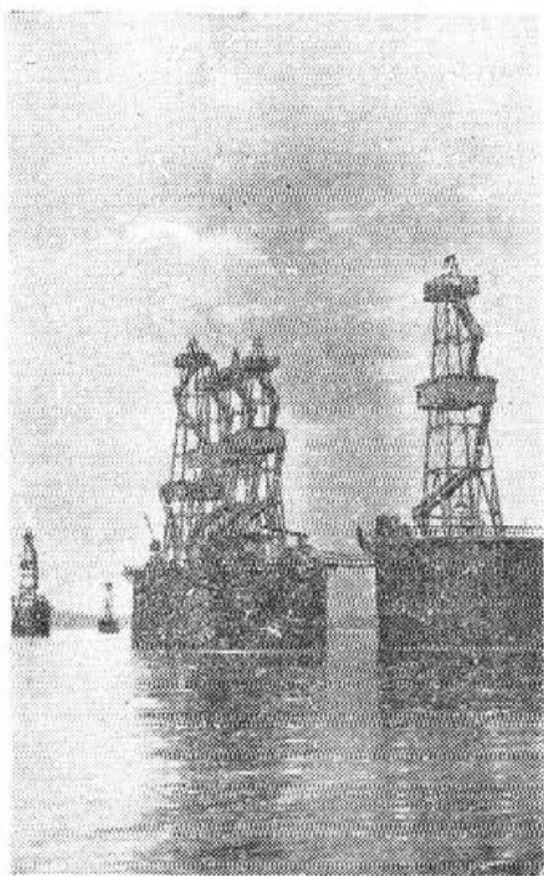


НОРМАТИВНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ СТАНЦИЯ ЦЕНТ
ПРИ ОБЪЕДИНЕНИИ „МОЛОТОВНЕФТЬ“

СТРОИТЕЛЬСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ КАМСКОГО МОРЯ



г. Краснокамск — 1957

А Н Н О Т А Ц И Я

Брошюра обобщает опыт по строительству и эксплуатации Полазнинского нефтепромысла в связи с затоплением Камским морем за период 1952—54 годы и эксплуатации промысла после затопления.

Проведенная работа на нефтепромысле заслуживает внимания прежде всего потому, что она явилась первым опытом подготовки и эксплуатации нефтепромыслов в условиях затопления. Самым замечательным в этой работе явилось то, что в процессе всего строительства и реконструкции промысла велась непрерывная добыча нефти.

Брошюра рассчитана на инженерно-технических работников, мастеров и рабочих-нефтяников.

В составлении данной брошюры принимали участие А. Д. Корнев, В. И. Терехов, Г. И. Корнев, М. Ф. Путилов, В. Н. Белов, Г. В. Гожев, под общим руководством А. Д. Корнева.

ОСНОВАНИЕ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА И РЕКОНСТРУКЦИИ ПОЛАЗНИНСКОГО НЕФТЕПРОМЫСЛА

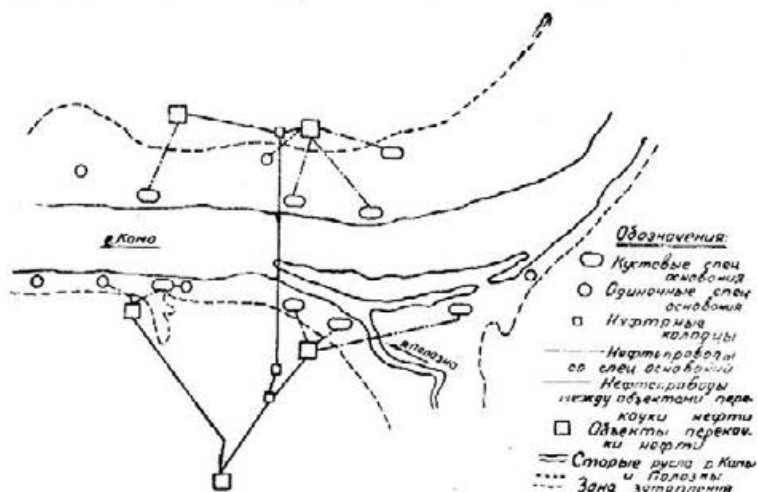
По решению Партии и Правительства на реке Каме, вблизи города Молотова, была построена одна из крупнейших гидростанций нашей страны.

Включение Камской ГЭС в единую систему Уралэнерго значительно улучшило снабжение электроэнергией действующие промышленные предприятия, вновь строящиеся заводы, фабрики, угольные шахты и нефтепромыслы, а также колхозы, совхозы и машинно-тракторные станции районов Урала.

В связи со строительством Камской ГЭС уровень воды на Каме у плотины поднялся на 20 метров и образовалось водохранилище длиной до 300 и шириной до 50 километров. Ввиду этого большая часть Полазнинского нефтепромысла объединения Молотовнефть, расположенного в поймах рек Камы и ее левого притока Полазны затоплена на глубину до 14 метров.

Во избежание прекращения эксплуатации нефтяных скважин, попавших в зону затопления, Правительством было принято решение реконструировать Полазнинский нефтепромысел, т. е. приспособить его к работе в условиях затопления.

Это обстоятельство вызвало необходимость разработки специальной системы устройств и технологического оборудования, специфичных для условий водного пространства и ледового режима.



Фиг. 1. Схема расположения нефтепромысловых объектов в зоне затопления.

Рассматривая ряд предложенных типов специальных оснований для нефтяных скважин, было решено осуществить строительство оснований из металлического шпунта и металлоконструкций с заполнением их внутри грунтом. На созданных таким образом искусственных островах расположить необходимое оборудование для эксплуатации скважин.

Необходимо отметить, что всю работу по строительству и реконструкции промысла нужно было провести в сжатые сроки за период 1952—1954 гг., т. е. до первой очереди подъема воды в водохранилище.

РЕЛЬЕФ МЕСТНОСТИ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ СТРУКТУРА РАЙОНА ЗАТОПЛЕНИЯ

Полазнинский нефтяной промысел располагается на обоих берегах реки Камы при впадении в нее слева реки Полазны, захватывая также устьевую часть долины.

Разбуривание Полазнинской площади велось преимущественно кустовым способом. До затопления большая часть кустов нефтескважин располагалась на первой надпойменной террасе реки Камы с отметками поверхности 95—97 метров.

Лишь на правом берегу некоторые кусты и одиночные скважины располагались на более высоких отметках второй надпойменной террасы реки Камы с отметками поверхности 104—111 метров. Поверхность надпойменной террасы нарушалась вытянутыми вдоль русла понижениями, которые во время паводка бывали затоплены водой. На левом берегу надпойменная терраса имела ширину до 100 метров, на правом достигала 500 метров и соединялась со сравнительно пологим склоном второй надпойменной террасы реки Камы. Склон был покрыт редким смешанным лесом, а надпойменная часть местами кустарником и лиственными деревьями.

В геологическом отношении район характеризуется развитием отложений нижнепермского возраста. В основании их залегают слоистые известняки артинского яруса, сильно кремнистые, местами доломитизированные. Артинские известняки сменяются кунгурскими отложениями, образующими ядро Полазнинско-Краснокамского антиклинала.

Присутствие карбонатных пород — гипсов и ангидритов, создает условия для карстообразовательных процессов, которые в своем развитии создают своеобразные карстовые формы в виде карстовых воронок, провалов и оврагов.

Литологический состав весьма различен. На водораздельных пространствах почти повсеместно развиты суглинки, которые также встречаются на террасах реки Камы, где они обычно покрывают песчано-галечниковые отложения. В долине реки развиты песчано-гравийные отложения, где они слагают аккумулятивные террасы мощностью до 30 метров. Реже встречаются супеси, мелкозернистые и тонкозернистые пески.

ГИДРОЛОГИЧЕСКИЙ РЕЖИМ ВОДОХРАНИЛИЩА

В многоводные и средние по водности годы водохранилище будет наполняться в районе нефтяного промысла до нормального уровня с отметкой подпора 108 метров.

Зимняя сработка горизонта воды допускается до 7 метров, а в отдельные годы будет даже до 8 метров, следовательно, горизонты воды в районе нефтепромысла могут колебаться до отметок 101—108 метров, что значительно затрудняет эксплуатацию и обслуживание кустов нефтяных скважин.

Режим уровней реки Камы характеризуется весенним пиком, приходящимся на середину мая месяца. Начало весеннего ледохода колеблется в пределах от 17 апреля до 7 мая. Продолжительность ледохода в среднем 10 дней, а в верхнем бьефе плотины может быть значительно больше.

Дата осеннего ледостава лежит в пределах от 22 октября по 18 декабря. Средняя продолжительность ледостана составляет 150—160 дней. Ледовый режим на Молотовском водохранилище будет значительно отличаться от режима, существовавшего ранее на реке до образования водохранилища. Вследствие большого запаса тепла, накопленного водохранилищем за лето, следует ожидать более позднего установления ледостава на нем по сравнению с другими реками данного района. Так как водохранилище будет вскрываться позднее впадающих в него рек, то в устьях последних весной возможно образование мощных и продолжительных заторов льда со значительными подъемами уровня воды.

Весной 1956 года в период второго подъема воды в водохранилище наблюдалось более позднее таяние льда, чем в нижнем бьефе плотины. Судходство в нижнем бьефе плотины реки Камы было открыто 1 мая, тогда как в верхнем бьефе был сплошной лед и судходство началось только в половине мая месяца. Кроме этого, в период подъема воды в водохранилище вода выходила из берегов и выступала сверху льда, таким образом образовывалось водное пространство, под которым находился еще цельный лед.

Зимой толщина льда на водохранилище в условиях сурового климата верхней Камы может достигать до 1 метра, причем ледяной покров не остается в течение зимы неподвижным и цельным. Под действием ветров и колебания уровня в водохранилище лед ломается, образуя трещины. Разрушение ледяного покрова от действия ветра и колебания уровня воды следует ожидать на широких участках водохранилища. Что касается волнового режима водохранилища, то он будет меняться в широких пределах в зависимости от направления силы ветра и по данным Ленгипроспецнефти может иметь высоту волны до 2-х метров и длину 15—17 метров.

Средние скорости течения реки по сечению в бьефе в районе нефтепромысла будут иметь величину порядка 0,5 м/сек. При сработанном водохранилище до отметки 100—101 метров средние ско-

рости возрастают примерно в два раза, и в этом случае можно ожидать величину скорости реки до 1 м/сек.

В условиях Камского моря ледовые нагрузки на сооружения, плавсредства и металлические основания нефтяных скважин возможны как под влиянием динамического воздействия при движении льда от скорости потока или ветра, так и статического воздействия под влиянием температурного расширения ледяного покрова. Наиболее опасным для специальных металлических оснований под кусты нефтескважин является динамическое воздействие льда в период весенне-осеннего ледостава.

Согласно ГОСТ 3440—46 расчетная формула для определения динамического воздействия льда на сооружения имеет следующий вид:

$$Pq = K \cdot v \cdot h \cdot V \sqrt{I_v}$$

Pq — суммарно-динамическое давление льда на сооружение в тоннах;

v — скорость движения льдин в м/сек;

h — толщина льда в метрах;

I_v — размеры отдельных льдин в метрах;

K — коэффициент, учитывающий физическое состояние.

Расчетную толщину ледяного покрова принимаем, исходя из практических данных — 0,35 метра.

Скорость движения льдин принимаем равной максимальной скорости движения воды—1 м/сек., т. е. под влиянием ветровых воздействий.

Коэффициент « K » по данным Ленгинпроспекнефти принимаем равным 6.

Размеры отдельных максимальных льдин в первый период ледохода, исходя из наблюдений и практических данных, принимаем $200 \times 100 = 20000$ кв. метров.

Подставляя величины в формулу, имеем силу центрального удара такой плавающей льдины:

$$Pq = 6 \cdot 1 \cdot 0,35 \cdot V \sqrt{20000} = 296 \text{ тонн}$$

Указанная выше сила удара льдин весьма опасна для сооружений, находящихся в водохранилище. При внецентровом ударе величина ее будет, очевидно, значительно меньше.

Для предотвращения такой опасности, специальные подразделения должны посредством закладки взрывчатых веществ в ледяные шурфы производить на большом протяжении реки взрывы и размельчать лед или посредством пропуска судов ледокольного типа разламывать ледовый покров на мелкие льдины.

Полазнинское нефтяное месторождение, в отличие от других, эксплуатируется в особых условиях, где имеют место: полное затопление нефтяной площади, особый ледовый режим, сильные морозы, достигающие 40—50°, а также значительные колебания уровня воды.

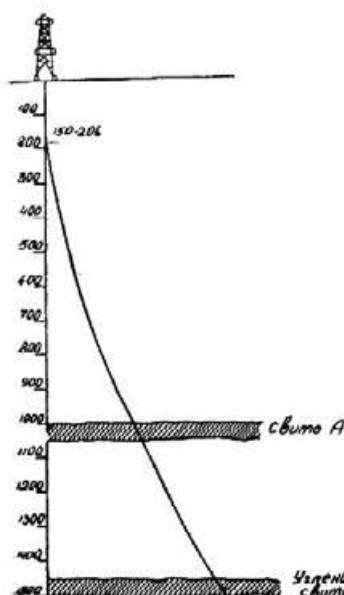
Подобные специфические условия эксплуатации нефтяного месторождения являются на сегодня единственными в СССР и представляют несомненно большой интерес.

КУСТОВОЕ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЕ БУРЕНИЕ СКВАЖИН

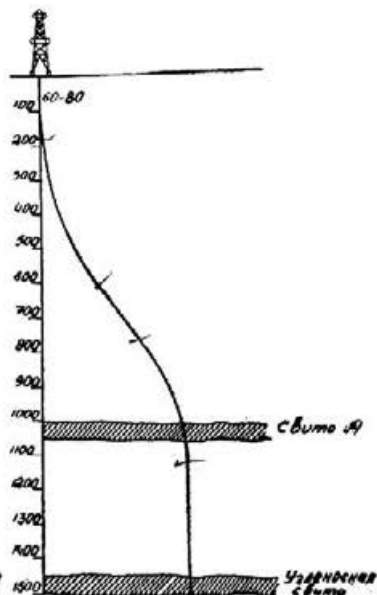
Как известно, целью наклонно-направленного бурения является разработка нефтяных горизонтов, залегающих под дном рек и водоемов, под болотами, большими сооружениями и поселками или в таких геологических условиях, при которых невозможно или экономически невыгодно бурить вертикальные скважины.

Кустовой метод наклонно-направленного бурения на Полазнинском месторождении заключался в разбуривании от трех до шести скважин с одного основания на нефтяную залежь, находящуюся под рекой Камой, при этом устья скважин располагались на расстоянии 8 метров друг от друга в один ряд с отклонением забоя от вертикали на 450—500 метров согласно сетке разработки.

Выбор однорядного расположения скважин дал возможность каждый раз вторично использовать две опоры под ноги вышки при бурении последующих скважин, что сокращало сроки перетаскивания вышек и уменьшало затраты производства. Кустовое бурение наклонно-направленных скважин дало нам много преимуществ: сократился объем строительно-монтажных работ, ускорилось пере-



Фиг. 2. Первоначально принятый профиль скважин.



Фиг. 3. Вновь принятый профиль скважин.

таскивание вышек, сократилась протяженность нефтепроводов, газопроводов, водопроводов, электролиний и линий связи, значительно уменьшилась длина подъездных путей, улучшилось обслуживание скважин в период их эксплуатации.

Для эксплуатации наклонно-направленных нефтяных скважин особо важное значение имеет их профиль. Первое время на Полазнинском месторождении бурили скважины, имевшие профиль показанный на фиг. 2. Впоследствии перешли на другой профиль, характерный для многопластовых залежей, дающий в дальнейшем возможность возврата на вышележащие продуктивные горизонты.

Профиль на фиг. 3, принятый на Полазнинском месторождении, давал равномерную сетку для свиты «А» при возврате скважин с угленосной свиты. По новому профилю ствол скважины под 12 дюймовый кондуктор от 0 до 80 метров бурится вертикально, потом бурение из-под башмака 12-дюймового кондуктора производится с набором кривизны до некоторого максимума, после чего кривизна стабилизируется. Перед свитой «А» начинается выполаживание ствола скважины с обязательным вскрытием нефтяного горизонта вертикальным стволом.

Принятый профиль имеет следующие преимущества: уменьшается расход 12-дюймового кондуктора, достигается равномерная сетка разработки для угленосного горизонта и свиты «А», уменьшается применение отклонителей при бурении, уменьшается количество инклинометрических замеров.

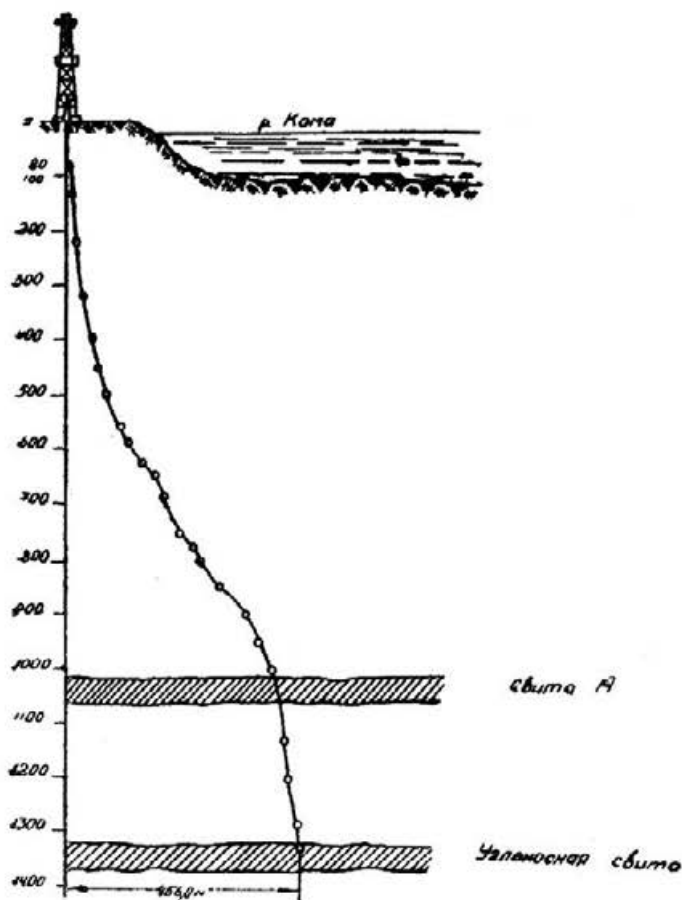
Для успешной проводки кустовых наклонно-направленных скважин турбинным способом необходимо, чтобы геологическая служба строго контролировала правильность проводки ствола скважин согласно заданного азимута и профиля. При спуске эксплуатационной колонны и цементации в таких скважинах необходимо применять обычные фонари для обсадных колонн. При доброкачественной проводке скважин неудачных заливок колонн не наблюдалось.

Кустовое бурение наклонно-направленных скважин на разные нефтяные горизонты для их одновременной эксплуатации по профилю на фиг. 3, является рациональным методом разбуривания и освоения многопластовых нефтяных месторождений.

При глубинно-насосной эксплуатации наклонных скважин ось гибких насосных штанг и труб принимает положение какой-то кривой соответствующей оси ствола скважины; на каждом отдельно взятом участке ствола она может изменяться в ту или иную сторону, что приводит к трению штанг о стенки насосных труб.

Практика работы Полазнинского нефтепромысла свидетельствует о том, что эксплуатация наклонно-направленных скважин в основном освоена, и трудности, возникаемые в связи с наклоном оси скважин, вполне преодолимы.

Характерными трудностями при освоении и эксплуатации наклонно-направленных скважин являются:



Фиг. 4. Скважина, пробуренная по новому профилю.

	проект	факт.
глубина в м.	1425	1441
азимут проложения	201°	194°
проложение в м.	435	456

1. Истирание штанг и штанговых муфт о трубы, заклинивание плунжеров глубинных насосов от попадания металлической стружки, образующейся вследствие истирания штанг и муфт.

2. При производстве подземных и капитальных ремонтов истирание обсадных колонн насосными трубами и канатами, задевание торцами муфт насосно-компрессорных труб за стыки труб обсадной колонны, осложняются ловильные работы.

Перечисленные выше трудности преодолеваются: применением муфт насосно-компрессорных труб со снятыми фасками, внедрением

роликовых фонарей, подбором рациональной конструкции колонн насосных штанг и в малодобитных скважинах применением метода тихоходной откачки жидкости.

Что касается эксплуатации наклонно-направленных скважин фонтанным способом, то она по существу ничем не отличается от эксплуатации обычных вертикальных скважин.

СТРОИТЕЛЬСТВО ВЫШЕК НАД ЗАТАПЛИВАЕМЫМИ СКВАЖИНАМИ

Для производства наращивания устьев скважин, осуществления подземного ремонта и эксплуатации скважин в период строительства специальных оснований являлось обязательным строительство буровых вышек над скважинами с оставлением их на весь период эксплуатации.

В целях уменьшения строительно-монтажных работ по сооружению вышек было принято решение оставить трубные вышки ВМ-41 на скважинах, выходящих из бурения, на которых разобрать рамные основания и смонтировать заново маршевые лестницы, монтажные площадки, переходные мостки на отметке 110 метров и эксплуатационные полы. Проведение этих работ было поручено Полазницкой конторе бурения, т. е. конторе, которая вела разбуривание площади.

Строительство вышек для 28 скважин, попадающих в зону затопления, производилось двумя бригадами вышкокомонтажников строительного управления № 4 треста Молотовнефтьстрой под руководством прораба Ф. Г. Эрлиха.

Для комплектования вышек, пополнения их деталями и проведения работ по вышеуказанному изменению конструкций была организована специальная площадка.

Ввиду того, что расстояние между устьями скважин в кусте не позволяло размещать обычные буровые вышки, за счет изъятия нижних секций высота вышек обычно уменьшалась до 33—37 метров.

Для производства работ по наращиванию устьев скважин в вышках с одной стороны (к приемным мосткам) монтировались «ворота» высотой 8 метров.

Для установки станков-качалок и производства спускоподъемных операций в вышках монтировались на отметке 110 верхние «ворота» высотой также 8 метров, для чего использовался материал, оставшийся после укорочения вышек. Монтаж верхних «ворот» производился после окончания строительства спецоснований и засыпки грунта во внутрь шпунтовых ячеек.

Для предохранения от коррозии частей вышек, которые должны находиться в грунте, было предусмотрено покрытие их нормальной противокоррозийной изоляцией, состоящей из грунтовки и двух слоев битумного покрытия и крафтбумаги.

Минимальная толщина изоляции 3 мм. Грунтовкой являлся раствор битума в бензине в соотношении 1:3 по объему, удельный вес грунтовки 0,8—0,82.

Битумное покрытие приготавливалось из битума марки IV. Количество каолина, добавляемого в битум, составляло 20—25 процентов по весу.

Заземление ног вышек обеспечивалось тем, что две панели вышек, находящиеся ниже отметки 106 метров, не изолировались и имели непосредственный контакт с мокрым грунтом, поэтому эти участки ног являлись заземляющими электродами и пояса вышек—соединительными поясами. Кроме этого дополнительно предусматривалось на отметке 110 метров четыре ноги вышки соединить при помощи сварки с кондуктором железной полосой сечением 100 кв. мм, что одновременно являлось и креплением устья скважины.

Сборка вышек производилась при помощи подъемника Кершенбаума.

Вышки собирались в стороне от устьев скважин в 10—12 метрах, а затем затаскивались с помощью тракторов на заранее подготовленные фундаменты.

Подъемник Кершенбаума после сборки вышек разбирался лишь настолько, чтобы можно было передвинуть его для монтажа следующей вышки.

Все это дало возможность значительно сократить останковки скважин и повысить безопасность работ.

НАРАЩИВАНИЕ УСТЬЕВ СКВАЖИН

За период 1952—1954 гг. были наращены устья на 40 скважинах.

Нефтепромисел производил наращивание устьев на действующих скважинах, а скважины, выходящие из бурения в период подготовки к затоплению, едавались буровиками с наращенными устьями.

Наращивание устьев на всех действующих скважинах производилось после окончания строительства вышек и включало в себя следующие работы: глушение фонтанных и переливающих скважин, демонтаж устьевого оборудования и подготовка устьев для соединения наращиваемых патрубков колонны и кондуктора, наращивание колонн с обваркой соединительных муфт, оборудование устьев и наращивание временных выкидных нефтепроводов, цементация наращенной части межтрубного пространства кондуктора и колонны, возбуждение скважин.

Наращивание устьев на действующих скважинах производилось бригадой под руководством А. П. Низовцева и А. Н. Аликина.

На основании заключения ВНИИ, задавливание фонтана и заполнение ствола скважины производилось глинистым раствором. Па-

параметры глинистого раствора имеют важное значение для обеспечения быстрого освоения скважин при вводе их в эксплуатацию, а также предотвращения уменьшения отдачи пласта.

Параметры глинистого раствора принимались: водоотдача за 30 минут не более 5 см³, удельный вес 1,18, вязкость по СПВ 25—30 сек.

Во избежание осложнения при освоении скважины глинистый раствор приготавливался с добавками бентонитовой глины, сульфит-спиртовой барды, каустической и кальцинированной соды.

Раствора закачивалось в скважину строго расчетное количество с тем, чтобы давление пласта превышалось не более чем на 5—10 процентов.

Подготовка устьев скважин для наращивания заключалась в демонтаже устьевого оборудования, очистке рабочего места для сварочных работ, срезке пьедестала на фонтанных и снятии хомутов на глубинно-насосных скважинах.

Подбор диаметра труб для наращивания и их длины зависят от конструкции скважин и от необходимой высоты поднятия устья той или другой скважины до отметки 110 метров, т. е. на два метра выше максимального уровня подъема воды.

Процесс наращивания устьев начинался со сборки всей системы наращиваемых патрубков на мостках. В 12—16-дюймовый патрубок пропускался патрубок 6—8-дюймовой колонны, внутрь которого пропускался патрубок насосно-компрессорных труб.

Вся эта система, соединенная в одно целое при помощи двух элеваторов (один—для насосно-компрессорных труб, другой—для эксплуатационной колонны) и штропов, подвешивалась над устьем скважины.

Наращиваемая часть насосно-компрессорных труб завинчивалась в муфту насосно-компрессорной трубы, находящейся в скважине, после чего наращиваемая часть эксплуатационной колонны, находящаяся выше насосно-компрессорных труб, таким же образом соединялась с эксплуатационной колонной, наращиваемый патрубок кондуктора ввинчивался в муфту, специально приваренную к кондуктору.

После соединения всех колонн производилась обвязка устья скважины.

Для возбуждения скважины после наращивания раствор вытеснялся нефтью и несколько раз снижался уровень в скважине с помощью компрессора УПК-80. Такой способ давал возможность ускорить процесс, сохранить 30—50 процентов качественного глинистого раствора для глушения следующей скважины и избежать разливов и потерь нефти.

Все сварочные работы при наращивании, касающиеся герметизации устьев, активировались с подписью ответственных лиц.

В результате высокого качества сварки, которого добились сварщики В. Богданов и А. Киреев, наращивание происходило качествен-

мо. Несмотря на отказ от опрессовки наращенной части колонны, пропуски имели место лишь на одной скважине.

Вообще говоря, отказ от опрессовки следует считать большим риском, так как неплотности колонны, обнаруженные после наращивания устья, ведут к весьма сложным работам по их устранению.

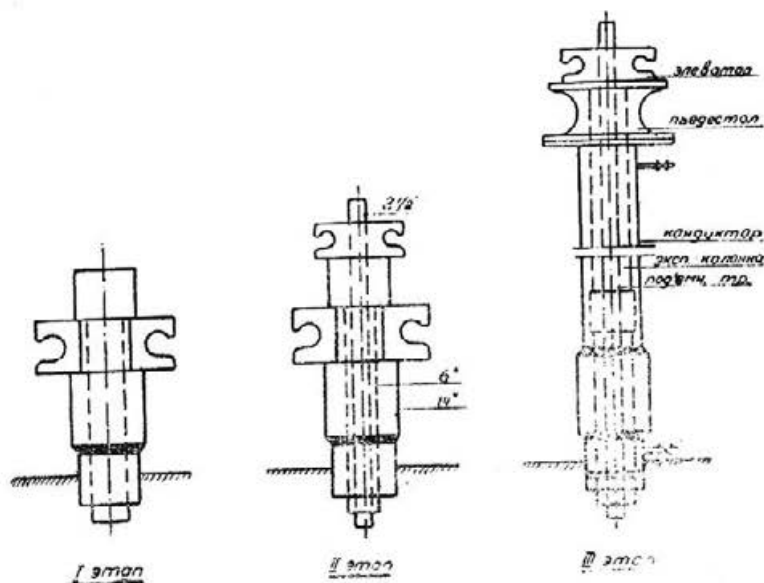
Для цементации наращенной части колонны на ближайшей муфте, находящейся под уровнем земли, устанавливался разрезной фланец, который засыпался гравием и глиной. Ввиду того, что установка такого фланца-сальника требует особой тщательности, на его установку также составлялся акт.

Цементаж наращенной части проводился агрегатом ЦА-150.

Экономия глинистого раствора для глушения скважин, возбуждение скважин компрессором, наращивание без подъема насосно-компрессорных труб, а иногда и штанг (проектом предусматривался подъем насосно-компрессорных труб и штанг) и многие другие усовершенствования дали большую экономию средств и сократили время между остановкой и пуском скважин до двух—трех дней, вместо семи дней, предусмотренных проектом.

Наращивание устьев выходящих из бурения скважин производилось до ввода их в эксплуатацию.

После окончания бурения производился обычным путем спуск эксплуатационной колонны и цементаж, но без обвязки устья скважины. Концы труб кондуктора и эксплуатационной колонны оборудовались муфтами, причем эксплуатационная колонна висела на элеваторе, находящемся на муфте кондуктора.



Фиг. 5. Наращивание устьев скважин, выходящих из бурения.

В период ОЗЦ подготавливалась монтажная площадка на отметке 110 метров.

Сразу же после окончания ОЗЦ, если не было необходимости разбуривать цементный стакан, опрессовывалась эксплуатационная колонна на герметичность, перфорировался продуктивный горизонт, спускались насосно-компрессорные трубы и без освоения на приток производилось наращивание колонны.

Для определения герметичности и создания жесткости, а также надежной противокоррозийной изоляции эксплуатационной колонны межтрубное пространство заливалось цементом до сальника-пакера.

Для облегчения процесса наращивания колонн, насосно-компрессорные трубы ставились на забой.

Нарощенная часть колонн крепилась к ногам вышки посредством профильных металлических балок, на которых сооружалась промежуточная площадка для обслуживающего персонала.

После окончания наращивания колонн, обвязки пьедесталом и оборудования устья скважины — производилось освоение скважин обычным путем.

При наращивании устьев скважин большое внимание уделялось технике безопасности и проведению противопожарных мероприятий. Каждый работник обязательно проходил специальный инструктаж по особой программе.

Для безопасной и безаварийной работы по наращиванию устьев скважин необходимо:

1. Допускать до работы по наращиванию устьев только проинструктированных рабочих, сдавших экзамен по правилам безопасности в нефтедобывающей промышленности.

2. Перед началом работ по наращиванию устьев действующих скважин организация, производящая эти работы, должна получить письменное разрешение на производство наращивания устьев от областного Госгортехнадзора, а от местной пожарной охраны — на производство огневых и огнеопасных работ.

3. При производстве работ строго соблюдать правила безопасности и типовые правила пожарной безопасности, введенные в действие приказом Министерства нефтяной промышленности. Иметь на буровой полный комплект противопожарного инвентаря.

4. Промежуточные монтажные площадки должны быть прочно и надежно укреплены к ногам вышки и снабжены внутренним и наружным ограждением, все работающие на высоте должны иметь и пользоваться предохранительными поясами.

5. Подготовка территории вокруг куста скважин, где производится наращивание, должна полностью отвечать требованиям пожарной безопасности.

6. В период наращивания вблизи куста скважин должен находиться цементировочный агрегат и две металлические емкости по 20 куб. метров с глинистым раствором и по мере понижения уровня жидкости в скважине, ниже расчетной величины, производить долив глинистого раствора.

7. Возбуждение скважины после наращивания должно производиться, как правило, промывкой нефтью и в случае невозможности или безрезультатности—компрессором.

8. Трактор-подъемник при процессе наращивания устьев устанавливается с наветренной стороны.

9. Монтажные площадки в кустах скважин, расположенные на отметке 110 метров, должны быть соединены между собой переходами с ограждением.

10. В процессе наращивания устьев у одной из ног вышки на уровне площадки должна иметься оттяжка из цельного металлического каната диаметром 16 мм с люлькой для спуска верхового рабочего в случае аварии.

11. При наращивании глубинно-насосных скважин огневые работы у устья могут быть разрешены только при условии отвода газа из эксплуатационной колонны через нарощенный 6-дюймовый патрубок, или через специальный 2-дюймовый патрубок с деревянной пробкой, вставляемый внутрь эксплуатационной колонны.

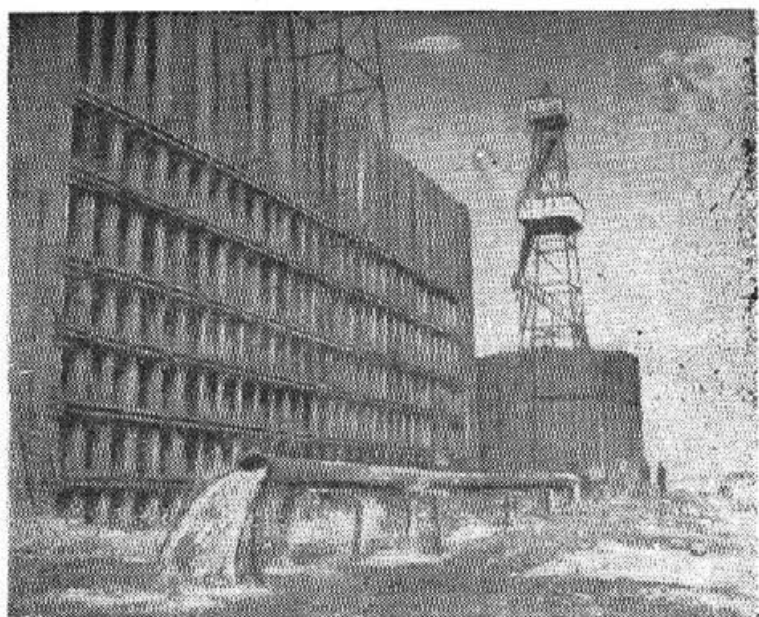
12. Перед срезкой кондуктора и разоборудованием устья действующих скважин необходимо путем натяжки пьедестала (после разбалчивания фланцев) выпустить газ из межтрубного пространства между кондуктором и эксплуатационной колонной и заполнить его глинистым раствором до устья.

СТРОИТЕЛЬСТВО СПЕЦОСНОВАНИЙ

Строительство спецоснований производилось специализированными организациями трестов «Фундаментстрой» (УНР-321) по строительству шпунтовых оболочек вокруг скважин и «Гидромеханизацией» (УНР-313) по заполнению оболочек грунтом.

Специальные основания представляют собой шпунтовые оболочки, до верха заполненные песком и гравием. Для кустовых скважин форма оснований принята (в плане) сигаровидная. Длина таких оснований 39—41 метр, ширина 15 метров, концы закруглены радиусом 7,5 метра. Для одиночных скважин—круглые, диаметром 15 метров. Из 14 построенных спецоснований высота 12-ти оснований составляла 12—15 метров и двух других — 6 и 8 метров. Металлические вышки, находящиеся внутри оснований, засыпались песком и гравием на высоту 2—3 секций.

Прямые участки шпунтовых стенок выполнены из корытообразного шпунта типа «Ларсен» IV и V, криволинейные участки и круглые основания—из плоского шпунта ШП-1.



Фиг. 6. Спецоснования для куста скважин и для одиночной скважины.

Верхняя площадка оснований увеличивалась за счет консольной металлической площадки шириной 1,5 метра, расположенной по всему периметру. Кроме технологического оборудования основание оборудовалось съёмными металлическими лестницами и подъёмным порталом грузоподъёмностью 5 тонн.

Шпунты забивались копрами, которые с помощью лебедки по специально проложенным рельсам легко передвигались вокруг куста. Копер работал в летнее время от компрессора, типа ЗИФ-51. В зимнее же время копер работал от пара, так как суровая уральская зима не давала возможности работать на сжатом воздухе. Для этой цели строилась недалеко от куста котельная с одним котлом Очерского завода.

Шпунт забивался на глубину трех метров. После забивки шпунта по всему периметру прямые участки сигаровидных оснований кре-

пились через каждые 2,5 метра горизонтальными двутавровыми поясами жесткости. Одноименные пояса противоположных сторон крепились между собой анкерными тягами. Всего было забито 3520 тонн шпунта.

Основным препятствием при забивке шпунтов были металлические предметы, трубы, деревянные брусья, затерянные в грунте.

Заполнение шпунтовых ячеек производилось земснарядами по пульпопроводам, смонтированным на металлических поплавах. В теплое время года грунт рефулировался земснарядами со дна реки Камы. Зимой грунт выбирался из забоя на берегах экскаваторами и на автосамосвалах подвозился к спецоснованиям, где экскаваторами с удлиненной стрелой забрасывался в шпунтовую ячейку. Всего было отрефулировано 75000 куб. метров грунта.

Заполнение шпунтовых ячеек велось продолжительное время. Два земснаряда вели работу в течение двух летних сезонов. При заполнении ячеек возник целый ряд осложнений. Вначале работ гидромеханизаторы не уделили внимания водоотливу. Это привело к размыву грунта под оболочками, просадкам и прорывам грунта из ячеек.

Проектом предусматривалось по мере намыва вести изоляцию анкерных тяг, соединяющих прямые участки шпунтовых стенок, с остановками рефулирования.

Предусматривалось также останавливать намыв и для монтажа подземного технологического оборудования на отметке 105,5 метра, т. е. на 4,5 метра от верха основания.

Практически из-за сжатых сроков строительства выполнить такой порядок работы не представлялось возможным.

В результате пересмотра технологической схемы оборудования и отказа от изоляции анкерных тяг стал возможен непрерывный намыв оснований.

Серьезной ошибкой при строительстве оснований явилась недостаточная глубина забивки шпунтов — 3 метра, допущенная в результате неправильного проектирования филиалом Ленгипроспецнефть. Следствием чего имели место размыв грунта под основаниями в процессе рефулирования, ненормальные осадки оснований, прорывы грунта из ячеек, перекосы вышек и устьев скважин. Так, основание куста 2 мгновенно погрузилось до одного метра и претерпело деформацию с расширением нижней части основания, порывом тяг и поясов. Работы по заполнению ячеек в 1953 году были сорваны. Из 14 оснований были заполнены полностью 4 и частично 3. В результате подробного рассмотрения положения объединением, проектной и строительной организациями было ре-

щело произвести обвалование шпунтовых ячеек, т. е. искусственно увеличить глубину забивки шпунтов.



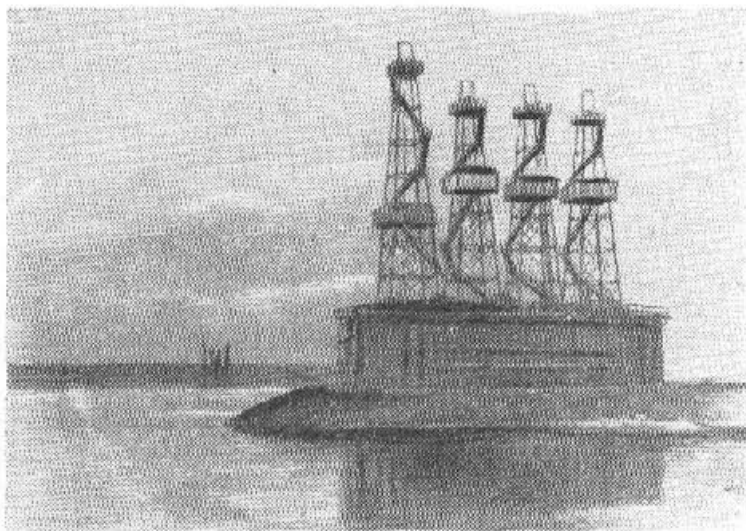
Фиг. 7. Обвалование шпунтовой ячейки.

В результате этих дополнительных работ зимой 1953—54 гг. было сделано 54000 куб. метров земляных работ, укрепление обвалований слоем металлургического шлака в 30—40 сантиметров, забита шпунтовая стенка у основания куста 2 для укрепления берегового откоса длиной 75 метров на глубину 10 метров.

Обвалования производились методом сухой засыпки с помощью самосвалов и экскаваторов. Одновременно с обсыпкой обвалований была сделана попытка заполнения ячеек грунтом с помощью экскаваторов. Результат был получен резко отрицательный. От падения грунта гнулись анкерные тяги, а от осадок и горизонтальных смещений песчаной массы смещались вышки и устья скважин, тем самым задерживалось оборудование площадок спецоснований. Наблюдались самые неожиданные по длительности и размерам осадки грунта, которые требовали новых и новых дополнений.

В период обвалований незаполненных оснований прямые участки шпунтовых стенок с наклоном вогнулись во внутрь основания. Эти деформации при заполнении ячеек устранились неполностью.

Намыв последних 9-ти оснований был закончен летом 1954 г. уже после затопления первой очередью подъема воды Камской ГЭС.



Фиг. 8. Один из кустов скважин после первой очереди подъема воды в водохранилище.

РЕКОНСТРУКЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

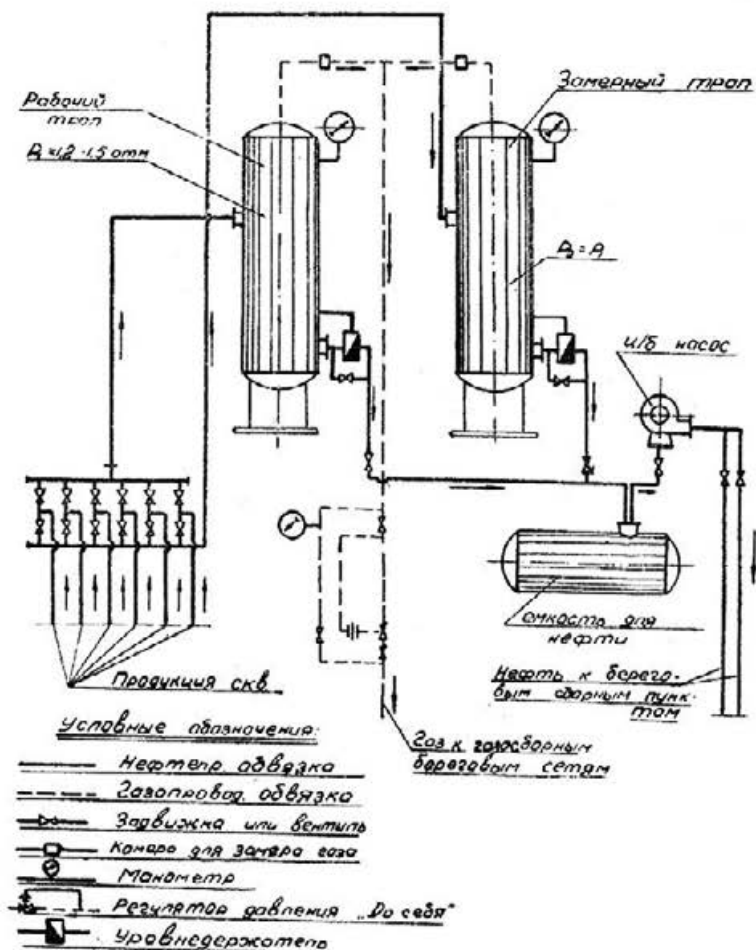
Значительная работа проводилась и по реконструкции технологического оборудования промысла, осуществляемая стройуправлением № 4 треста Молотовнефтьстрой.

До реконструкции промысла сбор нефти осуществлялся путем подключения всех скважин к четырем нефтесборным пунктам, где производился первичный учет нефти, замеры дебитов и частично спуск воды.

С нефтесборных пунктов нефть откачивалась на головные сооружения. В процессе строительства такая схема сбора нефти и сохранилась. С окончанием реконструкции она изменилась. Каждое спецоснование (одиночное или групповое) было оборудовано трапом или двумя типа ТГ-1400-6, распределительной батареей, емкостью или двумя марки РГС-51 и насосной с малогабаритными центробежными насосами.

Нефть и газ из скважин стали поступать в трап, из трапа в емкость, откуда нефть откачивалась на нефтесборный пункт по нефтепроводам, а газ по газопроводу к газосборнику, находящимся в незатопляемой части.

От спецоснований были проложены в одной траншее с заглублением в подводной части на 0,5 метра два четырехдюймовых неф-

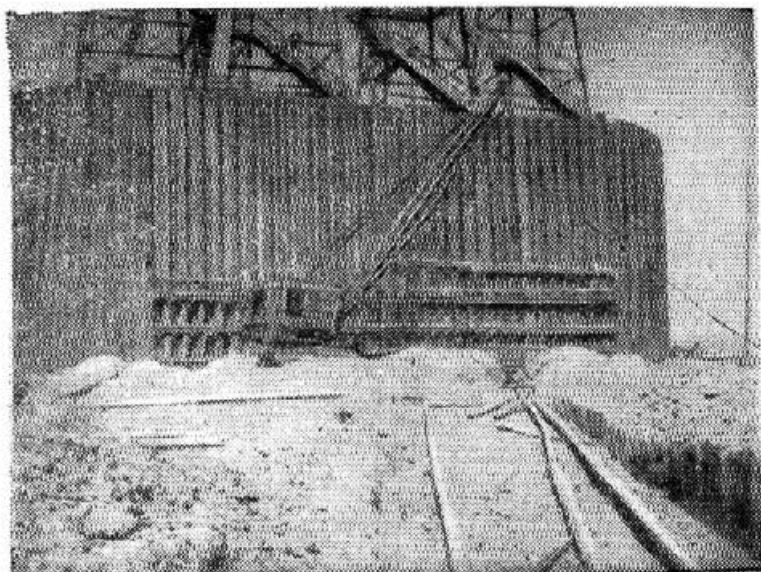


Фиг. 9. Схема тропной установки на кустах скважин.

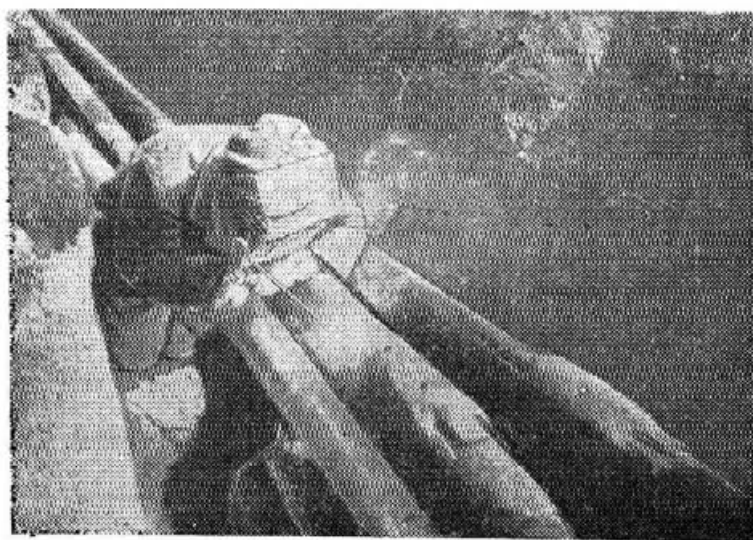
теппровода и один четырехдюймовый газопровод. Один нефтепровод предусматривался как запасной на случай запарафинивания основного.

Емкости и насосная на спецоснованиях были запроектированы подземные. Углубление их предполагалось на 4,5 метра. В процессе строительства, как упоминалось, это сильно осложнило намыв оснований и монтаж оборудования. Поэтому технологическое оборудование спецоснований было перенесено на поверхность.

Электрификация и телефонизация левобережных спецоснований осуществлялась воздушными линиями, а правобережных—электрокабелями, в силу их различной отдаленности от берегов.



Фиг. 10. Прокладка нефтепроводов и газопровода от спецоснования.



Фиг. 11. Сварка лепестковых муфт на трассе.

Электроэнергия на правобережные спецоснования стала подаваться высокого напряжения и понижаться на спецоснованиях до 380 вольт.

Производство работ по монтажу трубопроводов осуществлялось следующим образом: на ровных по рельефу местах на обоих берегах реки Камы вблизи спецоснований были организованы шесть сварочных площадок, на которых производилась сварка труб в плети длиной 80—100 метров.

Трубные плети со сварочных площадок растаскивались по трассе тракторами по три-четыре плети за одну ходку, где и сваривались между собой автогеном или электросваркой. Для усиления сварных швов на стыки предварительно одевались и приваривались специальные лепестковые муфты, которых потребовалось установить около 3000 штук.

Смонтированные таким образом трубопроводы между спецоснованиями и береговыми сборными пунктами подвергались испытаниям на плотность и прочность сварных швов и самого тела труб путем создания в них давления водой в теплое время года и воздухом зимой. Нефтепроводы опрессовывались на 75, а газопроводы на 15 атмосфер.

После опрессовки трубопроводы покрывались усиленной антикоррозийной битумной изоляцией, укладывались в траншеи и вновь подвергались испытанию, после чего засыпались грунтом на глубину полметра в затопляемой части и на глубину двух метров в незатопляемой.

Для перекачки нефти, газа и воды с правого берега на левый были уложены по дну Камы два шестидюймовых нефтепровода, один восьмидюймовый газопровод и два шестидюймовых водопровода.

Траншеи для этих трубопроводов рылись землечерпательными машинами.

Перед укладкой в траншеи в дне реки Камы, на специально подготовленной площадке трубы монтировались (сваривались) в трехсотметровые плети. Эти плети после сварки испытывались водой на необходимое давление, изолировались битумом. Изоляция защищалась от порчи при протаскивании деревянными рейками. Для протаскивания плетей вдоль траншей была построена спускная роликовая дорожка.

После протаскивания первой плети с помощью троса и двух тракторов, установленных на левом берегу, к ней подваривалась вторая плеть, которая вслед за первой уходила под воду, потом подваривалась третья плеть и так далее. Таким образом были уложены под Каму все трубопроводы.

Сильные и телефонные кабели укладывались в траншеи с помощью трактора и саней, на которых устанавливалась свободно вращающаяся катушка с кабелем, разматывающая кабель по мере

необходимости при движении трактора вдоль кабельной траншеи. Под воду реки Камы кабель укладывался с движущегося по оси трассы паромом в летнее время и легкого трактора по льду в зимнее время.

Траншеи под водой для кабеля рылись также землечерпалками и после укладки в них коммуникаций замывались гидромониторами.

Для производства подземных ремонтов на основаниях устанавливались специальные электролебедки ЛС-11-КМ с электромотором мощностью 40 киловатт. Электролебедки изготавливались по заказу на Кунгурском машиностроительном заводе и по своему устройству ничем не отличались от тракторных марки ЛТ-11—КМ. Каждая такая лебедка обслуживает две скважины на кусте или одну одиночную. Талевой канат проходит через поворотный горизонтальный ролик, установленный между скважинами, и через обычный оттяжной ролик идет на оснастку талей.

Штанги при подъеме из скважины устанавливаются в специальные шурфы с держателями для подвески штанг. Трубы устанавливаются за «палец» двухтрубками. При этом с помощью верхового рабочего подъем штанг может осуществляться тремя рабочими (включая лебедчика), а подъем труб—четырьмя.

Удаление ливневых вод и мазутных остатков, скопляющихся через дождеприемник в специальной подземной емкости 25 куб. метров, должно периодически производиться с помощью насосов для перекачки нефти по тем же нефтепроводам.

Оборудование на спецоснованиях устьев скважин как фонтанных, так и глубинно-насосных ничем не отличается от обычных условий. Глубинно-насосные скважины эксплуатируются с помощью станков-качалок СКН-5.

Комплекс оборудования на спецоснованиях, дополненный культурбукдой и санузелом, установленными на каждом основании, создали большую уплотненность рабочего места.

Требования к выполнению противопожарных норм и правил безопасного ведения работ в таких условиях весьма высоки.

В работе коллектива строителей, монтажников и гидромеханизаторов встречалось немало трудностей. Пришлось вести работы круглый год, преодолевая суровые зимние условия Урала (большие морозы, метели, обильные снегопады), при полном отсутствии дорог в районе ведения работ, при резко пересеченном рельефе местности и скальных грунтов левого берега, а также условий сильной заболоченности правого берега реки Камы в местах строительства сооружений.

Частые нарушения графиков работ и перебой в работе вызывались также далеко нечетким снабжением строительства стройматериалами, подсобными материалами и транспортными средствами.

Для преодоления возникавших трудностей и ликвидации отставания от намеченных Правительством сроков, много рационализаторских предложений внесли и осуществили рабочие и инженерно-

технические работники, участвовавшие в подготовке промысла к затоплению. Так, например, бригадир монтажной бригады А. И. Маслов предложил и внедрил способ массовой заготовки трубных плетей на береговых площадках, растаскивание их по трассе по несколько штук одновременно. Он также внес и осуществил способ одновременной опрессовки трубопроводов, расположенных на нескольких трассах;

Мастером монтажных работ Л. П. Озеровым было внесено предложение сократить длину нефтепроводов на два километра, проложив их по более короткой трассе. Это предложение было принято и осуществлено.

Мастером В. Г. Рязанцевым совместно с бригадирами был освоен новый для нас способ противокоррозийной битумной изоляции трубопроводов в зимнее время, при любой низкой температуре.

Бригадиром электромонтажных работ Н. Г. Петрищевым был предложен и осуществлен способ раскладки кабелей с движущихся вдоль траншеи специальных саней.

Старшим производителем работ В. Н. Обгореловым был предложен и осуществлен в массовом порядке способ монтажа силовых и телефонных кабелей, укладываемых в траншеи при любой минусовой температуре воздуха, путем их предварительного подогрева электрическим током или в теплых помещениях.

В связи с отсутствием на стройке необходимого количества силовых и телефонных кабелей В. Н. Обгореловым был также предложен и осуществлен способ подачи электроэнергии и связи на спецоснования левого берега с помощью воздушной подводки, что дало возможность не останавливать на долгий период несколько действующих нефтяных скважин.

Начальником СУ-4 В. Н. Беловым был разработан метод испытания наружных трубопроводов в зимнее время на большие давления до 100 атмосфер.

Самоотверженная работа и напряженный труд всего коллектива строителей и нефтяников, участвовавших в подготовке нефтепромысла к затоплению, а также пытливая мысль новаторов и рационализаторов позволили преодолеть все трудности в работе и выполнить ответственное правительственное задание в намеченный срок.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН В ПЕРИОД ПОДГОТОВКИ НЕФТЕПРОМЫСЛА К ЗАТОПЛЕНИЮ И В УСЛОВИЯХ ЗАТОПЛЕНИЯ

Как видно из предыдущего, подготовка нефтепромысла к затоплению состояла из следующих основных этапов:

- а) строительство вышек и наращивание устьев скважин;
- б) строительство спецоснований;
- в) оборудование спецоснований;
- г) прокладка всех нефтепромысловых коммуникаций.

Прокладка коммуникаций производилась в ходе всего строительства до самого момента затопления. И эта работа не являлась большим препятствием для эксплуатации скважин.

Другое дело со строительством спецоснований и их оборудованием. К моменту затопления первой очередью подъема воды в водохранилище ни одно из оснований не было полностью построено и оборудовано для эксплуатации. Только четыре шпунтовых ячейки (из них три для одиночных скважин) были заполнены грунтом.

Несмотря на все это, эксплуатация скважин нефтепромысла велась непрерывно с начала и до конца строительства. Останавливались лишь отдельные скважины на самое короткое время в необходимых случаях. Каждый период строительства создавал свои все новые, ранее никем не предусмотренные, препятствия для нормальной эксплуатации, а подчас исключал всякую возможность продолжать добычу нефти. Несмотря на это добыча нефти в период строительства не только не уменьшалась, но и непрерывно возрастала, как за счет ввода новых скважин, так и за счет проведения ряда геолого-технических мероприятий.

Суммарный рост добычи нефти за время подготовки нефтепромысла к затоплению составил 32,9 процента.

Эксплуатация скважин в период строительства вышек практически не прекращалась, так как вышки монтировались в стороне от устья скважин. Скважины останавливались только на период натачивания вышек 2—3 часа, для чего частично демонтировалось устьевое оборудование и выкидные нефтепроводы. После установки вышек на место и монтажа устьевого оборудования и выкидных нефтепроводов скважины снова пускались в работу.

Трудности эксплуатации скважин увеличились после наращивания устьев. Фонтанные скважины с наращенными устьями требовали обслуживания на высоте 12—15 метров, где вокруг арматуры была смонтирована деревянная площадка, опертая на пояса вышки. Работа по обслуживанию производилась в пределах фонаря вышки. Между площадками у устьев куста скважин были устроены переходные мостки. Скребокковые лебедки были постепенно перемещены с приемных мостков на площадки у устьев скважин.

Гораздо более сложную задачу представляла эксплуатация глубинно-насосных скважин. Проектом предусматривался простой этих скважин с момента наращивания до окончания работ по обустройству спецоснований, т. е. около 2-х лет.

Группой работников нефтепромысла (П. Н. Трутневым, В. И. Овечкиным и В. И. Тереховым) был разработан и осуществлен способ эксплуатации глубинно-насосных скважин с наращенным устьем.

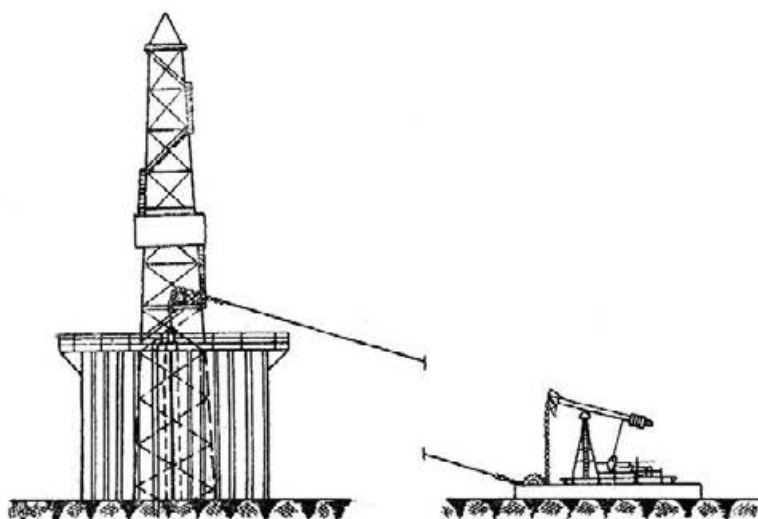
Способ заключался в следующем: станок-качалка устанавливался на расстоянии 40—60 метров от устья скважины, над устьем, на поясах вышки, монтировалась швеллерная балка со звездочкой

под цепь Галля, вторая такая же звездочка устанавливалась в фундамент качалки под головкой балансира.

Участки цепи Галля, перекинутые через звездочки и прикрепленные, соответственно, одни к полированному штоку, другие к головке балансира, соединяются между собой талевым канатом посредством рапсакетов.

В таких условиях станок-качалка работает точно так же, как и в обычных условиях, изменен лишь характер нагрузок на фундамент что учитывалось при его устройстве.

Для устойчивости вышки с противоположной стороны установки качалки, устанавливалась дополнительная оттяжка, которая крепилась к поясу, поддерживающему швеллерную балку.



Фиг. 12. Схема установки выносной качалки.

Этот способ эксплуатации позволял сохранить в работе глубинно-насосные скважины на весь период обустройства скважин и строительства спецоснований до самого момента затопления.

В результате было получено около 2-х миллионов рублей экономии, сохранено 12 процентов добываемой продукции с лета 1952 г. по февраль 1954 г.

Изменились условия и для подземного ремонта. Трактор-подъемник, для лучшей видимости трактористу работ у устья, устанавливался на значительном расстоянии от скважины. Оператор и помощник оператора находились на деревянной площадке у устья скважины. В площадке предусматривался закрывающийся люк, через который с помощью талевого механизма производился подъем оборудования и инструмента с земли. Для этого требовалось отво-

дять тали от центра вышки. Этой трудоемкой и небезопасной работы по возможности избегали. Так, например, штанги, поднимаемые из скважины, укладывались на той же монтажной площадке. Трубы опускались в люк площадки и устанавливались на земле так, чтобы их верхние концы несколько превышали уровень площадки у нарощенного устья.

Все необходимое для ремонта или обслуживания скважины должно было подниматься к устью на высоту 12—15 метров. Промывки, проработки компрессором, прогревы выкидных линий ППУ—все это требовало, в дополнение к обычным трубопроводам, сборки стояков. В дальнейшем эти стояки не разбирались, а скважины куста соединялись отводами с общим коллектором. Такую систему обвязки скважин предложил техник Б. А. Норицын.

Работа над действующим фондом скважин еще более осложнилась, когда отдельные скважины и кусты скважин начали заключаться в ячейки из металлического шпунта.

Забивка шпунтов потребовала прежде всего полной очистки привышенных площадок от оборудования, выступающих конструкций и посторонних предметов, снятие оттяжек на вышках. Все должно было соответствовать возможности перемещения шпунта длиной до 20 метров, весом в 1 тонну.

По мере забивки шпунта потребовалось разъединять или разрезать выкидные нефтелинии и вновь соединять, пропустив их через отверстия в шпунтовых рядах.

Обслуживание скважин затруднялось из-за сложности доставки оборудования во внутрь шпунтовых ячеек. Люди проникали в них через специально прорезанные отверстия очень ограниченных размеров.

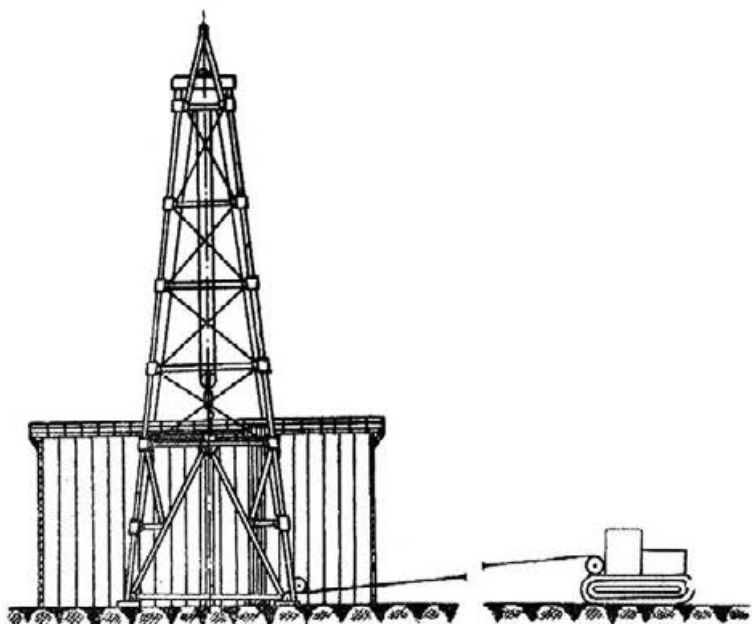
Схема установки для подземного ремонта скважин изменилась лишь тем, что ходовой конец каната между трактором-подъемником и оттяжным роликом пропускался теперь через специально прорезанные в шпунтах окна против каждой скважины.

Подъемник устанавливался возможно дальше, для обеспечения видимости через край шпунтов, а тракторист на подъемнике зачастую руководствовался указаниями сигнальщиков, не видя устья ремонтируемой скважины.

Установка анкерных тяг для связывания прямолинейных участков шпунтовых ячеек настолько усложнила движение внутри последних, что потребовались экстренные меры по устройству маршевых лестниц на поверхности шпунта и переходов между лестницами и площадками у устьев скважин.

Большая заслуга в освоении и успешном проведении работ по подземному ремонту в этих сложных условиях принадлежит мастерам В. А. Дроздову и А. М. Путилову.

После заполнения первых ячеек грунтом схема подземного ремонта снова изменилась. Оттяжной ролик ставился уже не у основания вышки, а на уровне верхней площадки спецоснования, на специ-



Фиг. 18. Схема подземного ремонта скважин с наращенным устьем и забитым шпунтом.

ально укрепленном поясе вышки. Но подъемник оставался внизу и, чтобы ходовой конец каната не терся о шпунт, на краю спецоснования устанавливался дополнительный ролик.

Эксплуатация скважин в период намыва гравием и песком шпунтовых ячеек имела свои особенности и сложность. При заполнении шпунтовых ячеек скважины работали по старым нефтелиниям, находившимся внутри спецоснований. При неизбежных осадках грунта они трескались, создавали перекос устьевого оборудования.

Для устранения перекоса и порывов нефтелиний необходимо было прокладывать временные нефтелинии.

Оператором по добыче нефти А. И. Зуевым было предложено установить сальниковый компенсатор в вертикальной части выкидных нефтелиний, тем самым удалось избежать простоев скважин и больших затрат на сооружение временных нефтелиний.

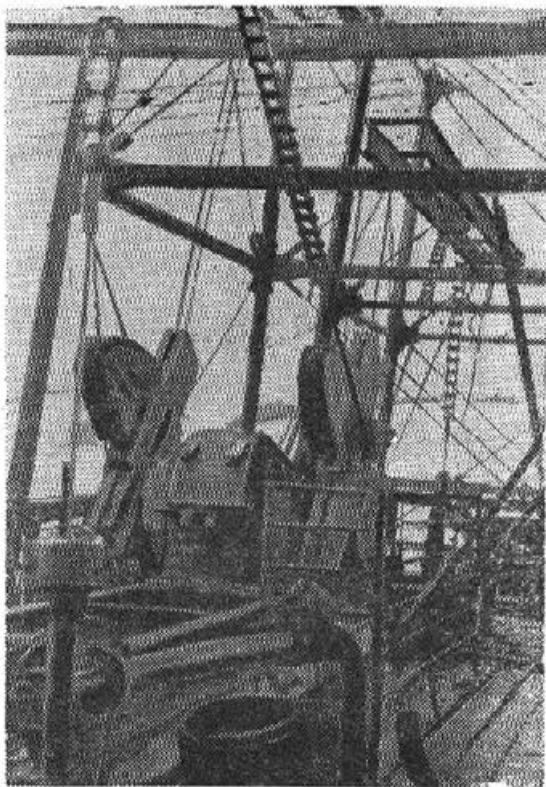
На намывных основаниях были установлены распределительные батареи, подведена электроэнергия, производилось переключение со старых нефтелиний на новые, устанавливались станки-качалки на намывтый грунт. Но к моменту затопления оказались намывты лишь 4 из 14 спецоснований. Намывные спецоснования ни чем не были оборудованы для подземного ремонта скважин. Таким образом, из-за отставания в строительстве промысел оказался не подготовленным к работе в условиях затопления.

В этих условиях пришлось срочно искать способы эксплуатации и ремонтов скважин без грунтовых оснований.

Во избежание остановок скважин была проведена следующая работа: подведена электроэнергия к кустам, имеющим глубинно-насосные скважины, установлены распределительные батареи и электрооборудование на деревянных площадках, установлены безбалансирные приводы для эксплуатации глубинно-насосных скважин, вкопаны мертвяки с петлями и буйками для установки паромов у этих кустов после затопления.

Безбалансирные приводы, позволившие эксплуатировать насосные скважины без грунтовых оснований в условиях затопления, были предложены работниками объединения Молотовнефть.

Их принципиальное устройство заключается в следующем: редуктор с кривошипом, контргрузами и электромотором монтируется на специальной укороченной легкой раме, которая устанавливается на пояса смежных вышек. К кривошипу с помощью головки ша-

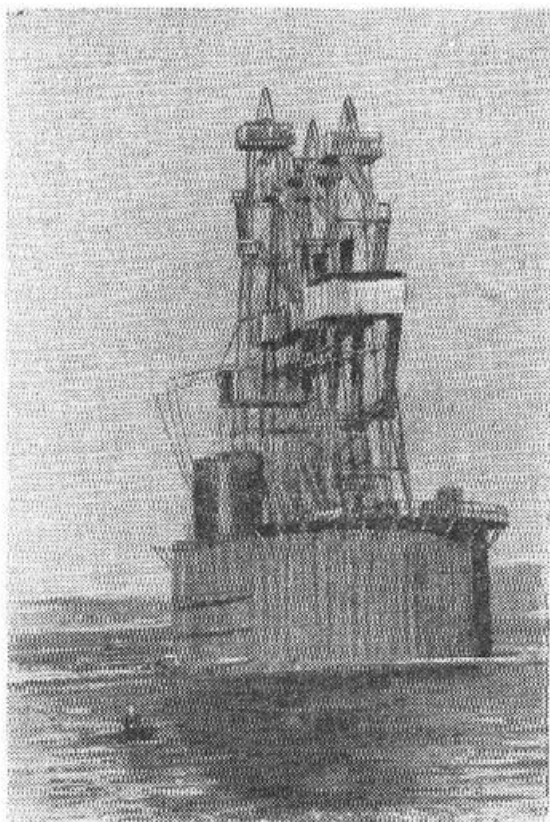


Фиг. 14. Безбалансирный привод на одном из кустов скважин.

туна крепятся специальные тяги, которые посредством цепей и звездочек приводят в движение насос одной или двух скважин. Положением на валу второго кривошипа частично регулируется неравномерность нагрузок на редуктор. Лучшие условия для работы такого привода представляют две взаимно уравновешивающие скважины. Основная цель применения безбалансирного привода заключалась в облегчении необходимого оборудования, размещаемого на поясах вышки.

Подземный ремонт скважин в первый период затопления производился с парама или палубной баржи, на которых устанавливался трактор-подъемник.

Трудность ремонта в таких условиях заключалась в необходимости установки на воде плавсредств неподвижно, без сноса по течению и без сдвига по направлению к кусту нефтескважин от натяжения талевого каната.



Фиг. 15. Паром с трактором-подъемником у куста скважин.

Первые опыты ремонта скважин с воды зачастую неоправдывались по причине специфики, малоопытности обслуживающего персонала в условиях моря и волнового режима, но потом это было уже привычным делом работников подземного ремонта.

Как практика показала, для производства подземного ремонта скважин в условиях затопления, наиболее устойчивым и благоприятным для этих целей служит паром, состоящий из двух совмещенных вместе плоскодонных барж, крепко скрепленных между собой верхней площадкой (палубой) общей грузоподъемностью 120—150 тонн.

Такой паром с установленным на нем трактором-подъемником крепился к специальным канатным петлям, заранее замертвленным в дне хранилища на расстоянии 50—60 метров от спецоснования. Как правило, сопровождающий катер, на случай какой-либо необходимости, был всегда пришвартован к парому.

Работы по подземному ремонту скважин производились только в дневное время при отсутствии значительного ветра и тумана.

Для избежания аварий, на обходном мостике металлического основания выставлялся сигнальщик, который давал указания трактористу подъемника, так как зачастую устье скважины, закрытое шпунтовой конструкцией, не было видно из кабины тракториста.

Паром устанавливался с береговой стороны, противоположной фарватеру, обязательно с опознавательными знаками, соответствующими правилам судоходства.

Намыв спецоснований закончился летом 1954 года, после чего спецоснования стали оборудоваться всеми необходимыми сооружениями.

Безбалансирные приводы были заменены станками-качалками нормального ряда. Произведен переход со старых нефтелиний на новые. На спецоснованиях были смонтированы трапы, нефтеемкости, насосные для откачки нефти. Устанавливались стационарные электролебедки ЛС-11-КМ для подземного ремонта. Глубинно-насосные скважины были оборудованы шурфом для подвески штанг. Каждый куст был оборудован подъемным порталом, санузлом.

Необходимо сказать, что оборудование спецоснований велось при непрерывной эксплуатации скважин, а поэтому переход со старой схемы сбора нефти на новую производился не сразу, а постепенно. В первое время работали на старых нефтепроводах, затем перешли на новые нефтепроводы, но схема оставалась старая, т. е. нефть поступала из скважин в распределительную батарею, откуда под давлением пласта или глубинного насоса подавалась на нефтесборный пункт, расположенный на берегу. С окончанием монтажа трапов, нефтеемкостей и насосной был осуществлен переход сбора нефти по новой схеме.

С установкой на спецоснованиях электролебедок ЛС-11-КМ условия для подземного ремонта скважин снова изменились. На спецоснованиях с одной скважиной устанавливалась одна электро-

лебедка. На основаниях с кустовым расположением скважин электролебедки устанавливались в промежутках между двумя смежными скважинами, и с помощью поворотных роликов одна электролебедка могла обслуживать как левую, так и правую скважины. Таким образом четыре скважины куста обслуживались всего двумя электролебедками.

Освоение стационарных электролебедок ЛС-11-КМ производилось под руководством инженера Ф. И. Решетника. Для обучения рабочих он лично овладел управлением этого агрегата и обучал их на рабочем месте.

Все затопливаемые скважины обслуживаются двумя участками добычи нефти. Каждый участок имеет в своем составе вахтовых операторов, бригаду подземного ремонта и бригаду по ремонту наземного оборудования. Вахтовые операторы обслуживают затопленные скважины на катере. Для транспортировки более тяжелых грузов на участке имеется паром грузоподъемностью 40 тонн и баржа грузоподъемностью 20 тонн.

В теплый период года оборудование и спецмашины, необходимые для обслуживания и ремонта скважин (ППУ, компрессор, промывочные агрегаты, глубинные лебедки) транспортируются к спецоснованиям на пароме.

Зимой транспортировка производится по льду.

Наиболее трудным периодом для обслуживания скважин является период таяния льда и ледостава, когда сообщение со спецоснованиями прекращается. В это время обслуживающий персонал находится на каждом спецосновании с запасом необходимого материала, инструмента и продовольствия.

БОРЬБА С ОТЛОЖЕНИЕМ ПАРАФИНА В ВЫКИДНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ

По данным исследований ЦНИЛа объединения Молотовнефть, полтавнинская нефть характеризуется как высокопарафинистая (около четырех процентов с деструкцией), с высокой температурой плавления парафина (53—55°) и потерей подвижности при охлаждении.

В период первого подъема воды в водохранилище в апреле 1954 года, ввиду неподготовленности спецоснований под скважины, на которых должно было быть смонтировано необходимое оборудование для сепарации газа и выделения из нефти основной массы парафина, вся добытая неразгазированная нефть подавалась из скважин прямо в выкидные линии на береговые пункты сбора нефти.

В этих условиях эксплуатации при низких температурах неизбежно должно отлагаться большое количество парафина, и было опасно вывести из строя отдельных участков нефтепроводов.

Предусмотренное проектом при сборе и транспортировке нефти снижение давления и разгазирование нефти в трапах и емкостях

на кустах скважин способствует максимальному выпадению парафина в выкидных линиях от устьев скважин к трапам, в самих трапах и емкостях, т. е. в пределах рабочей площадки куста скважин, где легко осуществляется очистка труб, трапов и емкостей от парафина. Оставшаяся часть парафина при транспортировке вместе с дегазированной нефтью под давлением должна выпадать только при снижении давления, т. е. на береговых нефтесборных пунктах. Выпадения же парафина в пределах подводной части нефтепроводов предусмотрены минимальные.

Двухлетняя практика эксплуатации подводных выкидных нефтепроводов показала, что явление запарафинивания их имеет место, но все же основная масса парафина, как и было предусмотрено проектом, откладывается и выпадает в нефтепроводах, манифольдах, распределительной батарее и стояках, идущих в подводную часть, т. е. на рабочей площадке кустов.

Максимальное явление запарафинивания наблюдается в зимнее время, особенно при сильных морозах минус 40—45°, однако, при систематической прочистке всех сооружений, находящихся на рабочей площадке куста, и выкидных нефтепроводов с помощью одной или двух паровых передвижных установок, при соблюдении регулярного контроля за дебитом скважин и при сильных морозах достигалась нормальная работа скважин без каких-либо больших потерь добычи нефти.

Что касается температурных условий нефтепроводов, находящихся на дне водохранилища в траншеях, то по нашему мнению, колебания температур в них по периодам года незначительные.

В зимнее время ППУ своим ходом подъезжает к каждому кусту нефтескважин по льду и производит прочистку всех коммуникаций.

В летнее время ППУ работает с парама (баржи).

Борьба с отложениями парафина, как показывает опыт работы промысла, должна вестись при неременном соблюдении следующих условий:

1. Прочистка от парафина выкидных линий, уложенных с кустов нефтескважин до береговых нефтесборных пунктов через затопленную зону, должна осуществляться паром или горячей нефтью посредством ППУ.

2. ППУ должна присоединяться к выкидным линиям и прочистка вестись по ходу нефти (от кустов к береговым участкам). Ввиду значительной длины подлежащих пропарке участков нефтепроводов, прокачка должна осуществляться непрерывно длительное время, при помощи нескольких ППУ.

3. Вся добыча нефти с каждого куста нефтескважин должна осуществляться по одному из двух уложенных от кустов выкидных нефтепроводов; второй выкидной нефтепровод не должен заполняться нефтью. Лишь после того, как действующий выкидной нефтепровод будет в достаточной степени запарафинен, подача нефти должна

быть без перерыва переключена на второй выкидной нефтепровод, а первый поставлен на прочистку.

4. Иметь специализированную бригаду по депарафинизации нефтяных линий, в обязанность которой должны входить: своевременная подготовка всех присоединений для ППУ на кустах, комплектация и содержание в полном порядке агрегатов ППУ, установка и крепление ППУ на барже (пароме), составление предварительного плана работ по депарафинизации.

ПРОВЕДЕНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Если в период строительства и реконструкции все внимание коллектива нефтепромысла было направлено на быстрейшее завершение всех работ при непрерывной добыче нефти, то в настоящее время основное внимание коллектива сосредоточилось на проведении мероприятий по увеличению добычи нефти на эксплуатационных скважинах.

К мероприятиям для увеличения добычи нефти, проводимым промыслом после реконструкции, относятся такие, как гидравлический разрыв пласта, соляно-кислотные обработки, законтурное заводнение и внедрение погружных электро-центробежных насосов.

Гидравлический разрыв пласта нашел применение на промысле как средство увеличения притока нефти к забоям малодебитных скважин, в которых нефтеносные горизонты сложены слабопроницаемыми карбонатными породами. В нагнетательных скважинах с плохой приемистостью гидравлический разрыв проводился с целью увеличения их приемистости.

Гидравлический разрыв был проведен на 6 скважинах. В летних условиях гидроразрыв проводился с паромов при помощи цементировочных агрегатов ЦА-300 в количестве 3—4 штук и одного агрегата ЦА-150. В зимних условиях агрегаты и ППУ устанавливались на расчищенной площадке на льду Камского водохранилища.

Давление на устье скважины поднималось до 220—300 атмосфер. Признаком произведенного гидроразрыва являлось падение давления до 150—140 атмосфер и резкое увеличение приемистости скважины. Гидроразрыв производился с пакером и гидравлическим якорем ГРОЗНИИ, который устанавливался на 10—15 метров выше верхних дыр фильтра. Приемистость скважин при производстве гидроразрыва колебалась в зависимости от характеристики призабойной зоны каждой скважины.

Для примера приводим результаты гидроразрыва на одной эксплуатационной и одной нагнетательной скважинах.

При производстве гидроразрыва на эксплуатационной скважине № 15 давление поднялось от 0 до 300 атмосфер. При давлении 300 атмосфер произошел разрыв, давление упало до 120 атмосфер, приемистость увеличилась. В качестве жидкости разрыва применялась сырая нефть. Дебит скважины № 15 до гидроразрыва был

0,2—0,4 тонны в сутки, а после гидроразрыва дебит ее увеличился до 4—5 тонн в сутки. За год после гидроразрыва с августа 1955 г. по август 1956 г. по скважине № 15 дополнительно добыто 734 тонны нефти.

Примером эффективности гидроразрыва может служить нагнетательная скважина № 71, которая до разрыва почти не принимала воду — 0,2 куб. метра в час, а после гидроразрыва ее приемистость резко увеличилась до 30—35 куб. метра в час. Правда, попытки гидроразрыва на ней проводились трижды. Первые два раза несмотря на то, что давление удавалось довольно быстро поднять до 300 атмосфер, произвести гидроразрыв не удалось. В третий раз перед гидроразрывом на скважине провели ванну из плавиковой кислоты и часть этой кислоты закачали в пласт. После этого приступили к гидроразрыву. Давление было поднято до 220 атмосфер, при котором и произошел гидроразрыв. Давление упало до 100 атмосфер, приемистость резко увеличилась, после чего начали закачку жидкости-песконосителя и песка. В качестве жидкости-песконосителя применялась сульфит спиртовая барда. Песок применялся кварцевый крупнозернистый.

Соляно-кислотным обработкам подвергали скважины с продуктивными горизонтами, сложенными карбонатными породами. Количество двенадцатипроцентной соляной кислоты для обработки одной скважины бралось 25—30 куб. метра. Обвязка устьев скважин производилась насосно-компрессорными трубами и отводами диаметром 2—2,5 дюйма. Закачка кислоты производилась промышленным агрегатом ЦА-80. Все обработки проводились под повышенным давлением до 80 атмосфер, при этом особое внимание уделялось плотности соединений и наблюдению за исправностью оборудования.

За 8 месяцев 1956 г. было проведено 10 соляно-кислотных обработок скважин. Все скважины, подвергнутые обработке соляной кислотой, значительно увеличили свой дебит. Так, например, по скважине № 74 дебит до обработки составлял 7 тонн, а после обработки—20—23 тонны в сутки. Только по 4 скважинам (№№ 55, 68, 74, 77) дополнительно добыто за счет соляно-кислотных обработок в течение 8 месяцев 1956 г. 5650,7 тонны нефти.

Для поддержания пластового давления на промысле производится закачка воды в пласт через 5 нагнетательных скважин, приемистость которых колеблется от 100 до 600 куб. метров в сутки. Для увеличения приемистости нагнетательных скважин проводятся такие работы как соляно-кислотные ванны, гидроразрыв пласта, закачка под повышенным давлением посредством дожимных установок на базе насоса ЭН-250. Суточная закачка воды в пласт составляла в начале года 400—500 куб. метров. В настоящее время за счет пуска в работу еще двух нагнетательных скважин суточная закачка доведена до 1500—1600 куб. метров. В настоящее время ведутся работы по освоению еще трех нагнетательных скважин. За период

с апреля 1955 г. по август 1956 г. благодаря работам, проведенным по законтурному заводнению, добыто дополнительно по промыслу 40 000 тонн нефти.

В настоящее время погружные электро-центробежные насосы внедрены на девяти скважинах. За восемь месяцев 1956 г. от внедрения погружных электро-центробежных насосов дополнительно добыто по промыслу 5.330 тонн нефти. Межремонтный период работы скважин, на которых внедрены погружные электро-центробежные насосы, увеличился с 16—25 дней до 160—398 дней.

К перспективным работам, которые намечено провести на промысле, следует отнести автоматизацию производственных процессов и диспетчеризацию по управлению промыслом.

В настоящее время Таганрогский радиотехнический институт и конструкторское бюро нефтяного приборостроения занимаются разработкой схемы диспетчеризации морских скважин для нефтепромысла.

Схему телеконтроля и телеуправления разрабатывает Таганрогский радиотехнический институт, а разработку приборов согласно схемы ведет конструкторское бюро нефтяного приборостроения.

В схему диспетчеризации должен войти контроль за следующими параметрами работы скважин телеизмерением:

1. По глубинно-насосным скважинам:

а) измерение усилия на полированном штоке (динамометрирование);

б) сигнал об аварийном режиме работы электропривода станка-качалки.

По фонтанным скважинам:

а) измерение буферного давления;

б) измерение затрубного давления;

в) контроль работы депарафинизационной установки.

По скважинам, оборудованным погружными электро-центробежными насосами:

а) контроль работы депарафинизационной установки;

б) измерение силы тока электропривода центробежного насоса и измерение изоляции кабеля.

II. Замер дебита нефти в замерном резервуаре.

III. Сигнализация о превышении уровня нефти в рабочем трапе.

IV. Сигнализация перелива нефти в рабочем резервуаре.

V. Фиксирование начала и конца работы автомата откачки нефти из рабочего резервуара.

VI. Сигнализация о включении и выключении навигационных сигналов.

Телеуправлением должна осуществляться подача следующих команд:

1. Включение работы динамографа на скважинах.

2. Открытие и закрытие задвижек для переключения работы скважин по общей и замерной линиям, спуск нефти из рабочего ре-

зервуара, открытие задвижки у трапа при отказе работы регулятора уровня. Схема диспетчеризации позволит осуществлять постоянный контроль над особо важными параметрами (давление на буфере и в затрубном пространстве, состояние изоляции ПЦН и др.), а также вызов и проверку других параметров по команде диспетчера.

Автоматизация и диспетчеризация объектов Полазнинского промысла значительно облегчат труд обслуживающего персонала.

* * *

Полазнинский нефтепромысел является особым промыслом, отличающимся от всех других промыслов Советского Союза. Эта особенность заключается в том, что промысел в настоящее время является морским, а в момент разбуривания все скважины находились на суше.

То, что промысел морской и скважины расположены кустами в море, налагает специфические особенности на всю работу промысла. В году существует четыре периода работы промысла, каждый из которых отличается друг от друга и требует подготовленности всех участков и цехов для обслуживания скважин.

Коллектив промысла, благодаря своей неутомимой работе, широкому размаху социалистического соревнования, смелой мысли новаторов и рационализаторов, успешно справился с реконструкцией промысла без остановки эксплуатационных скважин, без снижения добычи нефти. Так и в настоящее время, после полного затопления второй очередью подъема воды в водохранилище весной 1956 г., несмотря на трудности обслуживания скважин, коллектив промысла успешно справляется с выполнением государственного плана. Полазнинский нефтепромысел является передовым предприятием объединения Молотовнефть.

СО Д Е Р Ж А Н И Е

	Стр.
1. Основание для строительства и реконструкции Полазницкого нефтепромысла	1
2. Рельеф местности и геологическая структура района затопления	2
3. Гидрологический режим водохранилища	3
4. Кустовое наклонно-направленное бурение скважин	5
5. Строительство вышек над затопляемыми скважинами	8
6. Нарращивание устьев скважин	9
7. Строительство спецоснований	13
8. Реконструкция технологического оборудования	17
9. Эксплуатация скважин в период подготовки нефтепромысла к затоплению и в условиях затопления	22
10. Борьба с отложением парафина в выкидных нефтепроводах	30
11. Проведение мероприятий по увеличению добычи нефти	32

Ответственный за выпуск КОРНЕВ Г. И.

Сдано в набор 30.XII-56 г. Подписано к печати 28.II-57 г.
ЛБ06239 5/III-57 г. Формат 1 $\frac{1}{16}$ 60×84 Объем 2,3 п. л. Тир. 300 экз. 1956—949Г

г. Мологов, ул. К. Маркса, 14, типография № 1 Облполиграфиздата

Бесплатно.