Министерство нефтяной промышленности

СИБИРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ (СИБНИИНП)

СОГЛАСОВАНО

Начальник Управления нефтегазодобычи Миннефтепрома
В.В.Гнатченко
"30" 06 1980 г.

УТВЕРЖДАЮ

Начальник Технического Управления Миннефтепрома
Т.И.Григорашенко
"30" 06 1980 г.

Заместитель директора ВНИИнефть по научной работе в области добычи нефти
В.П.Максимов
"13" 06 1980 г.

РУКОВОДСТВО
ПО РАЗРАБОТКЕ МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ НАГНЕТАНИЯ ВОДЫ НА УСТЬЕ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

РД 39-I-417-80

1980

gost.e-ecolog.ru

В руководстве рассматриваются вопросы, связанные с определением технологических показателей системы поддержания пластового давления (ППД), мероприятий и объемов работ для обеспечения их при повышении давления нагнетания воды на устье нагнетательных скважин.

Руководство разработано в лаборатории ППД отдела техники и технологии добычи нефти и газа (Е.Л.Кисарев, М.А.Вагнер, В.И.Цариков), при участии отдела разработки месторождений Нижневартовского района (Ю.И.Демушкин) Сибниинп и производственного объединения Нижневартовскнефтегаз (Н.С.Галиев , В.Ф.Маликов, В.Н.Блинов, Б.Г.Сафин, Р.Н.Мухаметзянов, Н.Я.Медведев, Н.Г.Медведева).

© Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности (Сибниинп), 1980

Руководящий документ

РУКОВОДСТВО ПО РАЗРАБОТКЕ МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ НАГНЕТАНИЯ ВОДЫ НА УСТЬЕ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

РД 39-I-417-80

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности № 380 от 16.07.80.
Срок введения установлен с 10.10.80.

I. ВВЕДЕНИЕ

I.I. Настоящее руководство предназначено для разработки мероприятий по повышению давления нагнетания на устье нагнетательных скважин Самотлорского месторождения.

I.2. На Самотлорском месторождении существующие давления нагнетания воды на устье нагнетательных скважин меньше проектного, равного I5,0 МПа. Основная причина этого - низкая прочность напорных водоводов. По проекту обустройства месторождения на водоводы системы поддержания пластового давления (ППД) должны наноситься внутренние антикоррозионные покрытия. Фактически они не наносятся из-за большого объема и темпа строительства водоводов при отсутствии надежных методов и средств нанесения покрытий. При этом происходит закономерное старение металла труб. По мере роста числа порывов водоводов, давление нагнетания воды в системе ППД ограничивается, что нарушает режим работы нагнетательных скважин и, соответственно, понижает эффективность разработки месторождения, создает дополнительные трудности при выполнении плановых объемов добычи нефти.

I.3. Основная особенность обустройства системы ППД Самотлорского месторождения – магистральная система распределения воды по нагнетательным скважинам. При этом к магистральным водоводам через распределительную гребенку куста подключены скважины с резко отличающейся приемистостью (I00-5000 $м^3$/сут) и заданным давлением нагнетания (I0,0-I5,0 МПа). В этих условиях требуемые режимы работы нагнетательных скважин планируется осуществить путем применения угловых регуляторов расхода и штуцеров с керамической насадкой, устанавливаемых на водораспределительных узлах кустовых насосных станций (КНС) и кустов скважин.

I.4. В руководстве излагаются методики и порядок разработки мероприятий по повышению давления нагнетания в системе ППД Самотлорского месторождения. По предложению Главтюменнефтегаза экономическая сторона вопроса не принималась во внимание. Более того, такая работа уже имеется [I].

I.5. При разработке мероприятий следует учитывать фактическое состояние систем ППД, проекты разработки и обустройства месторождения, а также плановые задания по добыче нефти.

I.6. Руководство предусматривает разработку нескольких вариантов повышения давления. Например, для обеспечения:

давления нагнетания на устье заданных нагнетательных скважин с низкой приемистостью в I5,0 МПа при необходимой реконструкции системы ППД;

допустимого давления нагнетания воды с учетом прочности водоводов и эксплуатационных колонн нагнетательных скважин при небольшом объеме реконструкции системы ППД;

максимальной приемистости с учетом фактического состояния насосов КНС, прочности водоводов эксплуатационных колонн нагнетательных скважин без реконструкции системы ППД;

компенсации отборов нефти закачкой воды на заданных участках нефтяной залежи.

I.7. Мероприятия, разработанные в соответствии с данным Руководством обеспечат заданные режимы работы нагнетательных скважин на протяжении 2-I2 лет (см. прил.3). Для увеличения этого срока необходимо применять антикоррозионную защиту оборудования систем ППД.

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН И МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПЕРЕОБОРУДОВАНИЮ ИХ

2.I. В данном разделе рассматривается методика определения приемистости скважин и мероприятий по переоборудованию их при повышении давления нагнетания на устье нагнетательных скважин.

2.2. Исходными данными являются:

$P_{с.ф.с.}$ – существующее(фактическое) давление на устье нагнетательных скважин при опрессовке эксплуатационной колонны, МПа;

$P_{с.с}$ – существующее давление нагнетания воды на устье нагнетательных скважин, МПа;

$P_{пл}$ – пластовое давление для рассматриваемых нагнетательных скважин (при отсутствии замеров определяется по карте изобар). МПа;

$Q_{с.с}$ – приемистость скважины на существующем режиме закачки воды, $м^3$/сут;

$Д_{с.к}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны нагнетательной скважины, мм;

$d_{с.н}$ – наружный диаметр насосно-компрессорных труб (НКТ), опущенных в скважину, мм;

$d_{с.в}$ – внутренний диаметр НКТ, мм;

$H_с$ – глубина скважины до верхних перфорационных отверстий,м;

$H_{с э}$ – длина эксплуатационной колонны до верхних перфорационных отверстий, м;

$H_{с н}$ – длина НКТ, м

2.3. *Определяемые показатели:*

$P_{с от}$ – требуемое устьевое давление опрессовки нагнетательных скважин (при повышенном давлении), МПа;

$P_{с т}$ – требуемое устьевое давление нагнетания воды, МПа;

$Q_{с г}$ – приемистость скважины на требуемом режиме закачки воды, $м^3$/сут;

$\Delta P_{с с}$ – гидравлические потери напора в скважине на существующем режиме закачки воды, МПа;

$\Delta P_{с т}$ – гидравлические потери напора в скважине на требуемом режиме закачки воды, МПа ;

$\Delta P_{с нс}$ – гидравлические потери напора в НКТ на существующем режиме закачки воды, МПа;

$\Delta P_{с нт}$ – гидравлические потери напора в НКТ на требуемом режиме закачки воды, МПа.

2.4. Основными задачами технических расчетов является:

определение возможности закачки воды на требуемом режиме;

определение канала закачки воды (только в НКТ с пакером, одновременно в НКТ и затрубье), мероприятий и объема работ по обеспечению требуемых режимов закачки при увеличении давления нагнетания воды;

определение величин параметров закачки воды на требуемом режиме ($P_{с т}$ и $Q_{с т}$).

2.5. Общая расчетная схема скважины приведена на рис. I.

Общая расчетная схема скважины

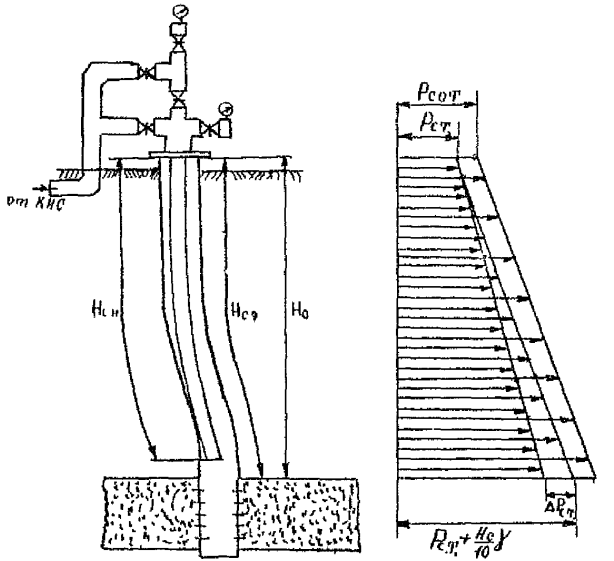


Рис.I

Определение показателей работы нагнетательных скважин

2.6. Определяется и сравнивается требуемое давление опрессовки эксплуатационной колонны с фактическим [2].

$$P_{c\,o.т} = 1.1\,P_{c.т} \qquad (I)$$

Если $P_{c\,o\,c} > P_{c.o.т}$, то закачку воды можно вести одновременно по НКТ и затрубью. При $P_{c\,o\,c} < P_{c\,o.т}$ рассматривают следующие возможные мероприятия:

переопрессовка скважины на $P_{c.o\,т}$;

закачка воды по НКТ с пакером, разобщающим затрубье от НКТ;

закачка воды при допустимом давлении для фактического давления опрессовки или переопрессовки колонны ($P_{c.т} \leq P_{c\,o.т}/1.1$).

Примечание. В методике принято, что конструкция скважин выбрана с учетом условий обеспечения технологических показателей эксплуатации их в течение нормативного срока службы.

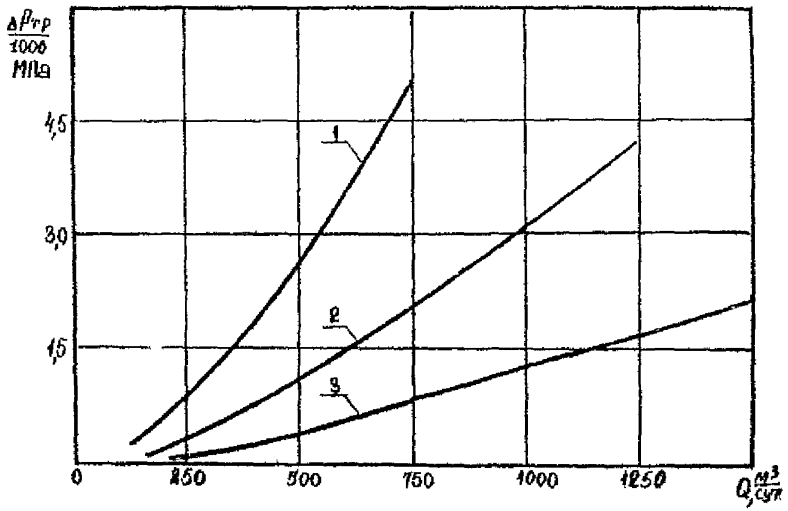
Если в процессе эксплуатации скважины противокоррозионные мероприятия не применялись, то проводится оценка технического состояния ее согласно существующему регламенту [3]. На основании результатов этих работ определяется новое значение $P_{c\,o\,c}$ и производится переопрессовка эксплуатационной колонны на это давление.

2.7. По графикам, приведенным на рис.2-4, определяются гидравлические потери напора в нагнетательных скважинах на существующем режиме закачки воды [4]. Основные положения, использованные при построении графиков, приведены в приложении I.

2.8. Коэффициент продуктивности скважины находится по формуле:

$$K = \frac{Q_{c.c}}{P_{c.c} + 0.1 H_c \gamma - P_{пл} - \Delta P_{c.c}} \qquad (2)$$

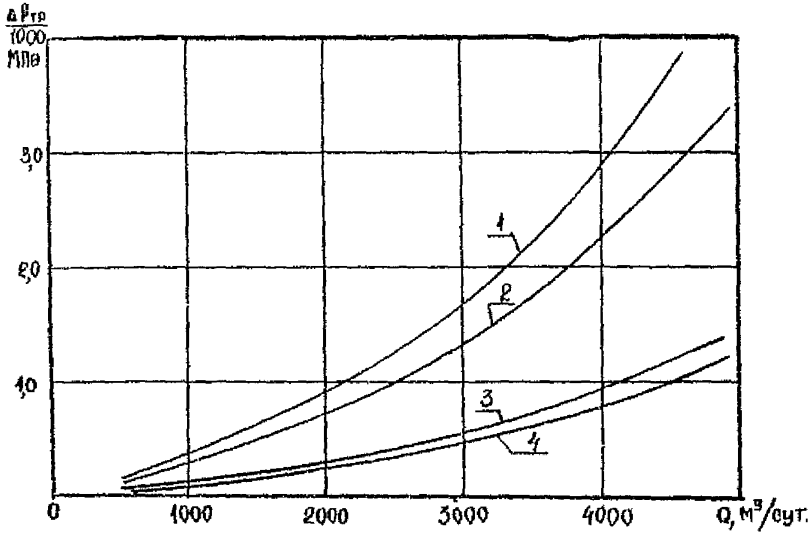
Зависимость гидравлических потерь давления на 1000 м ствола скважины от расхода при закачке в НКТ



I-60,3 мм (2"); 2-73 мм ($2^{I}/_{2}^{"}$); 3-89 мм (3")

Рис.2

Зависимость гидравлических потерь давления на 1000 м ствола скважины от расхода при закачке в НКТ и затрубное пространство

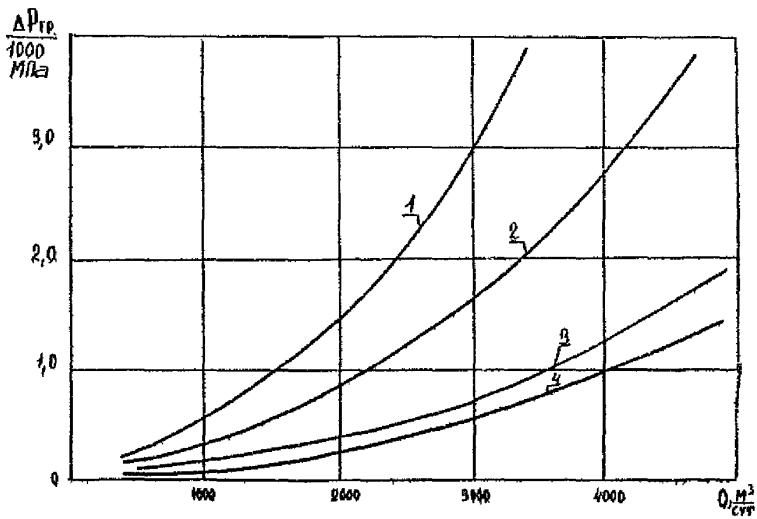


компоновки:

1-I46 мм х 73 мм ($5^3/4$" х $2^I/2$");
2-I46 мм х 60,3 мм ($5^3/4$" х 2");
3-I68 мм х 73 мм ($6^5/8$" х $2^I/2$");
4-I68 мм х 60,3 мм ($6^5/8$" х 2")

Рис.3

Зависимость гидравлических потерь давления на 1000 м ствола скважины от расхода при закачке в затрубное пространство



Компоновки:

I-I46 ммх73 мм ($5\frac{3}{4}$"-$2\frac{I}{2}$"); 2-I46 ммх60,3 мм ($5\frac{3}{4}$"х2"); 3-I68 ммх73 мм ($6\frac{5}{8}$"-$2\frac{I}{2}$"); 4-I68 ммх60,3 мм ($6\frac{5}{8}$" х 2")

Рис.4

Для уменьшения расчетов по этой формуле построена номограмма (рис.5).

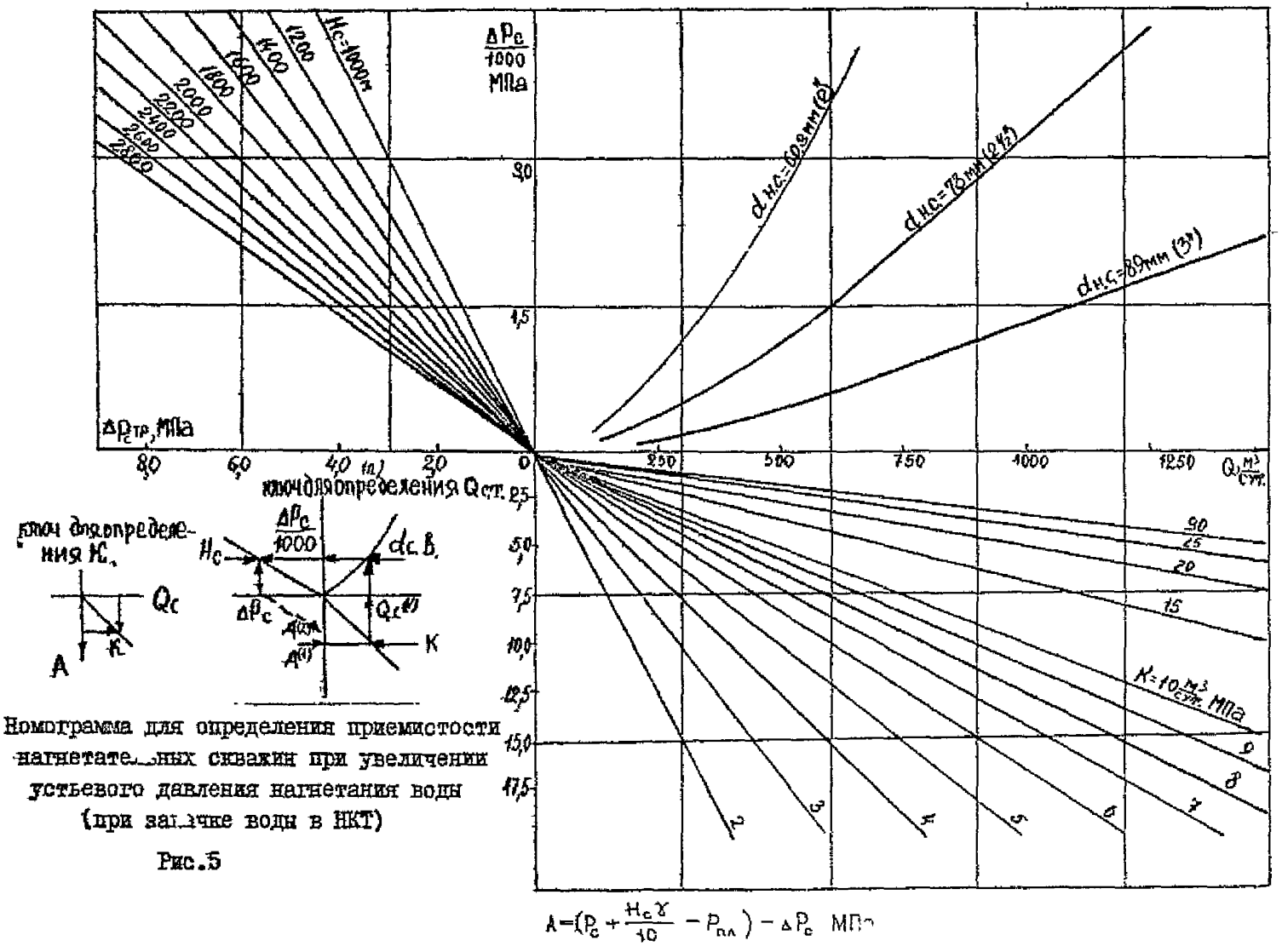
2.9. На новом режиме закачки воды при повышенном давлении нагнетания приемистость составит:

$$Q_{с.т} = K(P_{с.т} + 0{,}1 H_с \gamma - P_{пл} - \Delta P_{с.т}) \quad . \qquad (3)$$

Находится она методом последовательных приближений. Для чего в формулу (3) вместо $\Delta P_{с.т}$ подставляется $\Delta P_{с.с}$ и расчетом или по номограмме находится первое приближение $Q_{с.т}^{(1)}$ (остальные параметры известны). Для нового значения $Q_{с.т}^{(1)}$ по графикам (см. рис.2-4) определяется второе приближение $\Delta P_{с.т}^{(2)}$. Оно снова подставляется в формулу (2) и определяется второе приближение $Q_{с.т}^{(2)}$ (2). Вычисления повторяются до тех пор, пока не будет соблюдаться равенство $Q_{с.т}^{(n)} = Q_{с.т}^{(n+1)}$ с необходимой точностью.

П р и м е ч а н и е. По формуле (3) определяется минимально возможное значение приемистости скважин, так как она не учитывает проявления трещиноватости пласта. Для рассматриваемых условий (давление нагнетания повышается на скважинах, вскрывших низкопроницаемые пласты, где слабо проявляется трещиноватость; общая приемистость этих скважин составляет 3-16% от производительности КНС), прирост в закачке воды от проявления трещиноватости пласта будет незначительный. При необходимости он может быть учтен известными методами, например, путем введения поправочного коэффициента, определяемого по кривым зависимости приемистости скважин от давления.

2.10. Если, согласно пункту 2.6 каналом закачки выбраны НКТ (с пакером), то по графику (рис.2) определяются гидравлические потери в них ($\Delta P_{с.н.т}$) на требуемом расходе ($Q_{с.т}$) . При $\Delta P_{с.н.т} > \Delta P_{с.с} + (P_{с.т} - P_{с.с})$, т.е. приемистость и забойное давление скважины при повышении давления не увеличатся, рассматривается возможность замены НКТ на трубы большего диаметра или следующий



Номограмма для определения приемистости нагнетательных скважин при увеличении устьевого давления нагнетания воды (при закачке воды в НКТ)

Рис.5

$$A=\left(P_c+\frac{H_c\gamma}{10}-P_{пл}\right)-\Delta P_c \text{ МПа}$$

РД 39-1-417-80 Стр.13

альтернативный вариант закачки воды при $P_{ст} \leq P_{с.с}$ /11.

2.11. В результате расчетов определяются давление $P_{ст}$, которое может быть меньше заданного по технологической схеме (проекту) разработки, и новая приемистость скважины $Q_{ст}$ с учетом прочности эксплуатационной колонны. Эти показатели используются в дальнейших расчетах.

Пример расчета

2.12. Исходные данные: $Q_{с.с} = 1000$ м^3/сут, $P_{с.с} = 11{,}8$ МПа, Нс = 1750 м, $\Delta P_{с.с} = 0{,}4$ МПа (закачка воды ведется по затрубному пространству), $P_{пл} = 23{,}6$ МПа.

2.13. $$K = \frac{Q_{с.с}}{P_{с.с} + 0{,}1 H_с \gamma - P_{пл} - P_{с.с}} = \frac{1000}{11{,}8 + 0{,}01 \cdot 1750 \cdot 1 - 23{,}6 - 0{,}4} = 189 \frac{м^3}{сут \cdot МПа}$$

$P_{ст} = 15{,}0$ МПа, $P_{с.с} = 15{,}0$ МПа. Ро.т. = Рс.о.с. Следовательно, закачку воды необходимо вести в НКТ. Приемистость скважины при этом составит Qс.т = 800 м^3/сут.

$$Q^{(1)}_{с.т} = 189(15{,}0 + 0{,}01 \times 1750 \cdot 1 - 23{,}6 - 4{,}18) = 892 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$Q^{(1)}_{ст} = 830$ м^3/сут, $Q^{(2)}_{ст} = 189(15{,}0 + 0{,}01 \cdot 1750 \cdot 1 - 23{,}6 - 4{,}43) = 845$ м^3/сут

$Q^{(2)}_{ст} = 840$ м^3/сут, $Q^{(3)}_{ст} = 189(15{,}0 + 0{,}01 \cdot 1750 \cdot 1 - 23{,}6 - 4{,}50) = 832$ м^3/сут;

$Q^{(3)}_{с.т} = 835$ м^3/сут, $Q^{(4)}_{с.т} = 189(15{,}0 + 0{,}01 \cdot 1750 \cdot 1 - 23{,}6 - 4{,}47) = 837$ м^3/сут;

$$Q^{(3)}_{ст} = 835 \text{ м}^3/\text{сут} \approx Q^{(4)}_{с.т} = 837 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Для обеспечения расхода воды больше первоначального необходимо заменить НКТ на трубы большего диаметра.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ КУСТОВЫХ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ И МЕРОПРИЯТИЙ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ ВОДОВОДОВ

3.1. В данном разделе рассматривается методика определения технологического режима работы КНС и мероприятий по реконструкции водоводов для обеспечения повышения давления на устье нагнетательных скважин.

3.2. Исходными данными являются:

$P_{ст}$, $Q_{с.т}$ – требуемые устьевое давление нагнетания воды и приемистость нагнетательной скважины при этом давлении (определение их см. раздел 2);

$P_{г.с}$ – существующее давление нагнетания воды на гребенке КНС, равное максимальному давлению в водоводах, МПа;

$\mathcal{D}_в$, $L_в$ – соответственно внутренний диаметр (мм) и длина (м) водовода;

T – срок службы водовода, год;

$\delta_о$, $\delta_т$ – соответственно, толщина стенки нового водовода и бывшего в эксплуатации время T, мм;

δ – линейная скорость коррозии металла труб, мм/год

В расчетах используются также исходные данные раздела 2.

3.3. Определяемые показатели:

$P_{гт}$ – требуемое давление нагнетания воды на гребенке КНС при повышении давления на устье нагнетательных скважин, МПа;

$Q_{кт}$ – требуемая производительность КНС при повышении давления на устье нагнетательных скважин, $м^3$/сут;

$P_{в.д.н}$ – допустимое давление нагнетания воды в новых водоводах, МПа;

$P_{в.д.э}$ – текущее допустимое давление нагнетания воды в водоводах, бывших в эксплуатации T лет, МПа;

$\Delta P_{в.с}$ – гидравлические потери напора в водоводах при существующем расходе, МПа;

$\Delta P_{в.т}$ – гидравлические потери напора в водоводах при требуемом расходе, МПа;

$\Delta P_ш$ – гидравлические потери напора на штуцере, МПа.

3.4. Основными задачами технических расчетов являются:

определение производительности КНС ($Q_{к.т}$) при требуемом давлении нагнетания воды;

определение возможности закачки воды при требуемом давлении ($P_{ст}$);

определение мероприятий и объема работ по обеспечению требуемого давления нагнетания на устье нагнетательных скважин.

3.5. Общая расчетная схема водоводов приведена на рис.6.

Общая расчетная схема водоводов

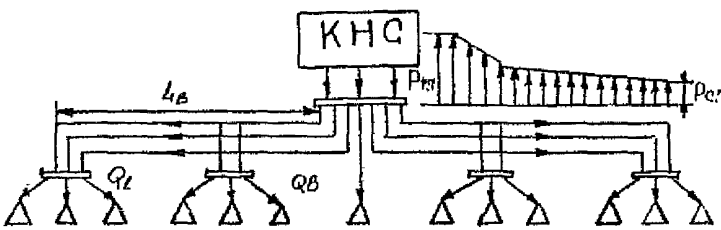


Рис.6

О п р е д е л е н и е т е х н о л о г и ч е с к и х п о к а з а т е л е й р а б о т ы в о д о в о д о в

3.6. По известным приемистостям скважин ($Q_{сс}$ и $Q_{ст}$) и схеме подключения их определяют расход воды по водоводам. Если к водоводу подключено n скважин, то суммарный расход по нему равен:

$$Q_в = \sum_{i=1}^{n} Q_i \ , \qquad (4)$$

где Q_i – приемистость i -ой скважины, $м^3$/сут. Аналогично находится и производительность КНС, к которой подключено N скважин

$$Q_к = \sum_{i=1}^{N} Q_i \qquad (5)$$

3.7. Если от гребенки КНС к гребенке куста или от гребенки куста к скважине проложено m водоводов одного диаметра, то средняя пропускная способность одного равна

$$\bar{Q}_в = \frac{1}{m} \sum_{k=1}^{m} Q_k \quad , \tag{6}$$

где Q_k – расход воды по k -му водоводу, м³/сут.

3.8. Если от гребенки КНС к гребенке куста или от гребенки куста к скважине проложены водоводы разных диаметров, то для средних расходов по трубам равного диаметра можно написать соотношение:

$$\frac{\bar{Q}_{в1}}{\bar{Q}_{в2}} = \frac{\mathcal{D}_{в1}^2}{\mathcal{D}_{в2}^2} \sqrt{\frac{\mathcal{D}_{в1}}{\mathcal{D}_{в2}}} \tag{7}$$

А общий расход по m трубам диаметра $\mathcal{D}_{в1}$ и ℓ трубам диаметра $\mathcal{D}_{в2}$ равен:

$$Q_з = m\bar{Q}_{в1} + \ell\bar{Q}_{в2} \quad . \tag{8}$$

3.9. На существующем режиме закачки воды гидравлические потери в водоводах определяются из равенства

$$\Delta P_{вс} = P_{гс} - P_{сс} \tag{9}$$

3.10. На требуемом режиме закачки воды гидравлические потери в водоводах определяются из зависимости

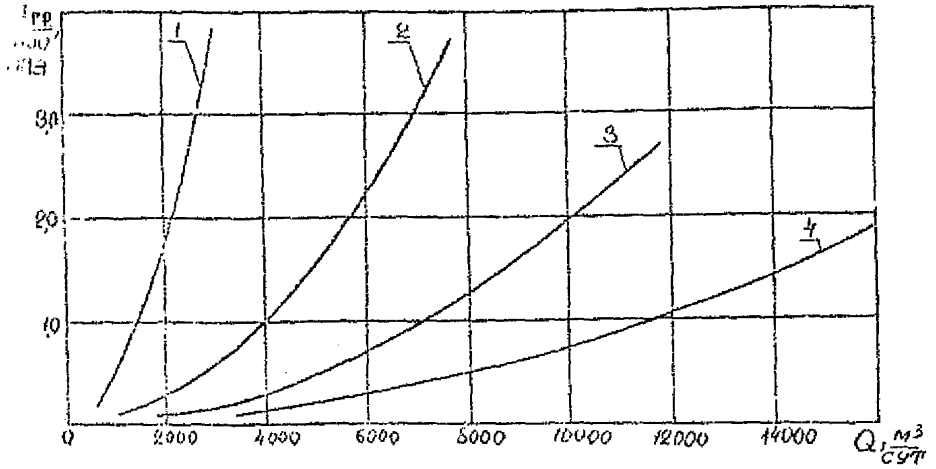
$$\Delta P_{вт} = \Delta P_{вс} \left(Q_{вт} / Q_{вс} \right)^2 \quad . \tag{10}$$

3.11. Требуемое давление на гребенке КНС для каждого водовода (группы водоводов) определяется из выражения

$$P_{г.т} = P_{с.т} + \Delta P_{в.т} \quad . \tag{11}$$

Примечание. Гидравлические потери в водоводах при известных расходах по ним можно определить из графиков, приведенных на рис. 7,8. Основные положения, использованные при построении графиков, приведены в приложении 2 и литературе [5,6].

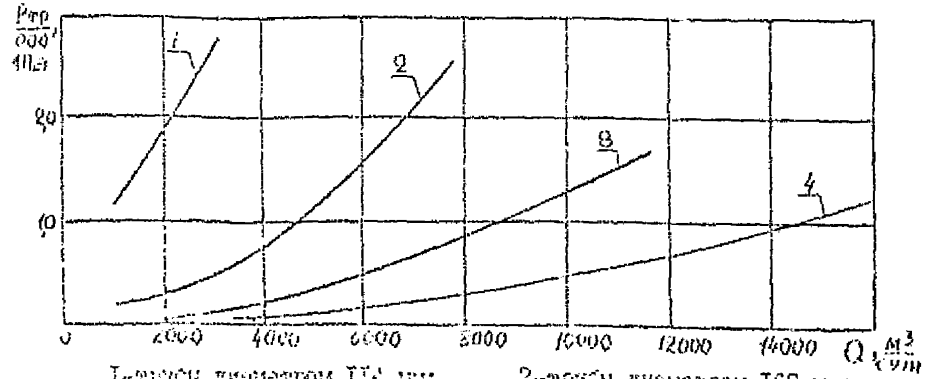
Зависимость гидравлических потерь давления на 1000 м длины водовода от расхода при перекачке пресной воды



I-трубы диаметром 114 мм; 2-трубы диаметром 168 мм;
3-трубы диаметром 219 мм; 4-трубы диаметром 273 мм

Рис.7

Зависимость гидравлических потерь давления на 1000 м длины водовода от расхода при перекачке смеси сточной и пресной вод



I-трубы диаметром 114 мм; 2-трубы диаметром 168 мм;
3-трубы диаметром 219 мм; 4-трубы диаметром 273 мм

Рис.8

Определение допустимого давления нагнетания воды для новых и старых, бывших в эксплуатации "Т" лет, водоводов

3.I2 Толщина стенки водовода бывшего в эксплуатации "Т" лет, находится из выражения:

$$S_T = S_o - \delta T \quad . \qquad (I2)$$

Примечание. По данным института Гипротюменнефтегаз средняя скорость равномерной коррозии водоводов системы ППД Самотлорского месторождения составляет: при перекачке пресной воды - 0,34 мм/год, при перекачке сточной и смеси сточной и пресной вод - 0,56 мм/год.

При определении скорости коррозии следует учитывать коэффициент неравномерности коррозии $K = F_к / F_o$, где $F_к$ - прокорродировавшая поверхность образца из водовода; F_o - общая поверхность образца.

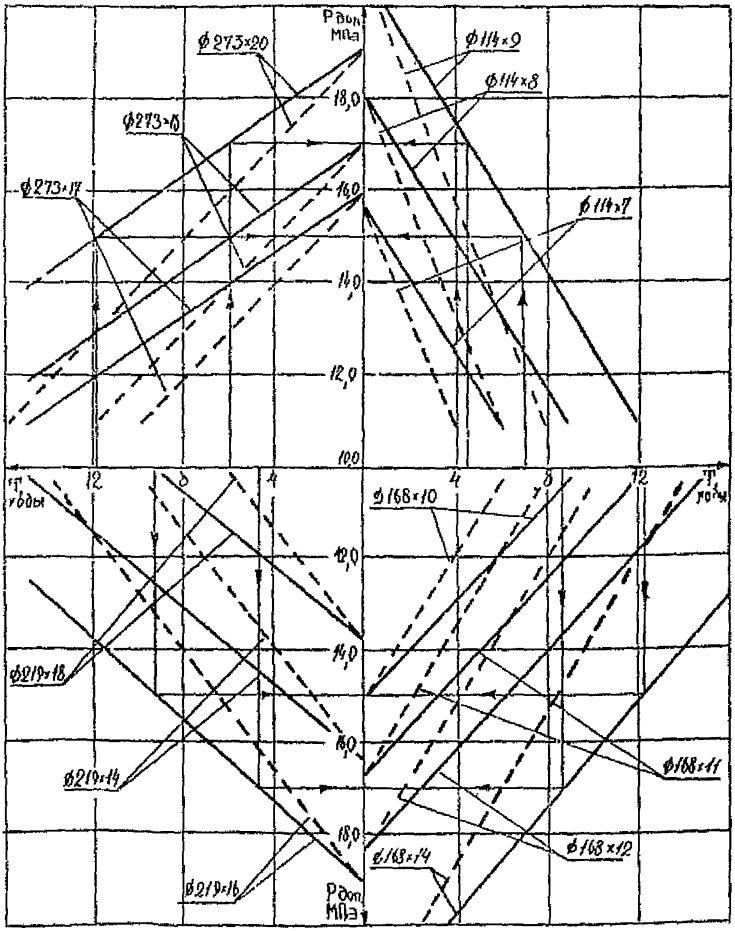
3.I3. Допустимое внутреннее давление новых ($P_{в.д.н}$) и старых ($P_{в.д.э}$) водоводов определяется по СН-68-75 [7] или номограмме, приведенной на рис.2. При этом для старых водоводов используется величина S_T.

Примечание. Обоснование принятой методики прогнозирования допустимого внутреннего давления водоводов приведено в прил. 3

Определение мероприятий по обеспечению повышения давления нагнетания воды на устье нагнетательных скважин

3.I4. На основании сравнения начальных и текущих допустимых внутренних давлений в водоводах ($P_{в.д.н}$ и $P_{в.д.э}$) с давлениями на гребенке КНС и устье нагнетательных скважин ($P_{с.с}, P_{г.т}, P_{г.с}$ и $P_{с.т}$)

Номограмма для определения допустимых рабочих давлений напорных водоводов в зависимости от срока службы



_____ при работе на пресной воде;

— — — при работе на сточной воде и на смеси пресной и сточной вод

Рис.9

разрабатываются мероприятия по обеспечению повышения давления нагнетания на устье нагнетательных скважин.

В зависимости от соотношения этих величин возможны следующие основные мероприятия:

$P_{в.д.э} < P_{г.т}$, а $P_{в.д.н} > P_{г.т}$ – замена водоводов;

$P_{в.д.э} < P_{г.т}$, а $P_{в.д.э} > P_{с.т}$ – проложение дополнительных водоводов с целью снижения гидравлических потерь;

$P_{в.д.э} \approx P_{г.т}$, а $P_{в.д} \gg P_{с.т}$ – борьба с коррозией труб и уменьшение их шероховатости;

$P_{в.д.э} < P_{с.т}$ – снижение принятой величины $P_{с.т}$ или замена водоводов.

3.15. Для гребенки КНС принимается максимальное $P_{г.т}$, определенное для различных водоводов, подключенных к ней. Если к водоводу (группе водоводов) подключены скважины, из которых у одних давление повышается ($P_{с.т}$) у других остается без изменения ($P_{с.с}$), то регулятор расхода устанавливается на гребенке куста (на скважины с $P_{с.с}$). Во всех других случаях регулятор расхода устанавливается на гребенке КНС.

Перепад давления на регуляторе равен

$$\Delta P_ш = P_{с.т\ макс.} - P_{с.т}^{(n)} \qquad (13)$$

Если регулятор расхода штуцерный с известной гидравлической характеристикой $\Delta P_ш = f(Q)$, то по ней определяется диаметр керамической насадки.

Примечание. В зависимости от конкретных условий (количество скважин с максимальным $P_{г.т}$, объема реконструкции и т.д.) могут быть приняты более низкие значения $P_{г.т}$ по сравнению с максимальным

Пример расчета

3.I6. Исходные данные: $P_{с.т}$ = I5,0 МПа, $Q_{в.с}$ = 5205 м^3/сут, $Q_{в.т}$ = 5342 м^3/сут, $\Delta P_{в.с}$ = 3,I МПа, Φ = 273 мм, S_0 = I8 мм, δ = 0,34 мм/г, T = 4 года, L = 3800 м.

3.I7. $\Delta P_{в.т} = \Delta P_{в.с}(Q_{в.т}/Q_{в.с})^2 = 3I(5342/5205)^2 = 3.27$ МПа;

$P_{г.г} = P_{с.т} + \Delta P_{в.т} = 15.0 + 3.27 = 18.27$ МПа.; $S_т = S_0 - \delta T =$

$= 18 - 0.34 \cdot 4 = 16.7$ мм

При этом $P_{в.д.э}$ = I6,0 МПа, так как $P_{г.т} > P_{в.д.э}$ (18.27>16.0) и

$P_{в.д.н} > P_{г.т}$ (19.0 >18.27),

то следует заменить водовод типоразмера 273 х I8 на 273 х 20 ($P_{в.д.н}$ = I9,0 МПа).

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ТРЕБУЕМОГО ДАВЛЕНИЯ НА ГРЕБЕНКЕ КУСТОВОЙ НАСОСНОЙ СТАНЦИИ

4.I. В данном разделе рассматривается методика определения количества насосов КНС и мероприятий для обеспечения повышения давления на устье нагнетательных скважин.

4.2. Исходными данными являются следующие:

$P_{г.т}$, $Q_{к.т}$ – требуемое давление на гребенке КНС и производительность ее при этом давлении (определение $P_{г.т}$ и $Q_{к.т}$ см. раздел 3);

$Q_{кс}$ – производительность КНС на существующем режиме закачки воды, м^3/сут;

$P_{к.н}$ – давление на выкиде насосов КНС, МПа;

$P_{к.п}$ – давление на приеме насосов КНС, МПа;

$P_{к.н.в}$ – давление на выкиде насосов при восьми установленных ступенях, МПа;

$P_{к.н.т}$ – давление на выкиде насосов при семи установленных ступенях, МПа;

$P_{к.ш}$ – давление перед штуцером при установке его на выкиде насосов, МПа;

$\Delta P_{к.о}$ – потери давления в напорной линии на участке от выкида насосов до гребенки (в обвязке КНС), МПа;

$N_{к.с}$ – количество работающих насосов на существующем режиме работы КНС;

$N_{к.у}$ – количество установленных насосов на КНС.

В расчетах используются также исходные данные разделов 2,3.

4.3. Определяемые показатели:

$N_{к.т}$ – требуемое количество работающих насосов;

$N_{к.р}$ – требуемое количество резервных насосов.

4.4. Основными задачами технических расчетов и графических построений являются:

определение возможности увеличения давления нагнетания воды установленными насосами;

определение количества работающих и резервных насосов;

определение мероприятий и объема работ по обеспечению повышения давления на устье нагнетательных скважин.

4.5. Общая расчетная схема КНС приведена на рис.10.

П о с т р о е н и е р а з л и ч н ы х в и д о в х а р а к т е р и с т и к н а с о с о в

4.6. В соответствии с исходными данными строятся три вида характеристик для I,2,3, ... , $N_{к.у}$ насосов, пересчитанные к давлению на гребенке по зависимостям:

при отсутствии штуцера на выкиде насосов $P_{г.г} = P_{к.н} + P_{н.п} - \Delta P_{к.о}$, (14)

со штуцером на выкиде насосов $P_{г.г} = P_{к.ш} - \Delta P_{к.о}$ (15).

Виды характеристик:

а) характеристика новых насосов;

Общая расчетная схема КНС

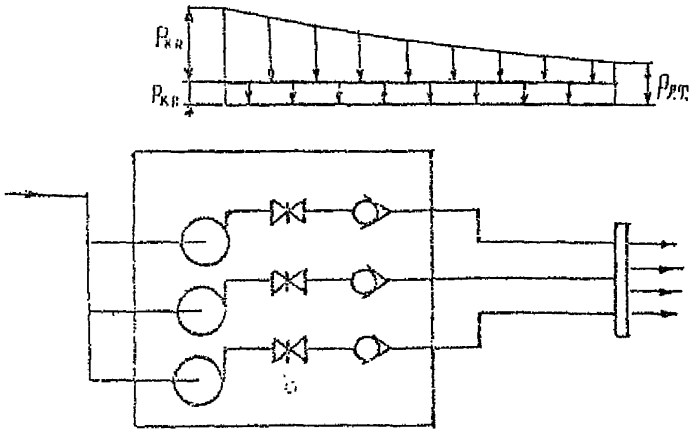


Рис.I0

б) характеристика насосов на существующем режиме работы, с существующей степенью износа рабочих органов (колес и уплотнений) при семи установленных ступенях;[2)]

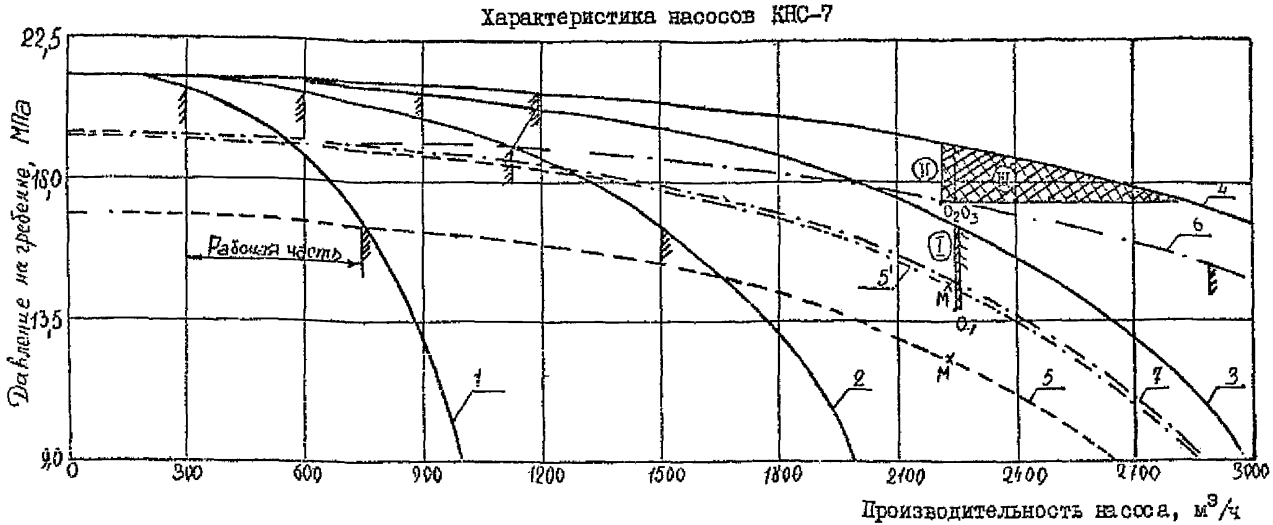
в) характеристика насосов на существующем режиме работы при восьми установленных ступенях.

Примечания

I. На некоторых КНС для ограничения давления на гребенке и обеспечения устойчивой работы насосов на их выкидных линиях установлены штуцеры. Давление до штуцера составляет около I5,0 МПа, т.е. ($Р_{к.н.} + Р_{к.п}$) ≈ I5,0 МПа; $\Delta P_{к.о}$ принято равным 0,5 МПа.

2. Ввиду низкой прочности напорных водоводов на насосах ЦНС 500 х I900 нескольких КНС убрана восьмая ступень.

4.7. Способ построения характеристик общепринятый для параллельной работы насосов – сложение производительностей насосов при равных напорах (рис.II).



I,2,3,4- паспортные характеристики насосов ЦНС 500-1900 соответственно для I , 2 , 3 , 4 насосов, приведенные к давлению на гребенке; 5 - характеристика фактически работающих насосов (для 3 насосов); 5' - то же без штуцеров на выкиде; 6 - характеристика 4 насосов с 7 ступенями (при существующей степени износа); 7 - характеристика 3 насосов с 7 ступенями (при существующей степени износа);
I - рабочая зона насосов при I варианте; II - рабочая зона при II варианте; III - рабочая зона при III варианте; O_I, O_2, O_3 - рабочие точки соответственно при I,II,III вариантах; M - рабочая точка фактически работающих насосов

Рис.II

4.8. Построение характеристик новых насосов производится по паспортным данным. При отсутствии их используется типовая характеристика насоса.

4.9. Характеристика насосов на существующем режиме работы проводится по координате $P_{гс} - Q_{кс}$ параллельно характеристике для новых насосов. С достаточной степенью точности рабочую зону ее можно определить пересчетом этой зоны с паспортной по формуле гидравлического подобия для параллельных характеристик методом последовательных приближений. (для более точных расчетов в формулу (I6) вместо давлений на гребенке подставляются давления на выкиде насоса)

$$\frac{Q_{кт}}{Q_{кс}} = \frac{\sqrt{P_{гт}}}{\sqrt{P_{гс}}} . \qquad (I6)$$

Примечания: I. Фактическими замерами на насосах ЦНС I80 х I422 Усть-Балыкского месторождения установлено, что в процессе эксплуатации по мере износа насоса характеристика его перемещается в область более низких давлений и в пределах рабочей зоны ее можно считать практически параллельной паспортной.

4.I0. Характеристика насосов на существующем режиме при восьми установленных ступенях проводится параллельно характеристике с семью ступенями. Пересчет давлений производится по равенству

$$P_{кн.8} = P_{кн.7} \cdot 8/7 . \qquad (17)$$

4.II. На график с характеристиками насосов наносится точка с координатами $P_{гт} - Q_{кт}$, соответствующая требуемому режиму работы КНС.

4.I2. Требуемый режим работы КНС может быть обеспечен следующими мероприятиями:

увеличением количества работающих насосов для смещения рабочей точки с верхней (по давлению) границе рабочей зоны характеристики насосов;

добавлением к семи установленным восьмой снятой ступени;

снятием штуцера на выкиде насосов (на тех КНС, где он установлен);

увеличением давления на приеме насосов (давления подпора) в пределах допустимого;

установкой дополнительных насосов (расширение КНС);

замена установленных насосов на другие с более высоким напором (полная реконструкция КНС).

П р и м е ч а н и е. У всех насосов серии ЦН и ЦНС максимально допустимое давление подпора составляет 3,0 МПа.

4.I3. Выбор мероприятий производится по положению рабочей точки, соответствующей требуемому режиму работы КНС, относительно трех видов характеристик, рассмотренных выше. Для этого из рабочей точки параллельно осям давлений и расходов проводятся прямые линии до пересечения с характеристиками насосов, лежащих выше ее. Поле графиков, ограниченное этими прямыми и рабочей зоной характеристик, является областью, где выполняется требуемый режим работы КНС. Мероприятия по повышению давления нагнетания выбираются согласно исходным данным, принятым при построении характеристик насосов (см.п.4.6.), лежащих в области требуемого режима работы КНС. При этом учитываются конкретные условия и возможности их осуществления.

П р и м е ч а н и е. В соответствии с фактическими эксплуатационными данными насосов КНС Самотлорского месторождения в данном руководстве принято, что количество резервных насосов составляет 30% от общего числа работающих. Для более точного и обоснованного определения их количества планируется разработка отдельной методики.

На рис.II приведены характеристики насосов КНС-7 Самотлорского месторождения. Согласно этому графику требуемое давление на гребенке КНС обеспечивается при параллельной работе 4 насосов с 7 ступенями.

Зам.директора по научной работе в области добычи нефти — Н.С.Маринин

Зав.отделом техники и технологии добычи нефти и газа — Л.И.Чириков

Ответственный исполнитель, зав.лабораторией поддержания пластового давления — Е.Л.Киоарев

Нормоконтролер — А.В.Кашникова

07.07.82г.

Приложение I

Справочное

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ В СТВОЛАХ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

I. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ

I.I. Определение теоретических гидросопротивлений по формуле Дарси-Вейсбаха, которая в случае закачки воды по колонне НКТ преобразуется к виду [4] :

$$\Delta P_{тр} = \left[0{,}825\cdot 10^{-4}\ \lambda_н H_{сэ} \rho (Q_н/Q_к)^2 Q_к^2\right] / d_{св}^5 \qquad (I)$$

и в случае закачки воды по межтрубному пространству к виду:

$$\Delta P_{тр} = \frac{0.825\cdot 10^{-4}\cdot \lambda_з H_{сэ}\cdot \rho (Q_з/Q_к)^2\cdot Q_к^2}{(\mathcal{D}_{с.к} - d_{с.н})(\mathcal{D}_{с.к}^2 - d_{с.н}^2)^2}, \qquad (2)$$

где $\lambda_н, \lambda_з$ – коэффициенты гидравлического сопротивления для НКТ и затрубья;

$H_{сэ}$ – длина колонны, м;

ρ – плотность закачиваемой воды, кг/м^3;

$Q_н, Q_з$ – соответственно расход воды по НКТ и затрубью, м^3/с;

$Q_к$ – приемистость скважины, м^3/с;

$\mathcal{D}_{с.к}$ – внутренний диаметр обсадной колонны, м;

$d_{с.н}, d_{св}$ – наружный и внутренний диаметры НКТ, м.

$$\frac{Q_н}{Q_к} = \frac{\alpha}{1+\alpha}, \quad \alpha = \frac{Q_н}{Q_з} = \frac{d_{св}}{\mathcal{D}_{с.к} + d_{с.н}} \left(\frac{d_{св}}{\mathcal{D}_{с.к} - d_{с.н}}\right)^{12/7}, \qquad (3)$$

$$\frac{Q_з}{Q_к} = 1 - \frac{Q_н}{Q_к}.$$

I.2. Коэффициент гидравлического сопротивления рассчитывается по формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0{,}11\left(\frac{\Delta}{d} + \frac{68}{Re}\right)^{0{,}25}, \qquad (4)$$

где Δ – эквивалентная шероховатость для технически гладких труб $\Delta = 0{,}1$ мм;

d – диаметр трубы (НКТ или обсадной колонны), мм;

Re – число Рейнольдса.

В случае движения воды в НКТ имеем:

$$Re_1 = \frac{4}{\pi} \cdot \frac{Q_н}{d_{св} \cdot \nu}, \qquad (5)$$

в межтрубном пространстве:

$$Re_2 = \frac{4}{\pi} \cdot \frac{Q_з}{(D_{вн} + d_{сн}) \cdot \nu}, \qquad (6)$$

где ν – кинематический коэффициент вязкости, $м^2$/сут.

I.3. Определение поправочного коэффициента, учитывающего изменение теоретических гидросопротивлений вследствие коррозионного износа поверхности труб и возрастания ее шероховатости, инкрустации солевыми отложениями, эксцентричного расположения колонны НКТ в скважине.

Поправочный коэффициент К рассчитывается по формуле [4]:

$$K = 4{,}0\sqrt{f} \cdot e^{-0{,}00062Q}, \qquad (7)$$

где f – площадь поперечного сечения рабочего канала ствола скважины, $м^2$;

Q – приемистость скважины, $м^3$/сут.

Область применения данной формулы ограничивается приемистостью $Q \leq 3600$ $м^3$/сут.

I.4. Определение фактических гидравлических потерь давления в стволе скважины производится перемножением теоретических гидросопротивлений и поправочного коэффициента.

Для ускорения определения фактических потерь давления построены графики зависимости теоретических гидросопротивлений на

1000 м ствола скважины с учетом поправочного коэффициента от приемистости для различных компоновок насосно-компрессорных труб и обсадной колонны (рис.2-4).

2. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ В НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ

2.I. Определение гидравлических потерь в скважине производится по формуле Дарси-Вейсбаха, которая для рассматриваемого случая имеет вид [5] :

при закачке воды в НКТ

$$\Delta P_{c\,н} = \lambda_н \cdot H_{c\,н} \frac{Q_н^2}{d_{c\,в}^5} \cdot C = A_н H_{c\,н} \cdot Q_н^2 \qquad (8)$$

при закачке воды в затрубье:

$$\Delta P_{c.з} = \lambda_з \frac{H_{c.н}}{\mathcal{D}_{c.к} - d_{c\,н}} \cdot \frac{Q_з^2}{(\mathcal{D}_{c\,к}^2 - d_{c\,н}^2)^2} \cdot C = A_з H_{c\,н} Q_з^2 \qquad (9)$$

при прохождении воды по эксплуатационной колонне скважины на участке от низа НКТ до верхних перфорационных отверстий:

$$\Delta P_{c\,к} = \lambda_к (H_{c\,э} - H_{c.н}) \frac{Q_к^2}{\mathcal{D}_{c\,к}^5} \cdot C = A_к \cdot (H_{c\,э} - H_{c\,н}) \cdot Q_к^2 \ , \qquad (I0)$$

где C – коэффициент, учитывающий размерность величин, входящих в формулу;

$\lambda_н, \lambda_з, \lambda_к$ – соответственно коэффициенты гидравлического трения в НКТ, затрубье и эксплуатационной колонне;

$A_н, A_з, A_к$ – гидравлическое сопротивление на единицу длины трубы, соответственно, в НКТ, затрубье и эксплуатационной колонне;

$\Delta P_{c\,з}$ – гидравлические потери напора в затрубье до глубины спуска НКТ;

$Q_н, Q_з, Q_к$ – расход воды, соответственно по НКТ, затрубью и эксплуатационной колонне.

Остальные обозначения приведены в тексте руководства.

2.2. На основании формул (8)-(I0) графические зависимости гидравлических потерь от расхода для различных каналов закачки строятся по результатам фактических замеров.

2.3. При закачке воды только в НКТ затрубье используется в качестве пьезометра. В этом случае гидравлические потери напора воды в НКТ равны:

$$\Delta P_{с.н.} = P_{с.н.} - P_{с.з.}, \qquad (II)$$

где $P_{с.з.}$, $P_{с.н.}$ - устьевое давление, замеренное, соответственно, на затрубье и НКТ.

2.4. При закачке воды только в затрубное пространство гидравлические потери в нем равны (в качестве пьезометра используются НКТ):

$$\Delta P_{с.з.} = P_{с.з.} - P_{с.н.}, \qquad (I2)$$

2.5. При закачке воды в НКТ и затрубье одновременно гидравлические потери в скважине находятся расчетным путем.

Примечание. Гидравлические потери в скважине можно также определить экспериментально путем замера давления на ее устье и забое манометром.

2.6. В этом случае поток воды по НКТ ($Q_н$) и затрубью ($Q_з$) распределяется в пропорции, при которой потери на трение по обоим каналам до глубины спуска НКТ равны. На основании формул (8)-(I0) можно написать:

$$X = \frac{Q_н}{Q_з}\sqrt{\frac{\lambda_н}{\lambda_з}} = \frac{d_{с.н}^2}{D_{с.к}^2 - d_{с.н}^2}\sqrt{\frac{d_{с.в}}{D_{с.к} - d_{с.н}}}, \qquad (I3)$$

$$\Delta P_{с.н} = \Delta P_{с.з}, \; \Delta P_с = \Delta P_{с.н} + \Delta P_{с.з} + \Delta P_{с.к} = 2\Delta P_{с.н} + \Delta P_{с.к}, \qquad (I4)$$

$$Q_к = Q_н + Q_з. \qquad (I5)$$

2.7. Из зависимостей (I3)-(I5) можно определить расход воды по НКТ и затрубью

Продолжение приложения I

$$Q_н = \frac{X \cdot Q_к}{X + \sqrt{\lambda_н / \lambda_э}}; \qquad Q_э = \frac{\sqrt{\lambda_н / \lambda_э} \cdot Q_к}{X + \sqrt{\lambda_н / \lambda_э}}, \qquad (I6)$$

где $$X = \frac{d^2_{с.в}}{\mathcal{D}^2_{с.к} - d^2_{с.н}} \sqrt{\frac{d_{с.в}}{\mathcal{D}_{с.к} - d_{с.н}}}.$$

2.8. Суммарные гидравлические потери воды в скважине равны:

$$\Delta P_с = 2\Delta P_{э.н} + \Delta P_{э.к} = Q^2_к \left[2\lambda_н \cdot H_{с.н} (X/X + \sqrt{\lambda_н / \lambda_э})^2 \cdot \right. \cdot C / d^5_{с.в} + \lambda_к (H_{с.э} - H_{с.н}) \cdot C / \mathcal{D}^5_{с.к} \left. \right]. \qquad (I7)$$

Если НКТ спущены до верхних перфорационных отверстий, то

$$\Delta P_с = Q^2_к \left[2\lambda_н \cdot H_{с.н} (X/X + \sqrt{\lambda_н / \lambda_э})^2 \cdot C / d^5_{с.в} \right] = = Q^2_к \left[2\lambda_н \cdot H_{с.н} \cdot (X/X + \sqrt{\lambda_н / \lambda_э})^2 \right]. \qquad (I8)$$

2.9. Порядок замеров и расчетов при экспериментальных исследованиях гидравлических потерь в скважине: следующий;

поочередно замеряются гидравлические потери в НКТ и затрубье при использовании одного из каналов в качестве пьезометра. По результатам замеров из формул (8)-(I0) определяются $\lambda_н$, $\lambda_э$ и $\lambda_к$;

при закачке воды одновременно по двум каналам гидравлические сопротивления в скважине находятся по формулам (I7) или (I8).

Примечание. Суммарный расход воды в скважину ($Q_к$) замеряется расходомером на гребенке куста.

2.I0. По найденному расчетному $\Delta P_с$ можно определить давление на забое скважины ($P_з$) из зависимости

$$P_з = P_с + 0.1 H_с \gamma - \Delta P_с \qquad (I9)$$

Приложение 2

Справочное

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ В ВОДОВОДАХ

I. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ, ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ПРИ ПОСТРОЕНИИ ГРАФИКА ЗАВИСИМОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ В ВОДОВОДАХ ОТ РАСХОДА ВОДЫ ПО НИМ

I.I. Определение теоретических потерь давления в напорных водоводах осуществляется по формуле Дарси-Вейсбаха, преобразованной к виду:

$$\Delta P_в = \lambda_в \cdot L_в \cdot Q^2 / \mathcal{D}_в^5 \cdot 9 \cdot 10^{-12}, \text{ МПа}, \qquad (I)$$

где $\lambda_в$ – коэффициент гидравлического сопротивления;

$L_в$ – длина водовода, м;

$\mathcal{D}_в$ – внутренний диаметр водовода, м;

Q – расход воды по водоводу, $м^3$/сут.

Коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле (4) прил.I.

I.2. Поправочный коэффициент, учитывающий изменение шероховатости поверхности труб вследствие их коррозионного разрушения, рассчитывается по формуле [4]:

для водоводов, транспортирующих пресную воду:

$$K = d \cdot e^{2,83}, \qquad (2)$$

для водоводов, транспортирующих смесь пресной и сточной вод:

$$K = 100 \cdot d \cdot e^{-0,00097 \cdot Q}; \qquad (3)$$

где e – основание натурального логарифма.

Область применения формулы (3) ограничивается расходом Q ≤ 2500 $м^3$/сут. Для всех Q, больших указанных, величина попра-

вочного коэффициента остается на уровне граничных расходов.

I.3. Таким образом, последовательность расчета фактических потерь давления заключается в нахождении поправочного коэффициента и умножении на него теоретических потерь давления. На основании вышеупомянутого были построены графические зависимости потерь давления в водоводах от расхода для различных диаметров и типов перекачиваемой воды (рис.7,8).

2. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ В ВОДОВОДАХ

2.I. Гидравлические потери по длине водоводов изменяются в соответствии с формулой Дарси-Вейсбаха [5] :

$$\Delta P_в = \lambda_в \, L_в \, Q_в^2 \cdot C / \omega_в^5 = A \, L_в \, Q_в^2 \quad , \qquad (4)$$

где А – гидравлическое сопротивление на единицу длины трубы.

Остальные обозначения приведены в разделе 3.

2.2. Величина гидравлических сопротивлений в водоводах зависит от физико-химических свойств транспортируемой жидкости (с учетом методов и объемов ее очистки), материала труб и характеристики покрытия, а также гидравлических параметров – средней скорости течения, давления и диаметра трубопровода [6] . Причем пропускная способность труб меньших диаметров (I00–200 мм) снижается значительно быстрее (при прочих равных условиях), чем у труб больших диаметров (300–I500 мм).

2.3. С учетом изложенного зависимость $\Delta P_в / L_в = f(Q_в)$ строится для различных типов вод и диаметров водоводов по замерам потерь давления в работающих водоводах.

Приложение 3

Справочное

ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТОЙ МЕТОДИКИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ДОПУСТИМЫХ ВНУТРЕННИХ ДАВЛЕНИЙ В ВОДОВОДАХ

I. С целью установления правомерности использования предложений методики прогнозирования допустимых внутренних давлений в напорных водоводах детально проанализированы все случаи нарушения герметичности их в системе ППД Самотлорского месторождения за период I975-I978 гг. (рисунок). При выполнении работы проводилась дифференциация порывов водоводов по следующим признакам: диаметр и первоначальная толщина стенок труб, тип перекачиваемой воды, срок службы водовода, фактическое давление в водоводах.

Динамика общего числа порывов водоводов Самотлорского месторождения

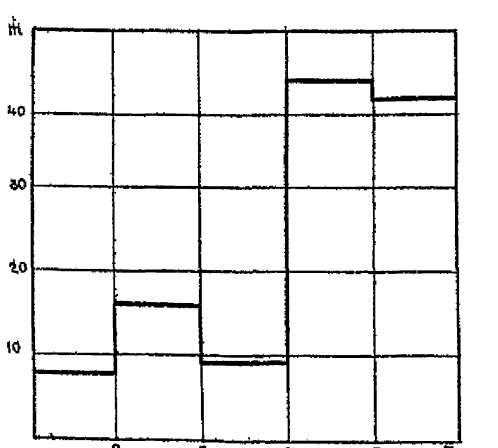


Рис. I2

Продолжение приложения 3

2. Основным направлением исследования являлось отыскание взаимосвязи между сроком службы водовода и способностью его к безаварийной работе, т.е. способностью выдерживать требуемое давление нагнетания.

3. Приведенный анализ позволил установить, что основное количество порывов в системе ППД Самотлорского месторождения в течение указанного периода времени приурочено к водоводам КНС-I,2, работающим на смеси пресной и подтоварной вод, причем в подавляющем большинстве случаев нарушения герметичности происходили на водоводах типоразмеров II4х7, I68х9, I68хI0 мм.

На КНС-I,2 закачка вод осуществлялась насосными агрегатами ЦН I50-I00, поэтому давление нагнетания, как правило, варьировалось в пределах 9,0-I0,0 МПа. Было отмечено, что в этих условиях, наиболее интенсивный выход из строя водоводов начинался для типоразмера II4х7 - через 5-6 лет после ввода их в эксплуатацию, для типоразмера I68х9 - через 4-5 лет, для типоразмера I68хI0 - через 6-7 лет.

4. Сопоставление фактических давлений нагнетания воды и рассчитанных по принятой методике (см.рис.9) допустимых внутренних давлений в водоводах показало их хорошую сходимость. Погрешность в определении допустимых давлений не превышает I,0 МПа. Установлено, что после шести-восьми лет эксплуатации старые трубы заменяются новыми, а большинство оставшихся работает под внутренним давлением ниже допустимого.

Литература

I. Инструкция по проектированию систем ППД на месторождениях Западной Сибири. Сибниинп, Тюмень, I976, 39 с.

2. Инструкция по испытанию скважин на герметичность. ВНИИТнефть, Куйбышев, I977, 47 с.

3. Дополнения к технико-технологическим регламентам по составлению проектов на строительство скважин на нефтяных месторождениях, разбуриваемых Главтюменнефтегазом (раздел - испытание скважин на продуктивность) Сибниинп (проект), Тюмень, I980, 5 с.

4. Методика расчета гидравлических сопротивлений в стволах и водоводах нагнетательных скважин. Сибниинп, Тюмень, I975, 35 с.

5. Курганов А.М., Федоров Н.Ф. Справочник по гидравлическим расчетам систем водоснабжения и канализации. Л. Стройиздат, I973, 407 с.

6. Альтшуль А.Д. Гидравлические сопротивления. М., Недра, I970, 2I6 с.

7. Определение толщины стенок труб высоконапорных водоводов для объектов поддержания пластового давления. СМ-08-75. Гипротюменнефтегаз, Тюмень, I975, I4 с.

Содержание

I. Введение..... 3

2. Определение приемистости нагнетательных скважин и мероприятий по переоборудованию их..... 5

3. Определение технологического режима работы кустовых насосных станций и мероприятий по реконструкции водоводов..... I4

4. Определение мероприятий по обеспечению требуемого давления на гребенке кустовой насосной станции..... 23

Приложения..... 29

Литература..... 38

РУКОВОДСТВО
ПО РАЗРАБОТКЕ МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ НАГНЕТАНИЯ ВОДЫ НА УСТЬЕ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

РД 39-I-417-80

Отв. за выпуск В.А.Брейтер
Редактор Л.Н.Морокова

Подписано в печать 30.06.80.
Формат бумаги 60 x 90I/16
Заказ № 398 Тираж 100 экз.
Объем I,5 печ.л.

Ротапринт СибНИИНП, Тюмень, Орджоникидзе, 35

gost.e-ecolog.ru