

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ИНСТРУКЦИЯ

**ПО ОПТИМИЗАЦИИ НАСОСНЫХ СКВАЖИН,
ОБОРУДОВАННЫХ УСШН И РАБОТАЮЩИХ
В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ГАЗОВЫХ ФАКТОРОВ
И НИЗКИХ ДИНАМИЧЕСКИХ УРОВНЕЙ**

РД-39-1-1234-84

1984

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УТВЕРЖДАЮ

Первый Заместитель Министра

В. Д. Игровский
В. Д. Игровский

" 23 " 12 1984 г.

ИНСТРУКЦИЯ ПО ОПТИМИЗАЦИИ НАСОСНЫХ СКВАЖИН,
ОБОРУДОВАННЫХ УСЛН И РАБОТАЮЩИХ В УСЛОВИИХ
ВЫСОКИХ ГАЗОВЫХ ФАКТОРОВ И НИЗКИХ ДИНАМИЧЕСКИХ
УРОВНЕЙ

РД-39-1-1234-84

НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН
ВСЕСОЮЗНЫМ НЕФТЕГАЗОВЫМ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИМ
ИНСТИТУТОМ (ВНИИ)
ГОСУДАРСТВЕННЫМ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИМ И ПРОЕКТНЫМ
ИНСТИТУТОМ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ (УКРГИПРОНИНЕФТЬ)

Директор ВНИИ

Директор Укрگیпрониінефть

Ответственные исполнители

Заведующий лабораторией ВНИИ

Заведующий отделом добычи нефти
и газа Укрگیпрониінефть

Заведующий отделом автоматизации
и АСУЩ Укрگیпрониінефть

Вахитов
Г. Г. Вахитов

Мельничук
В. К. Мельничук

Каплан
А. Р. Каплан

Валакиров
Ю. А. Валакиров

Кучернок
В. А. Кучернок

СОГЛАСОВАНО:

Начальник Управления
нефтегаздобычи

Начальник Технического
Управления

Гнатченко
В. В. Гнатченко

Байдиков
Д. Н. Байдиков

А Н Н О Т А Ц И Я

Настоящая методика предназначена для расчетов при текущей эксплуатации оптимальных режимов работы нефтяных скважин, оборудованных установками скважинных штанговых насосов (УСШН) и работающих в усложненных условиях. Методика разработана в дополнение к руководящему документу ВНИИ РД-39-1-289-79 и ориентирована на проведение расчетов при помощи ЭВМ. Для получения исходных данных не требуется проведение специальных исследований скважин и пластов.

Методика рассчитана на работников инженерно-технических служб НГДУ, КИВЦ, сотрудников научно-исследовательских институтов, занимающихся вопросами оптимизации режимов работы скважин, оборудованных УСШН и работающих в условиях высоких газовых факторов и низких динамических уровней.

Составили:

от ВНИИ

Максимов В.П.

Качлан А.Р.

от Укрспиртпроминнефть

Балакиров Д.А.

Кучернюк В.А.

Никулин Е.Д.

Ежов В.С.

Осташевский И.П.

Гегельская Н.В.

Слепян Е.А.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИКА ПО ОПТИМИЗАЦИИ НАСОСНЫХ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ
УСШН И РАБОТАЮЩИХ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ГАЗОВЫХ ФАКТОРОВ
И НИЗКИХ ДИНАМИЧЕСКИХ УРОВНЕЙ

РД 39-1- 1234-84

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности

от 14 01 85 № 30

Срок введения установлен с _____

01.03 85г

Срок действия до _____

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.1. Настоящая методика составлена для повышения производительности действующего фонда насосных скважин (УСШН), работающих в условиях высоких газовых факторов и низких динамических уровней, снижения количества подземных ремонтов, увеличения коэффициента использования эксплуатационных скважин.

I.2. Необходимость разработки данного документа вызвана широкими возможностями интенсификации добычи за счет правильного подбора оборудования во взаимосвязи работы всей системы "пласт-насос-скважина" применительно к условиям конкретного месторождения.

I.3. Критерием оптимальности при составлении различных вариантов работы системы "пласт-насос-скважина" является максимум суточного отбора жидкости при ограничениях, учитывающих режим разработки залежи, возможности НГДУ в части использования определенных типоразмеров штанговых скважинных насосов, марок сталей штанговых колонн, фактические ограничения на грузоподъемность установленных станков-качалок и режимы откачки.

I.4. При создании методики были использованы результаты исследований в области оптимизации режима работы скважин, выполненных отраслевыми институтами "ВНИИнефть", "АзНИИнефть", "БашНИИнефть", "Гипровостокнефть", "ТатНИИнефть", "КраснодарНИИнефть", "ПечерНИИнефть", "СибНИИП", а также КИВЦами объединений "Башнефть", "Татнефть", "Оренбургнефть".

I.5. Режим эксплуатации скважины предполагается постоянным:

забойное давление, среднесуточный отбор и обводненность продукции остаются постоянными в течение периода времени, для которого производится расчет.

Методика может быть использована для скважин, условия эксплуатации которых находятся в следующих пределах:

- газовый фактор - до $2000 \text{ м}^3/\text{т}$;
- динамический уровень жидкости в затрубном пространстве - не ниже 20 м над кровлей пласта добывающей скважины;
- вязкость продукции скважины - до $10 \text{ м}^2/\text{с}$;
- содержание мех примесей - до 0,06% по объему;
- не наблюдается интенсивной коррозии и абразивного износа насосного инструмента;
- ствол скважины близкий к вертикальному, т.е. максимальный угол наклона не превышает 10° , азимутальное отклонение не более 2π радиан.

Кроме того, должны выполняться ограничения, налагаемые на условия эксплуатации отдельных узлов насосного оборудования (насосов, штанг и т.д.), например, на температуре откачиваемой жидкости, степени минерализации воды.

1.6. Расчеты, выполненные на ЭВМ по данному РД могут быть использованы как в режиме запрос-ответ по отдельным скважинам, так и в пакетном режиме при составлении карт технологического режима работы по скважинам, оборудованным УСНН.

1.7. Экономические критерии при выборе того или иного оборудования и режима работы скважин в данной методике не рассматриваются, так как они приведены в РД 39-1-289-79.

2. СТРУКТУРА И СОДЕРЖАНИЕ МЕТОДИКИ

Структура методики

2.1. Методика расчета максимального суточного отбора жидкости из скважины состоит из следующих основных частей:

- алгоритма корректировки наполнения насоса;
- алгоритма определения возможностей пласта и суточного отбора жидкости, выбора типоразмера, ^{на скважине} группы спуска, режима откачки;
- алгоритма перебора вариантов компоновки насосного оборудования при определенном суточном отборе жидкости;

- алгоритма переборов всех режимов эксплуатации скважины и выбора из них оптимального (в смысле указанного критерия).

Назначение и содержание каждой из этих частей охарактеризовано в последующих пунктах.

Алгоритм расчета по методике имеет блочную структуру.

Каждый блок предназначен для определения одного или нескольких показателей, участвующих в расчете.

Алгоритм корректировки коэффициента подачи $УСШ.1$

2.2. Предназначен для учета особенностей работы глубинного насоса на конкретных объектах (залежах) и адаптации коэффициента подачи $УСШ$ к условиям эксплуатации.

Адаптация состоит в том, что в формулу для расчета коэффициента подачи $УСШ.1$ вводится поправочный коэффициент, вычисленный для заданного режима работы скважины.

Поправочный коэффициент является собой коррекцию разницы между коэффициентом подачи $УСШ.Р$, вычисленным по заданному режиму по известным значениям Q , H , h , и коэффициентом подачи $УСШ.1$, вычисленным по предлагаемой методике. Смысловое содержание этой навязки - это неполное знание о процессах, происходящих в системе "пласт-насос-скважина", или иначе говоря, неадекватность модели реальным процессам.

Методика расчета режима эксплуатации и технологических показателей работы $УСШ.1$

2.3. В предлагаемой методике в соответствии с критерием оптимизации ($Q_{\text{же}} \rightarrow \max$), [3], рассчитываются следующие показатели:

- суточный отбор жидкости;
- режим откачки (длина хода и число ходов полированного штока);
- давление на приеме и выходе насоса;
- коэффициенты наполнения насоса и подачи насосной установки;
- конструкции колонн насосных штанг и подъемных труб;
- экстремальные нагрузки и приведенное напряжение в точке подвеса;
- максимальный крутящий момент на валу редуктора.

Тип станка-качалки считается заданным.

При проведении расчетов и выборе оборудования предусмотрена возможность учитывать ограничения, выдвигаемые НГДУ к номенклатуре подбираемых насосов и марок сталей.

Кроме того, часто случается, что параметры промышленного оборудования вследствие длительной эксплуатации не соответствуют своим паспортным значениям. Так, например, станки-качалки могут не обеспечивать паспортную грузоподъемность из-за частичного разрушения фундамента.

В методике предусмотрена возможность установить ограничения на длину хода полированного штока, число качаний балансира, максимальную допустимую нагрузку в точке подвеса. Кроме того, исходя из условий эксплуатации насосов, на конкретном месторождении бывает возможным установить минимальное значение давления на приеме насоса, что значительно сокращает время вычислений. Поэтому в методику включена такая возможность.

Алгоритм поиска оптимального варианта работы системы "пласт-насос-скважина"

2.4. Вычисляем забойное давление в скважине для фактического режима.

На следующем шаге устанавливаем новое значение забойного давления в интервале ($P_{заб}$ $P_{заб}$ $P_{заб}^{CP}$), обеспечивающее дополнительный приток жидкости к скважине.

Выбираем один из типоразмеров насосов из числа заданных в ограничениях, и перебором значений давлений у приема насоса в интервале от ($P_{пр}$ $P_{пр}$ $P_{заб}$) и значений параметров откачки определяем показатели согласованного режима "пласт-насос-скважина". Для выбранного режима работы насоса УСШН определяем конструкцию колонны насосных штанг и подъемных труб. Выбранный режим работы системы "пласт-насос-скважина", запоминаем. Затем снова устанавливаем новый режим работы пласта и расчеты повторяем.

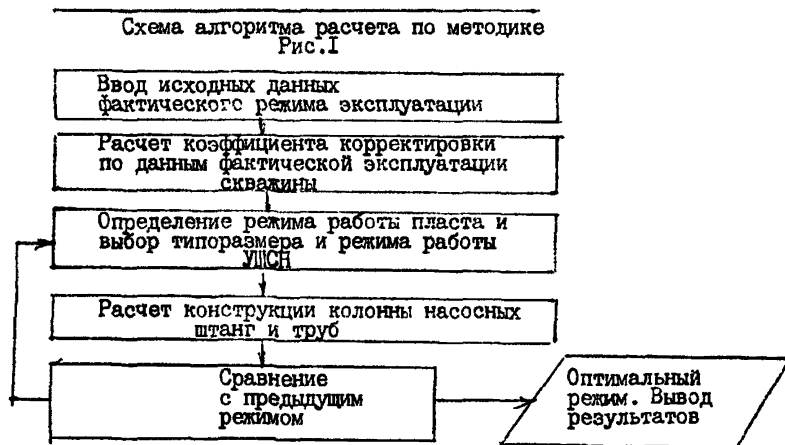
Таким образом, оптимальным в смысле выбранного критерия будет последний из вариантов.

Если перебраны все насосы из числа заданных и ни один не обеспечивает больший, чем фактический отбор жидкости из пласта, или если требуются более прочные насосные штанги, чем указаны для

расчета, или если нагрузка на головку балансира превышает расположенную, или если дальнейшее значение забойного давления недопустимо вследствие нарушения режима эксплуатации залежи, то фактический режим считается оптимальным.

3. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВЫПОЛНЕНИЯ РАСЧЕТОВ ПО МЕТОДИКЕ

Общая схема алгоритма приведена на рис.1; содержание каждого блока описано в следующих подпунктах.



3.1. Ввод исходных данных по скважине производится на основании "Бланк-заказа" с численными значениями всех указанных в нем показателей. Форма "Бланк-заказа" приводится в табл.п.1.1. "Приложения"ж).

В таблице п.1.2 приведен перечень паспортных характеристик станков-качалок всех эксплуатируемых в СССР типоразмеров (включая и импортные).

ж) В дальнейшем изложении слово "Приложение" в ссылках на его отдельные пункты опускаются.

В таблице п.1.3 приведен перечень паспортных характеристик штанговых скважинных насосов, применяемых на промыслах (цехах по добыче нефти и газа).

В таблице п.1.4 приведены прочностные характеристики используемых в отрасли марок сталей штанговых колонн.

В таблице п.1.5 приведены значения коэффициентов аппроксимации зависимостей $\rho_H = \rho_H(P)$ $\Gamma = \Gamma(P)$, $\nu_H = \nu_H(T)$ для конкретных объектов (горизонтов, пластов) месторождений УССР и БССР.

В таблице 1.6 приведены значения некоторых показателей текущего состояния объектов (горизонтов, пластов) месторождений УССР и БССР, используемых при расчетах по оптимизации УСШН.

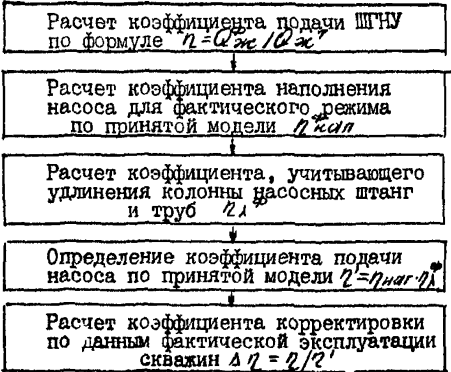
В таблице п.1.7 приведены идентификаторы переменных используемых в алгоритме математической модели.

Расчет коэффициента корректировки по данным фактической эксплуатации скважин

3.2. Последовательность проведения расчетов представлена на рис.2, а содержание отдельных разделов описано ниже

Расчет коэффициента корректировки по данным фактической эксплуатации скважин

Рис. 2



3.3. Расчет коэффициента наполнения насоса производим согласно алгоритму, приведенному в пункте п.І.5; исходными данными служат приведенные в "Бланк-заказе" значения фактического дебита, % обводненности, глубины спуска, коэффициента продуктивности, установленный типоразмер насоса, режим откачки, зависимости изменения плотности нефти от давления, содержания газа в нефти от давления, вязкости нефти от температуры, конструкция колонны насосных штанг и подъемных труб.

3.4. Расчет коэффициента, учитывающего удлинения колонны насосных штанг и труб k_1 , производим по формулам п.І.3-п.І.8.

3.5. Коэффициент корректировки k_2 вводим для расчета коэффициента подачи УСШН. Коэффициент корректировки суть поправка к выбранной модели работы УСШН на неучтенные факторы или приближения в вычисления отдельных показателей, влияющих на коэффициент подачи / 4 /.

Определение режима работы пласта и выбор типоразмера и режима работы ШГНУ.

3.6. Расчеты ведутся в последовательности, изложенной на рис.3. Алгоритм расчета приведен в пункте п.4.І3.

3.7. Задаем забойное давление, меньшее, чем в предыдущем варианте. Забойное давление уменьшаем в соответствии с п.П.І.6.

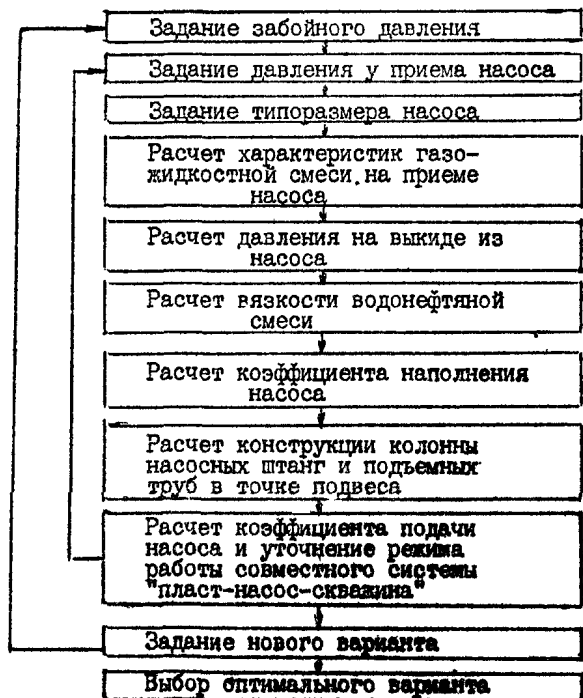
3.8. Выбираем очередной типоразмер насоса, который обеспечивает рассчитанный суточный отбор жидкости из пласта.

3.9. Задаем давление на приеме насоса в соответствии с п.П.І.6. Определяем глубину спуска насоса, динамический уровень жидкости в скважине.

3.10. Предварительно задаем наиболее часто использующуюся на практике конструкцию колонны насосных штанг и труб в соответствии с таблице П.І.8.

3.11. Задаваясь соотношениями: длина хода полированного штока S - число качаний головки балансира N , определяем последовательно коэффициент наполнения насоса, коэффициент удлинения колонны насосных штанг и труб и, как результат, коэффициент подачи насосной установки. Находится такое соотношение S и N , при котором суточные производительность УСШН и приток жидкости из пласта наиболее близки.

Последовательность расчетов по выбору оптимального режима в смысле выбранного критерия работы системы "пласт-насос-скважина."



3.12. Для выбранного режима откачки по п.П.1.10 в соответствии с / 5./ рассчитываем конструкцию колонны насосных штанг и подъемных труб. Длины ступеней колонны насосных штанг рассчитываем по максимально-допустимому напряжению в опасном сечении и проверяем на допусаемое приведенное напряжение в точке подвеса.

Это позволяет учесть влияние на прочность статических и динамических нагрузок. Определяется величина утяжеленного низа колонны насосных штанг (п.П.1.12).

Для выбранной конструкции штанг и труб определяем величину потерь хода плунжера от упругих деформаций, длины хода полированного штока, экстремальных нагрузок и максимального крутящего момента на валу (п.П.1.11).

3.13. Вариантом эксплуатации скважины УСНН называем совокупность показателей, характеризующих режим откачки (типоразмер насоса, среднесуточный отбор, длина хода, число качаний, глубина спуска, динамический уровень, коэффициент подачи насосной установки) конструкции колонны насосных штанг и подъемных труб, включая утяжеленный низ, экстремальные нагрузки на головку балансира и крутящий момент и примечание.

ПРИЛОЖЕНИЯ

ОПИСАНИЕ АЛГОРИТМОВ ОПТИМИЗАЦИИ
РАБОТЫ УСМН

ПРИЛОЖЕНИЕ I

П.1. ВВОД ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Объем исходной информации

П.1.1. Для проведения расчетов необходимы данные о фактическом режиме эксплуатации скважины и параметрах установленного на ней оборудования, данные о конструкции скважины, о составе и физических свойствах компонентов добываемой продукции. Кроме того, задаются аналитические зависимости количества выделяющегося растворенного газа из I т пластовой нефти при давлении P и температуре T_{скв.}; зависимость плотности нефти от давления.

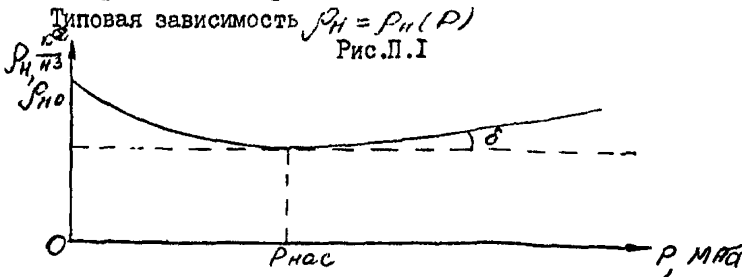
Первая зависимость приводится в виде:

$$\Gamma_i = \Gamma_{\varphi} \left(1 - \left(\frac{P_i}{P_{нас}} \right)^{\alpha} \right), \quad (\text{П.1})$$

Вторая зависимость приводится в виде:

$$\rho_H = A \exp(-BP) + C \cdot P + D \quad (\text{П.2})$$

Приведенные зависимости являются типовыми и получаются с помощью стандартных исследований пластовой нефти в соответствии с / I / и приводятся на рис.П.1 и рис.П.2.

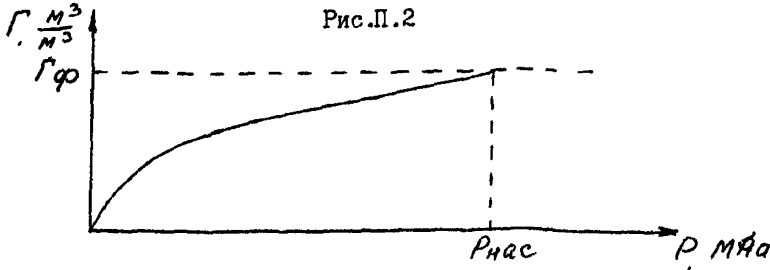


При этом коэффициенты A, B, C, D связаны следующей зависимостью:

$$\rho_{H0} = A + D, \quad A \exp(-B \cdot P) \ll C \cdot P + D, \quad \text{при } P \geq P_{нас};$$

$$\operatorname{tg} \delta = C, \quad \rho_H = D, \quad \text{при } P = P_{нас}$$

Типовая зависимость $\Gamma = \Gamma(P)$



Коэффициент α определяется известными методами аппроксимации типовой зависимости $\Gamma = \Gamma(P)$, например, метод наименьших квадратов; стандартные подпрограммы, использующие его, имеются в математическом обеспечении любой ЭВМ 2-го поколения.

Для этого зависимость $\Gamma = \Gamma\left(2 - \left(\frac{P}{P_{нас}}\right)^\alpha\right)$ представляется в виде

$$y = a_0 + a_1 x, \quad (П.3)$$

где

$$\begin{aligned} y &= \lg(\Gamma\varphi - P); \\ a_0 &= \lg \Gamma\varphi; \\ a_1 &= \alpha; \quad x = \lg P - \lg P_{нас}, \end{aligned}$$

Решение системы уравнений, полученной путем подстановки в уравнение (П.3) координат точек кривой $\Gamma = \Gamma(P)$, позволяет определить значение α .

П.1.2. Принят линейный закон распределения температуры по стволу скважины для случая откачки высоковязкой нефти; в других случаях задается средняя температура по стволу скважины $T_{сск}$.

П.1.3. Размеры подъемных труб, типоразмеры штанговых скважинных насосов, марки сталей, типы станков-качалок и их основные параметры приводятся, исходя из соответствующих ГОСТ и ОСТ (для штанговых скважинных насосов - ГОСТ 6444-78 и марок сталей штанговых колонн ГОСТ 13877-80; для станков-качалок ГОСТ 5866-56, и ГОСТ 5866-66; для подъемных труб - ГОСТ 5866-76). Все перечисленные параметры приведены в / 6 /.

П.1.4. Объем информации, необходимой для выполнения расчетов приведен и в таблицах П.1.1-П.1.6.

АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ФАКТИЧЕСКОГО РЕЖИМА И КОЭФФИЦИЕНТА КОРРЕКТИРОВКИ

П.1.4. Алгоритм расчета забойного давления по данным фактического режима работы скважины.

Если в "Бланк-заказе" задан коэффициент продуктивности - $K_{пр}$, то расчет ведется по формуле

$$P_{заб} = P_{пл} - \frac{Q_{ис}}{K_{пр}}; \quad (П.4)$$

где $P_{пл}$, $P_{заб}^{ф}$ - пластовое, фактическое забойное давления

$Q_{ис}$ - среднесуточный отбор жидкости, т/сут.

Таблица П.1.1

БЛАНК - ЗАКАЗ
на расчет режима работы нефтяных скважин, оборудованных УСНН

ИГДУ _____
месторождение _____

Дата
заказа _____

Код пласта (валезки)	Номер сква- жины	Дебит по вид- кости т/сут	о вод- нен- объ- ект	К пр сут МПа	Давление МПа			Плот- ность кг/м ³		Газо- вый фак- тор пла- стовый м ³ /м ³	Глуби- на пласта до се- реди- ны пе- фора- ции отвер- стий, м	Срад. внут- рен. диа- метр жспл колон- ны, м	Тип стан- ка- качал ки	Типо- раз- мер уста- новлен- ного на сква- жину насоса	Существующий режим					Плот- ность зада- ной жид- кости кг/м ³	Длины ступеней ксяонны насосны штанг, м					Ограничения на параметры, суще- ствующие в ИГДУ			
					пла- сто- вое	гат- руб- ное	бу- фер- ное	сепар- риро- ван- ной нефти	плас- то- вой воды						глу- би- на спус- ка, м	дли- на хода, м	чис- ло ша- ка, л/мин	ди- аметр жидк- осты, мм	плот- ность жидкост- ной кг/м ³		16 мм	15 мм	22 мм	25 мм	утя- жел- ен- но- го ни- за	мин- ное Рпр МПа	макс- маль- ное дли- на хо- да што- кан м	макс- маль- ное чис- ло качал л/мин	макс- маль- ная нагру- зка на голов- ку ба- ланси- ра, Н

В приложении к "Бланку-заказу" указать: 1 - марка сталей штанговых колонн;
2 - типоразмеры насосов, которыми располагает ИГДУ, включая группы посадки
Если приложение отсутствует, то расчет будет осуществлен для всех типоразмеров насосов по ГОСТ 6444-78, и для марок сталей по ГОСТ 13877-80

Подпись
ответственного исполнителя

Таблица П.1.2
Паспортные сведения по станкам-качалкам

Наименование показателя	Единица измерения
Код станка-качалки	б/р
Типоразмер станка-качалки	—"
Максимально-допустимая нагрузка на головку балансира / P_{max} /	Н
Максимальный крутящий момент на редукторе / M_{max} /	Н.м
Длины хода полированного штока	м
S 1	—"
S 2	—"
S 3	—"
S 4	—"
S 5	—"
S 6	—"
S 7	—"
S 8	—"
Числа качаний головки балансира	1/мин
n 1	—"
n 2	—"
n 3	—"
n 4	—"
n 5	—"
n 6	—"
n 7	—"
n 8	—"
n 9	—"
n 10	—"

Таблица П.1.3

Паспортные сведения по скважинным штанговым насосам

Наименование показателя	Единица измерения
Код насоса	б/р
Типоразмер насоса	-"-
Диаметр плунжера	м
Площадь плунжера	м ²
Площадь корпуса насоса	м ²
Минимальная длина хода плунжера	м
Максимальная длина хода плунжера	м
Внутренний диаметр НКТ	м
Площадь сечения НКТ по металлу	м ²
Минимальный диаметр штанг	м
Коэффициент вредного пространства насоса	б/р
Диаметр всасывающего клапана	м
Максимальная глубина спуска насоса	м
Количество всасывающих клапанов	б/р
Признак наличия в НГДУ данного типоразмера насоса	б/р

Табл. П. I. 4

Характеристика марок сталей

Марка стали	Вид термической обработки	Условия эксплуатации	Диаметр скважинных насосов, мм	Допустимое приведенное напряжение в штанг. МПа	Код
40	нормализация	некоррозионные условия	28-95	70	0, I
40	нормализация с последующим поверхностным упрочением	то же	28-43	120	02
40	нагревом ТВЧ	то же	55-95	100	03
20H2M	нормализация	некоррозионные условия	28-95	90	04
2042M	то же	коррозионные условия (с влиянием H_2S)	28-95	60	05
20H2M	нормализация с последующим поверхностным упрочением нагревом ТВЧ	некоррозионные условия	28-43	130	06
20H2M	то же	то же	55-95	110	07
20H2M	то же	коррозионные условия (с влиянием H_2S)	28-95	100	08
20H2M	объемная закалка и высокий отпуск (сорбтизация)	некоррозионные условия	28-95	100	09
20H2M	то же	коррозионные условия	28-95	70	10
30XMA	нормализация и высокий отпуск с последующим поверхностным упрочением нагревом ТВЧ	некоррозионные условия	28-43	130	11

Продолжение табл. П. I. 4

Марка стали	Вид термической обработки	Условия эксплуатации	Диаметр скважинных насосов, мм	Допустимое приведенное напряжение в штанг. МПа	Код
30ХМА	то же	то же	55-95	110	12
30ХМА	то же	коррозион. условия	28-95	90	13
15НЗМА	нормализация с поверхностным упрочнением нагревом ТВЧ	некорроз. условия	28-43	170	14
15НЗМА	то же	то же	55-95	150	15
15НЗМА	то же	коррозионные условия (с влиянием H_2S)	28-95	120	16
15Х2ИМФ	закалка и высокий отпуск или нормализация и высокий отпуск	коррозионные условия	28-95	100	17
15Х2ИМФ	то же	коррозионные условия (без влияния H_2S)	28-95	90	18
36МГ7	нормализация с поверхностным упрочнением нагревом ТВЧ	некоррозионные условия	28-95	90	19

Таблица П.1.5

Коэффициенты аппроксимации зависимостей $\rho_H = \rho_H \cdot (P)$, $\Gamma = \Gamma(P)$,
для различных месторождений УССР и БССР

Месторождение	Объект (залежь)	№ скважины	Коэффициенты аппроксимации						
				А	В	С	Д	Е	Ф
Глинско-Розбышевское (УССР)	П-2	в целом по залежи	0,67	88,0	0,4	0,08	760,0	-	-
	П-3	"-	0,69	88,0	0,39	0,07	760,0	-	-
Речицкое (БССР)	20-4	скв.3I	0,8	98,0	0,05I	0,10	780,0	-	-
"-	"-	скв.5I	0,775	145,0	0,045	0,07	703,0	-	-
Бугреватовское (УССР)	В-16	в целом по залежи	0,6	70,0	0,04	0,10	802,0	11,22	4,3I
Рыбальское (УССР)	К-8	"-	0,7	108,0	0,25	0,69	720,0	-	-
	К-9А	"-	0,73	124,0	0,15	0,07	690,0	-	-
Качановское (УССР)	ТПК	"-	0,6	219,0	0,18	0,11	730,0	-	-
	П-3	"-	0,65	200,0	0,13	0,10	725,0	-	-

Таблица П.1.6

Значения некоторых параметров текущего состояния эксплуатации объектов (залежей) для различных месторождений УССР и БССР

Месторождение	Объект залежь	№ скважины	Плотность пластовой нефти кг/м ³	Вязкость пластовой нефти МПа·с	Плотность пластовой воды, кг/м ³	Вязкость пластовой воды МПа·с	Плотность растворенного газа	Температура пласта, °С	Давление насыщения нефти газом, МПа	Миним. допустимое давление, МПа
Глинско-Розышевское (УССР)	П-2	в целом по залежи	760,0	2,2	1080,0	0,68	1,25	50,0	5,4	5,0
	П-3	"-	760,0	2,3	1080,0	0,68	1,28	50,0	5,7	5,0
Речицкое (БССР)	-4	"-	815,0	6,42	1121,0	0,75	1,31	38,0	6,16	4,0
Бугреватовское (УССР)	В-16	"-	892,1	19,92	1148,4	0,9	1,7	102,0	7,1	5,0
Рыбальское (УССР)	К-8	"-	685,3	0,45	1113,0	0,52	0,82	62,0	15,6	5,0
	К-9	"-	690,0	0,58	1230,0	0,55	0,84	89,0	26,0	6,0
Качановское (УССР)	ТПК	"-	730,0	1,05	1070,0	0,58	1,60	54,0	10,0	3,0
	П-3	"-	730,0	1,05	1070,0	0,58	0,90	54,0	17,0	5,0

Таблица П.1.7
Идентификаторы переменных, используемых
в алгоритме

Наименование показателя	Условное обозначение	Размерность показателя
1. Показатели фактического режима		
Дебит жидкости	$Q_{жж}^{\varphi}$	т/сут
% обводненности объемный	Q	%
% обводненности весовой	B	%
Коэффициент продуктивности	$K_{пр}$	т/сут · МПа
Пластовое давление	$P_{пл}$	МПа
Устьевое затрубное давление	$P_{зат}$	-
"- буферное -"	$P_{б}$	"-
Газовый фактор	$I_{гф}$	н.м ³ /н.м ³
Глубина пласта (до середины перфорационных отверстий)	$H_{квб}$	м
Внутренний диаметр эксплуатационной колонны	d_i	м
Глубина спуска насоса	$H_{сп}$	м
Длина хода штока	S^{φ}	м
ло качаний головки балансира	n^{φ}	1/мин
динамический уровень	$H_{дф}$	м
статический уровень	$H_{ст}$	м
плотность: - затрубной жидкости	$\rho_{зат}$	кг/м ³
задавочной жидкости	$\rho_{з}$	"-
Длины ступеней колонны насосных штанг: - 16м	l_1	м
- 19м	l_2	м
- 22м	l_3	м
- 25м	l_4	м
утяжеленного низа	$l_{у.н}$	м
давление у приема насоса	$P_{пр}$	МПа
коэффициент подачи насоса	η^{φ}	б/р
2. Ограничения на параметры расчета		
минимальное давление у приема насоса	$P_{пр}^{min}$	МПа

Продолжение табл. П.П. I.7

Наименование показателя	Условное обозначение	Размерность показателя
Допустимая длина хода штока, не выше	S_{max}	м
Допустимое число качаний, не выше	n_{max}	1/мин
Допустимая нагрузка на головку балансира, не выше	P_{max}	Н
3. Табличные показатели станка-качалки	$[P_{max}]$	
максимальная нагрузка на головку балансира		
Максимальный крутящий момент	M_{max}	Н.м
длины хода полированного штока	S_2	м
числа качаний головки балансира	n_i	1/мин
4. Табличные показатели ШГН	d_n	
диаметр плунжера насоса		м
площадь плунжера насоса	F_n	м ²
площадь корпуса насоса	F_n	м ²
длина хода плунжера: - минимальная	S_{min}	м
- максимальная	S_{max}	м
внутренний диаметр НКТ	$d_{г}$	м
площадь сечения НКТ по металлу	$F_{г min}$	м ²
минимальный диаметр насосных штанг	$d_{шт}$	м
коэффициент вредного пространства в насосе	m	б/р принят равным 0,2
диаметр всасывающего клапана	$d_{вк}$	м
диаметр нагнетательного клапана	$d_{нк}$	м
количество всасывающих клапанов	z_k	штук
максимальная глубина спуска насоса	$[H_{дон}]$	м
5. Характеристика сталеи штанговых колонн		
допускаемое приведенное напряжение	$[σ_{пр}]$	МПа
допускаемое максимальное напряжение	$[σ_{max}]$	МПа
6. Некоторые показатели текущего состояния объекта		
вязкость пластовой нефти	$μ_n$	МПа.с
вязкость пластовой воды	$μ_в$	МПа.с
плотность пластовой нефти	$ρ_n, м^3$	кг/м ³
плотность пластовой воды	$ρ_в, м^3$	кг/м ³

Продолжение табл. П. I. 7

Наименование показателя	Условное обозначение	Размерность показателя
Плотность растворенного газа	ρ_r	
давление насыщения нефти газом	$P_{нас}$	кг/м ³
давление насыщения нефти газом	$P_{нас}$	МПа
минимально-допустимое забойное давление	$P_{заб}^{мин}$	МПа
7. Показатели промежуточных вычислений		
текущее давление в середине интервала	P_i	МПа
шаг изменения давления: - забойного	ΔP_z	МПа
по стволу скважины у приема насоса	ΔP_{np}	МПа
длина элементарного участка лифта	ΔL_i	м
текущее забойное давление	$P_{заб}$	МПа
количество газа, выделенное из 1 т нефти при давлении P_i	P_i	м ³ /т
расход по нефти	Q_n	м ³ /с
расход по жидкости	$Q_{жк}$	"
расход по воде	$Q_{в}$	"
расход по газу	Q_z	"
диаметр лифта	$d_{л.от}$	м
плотность жидкости	$\rho_{жк}$	кг/м ³
плотность газожидкостной смеси	$\rho_{см}$	кг/м ³
" " " у приема насоса		"
" " " средняя в насосе	$\rho_{см}^I$	"
" " " средняя в подъемных трубах	$\rho_{см}^H$	"
давление у приема насоса	P_{np}	МПа
" на выкиде насоса	$P_{вык}$	МПа
" атмосферн	P_a	0,1 МПа
потери трения на I п.м лифта	i_{np}	м/м
длины ступеней насосных штанг:		
- верхней ступени	l_1	м
- средней ступени,	l_2	м
- нижней ступени	l_3	м
- утяжеленного груза	l_4	м

Продолжение табл. П. I. 7

Наименование показателя	Условное обозначение	Размерность
удлинение колонны насосных штанг и труб	λ	м
коэффициент динамичности	m_d	б/р
коэффициент подачи насоса	q_n	"-
составляющие к.п.д. насоса:		
- зависящей от утечен в насосе	$q_{ут}$	"-
- зависящий от влияния свободного газа	$q_{гс}$	"-
- зависящий от удлинения колонны насосных штанг и труб	q_{λ}	"-
коэффициент расхода клапана	mo	принят равным 0,4
"плавучесть штанг"	i_n	"-

Если $K_{пр}$ не задан, например, вследствие отсутствия надежных данных, то коэффициент продуктивности находится приближенно по следующему алгоритму:

- определяется давление у приема насоса, МПа

$$P_{пр}^{\varphi} = P_{зат} \cdot g (H_{ен}^{\varphi} - H_{д}^{\varphi}) \cdot 10^{-6} \quad (II.5)$$

По методике, изложенной в п. II.I.8 от глубины спуска насоса $H_{сп}$ до середины интервала перфорации $H_{скв}$ рассчитываем интервал Δh_i , давления P_i в середине которых отличаются на шаг ΔP_i , выбираемый в соответствии с п. II.I.5.

Подсчитывается сумма длин интервалов

$$L = H_{ен} + \sum_{i=1}^n \Delta h_i ; \quad (II.6)$$

и текущее давление в середине последующего интервала

$$P_i = P_{пр} + \sum_{i=0}^n \Delta P_i \quad (II.7)$$

где $i=0$ соответствует $H_{сп}$, $i=n$ соответствует $H_{скв}$.

Значение P_i , при условии, что $L \geq H_{скв}$ считаем забойным давлением $P_{зоб}$ при фактическом дебите $Q_{ф}$.

Условие правильности расчета - это выполнение неравенства:

$$P_{зоб}^{\varphi} > P_{зоб}^{min} \quad (II.8)$$

Если это неравенство не выполняется, то коэффициент продуктивности находится по приближенной формуле

$$K_{пр} = \frac{Q_{ф}^{\varphi}}{g[(H_{пл} - H_{ст})P_{зоб} - (H_{пл} - H_{д})P_{зат}]} \quad (II.9)$$

$$P_{зоб}^{\varphi} = P_{пл} - \frac{Q_{ф}^{\varphi}}{K_{пр}} ; \quad (II.10)$$

Условие правильности расчетов - тоже, что и в (II.8)

Если неравенство (II.8) не выполняется, то подданной скважине указывается, что исходные данные неверны. Расчет по этой скважине прекращается.

Производим пересчет объемного % обводненности в весовой по следующей формуле

$$B = \frac{P_c \cdot \theta \cdot 100}{P_b \cdot \theta + P_{нс} (100 - \theta)} ; \quad (II.11)$$

II.1.5. Расчет коэффициента корректировки по данным фактической эксплуатации

Для фактического режима рассчитывается

$$\eta = \frac{Q_{\text{фак}}}{144 \cdot F \cdot n \cdot S \left[(\rho_{\text{см}}^{\text{пр}} + \rho_{\text{см}}^{\text{выс}}) / 2 \right]} \quad (\text{II.12})$$

где $\rho_{\text{см}}^{\text{пр}}$, $\rho_{\text{см}}^{\text{выс}}$ - плотность смеси у приема и на выкиде насоса соответственно, кг/м³.

Плотность смеси у приема насоса рассчитывается для давления $P_{\text{пр}}^{\text{н}}$.

Плотность смеси на выкиде насоса рассчитывается по алгоритму II.1.8 в пределах от $P_{\text{в}}$ до точки, в которой $L \geq L_{\text{ст}}$.

Рассчитываем коэффициент подачи насоса для фактического режима по предложенной модели /4/.

$$\eta' = \eta_{\lambda} \cdot \eta_{\text{ум}} \cdot \eta_{\epsilon} \quad (\text{II.13})$$

Рассчитываем η_{λ} :

$$P_{\text{мс}} = F_{\text{н}} (P_{\text{выс}} - P_{\text{пр}}) \cdot 10^6, \quad (\text{II.14})$$

$$\lambda = \frac{P_{\text{мс}}}{0,2 \cdot 10^6} \left(\frac{l_1}{f_{1\text{шт}}} + \frac{l_2}{f_{2\text{шт}}} + \frac{l_3}{f} + \frac{l_4}{f_y} + \frac{M_{\text{ср}}}{f_{\text{мп}}} \right) \quad (\text{II.15})$$

$$\omega = \frac{F \cdot n}{30} \quad (\text{II.16})$$

$$m_g = \frac{\omega \cdot H_{\text{см}}}{S \cdot 100} \quad (\text{II.17})$$

$$\Delta \lambda = \frac{S}{\cos(m_g)} - \lambda, \quad (\text{II.18})$$

$$\eta = \frac{\Delta \lambda}{S}; \quad (\text{II.19})$$

Рассчитываем коэффициент относительных утечек / I4 /. Зазор в плунжерной паре принимается соответственно $15 \cdot 10^{-5}$ м, $10 \cdot 10^{-5}$ м, $5 \cdot 10^{-5}$ м для III, II, I групп посадки насоса.

$$g_{\text{ум}} = 3,54 \cdot \frac{d_{\text{н}} \cdot H_{\text{г}} \cdot \rho^3}{\sqrt{m_{\text{с}} \cdot l_{\text{пл}}}} \cdot 10^6 - 0,05 \cdot d_{\text{н}} \cdot S \cdot n \cdot \delta; \quad (\text{II.20})$$

$$\text{Вычисляем } \eta_{\text{ум}} = \frac{0,016 \cdot F_{\text{н}} \cdot S \cdot n \cdot g_{\text{ум}}}{0,016 \cdot F_{\text{н}} \cdot S \cdot n} \quad (\text{II.21})$$

Определяем коэффициент наполнения, зависящий от наличия свободного газа в цилиндре насоса по / I3 /. При этом в соответствии с / 7 / полагаем, что коэффициент расхода клапана μ_0 равен 0,4.

Это значение он сохраняет для значений числа Рейнольдса 6 ;
 $10^2 \leq Re \leq 3 \cdot 10^4$, то есть практически для всех режимов работы ШГН.

$$\Delta P_{кл} = 14 \cdot 10^{-8} (S \cdot n)^2 \rho_{жс}^{жс} \cdot d_n^4 / (d_{кл} \cdot \mu), \quad (II.22)$$

$$P_{вс} = P_{пр} - \Delta P_{кл} \cdot k_k; \quad (II.23)$$

$$d_n = \frac{\Gamma_{гр}}{P_{нас} - 0,1}; \quad (II.24)$$

$$R_n = \frac{(\Gamma_{гр} - d_n (P_{пр} - 0,1)) \cdot 0,25 \cdot (1 - \beta/100) \left(\frac{F_H}{F_K} + \frac{F}{F_H} \right)}{P_{пр}} \quad (II.25)$$

если $P_{пр} > 1 + \frac{\Gamma_{гр}}{d_n}$, то $R_n = 0$;
 $P_{нас} = \frac{d_n (R_n + d_n) \cdot P_{пр}}{d_n} \quad (II.26)$

$$\eta_{к} = \frac{d_n P_{вс} - d_n m (P_{нас} - P_{вс})}{d_n P_{вс} + P_n \cdot P_{пр} + d_n (P_{пр} - P_{вс})} \quad (II.27)$$

По формуле (II.13) определяем η_H ,
 Определяем разницу между η_H и $\eta_{к}$

$$\Delta \eta = \eta_H / \eta_{к}; \quad (II.28)$$

АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ШАГА ИЗМЕНЕНИЯ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ,
 У ПРИЕМА НАСОСА, ДАВЛЕНИЯ ПО СТВОЛУ СКВАЖИНЫ И
 ВЕЛИЧИНЫ ДИНАМИЧЕСКОГО УРОВНЯ

II.16. Начальные условия очередного варианта выбираем среди следующих значений

$$P_{зав}^{min} \leq P_{зав} \leq P_{зав}^{ф} \quad (II.29)$$

$$P_{пр}^{min} \leq P_{пр} \leq P_{зав} \quad (II.30)$$

Забойное давление очередного варианта изменяем (уменьшаем)
 в соответствии с выбранным шагом. Предлагаем шаг изменения забой-
 ного давления $P_{зав}$ выбрать:

$$- 0,01 \text{ МПа, если } (N_{скв} - N_{оп}) \leq 20 \quad (II.31)$$

$$2 0,1 \text{ МПа, если } (N_{скв} - N_{оп}) > 20 \quad (II.32)$$

Шаг изменения (увеличения) давления у приема насоса $P_{пр}$ выбираем:

$$- 0,5 \text{ МПа, если } (H_{сп} - H) > 50 \quad (\text{II.33})$$

$$- 0,1 \text{ МПа, если } (H_{сп} - H) \leq 50 \quad (\text{II.34})$$

Шаг изменения давления по стволу скважины P для расчета характеристик газожидкостной смеси выбирается равным 0,1 МПа.

Для нового значения забойного давления устанавливаем минимальное давление у приема насоса. Оно равно: - значению указанному в "Бланке-заказе";

- Затрубному давлению плюс шаг увеличения давления у приема насоса, если в "Бланк-заказе" не устанавливается минимальное давление у приема насоса.

Динамический уровень рассчитываем по формуле

$$H_d = \frac{H_{сп} - (P_{пр} - P_{затр}) \cdot 10^6}{\rho_{см} \cdot g} \quad (\text{II.35})$$

где $\rho_{см}$ - плотность смеси у приема насоса.

АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ВЯЗКОСТИ ВОДОНЕФТЯНОЙ СМЕСИ

II.1.7. Вязкость водонефтяной смеси рассчитываем по / I /, как вязкость смеси разновязких жидкостей (нефти и воды). При этом не предусматривается определение вязкости водонефтяных эмульсий

$$\nu_{ме} = \nu_n (1 - \nu/100) + \nu \cdot \nu/100; \quad (\text{II.36})$$

$$\mu_{ме} = \nu_{ме} \cdot \rho_{ме} \quad (\text{II.37})$$

Телретической основой зависимости нефти от температуры служит следующая формула, приведенная в / 9 /.

$$\lg \lg \nu_{ме} = E - H \lg T; \quad (\text{II.38})$$

По данным исследований пластовой нефти / I /, известным значениям $\nu_n(T)$ хотя бы в 2-х точках приведенной кривой.

Их системы уравнений

$$\begin{aligned} \lg \lg \nu_1 &= E - H \lg T_1 \\ \lg \lg \nu_2 &= E - H \lg T_2 \end{aligned} \quad (\text{II.39})$$

определяем значения B и N .

Например, нефти Бугреветовского месторождения характеризующейся такими значениями вязкости: $V_H / 102^\circ\text{C} = 19 \text{ мм}^2/\text{с}$ $V_H / 50^\circ\text{C} = 73 \text{ мм}^2/\text{с}$; зависимость $\nu_H(T)$ выглядит следующим образом

$$\lg \lg V_H = 11,22 - 4,31 \lg T; \quad (\text{II.40})$$

$$V_H = 10^{10^{11,22}} \times T^{-4,31} \quad \text{или} \quad (\text{II.41})$$

Определяем температуру приема насоса, считая, что она линейно зависит от глубины спуска

$$T_{\text{пр}} = T_{\text{устье}} + \frac{(T_{\text{пл}} - T_{\text{устье}})}{H_{\text{скв}}} \cdot H_{\text{сп}}; \quad (\text{II.42})$$

Определяем среднюю температуру в интервале "Устье - прием насоса".

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_{\text{пр}} + T_{\text{устье}}}{2} \quad (\text{II.43})$$

Для этого значения определяем вязкость нефти в подъемных трубах

$$\lg \lg V_{\text{неф}} = A - B \lg T_{\text{ср}} \quad (\text{II.44})$$

Технология подъема высоковязких нефтей с помощью УНС и нагнетания в затрубное пространство добывающих скважин растворителей-наполнителей вязкости требует расчета вязкости откачиваемой продукции / 9 /.

В этом случае применимы результаты полученные в / 10 /.

Формула для расчета вязкости водонефтяной смеси и растворителя с известной объемной концентрацией и известной вязкостью приводится в виде

$$\lg \lg V_H = \lg \frac{V_0}{100} N(1-g) \lg T; \quad (\text{II.45})$$

Она является результатом совместного решения уравнения (II.38) и уравнения $V_p = \text{const}$ (II.46) для растворителя с вязкостью $V_p = 10$.

Расчет концентрации растворителя (понижителя вязкости) происходит в случае, если при расчете первого варианта эксплуатации скважины УНС нагрузка на головку балансира превысит допустимое значение для всех вариантов компоновки колонны насосных штанг и для всех располагаемых ИСИ.

Вязкость растворителя (понижителя вязкости) при конкретных расчетах для Бугрегатовского месторождения (объект - В-16) принималась равной $2 \text{ мм}^2/\text{с}$ в интервале температур $102^\circ\text{C} - 20^\circ\text{C}$.

АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ХАРАКТЕРИСТИК ГАЗОЖИДКОСТНОЙ С М Е С И

II.1.8. В основу алгоритма положены методики расчета движения газожидкостной смеси в вертикальных трубах ЗВ, П, И, 6/, измененные в соответствии с /2/.

Исходные данные для расчета:

$Q_{жс}, \nu, P_{заб}, P_{нас}, \Gamma_{ф}, D, N_{скв}, N_{сп}, \rho_{н.с}, \rho_{п.с}, \rho_{в}, \Gamma(P), \rho_H(P),$
Тскв

Интервал давлений от забоя до устья скважины разбиваем на равные участки, выбираемые в соответствии с п.1.6. Вычисляем давление в середине i -того участка.

Определяем длину элементарного участка лифта, отвечающую давлению на этом участке

$$\Gamma_i = \Gamma_{ф} \left(1 - \left(\frac{P_i}{P_{нас}} \right)^{\alpha} \right), \quad (II.47)$$

$$\rho_{и} = A \cdot \exp(-B \cdot P_i) + C \cdot P_i + D; \quad (II.48)$$

$$V_{ги} = \frac{Q_{жс} (1 - \nu/100) \cdot \Gamma \left(\frac{T_{скв} + 273}{273} \right) \cdot P_{н}}{86,4 \cdot \rho_{и} \cdot P_i} \cdot P_{н} \quad (II.49)$$

$$g_{ни} = \frac{Q_{жс} (1 - \nu/100) \left[1 + \frac{\rho_{пс} (\Gamma_{ф} - \Gamma_i)}{\rho_{н.с} \cdot D \cdot P_{н}} \right]}{86,4 \cdot \rho_{и}} \quad (II.50)$$

$$g_{ви} = \frac{Q_{жс} \cdot \nu/100}{86,4 \cdot \rho_{в}} \quad (II.51)$$

$$g_{жс} = g_{ни} + g_{ви}, \quad (II.52)$$

$$W_{жсi} = \frac{4 g_{жс}}{\pi \cdot D^2 \cdot \rho_{жс}}, \quad (II.53)$$

где V_0 - относительная скорость оседания воды в нефти, принятая равной 0,15 м/с

D - диаметр лифта, равный диаметру эксплуатационной колонны или диаметру подъемных труб в зависимости от условий движения смеси

$$W_{bi} = \frac{4gk}{f D^2 \cdot V_0} \quad (II.54)$$

$$P_{oci} = P_{in} + (\rho_B - \rho_{in})(-W_{ine} + \sqrt{W_{ine}^2 + W_b^2}) \quad (II.55)$$

Определяем параметр газонасыщенности

$$\beta_i = \frac{V_{ri}}{g_{ne} + V_{ri} + 0,15 \cdot D^2 \sqrt{\frac{\sigma_{ne}}{\sigma_B}}}, \quad \text{где } \frac{\sigma_{ne}}{\sigma_B} = 0,333 \quad (II.56)$$

$$\text{если } V_{ri} < (0,18 \cdot D^{2,5} + 1,25) \cdot 10^{-3} \quad (II.57)$$

иначе

$$\beta_i = \frac{D \sqrt{V_{ri}}}{D \sqrt{V_{ri}} + 0,475 g_{ne} + 0,475 \frac{D^2}{\sqrt{4}} \sqrt{\frac{\sigma_{ne}}{\sigma_B}}}; \quad (II.58)$$

$$P_{icm} = P_{ine} (1 - \beta_i) + P_{re} \cdot \beta_i \cdot P_i, \quad (II.59)$$

Потери на трение определим по [2],

$$m_p = \frac{6,7 \cdot 10^6}{D^3} \cdot \sqrt[3]{g_{ne} \cdot \mu_{ne}}; \quad (II.60)$$

$$i_{mp} = 0,0294 \cdot 10^{10} \frac{V_{ri}^2}{D^{5,33}} + 17,2 \frac{g_{ne} \cdot 10^{1,75} \mu_{ne}}{4,75} \sqrt{\mu_{ne} + m_p (V_{ri} g_{ne})^{-0,6}}$$

$$\text{где } K = 2,75 \exp(-1,137D) + 0,56 \quad (II.62)$$

Определяем средний, приходившийся на единицу длины лифта на участке ΔL_i перепад давления

$$E_{cp} = \frac{P_{cm}}{P_{ne}} + \frac{i_{mp}}{10^4}, \quad (II.63)$$

Определяем длину участка лифта ΔL_i соответствующую заданному давлению P в середине этого участка:

$$\Delta L_i = \frac{\Delta P}{P_{ne} \cdot E_{cp}}; \quad (II.64)$$

АЛГОРИТМ ВЫБОРА ТИПОРАЗМЕРА НАСОСА

II.I.9. Исходными данными для расчета являются результаты пункта II.I.6.

По алгоритму пункта II.I.8 от забойного давления до давления у приема насоса, рассчитываем сумму $\sum_{i=0}^n h_i$ участков с приращением давления, определяемых в пункте II.I.6.

Величину глубины спуска определяем по следующей формуле

$$H_{\text{сп}} = H_{\text{скв}} - \sum_{i=0}^{i=n} h_i$$

где $i = 0$ соответствует
Рзоб $i = n$ соответствует Рф

Определяем также температуру нефтеводяной смеси у приема насоса, (по пункту II.I.7), плотность нефтегазоводяной смеси и плотность жидкости.

По алгоритму пункта II.I.8 от устья до $H_{\text{сп}}$ рассчитываем давление на выкиде насоса

$$P_{\text{вык}} = P_{\text{у}} + \sum_{i=0}^{i=n} \Delta P_i ; \text{ где } i=0 \text{ соответствует } H_{\text{сп}}=0$$

$i=n$ соответствует $H_{\text{сп}}$ (II.66)

Определяем плотность нефтегазоводяной смеси на выкиде насоса.

Если $H_{\text{сп}} \leq H_{\text{доп}}$, где $H_{\text{доп}}$ - предельная глубина спуска выбранного насоса, указанная в паспорте насоса, то рассчитываем возможность откачки среднесуточного количества пластовой жидкости насосом.

Иначе переходим в новому типоразмеру насоса из тех, что указаны в границениях. Определяем среднюю плотность смеси в насосе и в насосных трубах.

$$\rho_{\text{см}}^{\text{н}} = \frac{\rho_{\text{см}}^{\text{у}} + \rho_{\text{см}}^{\text{вык}}}{2} ; \quad (\text{II.67})$$

$$\rho_{\text{см}}^{\text{тр}} = \frac{\rho_{\text{см}}^{\text{у}} + \rho_{\text{см}}^{\text{вык}}}{2} ; \quad (\text{II.68})$$

Задаемся наиболее употребительной конструкцией колонны насосных штанг и труб, например по /4/. В пункте II.I.10 конструкция колонны насосных штанг и труб будет уточнена. Например, для месторождений Днепровско-Донецкой впадины, наиболее часто употребляются сочетания диаметров штанг, представленные в таблице II.I.8.

Таблица II.I.8

Диаметр ШПН (условный)	Соотношения длин насосных штанг с диаметрами			
	x = 16мм	y = 19мм	Z = 22мм	t = 25мм
28	65	35	-	-
32	61	39	-	-
38	54	46	-	-
43	54	46	-	/
55	-	70	30	-
68	-	70	30	-
93	-	-	-	100
120	-	-	-	100

Определяются длины ступеней колонны насосных штанг

$$l_1 = H_{\text{стп}} \cdot x / 100 \quad (\text{II.69})$$

$$l_2 = H_{\text{стп}} \cdot y / 100 \quad (\text{II.70})$$

$$l_3 = H_{\text{стп}} \cdot Z / 100 \quad (\text{II.71})$$

$$l_4 = H_{\text{стп}} \cdot t / 100 \quad (\text{II.72})$$

Определяются вес жидкости в насосных трубах

$$P_{\text{жл}} = F_{\text{н}} (P_{\text{вык}} - P_{\text{ф}}) \cdot 10^6; \quad \text{II.73}$$

находится величина удлинения насосных штанг

$$\lambda = \frac{P_{\text{жл}}}{0,01 \cdot 10^{12}} \left(\frac{l_1}{f_{1\text{шт}}} + \frac{l_2}{f_{2\text{шт}}} + \frac{l_3}{f_{3\text{шт}}} + \frac{l_4}{f_{4\text{шт}}} + \frac{H_{\text{стп}}}{f_{\text{шп}}} \right); \quad \text{II.74}$$

Определяем величину $\eta_{\text{нап}}$ - составляющую коэффициента наполнения, зависящую от величины свободного газа в насосе по формулам II.22 - II.27.

Из паспортных значений заданного станка-качалки (табл. II I.3) и с учетом ограничений на длину хода и число качаний, приведенных в "Бланк-заказе" и паспорте насоса, определяем минимальное и максимальное значения производительности насоса.

$$Q_{\text{мин}} = 1,440 \cdot F_{\text{н}} S_{\text{штп}}^{\text{мин}} \cdot n_{\text{мин}} \cdot P_{\text{жл}}^{\text{н}} \quad (\text{II.75})$$

$$Q_{\text{макс}} = 1,440 \cdot F_{\text{н}} S_{\text{штп}}^{\text{макс}} \cdot n_{\text{макс}} \cdot P_{\text{жл}}^{\text{н}} \quad (\text{II.76})$$

$$\text{Если } 0,1 \cdot Q_{\text{мин}} < Q_{\text{не}} < Q_{\text{макс}} \quad (\text{II.77})$$

то перебираем все совокупности значения S и n и для каждой пары S и n определяем

- коэффициент утечки μ по формуле II.2I;

- коэффициент удлинения колонны насосных штанг и труб по формуле (II.19);

- коэффициент подачи насоса по формулам II.13.

Определяем наиболее близкое, но меньшее $Q_{ж}$ значение $Q_n = 1,440 \cdot F_n \cdot S \cdot n \cdot P_{ep}^n \cdot \eta_n \cdot \Delta \rho$; (II.78)

Проверяем, нет ли выбранного предыдущими расчетами варианта эксплуатации скважины УШСН с большим, чем рассчитанный на данном шаге Q_n . Если нет, то в соответствии с II.1.10 ^{конструкцией колонны} рассчитываем насосных штанг и труб, экспериментальные нагрузки - в соответствии с II.1.11.

Запоминаем вариант режима работы системы "пласт-насос-скважина".

Увеличиваем давление у приема в соответствии с II.1.6 и рассчитывается новый вариант. Давление у приема насоса продолжим увеличивать, если:

- для каждого варианта Q_n увеличивается;

- позволяет /Ндоп/;

- разность значений коэффициента подачи насоса при расчете текущего и предыдущего варианта типоразмера и забойного давления не превышает 3 % предыдущего варианта.

Если для выбранного типоразмера насоса значение Q_n оказывается меньше, чем при предыдущем варианте, то в соответствии с II.1.6 увеличиваем давление у приема насоса. Если при этом не выбран ни один вариант, то переходим к другому типоразмеру насоса из ограничений с теми же начальными условиями $P_{заб}$, $P_{пр}$.

АЛГОРИТМ РАСЧЕТА КОНСТРУКЦИИ КОЛОННЫ НАСОСНЫХ ШТАНГ И ПОДЪЕМНЫХ ТРУБ

II.1.10. Исходные данные для расчета

$P_{вст}$, $Q_{ис}$, $M_{ст}$, S , n , $P_{пр}$, тип насоса, тип станка-качалки.

Из массива ограничений выбираем очередное значение сорта стали и его характеристик - $1\sigma_{ст}$, $1\sigma_{мак}$. Выбираем ограничения на грузоподъемность станка-качалки из паспорта или из "Бланк-заказа" $1P_{мак}$, $1M_{мак}$.

Проверяется значение коэффициента динамичности m_d , вычисленного по формуле II.17 на вхождение в область допустимых значений по / I2/.

Если $0,28 \leq m_d \leq 0,4$, режим нагрузок на колонну насосных штанг считается недопустимым. Поэтому учитывая давление на приемке насоса, т.е. углубляя насос и рассчитывая для нового режима исходные данные, снова определяем коэффициент динамичности.

Если $m_d > 0,45$, то такой режим также считается недопустимым.

В этой ситуации предлагаем изменить типоразмер насоса и задавая давление на приеме насоса от минимально-допустимого и выше с шагом Рпр.

Режим ($0 < m_d < 0,28$) или ($0,4 < m_d < 0,45$) считаем допустимым.

Из паспорта насосов читаются параметры, характеризующие насос - d_{np} , f_{np} , ρ_{no} , d_{no} , $d_{шт1}$, $f_{шт}$, $g_{шт}$

Расчет проводим для двух вариантов штанг - с диаметром, указанным в паспорте насоса и следующим большим диаметром (но не более 25 мм).

Последовательно проводим расчет одноступенчатой, двухступенчатой и трехступенчатой колонн насосных штанг. Расчет не продолжаем, если колонна насосных штанг выбрана. Это позволяет подобрать менее металлоемкую конструкцию.

Расчет одноступенчатой колонны

$$\sigma_{a1} = \left[575 \frac{d_{шт}}{d_{шт1}} H_{em} + 420,107 \omega^2 S H_{em} \right] 10^{-5} \quad (II.79)$$

$$\sigma_{ср1} = \left[\rho_{ср} \cdot g \cdot 10^{-1} \left(\frac{d_{шт}^2}{2d_{шт1}^2} - 1 \right) H_{em} + 4850 H_{em} \right] \cdot 10^{-5} \quad (II.80)$$

$$\sigma_{ср1} = \sqrt{(\sigma_{a1} + \sigma_{ср1}) \cdot \sigma_{a1}} \quad (II.81)$$

$$\text{Если } 1,25 \sigma_{ср1} \leq [\sigma], \quad (II.82)$$

то рассчитываем экстремальные нагрузки на головку балансира и крутящий момент.

Иначе выполняем расчет для следующего допустимого диаметра насосных штанг (но не более 25 мм).

Например, для насоса НСН2-68 первый расчет выполняем для насосных штанг диаметром 22 мм, второй - 25мм. А для насоса НСН2-93 выполняем I расчет одноступенчатой колонны с диаметром штанг 25мм.

Если условие (II.82) не выполняется снова, то выполняем расчет двухступенчатой колонны насосных штанг.

Расчет двухступенчатой колонны насосных штанг.

Определяем $i = \frac{7,85 - P_{сн}}{7,85}$ (II.83)

Меняя l_{\max} в интервале $l_{\text{пр}} \leq l_{\max} \leq 3,3/6$ пр/через 5 МПа определяем конструкцию колонны штанг.

Вычисляем длину нижней ступени

$$l_1 = \frac{[P_{\max}] \cdot l_{\text{шт}} - P_{сн}}{g_{\text{шт}} (i_n + m)}, \quad (\text{II.84})$$

- верхней ступени

$$l_2 = \frac{[P_{\max}] (l_{2\text{шт}} - l_{1\text{шт}})}{g_{2\text{шт}} (i_n + m)} \quad (\text{II.85})$$

вычисляем $l_2 = H_{сн} - l_1 i$ (II.86)

если $l_1 + l_2 - H_{сн} > 0$,

а иначе увеличиваем диаметр нижней ступени колонны насосных штанг и соответственно диаметр верхней ступени. Например, для насоса НСВІ-28 допустимые диаметры штанг нижней ступени - 16 и 19 мм, а верхней - 19 и 22 мм соответственно.

Определяем среднее, амплитудное и приведенное напряжение для нижней и верхней ступени колонны насосных штанг:

$$\bar{\sigma}_{ср1} = [P_{сн} \cdot g \cdot 10^{-1} \left(\frac{d_n}{2d_{2\text{шт}}^2} - 1 \right) \cdot H_{сн} + 4850 l_1] \cdot 10^{-5}, \quad (\text{II.87})$$

$$\bar{\sigma}_{a1} = [575 \cdot \frac{d_n^2}{d_{2\text{шт}}^2} \cdot H_{сн} + 420,107 \omega^2 \cdot S \cdot l_1] \cdot 10^{-5}, \quad (\text{II.88})$$

$$\bar{\sigma}_{пр1} = \sqrt{(\bar{\sigma}_{a1} + \bar{\sigma}_{ср1}) \bar{\sigma}_{a1}}, \quad (\text{II.89})$$

$$\bar{\sigma}_{ср2} = \left[P_{сн} \cdot g \cdot 10^{-1} \left(\frac{d_n}{2d_{2\text{шт}}^2} - 1 \right) H_{сн} + \left(1 + \frac{d_{1\text{шт}}^2}{d_{2\text{шт}}^2} l_1 \right) + 4850 (H_{сн} - l_1 + l_1 \frac{d_{1\text{шт}}^2}{d_{2\text{шт}}^2}) \right] \cdot 10^{-5}$$

$$\bar{\sigma}_{a2} = [575 \cdot \frac{d_n^2}{d_{2\text{шт}}^2} H_{сн} + 420,107 \omega^2 \cdot S (H_{сн} - l_1 + l_2 \frac{d_{1\text{шт}}^2}{d_{2\text{шт}}^2})] \cdot 10^{-5}, \quad (\text{II.91})$$

$$\bar{\sigma}_{пр2} = \sqrt{(\bar{\sigma}_{a2} + \bar{\sigma}_{ср2}) \bar{\sigma}_{a2}}, \quad (\text{II.92})$$

Если $(\bar{\sigma}_{пр1} \text{ и } \bar{\sigma}_{пр2}) \leq [\bar{\sigma}_{пр}]$, выполняем расчет экстремальных

нагрузок и максимального крутящего момента; в противном случае увеличиваем диаметры ступеней колонн насосных штанг в допустимых пределах.

Если и в этом случае прочность колонны недостаточна, то переходим к расчету трехступенчатой колонны.

Расчет трехступенчатой конструкции колонны проводим для диаметров 16, 19, 22 и 19, 22, 25 мм

Меняя σ_{max} в интервале $1,4 \cdot 10^8 \text{ пр/} \leq (\sigma_{max} \leq 2,3 \cdot 10^8 \text{ пр/}$ через 5 МПа, определяем длины ступеней

$$l_1 = \frac{[\sigma_{max}] \cdot F_{шт} - P_{ос}}{g_{шт} (i_n + m_g)}, \quad (II.93)$$

$$l_2 = \frac{[\sigma_{max}] (F_{шт2} - F_{шт1})}{g_{шт} (i_n + m_g)}, \quad (II.94)$$

$$l_3 = \frac{[\sigma_{max}] (F_{шт3} - F_{шт2})}{g_{шт} (i_n + m_g)} \quad (II.95)$$

Если $l_1 + l_2 + l_3 \geq H_{сн}$ то длину верхней ступени вычисляем

$$l_3 = H_{сн} - l_1 - l_2 \quad (II.96)$$

В противном случае увеличиваем диаметры ступеней колонны в допустимых пределах.

Определяем среднее, амплитудное и приведенное напряжение в нижней, средней и хней ступенях колонны насосных штанг.

$$\begin{aligned} \sigma_{ср3} = & \left\{ \rho_{шт} \cdot g \cdot 10^{-1} \left[\left(\frac{d_1}{2d_3^2} - 1 \right) H_{сн} + \left(1 + \frac{d_2^2}{d_3^2} \right) l_2 + \left(1 + \frac{d_1^2}{d_2^2} \right) l_1 \right] + \right. \\ & \left. + 7850 (H_{сн} - l_1 - l_2 + l_3) \left[\frac{d_1^2}{d_2^2} + l_2 \frac{d_1^2}{d_3^2} \right] \right\} \cdot 10^{-5}, \quad (II.97) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \sigma_{\bar{a}3} = & \left[5 \rho_{шт} \frac{d_1^2}{d_2^2} H_{сн} + 420,10 \cdot 10^2 \cdot 5 (H_{сн} - l_1 - l_2 + l_3) \frac{d_1^2}{d_2^2} + \right. \\ & \left. + l_2 \frac{d_1^2}{d_3^2} \right] \cdot 10^{-5}; \quad \sigma_{pr3} = \sqrt{(\sigma_{ср3} + \sigma_{\bar{a}3}) \sigma_{\bar{a}3}}, \quad (II.98) \end{aligned}$$

$$\tilde{\sigma}_{ра} = \left\{ \rho_{шт} \cdot g \cdot 10^{-1} \left[\left(\frac{d_1}{2d_2} - 1 \right) H_{сн} + \left(1 + \frac{d_1^2}{d_2^2} \right) l_1 \right] + \right. \quad (II.99)$$

$$\left. + 7850 (H_{сн} - l_1 + l_3) \frac{d_1^2}{d_2^2} \right\} \cdot 10^{-5}, \quad (II.100)$$

$$\sigma_{a2} = \left[575 \frac{d^2 t_c}{d_2^2 \text{ мм}} \cdot H_{em} + 420,107 \cdot \omega^2 \cdot S (H_{em} - l_1 + l_1 \frac{d_{\text{ш}}}{d_2^2 \text{ мм}}) \right] \cdot 10^{-5}; \quad (\text{II.101})$$

$$\sigma_{np2} = \sqrt{(\sigma_{ep2} + \sigma_{a2}) \cdot \sigma_{a2}}, \quad (\text{II.102})$$

$$\sigma_{ep1} = \left[P_{em} \cdot g \cdot 10^{-1} \left(\frac{d^2 t_c}{2 d_1^2 \text{ мм}} - 1 \right) H_{em} + 4850 \cdot l_1 \right] \cdot 10^{-5} \quad (\text{II.103})$$

$$\sigma_{a1} = \left[575 \frac{d^2 t_c}{2 d_1^2 \text{ мм}} \cdot H_{em} + 420,107 \cdot \omega^2 \cdot S \cdot l_1 \right] \cdot 10^{-5}, \quad (\text{II.104})$$

$$\sigma_{np1} = \sqrt{(\sigma_{ep1} + \sigma_{a1}) \cdot \sigma_{a1}}; \quad (\text{II.105})$$

Если σ_{np} , или σ_{np2} или $\sigma_{np3} \leq [\sigma_{np}]$, то рассчитываем экстремальные нагрузки на головку балансира и крутящий момент.

В противном случае увеличиваем диаметры ступеней колонны в допустимых пределах. Если и в этом случае прочность колонны не достаточна, то переходим к расчету колонны из более прочной марки стали имеющейся в ИГДУ.

РАСЧЕТ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ НАГРУЗОК НА ГОЛОВКУ БАЛАНСИРА И МАКСИМАЛЬНОГО КРУТЯЩЕГО МОМЕНТА

II.1.11. Для расчета максимальной нагрузки учитываем следующие составляющие:

- вес колонны штанг в жидкости $P_{ш}$, Н ;
- вес жидкости в подъемных трубах $P_{ж}$, Н ;
- сила трения штанг о подъемные трубы $P_{тр.}$, Н ;
- сила плунжера насоса о стенки цилиндра $P_{тр.}$, Н ;
- сила трения штанг при движении в вязкой жидкости $P_{тр}$, Н ;
- сила инерции колонны штанг $P_{ин}$, Н ;
- вибрационная нагрузка $P_{в}$, Н ;

$$P_{макс} = P_{ж} + P_{ш} + P_{тр} + P_{тр} \neq P_{тр} + P_{ин} + P_{в}; \quad (\text{II.106})$$

$$P_{мин} = P_{ш} + P_{тр} - P_{тр} - P_{т} - P_{в}; \quad (\text{II.107})$$

где составляющие нагрузки рассчитываются следующим образом:

$$P_{ж} = F_{н} (P_{вн} - P_{пр}) \quad (\text{II.108})$$

$$P_{ш} = (g_{ш1} v_1 + g_{ш2} v_2 + g_{ш3} v_3) \left(1 - \frac{P_{сш}}{4,85} \right) \quad (II.109)$$

$$P_{тр} = 2,452 \cdot d_n \quad (II.110)$$

$$P_{тр} = 0,02 \cdot P_{ш} \quad (II.111)$$

$$P_{тр} = 0,66 \cdot \delta \cdot n (M_{ш1} v_1 \cdot K_1 + M_{ш2} v_2 \cdot K_2 + M_{ш3} v_3 \cdot K_3) \cdot 10^{-4}, \quad (II.112)$$

где $M_{ш1}, M_{ш2}, M_{ш3}$ средняя динамическая вязкость по длине ступеней колонны насосных штанг, рассчитываемая в п. I.7 и K_1, K_2, K_3 - коэффициенты, характеризующие размер кольцевого зазора между штангами и подъемными трубами.

$$K_I = \frac{\left(\frac{dt}{d_{ш1}} \right)^2 - 1}{\left(\frac{dt}{d_{ш2}} \right)^2 - 1} \ln \frac{d_m}{d_{ш1}} - \left[\frac{dt}{d_{ш1}} \right]^2 - 1 + \frac{0,032 \left[\left(\frac{dt}{d_{ш}} \right)^2 - 1 \right]}{\left[\frac{dt}{d_{ш1}} \right]^2 - 1} \ln \frac{d_m}{d_{ш1}} \left(\frac{II.113}{II.113} \right)$$

где $I = 1, 2, 3$

$$P_{шн} = P_{ш} \cdot m_g \quad (II.114)$$

$$P_v = P_{ж} \cdot m_g \sqrt{\frac{S}{\lambda_{сж} (m_g)} - 1} \quad (II.115)$$

где λ рассчитываем по формуле (II.15), а m_g рассчитываем по формуле (II.17)

$$M_{кр} = 30 \delta + 0,24 \delta (P_{мак} - P_{мин}) \quad (I5) \quad (II.116)$$

Нормальная работа станга-качалки удовлетворяет условию $(P_{ш} > P_{тр} + P_{тр} + P_{тр} + P_{тр})$ и $(P_{мак} < P_{мак I} \text{ и } (M_{мак} < M_{мак}) \quad (II.117)$

Если условие $P_{ш} > P_{тр} + P_{тр} + P_{тр} + P_{тр}$ не выполняется, то необходимо перейти к следующему диаметру насоса.

Если не выполняется условие $(P_{мак} < P_{мак I})$ и $(M_{мак} < M_{мак I})$, то необходимо перейти к более прочной стали из имеющихся в НГДУ и указанных в примечании к Бланк-заказу!

Если расчет выполняется для скважины с аномально-высоковязкой нефтью (т.е. коэффициенты E и H зависимости $V_H = V_H(T)$ нулевые, то при невыполнении для всех значений типоразмеров насосов и марок сталей условия II.117, рассчитываем режим работы скважины, оборудованной УИСН с учетом подлива 5,10,15,20 - процентов раствора с откачиваемой жидкости.

Если условие II.117 выполняется, то рассчитанный вариант-строка выходного документа по форме табл. II.2.1 запомним и расчет ведется для следующего значения забойного давления в соответствии с II.1.6.

РАСЧЕТ ДЛИНЫ УТЯЖЕЛЕННОГО НИЗА КОЛОННЫ
НАСОСНЫХ ШТАНГ

II.1.12. Расчет производится в соответствии с методикой/8/
Перепад давления в нагнетательном клапане определяется формулой
II.22.

Вес "тяжелого низа" принят равным силе сопротивления в нагнетательном клапане

$$P_{\text{УТ}} = F_{\text{кл}} \cdot \Delta P_{\text{кл}} \cdot 10^{-6} \quad (\text{II.118})$$

Длина "тяжелого низа" рассчитывается для штанг диаметром
25 мм

$$L_{\text{УТ}} = \frac{P_{\text{УТ}}}{41.0} \quad (\text{II.119})$$

АЛГОРИТМ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА
РАБОТЫ СИСТЕМЫ "ПЛАСТ-НАСОС-СКВАЖИНА"

II.1.13. Расчет для каждого варианта, определяемого в порядке значимости при переборе значений $P_{\text{заб.}}$, $P_{\text{пр.}}$, типоразмер насоса, марка стали колонны штанг, закачивается, если режим эксплуатации скважины (УШСН) и конструкции колонны штанг и труб выбрана.

Следующий вариант отличается от предыдущего значением $P_{\text{заб}}$ или, иначе, Q ж - величиной притока жидкости к скважине.

Настоящий алгоритм позволяет перебрать варианты для одного типоразмера насоса до тех пор, пока этот насос обеспечивает суточный отбор жидкости по вариантам, и для них рассчитывается конструкция насосных штанг и подъемных труб. Иначе, необходимо перейти в выбору нового типоразмера насоса, указанного в ограничениях. Расчет для нового типоразмера насоса начинается с варианта, при котором не удалось подобрать предыдущий насос или конструкцию колонны насосных штанг.

Алгоритм сохраняется последний вариант расчета, то-есть вариант с максимальным значением Q ж. Алгоритм предусматривает выходы из расчетов с примечаниями, которые объясняют причину отсутствия рекомендаций с отличным от фактического режимом работы.

Если все типоразмеры насосов из ограничений перебраны, и для всех них расчетный суточный отбор не превышает фактический, то

в выходном документе по этой скважине следует сделать примечание "оптимальный режим, отбор ограничен возможностями предложенных УШСН".

Если все типоразмеры насосов и все марки сталей из ограничений перебраны и для них не удалось подобрать колонну насосных штанг и труб, то в выходном документе по этой скважине следует сделать примечание "оптимальный режим". Отбор ограничен прочностью предлагаемых марок сталей. Если все типоразмеры насосов и все марки сталей из ограничений перебраны, и для выбранных вариантов УШСН оказались превышенными, максимальная нагрузка на головку балансира $P_{\text{макс}}$ или максимальный крутящий момент $M_{\text{макс}}$, или их значения из ограничений, указанных в Бланк-заказе", то в выходном документе следует сделать примечание "оптимальный режим. Отбор ограничен грузоподъемностью станка-качалки".

Если фактическое забойное давление таково, что увеличивать далее депрессию на пласт невозможно из-за нарушения условия $P_{\text{заб}}^{\text{ф}} < P_{\text{мин}}$ то в выходном документе следует сделать примечание "оптимальный режим, отбор ограничен притоком на пласт".

Выходной документ представляется таблицей II.2.1.

II.2. ФОРМА ВЫХОДНОГО ДОКУМЕНТА
Технологический режим нефтяных скважин, оборудованных штанговыми
глубинными насосами
на _____ месяц 198 ____ года

ПРИЛОЖЕНИЕ 2
Таблица II.2.I

Номер скважины	Режим	Тип станка-качалки	Типо-размер насоса	Диаметр плунжера, мм	Длина хода, м	Число вача-ний, 1/мин	Дебит по жид-кости, т/сут	Обвод-нен-ность, %	Глубина спуска насоса, м	Динамиче-ский уровень, м	Кэф-фици-ент по-дачи насо-са	Утеч-ки в Мар-се стали, куб.м /сут	Конструкция штанг			колонна труб		Нагру-зка, т	Момент, Н.м	
													1-я ступень длина, м	2-я ступень длина, м	3-я ступень длина, м	Утж низ	диам. НКТ, мм			

факти-ческий

Месторождение
объект

планру-ский

Подпись
Ответственного исполнителя _____

Подпись
Директора КВЦ _____

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ОСТ 39-112-80. Нефть. Типовое исследование пластовой нефти. Объем исследования. Форма представления результатов.

2. Инструкция по недобору погружных центробежных электронасосов к нефтяным скважинам на месторождениях БССР - Киев; Укр-гипроиниинейфть, 1976, 77 с.

3. Внедрение инженерно-технологических задач по подбору насосного оборудования ЭЦН и ШГН в КИВЦ объединения: Отчет / Укр-гипроиниинейфть; Рук. работы - к. т. н. Кучерюк В. А., - шифр работы 82.45.78/08.44. Этап III № ГР 78027265 инв. № 2364, Киев, 1978, с. 70-75.

4. Анализ эксплуатации насосных и газлифтных подъемников в различных геолого-промысловых условиях и разработка мероприятий по совершенствованию эксплуатации скважин на месторождениях УССР и БССР: Отчет / Укр-гипроиниинейфть; Рук. работы - д. т. н. Балакиров Ю. А. - работы 82.18.80/03.22 № ГР 80031833, инв. № Киев, 1980, с. 92-95.

5. Программа по расчету параметров нефтяных скважин, оборудованных ШГНУ - Оренбург; КИВЦ п/о "Оренбургнефть", 1976, 65 с.

6. Справочная книга по добыче нефти. Под редакцией Ш. К. Гимадуинова, - М.: Недра, 1974, 704 с.

7. Степанова И. С. Исследование клапанных узлов глубинных насосов. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук - Баку; Фонды АЗНИИНефть, 1970.

8. РД-39-1-289-79. Методика оптимального подбора типоразмера и режима работы штанговой глубиннонасосной установки, М.: 1980, 102 с.

9. Силкин В. Ф. предельной производительности глубиннонасосной установки при откачке высоковязкой нефти и методах ее увеличения. В кн.: Разработка нефтяных и газовых месторождений 1961, вып. 5 с. 17-125, ИСН.

10. Технологическая схема разработки свит Джерибе и Шилу месторождения Джебиси: Отчет / Укр-гипроиниинейфть; Рук. группы - Ю. А. Балакиров, шифр работы 8-75.79/04755, № ГР 7903924 инв. № 2448, Киев, 1980.

11. Ляпков П.Д., Гуревич А.С. Об относительной скорости движения газовой фазы в стволе скважины перед входом в глубинный насос. - М.: Нефтепромысловое дело, 1973, №8, с.6-10.

12. Руководство по оптимизации работы насосных скважин - Киев, : Укрнефтепромышленность, 19756, 55 с.

13. Юрчук А.М. Расчеты в добыче нефти - М.: Недра, 1974.

14. Пирвердян А.М. Гидромеханика глубинно-насосной эксплуатации - М: Недра, 1965, 192 с.

15. Рамаданов Г.А. Радиальный метод определения момента на валу редуктора - Баку. Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1957, №1, с.20-22.

16. Крылов А.П., Лутошкин Г.С. Изучение гидравлических сопротивлений и удельного веса смеси при работе воздушных подъемников в лабораторных условиях. М.: Труды ВНИИ, 1958, вып.13.

17. РД 39-3-64-80. Инструкция о порядке изложения и утверждения нормативно-технической документации в системе министерства нефтяной промышленности.

18. ОСТ 39-036-76. Скважина нефтяной залежи. Виды. Термины и определения. Срок введения с 01.07.77, 23 с.

19. СТ СЭВ 1052-78. Единицы физических величин.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
1. Общие положения	
2. Структура и содержание методики	
3. Последовательность выполнения расчетов по методике	
Приложения	
Список использованных источников	

04.02.1985г. Формат 60x84 I/I6. Объем 2,9 печ. л. Заказ 53 Тираж 300 экз.

Росат.участок Укрспрониннефть 252142, г. Киев пр. Палладина 44.