

**Министерство нефтяной промышленности**

**МЕТОДИКА**

**АНАЛИЗА И ВЫБОРА КРИТЕРИЕВ ОЦЕНКИ  
ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ  
ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ  
НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

**РД 39-3-578-81**

**Тюмень-1981**

Министерство нефтяной промышленности

УТВЕРЖДАЮ

Начальник Технического  
управления Миннефтепрома  
*Ф. И. ГРИГОРАЩЕНКО*  
" 23 07 1981 г.

МЕТОДИКА

АНАЛИЗА И ВЫБОРА КРИТЕРИЕВ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ  
СИСТЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА  
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

РД 39-3-578-81

НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН:

Сибирским научно-исследовательским институтом нефтяной  
промышленности (СибНИИИ)

Директор института



*Н. К. Праведников*  
Н. К. Праведников

Ответственные исполнители:

Зав. сектором отдела добычи

*В. А. Вагнер*  
М. А. Вагнер

Зав. сектором отдела экономиче-  
ских исследований

*О. В. Рудак*  
О. В. Рудак

Старший научный сотрудник  
отдела добычи

*В. И. Цариков*  
В. И. Цариков

СОГЛАСОВАНО:

Начальник Управления по добыче  
нефти Главтименнефтегаза



*В. М. Куликин*  
В. М. Куликин

Директор ВНИИ

*Р. Вахитов*  
Р. Вахитов

В методике рассматриваются вопросы, связанные с выбором критериев оценки и анализом эффективности систем поддержания пластового давления (ППД). Проведение такого анализа обусловлено необходимостью постоянного увеличения объемов закачки воды в продуктивные пласты и повышения давления нагнетания, а также тем фактом, что эффективная эксплуатация систем ППД является одним из важных условий обеспечения высоких и стабильных темпов разработки нефтяных месторождений.

Методика предназначена для проведения анализа работы систем заводнения, разработки на его основе мероприятий по повышению эффективности эксплуатации систем ППД и технико-экономического обоснования этих мероприятий.

Методика разработана в отделе техники и технологии добычи нефти и отделе экономики для инженерно-технических работников научно-исследовательских организаций и служб поддержания пластового давления предприятий Главтименнефтегаза.

## РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

### МЕТОДИКА АНАЛИЗА И ВЫБОРА КРИТЕРИЕВ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Вводится впервые

Приказом Главтоменнефтегаза №544  
от 23.10.1981г. Срок введения установлен с 15.11.1981г.  
Срок действия до 15.11.1986г.

#### I. ВВЕДЕНИЕ

I.1. Настоящая методика распространяется на водозаборные и нагнетательные скважины, сборные и напорные водоводы и кустовые насосные станции (КНС) систем поддержания пластового давления (ППД) и устанавливает метод расчета критериев эффективности работы этих систем.

I.2. Целью данной работы является:

- обоснование критериев эффективности системы ППД;
- установление метода определения технологических параметров системы ППД при эксплуатации её в стабильном и нестабильном режимах;
- установление метода технико-экономического обоснования мероприятий по повышению эффективности эксплуатации систем ППД.

I.3. Методика предназначена для проведения анализа работы системы ППД в целом и её отдельных элементов. Результаты анализа могут быть использованы при разработке мероприятий, направленных на совершенствование её эксплуатации.

## 2. АНАЛИЗ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

### Анализ работы водозаборных скважин

2.1. Исходными данными, необходимыми для анализа работы водозаборных скважин, являются:

$P_{пл.в.с.}$  - пластовое давление в районе водозаборной скважины, МПа;

$P_{у.в.с.}$  - устьевое давление водозаборной скважины, МПа;

$D_{в.с.}$  - диаметр рабочего канала водозаборной скважины, м;

$H_{в.с.}$  - глубина водозаборной скважины, м;

$L_{в.с.}$  - длина ствола водозаборной скважины, м;

$K_{пр.в.с.}$  - коэффициент продуктивности водозаборной скважины, м<sup>3</sup>/сут·МПа;

$\lambda_{в.с.}$  - коэффициент гидравлического трения рабочего канала;

$n_{в.с.}$  - число водозаборных скважин;

$t_{р.в.с.}$  - время, отработанное водозаборной скважиной ежемесячно, сут;

$t_{к.}$  - календарное время в месяце, сут;

$Q_{в.с.}$  - среднесуточный дебит водозаборной скважины, м<sup>3</sup>/сут

$K_{в.с.}$  - число отказов водозаборной скважины в месяце.

Источником исходных данных являются ежемесячные отчеты по добыче подземных вод, паспорта (карточки) водозаборных скважин и результаты гидродинамических исследований.

2.2. В качестве основных показателей, характеризующих работу водозаборных скважин, приняты:

среднесуточный дебит в течение года

$$Q_{ср.в.с.} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{в.с.i} \cdot t_{р.в.с.i})}{\sum_{i=1}^n t_{р.в.с.i}} \quad (1)$$

где  $m$  - число отработанных скважиной месяцев в году;  
коэффициент эксплуатации

$$K_{з.в.с.} = \frac{\sum_{i=1}^m t_{р.в.с.i}}{\sum_{i=1}^m t_{к.л.}} \quad (2)$$

параметр потока отказов

$$\omega(t)_{в.с.} = \frac{\sum_{i=1}^m K_{в.с.i}}{\sum_{i=1}^m t_{к.л.}} \quad (3)$$

Группа водозаборных скважин, подключенных к одной КНС, имеет следующие параметры работы:

среднесуточный объем добычи воды

$$Q_{ср.} = \frac{\sum_{j=1}^{n_{в.с.}} \sum_{i=1}^m (Q_{ср.в.с.j} \cdot t_{р.в.с.j}) n_{в.с.}}{\sum_{j=1}^{n_{в.с.}} \sum_{i=1}^m t_{р.в.с.j}} \quad (4)$$

коэффициент эксплуатации

$$K_3 = \frac{\sum_{j=1}^{n_{в.с.}} \sum_{i=1}^m t_{р.в.с.ji}}{\sum_{j=1}^{n_{в.с.}} \sum_{i=1}^m t_{к.л.ji}} \quad (5)$$

параметр потока отказов

$$\omega(t) = \frac{\sum_{j=1}^{n_{в.с.}} \sum_{i=1}^m K_{в.с.ji}}{\sum_{j=1}^{n_{в.с.}} \sum_{i=1}^m t_{к.л.ji}} \quad (6)$$

2.3. Устьевое давление водозаборной скважины в общем случае выражается так:

$$P_{у.в.с.} = P_{н.в.с.} - \frac{Q_{в.с.}}{K_{р.в.с.}} - \frac{H_{в.с.} \gamma}{10^2} - \lambda_{в.с.} \frac{L_{в.с.}}{D_{в.с.}^5} \cdot \frac{Q_{в.с.}^2}{9 \cdot 10^2}$$

Для группы водозаборных скважин, подключенных к одной КНС и работающих на общий приемный коллектор, среднее устьевое давление выразится:

$$P_{у.в.с.} = \frac{\sum_{j=1}^{n_{в.с.}} P_{н.в.с.j}}{n_{в.с.}} - \frac{\sum_{j=1}^{n_{в.с.}} Q_{в.с.j}}{\sum_{j=1}^{n_{в.с.}} K_{р.в.с.j}} - \frac{\sum_{j=1}^{n_{в.с.}} H_{в.с.j} \gamma}{n_{в.с.} \cdot 10^2} - \lambda_{в.с.} \frac{(\sum_{j=1}^{n_{в.с.}} L_{в.с.j}) n_{в.с.}}{n_{в.с.} D_{в.с.}^5 \cdot 9 \cdot 10^2} \quad (8)$$

2.4. При изменении режима работы КНС (например, в сторону

уменьшения объема закачки), произойдет изменение режима работы каждой водозаборной скважины, выражающееся в уменьшении дебита, гидравлических сопротивлений в рабочем канале и, вследствие этого, в увеличении устьевого давления, которое в данном случае определится по формуле

$$P'_{y\text{в.с.}} = P_{y\text{в.с.}} + \frac{Q_{\text{в.с.}} - Q'_{\text{в.с.}}}{K_{\text{пр.в.с.}}} + \lambda_{\text{в.с.}} \frac{L_{\text{в.с.}}}{D_{\text{в.с.}}^5} \frac{[Q_{\text{в.с.}} - (Q'_{\text{в.с.}})^2]}{9 \cdot 10^2}, \quad (9)$$

где  $Q'_{\text{в.с.}}$  - дебит водозаборной скважины при изменении (уменьшении) объема закачки КНС, м<sup>3</sup>/сут.

Аналогично для группы скважин:

$$P_{y\text{в.с.}} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{в.с.}}} P_{\text{м.в.с.}i}}{n_{\text{в.с.}}} + \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{в.с.}}} Q_{\text{в.с.}i} - \sum_{i=1}^{n_{\text{в.с.}}} Q'_{\text{в.с.}i}}{\sum_{i=1}^{n_{\text{в.с.}}} K_{\text{пр.в.с.}i}} + \lambda_{\text{в.с.}} \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{в.с.}}} L_{\text{в.с.}i}}{n_{\text{в.с.}}} \frac{[\sum_{i=1}^{n_{\text{в.с.}}} Q_{\text{в.с.}i}^2 - \sum_{i=1}^{n_{\text{в.с.}}} (Q'_{\text{в.с.}i})^2]}{D_{\text{в.с.}}^5 \cdot 7 \cdot 10^2}. \quad (10)$$

Анализ работы сборных водоводов

2.5. Исходными данными для анализа работы сборных водоводов являются:

$D_{\text{с.в.}}$  - диаметр сборного водовода, м;

$L_{\text{с.в.}}$  - протяженность сборного водовода, м;

$Q_{\text{с.в.}}$  - расход жидкости по сборному водоводу, м<sup>3</sup>/сут;

$t_{\text{р.с.в.}}$  - время работы сборного водовода в год, сут;

$t_{\text{к.}}$  - календарное время, сут;

$n_{\text{с.в.}}$  - число сборных водоводов, проложенных от скважины до КНС;

$\lambda_{\text{с.в.}}$  - коэффициент гидравлического трения сборного водовода;

$K_{\text{с.в.}}$  - число отказов (порывов) сборного водовода в год.

Источниками исходных данных являются схемы обустройства системы ПЦД, годовые отчеты объединений и ежемесячные отчеты по добыче подземных вод.

2.6. В качестве основных показателей работы сборного водовода приняты

коэффициент эксплуатации

$$K_{э.с.в.} = \frac{t_{р.с.в.}}{t_k}; \quad (11)$$

параметр потока отказов

$$\omega(t)_{с.в.} = \frac{K_{э.с.в.}}{t_k}; \quad (12)$$

число порывов на 1000 м длины водовода

$$K_{отп.} = \frac{K_{э.с.в.}}{L_{с.в.}} \cdot 1000. \quad (13)$$

Для группы водоводов, проложенных от куста водозаборных скважин до КНС, указанные показатели определяются так:

коэффициент эксплуатации

$$K_{э.с.в.} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{с.в.}} t_{р.с.в. i}}{\sum_{i=1}^{n_{с.в.}} t_{k i}}; \quad (14)$$

параметр потока отказов

$$\omega(t)_{с.в.} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{с.в.}} K_{э.с.в. i}}{\sum_{i=1}^{n_{с.в.}} t_{k i}}; \quad (15)$$

число порывов на 1000 м длины водовода

$$K_{отп.} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{с.в.}} K_{э.с.в. i}}{\sum_{i=1}^{n_{с.в.}} L_{с.в. i}} \cdot 1000. \quad (16)$$

2.7. Гидравлические потери в сборном водоводе рассчитываются по формуле

$$\Delta P_{тр.с.в.} = \lambda_{с.в.} \frac{L_{с.в.}}{D_{с.в.}^5} \frac{Q_{с.в.}^2}{9 \cdot 10^4}. \quad (17)$$

Для группы сборных водоводов средние гидравлические потери определяются:

$$\Delta P_{тр.с.в.} = \lambda_{с.в.} \frac{\sum_{i=1}^{n_{с.в.}} L_{с.в. i}}{n_{с.в.}} \cdot \frac{\sum_{i=1}^{n_{с.в.}} Q_{с.в. i}^2}{D_{с.в.}^5 \cdot 9 \cdot 10^4} \quad (18)$$



2.8. При изменении режима работы КНС (уменьшении закачки) изменится расход жидкости в сборном водоводе и гидравлические потери в нем, которые можно выразить как:

$$P'_{тр.с.в.} = \lambda_{с.в.} \frac{L_{с.в.}}{D_{с.в.}^5} \frac{(Q'_{с.в.})^2}{9 \cdot 10^{12}}, \quad (19)$$

где  $Q'_{с.в.}$  - расход по водоводу при уменьшении режима работы КНС.

Для группы сборных водоводов:

$$\Delta P'_{тр.с.в.} = \lambda_{с.в.} \frac{\sum_{i=1}^{n_{с.в.}} L_{с.в.i}}{n_{с.в.}} \cdot \frac{\sum_{i=1}^{n_{с.в.}} (Q'_{с.в.i})^2}{D_{с.в.}^5 \cdot 9 \cdot 10^{12}} \quad (20)$$

2.9. В случае прокладки индивидуального водовода к каждой водозаборной скважине следует расход по нему  $Q_{с.в.}$  принимать равным дебиту скважины  $Q_{в.с.}$

2.10. В случае, если от куста водозаборных скважин до КНС проложена группа водоводов и на кусте имеется гребенка, расход по каждому водоводу следует определить, распределив объем закачки по данной КНС пропорционально количеству водоводов и квадратам их диаметров.

2.11. Помимо формулы (17), гидравлические потери в сборном водоводе можно определить как разность давления на приеме насосов КНС ( $P_{пр.н.}$ ) и давления на устье водозаборной скважины ( $P_{у.в.с.}$ ):

$$\Delta P_{тр.с.в.} = P_{у.в.с.} - P_{пр.н.} \quad (21)$$

#### Анализ работы кустовых насосных станций

2.12. Исходными данными для проведения анализа работы кустовых насосных станций являются:

$n_{н.у.}$  - число установленных на КНС насосных агрегатов;

$n_{н.р.}$  - число рабочих насосных агрегатов;

- $t_{н.р.}$  - время работы насосов КНС в течение года, ч;  
 $t_{к.у.}$  - календарное время установленных на КНС агрегатов, ч;  
 $t_{к.р.}$  - календарное время рабочих агрегатов, ч;  
 $N_{у.}$  - мощность установленных на КНС насосных агрегатов, кВт;  
 $P_{н.}$  - давление, развиваемое насосами КНС, МПа;  
 $Q_{год.}$  - годовой объем закачки КНС, м<sup>3</sup>;  
 $Q_{у.}$  - производительность установленного на КНС оборудования, м<sup>3</sup>/сут;  
 $K_{н.}$  - число отказов насосов, электрооборудования и автоматики КНС;  
 $Q_{н.о.}$  - производительность нового насоса, м<sup>3</sup>/ч;  
 $P_{пр.н.}$  - давление на приеме насосов КНС, МПа;  
 $P_{вык.н.}$  - давление на выкиде насосов КНС, МПа.

$$P_{н.} = P_{вык.н.} - P_{пр.н.} \quad (22)$$

Источниками исходных данных являются годовые отчеты объединений.

2.13. В качестве основных показателей работы кустовой насосной станции приняты:

коэффициент эксплуатации

$$K_2 = \frac{t_{нр}}{t_{кы}} ; \quad (23)$$

коэффициент использования мощности

$$K_{имн} = \frac{N_{ф.ср.н.}}{N_{у}} ; \quad (24)$$

коэффициент технического использования

$$K_{тин} = \frac{t_{нр}}{t_{кр}} ; \quad (25)$$

$$N_{\text{ф.ср.н}} = \frac{Q P_{\text{н}}}{88,13 \cdot \eta_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{зд}}}; \quad (26)$$

где  $N_{\text{ф.ср.н}}$  - фактическая средняя потребляемая мощность КНС, кВт;

$Q$  - фактическая средняя производительность КНС, м<sup>3</sup>/сут;

$\eta_{\text{н}}$ ,  $\eta_{\text{зд}}$  - коэффициенты полезного действия соответственно насоса и электродвигателя.

$$Q = \frac{Q_{\text{зад}}}{365}; \quad (27)$$

коэффициент использования производительности

$$K_{\text{и.п.н}} = \frac{Q}{Q_{\text{н}}}; \quad (28)$$

параметр потока отказов

$$\omega(t)_{\text{н}} = \frac{K_{\text{н}}}{t_{\text{кр}}}; \quad (29)$$

(Считается в целом для всей КНС, но в случае наличия данных по отдельным агрегатам, может быть подсчитан для каждого агрегата в отдельности).

2.14. Производительность и давление, развиваемое насосными агрегатами КНС, связаны между собой параболической зависимостью вида:

$$y = A + B \cdot x + C \cdot x^2; \quad (30)$$

Так, для насоса типа ЦНС 180-1422, которым оснащено подавляющее большинство кустовых насосных станций, месторождений Западной Сибири, эта зависимость выражается как:

$$Q_{\text{н.с}} = -2728,3 + 442,6 \cdot P_{\text{н}} - 16,7 \cdot P_{\text{н}}^2. \quad (31)$$

Эта формула справедлива при изменении  $P_{\text{н}}$  от 13 до 16,2 МПа.

Для насоса ЦНС 500-1900, нашедшего широкое применение в системе ПЦД Самотлорского месторождения, коэффициенты зависимости

(30) составляют:

$A = -199,9$ ;  $B = 154,5$ ;  $C = 6,0$ , причем область применения этой формулы находится в пределах изменения  $P_H$  от 16,5 до 21,7 МПа.

2.15. Следует отметить, что формулы (30), (31) справедливы только для новых насосов, т.к. по мере работы насоса и износа втулки гидروطы, межступенчатых уплотнений и рабочих колес характеристика насоса снижается и производительность его при постоянном давлении уменьшается. В этом случае формулы (30), (31) следует откорректировать:

$$\frac{Q}{24n_{кр}} = Q_{но} - \alpha t ; \quad (32)$$

где  $\alpha$  - степень снижения производительности, определяемая экспериментально путем замеров для каждого типа насоса на каждой КНС,  $m^3/q^2$ ;

$t$  - время наработки насоса с момента его запуска, ч.

Тогда формула (31) приобретет вид:

$$Q = n_{н.р.} (-2728,3 + 442,6 \cdot P_H - 16,7 \cdot P_H^2) - \alpha \sum_{i=1}^{n_{кр}} t_i. \quad (33)$$

2.16. При изменении режима работы КНС формула (32) запишется как:

$$Q' = n'_{н.р.} [-2728,3 + 442,6 \cdot P'_H - 16,7 (P'_H)^2] - \alpha \sum_{i=1}^{n_{кр}} t_i, \quad (34)$$

где  $n'_{н.р.}$  - число рабочих насосов при изменении режима работы КНС, шт.

#### Анализ работы напорных водоводов

2.17. Исходными данными для анализа работы напорных водоводов являются:

$D_{н.в.}$  - диаметр напорного водовода, м;

$L_{н.в.}$  - протяженность напорного водовода, м;

$Q_{н.в.}$  - расход жидкости по напорному водоводу; м<sup>3</sup>/сут;

$t_{р.н.в.}$  - время работы напорного водовода в год, сут;

$t_{к.}$  - календарное время, сут;

$n_{н.в.}$  - число напорных водоводов;

$K_{н.в.}$  - число отказов (порывов) напорного водовода;

$P_{гр.}$  - давление на гребенке КНС, МПа;

$P_{у.н.с.}$  - устьевое давление нагнетательной скважины, МПа.

2.18. В качестве основных показателей, характеризующих работу напорного водовода, принимаются:

коэффициент эксплуатации

$$K_{э.н.в.} = \frac{t_{р.н.в.}}{t_{к.}} ; \quad (35)$$

параметр потока отказов

$$\omega(t)_{н.в.} = \frac{K_{н.в.}}{t_{к.}} ; \quad (36)$$

число порывов на 1000 м длины водовода

$$K_{отп} = \frac{K_{н.в.}}{L_{н.в.}} \cdot 1000 ; \quad (37)$$

коэффициент, характеризующий отклонение фактических гидросопротивлений ( $\Delta P_{тр.н.в.ф.}$ ) от расчетных ( $\Delta P_{тр.н.в.р.}$ ):

$$K = \frac{\Delta P_{тр.н.в.ф.}}{\Delta P_{тр.н.в.р.}} ; \quad (38)$$

где  $\Delta P_{тр.н.в.р.} = P_{гр.} - P_{у.н.с.}$  ; (39)

$$\Delta P_{тр.н.в.р.} = \lambda_{н.в.} \cdot \frac{L_{н.в.}}{D_{н.в.}} \cdot \frac{Q_{н.в.}^2}{9 \cdot 10^4} ; \quad (40)$$

$$\lambda_{н.в.} = 0,11 \left( \frac{\Delta}{D_{н.в.}} \right)^{0,25} , \quad (41)$$

где  $\Delta$  - абсолютная шероховатость внутренней поверхности водовода.

Для группы напорных водоводов показатели работы определяются следующим образом:

коэффициент, эксплуатации

$$K_{э.н.в} = \frac{\sum_{j=1}^{n.в} t_{р.н.в. j}}{\sum_{i=1}^{n.в} t_{к. i}} ; \quad (42)$$

параметр потока отказов

$$\omega(t)_{н.в} = \frac{\sum_{j=1}^{n.в} K_{н.в. j}}{\sum_{i=1}^{n.в} t_{к. i}} ; \quad (43)$$

число порывов на 1000 м длины водовода

$$\omega(t)_{н.в} = \frac{\sum_{j=1}^{n.в} K_{н.в. j}}{\sum_{i=1}^{n.в} L_{н.в. i}} \cdot 1000. \quad (44)$$

2.19. При изменении режима работы КНС гидравлические сопротивления в напорном водоводе также будут изменяться. Их можно определить по формуле:

$$\Delta P'_{тр.н.в} = \Delta P_{тр.н.в.фр.} \cdot \frac{(Q'_{н.в})^2}{Q_{н.в}^2}, \quad (45)$$

где  $Q'_{н.в.}$  - расход по водоводу при изменении режима работы КНС, м<sup>3</sup>/сут.

Для группы напорных водоводов

$$\Delta P'_{тр.н.в} = \frac{\sum_{j=1}^{n.в} \Delta P_{тр.н.в. j}}{n.в.} \cdot \frac{\sum_{j=1}^{n.в} (Q'_{н.в. j})^2}{\sum_{i=1}^{n.в} Q_{н.в. i}^2}. \quad (46)$$

2.20. При отсутствии данных о фактических гидравлических потерях формулы (45) и (46) можно записать через расчетные потери

$$\Delta P'_{тр.н.в} = \Delta P_{тр.н.в.р} \cdot \frac{(Q'_{н.в})^2}{Q_{н.в.}^2}. \quad (47)$$

Для группы напорных водоводов

$$\Delta P'_{тр.н.в} = \frac{\sum_{j=1}^{n.в} \Delta P_{тр.н.в. r j}}{n.в.} \cdot \frac{\sum_{j=1}^{n.в} (Q'_{н.в. j})^2}{\sum_{i=1}^{n.в} Q_{н.в. i}^2}. \quad (48)$$

### Анализ работы нагнетательных скважин

2.21. Исходными данными, необходимыми для анализа работы нагнетательных скважин, являются:

- $P_{у.н.с.}$  - устьевое давление нагнетательной скважины, МПа  
 $H_{н.с.}$  - глубина забоя нагнетательной скважины, м;  
 $L_{н.с.}$  - длина ствола нагнетательной скважины, м;  
 $\lambda_{н.с.}$  - коэффициент гидравлического трения рабочего канала;  
 $D_{н.с.}$  - диаметр рабочего канала нагнетательной скважины, м;  
 $Q_{н.с.}$  - среднесуточная приемистость нагнетательной скважины, м<sup>3</sup>/сут;  
 $n_{н.с.}$  - число нагнетательных скважин;  
 $t_{р.н.с.}$  - время, отработанное нагнетательной скважиной ежемесячно, сут;  
 $t_{к.}$  - календарное время в месяце, сут;  
 $K_{н.с.}$  - число простоев нагнетательной скважины в год;  
 $K_{пр.н.с.}$  - коэффициент приемистости нагнетательной скважины, м<sup>3</sup>/сут·МПа;  
 $P_{пл.н.с.}$  - пластовое давление в районе нагнетательной скважины, МПа.

Источниками исходных данных являются ежемесячные отчеты по закачке воды, паспорта (карточки) нагнетательных скважин и результаты гидродинамических исследований.

2.22. В качестве основных показателей, характеризующих работу нагнетательных скважин, приняты средняя приемистость в течение года

$$Q_{ср.н.с.} = \frac{\sum_{i=1}^m (Q_{н.с.i} \cdot t_{р.н.с.i})}{\sum_{i=1}^m t_{р.н.с.i}}, \quad (49)$$

где  $m$  - число отработанных скважиной месяцев в году

коэффициент эксплуатации

$$K_{э.н.с.} = \frac{\sum_{i=1}^m t_{р.н.с. i}}{\sum_{i=1}^m t_{к.и.}}; \quad (50)$$

параметр потока отказов

$$\omega(t)_{н.с.} = \frac{\sum_{i=1}^m K_{н.с. i}}{\sum_{i=1}^m t_{к.и.}}; \quad (51)$$

Для группы нагнетательных скважин, подключенных к одной КНС, показатели работы определяются так:

среднесуточная приемистость

$$Q_{ср} = \frac{\sum_{i=1}^{н.с.} \sum_{j=1}^m (Q_{р.н.с. ij} \cdot t_{р.н.с. ij})}{\sum_{i=1}^{н.с.} \sum_{j=1}^m t_{р.н.с. ij}} \cdot n_{н.с.}; \quad (52)$$

коэффициент эксплуатации

$$K_3 = \frac{\sum_{i=1}^{н.с.} \sum_{j=1}^m t_{р.н.с. ij}}{\sum_{i=1}^{н.с.} \sum_{j=1}^m t_{к.и. j}}; \quad (53)$$

параметр потока отказов

$$\omega(t) = \frac{\sum_{i=1}^{н.с.} \sum_{j=1}^m K_{н.с. ij}}{\sum_{i=1}^{н.с.} \sum_{j=1}^m t_{к.и. j}}; \quad (54)$$

2.23. Забойное давление нагнетательной скважины выражается как:

$$P_{зоб.н.с.} = P_{ч.н.с.} + \frac{H_{н.с.} \delta}{10^2} - \lambda_{н.с.} \frac{L_{н.с.}}{D_{н.с.}^5} \frac{Q_{н.с.}^2}{9 \cdot 10^{12}}. \quad (55)$$

Для группы нагнетательных скважин, подключенных к одной КНС, среднее забойное давление определяется по формуле

$$P_{зоб.н.с.} = \frac{\sum_{i=1}^{н.с.} P_{ч.н.с. i}}{n_{н.с.}} + \frac{\sum_{i=1}^{н.с.} H_{н.с. i} \delta}{n_{н.с.} \cdot 10^2} - \lambda_{н.с.} \frac{\sum_{i=1}^{н.с.} L_{н.с. i}}{n_{н.с.} \cdot D_{н.с.}^5} \frac{\sum_{i=1}^{н.с.} Q_{н.с. i}^2}{9 \cdot 10^{12}}. \quad (56)$$

2.24. В тоже время забойное давление нагнетательной скважины можно определить по формуле

$$P_{зоб.н.с.} = \frac{Q_{н.с.}}{K_{пр.н.с.}} + P_{пл.н.с.} \quad (57)$$



Для группы нагнетательных скважин

$$P_{\text{зоб.н.с.}} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{н.с.}}} Q_{\text{н.с.}i}}{\sum_{i=1}^{n_{\text{н.с.}}} K_{\text{пр.н.с.}i}} + \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{н.с.}}} P_{\text{пл.н.с.}i}}{n_{\text{н.с.}}} \quad (58)$$

2.25. Забойное давление нагнетательной скважины при изменении режима работы КНС (уменьшения объема закачки) рассчитывается по формуле

$$P'_{\text{зоб.н.с.}} = P_{\text{зоб.н.с.}} - \frac{Q_{\text{н.с.}} - Q'_{\text{н.с.}}}{K_{\text{пр.н.с.}}} + \lambda_{\text{н.с.}} \frac{L_{\text{н.с.}} [Q_{\text{н.с.}}^2 - (Q'_{\text{н.с.}})^2]}{D_{\text{н.с.}}^5 \cdot 9 \cdot 10^{12}} \quad (59)$$

То же для группы нагнетательных скважин

$$P'_{\text{зоб.н.с.}} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{н.с.}}} P_{\text{зоб.н.с.}i}}{n_{\text{н.с.}}} - \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{н.с.}}} Q_{\text{н.с.}i} - \sum_{i=1}^{n_{\text{н.с.}}} Q'_{\text{н.с.}i}}{\sum_{i=1}^{n_{\text{н.с.}}} K_{\text{пр.н.с.}i}} + \quad (60)$$

$$+ \lambda_{\text{н.с.}} \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{н.с.}}} L_{\text{н.с.}i}}{n_{\text{н.с.}}} \frac{[\sum_{i=1}^{n_{\text{н.с.}}} Q_{\text{н.с.}i}^2 - \sum_{i=1}^{n_{\text{н.с.}}} (Q'_{\text{н.с.}i})^2]}{D_{\text{н.с.}}^5 \cdot 9 \cdot 10^{12}}$$

### 3. ВЗАИМОСВЯЗЬ МЕЖДУ РАЗЛИЧНЫМИ ЭЛЕМЕНТАМИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

3.1. Давление на приеме насосных агрегатов КНС можно выразить как:

$$P_{\text{пр.н.}} = P_{\text{у.в.с.}} - \Delta P_{\text{тр.с.в.}} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{в.с.}}} P_{\text{пл.в.с.}i}}{n_{\text{в.с.}}} - \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{в.с.}}} Q_{\text{в.с.}i}}{\sum_{i=1}^{n_{\text{в.с.}}} K_{\text{пр.в.с.}i}} - \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{в.с.}}} H_{\text{в.с.}i} \delta_i}{n_{\text{в.с.}} \cdot 10^8} -$$

$$- \lambda_{\text{в.с.}} \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{в.с.}}} L_{\text{в.с.}i}}{n_{\text{в.с.}}} \cdot \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{в.с.}}} Q_{\text{в.с.}i}^2}{D_{\text{в.с.}}^5 \cdot 9 \cdot 10^{12}} - \lambda_{\text{с.в.}} \frac{n_{\text{с.в.}}}{n_{\text{с.в.}}} \cdot \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{с.в.}}} Q_{\text{с.в.}i}^2}{D_{\text{с.в.}}^5 \cdot 9 \cdot 10^{12}} \quad (61)$$

При изменении режима работы кустовой насосной станции (например, уменьшение производительности) давление на приеме насосов будет равно:

$$P'_{\text{пр.н.}} = P'_{\text{у.в.с.}} - \Delta P_{\text{тр.с.в.}} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{в.с.}}} P'_{\text{у.в.с.}i}}{n_{\text{в.с.}}} + \frac{\sum_{i=1}^{n_{\text{в.с.}}} Q_{\text{в.с.}i} - \sum_{i=1}^{n_{\text{в.с.}}} Q'_{\text{в.с.}i}}{\sum_{i=1}^{n_{\text{в.с.}}} K_{\text{пр.в.с.}i}} +$$

$$+ \lambda_{вс} \frac{\sum_{i=1}^{n_{вс}} L_{всi}}{n_{вс}} \frac{\sum_{i=1}^{n_{вс}} Q_{всi}^2}{D_{вс}^5 \cdot 9 \cdot 10^{12}} - \frac{\sum_{i=1}^{n_{вс}} (Q_{всi})^2}{n_{вс}} - \lambda_{св} \frac{\sum_{i=1}^{n_{св}} L_{свi}}{n_{св}} \frac{\sum_{i=1}^{n_{св}} (Q_{свi})^2}{D_{св}^5 \cdot 9 \cdot 10^{12}} \quad (62)$$

Принимая во внимание, что суммарная производительность водозаборных скважин равна суммарному расходу по сборным водосводам ( $\sum Q_{вс} = \sum Q_{св} = Q$  и  $\sum Q'_{вс} = \sum Q'_{св} = Q'$ ) запишем:

$$P_{тр.н} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{вс}} P_{нлвсi}}{n_{вс}} - \frac{Q}{\sum_{i=1}^{n_{вс}} K_{пр.всi}} - \frac{\sum_{i=1}^{n_{вс}} H_{всi} \delta}{n_{вс} \cdot 10^2} - \lambda_{вс} \frac{\sum_{i=1}^{n_{вс}} L_{всi}}{n_{вс}} \frac{Q^2}{D_{вс}^5 \cdot 9 \cdot 10^{12}} - \lambda_{св} \frac{\sum_{i=1}^{n_{св}} L_{свi}}{n_{св}} \frac{Q^2}{D_{св}^5 \cdot 9 \cdot 10^{12}} \quad (63)$$

$$P'_{тр.н} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{вс}} P_{yвсi}}{n_{вс}} + \frac{Q \cdot Q'}{\sum_{i=1}^{n_{вс}} K_{пр.всi}} + \lambda_{вс} \frac{\sum_{i=1}^{n_{вс}} L_{всi}}{n_{вс}} \frac{Q^2 (Q')^2}{D_{вс}^5 \cdot 9 \cdot 10^{12}} - \lambda_{св} \frac{\sum_{i=1}^{n_{св}} L_{свi}}{n_{св}} \frac{(Q')^2}{D_{св}^5 \cdot 9 \cdot 10^{12}} \quad (64)$$

3.2. Давление на выкиде насосных агрегатов КНС выражается как:

$$P_{вык.н}^+ = P_{у.нс} + \Delta P_{тр.нв} + \Delta P_{тр.об}, \quad (65)$$

где  $P_{тр.об}$  - потери давления в обвязке насосов КНС, МПа

$$P_{вык.н} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} Q_{нсi}}{\sum_{i=1}^{n_{нс}} K_{пр.нсi}} + \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} P_{нлнсi}}{n_{нс}} - \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} H_{нсi} \delta}{n_{нс} \cdot 10^2} + \lambda_{нс} \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} L_{нсi}}{n_{нс}} \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} Q_{нсi}^2}{D_{нс}^5 \cdot 9 \cdot 10^{12}} + \lambda_{нв} \frac{\sum_{i=1}^{n_{нв}} L_{нвi}}{n_{нв}} \frac{\sum_{i=1}^{n_{нв}} Q_{нвi}^2}{D_{нв}^5 \cdot 9 \cdot 10^{12}} + \Delta P_{тр.об} \quad (66)$$

При изменении режима работы КНС (уменьшение объема закачки) давление на выкиде насосов рассчитывается по формуле

$$P'_{вык.н} = P'_{у.нс} + \Delta P'_{тр.нв} + \Delta P_{тр.об}$$

$$\begin{aligned}
&= \frac{\sum_{j=1}^{n_{н.с.}} P_{зоб.н.с.j}}{n_{н.с.}} - \frac{\sum_{j=1}^{n_{н.с.}} Q_{н.с.j} - \sum_{j=1}^{n_{н.с.}} Q_{н.с.}}{\sum_{j=1}^{n_{н.с.}} K_{пр.н.с.j}} + \lambda_{н.с.} \frac{\sum_{j=1}^{n_{н.с.}} L_{н.с.j}}{n_{н.с.}} \left[ \frac{\sum_{j=1}^{n_{н.с.}} Q_{н.с.j} \sum_{j=1}^{n_{н.с.}} (Q'_{н.с.j})^2}{D_{н.с.}^5 \cdot 9 \cdot 10^{12}} \right] \\
&- \frac{\sum_{j=1}^{n_{н.с.}} H_{н.с.j}}{n_{н.с.}} \frac{\delta}{10^2} + \lambda_{н.с.} \frac{\sum_{j=1}^{n_{н.с.}} L_{н.с.j}}{n_{н.с.}} \frac{\sum_{j=1}^{n_{н.с.}} (Q'_{н.с.j})^2}{D_{н.с.}^5 \cdot 9 \cdot 10^{12}} + \\
&+ \lambda_{н.в.} \frac{\sum_{j=1}^{n_{н.в.}} L_{н.в.j}}{n_{н.в.}} \frac{\sum_{j=1}^{n_{н.в.}} (Q'_{н.в.j})^2}{D_{н.в.}^5 \cdot 9 \cdot 10^{12}} + \Delta P_{тр.об.}
\end{aligned} \tag{67}$$

Принимая во внимание, что суммарная приемистость нагнетательных скважин равна суммарному расходу по проложенным к ним напорным водоводам ( $\sum Q_{н.в.} - \sum Q_{н.с.} = Q$ ;  $\sum Q'_{н.в.} = \sum Q'_{н.с.} = Q'$ ) получим

$$\begin{aligned}
P_{вп.н.} &= \frac{Q}{\sum_{j=1}^{n_{н.с.}} K_{пр.н.с.j}} + \frac{\sum_{j=1}^{n_{н.с.}} P_{н.н.с.j}}{n_{н.с.}} - \frac{\sum_{j=1}^{n_{н.с.}} H_{н.с.j}}{n_{н.с.}} \frac{\delta}{10^2} + \\
&+ \lambda_{н.с.} \frac{\sum_{j=1}^{n_{н.с.}} L_{н.с.j}}{n_{н.с.}} \frac{Q^2}{D_{н.с.}^5 \cdot 9 \cdot 10^{12}} + \lambda_{н.в.} \frac{\sum_{j=1}^{n_{н.в.}} L_{н.в.j}}{n_{н.в.}} \frac{Q^2}{D_{н.в.}^5 \cdot 9 \cdot 10^{12}} + \Delta P_{тр.об.}
\end{aligned} \tag{68}$$

$$\begin{aligned}
P'_{вп.н.} &= \frac{\sum_{j=1}^{n_{н.с.}} P_{зоб.н.с.j}}{n_{н.с.}} - \frac{Q \cdot Q'}{\sum_{j=1}^{n_{н.с.}} K_{пр.н.с.j}} + \lambda_{н.с.} \frac{\sum_{j=1}^{n_{н.с.}} L_{н.с.j}}{n_{н.с.}} \frac{Q \cdot Q'}{D_{н.с.}^5 \cdot 9 \cdot 10^{12}} [2Q^2 - (Q')^2] - \\
&- \frac{\sum_{j=1}^{n_{н.с.}} H_{н.с.j}}{n_{н.с.}} \frac{\delta}{10^2} + \lambda_{н.в.} \frac{\sum_{j=1}^{n_{н.в.}} L_{н.в.j}}{n_{н.в.}} \frac{(Q')^2}{9 \cdot 10^{12}} + \Delta P_{тр.об.}
\end{aligned} \tag{69}$$

3.3. Приемистость нагнетательной скважины можно определить из формул

$$Q_{н.с.} = K_{пр.н.с.} (P_{зоб.н.с.} - P_{н.н.с.}); \tag{70}$$

$$P_{зоб.н.с.} = P_{н.н.с.} + \frac{H_{н.с.} \delta}{10^2} - \lambda_{н.с.} \frac{L_{н.с.}}{D_{н.с.}^5} \frac{Q_{н.с.}^2}{9 \cdot 10^{12}}. \tag{71}$$

Устьевое давление нагнетательной скважины запишем как:

$$P_{н.н.с.} = P_{пр.н.} + P_{н.с.} - \Delta P_{тр.об.} - \Delta P_{тр.н.в.} \tag{72}$$

Подставив формулу (72) в (71), получим

$$Q_{н.с.} = K_{пр.н.с.} (P_{пр.н.} + P_{н.с.} - \Delta P_{тр.об.} - \lambda_{н.в.} \frac{L_{н.в.}}{D_{н.в.}^5} \frac{Q_{н.в.}^2}{9 \cdot 10^{12}} +$$

$$+ \frac{H_{с\delta}}{10^2} - \lambda_{нс} \cdot \frac{L_{нс}}{D_{нс}^5} \cdot \frac{Q_{нс}^2}{9 \cdot 10^8} - P_{пл.нс.}),$$

(73)

При условии  $Q_{н.с.} = Q_{н.в.}$ , запишем квадратное уравнение, решение которого позволяет определить приемистость нагнетательной скважины

$$\begin{aligned} & \left( \lambda_{нв} \cdot \frac{L_{нв}}{D_{нв}^5} \cdot \frac{1}{9 \cdot 10^8} + \lambda_{нс} \cdot \frac{L_{нс}}{D_{нс}^5} \cdot \frac{1}{9 \cdot 10^8} \right) Q_{нс}^2 + \frac{1}{K_{пр.нв.}} Q_{нс} - \\ & - (P_{прн} + P_{н} - \Delta P_{тр.об.} + \frac{H_{нс\delta}}{10^2} + P_{пл.нс.}) = 0. \end{aligned} \quad (74)$$

$$Q_{нс} = \frac{-1 \pm \sqrt{1 + 4 K_{пр.нв.} \left( \lambda_{нв} \frac{L_{нв}}{D_{нв}^5} \frac{1}{9 \cdot 10^8} + \lambda_{нс} \frac{L_{нс}}{D_{нс}^5} \frac{1}{9 \cdot 10^8} \right) (P_{прн} + P_{н} - \Delta P_{тр.об.} + \frac{H_{нс\delta}}{10^2} + P_{пл.нс.})}}{2 K_{пр.нв.} \left( \lambda_{нв} \frac{L_{нв}}{D_{нв}^5} \frac{1}{9 \cdot 10^8} + \lambda_{нс} \frac{L_{нс}}{D_{нс}^5} \frac{1}{9 \cdot 10^8} \right)} \quad (75)$$

3.4. В общем случае для системы ШД, состоящей из водозборных и нагнетательных скважин, сборных и напорных водоводов и кустовых насосных станций, можно записать следующую систему четырех уравнений, позволяющую однозначно определить производительность КНС, давление на выкиде и приеме насосов и давление, развиваемое насосами при любом количестве работающих и простаивающих элементов:

$$Q = n_{пр} (-2728,3 + 442,6 \cdot P_{н} - 16,7 P_{н}^2) - 0 \sum_{i=1}^{n_{пр}} t_i \quad (76)$$

$$\begin{aligned} P_{нв.н} = & \frac{Q}{\sum_{i=1}^{n_{нс}} K_{пр.нс.i}} + \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} P_{нв.нс.i}}{n_{нс}} - \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} H_{нс.i} \delta}{n_{нс} \cdot 10^2} + \\ & + \frac{Q^2}{9 \cdot 10^8} \left[ \lambda_{нс} \cdot \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} L_{нс.i}}{(n_{нс})^2 D_{нс}^5} + \lambda_{нв} \cdot \frac{\sum_{i=1}^{n_{нв}} L_{нв.i}}{(n_{нв})^2 D_{нв}^5} \right] + \Delta P_{тр.об.} \end{aligned} \quad (77)$$

$$\begin{aligned} P_{прн} = & \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} P_{нв.нс.i}}{n_{нс}} - \frac{Q}{\sum_{i=1}^{n_{нс}} K_{пр.нс.i}} - \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} H_{нс.i} \delta}{n_{нс} \cdot 10^2} - \\ & - \frac{Q^2}{9 \cdot 10^8} \left[ \lambda_{нс} \cdot \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} L_{нс.i}}{(n_{нс})^2 D_{нс}^5} + \lambda_{нв} \cdot \frac{\sum_{i=1}^{n_{нв}} L_{нв.i}}{(n_{нв})^2 D_{нв}^5} \right]. \end{aligned} \quad (78)$$

$$P_n = P_{\text{вык.н.}} - P_{\text{пр.н.}} \quad (79)$$

Верхние пределы интегральных сумм ( $n'_{\text{в.с.}}$ ,  $n'_{\text{с.в.}}$ ,  $n'_{\text{н.р.}}$ ,  $n'_{\text{н.в.}}$ ,  $n'_{\text{н.с.}}$ ) представляют собой количество работающих водо-заборных скважин, сборных водоводов, рабочих насосов, напорных водоводов и нагнетательных скважин, в случае отказа любого из элементов этих подсистем.

Формула (75) позволяет определить исходя из  $Q$ ,  $P_n$ ,  $P_{\text{пр.н.}}$ ,  $P_{\text{вык.н.}}$  любые параметры работы любого элемента.

#### 4. ВЫБОР КРИТЕРИЕВ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

4.1. Система поддержания пластового давления включает в себя пять подсистем: водозаборные скважины, сборные водоводы, кустовые насосные станции, напорные водоводы, нагнетательные скважины. Система ПДД также может обеспечиваться рабочим агентом при помощи водозаборных сооружений из открытых водоемов или насосной станции водоочистных сооружений установок подготовки нефти.

Как показал опыт эксплуатации систем ПДД месторождений Западной Сибири отказы водозаборов и насосных станций очистных сооружений, а также низконапорных магистральных водоводов, работающих на пресной и сточной водах, чрезвычайно редки, поэтому при анализе работы систем ПДД эти варианты не рассматривались.

4.2. Под отказом системы подразумевается состояние её, при котором она утрачивает способность выполнения своего функционального назначения – закачки воды в продуктивный пласт. Такое состояние возникает при полной остановке насосов кустовых насосных станций вследствие отсутствия электроэнергии или при

прекращении подачи воды на них с водозаборных скважин, эксплуатирующихся электроцентробежными погружными установками, вследствие отсутствия электроэнергии. Отказ системы из-за нарушения работоспособности сборных и напорных водоводов, нагнетательных скважин не представляется реальным ввиду малой вероятности одновременного выхода всех составляющих элементов этих подсистем из строя. В случае выхода из строя одной или нескольких водозаборных или нагнетательных скважин, одного или нескольких водоводов или насосов КНС правомерно рассматривать не отказ, а снижение степени работоспособности системы. Например, для одного элемента подсистемы "кустовая насосная станция" (насосного агрегата) снижение производительности относительно паспортной не является отказом. Степень работоспособности такого элемента следует определять как отношение фактической его производительности к паспортной при указанном давлении нагнетания. Отказом элемента насосного агрегата следует считать либо его полную остановку, либо снижение его производительности ниже допустимого уровня, что вызывает необходимость его замены.

В случае выхода из строя одного элемента подсистемы "водозаборные скважины" произойдет уменьшение общего объема добываемой воды и снижение степени работоспособности подсистемы, в частности, и всей системы в целом, однако отказ системы не будет иметь место. Степень работоспособности в этом случае будет определяться как отношение фактического объема добычи воды в единицу времени к объему воды, добываемому при работе всех скважин.

Снижение степени работоспособности одной подсистемы вызывает снижение степени работоспособности всей системы на ту же величину. При одновременном снижении степени работоспособности нескольких подсистем степень работоспособности системы будет равна наименьшей из них.

4.3. Следует отметить, что наиболее жесткая взаимосвязь существует между водозаборными скважинами и насосными агрегатами КНС, т.к. отказ (остановка) всех водозаборных скважин автоматически влечет за собой остановку всей КНС, а отказ одной или нескольких из них - остановку части агрегатов. Взаимосвязь других подсистем характеризуется значительной гибкостью, так как отказ одной или нескольких нагнетательных скважин или напорных водоводов может и не вызывать остановку агрегатов КНС. Это происходит потому, что остановка части нагнетательных скважин приведет к смещению рабочей точки насосных агрегатов по их характеристике в сторону большего давления, а это в свою очередь предопределяет увеличение приемистости работающих нагнетательных скважин. Таким образом, снижение производительности КНС будет меньше, чем суммарная приемистость остановившихся нагнетательных скважин.

Отказ одного сборного водовода при наличии распределительных гребенок на кусте водозаборных скважин вызовет некоторое увеличение гидравлических потерь в действующих, и как следствие этого, понижение давления нагнетания, устьевых давлений и приемистости нагнетательных скважин.

4.4. Степень работоспособности системы поддержания пластового давления (S) определяется по формуле

$$S = \frac{Q'}{Q} \quad ; \quad (80)$$

$$Q' = n_{н.р.} \left[ -2728,3 + 442,6 \cdot P'_H - 16,7(P'_H)^2 \right] - \alpha \sum_{i=1}^{n_{н.р.}} t_i \quad ; \quad (81)$$

$$Q = n_{н.р.} \left( -2728,3 + 442,6 \cdot P_H - 16,7 P_H^2 \right) - \alpha \sum_{i=1}^{n_{н.р.}} t_i \quad ; \quad (82)$$

Подставив формулы (81) и (82) в (80), получим

$$S = \frac{n_{н.р.} \left[ -2728,3 + 442,6 \cdot P'_H - 16,7(P'_H)^2 \right] - \alpha \sum_{i=1}^{n_{н.р.}} t_i}{n_{н.р.} \left( -2728,3 + 442,6 \cdot P_H - 16,7 P_H^2 \right) - \alpha \sum_{i=1}^{n_{н.р.}} t_i} \quad ; \quad (83)$$

Степень работоспособности системы ПИД варьируется от 1 (в случае работы всех элементов всех подсистем) до 0 (в случае отказа системы).

4.5. Коэффициент технического использования системы определяется как отношение времени работы её к календарному времени:

$$K_{\text{ТИ}} = \frac{t_p}{t_k} = 1 - \frac{t_{\text{пр}}}{t_k}, \quad (34)$$

где  $t_{\text{пр}}$  - время простоя, сут.

В случае несовпадения по времени отказов нескольких подсистем, вызывающих отказ всей системы, в качестве времени её простоя принимается сумма времени простоя каждой отказывающей подсистемы. При одновременном отказе нескольких подсистем коэффициент технического использования системы будет равен наименьшему из коэффициентов технического использования всех отказавших подсистем.

## 5. ПРИМЕР ПРОВЕДЕНИЯ АНАЛИЗА СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

5.1. Анализ проводится на примере гипотетического месторождения, приближенного к условиям разработки Усть-Балыкского месторождения. Анализируемая система состоит из водозаборных и нагнетательных скважин, сборных и напорных водоводов и кустовой насосной станции.

5.2. Обеспечение системы ПИД подземной водой осуществляется из водозаборных скважин, пробуренных на сеноманский горизонт. Исходные данные для расчета основных показателей, характеризующих работу водозаборных скважин, представлены в табл. I.



Таблица I

Исходные данные для расчета показателей работы  
водозаборных скважин

Период эксплуатации скважины	скв. I			скв. 2		
	Средне-суточный дебит, Q <sub>в.с.</sub> м <sup>3</sup> /сут.	отработанное время, сут.	Число отказов, К <sub>с.в.</sub>	Средне-суточный дебит, Q <sub>в.с.</sub> м <sup>3</sup> /сут.	отработанное время, сут.	Число отказов, К <sub>с.в.</sub>
январь	1667	12	1	1950	12	1
февраль	1100	28	-	1285	28	-
март	4100	31	-	1425	31	-
апрель	1136	30	-	1466	30	-
май	1130	31	-	1427	31	-
июнь	2100	21	1	2329	21	-
июль	1800	31	-	1800	31	-
август	1800	31	-	1900	31	-
сентябрь	2200	30	-	2300	30	-
ноябрь	2400	30	-	2400	30	-
декабрь	2330	31	-	2320	31	-

5.3. Среднесуточный дебит водозаборной скважины в течение года определяется по формуле (1)

для скв. I:

$$Q_{\text{ср. в. с.}} = \frac{1667 \times 12 + 1100 \times 28 + 4100 \times 31 + \dots + 2400 \times 30 + 2330 \times 31}{12 + 28 + 31 + \dots + 30 + 31} = 1754 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

для скв. 2:

$$Q_{\text{ср. в. с.}} = \frac{1950 \times 12 + 1285 \times 28 + 1425 \times 31 + \dots + 2400 \times 30 + 2320 \times 31}{12 + 28 + 31 + \dots + 30 + 31} = 1916 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Коэффициент эксплуатации водозаборной скважины определяется по формуле (2).

для скв.1:

$$K_{э.в.с.} = \frac{12+28+31+\dots+30+31}{31+28+31+\dots+30+31} = 0,923 ;$$

для скв.2:

$$K_{э.в.с.} = \frac{12+28+31+\dots+30+31}{31+28+31+\dots+30+31} = 0,923 .$$

Параметр потока отказов определяется по формуле (3)

для скв.1:

$$\omega(t)_{в.с.} = \frac{1+1}{31+28+31+\dots+30+31} = 0,0055 ;$$

для скв.2:

$$\omega(t)_{в.с.} = \frac{1+1}{31+28+31+\dots+30+31} = 0,0055.$$

5.4. Для группы, состоящих из 2 водозаборных скважин, среднесуточный объем добычи воды определяется по формуле (4)

$$Q_{ср.} = \frac{1754(12+28+31+\dots+30+31)+1916(12+28+31+\dots+30+31)x^2}{(12+28+31+\dots+30+31)+(12+28+31+\dots+30+31)} = 3670 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Коэффициент эксплуатации группы водозаборных скважин рассчитывается по формуле (5)

$$K_{э} = \frac{(12+28+31+\dots+30+31)+(12+28+31+\dots+30+31)}{(31+28+31+\dots+30+31)+(31+28+31+\dots+30+31)} = 0,923.$$

Параметр потока отказов группы водозаборных скважин определяется по формуле (6)

$$\omega(t) = \frac{(1+1) + (1+1)}{(31+28+31+\dots+30+31)+(31+28+31+\dots+30+31)} = 0,923.$$

5.5. Добываемая из водозаборных скважин 1,2 вода подается на кустовую насосную станцию по двум сборным водоводам диаметром 219 мм и длиной 200 м, на одном из которых произошло в течение года два порыва, на другом - три порыва. Ввиду того, что от каждой водозаборной скважины проложен индивидуальный водовод, можно принять время работы сборного водовода равным времени работы водо-

сборной скважины (табл. I).

Коэффициент эксплуатации сборного водовода определяется по формуле (II)

для первого водовода:

$$K_{э.с.в.} = \frac{12+28+31+\dots+30+31}{31+28+31+\dots+30+31} = 0,923,$$

для второго водовода:

$$K_{э.с.в.} = \frac{12+28+31+\dots+30+31}{31+28+31+\dots+30+31} = 0,923.$$

Параметр потока отказов сборного водовода рассчитывается по формуле (I2)

для первого водовода:

$$\omega(t)_{с.в.} = \frac{2}{31+28+31+\dots+30+31} = 0,0055,$$

для второго водовода:

$$\omega(t)_{с.в.} = \frac{3}{31+28+31+\dots+30+31} = 0,0082.$$

Число порывов на 1000 м длины водовода определяется по формуле (I3)

для первого водовода:

$$K_{отн.} = \frac{2}{200} \times 1000 = 10;$$

для второго водовода:

$$K_{отн.} = \frac{3}{200} \times 1000 = 15.$$

5.6. Для группы сборных водоводов рассчитывается по формуле (I4):

$$K_{э.с.в.} = \frac{2+3}{(31+28+31+\dots+30+31)+(31+28+31+\dots+30+31)} = 0,0069$$

Число порывов на 1000 м длины определяется по формуле (I6).

$$\omega(t)_{с.в.} = \frac{2+3}{200+200} \cdot 1000 = 12,5$$

5.7. Основным элементом системы ПЩ является насосная станция, состоящая из блока насосов ЦНС I80-I422. Исходные данные для анализа работы КНС представлены в табл.2.

Таблица 2

Исходные данные для расчета показателей работы кустовой насосной станции

Наименование показателя	Условное обозначение	Величина показателя	Примечание
Число установленных на КНС агрегатов	$n_{н.у.}$	3	На основании фактических данных
Число рабочих агрегатов	$N_{н.р.}$	I	То же
Время работы агрегатов в течение года, ч	$t_{н.р.}$	5765	"
Мощность установленных агрегатов, кВт	$N_{у.}$	3750	На основании паспортных данных
Давление, развиваемое агрегатами, МПа	$P_{н.}$	13,3	На основании фактических данных
Годовой объем закачки, м <sup>3</sup>	$Q_{год}$	793000	То же
Производительность установленного оборудования, м <sup>3</sup> /сут.	$Q_{у.}$	12960	На основании паспортных данных
Число отказов насосов, электрооборудования и автоматики	$K_{н.}$	20	На основании фактических данных

5.8. Коэффициент эксплуатации КНС определяется по формуле (23)

$$K_{э.н.} = \frac{5765}{8760 \times 3} = 0,22$$

Коэффициент технического использования рассчитывается по формуле (25):

$$K_{т.и.н.} = \frac{5766}{8760 \times I} = 0,66.$$

Коэффициент использования мощности определяется по формуле

(24), в которой средняя фактическая потребляемая мощность  $N_{ф.ср.н.}$  рассчитывается по формуле (26):

$$Q = \frac{793000}{365} = 2173 \text{ м}^3/\text{сут},$$

$$N_{ф.ср.н.} = \frac{2173 \times 13,3}{88,13 \times 0,7 \times 0,96} = 488 \text{ кВт};$$

$$K_{н.м.н.} = \frac{488}{3750} = 0,15.$$

Коэффициент использования производительности КНС определяется по формуле (28)

$$K_{н.п.н.} = \frac{2173}{12960} = 0,17.$$

Параметр потока отказов оборудования КНС рассчитывается по формуле (29)

$$\omega(t)_n = \frac{20}{8760 \times 1} = 0,0023.$$

5.9. Закачиваемая в продуктивный пласт вода подается от кустовой насосной станции к нагнетательным скважинам по 6 напорным водоводам, к каждому из которых подключены три скважины. Исходные данные для определения основных параметров водоводов представлены в табл.3.

Таблица 3

Исходные данные для расчета показателей работы  
напорных водоводов

Наименование показателя	Условные обозначения	Величина показателя					
		1-й водовод	2-й водовод	3-й водовод	4-й водовод	5-й водовод	6-й водовод
I	2	3	4	5	6	7	8
Время работы напорного водовода в году, сут.	$t_{р.н.в}$	302	328	342	315	321	307
Число отказов водовода	$K_{н.в.}$	1	3	2	2	3	2

Продолжение табл.3

	1	2	3	4	5	6	7	8
Длина водовода, м	$L_{н.в.}$	1000	2000	3000	1000	2000	3000	
Диаметр водовода, мм	$D_{н.в.}$	114	114	114	114	114	114	
Расход воды по водоводу, м <sup>3</sup> /сут.	$Q_{н.в.}$	650	750	400	700	800	400	
Устьевое давление нагнетательной скважины, МПа	$P_{у.н.с.}$	14,0	13,7	13,9	14,0	13,7	13,9	

Коэффициент эксплуатации напорного водовода определяется по формуле (35)

для первого водовода:

$$K_{э.н.в.} = \frac{302}{365} = 0,83;$$

для 2-го, 3-го, 4-го, 5-го, 6-го водоводов коэффициент эксплуатации составляет соответственно 0,90; 0,89; 0,86; 0,88; 0,84.

Параметр потока отказов напорного водовода определяется по формуле (36)

для первого водовода:

$$\omega(t)_{н.в.} = \frac{1}{365} = 0,0028;$$

для 2-го, 3-го, 4-го, 5-го, 6-го водоводов коэффициент эксплуатации составляет соответственно 0,0082; 0,0055; 0,0055; 0,0082, 0,0055.

Число порывов на 1000 м водовода рассчитывается по формуле (37)

для первого водовода:

$$K_{отн.} = \frac{1}{1000} \times 1000 = 1;$$

для 2-го, 3-го, 4-го, 5-го, 6-го водоводов  $K_{отн.}$  составляет соответственно 1,5; 0,67; 2; 1,5; 0,67.

Коэффициент, характеризующий отношение фактических гидрорезистивностей к расчетным, определяется по формуле (38)

для первого водовода:

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{-2}{100} \right)^{0,25} = 0,041;$$

$$\Delta P_{\text{тр.н.в.р.}} = 0,041 \frac{1000}{10^{-5}} \cdot \frac{(650)^2}{9 \cdot 10^{12}} = 0,19 \text{ МПа};$$

$$\Delta P_{\text{тр.н.в.ср.}} = 14,5 - 14,0 = 0,5 \text{ МПа};$$

$$K = \frac{0,5}{0,19} = 2,63.$$

5.10. Для группы напорных водоводов коэффициент эксплуатации определяется по формуле (42)

$$K_{\text{э.н.в.}} = \frac{302+328+342+315+321+307}{365+365+365+365+365+365} = 0,88,$$

Параметр потока отказов для группы напорных водоводов определяется по формуле (43)

$$\omega(1)_{\text{н.в.}} = \frac{1+3+2+2+3+2}{365+365+365+365+365+365} = 0,0059.$$

Число порывов на 1000 м длины для группы водоводов рассчитывается по формуле (44)

$$K_{\text{отн.}} = \frac{1+3+2+2+3+2}{1000+2000+3000+1000+2000+3000} \times 1000 = 1,08.$$

5.11. Закачка воды в продуктивный пласт ведется через 18 нагнетательных скважин, расположенных группами по три на шести кустах. Исходные данные для определения показателей работы скважин представлены в табл.4.

Таблица 4

Исходные данные для расчета показателей работы нагнетательных скважин

Период эксплуатации	Скв. I			Скв. 18		
	Среднесуточный прием, м <sup>3</sup> /сут	Отработанное время, сут	Число простоев, ев	Среднесуточный прием, м <sup>3</sup> /сут	Отработанное время, сут	Число простоев, ев
1	2	3	4	5	6	7
Январь	120	31	-	370	27	1

Продолжение табл.4

I	!	2	!	3	!	4	!	5	!	6	!	7
Февраль		150		28		-		150		28		I
Март		150		3I		-		150		3I		-
Апрель		200		30		-		200		30		-
Май		150		3I		-		150		3I		-
Июнь		250		2I		I		250		2I		I
Июль		200		3I		-		200		3I		-
Август		300		3I		-		200		3I		-
Сентябрь		-		-		I		300		30		-
Октябрь		400		3I		-		300		3I		-
Ноябрь		290		30		-		290		30		-
Декабрь		270		3I		-		190		3I		-

Средняя приемистость нагнетательных скважин в течение года определяется по формуле (49)

для скв. I:

$$Q_{\text{ср.н.с.}} = \frac{120 \times 3I + 150 \times 28 + 150 \times 3I + \dots + 290 \times 30 + 270 \times 3I}{3I + 28 + 3I + \dots + 30 + 3I} = 225 \text{ м}^3/\text{сут.};$$

для скв. IВ:

$$Q_{\text{ср.н.с.}} = \frac{370 \times 27 + 150 \times 28 + 150 \times 3I + \dots + 290 \times 30 + 190 \times 3I}{27 + 28 + 3I + \dots + 30 + 3I} = 227 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин определяется по формуле (50)

для скв. I:

$$K_{\text{э.н.с.}} = \frac{3I + 28 + 3I + \dots + 30 + 3I}{3I + 28 + 3I + \dots + 30 + 3I} = 0,893;$$

для скв. IВ:

$$K_{\text{э.н.с.}} = \frac{27 + 28 + 3I + \dots + 30 + 3I}{3I + 28 + 3I + \dots + 30 + 3I} = 0,964$$



Параметр потока отказов нагнетательной скважины рассчитывается по формуле (51)

для скв. I:

$$\omega(t)_{\text{н.с.}} = \frac{I+I}{3I+28+3I+\dots+30+3I} = 0,0055;$$

для скв. I8:

$$\omega(t)_{\text{н.с.}} = \frac{I+I+I}{3I+28+3I+\dots+30+3I} = 0,0062.$$

5.12. Для группы нагнетательных скважин, подключенных к КНС, среднесуточная приемистость определяется по формуле (52)

$$Q_{\text{ор.}} = \frac{225(3I+28+3I+\dots+30+3I)+\dots+227(27+28+3I+\dots+30+3I)}{(3I+28+3I+\dots+30+3I)+\dots+(27+28+3I+\dots+30+3I)} \times I8 = 24I \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Коэффициент эксплуатации группы скважин рассчитывается по формуле (53)

$$K_{\text{э}} = \frac{(3I+28+3I+\dots+30+3I)+\dots+(27+28+3I+\dots+30+3I)}{(3I+28+3I+\dots+30+3I)+\dots+(3I+28+3I+\dots+30+3I)} = 0,91I.$$

Параметр потока отказов для группы нагнетательных скважин определяется по формуле (54)

$$\omega(t) = \frac{(I+I)+\dots+(I+I+I)}{(3I+28+3I+\dots+30+3I)+\dots+(3I+28+3I+\dots+30+3I)} = 0,0062.$$

## 6. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

6.1. Технико-экономическое обоснование мероприятий по повышению эффективности эксплуатации систем поддержания пластового давления (ППД) производится на основе критерия предела экономической целесообразности его проведения.

6.2. Предел экономической целесообразности проведения мероприятий по повышению эффективности эксплуатации систем ППД определяется исходя из следующего соотношения величин норма-

тивной прибыли ( $\Pi_n$ ) от капитальных вложений на проведение данного мероприятия и величины экономии эксплуатационных расходов на добычу нефти ( $\Delta q$ ) вследствие его проведения:

$$\Delta q \geq \Pi_n ; \quad (85)$$

$$\Pi_n = \Delta K E_n, \quad (86)$$

где  $\Delta K$  - капитальные вложения на проведение мероприятий, тыс.р.;

$E_n$  - нормативный коэффициент эффективности

$$\Delta q = (C_{1n} - C_{2n}) \cdot Q_{2n}, \quad (87)$$

где  $C_{1n}$ ,  $C_{2n}$  - себестоимость добычи нефти до и после проведения мероприятий, р.;

$Q_{2n}$  - объем добычи нефти после проведения мероприятия, тыс.т.

$$Q_{2n} = Q_n + \Delta Q_n, \quad (88)$$

где  $Q_{1n}$  - объем добычи нефти до проведения мероприятия, тыс.т.;

$\Delta Q_n$  - объем дополнительной добычи нефти вследствие проведения мероприятия по повышению эффективности эксплуатации системы ШЦД, тыс.т.

$$\Delta Q_n = \frac{\Delta Q_3}{K_3} \cdot N, \quad (89)$$

где  $Q_3$  - объем дополнительной закачки воды вследствие проведения мероприятия по повышению эффективности эксплуатации системы ШЦД, тыс.м<sup>3</sup>;

$K_3$  - коэффициент закачки, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

$N$  - коэффициент нефтесодержания.

$$N = I - B, \quad (90)$$

где  $B$  - обводненность добываемой жидкости.

6.3. Себестоимость добычи нефти после проведения мероприятия по повышению эффективности эксплуатации системы ШЦД на месторождении определяется по формуле

$$C_{2н} = \frac{У_{пост1} + У'_{пер1} \cdot Q_{2н} + Э_{пнд1} + A_{пнд1} + \Delta S_{пнд}}{Q_{2н}}, \quad (91)$$

где  $У_{пост1}$  - величина условно-постоянных расходов в себестоимости добычи нефти до проведения мероприятия, тыс.р;

$У'_{пер1}$  - величина удельных условно-переменных расходов на I т нефти до проведения мероприятия без учета энергетических расходов ( $Э_{пнд1}$ ) и амортизационных отчислений ( $A_{пнд1}$ ) по статье затрат и расходы по искусственному воздействию на пласт, р/т;

$\Delta S_{пнд}$  - дополнительные расходы по искусственному воздействию на пласт, связанные с проведением мероприятия по повышению эффективности эксплуатации системы ПЩ, тыс.р.

6.4. При выполнении условия экономической целесообразности проведения мероприятия по повышению эффективности эксплуатации системы ПЩ (85) экономический эффект от его проведения (Э) определяется в соответствии с "Методическими указаниями по определению экономической эффективности новой техники, изобретений и рационализаторских предложений в нефтедобывающей промышленности" (РД 39-3-01-79) по формуле

$$\mathcal{E} = (C_{1н} - C_{2н}) \cdot Q_{2н} - \Delta K \cdot E_{н} \quad (92)$$

6.5. Изложенные выше общие методические положения являются основой для проведения технико-экономического обоснования конкретных мероприятий по повышению эффективности эксплуатации систем ПЩ и должны в каждом отдельном случае детализироваться применительно к обоснуемому мероприятию.

## 7. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЗАМЕНЫ НАПОРНЫХ ВОДОВОДОВ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Технико-экономическое обоснование замены напорных водоводов системы поддержания пластового давления

7.1. Методика технико-экономического обоснования замены напорных водоводов системы ПЦД представляет собой детализацию общих методических положений, изложенных в разделе 6, применительно к данному мероприятию.

7.2. Замена напорных водоводов является мероприятием, направленным на увеличение объемов нагнетаемой воды, улучшение показателей работы элементов и подсистем, описанных в разделах 2,3 настоящей методики, а также на повышение эффективности эксплуатации системы ПЦД в целом.

7.3. Технико-экономическое обоснование замены напорного водовода производится, исходя из условия необходимости достижения заданного прироста объема нагнетания воды ( $\Delta Q_{зтр}$ ) на основе критерия предела экономической целесообразности проведения данного мероприятия (85).

7.4. Достижение требуемого прироста объема нагнетаемой воды ( $\Delta Q_{зтр}$ ) относительно первоначального объема ( $Q_{з0}$ ) при соблюдении соотношения (85) является условием минимизации приведенных затрат на закачку воды и экономической целесообразности замены напорного водовода.

7.5. Величина нормативной прибыли от капитальных вложений на замену напорного водовода ( $\Pi_H$ ) определяется в соответствии с формулой (86)

$$\Pi_H = \Delta K \cdot L \cdot E_H, \quad (93)$$

где  $\Delta K$  - капитальные вложения на замену I км напорного водовода системы ПЦД, тыс.р;

$L$  - длина заменяемого напорного водовода, км.

7.6. Объем дополнительной закачки воды ( $\Delta Q_3$ ) вследствие замены напорного водовода и увеличения давления нагнетания на устьях нагнетательных скважин определяется с учетом гидродинамических взаимосвязей элементов рассматриваемой подсистемы

"КНС-напорный водовод-нагнетательная скважина", описанных формулами (33,47,55,77) в настоящей методике. Из них расчетный внутренний диаметр ( $d_{тр}$ ) напорного водовода, предназначенного для замены существующего, и при котором обеспечивается достижение заданного прироста объема нагнетаемой воды ( $Q_{зтр}$ ) при постоянном давлении на гребенке КНС, определяется по формуле

$$d_{тр} = \sqrt[5]{\frac{\lambda (q_{зтр})^2 \cdot L}{\left[ P_{нк} + \frac{H}{10^2} - P_{пл} - \frac{q_{зтр}}{K_{тр}} - \frac{\lambda H (q_{зтр})^2}{(D^2 - d^2)^2 (D - d) \cdot 9 \cdot 10^{12} \cdot \eta \right] \cdot 9 \cdot 10^8}} \quad (94)$$

где

$$q_{зтр} = \frac{Q_3 + \Delta Q_{зтр}}{365} \quad (95)$$

7.7. Водовод на замену существующего подбирается из числа стандартных типоразмеров с внутренним диаметром ( $d_c$ ) не менее расчетного ( $d_{тр}$ ) и удовлетворяющий условиям прочности (согласно СМ 8-75)

$$d_c \geq d_{тр} \quad (96)$$

7.8. Суточный расход воды в рассматриваемой подсистеме ( $q_c$ ) после замены напорного водовода на водовод с внутренним диаметром  $d_c$  определяется по формуле

$$q_c = \frac{-\frac{1}{K_{тр}} + \sqrt{\frac{1}{K_{тр}^2} - 4 \left[ \frac{\lambda H}{(D^2 - d_c^2)^2 (D - d_c) \cdot 9 \cdot 10^{12} \cdot \eta} + \frac{\lambda L}{d_c^2 \cdot 9 \cdot 10^{12}} \right]} (P_{пл} \frac{H}{10^2} - P_{нк})}{2 \left[ \frac{\lambda H}{(D^2 - d_c^2)^2 (D - d_c) \cdot 9 \cdot 10^{12} \cdot \eta} + \frac{\lambda H}{d_c^2 \cdot 9 \cdot 10^{12}} \right]} \quad (97)$$

7.9. Искомый объем дополнительной закачки воды ( $\Delta Q_3$ ) вследствие замены напорного водовода определяется по формуле

$$\Delta Q_3 = q_c \cdot 365 - Q_3 \quad (98)$$

7.10. Объем дополнительной добычи нефти ( $\Delta Q_n$ ) после замены напорного водовода системы ПЖД определяется по формуле (89)

7.11. Величина дополнительных расходов по искусственному воздействию на пласт, связанных с проведением замены напорного водовода, определяется по формуле

$$\Delta S_{\text{шд}} = \Delta \mathcal{E}_H + \Delta A_B, \quad (99)$$

где  $\Delta \mathcal{E}_H$  - дополнительные энергетические расходы на закачку воды, тыс.р.

$$\Delta \mathcal{E}_H = S \cdot \mathcal{E} \cdot \Delta Q_3, \quad (100)$$

где  $S$  - стоимость 1 кВт.ч.р;

$\mathcal{E}$  - удельный расход электроэнергии на закачку 1 м<sup>3</sup> воды, кВт.ч/м<sup>3</sup>;

$\Delta A_B$  - дополнительные амортизационные отчисления напорного водовода после замены, тыс.р.

$$\Delta A_B = (S_{\text{вс}} - S_B) \cdot N_B \cdot L, \quad (101)$$

где  $S_B$ ,  $S_{\text{вс}}$  - стоимость 1 км напорного водовода до и после замены, тыс.р.;

$N_B$  - норма амортизационных отчислений напорного водовода.

7.12. Себестоимость добычи нефти после замены напорного водовода системы ШД ( $C_{2H}$ ) и величина экономии эксплуатационных расходов ( $\mathcal{E}q$ ) на добычу нефти вследствие проведения замены определяются по формулам (91), (87).

7.13. С учетом величины недоамортизации заменяемого водовода ( $H_a$ ) критерий предела экономической целесообразности замены напорного водовода системы ШД примет следующий вид:

$$\mathcal{E}q \geq H_a, \quad (102)$$

$$\mathcal{E}q = \mathcal{E}q - H_a, \quad (103)$$

$$H_a = S_B (1 - t \cdot N_B), \quad (104)$$

где  $t$  - фактический срок эксплуатации заменяемого напорного водовода, год.

7.14. Экономический эффект ( $\mathcal{E}$ ) от проведения замены напорного водовода определяется в соответствии с формулами (92, 103)

$$\mathcal{E} = (C_{1H} - C_{2H}) \cdot Q_{2H} - (H_H + H_a). \quad (105)$$

Пример технико-экономического обоснования замены  
напорного водовода системы поддержания пластового давления

7.15. Расчет производится на примере гипотетического месторождения, приближенного к условиям разработки Усть-Балыкского месторождения. Рассматриваемая подсистема состоит из насосного блока ЦНС 180-1422, напорного водовода диаметром 114 мм ( $\phi 114 \times 7$ ), закачка воды ведется в 4 нагнетательные скважины по насосно-компрессорным трубам в затрубному пространству конструкции  $5\frac{3}{4} \times 2\frac{1}{2}$ ". Заданный прирост объема закачки ( $\Delta Q_{зтр.}$ ) составляет 109,5 тыс.м<sup>3</sup>.

7.16. Исходные данные для расчета приведены в табл.5.

Таблица 5

Исходные данные для расчета примера технико-экономического обоснования замены напорного водовода системы ШД

Наименование показателя	Условное обозначение	Величина показателя	Примечание
1	2	3	4
Годовой объем закачки воды до замены водовода, тыс.м <sup>3</sup>	$Q_{оз.}$	730,0	На основании фактических данных НГДУ Юганскнефть
Заданный прирост объема воды, тыс.м <sup>3</sup>	$\Delta Q_{зтр.}$	109,5	То же
Капитальные вложения на замену 1 км напорного водовода, тыс.р.	$\Delta K$	71,0	На основании фактических данных НГДУ Юганскнефть
Длина заменяемого водовода, км		1,0	Расчетные данные
Количество нагнетательных скважин, скв.	$n$	4	То же
Пластовое давление, МПа	$P_{пл.}$	22,0	На основании фактических данных НГДУ Юганскнефть
Средняя глубина нагнетательных скважин, м	$H$	2200	То же

Продолжение табл.5

I	2	3	4
Плотность жидкости, $\tau/\text{м}^3$		1,0	"
Давление на гребенке КНС, МПа	$P_{\text{кнс}}$	13,3	На основании фактических данных НГДУ
Коэффициент гидравлического трения	$\lambda$	0,066	То же
Внутренний диаметр обсадной колонны нагнетательных скважин, м	$D$	0,132	"
Наружный диаметр НКТ нагнетательных скважин, м	$d$	0,073	"
Внутренний диаметр напорного водовода после замены $\varnothing 168 \times 9$ , м	$d_c$	0,15	"
Коэффициент приемистости, $\text{м}^3/\text{сут.МПа}$	$K_{\text{пр.}}$	235	"
Стоимость I кВт.ч.р.	$S$	0,0066	"
Удельный расход электроэнергии на закачку воды, $\text{кВт.ч}/\text{м}^3$	$Э$	5,4	"
Стоимость I км напорного водовода, тыс.р.			На основании фактических данных НГДУ Юганскнефть
а) до замены	$S_B$	43,8	
б) после замены	$S_{BC}$	54,6	То же
Норма амортизации напорного водовода	$N_B$	0,131	На основании утвержденных нормативно-технических документов
Нормативный коэффициент эффективности	$E_H$	0,12	То же
Коэффициент качания, $\text{м}^3/\text{м}^3$	$K_3$	1,4	На основании фактических данных НГДУ Юганскнефть
Обводненность добываемой жидкости	$B$	0,8	То же
Условная себестоимость добычи нефти на гипотетическом месторождении до замены водовода, р	$C_{\text{In}}$	6,667	"
Величина условно-постоянных расходов до замены водовода, тыс.р.	$U_{\text{пост.}}$	25000,0	"



I	!	2	!	3	!	4
Удельные условно-переменные расходы до замены водовода, р	У'	пер,		4,268		На основании фактических данных ИГДУ Юганскнефть
Энергетические расходы по искусственному воздействию на пласт, тыс.р.	Э	плд,		4500,0		То же
Амортизационные отчисления до искусственному воздействию на пласт, тыс.р.	А	плд,		6500,0		"
Условный объем добычи нефти до замены водовода, тыс.т.	Q	ИН		15000,0		"
Фактический срок эксплуатации заменяемого напорного водовода, лет	t			5,0		"

7.17. Расчетный внутренний диаметр ( $d_{\text{вп}}$ ) напорного водовода, предназначенного для замены существующего, определяется по формулам (94, 95):

$$q_{\text{вп}} = \frac{730,0 + 109,5}{365} = 2300,0 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$d_{\text{вп}} = \sqrt[5]{\frac{0,066 \cdot (2300)^2 \cdot 1000}{\left[13,3 \frac{2200 \cdot 1,0}{10} - 22,0 - \frac{2300}{235} - \frac{0,066 \cdot (2300)^2 \cdot 2200}{(0,132^2 - 0,073^2)^2 \cdot (0,132 - 0,073) \cdot 9 \cdot 10^{12} \cdot 4\right] \cdot 9 \cdot 10^{12}}}}$$

7.18. Внутренний диаметр водовода из числа стандартных типоразмеров подбирается в соответствии с п.5.11

$$d_c \geq 0,130 \text{ м}$$

Требованиям удовлетворяет напорный водовод  $\phi$  168x9 ( $d_c = 0,150 \text{ м}$ ).

7.19. Суточный расход воды в рассматриваемой подсистеме после замены напорного водовода ( $q_c$ ) определится по формуле (96)

$$Q_c = \frac{-\frac{1}{235} + \sqrt{\frac{1}{235} - 4 \left[ \frac{0,066 \cdot 2200}{(0,132^2 - 0,073^2)^2 (0,132 - 0,073) \cdot 9 \cdot 10^4 \cdot 4} + \frac{0,066 \cdot 1000}{(0,15)^2 \cdot 9 \cdot 10^4} \right] \left( 220 - \frac{2200 \cdot 1}{10^4} \cdot 1,35 \right)}}{2 \left[ \frac{0,066 \cdot 2200}{(0,132^2 - 0,073^2)^2 (0,132 - 0,073) \cdot 9 \cdot 10^4 \cdot 4} + \frac{0,066 \cdot 1000}{(0,15)^2 \cdot 9 \cdot 10^4} \right]}$$

$$Q_c = 2374 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

7.20. Объем дополнительной закачки воды ( $\Delta Q_3$ ) определяется по формуле (97)

$$\Delta Q_3 = 2374 \cdot 365 - 730,0 = 136,51 \text{ тыс. м}^3$$

7.21. Объем дополнительной добычи нефти ( $\Delta Q_H$ ) после замены напорного водовода определяется по формуле (89)

$$\Delta Q_H = \frac{136,51}{1,4} \cdot 0,20 = 19,44 \text{ тыс. т.}$$

7.22. Дополнительные энергетические расходы на закачку воды ( $\Delta \Sigma_H$ ) определяются по формуле (100):

$$\Delta \Sigma_H = 0,0066 \cdot 5,4 \cdot 136,51 = 4,87 \text{ тыс. р.}$$

7.23. Дополнительные амортизационные отчисления напорного водовода ( $\Delta A_B$ ) определяются по формуле (101)

$$\Delta A_B = (54,6 - 43,8) \cdot 0,131 \cdot 1 = 1,41 \text{ тыс. р.}$$

7.24. Величина дополнительных расходов по искусственному воздействию на пласт ( $\Delta S_{\text{ПВД}}$ ) определяется по формуле (99)

$$\Delta S_{\text{ПВД}} = 4,87 + 1,41 = 6,28 \text{ тыс. р.}$$

7.25. Условная величина себестоимости добычи нефти (по гипотетическому месторождению) ( $C_{2H}$ ) после замены напорного водовода системы ПВД определяется по формулам (88, 91)

$$Q_{2H} = 15000,0 + 19,44 = 15019,44 \text{ тыс. т.}$$

$$C_{2H} = \frac{25000,0 + 4,268 \cdot 15019,44 + 6,28 + 6500 + 4500}{15019,44} = 6,665 \text{ р.}$$

7.26. Величина экономии эксплуатационных расходов ( $\mathcal{E}q$ ) на добычу нефти определяется по формуле (87)

$$\mathcal{E}q = (6,667 - 6,665) \cdot 15019,44 = 30,0 \text{ тыс.р.}$$

7.27. Величина недоамортизации заменяемого напорного водовода определяется по формуле (104)

$$N_n = 43,8 \cdot (1 - 5 \cdot 0,131) = 15,11 \text{ тыс.р.}$$

7.28. Величина нормативной прибыли ( $\Pi_n$ ) от капитальных вложений на замену существующего напорного водовода на водовод № 168х9 определяется по формуле (93)

$$\Pi_n = 71,0 \cdot I \cdot 0,12 = 8,52 \text{ тыс.р.}$$

7.29. В связи с тем, что проведение данного мероприятия удовлетворяет критерию экономической целесообразности ( $30,0 - 15,11 > 10,65$ ), экономический эффект ( $\mathcal{E}$ ) от замены I км напорного водовода системы ПШД на рассмотренном гипотетическом месторождении, определяемый по формуле (105), составил:

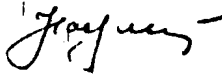
$$\mathcal{E} = 30,0 - (15,11 + 8,52) = 6,37 \text{ тыс.р.}$$

## 8. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе дана методика анализа систем ПШД и составляющих её элементов и подсистем. Основными технико-экономическими критериями эффективности эксплуатации систем ПШД являются степень работоспособности и коэффициент технического использования. Приведена система зависимостей, позволяющих однозначно определять технологические параметры процесса нагнетания воды в продуктивный пласт в стабильном и динамическом режимах. Дана методика технико-экономического обоснования мероприятий по повышению эффективности эксплуатации систем ПШД, разрабатываемых на основании проводимого анализа, позволяющая по выбранному критерию определять экономическую целесообразность совершенст-

зования технико-технологических показателей работы систем за-  
воднения. Дана методика и пример расчета технико-экономичес-  
кого обоснования реконструкции систем ПД в части напорных  
водоводов.

Нормоконтролер



И. В. Наумова

## Содержание

	Стр.
1. Введение . . . . .	1
2. Анализ работы системы поддержания пластового давления . . . . .	2
3. Взаимосвязь между различными элементами системы поддержания пластового давления . . . . .	3
4. Выбор критериев оценки эффективности систем поддержания пластового давления . . . . .	18
5. Пример проведения анализа системы поддержания пластового давления . . . . .	21
6. Технико-экономическое обоснование мероприятий по повышению эффективности эксплуатации систем поддержания пластового давления . . . . .	30
7. Технико-экономическое обоснование замены напорных водоводов системы поддержания пластового давления. .	32
8. Заключение . . . . .	40

МЕТОДИКА  
анализа и выбора критериев оценки эффективности  
систем поддержания пластового давления на  
месторождениях Западной Сибири

РД 39-3-578-81

Ответственный за выпуск, редактор В.А.Брейтер

Подписано в печать 25.09.1981г.

Формат бумаги 60x90 1/16 Тираж 70 экз.

Объем 2,0 печ.л. 3. 346

---

Ротапринт Сибирнии, Тюмень,  
ул.Орджоникидзе, 35