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

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УТВЕРЖДАЮ

Первый Заместитель Министра

В.И.Игревский

"23" 12 1984 г.

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

РД-39-I-1234-84

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

Директор ВНИИ Г.Г.Вахитов

Директор Укргипрониинефть В.К.Мельничук

Ответственные исполнители

Заведующий лабораторией ВНИИ А.Р.Каплан

Заведующий отделом добычи нефти и газа Укргипрониинефть Ю.А.Балакиров

Заведующий отделом автоматизации и АСУТП Укргипрониинефть В.А.Кучерюк

СОГЛАСОВАНО:

Начальник Управления нефтегаздобычи В.В.Гнатченко

Начальник Технического Управления Ю.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-I-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.
	Каплан А.Р.
от Укргипрониинефть	Балакиров Ю.А.
	Кучерюк В.А.
	Никулин Е.Ю.
	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-I- 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.I. 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", "АзНИПИнефть", "БашНИПИнефть", "Гипровостокнефть", "ТатНИПИнефть", "КраснодарНИПИнефть", "ПечерНИПИнефть", "СибНИИНП", 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 $нм^3/т$;
- динамический уровень жидкости в затрубном пространстве - не ниже 20 м над кровлей пласта добывающей скважины;
- вязкость продукции скважины - до 10 $м^2/с$;
- 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 10^0, азимутальное отклонение не более 2П 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.

I.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 УСШН.

I.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-I-289-79.

2. СТРУКТУРА И СОДЕРЖАНИЕ МЕТОДИКИ

Структура методики

2.I. 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, насоса, глубины 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 УСШН

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

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

Поправочный коэффициент являет собой коррекцию разницы между коэффициентом подачи УСШН, вычисленным по заданному режиму по известным значениям , , , и коэффициентом подачи УСШН, 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 процессом.

Методика расчета режима эксплуатации и технологических показателей работы УСШН

2.3. В предлагаемой методике в соответствии с критерием оптимизации ($Q_{ж} \to max$), / 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 промыслового 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 (Рзаб Рзаб Рзаб^{ср}), 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 (Рпр Рпр Рзаб) 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.

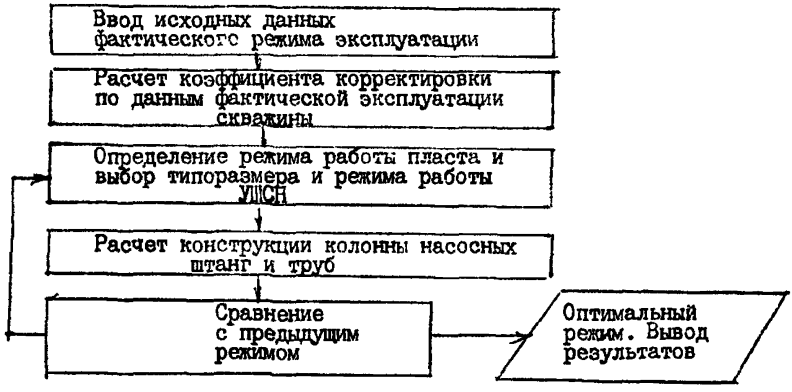
Если перебраны все насосы из числа заданных и ни один не обеспечивает больший, чем фактический отбор жидкости из пласта, или если требуются более прочные насосные штанги, чем указаны для

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

3. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВЫПОЛНЕНИЯ РАСЧЕТОВ ПО МЕТОДИКЕ

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

Схема алгоритма расчета по методике
Рис.I



3.I. 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.I.I. "Приложения"ж).

В таблице п.I.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.I.3 приведен перечень паспортных характеристик штанговых скважинных насосов, применяемых на промыслах (цехах по добыче нефти и газа).

В таблице п.I.4 приведены прочностные характеристики используемых в отрасли марок сталей штаноговых колонн.

В таблице п.I.5 приведены значения коэффициентов аппроксимации зависимостей $\rho_н = \rho_н(Р)$ $Г = Г(Р)$, $\nu_н = \nu_н((Т)$ для конкретных объектов (горизонтов, пластов) месторождений УССР и БССР.

В таблице I.6 приведены значения некоторых показателей текущего состояния объектов (горизонтов, пластов) месторождений УССР и БССР, использующихся при расчетах по оптимизации УСШН.

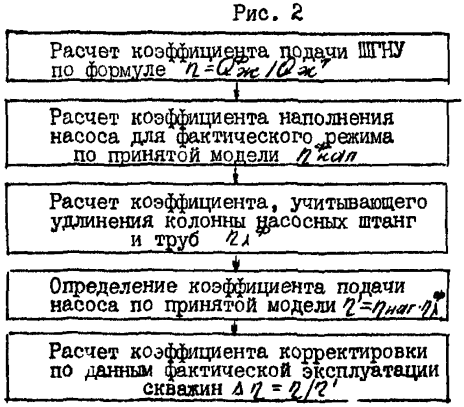
В таблице п.I.7 приведены идентификаторы переменных используемых в алгоритме математической модели.

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.I.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 η_{λ} , производим по формулам п.I.3-п.I.8.

3.5. Коэффициент корректировки $\Delta\eta$ 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.I3.

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

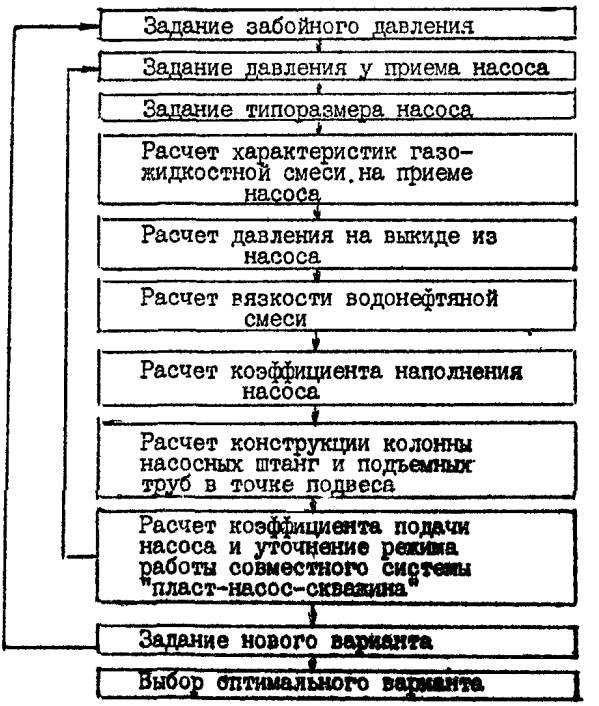
3.8. Выбираем очередной типоразмер насоса, который обеспечивает рассчитанный суточный отбор жидкости из пласта.

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

3.I0. Предварительно задаем наиболее часто использующуюся на практике конструкцию колонны насосных штанг и труб в соответствии с таблице П.I.8.

3.II. 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.I2. Для выбранного режима откачки по п.П.I.I0 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 допускаемое приведенное напряжение в точке подвеса.

Это позволяет учесть влияние на прочность статических и динамических нагрузок. Определяется величина утяжеленного низа колонны насосных штанг (п.П.I.I2).

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.I.II).

3.I3. Вариантом эксплуатации скважины УСШН называем совокупность показателей, характеризующих режим откачки (типоразмер насоса, среднесуточный отбор, длина хода, число качаний, глубина спуска, динамический уровень, коэффициент подачи насосной установки) конструкцию колонны насосных штанг и подъемных труб, включая утяжеленный низ, экстремальные нагрузки на головку балансира и крутящий момент и примечание.

ПРИЛОЖЕНИЯ

ОПИСАНИЕ АЛГОРИТМОВ ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ УСШН

ПРИЛОЖЕНИЕ I

П.I. ВВОД ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Объем исходной информации

П.I.I. 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:

$$\Gamma_i = \Gamma_\phi \left(1 - \left(\frac{P_i}{P_{нас}}\right)^{\alpha}\right), \qquad (П.I)$$

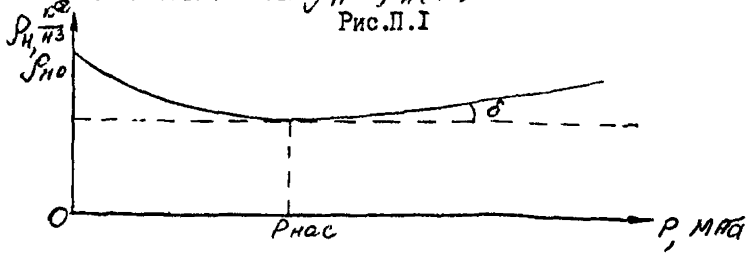
Вторая зависимость приводится в виде:

$$\rho_н = A \exp(-BP) + C \cdot P + Д \qquad (П.2)$$

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

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

Рис.П.I



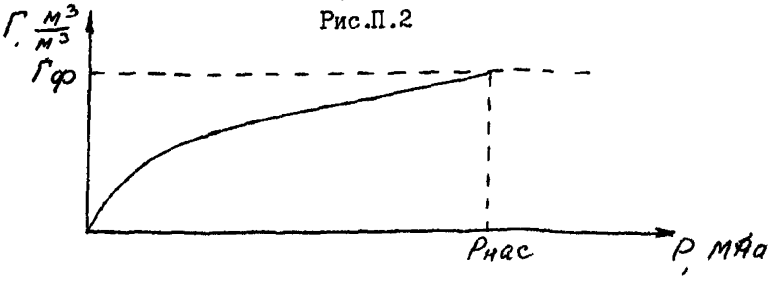
При этом коэффициенты A,B,C,Д связаны следующей зависимостью:

$\rho_{но} = A + Д$, $\quad A\exp(-B\cdot P) + CP + Д$, при $P \geq P_{нас}$;

$tg\,\delta = C$ $\quad \rho_н = Д$, при $P = P_{нас}$

Типовая зависимость Г = Г(P)

Рис.П.2



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 $\Gamma = \Gamma_ф (2 - (\frac{P}{P_{нас}})^{\alpha})$ представляется в виде

$$y = a_0 + a_1 x, \qquad (П.3)$$

где

$$y = lg(\Gamma_ф - \Gamma);$$
$$a_0 = lg\,\Gamma_ф;$$
$$a_1 = \alpha; \quad x = lg\,P - lg\,P_{нас},$$

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

П.I.2. Принят линейный закон распрдоления температуры по стволу скважины для случая откачки высоковязкой нефти; в других случаях задается средняя температура по стволу скважины $T_{скв}$.

П.I.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 I3877-80; для станков-качалок ГОСТ 5866-56, и ГОСТ 5866-66; для подъемных труб - ГОСТ 5866-76). Все перечисленные параметры приведены в / 6 /.

П.I.4. Объем информации, необходимой для выполнения расчетов приведен и в таблицах П.I.I-П.I.6.

АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ФАКТИЧЕСКОГО РЕЖИМА И КОЭФФИЦИЕНТА КОРРЕКТИРОВКИ

П.I.4. Алгоритм расчета забойного давления по данным фактического режима работы скважины.

Если в "Бланк-заказе" задан коэффициент продуктивности - Кпр, то расчет ведется по формуле

$$Рзаб. = Рпл - \frac{Q^{ф}_{жс}}{Кпр}, \qquad (П.4)$$

где $Р_{пл}$, $Р^{ф}_{заб}$ - пластовое, фактическое забойное давления

$Q^{ф}_{жс}$ - среднесуточный отбор жидкости, т/сут.

Таблица П.I.I

БЛАНК - ЗАКАЗ

на расчет режима работы нефтяных скважин, оборудованных УСШН

НГДУ_____

месторождение_____

Дата заказа

Код пласта (залежи)	Номер скважины	Дебит по жидкости т/сут	о обводнен. объект.	$K_{пр}$ т/сут МПа	Давление МПа			Плотность кг/м³		Газовый фактор пластовый нм³/м³	Глубина пласта до середины перфорации отверстий, м	Сред. внутрен. диаметр экспл колонны, м	Тип станка-качалки	Типоразмер установленного на скважину насоса	Существующий режим					Плотность задавочной жидкости кг/м³	Длины ступеней колонны насосных штанг, м					Ограничения на параметры, существующие в НГДУ			
					пластовое	затрубное	буферное	сепарированной нефти	пластовой воды						глубина спуска насоса, м	длина хода штока, м	число качаний I/мин	динамический уровень м	плотность затрубной жидкости кг/м³		I6 мм	I5 мм	22 мм	25 мм	утяжеленного низа	минимальное Рпр МПа	максимальн длина хода штокан м	максимальное число качаний I/мин	максимальн. нагрузка на головку балансира, Н

В приложении к "Бланку-заказу" указать: I - марка сталей штанговых колонн;

2 - типоразмеры насосов, которыми располагает НГДУ, включая группы посадки

Если приложение отсутствует, то расчет будет осуществлен для всех типоразмеров насосов по ГОСТ 6444-78, и для марок сталей по ГОСТ I3877-80

Подпись
ответственного исполнителя

Таблица П.I.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 I	-"-
S 2	-"-
S 3	-"-
S 4	-"-
S 5	-"-
S 6	-"-
S 7	-"-
S 8	-"-
Числа качаний головки балансира	I/мин
n I	-"-
n 2	-"-
n 3	-"-
n 4	-"-
n 5	-"-
n 6	-"-
n 7	-"-
n 8	-"-
n 9	-"-
n I0	-"-

Таблица П.I.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 напряжен. в штанг. МПа	Код
40	нормализация	некоррозионные условия	28-95	70	0,I
40	нормализация с последующим поверхностным упрочнением	то же	28-43	I20	02
40	нагревом ТВЧ	то же	55-95	I00	03
20Н2М	нормализация	некоррозионные условия	28-95	90	04
2042М	то же	коррозионные условия(с влиянием H_2S)	28-95	60	05
20Н2М	нормализация с последующим поверхностным упрочнением нагревом ТВЧ	некоррозионные условия	28-43	I30	06
20Н2М	то же	то же	55-95	II0	07
20Н2М	то же	коррозионные условия (с влиянием H_2S	28-95	I00	08
20Н2М	объемная закалка и высокий отпуск (сорбитизация)	некоррозионные условия	28-95	I00	09
20Н2М	то же	коррозионные условия	28-95	70	I0
30ХМА	нормализация и высокий отпуск с последующим поверхностным упрочнением нагревом ТВ4	некоррозионные условия	28-43	I30	II

Продолжение табл.П.I.4

Марка стали	Вид термической обработки	Условия эксплуатации	Диаметр скважинных насосов, мм	Допустимое приведенное напряжен. в штанг. МПа	Код
30ХМА	то же	то же	55-95	II0	I2
30ХМА	то же	коррозион. условия	28-95	90	I3
I5Н3МА	нормализация с поверхностным упрочнением нагревом ТВЧ	некорроз. условия	28-43	I70	I4
I5Н3МА	то же	то же	55-95	I50	I5
I5Н3МА	то же	коррозионные условия (с влиянием H_2S)	28-95	I20	I6
I5Х2ИМФ	закалка и высокий отпуск или нормализация и высокий отпуск	коррозионные условия	28-95	I00	I7
I5Х2НМФ	то же	коррозионные условия (без влияния H_2S)	28-95	90	I8
36МI7	нормализация с поверхностным упрочнением нагревом ТВЧ	некоррозионные условия	28-95	90	I9

Таблица П.I.5

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

Месторождение	Объект (залежь)	№ скважины	Коэффициенты аппроксимации						
				A	B	C	Д	E	F
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)	Zd-4	скв.3I	0,8	98,0	0,05I	0,I0	780,0	-	-
-"-	-"-	скв.5I	0,775	I45,0	0,045	0,07	703,0	-	-
Бугреватовское (УССР)	В-I6	в целом по залежи	0,6	70,0	0,04	0,I0	802,0	II,22	4,3I
Рыбальское (УСС)	К-8	-"-	0,7	I08,0	0,25	0,69	720,0	-	-
	К-9А	-"-	0,73	I24,0	0,I5	0,07	690,0	-	-
Качановское (УССР)	ТПК	-"-	0,6	2I9,0	0,I8	0,II	730,0	-	-
	П-3	-"-	0,65	200,0	0,I3	0,I0	725,0		

Таблица I.I.6

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

Месторождение	Объект залежь	№ скважины	Плотность пластовой нефти кг/м³	Вязкость пластовой нефти МПа·с	Плотность пластовой воды, кг/м³	Вязкость пластовой воды МПа·с	Плотность растворенного газа	Текущая температура пласта, °С	Давление насыщен. нефти газом, МПа	Миним. допустим. забойное давление, МПа
Глинско-Розбышевское (УССР)	П-2	в целом по залежи	760,0	2,2	I080,0	0,68	I,25	50,0	5,4	5,0
	П-3	-"-	760,0	2,3	I080,0	0,68	I,28	50,0	5,7	5,0
Речицкое (БССР)	-4	-"-	8I5,0	6,42	II2I,0	0,75	I,3I	38,0	6,I6	4,0
Бугреватовское(УСС)	В-I6	-"-	892,I	I9,92	II48,4	0,9	I,0	I02,0	7,I	5,0
Рыбальское (УССР)	К-8	-"-	685,3	0,45	III3,0	0,52	0,82	62,0	I5,6	5,0
	К-9	-"-	690,0	0,58	I230,0	0,55	0,84	89,0	26,0	6,0
Качановское (УССР)	ТПК	-"-	730,0	I,05	I070,0	0,58	I,60	54,0	I0,0	3,0
	П-3	-"-	730,0	I,05	I070,0	0,58	0,90	54,0	I7,0	5,0

Таблица П.I.7

Идентификаторы переменных, используемых в алгоритме

Наименование показателя	Условное обозначение	Размерность показателя
1. Показатели фактического режима		
Дебит жидкости	$Qж^{ф}$	т/сут
% обводненности объемный	G	%
% обводненности весовой	B	%
Коэффициент продуктивности	$Кир$	т/сут·МПа
Пластовое давление	$Рпл$	МПа
Устьевое затрубное давление	$Рзат$	-"-
-"- буферное -"-	$Рб$	-"-
Газовый фактор	$Iф$	$н.м^3/м^3$
Глубина пласта (до середины перфорационных отверстий)	$Нскв$	м
Внутренний диаметр эксплуатационной колонны	$d_к$	м
Глубина спуска насоса	$Нсп$	м
Длина хода штока	$S^{ф}$	м
ло качаний головки балансира	$n^{ф}$	I/мин
динамический уровень	$Нд^{ф}$	м
статический уровень	$Нст$	м
плотность: - затрубной жидкости	$ρзат$	$кг/м^3$
задавочной жидкости	$ρз$	-"-
Длины ступеней колонны насосных штанг: - I6мм	l_1	м
- I9мм	l_2	м
- 22мм	l_3	м
- 25мм	l_4	м
утяжеленного низа	$l_{ут}$	м
давление у приема насоса	$Рпр^{ф}$	МПа
коэффициент подачи насоса	$η^{ф}$	б/р
2. Ограничения на параметры расчета		
минимальное давление у приема насоса	$Рпр^{min}$	МПа

Продолжение табл.П.Л.I.7

Наименование показателя	Условное обозначение	Размерность показателя
Допустимая длина хода штока, не выше	S_{max}	м
Допустимое число качаний, не выше	n_{max}	I/мин
Допустимая нагрузка на головку балансира, не выше	P_{max}	Н
3. Табличные показатели станка-качалки максимальная нагрузка на головку балансира	$[P_{max}]$	
Максимальный крутящий момент	M_{max}	Н.м
длины хода полированного штока	S_2	м
числа качаний головки балансира	n_i	I/мин
4. Табличные показатели ШГН	$d_н$	
диаметр плунжера насоса		м
площадь плунжера насоса	$F_н$	$м^2$
площадь корпуса насоса	$F_н$	$м^2$
длина хода плунжера: - минимальная	S_{min}	М
- максимальная	S_{max}	м
внутренний диаметр НКТ	$d_т$	м
площадь сечения НКТ по металлу	$F_{т\,min}$	$м^2$
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	$z_к$	штук
максимальная глубина спуска насоса	$[H_{доп}]$	м
5. Характеристика сталей штанговых колонн		
допускаемое приведенное напряжение	$[\sigma_{пр}]$	МПа
допускаемое максимальное напряжение	$[\sigma_{max}]$	МПа
6. Некоторые показатели текущего состояния объекта		
вязкость пластовой нефти	$\mu_н$	МПа.с
вязкость пластовой воды	$\mu_в$	МПа.с
плотность пластовой нефти	$\rho_{н.пл}$	кг/$м^3$
плотность пластовой воды	$\rho_{в.пл}$	кг/$м^3$

Продолжение табл.П.I.7

Наименование показателя	Условное обозначение	Размерность показателя
Плотность растворенного газа	$\rho_г$	
давление насыщения нефти газом	$P_{нас}$	кг/м^3
давление насыщения нефти газом	$P_{нас}$	МПа
минимально-допустимое забойное давление	$P_{заб}^{min}$	МПа
7. Показатели промежуточных вычислений		
текущее давление в середине интервала	P_i	МПа
шаг изменения давления: - забойного	$\Delta P_з$	МПа
по стволу скважины у приема насоса	$\Delta P_{пр}$	МПа
длина элементарного участка лифта	Δl_i	м
текущее забойное давление	$P_{заб}$	МПа
количество газа, выделевшееся из 1т нефти при давлении P_I	Γ_i	нм^3/т
расход по нефти	$q_н$	м^3/с
расход по жидкости	$q_{ж}$	-"-
расход по воде	$q_в$	-"-
расход по газу	$q_г$	-"-
диаметр лифта	$Д_{от}$	м
плотность жидкости	$\rho_{ж}$	кг/м^3
плотность газожидкостной смеси	$\rho_{см}$	кг/м^3
-"- -"- -"- у приема насоса	$\rho_{см}$	-"-
-"- -"- -"- средняя в насосе		-"-
-"- -"- -"- средняя в подъемных трубах	$\rho''_{см}$	-"-
давление у приема насоса $P_{пр}$	$\rho'_{см}$	МПа
-"- на выкиде насоса	$P_{вык}$	МПа
-"- атмосферн	$P_а$	0,1МПа
потери трения на I п.м лифта	$i_{пр}$	м/м
длины ступеней насосных штанг:		
- верхней ступени	l_1	м
- средней ступени,	l_2	м
- нижней ступени	l_3	м
- утяжелс ого низа	$l_у$	м

Продолжение табл.П.I.7

Наименование показателя	Условное обозначение	Размерность
удлинение колонны насосных штанг и труб	λ	м
коэффициент динамичности	m_g	б/р
коэффициент подачи насоса	$\eta_н$	-"-
составляющие к.п.д. насоса:		
- зависящей от утечен в насосе	$\eta_{ут}$	-"-
- зависящий от влияний свободного газа	$\eta_{гс}$	-"-
- зависящий от удлинения колонны насосных штанг и труб	η_λ	-"-
коэффициент расхода клапана	μ_0	принят равным 0,4
"плавучесть штанг"	$i_н$	-"-

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

- определяется давление у приема насоса, МПа

$$P_{пр}^{ф} = \rho_{зат} \cdot g (H_{сп}^{ф} - H_{g}^{ф}) \cdot 10^{-6} \qquad (II.5)$$

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

Подсчитывается сумма длин интервалов

$$\lambda = H_{сп} + \sum_{i=1}^{i} \Delta \lambda_i \quad ; \qquad (II.6)$$

и текущее давление в середине последующего интервала

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

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

Значение P_i, при условии, что $\lambda \geq H_{скв}$ считаем забойным давлением $P_{заб}$ при фактическом дебите $Q_{ж}^{ф}$.

Условие правильности расчета - это выполнение неравенства:

$$P_{заб}^{ф} > P_{заб}^{min} \qquad (II.8)$$

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

$$K_{пр} = \frac{Q_{ж}^{ф}}{g[(H_{пл} - H_{ст}) \rho_{зат} - (H_{пл} - H_{g}) \rho_{зат}]} \qquad (II.9)$$

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

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

$$B = \frac{\rho_{в} \cdot \theta \cdot 100}{\rho_{в} \cdot \theta + \rho_{нс} (100 - \theta)} \quad , \qquad (II.11)$$

II.I.5. Расчет коэффициента корректировки по данным фактической эксплуатации

Для фактического режима рассчитывается

$$\eta_н^ф = \frac{Q_{ж}^{ф}}{1{,}44 \cdot F \cdot n \cdot S\,[(\rho_{см}^{пр} + \rho_{см}^{вых})/2]} \qquad (II.I2)$$

где $\rho_{см}^{пр}$, $\rho_{см}^{вых}$ – плотность смеси у приема и на выкиде насоса соответственно, кг/м^3.

Плотность смеси у приема насоса рассчитывается для давления $P_{пр}^{ф}$.

Плотность смеси на выкиде насоса рассчитывается по алгоритму II.I.8 в пределах от $P_у$ до точки, в которой $\lambda \geq \lambda_{ст}$.

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

$$\eta' = \eta_\lambda \cdot \eta_{ут} \cdot \eta_с \qquad (II.I3)$$

Рассчитываем η_λ:

$$P_{ж} = F_н (P_{вых} - P_{пр}) \cdot 10^6, \qquad (II.I4)$$

$$\lambda = \frac{P_{ж}}{0{,}2 \cdot 10^{12}} \left(\frac{l_1}{f_{1шт}} + \frac{l_2}{f_{2шт}} + \frac{l_3}{f} + \frac{l_у}{f_у} + \frac{H_{сп}}{f_{тр}} \right) \qquad (II.I5)$$

$$\omega = \frac{\pi \cdot n}{30} \qquad (II.I6)$$

$$mq = \frac{\omega \cdot H_{см}}{S \cdot 100} \qquad (II.I7)$$

$$\Delta\lambda = \frac{S}{\cos(mq)} - \lambda, \qquad (II.I8)$$

$$\eta_\lambda = \frac{\Delta\lambda}{S}; \qquad (II.I9)$$

Рассчитываем коэффициент относительных утечек / I4 /. Зазор δ в плунжерной паре принимается соответственно I5·I0^{-5}м, I0·I0^{-5}м, 5·I0^{-5}м для III, II, I групп посадки насоса.

$$q_{ут} = 3{,}54 \cdot \frac{d_н \cdot H_д \cdot \delta^3}{\nu_{ж} \cdot l_{пл}} \cdot 10^6 - 0{,}05 \cdot d_н \cdot S \cdot n \cdot \delta; \qquad (II.20)$$

Вычисляем $\eta_{ут} = \frac{0{,}016 \cdot F_н \cdot S \cdot n \cdot q_{ут}}{0{,}016 \cdot F_н \cdot S \cdot n}$ (II.2I)

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 ; $10^2 \le Re \le 3.10^4$, то есть практически для всех режимов работы ШГН.

$$\Delta P_{кл} = 1{,}4 \cdot 10^{-8} (S \cdot n)^2 \rho^{м}_{ж} \cdot d^{4}_{н} / (d^{4}_{кл} \cdot \mu), \quad (II.22)$$

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

$$\alpha = \frac{\Gamma_ф}{P_{нас} - 0{,}1}; \quad (II.24)$$

$$R_п = \frac{(\Gamma_ф - \alpha (P_{пр} - 0{,}1) \cdot 0{,}25 \cdot (1 - B/100)(\frac{F_н}{F_к} + \frac{F}{F_н})}{P_{пр}} \quad (II.25)$$

если $P_{пр} > 1 + \frac{\Gamma_ф}{\alpha}$, то $R_п = 0$;

$$P_{нас} = \frac{\alpha (R_п + \alpha) \cdot P_{пр}}{\alpha} \quad (II.26)$$

$$\eta_{ис} = \frac{\alpha P_{вс} - \alpha m (P_{нас} - P_{вс})}{\alpha P_{вс} + P_п \cdot P_{пр} + \alpha (P_{пр} - P_{вс})} \quad (II.27)$$

По формуле (II.I3) определяем $\eta_н$,
Определяем разницу между $\eta_н$ и $\eta'_н$

$$\Delta \eta = \eta_н / \eta'_н; \quad (II.28)$$

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

II.I6. Начальные условия очередного варианта выбираем среди следующих значений

$$P^{min}_{заб} \le P_{заб} \le P^{ф}_{заб} \quad (II.29)$$

$$P^{min}_{пр} \le P_{пр} \le P_{заб} \quad (II.30)$$

Забойное давление очередного варианта изменяем (уменьшаем) в соответствии с выбранным шагом. Предлагаем шаг изменения забойного давления $P_{заб}$ выбирать:

- 0,0I МПа, если (Нскв - Нсп) 20 **(II.3I)**
2 0,I МПа, если (Нскв - Нсп) 20 **(II.32)**

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

- 0,5 МПа, если (Нсп - Н) > 50 (II.33)
- 0,I МПа. если (Нсп - Н) ≤ 50 (II.34)

Шаг изменения давления по стволу скважины Р для расчета характеристик газожидкостной смеси выбирается равным 0,I 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

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

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

АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ВЯЗКОСТИ ВОДОНЕФТЯНОЙ СМЕСИ

II.I.7. Вязкость водонефтяной смеси рассчитываем по / I /, как вязкость смеси разновязких жидкостей (нефти и воды). При этом не предусматривается определение вязкости водонефтяных эмульсий

$$\nu_{же} = \nu_н (1 - в/100) + \nu_в \cdot в/100; \qquad (II.36)$$

$$\mu_{же} = \nu_{же} \cdot \rho_{ж} \qquad (II.37)$$

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

$$lg\, lg\, \nu_{же} = E - H lg\, T; \qquad (II.38)$$

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

Их системы уравнений

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

определяем значения E и H.

Например, нефти Бугреватовского месторождения характеризующейся такими значениями вязкости: ν_H/ 102°C = 19 мм²/с ν_H/50°C = 73 мм²/с; зависимость ν_H (T) выглядит следующим образом

$$\lg\lg\nu_H = 11{,}22 - 4{,}31\lg T\ ; \qquad (II.40)$$

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

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

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

Определяем среднюю температуту в интервале "Устье – прием насоса".

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

Для этого значения определяем вязкость нефти в подъемных трубах

$$\lg\lg\nu_{нефт} = A - B\lg T_{ср} \qquad (II.44)$$

Технология подъема высоковязких нефтей с помощью УШСН 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

$$\lg\lg\nu_H = E - \frac{H'g}{100} H(1-g)\lg T; \qquad (II.45)$$

Она является результатом совместного решения уравнения (II.38) и уравнения $\nu_p = const$ (II.46) для растворителя с вязкостью $\nu_p = 10^{10^{6}}$.

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

Вязкость растворителя (понизителя вязкости) при конкретных расчетах для Бугреватовского месторождения (объект - В-I6) принималась равной 2 мм^2/с в интервале температур I02^{0}С- 20^{0}С.

АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ХАРАКТЕРИСТИК ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ

II.I.8. В основу алгоритма положены методики расчета движения газожидкостной смеси в вертикальных трубах 38,II,I6/, измененные в соответствии с /2/.

Исходные данные для расчета:

$Q_{жс}$, $в$, Рзаб, Рнас, Гф, Д, Нскв, Нсп, $\rho_{н.с}$, $\rho_{п.ст}$, $\rho_в$, $\Gamma(P)$, $\rho_н(P)$, Тскв

Интервал давлений от забоя до устья скважины разбиваем на равные участки, выбираемые в соответствии с п.I.6. Вычисляем давление в середине i-того участка.

Определяем длину элементарного участка лифта, отвечающую давлению на этом участке

$$\Gamma_i = \Gamma_ф \left(1 - \left(\frac{P_i}{P_{нас}}\right)^{\alpha}\right), \qquad \text{(II.47)}$$

$$\rho_{iн} = A \cdot \exp(-BP_i) + CP_i + Д; \qquad \text{(II.48)}$$

$$V_{ri} = \frac{Q_{жс}(1 - в/100) \cdot \Gamma\left(\frac{Т_{скв} + 273}{273}\right) \cdot P_a}{86{,}4 \cdot \rho_{нi} \cdot P_i} \qquad \text{(II.49)}$$

$$q_{нi} = \frac{Q_{жс}(1 - в/100)\left[1 + \frac{\rho_{нс}(\Gamma_ф - \Gamma_i)}{\rho_{нс} \cdot Д \cdot P_a}\right]}{86{,}4 \cdot \rho_н} \qquad \text{(II.50)}$$

$$q_{вi} = \frac{Q_{жс} \cdot в/100}{86{,}4 \cdot \rho_в} \qquad \text{(II.5I)}$$

$$q_{жс} = q_{нi} + y_{iв}, \qquad \text{(II.52)}$$

$$W_{жсi} = \frac{4 q_{жс}}{\pi \cdot Д^2 \rho_0}, \qquad \text{(II.53)}$$

где υ_0 – относительная скорость оседания воды в нефти, принятая равной 0,15 м/с

Д – диаметр лифта, равный диаметру эксплуатационой колонны или диаметру подъемных труб в зависимости от условий движения смеси

$$W_{Bi} = \frac{q_{gB}}{\pi Д^2 \cdot \upsilon_0} \qquad (II.54)$$

$$\rho_{жi} = \rho_{in} + (\rho_B - \rho_{iн})(-W_{iжe} + \sqrt{W^2_{iжe} + W_B}, \qquad (II.55)$$

Определяем параметр газонасыщенности

$$\beta_i = \frac{V_{ri}}{g_{жe} + V_{ri} + 0{,}15 \cdot Д^2 \sqrt[4]{\frac{\sigma_{жe}}{\sigma_B}}}, \quad \text{где } \frac{\sigma_{жe}}{\sigma_B} = 0{,}333 \qquad (II.56)$$

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

иначе

$$\beta_i = \frac{Д\sqrt{V_{ri}}}{Д\sqrt{V_{ri}} + 0{,}75 g_{жe} + 0{,}475 Д^{3/4} \sqrt[4]{\frac{\sigma_{жe}}{\sigma_B}}}, \qquad (II.58)$$

$$\rho_{iсм} = \rho_{iжe}(1 - \beta_i) + \rho_{гe} \cdot \beta_i \cdot \rho_i, \qquad (II.59)$$

Потери на трение определим по /2/,

$$m_{тр} = \frac{6{,}7 \cdot 10^6}{Д^3} \cdot \sqrt[3]{g_{жe}} \cdot \mu_{жe}^{0{,}025}; \qquad (II.60)$$

$$i_{тр} = 0{,}0294 \cdot 10^{10} \frac{V_r^2}{Д^{5,33}} + 17{,}2 \frac{g_{жe} \cdot 10^{1,75}}{4{,}75} \sqrt[5]{\mu_{жe} + m_n (V_r \cdot g (11 \cdot 10^{-6})}$$

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

Определяем средний, приходящийся на единицу длины лифта на участке Δl_i перепад давления

$$\varepsilon_{ср} = \frac{\rho_{см}}{\rho_{жe}} + \frac{i_{тр}}{10^4}, \qquad (II.63)$$

Определяем длину участка лифта Δl_i, соответствующую заданному давлению Р в середине этого участка:

$$\Delta l_i = \frac{\Delta P}{\rho_{жe} \cdot \varepsilon_{ср}}; \qquad (II.64)$$

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 $\sum_{i=0}^{i=n} \lambda i$ участков с приращением давления, определяемых в пункте II.I.6.

Величину глубины спуска определяем по следующей формуле

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

где $i = 0$ соответствует Рзаб

$i = n$ 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 $H_{сп}$ рассчитываем давление на выкиде насоса

$$P_{вык} = P_у + \sum_{i=0}^{i=n} \Delta \rho i \; ; \text{ где } \begin{matrix} i=0 \text{ соответствует } Hсп=0 \\ i=n \text{ соответствует } Hсп \end{matrix} \qquad (II.66)$$

Определяем плотность нефтегазоводяной смеси на выкиде насоса.

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

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

$$\rho''_{см} = \frac{\rho''_{см} + \rho^{вык}_{см}}{2}, \qquad (II.67)$$

$$\rho^{тр}_{см} = \frac{\rho^{у}_{см} + \rho^{вык}_{см}}{2}, \qquad (II.68)$$

Задаемся наиболее употребительной конструкцией колонны насосных штанг и труб, например по /4/. В пункте II.I.IO 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 ШГН (условный)	Соотношения длин насосных штанг с диаметрами			
	x = I6мм	y = I9мм	Z = 22мм	t = 25мм
28	65	35	-	-
32	6I	39	-	-
38	54	46	-	-
43	54	46	-	+
55	-	70	30	-
68	-	70	30	-
93	-	-	-	I00
I20	-	-	-	I00

Определяются длины ступеней колонны насосных штанг

$$l_1 = H_{сп} \cdot x \;/\; 100 \qquad (II.69)$$

$$l_2 = H_{сп} \cdot y \;/\; 100 \qquad (II.70)$$

$$l_3 = H_{сп} \cdot Z \;/\; 100 \qquad (II.71)$$

$$l_4 = H_{сп}\, t \;/\; 100 \qquad (II.72)$$

Определяются вес жидкости в насосных трубах

$$P_{ж} = F_н (P_{вык} - P_{гр}) \cdot 10^6; \qquad II.73)$$

находится величина удлинения насосных штанг

$$\lambda = \frac{P_{ж}}{0{,}21 \cdot 10^{12}} \left(\frac{l_1}{f_{1шт}} + \frac{l_2}{f_{2шт}} + \frac{l_3}{f_{3шт}} + \frac{l_4}{f_{4шт}} + \frac{H_{сп}}{f_{тр}} \right); \qquad II.74)$$

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

Из паспортных значении 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.

$$Q_{min} = I{,}440 \cdot F_н\, S^{п}_{min}\, n_{min} \cdot \rho^{н}_{см} \qquad (II.75)$$

$$Q_{max} = I{,}440 \cdot F_н\, S^{п}_{max} \cdot n_{max} \cdot \rho^{н}_{см} \qquad (II.76)$$

Если 0,I . $Q_{min} < Q_{ж} < Q_{max}$ (II.77)

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

- коэффициент утечки $\eta_{ут}$ по формуле II.2I;
- коэффициент удлинения колонны насосных штанг и труб по формуле (II.I9);
- коэффициент подачи насоса по формулам II.I3.

Определяем наиболее близкое, но меньшее $Q_ж$ значение $Q_н = 1{,}440 \cdot F_н \cdot S \cdot n \cdot \rho_{ср}^{н} \cdot \eta_н \cdot \Delta\eta$; (II.78)

Проверяем, нет ли выбранного предыдущими расчетами варианта эксплуатации скважины УШСН с большим, чем расчитанным на данном шаге $Q_н$. Если нет, то в соответствии с II.I.I0 рассчитываем конструкции колонны насосных штанг и труб, экспериментальные нагрузки – в соответствии с II.I.II.

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

Увеличиваем давление у приема в соответствии с II.I.6 и рассчитывается новый вариант. Давление у приема насоса продолжаем увеличивать, если:

- для каждого варианта $Q_н$ 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 $Q_н$ оказывается меньше, чем при предыдущем варианте, то в соответствии с II.I.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.I.I0. Исходные данные для расчета

$P_{вых}$, $Q_{ж}$, $H_{сп}$, S, n, $P_{пр}$, тип насоса, тип станка-качалки.

Из массива ограничений выбираем очередное значение сорта стали и его характеристик – /$б_{пр}$/, /$б_{max}$/. Выбираем ограничения на грузоподъемность станка-качалки из паспорта или из "Бланк-заказа" /P_{max}/, /M_{max}/.

Проверяется значение коэффициента динамичности m_g, вычисленного по формуле II.I7 на вхождение в область допустимых значений по / I2/.

Если $0,28 \leq m_g \leq 0,4$, режим нагрузок на колонну насосных штанг считается недопустимым. Поэтому у.итывая давление на приемк насоса, т.е. углубляя насас и рассчитывая для нового режима исходные данные, снова определяем коэффициент динамичности.

Если $m_g > 0,45$, 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 ($0 < m_g < 0,28$) или ($0,4 < m_g \leq 0,45$) считаем допустимым.

Из паспорта насосов читаются параметры, характеризующие насос - $d_{пр}$, $f_{пр}$, $\rho_ж$, $d_{кл}$, $d_{шт}$, $f_{шт}$, $g_{шт}$

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 подбирать менее металлоемкую конструкцию.

Расчет одноступенчатой колонны

$$\sigma_{a_1} = \left[575 \frac{d_н^2}{d_{1шт}^2} H_{сп} + 420,107 w^2 \cdot S \cdot H_{сп} \right] 10^{-5} \qquad (II.79)$$

$$\sigma_{ср_1} = \left[\rho_{ср}^T \cdot g \cdot 10^{-1} \left(\frac{d_н^2}{2d_{1шт}^2} - 1 \right) H_{сп} + 4850 H_{сп} \right] \cdot 10^{-5} \qquad (II.80)$$

$$\sigma_{пр_1} = \sqrt{(\sigma_{a_1} + \sigma_{ср}) \cdot \sigma_{a_1}} \qquad (II.81)$$

Если $1,25\, \sigma_{пр_1} \leq [\sigma]$, (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 $i = \frac{7,85 - \rho_{ст}^{т}}{7,85}$ (II.83)

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

Вычисляем длину нижней ступени

$$l_1 = \frac{[\sigma_{max}] \cdot f_{1шт} - P_{жс}}{g_{1шт}(i_н + m_g)}, \quad (II.84)$$

- верхней ступени

$$l_2 = \frac{[\sigma_{max}](f_{2шт} - f_{1шт})}{g_{2шт}(i_н + m_g)} \quad (II.85)$$

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

если $l_1 + l_2 - H_{ст} \geq 0$,

а иначе увеличиваем диаметр нижней ступени колонны насосных штанг и соответственно диаметр верхней ступени. Например, для насоса НСВI-28 допустимые диаметры штанг нижней ступени - I6 и I9 мм, а верхней - I9 и 22 мм соответственно.

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

$$\sigma_{ср_1} = [\rho_{ст}^{т} \cdot g \cdot 10^{-1}(\frac{d_н^2}{2d_{1шт}^2} + 1) \cdot H_{ст} + 7850 l_1] \cdot 10^{-5}, \quad (II.87)$$

$$\sigma_{а_1} = [575 \cdot \frac{d_н^2}{d_{1шт}^2} H_{ст} + 420,107 \omega^2 \cdot S \cdot l_1] \cdot 10^{-5}, \quad (II.88)$$

$$\sigma_{пр_1} = \sqrt{(\sigma_{а_1} + \sigma_{ср_1})\sigma_{а_1}}; \quad (II.89)$$

$$\sigma_{ср_2} = [\rho_{ст}^{т} \cdot g \cdot 10^{-1}(\frac{d_н^2}{2d_{2шт}^2} - 1) H_{ст} + (1 + \frac{d_{1шт}^2}{d_{2шт}^2} l_1) + 7850(H_{ст} - l_1 + l_1 \frac{d_{1шт}^2}{d_{2шт}^2})] \cdot 10^{-5}, \quad (II.90)$$

$$\sigma_{а_2} = [575 \frac{d_н^2}{d_{2шт}^2} H_{ст} + 420,107 \omega^2 \cdot S(H_{ст} - l_1 + l_2 \frac{d_{1шт}^2}{d_{2шт}^2})] \cdot 10^{-5}; \quad (II.91)$$

$$\sigma_{пр_2} = \sqrt{(\sigma_{а_2} + \sigma_{ср_2})\sigma_{а_2}}, \quad (II.92)$$

Если ($\sigma_{пр_1}$ и $\sigma_{пр_2}$) $\leq [\sigma_{пр}]$, 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 I6,I9,22 и I9,22,25 мм

Меняя $[\sigma_{max}]$ в интервале $1{,}4\,[\sigma_{пр}] \le [\sigma_{max}] \le 2{,}3\,[\sigma_{пр}]$ через 5 МПа , определяем длины ступеней

$$l_1 = \frac{[\sigma_{max}] \cdot f_{1шт} - P_{ос}}{g_{1шт}(i_н + m_g)}, \qquad \text{(II.93)}$$

$$l_2 = \frac{[\sigma_{max}](f_{2шт} - f_{1шт})}{g_{2шт}(i_н + m_g)}, \qquad \text{(II.94)}$$

$$l_3 = \frac{[\sigma_{max}](f_{3шт} - f_{2шт})}{g_{3шт}(i_н + m_g)} \qquad \text{(II.95)}$$

Если $l_1 + l_2 + l_3 \ge H_{сп}$ то длину верхней ступени вычисляем

$$l_3 = H_{сп} - l_1 - l_2 \qquad \text{(II.96)}$$

В противном случае увеличиваем диаметры ступеней колонны в допустимых пределах.

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

$$\sigma_{ср3} = \left\{ \rho_{см}^{т} \cdot g \cdot 10^{-1} \left[\left(\frac{d_1}{2a_{3шт}^2} - 1 \right) H_{сп} + \left(1 + \frac{d_{2шт}^2}{d_{3шт}^2} \right) l_2 + \left(1 + \frac{d_{1шт}^2}{d_{2шт}^2} \right) \cdot l_1 \right] + \right.$$
$$\left. + 7850 \left(H_{сп} - l_1 - l_2 + l_1 \frac{d_{1шт}^2}{d_{2шт}^2} + l_2 \frac{d_{2шт}^2}{d_{3шт}^2} \right) \right\} \cdot 10^{-5}, \qquad \text{(II.97)}$$

$$\sigma_{a3} = \left[5{,}75 \frac{d^2}{d_{1шт}^2} H_{сп} + 420{,}107 \cdot \omega^2 \cdot S \left(H_{сп} - l_1 - l_2 + l_1 \frac{d_{1шт}^2}{d_{2шт}^2} + \right. \right.$$
$$\left. \left. + l_2 \frac{d_{2шт}^2}{d_{3шт}^2} \right) \right] \cdot 10^{-5}; \quad \sigma_{пр3} = \sqrt{(\sigma_{ср3} + \sigma_{a3})\sigma_{a3}}, \qquad \text{(II.98)}$$

$$\sigma_{ср2} = \left\{ \rho_{см}^{т} \cdot g \cdot 10^{-1} \left[\left(\frac{d_{1н}^2}{2d} - 1 \right) \cdot H_{сп} + \left(1 + \frac{d_{1шт}^2}{d_{2шт}^2} \right) \cdot l_1 \right] + \right. \qquad \text{(II.99)}$$
$$\left. + 7850 \left(H_{сп} - l_1 + l_1 \frac{d_{1шт}^2}{d_{2шт}^2} \right) \right\} \cdot 10^{-5}, \qquad \text{(II.100)}$$

$$\sigma_{a_2} = \left[575 \frac{d_н^2}{d_{2шт}^2} \cdot H_{ст} + 420{,}107 \cdot \omega^2 \cdot S \left(H_{ст} - l_1 + l_1 \frac{d_{1шт}^2}{d_{2шт}^2}\right)\right] \cdot 10^{-5}, \quad (II.101)$$

$$\sigma_{пр_2} = \sqrt{(\sigma_{ср_2} + \sigma_{a_2})\,\sigma_{a_2}}, \quad (II.102)$$

$$\sigma_{ср_1} = \left[\rho_{ст}^{т} \cdot g \cdot 10^{-1} \left(\frac{d_н^2}{2d_{1шт}^2} - 1\right) H_{ст} + 7850 \cdot l_1\right] 10^{-5} \quad (II.103)$$

$$\sigma_{a_1} = \left[575 \frac{d_н^2}{2d_{1шт}^2} \cdot H_{ст} + 420{,}107 \cdot \omega^2 \cdot S \cdot l_1\right] \cdot 10^{-5}, \quad (II.104)$$

$$\sigma_{пр_1} = \sqrt{(\sigma_{ср_1} + \sigma_{a_1}) \cdot \sigma_{a_1}}; \quad (II.105)$$

Если $\sigma_{пр_2}$ или $\sigma_{пр_3} \le [\sigma_{пр}]$, 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 НГДУ.

РАСЧЕТ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ НАГРУЗОК НА ГОЛОВКУ БАЛАНСИРА И МАКСИМАЛЬНОГО КРУТЯЩЕГО МОМЕНТА

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

- вес колонны штанг в жидкости Рш, Н ;
- вес жидкости в подъемных трубах Рж, Н ;
- сила трения штанг о подъемные трубы Ртр., Н ;
- сила плунжера насоса о стенки цилиндра Ртр, Н ;
- сила трения штанг при движении в вязкой жидкости Ртр, Н;
- сила инерции колонны штанг Рин, Н;
- вибрационная нагрузка Рв, Н;

$$Р_{мак} = Р_ж + Р_ш + Р_{тр} + Р_{тр} + Р_{тр} + Р_{ин} + Р_в; \quad (II.106)$$

$$Р_{мин} = Р_ш + Р_{тр} - Р_{тр} - Р_т - Р_в; \quad (II.107)$$

где составляющие нагрузки рассчитываются следующим образом:

$$Р_ж = Р_н \,(\, Р_{вык} - Р_{пр}) \quad (II.108)$$

$$Рш = [g_1 ш м l_1 + g_2 ш м l_2 + g_3 ш м l_3)(1 - \frac{\rho_{см}}{4,85}, \quad (II.109)$$

$$Ртр = 2,452 \cdot d_н \quad (II.110)$$

$$Ртр = 0,02 \cdot Рш \quad (II.111)$$

$$Ртр = 0,66 \cdot \delta \cdot n(\mu_{ж1} l_1 \cdot K_1 + \mu_{ж2} l_2 K_2 + \mu_{ж3} l_3 \frac{K_3}{10^{-4}}, \quad (II.112)$$

где $\mu_{ж1}, \mu_{ж2}, \mu_{ж3}$ 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.

$$K_I = \frac{(\frac{d_т}{d_{i шт}}) - 1}{[(\frac{d_т}{d_{i шт}})^2 - 1] \ln \frac{d_т}{d_{i шт}} - [(\frac{d_т}{d_{i шт}})^2 - 1}} + \frac{0,032[(\frac{d_т}{d_{i шт}})^2 - 1]}{[(\frac{d_т}{d_{i шт}})^2 - 1] \ln \frac{d_т}{d_{i шт}} \cdot \frac{d_т}{d_{i шт}} - 1)} \quad (II.113)$$

где I = 1,2,3

$$Р_{пн} = Рш \cdot mg \quad (II.114)$$

$$Рв = Рж \cdot mg \sqrt{\frac{S}{\lambda \cos(mg)} - 1} \quad (II.115)$$

где λ рассчитываем по формуле (II.I5) , а mg рассчитываем по формуле (II.I7)

$$Мкр = 30\ \delta + 0,24\ \delta \quad (Рмак - Рмин) \quad (I5) \quad (II.116)$$

Нормальная работа станка-качалки удовлетворяет условию
(Рш > Ртр + Ртр + Ртр + Ртр) и (Рмак < Р мак] и (Ммак < Ммак) (II.117)

Если условие Рш > Ртр + Ртр + Ртр не выполняется, то необходимо перейти к следующему диаметру насоса.
Если не выполняется условие (Рмак < Рмак) и (Ммак < [Ммак], 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 Е и Н зависимости $\nu_н = \nu_н$ (Т) нулевые, то при невыполнении для всех значений типоразмеров насосов и марок сталей условия II.II7, рассчитываем режим работы скважины, оборудованной УШСН с учетом подлива 5,10,15,20 - процентов растворителя с откачиваемой жидкости.

Если условие II.II7 выполняется, то расчитанный вариант-строка выходного документа по форме табл. II.2.I запоминаем и расчет ведется для следующего значения забойного давления в соответствии с II.I.6.

РАСЧЕТ ДЛИНЫ УТЯЖЕЛЕННОГО НИЗА КОЛОННЫ НАСОСНЫХ ШТАНГ

II.I.I2. 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

$$P_{ут} = f_{шл} \cdot \Delta P_{кл} \cdot 10^{-6} \qquad (II.II8)$$

Длина тяжелого низа" рассчитывается для штанг диаметром 25 мм

$$l_{ут} = \frac{P_{ут}}{4I.0} \qquad (II.II9)$$

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

II.I.I3. Расчет для каждого варианта, определяемого в порядке значимости при переборе значений $P_{заб.}$, $P_{пр.}$, типоразмер насоса, марка стали колонны штанг, закачивается, если режим эксплуатации скважины (УШСН) и конструкции колонны штанг и труб выбраны.

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

Настоящий алгоритм позволяет перебрать варианты для одного типоразмера насоса до тех пор, пока этот насоса обеспечивает суточный отбор жидкости по вариантам, и для них рассчитывается конструкция насосных штанг и подъемных труб. Иначе, необходимо перейти к 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 завышенными, максимальная нагрузка на головку балансира $P_{мак}$ или максимальный крутящий момент $M_{мак}$, 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 $P^{ф}_{заб} < P_{min}$ то в выходном документе следует сделать примечание "оптимальный режим, отбор ограничен притоком на пласт".

Выходной документ представляется таблицей II.2.I.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2
Таблица П.2.1

П.2. ФОРМА ВЫХОДНОГО ДОКУМЕНТА

Технологический режим нефтяных скважин, оборудованных штанговыми глубинными насосами

на месяц 198 года

Номер скважины	Режим	Тип станка-качалки	Типоразмер насоса	Диаметр плунжера, м	Длина хода штока, м	Число качаний, 1/мин	Дебит по жидкости, т/сут	Обводненность, %	Глубина спуска насоса, м	Динамический уровень, м	Коэффициент подачи насоса	Утечки в насосе куб.м/сут	Марка стали	Конструкция штанг: 1-я ступень длина, м	диам. мм	2-я ступень длина, м	диам. мм	3-я ступень длина, м	диам. мм	Конструкция колонны труб: и	Утяжелитель длина, м	диам. НКТ, мм	Нагрузка, Н	Момент, Н м
	фактический																							
	планируемый																							

Месторождение

объект

Подпись
Ответственного исполнителя _____

Подпись
Директора КИВЦ _____

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

I. ОСТ 39-II2-80. Нефть. Типовое исследование пластовой нефти. Объем исследования. Форма представления результатов.

2. Инструкция по недобору погружных центробежных электронасосов к нефтяным скважинам на месторождениях БССР - Киев; Укргипрониинефть, I976, 77с.

3. Внедрение инженерно-технологических задач по подбору насосного оборудования ЭЦН и ШГН в КИВЦ объединения: Отчет / Укргипрониинефть; Рук.работы - к.т.н. Кучерюк В.А., - шифр работы 82.45.76/08.44. Этап III № ГР 78027265 инв. № 2364, Киев, I978, 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/ Укргипрониинефть ; Рук.работы - д.т.н. Балакиров Ю.А. - работы 82.I8.80/ 03.22 № ГР 80031833, инв.№ Киев, I980, с.92-95.

5. Программа по расчету параметров нефтяных скважин , оборудованных ШГНУ - Оренбург; КИВЦ п/о "Оренбургнефть", I976, 65с.

6. Справочная книга по добыче нефти. Под редакцией Ш.К.Гиматудинова, - М,: Недра, I974, 704 с.

7. Степанова И.С. Исследование клапанных узлов глубинных насосов. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук - Баку; Фонды АЗНИРИнефть, I970.

8. РД-39-I-289-79. Методика оптимального подбора типоразмера и режима работы штанговой глубиннонасосной установки, М.: I980, I02 с.

9. Силкин В.Ф. предельной производительности глубиннонасосной установки при откачке высоковязкой нефти и методах ее увеличения. В кн.: Разработка нефтяных и газовых месторождений I96I, вып.5 с. I7-I25, ИССН.

I0. Технологическая схема разработки свит Джерибе и Шилу месторождения Джебиси: Отчет / Укргипрониинефть; Рук.группы - Ю.А.Балакиров, шифр работы 8-.75.79/04755, № ГР 7903924 инв. № 2448 , Киев, I980.

II. 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 оптиматизации работы насосных скважин – Киев,: Укргипрониинефть, 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.

С О Д Е Р Ж А Н И Е

Стр.

I. Общие положения

2. Структура и содержание методики

3. Последовательность выполнения расчетов по методике

Приложения

Список использованных источников

04.02.1985г. Формат 60х84 1/16. Объем 2,9 печ. л. Заказ 53 Тираж 300 экз.

Ротат.участок Укргипронииинефть 252142, г. Киев пр. Палладина 44.

gost.e-ecolog.ru