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

gost.e-ecolog.ru

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 (Сибнинип)

Директор института Н.К.Праведников

Ответственные исполнители:

Зав.сектором отдела добычи М.А.Вагнер

Зав.сектором отдела экономических исследований О.В.Рудак

Старший научный сотрудник отдела добычи В.И.Цариков

СОГЛАСОВАНО:

Начальник Управления по добыче нефти Главтюменнефтегаза В.М.Кулин

Директор ВНИИ Г.Г.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 Главтюменнефтегаза.

© Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности (Сибниинп), 1981

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

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

Вводится впервые

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

I. ВВЕДЕНИЕ

I.I. 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.I. 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, $м^3$/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, $м^3$/сут

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

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

$$Q_{ср.в.с.} = \frac{\sum_{i=1}^{m} (Q_{в.с.i} \cdot t_{р.в.с.i})}{\sum_{i=1}^{m} t_{р.в.с.i}}, \qquad (I)$$

где m – число отработанных скважиной месяцев в году;

коэффициент эксплуатации

$$K_{э.вс.} = \frac{\sum_{i=1}^{m} t_{р\,вс.i}}{\sum_{i=1}^{m} t_{к_i}}, \qquad (2)$$

параметр потока отказов

$$\omega(t)_{вс.} = \frac{\sum_{i=1}^{m} K_{вс.i}}{\sum_{i=1}^{m} t_{к_i}}. \qquad (3)$$

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

среднесуточный объем добычи воды

$$Q_{ср.} = \frac{\sum_{j=1}^{n_{вс}} \sum_{i=1}^{m} \left(Q_{ср.вс_{ij}} \cdot t_{р\,вс_{ij}}\right) n_{вс.}}{\sum_{j=1}^{n_{вс.}} \sum_{i=1}^{m} t_{р\,вс_{ij}}}; \qquad (4)$$

коэффициент эксплуатации

$$K_э = \frac{\sum_{j=1}^{n_{вс}} \sum_{i=1}^{m} t_{р.вс_{ji}}}{\sum_{j=1}^{n_{вс}} \sum_{i=1}^{m} t_{к_{ij}}}; \qquad (5)$$

параметр потока отказов

$$\omega(t) = \frac{\sum_{j=1}^{n_{вс}} \sum_{i=1}^{m} K_{вс_{ij}}}{\sum_{j=1}^{n_{вс}} \sum_{i=1}^{m} t_{к_{ij}}}; \qquad (6)$$

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

$$P_{у\,вс.} = P_{пл.вс.} - \frac{Q_{вс}}{K_{пр\,вс.}} - \frac{H_{вс}\gamma}{10^2} - \lambda_{вс} \frac{L_{вс.}}{D^5_{вс.}} \cdot \frac{Q^2_{вс.}}{9 \cdot 10^{12}}.$$

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

$$P_{у\,вс.} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{вс}} P_{пл.вс_i}}{n_{вс}} - \frac{\sum_{i=1}^{n_{вс}} Q_{вс_i}}{\sum_{i=1}^{n_{вс}} K_{пр\,вс_i}} - \frac{\sum_{i=1}^{n_{вс}} H_{вс_i}\gamma}{n_{вс} \cdot 10^2} - \lambda_{вс} \frac{\left(\sum_{i=1}^{n_{вс}} L_{вс_i}\right) n_{вс}}{n_{вс} D^5_{вс} \cdot 9 \cdot 10^{12}}. \qquad (8)$$

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

$$P'_{y\,в.с} = P_{y\,в.с} + \frac{Q_{в.с} - Q'_{в.с}}{K_{тр.в.с.}} + \lambda_{в.с.} \frac{L_{в.с.}}{D^5_{в.с.}} \frac{\left[Q^2_{в.с.} - (Q'_{в.с.})^2\right]}{9 \cdot 10^{12}}, \qquad (9)$$

где $Q'_{в.с.}$ – дебит водозаборной скважины при изменении (уменьшении) объема закачки КНС, м³/сут.

Аналогично для группы скважин:

$$P_{y\,в.с.} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{в.с}} P_{тр.в.с.i}}{n_{в.с.}} + \frac{\sum_{i=1}^{n_{в.с}} Q_{в.с.i} - \sum_{i=1}^{n_{в.с}} Q'_{в.с.i}}{\sum_{i=1}^{n_{в.с}} K_{тр.в.с.i}} + \qquad (10)$$

$$+ \lambda_{в.с} \frac{\sum_{i=1}^{n_{в.с}} L_{в.с.i}}{n_{в.с.}} \cdot \frac{\left[\sum_{i=1}^{n_{в.с}} Q^2_{в.с.i} - \sum_{i=1}^{n_{в.с}} (Q'_{в.с.i})^2\right]}{D^5_{в.с.} \cdot 7 \cdot 10^{12}}.$$

Анализ работы сборных водоводов

2.5. Исходными данными для анализа работы сборных водоводов являются:

$D_{с.в.}$ – диаметр сборного водовода, м;

$L_{с.в.}$ – протяженность сборного водовода, м;

$Q_{с.в.}$ – расход жидкости по сборному водоводу, м³/сут;

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

$t_{к.}$ – календарное время, сут;

$n_{с.в.}$ – число сборных водоводов, проложенных от куста водозаборных скважин до КНС;

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

$K_{с.в.}$ – число отказов (порывов) сборного водовода в год.

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

2.6. В качестве основных показателей работы сборного водовода приняты

коэффициент эксплуатации

$$K_{эс.в} = \frac{t_{р.с.в.}}{t_к}; \qquad (II)$$

параметр потока отказов

$$\omega(t)_{с.в.} = \frac{K_{с.в.}}{t_к}; \qquad (I2)$$

число порывов на 1000 м длины водовода

$$K_{отн} = \frac{K_{с.в.}}{L_{с.в.}} \cdot 1000. \qquad (I3)$$

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

коэффициент эксплуатации

$$K_{эс.в} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{с.в.}} t_{р.с.в.i}}{\sum_{i=1}^{n_{с.в.}} t_{к_i}}; \qquad (I4)$$

параметр потока отказов

$$\omega(t)_{с.в.} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{с.в.}} K_{с.в.i}}{\sum_{i=1}^{n_{с.в.}} t_{к_i}}; \qquad (I5)$$

число порывов на 1000 м длины водовода

$$K_{отн.} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{с.в.}} K_{с.в.i}}{\sum_{i=1}^{n_{с.в.}} L_{с.в.i}} \cdot 1000. \qquad (I6)$$

2.7. Гидравлические потери в сборном водоводе рассчитываются по формуле

$$\Delta P_{тр.с.в.} = \lambda_{с.в.} \frac{L_{с.в.}}{D^5_{с.в.}} \frac{Q^2_{с.в.}}{9 \cdot 10^{12}}. \qquad (I7)$$

Для группы сборных водоводов осредненные гидравлические потери определяются:

$$\Delta P_{тр.с.в.} = \lambda_{с.в.} \frac{\sum_{i=1}^{n_{с.в.}} L_{с.в.i}}{n_{с.в.}} \cdot \frac{\sum_{i=1}^{n_{с.в.}} Q^2_{с.в.i}}{\frac{n_{с.в.}}{D^5_{с.в.} \cdot 9 \cdot 10^{12}}} \qquad (I8)$$

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

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

где $Q_{с.в.}$ – расход по водоводу при уменьшении режима работы КНС.

Для группы сборных водоводов:

$$\Delta P_{тр.с.в.} = \lambda_{с.в} \frac{\sum_{i=1}^{n_{с.в}} L_{с.в_i}}{n_{с.в}} \cdot \frac{\sum_{i=1}^{n_{с.в}} (Q'_{с.в_i})}{D^5_{с.в} \cdot 9 \cdot 10^{12}} \qquad (20)$$

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 ($P_{у.в.с.}$):

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

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, $м^3$;

$Q_{у.}$ - производительность установленного на КНС оборудования, $м^3$/сут;

$K_{н.}$ - число отказов насосов, электрооборудования и автоматики КНС;

$Q_{н.о.}$ - производительность нового насоса, $м^3$/ч;

$P_{пр.н.}$ - давление на приеме насосов КНС, МПа;

$P_{вык.н.}$ - давление на выкиде насосов КНС, МПа.

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

Источниками исходных данных являются годовые отчеты объединений.

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

коэффициент эксплуатации

$$K_э = \frac{t_{пр}}{t_{ку}} ; \qquad (23)$$

коэффициент использования мощности

$$K_{исп.н.} = \frac{N_{ф.ср.п}}{N_у} ; \qquad (24)$$

коэффициент технического использования

$$K_{тех.н.} = \frac{t_{н.р.}}{t_{к.р.}} ; \qquad (25)$$

$$N_{ф.ср.н} = \frac{Q P_н}{88{,}13 \cdot \eta_н \cdot \eta_{эд}}; \qquad (26)$$

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

Q – фактическая средняя производительность КНС, $м^3$/сут;

$\eta_н$, $\eta_{эд}$ – коэффициенты полезного действия соответственно насоса и электродвигателя.

$$Q = \frac{Q_{год}}{365}; \qquad (27)$$

коэффициент использования производительности

$$K_{ипн} = \frac{Q}{Q_у}; \qquad (28)$$

параметр потока отказов

$$\omega(t)_н = \frac{K_н}{t_{нр}}; \qquad (29)$$

(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:

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

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

$$Q_{нс} = -2728{,}3 + 442{,}6 \cdot P_н - 16{,}7 \cdot P_н^2. \qquad (31)$$

Эта формула справедлива при изменении $P_н$ от 13 до 16,2 МПа. Для насоса ЦНС 500-1900, нашедшего широкое применение в системе ППД Самотлорского месторождения, коэффициенты зависимости

(30) составляют:

A = -I99,9; B = I54,5; C = 6,0, причем область применения этой формулы находится в пределах изменения $P_н$ от I6,5 до 2I,7 МПа.

2.I5. Следует отметить, что формулы (30), (3I) справедливы только для новых насосов, т.к. по мере работы насоса и износа втулки гидропяты, межступенчатых уплотнений и рабочих колес характеристика насоса снижается и производительность его при постоянном давлении уменьшается. В этом случае формулы (30), (3I) следует откорректировать:

$$\frac{Q}{24 n_{нр}} = Q_{но} - at \; ; \qquad (32)$$

где a - степень снижения производительности, определяемая экспериментально путем замеров для каждого типа насоса на каждой КНС, $м^3/ч^2$;

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

Тогда формула (3I) приобретет вид:

$$Q = n_{н.р.} \left(-2728{,}3 + 442{,}6 \cdot P_н - I6{,}7 \cdot P_н^2\right) - a \sum_{i=1}^{n_{нр}} t_i . \qquad (33)$$

2.I6. При изменении режима работы КНС формула (32) запишется как:

$$Q' = n'_{н.р.} \left[-2728{,}3 + 442{,}6 \cdot P'_н - I6{,}7 \, (P'_н)^2\right] - a \sum_{i=1}^{n_{нр}} t_i , \qquad (34)$$

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

Анализ работы напорных водоводов

2.I7. 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, $м^3/сут$;

$t_{р.н.в.}$ – 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;

$Ру.н.с.$ – устьевое давление нагнетательной скважины, МПа.

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

коэффициент эксплуатации

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

параметр потока отказов

$$\omega(t)_{н.в.} = \frac{K_{н.в.}}{t_к}; \qquad (36)$$

число порывов на 1000 м длины водовода

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

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

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

где

$$\Delta P_{тр.н.в.ф.} = P_{гр} - P_{у.н.с}, \qquad (39)$$

$$\Delta P_{тр.н.в.р.} = \lambda_{н.в.} \frac{L_{н.в.}}{D^5_{н.в.}} \cdot \frac{Q^2_{н.в.}}{9 \cdot 10^4}; \qquad (40)$$

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

где Δ – абсолютная шероховатость внутренней поверхности водовода.

Для группы напорных водоводов показатели работы определяются следующим образом:

коэффициент эксплуатации

$$K_{эн.в} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{н.в}} t_{р.н.в_i}}{\sum_{i=1}^{n_{н.в}} t_{к_i}}; \qquad (42)$$

параметр потока отказов

$$\omega(t)_{н.в} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{н.в}} K_{н.в_i}}{\sum_{i=1}^{n_{н.в}} t_{к_i}}; \qquad (43)$$

число порывов на 1000 м длины водовода

$$\omega(t)_{н.в.} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{н.в}} K_{н.в_i}}{\sum_{i=1}^{Q_{н.в}} L_{н.в_i}} \cdot 1000. \qquad (44)$$

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

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

где $Q'_{н.в.}$ – расход по водоводу при изменении режима работы КНС, $м^3/сут$.

Для группы напорных водоводов

$$\Delta P_{тр\,н.в} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{н.в}} \Delta P_{тр\,н\,ф}}{n_{н.в.}} \cdot \frac{\sum_{i=1}^{n_{н.в}} (Q'_{н.в_i})^2}{\sum_{i=1}^{n_{н.в}} Q^2_{н.в_i}}. \qquad (46)$$

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

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

Для группы напорных водоводов

$$\Delta P'_{тр\,н.в} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{н.в.}} \Delta P_{тр.н.в\,р_i}}{n_{н.в}} \cdot \frac{\sum_{i=1}^{n_{н.в.}} (Q'_{н.в_i})^2}{\sum_{i=1}^{n_{н.в}} Q^2_{н.в_i}}. \qquad (48)$$

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, $м^3$/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, $м^3$/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

$$Q_{срнс} = \frac{\sum_{i=1}^{m} (Q_{нсi} \cdot t_{рнсi})}{\sum_{i=1}^{m} t_{рнсi}}, \qquad (49)$$

где m - число отработанных скважиной месяцев в году

коэффициент эксплуатации

$$K_{э.нс} = \frac{\sum_{i=1}^{m} t_{р.нс_i}}{\sum_{i=1}^{m} t_{к_i}}; \qquad (50)$$

параметр потока отказов

$$\omega(t)_{нс} = \frac{\sum_{i=1}^{m} K_{нс_i}}{\sum_{i=1}^{m} t_{к_i}}; \qquad (51)$$

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

среднесуточная приемистость

$$Q_{ср} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} \sum_{i=1}^{m} (Q_{ф нс_{ij}} \cdot t_{р нс_{ij}})}{\sum_{i=1}^{n_{нс}} \sum_{i=1}^{m} t_{р нс_{ij}}} \cdot n_{нс}; \qquad (52)$$

коэффициент эксплуатации

$$K_э = \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} \sum_{i=1}^{m} t_{р нс_{ij}}}{\sum_{i=1}^{n_{нс}} \sum_{i=1}^{m} t_{к_{ij}}}; \qquad (53)$$

параметр потока отказов

$$\omega(t) = \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} \sum_{i=1}^{m} K_{нс_{ij}}}{\sum_{i=1}^{n_{нс}} \sum_{i=1}^{m} t_{к_{ij}}}; \qquad (54)$$

2.23. Забойное давление нагнетательной скважины выражается как:

$$P_{заб.нс} = P_{у нс} + \frac{H_{нс}\gamma}{10^2} - \lambda_{нс} \frac{L_{нс}}{D^5_{нс}} \frac{Q^2_{нс}}{9 \cdot 10^{12}}. \qquad (55)$$

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

$$P_{заб.нс} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} P_{у нс_i}}{n_{нс}} + \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} H_{нс_i}\gamma}{n_{нс} \cdot 10^2} - \lambda_{нс} \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} L_{нс_i}}{n_{нс}} \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} Q^2_{нс_i}}{n_{нс}} \cdot (56)$$

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

$$P_{заб\,нс} = \frac{Q_{нс}}{K_{пр\,нс}} + P_{кл.нс}. \qquad (57)$$

Для группы нагнетательных скважин

$$P_{заб.нс} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} Q_{нс_i}}{\sum_{i=1}^{n_{нс}} K_{пр\,нс_i}} + \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} P_{пл\,нс_i}}{n_{нс}} \qquad (58)$$

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

$$P'_{заб.нс} = P_{заб.нс} - \frac{Q_{нс} - Q'_{нс}}{K_{пр\,нс}} + \lambda_{нс} \frac{L_{нс}}{D^5_{нс}} \frac{[Q^2_{нс} - (Q'_{нс})^2]}{9 \cdot 10^{12}}, \qquad (59)$$

То же для группы нагнетательных скважин

$$P'_{заб.нс} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} P_{заб\,нс_i}}{n_{нс}} - \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} Q_{нс_i} \sum_{i=1}^{n_{нс}} Q'_{нс_i}}{\sum_{i=1}^{n_{нс}} K_{пр\,нс_i}} + \qquad (60)$$

$$+ \lambda_{нс} \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} L_{нс_i}}{n_{нс}} \frac{\left[\sum_{i=1}^{n_{нс}} Q^2_{нс_i} - \sum_{i=1}^{n_{нс}} (Q'_{нс_i})^2\right]}{n_{нс}} \cdot \frac{}{D^5_{нс} \cdot 9 \cdot 10^{12}}$$

3. ВЗАИМОСВЯЗЬ МЕЖДУ РАЗЛИЧНЫМИ ЭЛЕМЕНТАМИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

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

$$P_{при.} = P_{у\,вс} - \Delta P_{тр\,с\,в} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{вс}} P_{пл\,вс_i}}{n_{вс}} - \frac{\sum_{i=1}^{n_{вс}} Q_{вс_i}}{\sum_{i=1}^{n_{вс}} K_{пр\,вс_i}} - \frac{\sum_{i=1}^{n_{вс}} H_{вс_i} \gamma}{n_{вс} \cdot 10^2} -$$

$$- \lambda_{вс} \frac{\sum_{i=1}^{n_{вс}} L_{вс_i}}{n_{вс}} \cdot \frac{\sum_{i=1}^{n_{вс}} Q^2_{вс_i}}{n_{вс}} \cdot \frac{}{D^5_{вс} \cdot 9 \cdot 10^{12}} - \lambda_{с.в} \frac{\sum_{i=1}^{n_{св}} L_{с\,в}}{n_{св}} \cdot \frac{\sum_{i=1}^{n_{св}} Q^2_{с.в_i}}{n_{св}} \cdot \frac{}{D^5_{с\,в} \cdot 9 \cdot 10^{12}}. \qquad (61)$$

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

$$P'_{при.} = P'_{у.вс.} - \Delta P_{тр\,с.в.} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{вс.}} P_{у.вс_i}}{n_{в.с.}} + \frac{\sum_{i=1}^{n_{вс.}} Q_{вс_i} - \sum_{i=1}^{n_{вс.}} Q'_{в.с._i}}{\sum_{i=1}^{n_{вс.}} K_{пр\,вс_i}} +$$

$$+\lambda_{бс}\frac{\sum_{i=1}^{n_{бс}} L_{бс_i}}{n_{бс}}\frac{\sum_{i=1}^{n_{бс}} Q'^{2}_{бс_i}}{n_{бс}}-\frac{\sum_{i=1}^{n_{бс}}(Q'_{бс_i})^{2}}{n_{бс}}}{D^{5}_{бс}\cdot 9\cdot 10^{12}}-\lambda_{сб}\frac{\sum_{i=1}^{n_{сб}} L_{сб_i}}{n_{сб}}\frac{\sum_{i=1}^{n_{сб}}(Q'_{сб_i})^{2}}{n_{сб}}}{D^{5}_{сб}\cdot 9\cdot 10^{12}}. \quad (62)$$

Принимая во внимание, что суммарная производительность водозаборных скважин равна суммарному расходу по сборным водоводам ($\Sigma Q_{бс}=\Sigma Q_{сб}=Q$ и $\Sigma Q'_{бс}=\Sigma Q'_{сб}=Q'$) запишем:

$$P_{тр.н}=\frac{\sum_{i=1}^{n_{сб}} P_{пл.сб_i}}{n_{бс}}-\frac{Q}{\sum_{i=1}^{n_{бс}} K_{тр.бс_i}}-\frac{\sum_{i=1}^{n_{бс}} H_{бс_i}\gamma}{n_{бс}\cdot 10^{2}}-$$

$$-\lambda_{бс}\frac{\sum_{i=1}^{n_{бс}} L_{бс_i}}{n^{5}_{бс}}\frac{Q^{2}}{D^{5}_{бс}\cdot 9\cdot 10^{12}}-\lambda_{сб}\frac{\sum_{i=1}^{n_{сб}} L_{сб_i}}{n^{5}_{бс}}\frac{Q^{2}}{D^{5}_{бс}\cdot 9\cdot 10^{12}}; \quad (63)$$

$$P'_{тр.н}=\frac{\sum_{i=1}^{n_{бс}} P_{у\,бс_i}}{n_{бс}}+\frac{Q\cdot Q'}{\sum_{i=1}^{n_{бс}} K_{тр\,бс_i}}+\lambda_{бс}\frac{\sum_{i=1}^{n_{бс}} L_{бс_i}}{n^{5}_{бс}}\frac{Q^{2}\cdot(Q')^{2}}{D^{5}_{бс}\cdot 9\cdot 10^{12}}-$$

$$-\lambda_{сб}\frac{\sum_{i=1}^{n_{сб}} L_{сб_i}}{n^{5}_{сб}}\cdot\frac{(Q')^{2}}{D^{5}_{сб}\cdot 9\cdot 10^{12}}, \quad (64)$$

3.2. Давление на выкиде насосных агрегатов КНС выражается как:

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

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

$$P_{вых.н}=\frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} Q_{нс_i}}{\sum_{i=1}^{n_{нс}} K_{тр.нс_i}}+\frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} P_{пл.нс_i}}{n_{нс}}-\frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} H_{нс_i}}{n_{нс}}\frac{\gamma}{10^{2}}+$$

$$+\lambda_{нс}\frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} L_{нс_i}}{n_{нс}}\frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} Q^{2}_{нс_i}}{n_{нс}}}{D^{5}_{нс}\cdot 9\cdot 10^{12}}+\lambda_{нв}\frac{\sum_{i=1}^{n_{нв}} L_{нв_i}}{n_{нв}}\frac{\sum_{i=1}^{n_{нв}} Q^{2}_{нв_i}}{n_{нв}}}{D^{5}_{нв}\cdot 9\cdot 10^{12}}+\Delta P_{тр.об} \quad (66)$$

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

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

$$= \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} P_{зоб.нс.i}}{n_{нс.}} \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} Q_{нс.i} - \sum_{i=1}^{n_{нс}} Q'_{нс.i}}{\sum_{i=1}^{n_{нс}} K_{пр.нс.i}} + \lambda_{нс} \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} L_{нс.i}}{n_{нс.}} \frac{\left[\sum_{i=1}^{n_{нс}} Q_{нс.} \sum_{i=1}^{n_{нс}} (Q'_{нс.i})^2\right]}{n_{нс}} -$$

$$- \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} H_{нс.i}}{n_{н.с.}} \frac{\gamma}{10^2} + \lambda_{нс.} \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} L_{нс.i}}{n_{нс.}} \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} (Q'_{н.с.i})^2}{n_{нс}} +$$

$$+ \lambda_{нв} \frac{\sum_{i=1}^{n_{нв}} L_{нв.i}}{n_{нв.}} \frac{\sum_{i=1}^{n_{нв}} (Q'_{нв.i})^2}{n_{нв}} + \Delta P_{тр.об.} \cdot \qquad (67)$$

Принимая во внимание, что суммарная приемистость нагнетательных скважин равна суммарному расходу по проложенным к ним напорным водоводам ($\Sigma Q_{нв} = \Sigma Q_{нс} = Q$; $\Sigma Q'_{нв} = \Sigma Q'_{нс} = Q'$) получим

$$P_{вык.н} = \frac{Q}{\sum_{i=1}^{n_{нс}} K_{пр.нс.i}} + \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} P_{пл.нс.i}}{n_{нс.}} - \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} H_{нс.i}}{n_{нс.}} \frac{\gamma}{10^2} +$$

$$+ \lambda_{нс.} \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} L_{нс.i}}{n^2_{нс}} \frac{Q^2}{D^5_{нс.} \cdot 9 \cdot 10^{12}} + \lambda_{нв} \frac{\sum_{i=1}^{n_{нв}} L_{нв.i}}{n^2_{нв.}} \cdot \frac{Q^2}{D^5_{нв.} 9 \cdot 10^{12}} + \Delta P_{тр.об.} \qquad (68)$$

$$P'_{вык.н} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} P_{зоб.нс.i}}{n_{нс.}} - \frac{Q - Q'}{\sum_{i=1}^{n_{нс}} K_{пр.нс.i}} + \lambda_{нс} \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} L_{нс.i}}{n^2_{нс} D^5_{нс} 9 \cdot 10^{12}} \left[2Q^2 - (Q')^2\right] -$$

$$- \frac{\sum_{i=1}^{n_{нс}} H_{нс.i}}{n_{н.с.}} \frac{\gamma}{10^2} + \lambda_{нв.} \frac{\sum_{i=1}^{n_{нв}} L_{нв.i}}{n^2_{нв.}} \frac{(Q')^2}{9 \cdot 10^{12}} + \Delta P_{тр.об.} \qquad (69)$$

3.3. Приемистость нагнетательной скважины можно определить из формул

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

$$P_{зоб.н.с.} = P_{у.н.с.} + \frac{H_{н.с.} \gamma}{10^2} - \lambda_{н.с.} \frac{L_{н.с.}}{D^5_{нс.}} \frac{Q^2_{н.с.}}{9 \cdot 10^{12}}, \qquad (71)$$

Устьевое давление нагнетательной скважины запишем как:

$$P_{у.н.с.} = P_{кр.н.} + P_{н.с.} - \Delta P_{тр.об.} - \Delta P_{тр.н.в.} \qquad (72)$$

Подставив формулу (72) в (71), получим

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

$$+\frac{H_{нс}\gamma}{10^2}-\lambda_{нс}\frac{L_{нс}}{D^5_{н.с}}\cdot\frac{Q^2_{нс}}{9\,10^{12}}-P_{пл.н.с.}\Big),$$

(73)

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

$$\Big(\lambda_{нв}\frac{L_{нв}}{D^5_{н.в.}}\cdot\frac{1}{9\,10^{12}}+\lambda_{нс}\frac{L_{нс.}}{D^5_{нс.}}\frac{1}{9\,10^{12}}\Big)Q^2_{нс.}+\frac{1}{K_{пр.нс.}}Q_{нс}-$$

$$-\Big(P_{пр.н}+P_н-\Delta P_{тр.об.}+\frac{H_{нс}\gamma}{10^2}+P_{пл.н.с}\Big)=0.$$

(74)

$$Q_{нс}=\frac{-1\pm\sqrt{1+4K^2_{пр.нс.}\Big(\lambda_{нв}\frac{L_{нс}}{D^5_{н.в.}}\frac{1}{9\,10^{12}}+\lambda_{нс}\frac{L_{нв}}{D^5_{нс}}\frac{1}{9\,10^{12}}\Big)\Big(P_{пр.н}+P_н-\Delta P_{тр.об.}+\frac{H_{нс}\gamma}{10^2}+P_{пл.нс}\Big)}}{2K_{пр.нс}\Big(\frac{\lambda_{н.в.}L_{нв}}{D^5_{н.в.}9\,10^{12}}+\lambda_{нс}\frac{L_{нс}}{D^5_{нс.}9\,10^{12}}\Big)}$$

(75)

3.4. В общем случае для системы ППД, состоящей из водозаборных 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:

$$Q=n_{нр}(-2728{,}3+442{,}6\cdot P_н-16{,}7\,P^2_н)-a\sum_{i=1}^{n'_{нр.}}t_i\,;$$

(76)

$$P_{вых.н}=\frac{Q}{\sum_{i=1}^{n'_{нс}}K_{пр\,нс\,i}}+\frac{\sum_{i=1}^{n'_{нс}}P_{пл\,нс\,i}}{n'_{нс.}}-\frac{\sum_{i=1}^{n'_{нс.}}H_{нс\,i}\gamma}{n'_{нс.}\cdot10^2}+$$

$$+\frac{Q^2}{9\cdot10^{12}}\Big[\lambda_{нс.}\frac{\sum_{i=1}^{n'_{нс.}}L_{нс\,i}}{(n'_{нс})^2D^5_{нс.}}+\lambda_{нв.}\frac{\sum_{i=1}^{n'_{нв}}L_{нв\,i}}{(n'_{нв})^2D^5_{нв}}\Big]+\Delta P_{тр.об.}$$

(77)

$$P_{пр.н}=\frac{\sum_{i=1}^{n'_{вс.}}P_{пл.вс\,i}}{n'_{вс.}}-\frac{Q}{\sum_{i=1}^{n'_{вс}}K_{пр\,вс\,i}}-\frac{\sum_{i=1}^{n'_{вс.}}H_{вс\,i}\gamma}{n'_{вс.}\cdot10^2}-$$

$$-\frac{Q^2}{9\,10^{12}}\Big[\lambda_{вс.}\frac{\sum_{i=1}^{n'_{вс}}L_{вс\,i}}{(n'_{вс.})^2D^5_{вс.}}+\lambda_{св.}\frac{\sum_{i=1}^{n'_{св.}}L_{св\,i}}{(n'_{св})^2D^5_{св}}\Big].$$

(78)

$$P_н = P_{вых.н} - P_{пр.н} \cdot \qquad (79)$$

Верхние пределы интегральных сумм ($n'_{в.с.}$, $n'_{с.в.}$, $n'_{н.р.}$, $n'_{н.в.}$, $n'_{н.с.}$) представляют собой количество работающих водозаборных 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, $P_н$, $P_{пр.н}$, $P_{вых.н.}$ любые параметры работы любого элемента.

4. ВЫБОР КРИТЕРИЕВ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

4.I. Система поддержания пластового давления включает в себя пять подсистем: водозаборные скважины, сборные водоводы, кустовые насосные станции, напорные водоводы, нагнетательные скважины. Система ППД 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 ППД 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 ППД 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 вследствии 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, а 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 - оотановку 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 предопределит 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, снижение давления нагнетания, устьевых давлений и приемистости нагнетательных скважин.

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

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

$$Q' = n'_{нр.}\left[-2728,3+442,6\cdot P'_{н}-16,7(P'_{н})^{2}\right]-a\sum_{i=1}^{n'_{нр}} t_i \; ; \tag{81}$$

$$Q = n_{нр.}\left(-2728,3+442,6\cdot P_{н}-16,7\,P^{2}_{н}\right)-a\sum_{i=1}^{n_{нр.}} t_i \; . \tag{82}$$

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

$$S = \frac{n'_{нр.}\left[-2728,3+442,6\cdot P'_{н}-16,7(P'_{н})^{2}\right]-a\sum_{i=1}^{n'_{нр}} t_i}{n_{нр.}\left(-2728,3+442,6\,P_{н}-16,7\,P^{2}_{н}\right)-a\sum_{i=1}^{n_{нр.}} t_j} \tag{83}$$

Степень работоспособности системы ППД варьируется от I (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:

$$K_{ти} = \frac{t_р}{t_к} = 1 - \frac{t_{пр}}{t_к}, \qquad (84)$$

где $t_{пр}$ – 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.I. 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 ППД 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	скв. I			скв. 2		
	Среднесуточный дебит, $Q_{в.с.}$, $м^3/сут.$	отработанное время, сут.	Число отказов, $K_{в.с.}$	Среднесуточный дебит, $Q_{в.с.}$, $м^3/сут.$	отработанное время, сут.	Число отказов, $K_{с.в.}$
январь	I667	I2	I	I950	I2	I
февраль	II00	28	-	I285	28	-
март	4I00	3I	-	I425	3I	-
апрель	II36	30	-	I466	30	-
май	II30	3I	-	I427	3I	-
июнь	2I00	2I	I	2329	2I	-
июль	I800	3I	-	I800	3I	-
август	I800	3I	-	I900	3I	-
сентябрь	2200	30	-	2300	30	-
ноябрь	2400	30	-	2400	30	-
декабрь	2330	3I	-	2320	3I	-

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

для скв.I:

$$Q_{ср.в.с.} = \frac{I667 \times I2 + II00 \times 28 + 4I00 \times 3I + \ldots + 2400 \times 30 + 2330 \times 3I}{I2 + 28 + 3I + \ldots + 30 + 3I} =$$

$$= I754 \ м^3/сут.$$

для скв.2:

$$Q_{ср.в.с.} = \frac{I950 \times I2 + I285 \times 28 + I425 \times 3I + \ldots + 2400 \times 30 + 2320 \times 3I}{I2 + 28 + 3I + \ldots + 30 + 3I} =$$

$$= I9I6 \ м^3/сут.$$

Коэффициент эксплуатации водозаборной скважины определяется по формуле (2).

для скв.I:

$$K_{э.в.с.} = \frac{I2+28+3I+\ldots+30+3I}{3I+28+3I+\ldots+30+3I} = 0{,}923;$$

для скв.2:

$$K_{э.в.с.} = \frac{I2+28+3I+\ldots+30+3I}{3I+28+3I+\ldots+30+3I} = 0{,}923.$$

Параметр потока отказов определяется по формуле (3)

для скв.I:

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

для скв.2:

$$\omega(t)_{в.с.} = \frac{I+I}{3I+28+3I+\ldots+30+3I} = 0{,}0055.$$

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

$$Q_{ср.} = \frac{I754(I2+28+3I+\ldots+30+3I)+I9I6(I2+28+3I+\ldots+30+3I)x^2}{(I2+28+3I+\ldots+30+3I)+(I2+28+3I+\ldots+30+3I)} =$$

$$= 3670 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Коэффициент эксплуатации группы водозаборных скважин рассчитывается по формуле (5)

$$K_э = \frac{(I2+28+3I+\ldots+30+3I)+(I2+28+3I+\ldots+30+3I)}{(3I+28+3I+\ldots+30+3I)+(3I+28+3I+\ldots+30+3I)} = 0{,}923.$$

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

$$\omega(t) = \frac{(I+I)+(I+I)}{(3I+28+3I+\ldots+30+3I)+(3I+28+3I+\ldots+30+3I)} = 0{,}923.$$

5.5. Добываемая из водозаборных скважин I,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-

заборной скважины (табл.I).

Коэффициент эксплуатации сборного водовода определяется по формуле (II)

для первого водовода:

$$K_{э.с.в.} = \frac{I2+28+3I+...+30+3I}{3I+28+3I+...+30+3I} = 0,923,$$

для второго водовода:

$$K_{э.с.в.} = \frac{I2+28+3I+...+30+3I}{3I+28+3I+...+30+3I} = 0,923.$$

Параметр потока отказов сборного водовода рассчитывается по формуле (I2)

для первого водовода:

$$\omega(t)_{с.в.} = \frac{2}{3I+28+3I+...+30+3I} = 0,0055,$$

для второго водовода:

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

Число порывов на I000 м длины водовода определяется по формуле (I3)

для первого водовода:

$$K_{отн.} = \frac{2}{200} \times I000 = I0;$$

для второго водовода:

$$K_{отн.} = \frac{3}{200} \times I000 = I5.$$

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

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

Число порывов на I000 м длины определяется по формуле (I6).

$$\omega(t)_{с.в.} = \frac{2+3}{200+200} \cdot I000 = I2,5$$

5.7. Основным элементом системы ППД является насосная станция, состоящая из блока насосов ЦНС 180-1422. 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	$P_{н.}$	I3,3	На основании фактических данных
Годовой объем закачки, $м^3$	$Q_{год}$	793000	То же
Производительность установленного оборудования, $м^3$/сут.	$Q_{у.}$	I2960	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 формул

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

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

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

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

Коэффициент использования производительности КНС определяется по формуле (28)

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

Параметр потока отказов оборудования КНС рассчитывается по формуле (29)

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

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
1	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

I	! 2	! 3	! 4	! 5	! 6	! 7	! 8
Длина водовода, м	$L_{н.в.}$	I000	2000	3000	I000	2000	3000
Диаметр водовода,мм	$D_{н.в.}$	II4	II4	II4	II4	II4	II4
Расход воды по водоводу, $м^3$/сут.	$Q_{н.в.}$	650	750	400	700	800	400
Устьевое давление нагнетательной скважины, МПа	$P_{у.н.с.}$	I4,0	I3,7	I3,9	I4,0	I3,7	I3,9

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:

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

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 I000 м водовода рассчитывается по формуле (37)

для первого водовода:

$$K_{отн.} = \frac{I}{I000} \times I000 = I;$$

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

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

для первого водовода:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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. 1			Скв. 18		
	Среднесуточный прием, $м^3$/сут	Отработанное время, сут	Число простоев	Среднесуточный прием, $м^3$/сут	Отработанное время, сут	Число простоев
1	2	3	4	5	6	7
Январь	120	31	-	370	27	1

Продолжение табл.4

I	2	3	4	5	6	7
Февраль	I50	28	-	I50	28	I
Март	I50	3I	-	I50	3I	-
Апрель	200	30	-	200	30	-
Май	I50	3I	-	I50	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	-	I90	3I	-

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

для скв. I:

$$Q_{ср.н.с.} = \frac{I20 \times 3I + I50 \times 28 + I50 \times 3I + \ldots + 290 \times 30 + 270 \times 3I}{3I + 28 + 3I + \ldots + 30 + 3I} =$$

$$= 225 \text{ м}^3/\text{сут};$$

для скв. I8:

$$Q_{ср.н.с.} = \frac{370 \times 27 + I50 \times 28 + I50 \times 3I + \ldots + 290 \times 30 + I90 \times 3I}{27 + 28 + 3I + \ldots + 30 + 3I} =$$

$$= 227 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Коэффициент эксплуатации нагнетательных скважин определяется по формуле (50)

для скв.I:

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

для скв.I8:

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

Параметр потока отказов нагнетательной скважины рассчитывается по формуле (5I)

для скв.I:

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

для скв.I8:

$$\omega(t)_{н.с.} = \frac{I+I+I}{3I+28+3I+\ldots+30+3I} = 0{,}0082.$$

5.I2. Для группы нагнетательных скважин, подключенных к КНС, среднесуточная приемистость определяется по формуле (52)

$$Q_{ор.} = \frac{225(3I+28+3I+\ldots+30+3I)+\ldots+227(27+28+3I+\ldots+30+3I)}{(3I+28+3I+\ldots+30+3I)+\ldots+(27+28+3I+\ldots+30+3I)} \times$$

$$\times I8 = 24I \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Коэффициент эксплуатации группы скважин рассчитывается по формуле (53)

$$K_э = \frac{(3I+28+3I+\ldots+30+3I)+\ldots+(27+28+3I+\ldots+30+3I)}{(3I+28+3I+\ldots+30+3I)+\ldots+(3I+28+3I+\ldots+30+3I)} = 0{,}9II.$$

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

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

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

6.I. 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 ($П_н$) от капитальных вложений на проведение данного мероприятия и величины экономии эксплуатационных расходов на добычу нефти ($Эq$) вследствие его проведения:

$$Эq \geqslant П_н ; \qquad (85)$$

$$П_н = \Delta K E_н, \qquad (86)$$

где ΔK – капитальные вложения на проведение мероприятий, тыс.р.;

$E_н$ – нормативный коэффициент эффективности

$$Эq = (C_{1н} - C_{2н}) \cdot Q_{2н} , \qquad (87)$$

где $C_{1н}$, $C_{2н}$ – себестоимость добычи нефти до и после проведения мероприятия, р;

$Q_{2н}$ – объем добычи нефти после проведения мероприятия, тыс.т.

$$Q_{2н} = Q_{1н} + \Delta Q_н, \qquad (88)$$

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

$\Delta Q_н$ – объем дополнительной добычи нефти вследствие проведения мероприятия по повышению эффективности эксплуатации системы ППД, тыс.т.

$$\Delta Q_н = \frac{\Delta Q_з}{K_з} \cdot Н, \qquad (89)$$

где $Q_З$ – объем дополнительной закачки воды вследствие проведения мероприятия по повышению эффективности эксплуатации системы ППД, тыс.$м^3$;

$K_З$ – коэффициент закачки, $м^3/м^3$;

Н – коэффициент нефтесодержания.

$$Н = I - В, \qquad (90)$$

где В – обводненность добываемой жидкости.

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

$$C_{2н} = \frac{У_{постн_1} + У'_{пер_1} \cdot Q_{2н} + Э_{ппд_1} + А_{ппд_1} + \Delta S_{ппд}}{Q_{2н}}, \qquad (91)$$

где $У_{постн_1}$ – величина условно-постоянных расходов в себестоимости добычи нефти до проведения мероприятия, тыс.р;

$У'_{пер_1}$ – величина удельных условно-переменных расходов на I т нефти до проведения мероприятия без учета энергетических расходов ($Э_{ппд_1}$) и амортизационных отчислений ($А_{ппд_1}$) по статье затрат и расходы по искусственному воздействию на пласт, р/т;

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

6.4. При выполнении условия экономической целесообразности проведения мероприятия по повышению эффективности эксплуатации системы ППД (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

$$Э = (C_{1н} - C_{2н}) \cdot Q_{2н} - \Delta K \cdot E_н \qquad (92)$$

6.5. Изложенные выше общие методические положения являются основой для проведения технико-экономического обоснования конкретных мероприятий по повышению эффективности эксплуатации систем ППД и должны в каждом отдельном случае детализироваться применительно к обосноуемому 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 ППД 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 ППД 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 ($П_н$) определяется в соответствии с формулой (86)

$$П_н = \Delta К \cdot L \cdot E_н, \qquad (93)$$

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

L - длина заменяемого напорного водовода, км.

7.6. Объем дополнительной закачки воды ($\Delta Q_з$) 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

$$d_{тр} = \sqrt[5]{\frac{\lambda (q_{зтр})^2 \cdot L}{\left[P_{нас} + \frac{H\gamma}{10^2} - P_{пл} - \frac{q_{зтр}}{K_{тр}} - \frac{\lambda H (q_{зтр})^2}{(D^2-d^2)^2 (D-d) \cdot 9 \cdot 10^{12} n}\right] \cdot 9 \cdot 10^4}} \quad (94)$$

где

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

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)

$$d_c \geqslant d_{тр}. \quad (96)$$

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

$$q_c = \frac{-\frac{1}{K_{пр}} + \sqrt{\frac{1}{K^2_{пр}} - 4\left[\frac{\lambda H}{(D^2-d^2)^2 (D-d) \cdot 9 \cdot 10^{12} n} + \frac{\lambda L}{d_c^5 \cdot 9 \cdot 10^{11}}\right]\left(P_{пл} \frac{H\gamma}{10^2} - P_{нас}\right)}}{2\left[\frac{\lambda H}{(D^2-d^2)^2 (D-d) \cdot 9 \cdot 10^{12} \cdot n} + \frac{\lambda H}{d_c^5 \cdot 9 \cdot 10^{11}}\right]}, \quad (97)$$

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

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

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

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

$$\Delta S_{шд} = \Delta Э_н + \Delta A_в , \qquad (99)$$

где $\Delta Э_н$ - дополнительные энергетические расходы на закачку воды, тыс.р.

$$\Delta Э_н = S \cdot Э \cdot \Delta Q_з , \qquad (100)$$

где S - стоимость I кВт.ч.р;

Э - удельный расход электроэнергии на закачку I $м^3$ воды, кВт.ч/$м^3$;

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

$$\Delta A_в = (S_{вс} - S_в) \cdot N_в \cdot L , \qquad (101)$$

где $S_в$, $S_{вс}$ - стоимость I км напорного водовода до и после замены, тыс.р;,

$N_в$ - норма амортизационных отчислений напорного водовода.

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

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

$$Э'q \geq П_н , \qquad (102)$$

$$Э'q = Эq - Н_а , \qquad (103)$$

$$Н_а = S_в (I - t \cdot N_в) , \qquad (104)$$

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

7.14. Экономический эффект (Э) от проведения замены напорного водовода определяется в соответствии с формулами (92,103)

$$Э = (C_{1н} - C_{2н}) \cdot Q_{2н} - (П_н + П_а). \qquad (105)$$

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

7.I5. Расчет производится на примере гипотетического месторождения, приближенного к условиям разработки Усть-Балыкского месторождения. Рассматриваемая подсистема состоит из насосного блока ЦНС I80-I422, напорного водовода диаметром II4 мм (ø114х7), закачка воды ведется в 4 нагнетательные скважины по насосно-компрессорным трубам и затрубному пространству конструкции $5^{3}/_{4}$"х $2^{I}/_{2}$". Заданный прирост объема закачки ($\Delta Q_{зтр.}$) составляет I09,5 тыс.м^{3}.

7.I6. Исходные данные для расчета приведены в табл.5.

Таблица 5

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

Наименование показателя	Условное обозначение	Величина показателя	Примечание
I	2	3	4
Годовой объем закачки воды до замены водовода, тыс.м^{3}	$Q_{оз.}$	730,0	На основании фактических данных НГДУ Юганскнефть
Заданный прирост объема воды, тыс.м^{3}	$\Delta Q_{зтр}$	I09,5	То же
Капитальные вложения на замену I км напорного водовода, тыс.р.	ΔK	7I,0	На основании фактических данных НГДУ Юганскнефть
Длина заменяемого водовода, км		I,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, т/м^3		I,0	"
Давление на гребенке КНС, МПа	$P_{кнс}$	I3,3	На основании фактических данных НГДУ
Коэффициент гидравлического трения	λ	0,066	То же
Внутренний диаметр обсадной колонны нагнетательных скважин, м	D	0,I32	"
Наружный диаметр НКТ нагнетательных скважин, м	d	0,073	"
Внутренний диаметр напорного водовода после замены ⌀I68x9, м	d_c	0,I5	"
Коэффициент приемистости, м^3/сут.МПа	$K_{пр.}$	235	"
Стоимость I кВт.ч.р.	S	0,0066	"
Удельный расход электроэнергии на закачку воды, кВт.ч/м^3	$Э$	5,4	"
Стоимость I км напорного водовода, тыс.р.			На основании фактических данных НГДУ Юганскнефть
а) до замены	$S_в$	43,8	
б) после замены	$S_{вс}$	54,6	То же
Норма амортизации напорного водовода	$N_в$	0,I3I	На основании утвержденных нормативно-технических документов
Нормативный коэффициент эффективности	$E_н$	0,I2	То же
Коэффициент закачки, м^3/м^3	$K_з$	I,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	$C_{Iн}$	6,667	"
Величина условно-постоянных расходов до замены водовода, тыс.р.	$У_{пост}$	25000,0	"

Продолжение табл. 5

I	2	3	4
Удельные условно-переменные расходы до замены водовода, р	$У'_{пер,}$	4,268	На основании фактических данных НГДУ Юганскнефть
Энергетические расходы по искусственному воздействию на пласт, тыс.р.	$Э_{ппд,}$	4500,0	То же
Амортизационные отчисления по искусственному воздействию на пласт, тыс.р.	$А_{ппд,}$	6500,0	"
Условный объем добычи нефти до замены водовода, тыс.т.	$Q_{Iн}$	I5000,0	"
Фактический срок эксплуатации заменяемого напорного водовода, лет	t	5,0	"

7.I7. Расчетный внутренний диаметр ($d_{тр}$) напорного водовода, предназначенного для замены существующего, определяется по формулам (94, 95):

$$q_{зр} = \frac{730,0 + I09,5}{365} = 2300,0 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$d_{тр} = \sqrt[5]{\frac{0,066 \cdot (2300)^2 \cdot I000}{\left[I3,3+\frac{2200 \cdot I,0}{I0} - 22,0 - \frac{2300}{235} - \frac{0,066 \cdot (2300)^2 \cdot 2200}{(0,I32^2 - 0,073^2)^2 \cdot (0,I32 - 0,073) \cdot 9 \cdot I0^{I2} \cdot 4}\right] \times 9 \cdot I0^{I2}}}$$

7.I8. Внутренний диаметр водовода из числа стандартных типоразмеров подбирается в соответствии с п.5.II

$$d_c \geq 0,I30 \text{ м}$$

Требованиям удовлетворяет напорный водовод ⌀ I68х9 (d_c = 0,I50 м).

7.I9. Суточный расход воды в рассматриваемой подсистеме после замены напорного водовода (q_c) определяется по формуле (96)

$$q_c = \frac{-\frac{1}{235} + \sqrt{\frac{1}{235} - 4\left[\frac{0{,}066 \cdot 2200}{(0{,}132^2 - 0{,}073^2)^2 (0{,}132 - 0{,}073) \cdot 9 \cdot 10^{-4} \cdot 4} + \frac{0{,}066 \cdot 1000}{(0{,}15)^3 \cdot 9 \cdot 10^{-4}}\right]\left(22{,}0 - \frac{2200 \cdot 1}{10^4} - 15{,}3\right)}}{2\left[\frac{0{,}066 \cdot 2200}{(0{,}132^2 - 0{,}073^2)^2 (0{,}132 - 0{,}073) \cdot 9 \cdot 10^{-4} \cdot 4} + \frac{0{,}066 \cdot 1000}{(0{,}15)^3 \cdot 9 \cdot 10^{-4}}\right]}$$

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

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

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

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

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

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

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

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

$$\Delta A_в = (54{,}6 - 43{,}8) \cdot 0.131 \cdot 1 = 1{,}41 \text{ тыс.р.}$$

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

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

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

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

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

7.26. Величина экономии эксплуатационных расходов ($Э_{Э}$) на добычу нефти определяется по формуле (87)

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

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

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

7.28. Величина нормативной прибыли ($П_{н}$) от капитальных вложений на замену существующего напорного водовода на водовод ∅ 168х9 определяется по формуле (93)

$$П_{н} = 71,0 \cdot 1 \cdot 0,12 = 8,52 \text{ тыс.р.}$$

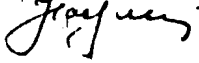
7.29. В связи с тем, что проведение данного мероприятия удовлетворяет критерию экономической целесообразности (30,0 -15,11 > 10,65), экономический эффект (Э) от замены 1 км напорного водовода системы ППД на рассмотренном гипотетическом месторождении, определяемый по формуле (105), составил

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

8. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

зования технико-технологических показателей работы систем заводнения. Дана методика и пример расчета технико-экономического обоснования реконструкции систем ППД в части напорных водоводов.

Нормоконтролер  Л.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 60х90 1/16 Тираж 70 экз.
Объем 2,0 печ.л. 3. 345

Ротапринт СибНИИНП, Тюмень,
ул.Орджоникидзе, 35

gost.e-ecolog.ru