положительный опыт цементирования эксплуатационных колонн всех скважин на месторождении Тенгиз, а также необходимость проведения цементирования, не прерывая задавку скважины, был принят единственно возможный в условиях поглощения обратный способ цементирования с закачкой тампонажного раствора в межтрубное пространство ($168\times 137\text{ мм} - 245\text{ мм}$) и одновременной закачкой бурового раствора в колонну.

Учитывая значительные динамические нагрузки на цементное кольцо, а также необходимость интенсивного твердения тампонажного раствора, сокращение сроков загустевания одновременно с необходимостью обеспечения достаточной прокачиваемости, было принято решение о применении портландцемента для горячих скважин производства Новотроицкого цементного завода. Результаты лабораторных исследований и последующие операции подтвердили правильность такого выбора.

С целью обеспечения одновременного загустевания и схватывания цементного раствора от 0 до 3090 м в момент завершения операции было принято решение о подготовке и закачке двух порций тампонажного раствора двух рецептур с различной прокачива-

емостью: первая нижняя порция должна была иметь прокачиваемость 1,5–2,0 часа при температуре от 75 до 100°C и давлении 20,0 МПа. При этом начало и конец схватывания должны произойти в короткие сроки после окончания цементирования. После длительных лабораторных исследований на основе специально выработанных методических подходов удалось получить необходимые физико-механические свойства тампонажных растворов и камня.

В связи с тем, что на контакте бурового раствора на углеводородной основе (ИБР) и тампонажного раствора образуется высоковязкая непрокачиваемая смесь, необходимо было подобрать буферный раствор, который был бы совместим с общими растворами, был бы сидиментационно устойчив при плотности 2,0 г/см³, был бы достаточно вязким и вязко-упругим, чтобы обеспечить полное вытеснение, замещение бурового раствора цементным. Необходимо также было обеспечить растворение или эрозионный отрыв пристенного слоя ИБР с поверхности обсадных труб, чтобы обеспечить непроницаемую зону контакта цементного камня с металлом. Наиболее всего этим условиям отвечает разработанная в ВолгоградНИИнефть буферная жидкость (А.С. №840929) на органо-минеральной основе — ОМБЖ, она была включена в рабочий план, так как ее использование при цементирования всех эксплуатационных колонн т установке мостов дало положительные результаты.

Скорость подачи тампонажного раствора в затрубное пространство должна быть не менее 15 л/с, с тем, чтобы при цементировании как последней стадии задавки скважины, не допустить «всплытия» флюида на устье. Одновременно была предусмотрена закачка бурового раствора со скоростью 4,0 л/с, таким образом, суммарная производительность при закачке в скважину на этой стадии должна была составить 19–20 л/с.

Контроль плотности был предусмотрен двойной: по ареометру и станцией контроля процесса цементирования СКЦ-2М.

Порядок ввода в работу предусматривал быстрый последовательный ввод в работу каждого узла затворения, цементосмеситель с двумя цементировочными агрегатами (приложение 6,5) по мере выхода на контрольную плотность 1,92–1,96 г/см³, начиная с узлов с цементом и обработанную замедлителем жидкость затворения.

Количество цемента было выбрано на основе лабораторного определения выхода тампонажного раствора из одной тонны цемент-

та равного $0,65-0,67 \text{ м}^3/\text{т}$ при плотности $1,96-1,92 \text{ г}/\text{см}^3$. Было предусмотрено загрузить 120 т цемента, все шесть смесителей обвязать в схему, предусмотреть резерв цементировочной техники: агрегат ЦА 320-М; смеситель СММ-20 с 20 т цемента.

С целью предотвращения захода тампонажного раствора в колонну или движения его после окончания цементирования, предусмотрена закачка бурового раствора в колонну в течение трех часов ОЗЦ с поддержанием заколонного давления до 15,0 МПа.

С целью качества цементирования была предусмотрена опресовка заколонного пространства на 15,0 МПа.

Обвязка цементировочного оборудования

Схема обвязки цементировочного оборудования (см. рис. 6.1.) предусматривала возможность безостановочного и своевременного процесса затворения и закачки тампонажного раствора в заколонное пространство в необходимом объеме в соответствии с рабочим планом, утвержденным штабом по руководству ликвидацией фонтана.

Принципы, заложенные в разработку схемы обвязки специального цементировочного оборудования:

- ◆ надежность и работоспособность в осложненных условиях;
- ◆ возможность разместить необходимое количество цемента, а в случае выхода из строя одного из цементосмесителей заменить его резервным;
- ◆ установка на откачку двух цементировочных агрегатов ЦА-320 М, с целью обеспечения откачки высоковязкого тампонажного раствора высокой плотности, кроме того в случае выхода из строя одного из цементировочных агрегатов обеспечить непрерывность процесса (в период проведения операции температура в тени составляла $45-50^\circ\text{C}$, не считая нагрева воздуха от факелов, а в таких условиях двигатели агрегатов работают с отказами, с перегревом).

Специальная цементировочная техника была обвязана (см. рис. 6.1.) со скважиной через два блок-манифольда (БМ 700) с помощью коллектора диаметром 168 мм, длиной 300 м и оборудованного переводниками с патрубками для подсоединения.

На каждый смеситель, содержащий 20 т цемента, обвязывалось два цементировочных агрегата с целью надежного затворения и откачки тампонажного раствора. Затворение намечалось центральным насосом при давлении 1,2–1,4 МПа, через штуцер диаметром

10 мм. Откачку тампонажного раствора должны были вести 1ч2 ЦА-320М, насос 9-ГР с цилиндрическими втулками 115 м. Всего по схеме было установлено шесть смесителей, содержащих 120 т цемента, в том числе один узел затворения был обвязан как резервный на случай выхода из строя цементировочной техники, что при работе в экстремальных условиях необходимо было учесть при планировании операции.

Жидкость затворения была подготовлена, исходя из лабораторных исследований в объеме 100 м³, в том числе 50 м³ с декстрином — реагентом замедления, для нижней порции тампонажного раствора. Вода артезианская плотностью 1,09 г/см³, подаваемая из скважин №10-Кара-Сар. Общее содержание солей в артезианской воде около 12%, в том числе ионов калия и кальция до 4–5%.

Лабораторная проверка показала на возможность использования артезианской воды со скважины №10-Кара-Сар для затворения цемента.

Подачу жидкости затворения к группе цементированных агрегатов намечено было вести высокопроизводительным цементировочным насосом пожарной станции, через коллектор диаметром 140 мм и распределительные коммуникации БМ-700.

Перед началом затворения цемента в бункерах агрегатов должно быть 36 м³ обработанной реагентом жидкости затворения, 30 м³ артезианской воды и 6 м³ жидкости ОМБЖ. По расчетам этого количества жидкости должно было хватить на затворение и отмывку агрегатов, однако, насосная станция готова была подать воду в любой момент в процессе операции. В подготовке цементировочной техники к работе, обвязав ее, и обеспечений бесперебойной работы принимал участие весь личный состав тампонажных контор, цехов, производственных объединений «Эмба-нефть», «Прикаспурнефть», «Нижевожскнефть» и «Актюбинскнефть».

Цементирование эксплуатационной 168x127 мм обсадной колонны в скважине №37-Тенгиз

Основной целью цементирования при работах на скважине №37-Тенгиз являлось обеспечение качественной изоляции межколонного пространства 168x127 мм — 245 мм с целью недопущения заколонного флюидопоявления и обеспечения долговременной надежности крепи эксплуатационной скважины.

Отбор средних проб цемента после загрузки восьми цементосмесителей СМН-20 проводился в трех точках каждого смесителя из двух верхних люков и нижнего люка. Каждая проба перемешивалась. Отбор верхних проб воды был сделан после откачки из скважины №10-Кара-Сар 11 тыс. м³ воды. Для лабораторных работ поступило восемь проб от смесителей, каждую из которых необходимо было проверить на пригодность для проведения операции цементирования скважины №37-Тенгиз. Прежде всего была проверена прокачиваемость в условиях скважины, так как на соответствие стандарту цемент был уже испытан и по всем параметрам ГОСТу соответствовал. При оценке прокачиваемости режима набора температуры в автоклаве КЦ-3 был приближен к условиям в скважине. Набор температуры с 22°C до 75°C за 10–30 мин, до 100°C — за 45–60 минут, и далее при 100°C.

В результате исследований основная часть проб из смесителей (6 и 8) показала достаточную прокачиваемость от 1 часа до 40 минут до 2 часов 10 минут, а две пробы из смесителя №62-09 ВДН и №85-76 ГУК показали недостаточную прокачиваемость, соответственно 1 час 05 минут и 1 час 28 минут. Эти смесители были исключены из дальнейших работ. При анализе трех проб цемента из смесителей 33–84 ВДН, 67–94 ГУК и 39–18 ГУК получены пределы прокачиваемости соответственно 1 час 48 минут, 2 часа 00 и 2 часа 10 минут. Этот цемент намечено использовать для первой нижней ступени, а цемент затаренный в смесители 95–65 ГУК и 97–13 ВДН, показал прокачиваемость 1 час 45 мин. и был рекомендован для второй верхней порции. В результате лабораторных исследований была рекомендована добавка 0,1% декстрина от веса цемента к воде затворения для нижней порции цементного раствора и затворение на артезианской воде без добавки для верхней порции цементного раствора. Первая порция тампонажного раствора должна быть прокачана в заколонное пространство на глубину 3090–1230 м, верхняя — 1230 м. После цетаривания цемента в другие смесители, приготовления воды затворения с реагентом были снова отобраны средние пробы цемента и пробы воды затворения с реагентом и без реагента. Пробы были доставлены в две лаборатории: на промбазу Балышкинского УРБ и в лабораторию ЦНИЛ производственного объединения «Эмбанефть» и на комплекс тенгизской экспедиции глубокого разведочного бурения Волгоградского УРБ в лабораторию тампонажной конторы производственного объединения «Прикаспбурнефть».

Пробы исследовались в обеих лабораториях параллельно высококвалифицированными специалистами ЦНИЛа ВНИИКРнефть, ВолгоградНИИнефть. Цемент для первой порции проверялся после затворения при водоцементном отношении 0,45 с добавкой 0,1% декстрина к цементу на прокачиваемость, начало и конец схватывания. Режим набора температуры в автоклаве КЦ-3 был следующим:

- ◆ затворение цемента при 20–30°C;
- ◆ через 40 мин, после начала затворения нагрев до 75°C;
- ◆ в течение 50 мин — до 100°C;
- ◆ до начала загустевания, схватывание и конец схватывания при 100°C.

Давление в автоклаве было в течение всего опыта 60,0 МПа, обороты вала — 60 об/мин.

Рецептура состояла из 100 весовых частей цемента 45 см³ жидкости затворения с буровой №37-Тенгиз. При этом после затворения на электродной мешалке в течение трех минут тампонажный раствор имел плотность 1,96 г/см³, а растекаемость составила 24,0 см.

Первые признаки загустевания были отмечены через 1 час 30 мин. и еще через 15 минут наступил предел прокачиваемости, т.е. прокачиваемость установленная в результате контрольных испытаний составила 1 час 45 мин. Такие же результаты получены и во второй лаборатории. Начало схватывания наступило через 2 часа 30 мин. после закладки из КЦ-3 в ванну, а конец схватывания через 3 часа 08 мин., через 12 часов образцы имели достаточную прочность.

Цемент для второй порции после затворения при водоцементном отношении 0,4: на артезианской воде без реагента, закладывался в автоклав КЦ-3. Режим работы КЦ-3 был следующим:

- ◆ через 30 мин. температура была доведена до 50°C;
- ◆ в течение 30 мин. температура поддерживалась на уровне 50°C;
- ◆ через 1 час 17 мин. температура была доведена до 70°C и затем до 75°C.

Прокачиваемость составила 1 час 20 мин., начало схватывания при 40°C после КЦ-3 наступило через 1 час 35 минут, а конец схватывания через 2 часа 05 мин.

При этом плотность тампонажного раствора была получена 1,97 г/см³, а растекаемость составила 22 см.

Контрольные анализы проведены трижды по каждой рецептуре и в каждой лаборатории. Средние данные по времени прокачиваемости первой порции составило 1 час 50 мин., а второй — 1 час

10 мин., что, как показала проведенная операция за 1 час 05 минут, было достаточно для реализации технологического процесса.

Буферная жидкость, ее свойства, объем и скорость закачки

После окончания закачки бурового раствора (ИБР-2) в соответствии с рабочим планом должно быть закачено 3,5 м³ органо-минеральной буферной жидкости (ОМБЖ) с плотностью 1,95 г/см³ и вязкостью 100 сек. по воронке СПВ-5. Буферная жидкость, содержащая Т-66, ПАВ, КМЦ, барит и другие компоненты должна была:

- ♦ разделить буровой раствор на углеродной основе и тампонажный раствор, смешение которых приводит к значительному повышению реологических параметров;
- ♦ отмыть пристенный слой ИБР;
- ♦ способствовать вытеснению бурового раствора тампонажным.

В межтрубное пространство закачали 3,5 м³ буферной жидкости за 5 минут при отсутствии на агрегатах — 30–35 МПа. Скорость закачки буферной жидкости составила 11,7 л/с.

Особенности режима затворения и порядок ввода в работу цементирующей техники

Особенности режима затворения было следующим:

- ♦ необходимость работать на повышенных скоростях и давлениях водопадающего центробежного насоса;
- ♦ работа цементосмесителя на третьей скорости;
- ♦ необходимость получения при этом кондиционного тампонажного раствора плотностью не менее 1,92 г/см³;
- ♦ откачка в случае необходимости, может производиться двумя агрегатами ЦА-320М.

В связи с необходимостью закачки в заколонное пространство двух порций тампонажного раствора, порядок затворения был следующим:

- ♦ в первую очередь начинать затворения цемента первой порции с последовательным вводом трех смесителей в работу примерно через 3–5 минут, после выхода каждого узла на необходимые параметры тампонажного раствора;
- ♦ до окончания за 10–15 минут работы третьего смесителя первой порции начинать затворение цемента второй порции.

Объем первой порции тампонажного раствора — 39 м^3 , а второй — 26 м^3 , всего — 65 м^3 . Тампонажный раствор должен быть закачан через боковые отводы в заколонное пространство не более, чем за 1 час 30 минут.

После откачки цементного раствора производится продавка его из коллектора буровым раствором в объеме $4,5 \text{ м}^3$.

Соответствие схемы размещения цементировочного оборудования

Схема, разработанная и утвержденная штабом, реализована в полном соответствии с планом, но одна станция контроля процесса цементирования СКЦ-2М не была установлена из-за неисправности.

Замер обеспечивался одной станцией.

Пожарная насосная станция успешно справилась с подачей воды как до начала, так и в процессе проведения операции. Все элементы схемы работали хорошо, без перебоев.

Соответствие параметров режима затворения, свойств тампонажного раствора

В процессе проведения операции цементирования был полностью реализован рабочий план, утвержденный штабом.

РАБОЧИЙ ПЛАН

цементирования эксплуатационной 168x127 мм обсадной колонны в скважине 37 Тенгиз обратным способом (реализуется после задавки, глушения скважины)

1. Подготовительные работы.

1.1. Завезти на буровую и затарить цементосмесительные машины 120 т портландцемента для горячих скважин.

1.2. Подготовить и заполнить водой со скважины №10-Кара-Сар емкости общей скоростью 80 м^3 .

1.3. Завезти на буровую для приготовления 5 м^3 буферной жидкости:

- ◆ 2 м^3 пресной воды;
- ◆ 2 м^3 Т-66;
- ◆ 50 гк КЦМ-600;

- ♦ 50 л сульфонола;
 - ♦ 1 т бетонной глины;
 - ♦ 3 т барита.
- 1.4. Приготовить 5 м³ органоминеральной буферной жидкости (ОМБЖ) плотностью 1,95 г/см³. *Отв. т. Иргалиев Р., Пустовалов В.И.*
- 1.5. Завезти на буровую 200 кг декстрина. *Отв. т. Васильев Б.Ю.*
- 1.6. Подготовить 100 м³ воды затворения с декстрином в соответствии с подобранной рецептурой.
- 1.7. Провести работу по выбору рецептуры тампонажных растворов для 1 и 2 порций, в том числе и контрольные анализы: для первой нижней порции — с пределом прокачиваемости 1,5–2,0 часа при 75°C и 600 кг/см²; для второй верхней порции — с пределом прокачиваемости 1,0–1,5 часа при 40°C и 200 кг/см².
- 1.8. Провести инструктаж по цементированию скважины.
- 1.9. Оттарировать и подготовить к работе станцию контроля процесса цементирования (см. схему) СКЦ-2М.
- 1.10. Подготовить к работе пожарные насосные станции для подачи воды затворения в бункера цементировочных агрегатов (гр.Ш)
2. Технология цементирования.
- 2.1 После окончания закачки бурового раствора (ИБР-2) в межтрубное пространство, не прерывая процесса закачать 35 м³ буферной жидкости плотностью 1,95 г/см³.
- 2.2 Приступить к затворению и закачек в межтрубное пространство скважины первой порции тампонажного раствора с декстрином в соответствии с исследованиями 60 т с контрольной плотностью 1,90–1,91 г/см³.
- 2.3. Ввести двойной замер плотности и контроль объема тампонажного раствора с помощью СКЦ-2 и ореометров (один замерный узел на два смесителя).
- 2.4. Через 20 минут работы смесителей первой порции, приступить к поочередному вводу (через 3–5 мин.) в работу двух смесителей со второй порцией цемента — 40 тн. с контрольной плотностью 1,91–1,92 г/см³.
- 2.5. Отобрать камеральные пробы тампонажного раствора.
- 2.6. После окончания затворения и откачки тампонажного раствора прокачать через обе БМ-700 по 0,700 м³ ИБР (в случае работы через один БМ-700 — 1,4 м³ ОМБЖ).

2.7. В процессе закачки тампонажного раствора в затрубное пространство вести постоянную прокачку бурового раствора в колонну со скоростью 4,0 л/с и продолжить ее еще 2 часа агрегатами группы 2 в период ОЗЦ (общий объем ИБР при цементировании и ОЗЦ не более 60 м³).

2.8. В процессе ОЗЦ вести наблюдение за давлением в трубах и затрубном пространстве, поддерживая в затрубном пространстве давление до 150 атм. в течение 24 часов с регистрацией его через каждый час.

Общее руководство процессом цементирования возложить на зам. генерального директора ПО «Эмбанефть» А.С. Новикова.

После закачки 35 м³ буферной жидкости в течение 40 минут было начато затворение цемента последовательно, сначала первой, а затем второй порции. Начало затворения первой порции было 14 часов 40 минут, а второй — 15 часов 15 минут. Затворение велось при 1,2–1,5 МПа на 2 и 3 скорости смесителя, агрегаты успевали откачивать весь раствор. Тампонажный раствор первой порции имел среднюю плотность 1,945 г/см³, растекаемость 23 см, стабильный и однородный по структуре, второй порции — плотностью 1,94 г/см³, растекаемость 22 см. В процессе затворения и откачки производился отбор средних проб тампонажного раствора.

Затворение и закачка тампонажного раствора продолжалась 65 минут со средней скоростью 1 м³/мин. (16,7 л/с). В процессе цементирования заколонного пространства велась закачка бурового раствора в трубы со скоростью 4,5 л/с, которая продолжалась в течение четырех часов ОЗЦ. К концу операции тампонажный цемент в банках загустел, уже через час наступило начало схватывания и еще через 1 час 15 минут — конец схватывания.

Оценка качества цементирования

В межтрубное пространство прокачано 64 м³ кондиционно тампонажного раствора по параметрам соответствовавшего лабораторным данным в полном соответствии с утвержденным планом работ. Через 3 часа после начала затворения, произведена опрессовка затрубного пространства на 15,0 МПа. Давление не падало, что свидетельствовало о герметичности цементного кольца в межколонном пространстве и о высоком качестве цементирования.

После ОЗЦ в 168 мм части колонны был установлен цементный мост.

Приложение 6.4

Утверждаю
Зам. Генерального директора
ПО «Эмбанефть»

А.С. Новиков

« _____ » _____ 1986 г.

АКТ

Скважина №37-Тенгиз

Мы, нижеподписавшиеся, Окснер В.А. — зам директора по бурению ЦНИЛ ОЭН, Лоскутов Д.А. — СНС сектора разработки тампонажных и спец. цементов ВНИИКРнефть, Пустовалов В.И. — зав. отделом технологии бурения ВолгоградНИИнефть, Исмангулов Е.М. — начальник отдела тампонажных материалов ЦНИЛ ОЭН, Бигалиев Е. — главный инженер тампонажной конторы ОЭН составили настоящий акт в том, что 27 июля 1986 года после выполнения работ по глушению проведено цементирование комбинированной эксплуатационной колонны диаметром 127×168 мм спущенной на глубину 3090 м в скважину №37-Тенгиз.

В соответствии с планом работ, утвержденным на заседании штаба (протокол от 20 июля 1986 г.), цементирование производилось тампонажным портландцементом для «горячих» скважин Новотроицкого цементного завода с использованием в первой порции в качестве реагента — замедлителя схватывания цемента декстрина тампонового, кислотного в количестве 0,15% от массы цемента. Тампонирующий материал был подготовлен по двум рецептурам для последовательной закачки.

1 порция:

- ◆ вода затворения Альбсеноманского горизонта, хлоркальциевого типа со скважины №10-Кара-Сар плотностью 1,09 г/см³;
- ◆ В/ц-0,45, $\gamma = 1,945$ г/см³, $D = 230$ мм;

- ♦ время загустевания цементного раствора при динамической температуре 75°C и давлении $60,0$ МПа составляет 1 час 50 мин.;
- ♦ сроки схватывания после КЦ-3 составляют: начало — через 2 часа 38 мин., конец 3 часа 8 минут.

2 порция:

♦ вода затворения Альбсеноманского горизонта, хлоркальциевого типа со скважины №10-Кара-Сар плотностью $1,09$ г/см³, В/ц — $0,45$, γ — $1,94$ г/см³, $D = 220$ мм без реагентов замедлителей сроков схватывания цементного раствора;

♦ время загустевания при температуре 40°C и давлении $P = 30,0$ МПа составляет 1 час 10 минут;

♦ сроки схватывания после КЦ-3 при температуре 40°C составляют: начало — через 1 час 35 мин., конец — через 2 часа 05 мин.

Операция по цементированию была начата в 15 часов 40 минут и закончена в 16 час 45 минут Средняя плотность первой порции цементного раствора составила $1,93$ г/см³, второй порции — $1,94$ г/см³. Давление при закачке цементного раствора в скважину на манометре блока манифольдов БМ-700 = $4,0$ – $5,0$ МПа.

Объем цементного раствора был рассчитан на полное заполнение заколонного пространства 127×168 мм в 245 мм колонне в интервале 0 – 3090 м и составил 64 м³. При прокачке цементного раствора из манифольда давление выросло с $2,0$ до $4,0$ МПа, остаточное давление в затрубье — $1,0$ МПа.

В процессе цементирования производилась постоянная прокачка бурового раствора в трубы с производительностью $4,5$ л/с в течение 4 часов, а затем с производительностью $2,5$ л/с. Через 3 часа после начала затворения произведена опрессовка затрубного пространства на $15,0$ МПа, что свидетельствует о герметичности цементного кольца в межколонном пространстве.

Зам.директора по бурению ЦНИЛ ОЭН В.А. Окснер

Зав.отделом технологий бурения

ВолгградНИИнефть

В.И. Пустовалов

СНС сектора разработки тампонажных и спец. цементов

Д. Лоскутов

Начальник отдела тампонажных

материалов ЦНИЛ ОЭН

Е. Исмагулов

Гл.инженер тампонажной конторы ОЭН

Е. Бигалиев

Приложение 6.6

1. Исходные данные:

1.1. Забой 4467 м.

1.2. Глубина спуска комбинированной 127x168 мм эксплуатационной колонны — 3090 м, из них $\varnothing 127$ мм — 1319 м, $\varnothing 168$ мм — 1471 м, колонна зацементирована.

1.3. Скважина заполнена раствором ИБР-2 плотностью 2,0 г/см³.

1.4. Скважина поглощает. Ведется периодическая подкачка раствора в эксплуатационную колонну с целью сохранения канала №пласт — эксплуатационная колонна».

1.5. Глубина установки пробки 1471 м.

1.6. Интервал установки цементного моста 1471–1320 м.

1.7. Плотность цементного раствора 1,90–1,95 г/см³.

1.8. Объем цементного раствора для установки моста — 3,0 м³.

1.9. Объем продавочного раствора — 22 м³.

1.10. Продавочный раствор — ИБР, плотностью 2,0 г/см³.

2. Подготовительные работы.

2.1. Установить цементирувочные агрегаты и СМН-20 около устья, обвязав их с линией сброса давления.

2.2. Затарить в цементосмеситель 10 т тампонажного цемента для горячих скважин.

2.3. Набрать в бункер цементирувочного агрегата 4 м³ воды из скважины №10-Кара-Сар.

3. Технологии установки цементного моста:

3.1. Вставить продавочную пробку в 168 мм колону.

3.2. Затворить цемент и при получении плотности 1,95 г/см³ откачать в бункер агрегата 3 м³. *Отв.т. Исмагулов Е., Бегрлиев Е.А.*

3.3. Закачать в 168 мм колонну цементный раствор 3 м³ над пробкой.

3.4. Закачать 22,0 м³ продавочного раствора ИБР плотностью 2,0 м³ до получения «стоп». Давление не должно превышать 30 атм от рабочего.

3.5. ОЗЦ – 72 часа.

Зам.директора по бурению ЦНИЛ ОЭН В.А. Оксер

Зав.отделом технологий бурения

ВолгградНИИнефть В.И. Пустовалов

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Впервые в отечественной и мировой практике борьбы с открытыми фонтанами в условиях высокой тепловой радиации и загрязнения среды высокотоксичными газами H_2S , CO_2 и SO_2 осуществлено оборудование устья горящей скважины запорной арматурой и глушения мощного фонтана с высоким содержанием сероводорода и других высокотоксичных веществ.

2. Оборудование устья аварийной скв. №37-Тенгиз, фонтанирующей флюидом, содержащим значительное количество сероводорода, под горящей струей было сложной технической и организационной задачей, решение которой явилось следствием мобилизации творческих усилий инженерно-технических работников и самоотверженной, героической зачастую с риском для жизни, работы бойцов и командиров военизированных противofонтанных частей ПО «Эмпанефть», пожарных частей Гурьевской, Маангышлакской, Актюбинской и других областей, заводами ВПО «Союзнефтемашремонт».

3. Определены технические условия, разработаны и внедрены организационные и методические основы программирования работ по ликвидации горящих фонтанов с высоким содержанием сероводорода и других высокотоксичных веществ.

3.1. Разработаны и задействованы мероприятия и контроль за состоянием окружающей среды, специальная система наблюдений, отбора и анализа проб воздуха и грунта, защитных средств, инструктажа персонала по газу и технике безопасности обеспечивающие безопасность персонала при работах на устье горящей скважины в среде высокотоксичных газов и высокой тепловой радиации.

3.2. Для разрушения фундаментов металлоконструкций и рыхления спекшегося при высокой температуре ($150^{\circ}C$) грунта разработана специальная технология сооружения шурфов и проведения взрывных работ с помощью взрывов тротила и специальных кумулятивных зарядов с защитной теплоизолирующими спецматериалами и охлаждением водой детонирующих шнуров, помещенных в насосно-компрессорные трубы.

4. Впервые в практике ликвидации нефтяных фонтанов в нашей стране и зарубежном разработана и реализована система дистанционного наведения запорной арматуры и герметизаций устья высокодебитного горящего фонтана с высоким содержанием сероводорода и других высокотоксичных веществ.

4.1. Разработаны и внедрены: технические средства дистанционной установки запорной арматуры к устью горящего фонтана;

♦ технические средства центровки и крепления запорной арматуры на устье горячей скважины;

♦ техника и технология дистанционного подъема и наведения превенторной сборки на колонный фланец устья горящего фонтана с помощью гидроцилиндров;

♦ система дистанционно управляемых гидроцилиндров, обеспечивающих осевое прижатие и герметизацию нижнего фланца превенторной сборки к колонному фланцу устья горящего фонтана;

♦ система охлаждения металлопроводов, труб для подачи цементного раствора и др., в зоне высоких температур путем омыwania водой при помещении их в трубы.

5. Разработаны методики и проведены оценки параметров режима фонтанирования скважины из условия согласованного фонтанирования по характеристикам месторождения и условия равенства выталкивающей силы фонтана весу выброшенных труб. Проведенные расчеты показали высокую уникальную производительность скважины до 20 тыс.т/сут.

6. Разработаны метода исследования фонтанирующих скважин без перекрытия и проведены исследования при различных условиях истечения флюида, которые подтвердили теоретические расчеты и определили метод глушения фонтана с закачкой жидкости через принудительно спущенные трубы.

7. На основании теоретических исследований процесса принудительного спуска труб выбрана оптимальная 2-х размерная компоновка 127×168 мм и разработаны технические условия для приобретения установки принудительного спуска труб с гидроприводом.

8. Разработана и внедрена технология спуска труб резного диаметра (127×168 мм) под давлением в горящий фонтан, содержащий сероводород и другие высокотоксичные компоненты.

9. Адаптирована и освоена гидравлическая установка К-400 фирмы «ОТИС» для принудительного спуска труб под давлением

в условиях высокодебитного (?40 тыс.т./сут) фонтана, содержащего сероводород.

10. Разработана и успешно осуществлена с помощью отечественной техники, технология глушения высокодебитного горящего фонтана с последующим цементированием эксплуатационной колонны, без доступа к продуктивному пласту.

11. Скв.37 Тенгиз приведена в состояние допускающее ввод ее в эксплуатацию, а бурение наклонных скважин продолжена для их заканчивания в качестве эксплуатационных.

12. Ликвидация фонтана с помощью разработанных технических средств и методов организации работ исключило необходимость применения глубинного промышленного взрыва, что обеспечило сохранность недр и экологического равновесия на месторождении Тенгиз и прилегающих территориях и создало морально-политическую обстановку в данном районе.

13. Полученный опыт, уникальность разработанных технических средств, организации и методов работы, методики определения метров рабочих процессов и программы расчетов их на ЭВМ могут успешно применяться для ликвидации аналогичных мощных фонтанов в подобных условиях.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	3
ВВЕДЕНИЕ	11
1. Возникновение и развитие открытого фонтана на скважине №37-Тенгиз	14
2. Стратегия ликвидации горящего нефтегазового фонтана с высоким содержанием высокотоксичных веществ	22
2.1. Горно-геологические особенности месторождения Тенгиз	22
2.2. Выбор направлений ликвидации горящего фонтана	25
2.3. Обеспечение безопасности работ	31
3. Организация и проведение работ по подходу к устью и созданию компактной струи фонтана	36
3.1. Подготовительные и вспомогательные работы	36
3.2. Расчистка устья от металлоконструкций	37
3.3. Разработка организационных основ и технологий взрыва в атмосфере высокотоксичных газов и температуры	52
3.4. Контроль за состоянием окружающей среды и обеспечение безопасности обслуживающего персонала	65
4. Разработка технических средств и организация работ по дистанционному наведению превенторной сборки на устье	75
4.1. Разработка технических средств и технологии наведения превенторной сборки	75
4.2. Подготовка устья и площадки для размещения и крепления гидронатаскивателя	77
4.3. Наведение превенторной сборки (вариант I)	82
4.4. Наведение превенторной сборки усовершенствованным гидронатаскивателем (вариант 2)	92
4.4.1. Подготовительные работы	92
4.4.2. Наведение превенторной сборки (Вариант II)	98
4.4.3. Наведение превенторной сборки (вариант III)	101
5. Оценка характеристик пласта и производительности скважины	111
5.1. Теоретические исследования гидродинамической обстановки в стволе на различных этапах	111
5.2. Оценка режима фонтанирования по гидравлическим сопротивлениям (ВНИИГаз)	120

5.3. Исследования скважины после наведения превенторной сборки	127
5.3.1 Исследование методом разгрузки	127
5.3.2. Исследование скважины при закрытом превенторе	137
5.4. Расчет глушения в «лоб»	152
5.4.1. Исследование скважины при глушении «в лоб»	154
5.4.2. Выводы	156
6. Организация и проведение работ по принудительному спуску эксплуатационной колонны и глушение скважины (Штаб – см. Приложение 6.1.)	157
6.1. Выбор компоновки колонны и установки для спуска труб	157
6.2. Расчет спуска комбинированной колонны 127x168 мм	162
6.3. Технологии принудительного спуска труб под давлением	167
6.4. Глушение скважины	169
6.5. Цементирование эксплуатационной 168x127 мм обсадной колонны в скважине №37-Тенгиз	196
Приложение 6.4	209
Приложение 6.6	211
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	213

В.С. Новиков, А.С. Новиков

УКРОЩЕНИЕ ОГНЯ.

**Ликвидация открытого нефтегазового горящего фонтана
с высоким содержанием сероводорода в скважине № 37-Тенгиз**

Компьютерная верстка А.Е. Баруш

ООО «Сервис-групп»

115093, г. Москва, Партийный переулок, д.1

Подп. в печать 04.06.2010

Заказ № 2085-10.

Формат 60x84/16

Объем 13,5 печ. л.

Тираж 500 экз.

Уч.-изд. л. 13,75

Отпечатано в ЗАО «Полиграф-защита»

109088 Москва, Южнопортовая ул, 24, стр. 1