МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВСЕСОЮЗНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
(В Н И И)

М Е Т О Д И К А

ОПТИМАЛЬНОГО ПОДБОРА ТИПОРАЗМЕРА И РЕЖИМА РАБОТЫ ШТАНГОВОЙ ГЛУБИННОНАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

РД - 39-I-289-79

Москва -]1980

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВСЕСОЮЗНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
(В Н И И)

"Утверждаю":
Заместитель Министра
А.В.Валиханов
"21" января 1979г.

М Е Т О Д И К А

ОПТИМАЛЬНОГО ПОДБОРА ТИПОРАЗМЕРА И РЕЖИМА РАБОТЫ ШТАНГОВОЙ ГЛУБИННОНАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

РД - 39-I-289-79

Москва - 1980

А Н Н О Т А Ц И Я

Настоящая методика предназначена для использования при проектировании и текущей эксплуатации скважин.

Методика разработана по заданию МНП лабораторией эксплуатации скважин БНИИ и лабораторией технологии и техники добычи нефти МИНХ и ГП с использованием результатов исследований и методических разработок отраслевых институтов.

Составители:

БНИИнефть	д.т.н.проф.	Максутов Р.А.
	к.т.н.	Чубанов О.В.
	к.т.н.	Каплан А.Р.
	к.т.н.	Блюшин В.Е.
МИНХиГП	д.т.н.проф.	Желтов Ю.П.
	к.т.н.	Богомольный Г.И.
	к.т.н.	Глоговский М.М.
		Дунюшкин И.И.
СибНИИНП	к.т.н.	Чириков Л.И.
БашНИПИнефть	к.т.н.	Валишин Ю.Г.
АзНИПИнефть	к.т.н.	Рустамов Э.М.
ТатНИПИнефть		Батыров Х.М.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИКА ОПТИМАЛЬНОГО ПОДБОРА ТИПОРАЗМЕРА И РЕЖИМА РАБОТЫ ШТАНГОВОЙ ГЛУБИННОНАСОСНОЙ УСТАНОВКИ

РД 39-I-289-79 Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности от I2.I2.79г. № 6II

Срок введения с I.06.80г.
Срок действия до_____

I. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Методика предназначена для выбора типоразмеров станка-качалки и электродвигателя, диаметра и глубины спуска скважинного штангового насоса, определения конструкции колонны насосных штанг и труб, а также параметров режима откачки для заданного режима эксплуатации скважины.

I.2. Критерием оптимальности при сопоставлении различных вариантов компоновки оборудования является достижение минимума условных приведенных затрат на подъем нефти из скважины, в части, зависящей от типоразмера и режима работы штанговой глубиннонасосной установки (ШГНУ), при обеспечении планового отбора нефти по скважине.

I.3. Проект настоящего руководящего документа разработан согласно "Инструкции о порядке разработки, изложения и утверждения нормативно-технической документации в системе Министерства нефтяной промышленности" РД 39-3-64-78.

Методика оптимального подбора разработана в соответствии с отраслевыми требованиями, обоснованными головным институтом

ВНИИнефть"ж).

При создании методики были использованы результаты исследований в области подбора и оптимизации глубиннонасосного оборудования, выполненных отраслевыми научно-исследовательскими институтами: "ВНИИнефть", "АзНИПИнефть", "БашНИПИнефть", "Гипровостокнефть", "КраснодарНИПИнефть", ПечорНИПИнефть", "СибНИИНП", "ТатНИПИнефть" и КИВЦами объединений "Башнефть и "Татнефть", а также работы отдельных ученых, в первую очередь:

А.Н.Адонина, И.М.Муравьева, В.П.Максимова, А.М.Пирвердяна, Н.Н.Репина, М.М.Саттарова, Ш.Н.Ализа, В.Ф.Троицкого, И.С.Степановой и многих других.

I.4. В методике предусмотрена возможность статистического анализа расхождений результатов расчета с фактическими показателями эксплуатации ШГНУ на конкретном месторождении и определения на этой основе корректирующих коэффициентов, позволяющих минимизировать упомянутые расхождения.

Анализируя подобным образом фактический материал на различные моменты времени, обеспечивают адаптацию методики к изменяющимся условиям эксплуатации насосного оборудования на разных этапах разработки месторождения.

I.5. Режим эксплуатации скважины принимается стационарным, т.е. забойное давление дебит и обводненность продукции остаются постоянными в течение периода времени, для которого производится расчет работы ШГНУ. Режим откачки при этом предполагается постоянный.

ж) "Методические положения по определению экономической эффективности и прогнозированию различных способов эксплуатации скважин" (проект). Издание ВНИИнефть, М., 1975г.

Методика может быть использована для нормальных (по классификации А.Н.Адонина) скважин, условия эксплуатации которых удовлетворяют следующим ограничениям:

- вязкость продукции не более I50 сСт;
- газовый фактор до I00-I20 $нм^3/м^3$;
- содержание механических примесей не более 0,05% (по объему);
- не наблюдается интенсивной коррозии и абразивного износа насосного оборудования;
- ствол скважины близкий к вертикальному, т.е. максимальный угол наклона не превышает I0-I2°, азимутальное отклонение - не более 2π радиан.

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

Блочная структура алгоритма, позволяющая производить в случае необходимости добавление, исключение или замену отдельных расчетных блоков, а также применение процедуры корректирования в процессе апробации и внедрения методики на конкретных месторождениях могут привести к расширению вышеуказанных пределов применимости последней.

I.6. Методика может быть использована как самостоятельно, с целью оптимизации глубиннонасосной эксплуатации на разрабатываемых месторождениях, так и в качестве составной части общей методики комплексного проектирования разработки и эксплуатации новых нефтяных месторождений.

2. СТРУКТУРА И СОДЕРЖАНИЕ МЕТОДИКИ

2.I. Структура методики

Методика выбора оптимального типоразмера и режима работы ШГНУ состоит из следующих основных частей:

- алгоритма корректирования зависимостей для расчета показателей ШГНУ;

- методики расчета технологических и экономических показателей работы ШГНУ при планируемом режиме эксплуатации скважины и определенном варианте компоновки насосного оборудования;

- алгоритма переборе вариантов компоновки оборудования и выбора из них оптимального.

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 по методикам или зависимостям, которые в настоящее время признаны наиболее точными и надежными.
Такая структура, наряду с процедурой корректирования, обеспечивает возможность применения методики на различных месторождениях в широком диапазоне условий эксплуатации.

2.2. Алгоритм корректирования зависимостей для расчета показателей работы ШГНУ

Предназначен для учета особенностей работы глубиннонасосного оборудования на конкретных объектах (залежах) и адаптации методики к меняющимся во времени условиям его эксплуатации.

Предусматривается корректирование зависимостей для расчета основных и наиболее важных для правильного выбора оптимального варианта глубиннонасосной эксплуатации, показателей: давления на приеме насоса, коэффициента подачи установки и экстремальных величин нагрузок на штанги. Корректирование состоит в том, что в формулы для расчета перечисленных показателей вводятся коэффициенты, численные значения которых методами математической статистики определены таким образом, чтобы минимизировать сумму квадратов расхождений между расчетными и фактическими значениями корректируемых показателей для всего массива скважин.

Для адаптации методики используются фактические данные, получаемые с помощью стандартных измерений и исследований, замеров дебита и состава продукции, давления и динамического уровня в стволе скважины, динамометрирования, волнометрирования.

2.3. Методика расчета технологических и экономических показателей работы ШГНУ

В этой методике для запланированного режима эксплуатации скважины (дебит нефти, обводненность, забойное и устьевое давления) и заданных значений диаметра и глубины спуска скважинного насоса определяются следующие технологические показатели работы ШГНУ:

- давление на приеме и выходе насоса;
- коэффициенты наполнения насоса и подачи насосной установки;
- режим откачки (длина хода и число ходов полированного штока);

- конструкции колонн насосных штанг и подъемных труб;

- экстремальные нагрузки и приведенное напряжение в точке подвеса штанг;

- максимальный крутящий момент на валу редуктора;

- энергетические показатели: расход энергии, КПД установки, требуемая мощность электродвигателя.

По рассчитанным значениям перечисленных показателей выбираются типоразмеры станка-качалки и электродвигателя.

Затем для данного варианта оцениваются вероятные показатели надежности (число отказов и межремонтный период) работы установки и рассчитываются экономические показатели: капитальные затраты, себестоимость подъема нефти и условные приведенные затраты, зависящие от компоновки насосного оборудования и режима его работы.

При проведении расчетов и выборе оборудования предусматривается возможность задавать только некоторые типоразмеры из всей выпускаемой номенклатуры оборудования, например, скважинные насосы только вставного исполнения или диаметром не более 55 мм, станки-качалки типов 5СК-4 и 7СК8, штанги из легированной стали с предельно допускаемым напряжением 900 кгс/см^2 (по М.П.Марковцу) и т.д.

Такой прием позволяет учесть реальные возможности материально-технического снабжения и требование уменьшения номенклатуры применяемого оборудования.

2.4. Алгоритм перебора вариантов компоновки обсрудования и выбора из них оптимального

Расчетные варианты компоновки насосного оборудования отличаются величинами диаметра скважинного насоса или глубины

его спуска. В методике предусмотрен последовательный перебор возможных сочетаний этих параметров. В качестве начального задается вариант с минимальным стандартным диаметром насоса и максимальной глубиной его спуска, равной глубине скважины. Затем глубина спуска уменьшается с заданным шагом, при неизменном диаметре насоса, пока не выполнится одно из заложенных в алгоритм ограничений, задающих переход к следующему насосу, большего диаметра.

Перебор вариантов с различными глубинами спуска повторяется до тех пор, пока не будет исчерпан весь ряд заданных стандартных размеров скважинных насосов.

Для каждого из вариантов рассчитываются технологические и экономические показатели и выбирается необходимое оборудование.

В качестве оптимального принимается вариант, характеризующийся минимальной величиной условных приведенных затрат на подъем нефти.

3. ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ВЫПОЛНЕНИЯ РАСЧЕТОВ ПО МЕТОДИКЕ

Общая схема алгоритма адаптивной методики приведена на рис. I, а содержание каждого из блоков описано в следующих подпунктах.

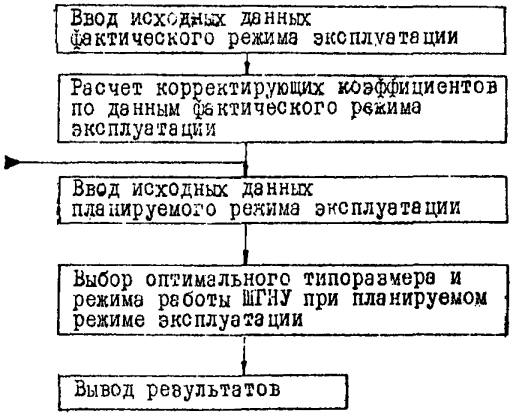

Рис. I Общая схема алгоритма расчетов по методике.

В алгоритме предусмотрена возможность исключения полностью или частично блока расчета корректирующих коэффициентов в случае отсутствия или недостаточности данных о фактической эксплуатации скважины и ШГНУ.

3.I. Блок ввода исходных данных

Для адаптации расчетных зависимостей к конкретным условиям (расчет корректирующих коэффициентов) должны быть заданы данные о фактическом режиме эксплуатации скважины, компоновке установленного насосного оборудования, а также физических свойствах компонентов добываемой продукции, конструкции скважины и т.п.

При выборе оптимального типоразмера и режима работы ШГНУ задаются планируемый режим эксплуатации для каждой скважины (дебит нефти, обводненность продукции, забойное и устьевое давления), а также необходимая нормативно-справочная информация (паспортные данные насосов, станков-качалок, насосных штанг и подъемных труб, нормативы, тарифы и т.д.).

Подробное описание исходных данных приведено в пункте П.I. "Приложения"*)

---

*) В дальнейшем изложении слово "Приложение" в ссылках на его отдельные пункты опускается.

3.2. Блок адаптации [расчета корректирующих коэффициентов]

Последовательность проведения расчетов в данном блоке представлена на рис. 2, а содержание отдельных разделов описано ниже.

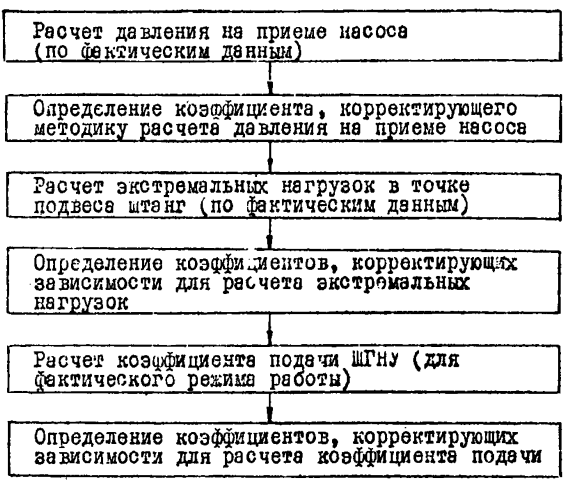

Рис. 2. Блок-схема расчета корректирующих коэффициентов.

3.2.1. Расчет давления на приеме насоса производят, задаваясь фактическими величинами дебита нефти, обводненности, забойного давления и глубины спуска насоса, согласно алгоритму, описанному в пункте П.2.

3.2.2. Расчет экстремальных нагрузок в точке подвеса штанг

Для фактически установленного в скважине оборудования (скважинный насос, насосные штанги и подъемные трубы) и скорректированной величины давления на приеме последовательно рассчитываются величины:

коэффициента сепарации газа у приема насоса (см. П.3), давления в подъемных трубах на выходе из насоса, (см.п. П.4) максимальной и минимальной нагрузок в точке подвеса штанг (см.п. П.I5).

3.2.3. Расчет коэффициента подачи ШГНУ для фактического режима её работы

Для установленного на скважине оборудования и фактического режима его работы последовательно рассчитываются величины:

вязкости откачиваемой жидкости (см. пункт П.5), максимального перепада давления в клапанах насоса (см. пункт П.6.), коэффициента наполнения насоса (см. пункт П.7) и, наконец, коэффициента подачи установки (см. пункт П.8.).

3.2.4. Определение величин корректирующих коэффициентов

Давление на приеме насоса корректируется с помощью коэффициента в формуле для расчета плотности жидкости или газожидкостной смеси в стволе скважины.

Экспериментальные нагрузки в точке подвеса штанг корректируются двумя коэффициентами, один из которых введен в формулу для расчета градиента давления смеси в подъемных трубах и

влияет на нагрузку от веса жидкости, а второй – в формулу динамической нагрузки на штанги.

Коэффициент подачи ШГНУ корректируется за счет множителей в формулах для расчета утечек в плунжерной паре и коэффициента сепарации газа на приеме насоса.

Величины корректирующих коэффициентов для всего массива скважин рассчитываются методами математической статистики, а для отдельных скважин – как правило, путем последовательных приближений. Алгоритмы расчета соответствующих коэффициентов описаны в пунктах П.I4 – П.I6.

3.3. Блок выбора оптимального типоразмера и режима работы ШГНУ

После ввода исходных данных о планируемом режиме эксплуатации скважины, расчеты ведутся в такой последовательности (см. рис. 3.).

3.3.I. Задается начальный вариант компоновки оборудования: минимальный диаметр насоса и глубина спуска его, равная глубине скважины, $L_{скв.}$

3.3.2. Рассчитывается давление $P_{пр}$ и газосодержание на приеме насоса с учетом соответствующего корректирующего коэффициента (см. п. П.2.). Здесь использована методика, разработанная П.Д.Ляпковым (МИНХ и ГП), с использованием экспериментальных данных В.М.Люстрицкого (Гипровостокнефть).

Если рассчитанное давление оказалось меньше величины, принятой в качестве минимально допустимой для данного месторождения, то расчет для этого варианта прекращается и в программе предусмотрен переход к новому, большему диаметру насоса.

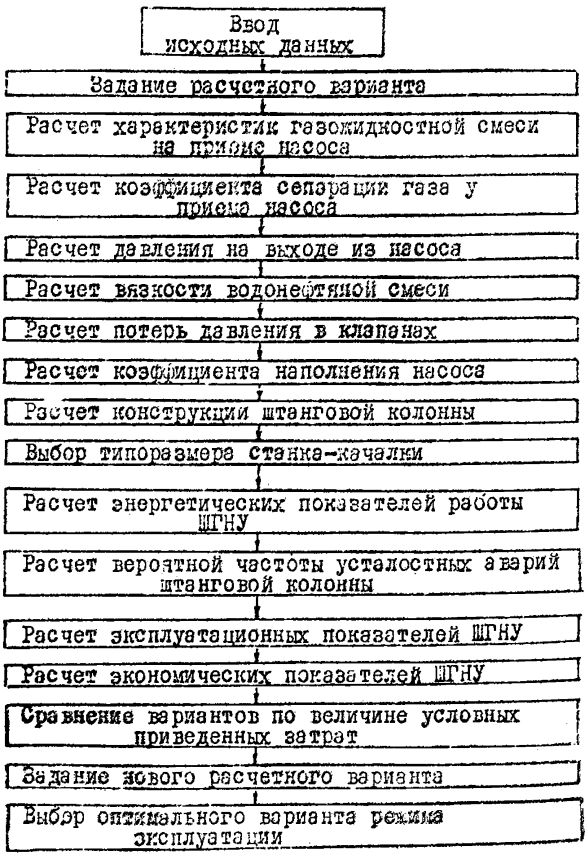

Рис. 3. Последовательность расчетов по выбору оптимального типоразмера и режима работы ШГНУ.

3.3.3. Вычисляются: коэффициент сепарации газа (с учетом корректирующего множителя), газосодержание смеси в цилиндре насоса, величина трубного газового фактора и новое значение давления насыщения, согласно алгоритму, изложенному в пункте П.3.

3.3.4. Рассчитывается давление на выходе из насоса, с учетом корректировки, $P_{вых}$ (см. п. П.4.) по методике Поэттмана-Карпентера. После этого определяется разность между давлением на выходе из насоса и давлением на приеме. Если этот перепад невелик и не превышает минимальной величины, задаваемой при расчете (например, 3 кгс/см^2), то принимается, что скважина будет фонтанировать, расчеты по выбору ШГНУ для данного режима эксплуатации прекращаются и соответствующее сообщение выводится на печать.

3.3.5. Рассчитывается вязкость откачиваемой продукции (см. П.5.).

3.3.6. Вычисляются: максимальный перепад давления, возникающий при движении газожидкостной смеси через клапаны насоса всасывающий $\Delta P_{вс}$ и нагнетательный $\Delta P_{н}$ (см. П.6.), по методике, разработанной А.И.Пирвердяном и И.С.Степановой, давление в цилиндре насоса при ходе всасывания $P_{вс}$ и нагнетания $P_{нагн}$ а также перепад давления, который нужно создавать скважинным насосом, чтобы обеспечить подъем жидкости:

$$\Delta P_{нас} = P_{нагн.} - P_{вс} \qquad (I)$$

3.3.7. Вычисляется коэффициент наполнения насоса, (алгоритм расчета см. П.7) по усовершенствованной М.М.Глоговским и И.И.Дунюшкиным (МИНХ и ГП) методике, в которой учтен неравновесный характер процессов выделения и растворения газа при движении плунжера.

В этом алгоритме предусмотрено также вычисление длины хода плунжера и числа ходов, обеспечивающих требуемую производительность насоса по газожидкостной смеси, а также введено и условие, прекращающее расчеты по данному варианту в случае, если коэффициент наполнения становится меньше заданного минимально допустимого значения. При этом предусмотрен переход к новой величине диаметра плунжера.

3.3.8. Рассчитывается конструкция равнопрочной штанговой колонны, обеспечивающей достаточную усталостную прочность штанг. Методика разработана в МИНХ и ГП и учитывает влияние на прочность штанг статических и динамических нагрузок, а также осевой сжимающей силы, действующей на плунжер (алгоритм приведен в пункте П.8.).

Для выбранной конструкции колонны штанг определяются величины потерь хода плунжера от упругих деформаций штанг и труб, длины хода полированного штока, экстремальных нагрузок и приведенного напряжения в точке подвеса штанг и максимального крутящего момента на валу редуктора. Здесь же рассчитывается величина затрат мощности на преодоление гидродинамического трения штанг по методике А.М.Пирвердяна и С.В.Чубанова.

3.3.9. Из имеющейся номенклатуры станков-качалок выбирается типоразмер (см. п. П.9.), у которого паспортные характеристики по максимальной нагрузке, крутящему моменту и скорости откачки первыми превысят расчетные значения указанных величин для рассматриваемого варианта.

3.3.10. Рассчитываются энергетические показатели работы ШГНУ, а именно: полезная мощность, мощность, затрачиваемая на преодоление потерь в подземном (от утечек в плунжерной паре и трения штанг) и наземном оборудовании; удельный расход энергии на подъем жидкости и КПД установки. При этом потери на трение штанг о трубы вычисляются по формуле Ю.А.Песляка, с учетом рекомендаций В.Ф.Троицкого по выбору величины коэффициента трения (см. П.10.).

3.3.11. Расчет предполагаемой частоты усталостных обрывов штанг производится по методике БашНИПИнефти, разработанной под руководством М.М.Саттарова и усовершенствованной в МИНХ и ГП им. И.М.Губкина.

Методика позволяет определить вероятную частоту усталостных обрывов штанговой колонны в зависимости от диаметра насоса, величины приведенного напряжения в точке подвеса штанг и материала штанг (см. П.11.).

3.3.12. Рассчитываются эксплуатационные показатели ШГНУ: коэффициент эксплуатации скважины и межремонтный период работы установки с учетом общего числа подземных ремонтов, их продолжительности и времени простоев по организацион-

ным причинам (см.п.П.I2).

3.3.I3. Рассматриваются экономические показатели ШГНУ в соответствии с отраслевыми требованиями и с использованием методических положений, разработанных институтами "ВНИИнефть","БашНИПИнефть", "СибНИИНП" и КИВЦ объединений "Башнефть" и "Татнефть" (см.П.П.I3). В этой части методики определяются капитальные и эксплуатационные затраты, условная себестоимость подъёма нефти из скважины и условные приведённые затраты в части, зависящей от типоразмера и режима работы ШГНУ. При этом учтены стоимость полного комплекта глубиннонасосного оборудования, расходы на электроэнергию и подземный ремонт скважины по нормативам, действующим в данном регионе с учётом всех видов доплат (скидок) и поясных коэффициентов.

3.3.I4. Сравнение вариантов по величине критерия оптимизации, задание новых вариантов расчёта и выбор из них оптимального производится согласно алгоритму, описанному выше (в п.2.4.)

П Р И Л О Ж Е Н И Е I

ОПИСАНИЕ АЛГОРИТМОВ РАСЧЁТА ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ШГНУ И АДАПТАЦИОННЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ И ВЫБОРА ОБОРУДОВАНИЯ

П.I. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТОВ ПО МЕТОДИКЕ

Для расчетов необходимы данные о составе и физических свойствах компонентов добываемой продукции, конструкции скважины, фактическом режиме эксплуатации скважины и установленном на ней оборудовании, планируемом режиме эксплуатации, нормативно-техническая информация и т.д.

Перечень необходимых исходных данных приведен в таблицах П.I и П.2.

Кроме того должен быть задан ряд зависимостей, описывающих физические свойства компонентов добываемой продукции.

I. Зависимость количества попутного газа, растворенного в I $м^3$ дегазированной нефти, от давления P при температуре $T_{скв.}$ Эту зависимость рекомендуется давать в следующем виде:

$$\Gamma(P) = \Gamma_0 \left(\frac{P - P_a}{P_{нас} - P_a} \right)^{\beta} . \qquad (П.I.I.)$$

где: Γ_0 – газовый фактор, $нм^3/м^3$;

P_a – атмосферное давление;

β – эмпирический коэффициент.

Если принят линейный закон растворимости газа, то $\beta = I$.

2. Зависимость объемного коэффициента нефти от давления в виде:

$$в = 1 + (в_{нас} - 1) \left(\frac{P - P_a}{P_{нас} - P_a} \right)^{1/4} \qquad (П.I.2.)$$

где: $в_{нас} = в(P_{нас})$ (П.I.3.)

3. Относительная скорость движения газа

Определение этой величины является весьма сложным, поэтому она для многих месторождений неизвестна. В этом случае предлагается использовать величины, рекомендованные И.Т.Мищенко и А.С.Гуревичем в работе [I] $V_{отн.г.}$ =0,02 м/с при $B < 0,5$ и $V_{отн.г.}$ =0,I7 м/с при $V \geq 0,5$.

4. Распределение температуры по стволу скважины

В случае, когда разность температур между устьем и забоем не превышает I0°К в расчете принимается средняя температура, при большей разности рекомендуется принимать линейное распределение температуры по глубине. В обоснованных случаях зависимость рассчитывается по более сложным зависимостям, например, по формулам предложенным СибНИИНП [20].

5. На практике иногда оказывается, что определенная часть исходных данных по месторождению или отдельным скважинам отсутствует. Поэтому в таблице П.I выделены величины (см.графу 5 "примечание"), для которых без большой погрешности могут быть приняты численные значения по аналогии с другими месторождениями или по литературным рекомендациям. Остальные величины должны быть заданы обязательно, в противном случае окажется невозможным произвести расчеты.
Выбор месторождений-аналогов следует производить в процессе апробации методики на конкретном месторождении.

6. Размеры подъемных труб и клапанных узлов задаются в зависимости от типа и диаметра насоса согласно рекомендациям "Инструкции по эксплуатации скважинных штанговых насосов", разработанной институтом АзНИПИнефть в I976г.

В случае необходимости, например при откачке высоковязкой жидкости, может быть предусмотрено увеличение диаметра подъемных труб, на которых спускается насос данного типоразмера, по сравнению с диаметром, указанным в таблице П.3.

7. Настоящая методика не устанавливает степени детализации исходной информации, используемой при расчетах. В конкретных случаях эта детализация по каждой группе параметров устанавливается исходя из изменчивости свойств продукции в пределах залежи.

Справочный материал по оборудованию, экономические и нормативные данные, приведенные в настоящем "Приложении" не является исчерпывающим. При проведении расчетов в конкретных условиях должны использоваться данные, соответствующие применяемому оборудованию, действующим в данном регионе нормативам с учетом всех видов доплат (скидок) и коэффициентов.

8. Такие данные как продолжительность проведения подземных ремонтов ($t_{р.1}$; $t_{р.2}$), ожидания ПРС ($t_{ож}$), оргпростоя ($t_{орг.}$), количества ПРС не связанных с ликвидацией обрыва штанг $N_{пр.}$, стоимость одного ПРС (C_2), дополнительного и устьевого оборудования ($ST_{доп.}$; $ST_{у.о}$) годовой расход скважинных насосов на I скважину ($N_{гл.н.}$) могут определяться:

для эксплуатирующихся месторождений-по фактическим данным за предыдущий год (или усредненно за предыдущие 2-3 года;

для новых месторождений-по фактическим данным эксплуатации месторождения-аналога или по нормативам, действующим в данном регионе[x].

---

x) например, могут использоваться "Единые нормы времени на подземный (текущий) ремонт скважин" части I,II. М., 1977г., издание ВНИИнефть, Миннефтепрома.

9. Максимально допустимые значения длины хода полированного штока $S_{max.абс.}$ и числа ходов $N_{max.абс.}$ задаются в числе исходных данных с учетом ограничений, обусловленных особенностями конкретного района (месторождения).

Таблица II.I.

Основные исходные данные для расчетов

№ п.п.	Наименование вводимой величины	Единица измерения	Обозначение в формуле	Примечание
I	2	3	4	5
I	Номер скважины	-		Может быть задан условно
2	Плановый отбор нефти	$м^3$-сут	$Q_{н\ план}$	
3	Объемная обводненность нефти	доли ед.	$в$	
4	Газовый фактор	$нм^3/м^3$	$Г_0$	
5	Глубина скважины (отметка искусственного забоя), по вертикали	м	$L_{скв.}$	
6	Пластовое давление	$кГс/см^2$	$P_{пл.}$	Вместо этих величин может быть задано забойное давление, обеспечивающее заданный плановый отбор нефти
7	Коэффициент продуктивности	$м^3/сут \cdot ат$	$K_{прод}$	
8	Диаметр эксплуатационной колонны, внутренний	м	$Д_э$	
9	Максимальный (средний) угол наклона ствола скважины	град	α_1	Если эта величина не задана, скважина считается вертикальной
I0	Устьевое давление	$кГс/см^2$	$P_у$	
II	Плотность дегазированной нефти	$кг/м^3$	$\rho_{н.с.}$	
I2	-"- воды	-"-	$\rho_в$	
I3	Плотность попутного газа при давлении $I0^5$ $Н/м^2$ и температуре 290°К	-"-	$\rho_{г.ст}$	
I4	Давление насыщения нефти газом	$кГс/см^2$	$P_{нас.}$	

I	2	3	4	5
I5	Средняя температура в стволе скважины	^{o}K	$T_{скв.}$	
I6	Кинематическая вязкость нефти при $T_{скв}$	сСт	$\nu_н$	
I7	-"- воды -"-	-"-	$\nu_в$	Может принята равной IcСт
I8	Коэффициент сжимаемости газа (вредняя величина)		Z	-"- принят равным I
I9	Поверхностное натяжение на границе "нефть-вода"	$дж/м^2$	$\sigma_{н/в}$	-"- 0,03 $дж/м^2$
20	Доля вредного пространства в цилиндре	доли ед.	$m_{вр.}$	Рекомендуется принять равным 0,I + 0,2
2I	Зазор в плунжерной паре	мкм	δ	
22	Тип процесса разгазирования смеси в цилиндре насоса		"Равновесный"	При отсутствии информации процесс принимается равновесным
23	Длина плунжера	м	$\ell_{пл.}$ "Неравновесный	По ОСТ 26-02-I424-76
24	Продолжительность подземного ремонта (ПРС):	час		
	- по ликвидации обрыва штанг		$t_{р.1}$	
	- прочих подземного ПРС		$t_{р.2}$	
	- ожидания ПРС		$t_{ож.}$	
25	Продолжительность оргпростоя	-"-	$t_{орг.}$	
26	Количество ПРС, не связанных с ликвидацией обрыва штанг	рем/год	$N_{пр.}$	
27	Стоимость одного ПРС	руб.	C_2	
28	Стоимость устьевого оборудования	руб.	$S T_{у.о.}$	Принята равной 0,
29	-"- дополнительного -"-	-"-	$S T_{доп.}$	

I	2	3	4	
30	Стоимость 1 квт-часа электроэнергии	руб/квтч	C_n	
3I	Плата за установленную мощность	руб/квт.год	$C_{yc.}$	
32	Коэффициент резервирования оборудов.		$K_{рез.}$	
33	-"- учитывающий расходы на содержание линий электропередач		$K_{лэп}$	
34	-"- учитывающий отчисления на капремонт		$K_{кап.р.}$	
35	Годовой расход скважинных насосов на I скважину	шт/год	$N_{га.н.}$	
36	Максимально допустимая длина хода полированного штока	м	$S_{max\,абс.}$	
37	Максимальное число ходов полированного штока	I/мин	$N_{max\,абс.}$	
38	Минимальное число ходов полированного штока	-"-	N_{min}	Принято равным 5 кач/мин
39	Тип скважинного насоса	-"-		Вставной невставной

Таблица П.2

Фактические данные по скважине

№ № п/п	Наименование вводимой величины	Ед. измерен.	Обозначение в формуле	Примечание
I	2	3	4	5
I.	Номер скважины			
2.	Фактический отбор нефти	$м^3$/сут	$Q_{н.ф.}$	
3.	Объемная обводненность нефти	доли ед.	$В_ф$	
4.	Газовый фактор	$нм^3/м^3$	$Г_{о.ф.}$	
5.	Пластовое давление	кГс/$см^2$	$Р_{пл.ф.}$	
6.	Коэффициент продуктивности	$м^3$/сут×ат	$К_{прод.ф.}$	
7.	Забойное давление	кГс/$см^2$	$Р_{заб.ф.}$	
8.	Устьевое давление	-"-	$Р_{у.ф.}$	
9.	Типоразмер станка-качалки			
I0.	Глубина спуска насоса, по вертикали	м	$L_{н.ф.}$	
II.	Тип насоса			
I2.	Диаметр плунжера насоса	м	$Д_{пл.ф.}$	
I3.	-"- НКТ наружный		$Д_{т.н.ф.}$	
I4.	-"- внутренний	м	$Д_{т.в.ф.}$	
I5.	Диаметр отверстия седла всасывающего клапана	м	$Д_{кл.вс.ф.}$	
I6.	Диаметр отверстия седла нагнетательного клапана	м	$Д_{кл.н.ф.}$	
I7.	Длины ступеней штанговой колонны, собранные из штанг диаметром:	м		
	I6 мм		$L_{16ф}$	
	I9 мм		$L_{19ф}$	
	22 мм		$L_{22ф}$	
	25 мм		$L_{25ф}$	
I8.	Марка стали штанг			
I9.	Приведенное допускаемое напряжение материала штанг	кГс/$см^2$	$[\sigma_{доп.}]_ф$	
20.	Длина хода полированного штока	м	$S^ф$	
2I.	Число ходов -"-	1/мин	$N_{об}^ф$	
22.	Давление на приеме насоса, измерение глубинным манометром	кГс/$см^2$	$Р_{пр.}^ф$	

I	2	3	4	5
23.	Динамический уровень	м	$H_{дин}$	
24.	Средняя плотность жидкости в затрубном пространстве	кг/м^3	$\rho_{см\,зат}$	
25.	Затрубное давление	кГс/см^2	$P_{зат}$	
26.	Максимальная нагрузка в точке подвеса штанг	кГс	$P_{max}^{ф}$	
27.	Минимальная -"-		$P_{min}^{ф}$	
28.	Плотность жидкости глушения.	кг/м^3	$\rho_{гл}$	

Таблица П.3.

Данные по скважинным штанговым насосам

Наименование вводимой величины	Ед. изм.	Тип насоса											
		невставной						вставной					НСНА (с автоспецом)
Условный размер насоса	мм	28	32	43	55	68	93	28	32	38	43	55	93
Условный диаметр НКТ, гладких по ГОСТ 633-63	мм	48	48	60	73	89	II4	60	60	73	73	89	89
Толщина стенки НКТ	мм	4	4	5	5,5	6,5	7	5	5	5,5	5,5	6,5	6,5
Диаметр отверстия седла клапана с нормальным проходным сечением и плоской опорной поверхностью седла:													
всасывающего, $Д_{кл.в.}$	мм	II	I4	20	25	30	40	20	20	25	25	30	40
нагнетательного, $Д_{кл.н.}$	мм	II	I4	20	25	30	40	II	I4	I8	20	25	40
Диаметр отверстия седла клапана с нормальным проходным сечением и конической опорной поверхностью седла:													
всасывающего, $Д_{кл.в.кон.}$	мм	I0	I2	I8	22,5	27	35,5	I8	I8	22,5	22,5	27	
нагнетательного, $Д_{кл.н.кон.}$	мм	I0	I2	I8	22,5	27	35,5	I0	I2	I6	I8	22,5	
Диаметр отверстия седла клапана с увеличенным проходным сечением:													
всасывающего	мм	I4	I8	22,5	30	35,5	48	22,5	22,5	30	30	35,5	48
нагнетательного	мм	I4	I8	22,5	30	35,5	48	I4	I8	20	22,5	30	48
Предельная глубина спуска насоса,	м	I200	I200	2200	I800	I600	800	2500	2200	3500	I500	I200	800

П.2. Алгоритм расчета характеристик газожидкостной смеси на приеме насоса

В основу расчета положена методика П.Д.Ляпкова, в которой использованы экспериментальные данные В.М.Люстрицкого, И.Т.Мищенко, А.С.Гуревича, Б.С.Линева (МИНХ и ГП, Гипровостокнефть, ПечорНИПИнефть).

Исходные данные для расчета:

$Q_{н.план.}$, $P_{заб.}$, $P_{нас.}$, $Г_0$, $Д_э$, B, $L_{скв.}$, $L_н$, $\rho_{н.с.}$,

$\rho_{г.ст.}$, $\rho_в$, $б_{н/в}$, z, $Г(P)$, $в(P)$, $T(L)$, $K_{кор.1}$

Величины, получаемые в результате расчета:

$P_{пр.}$, β – соответственно: давление и объемное газосодержание на приеме насоса.

Интервал от забоя скважины до приема насоса разбивается на 2 участка: первый, в пределах которого $P_{заб} \geqslant P > P_{нас}$ и второй, в пределах которого $P \leqslant P_{нас}$, где P – давление в любой точке рассматриваемого интервала.

В пределах первого участка газ находится в растворенном состоянии. Пренебрегая потерями давления на преодоление трения вертикальную проекции этого участка ΔL можно определить из соотношения:

$$\Delta L = \frac{P_{заб} - P_{нас}}{g \rho_ж} \qquad (П.2.I.)$$

где: $\rho_ж$ – плотность жидкости (водонефтяной смеси), которая с учетом относительного движения фаз рассчитывается по формуле:

$$\rho_ж = [\rho_н (1 - \gamma) + \rho_в \cdot \gamma] \cdot K_{кор.1} \qquad (П.2.2.)$$

Здесь: $K_{кор.1}$ - коэффициент, корректирующий величину давления на приеме насоса, рассчитывается согласно алгоритму пункта П.I4;

$\rho_н$ - плотность нефти с растворенным газом при давлении P;

y - истинное газосодержание:

$$\rho_н(P) = \frac{\rho_{нс.} + \rho_{г.ст.} \times \Gamma(P)}{b(P)} \qquad (П.2.3.)$$

$$y = \frac{1}{2}\left[\sqrt{\left(A^2 + 4B\frac{v_ж}{v_{отн}}\right)} - |A|\right] \qquad (П.2.4.)$$

$$A = \frac{v_ж}{v_{отн}} - 1 \qquad (П.2.5.)$$

$v_ж = \frac{Q_ж(P)}{F_э}$ - расходная скорость движения жидкости;

$v_{отн}$ - скорость движения дисперсной фазы относительно дисперсионной среды;

$F_э$ - площадь проходного сечения обсадной колонны,

$$Q_ж(P) = Q_{нст.}\left[\frac{1}{1-B} + B(P) - 1\right] \qquad (П.2.6.)$$

представляет собой суммарный объемный расход жидкости при давлении P; в $м^3/с$,

$$Q_{нст.} = \frac{Q_{н.план}}{86400}$$

Плотность жидкости, рассчитываемая по формуле (П.2.2.) не должна быть больше, чем плотность пластовой воды или жидкости глушения и меньше, чем плотность газа при давлении P.

Величина относительной скорости $v_{отн}$ рассчитывается по формуле, предложенной В.И.Люстрицким [ ]:

$$v_{отн} = v_{отн.о}\left(\frac{10,55+65C}{100C+14,7} - 15,14C + 0,73\sqrt{(400C^2 - 10C + 0,15)}\right) \qquad (П.2.7.)$$

Здесь: $v_{отн.о}$ – скорость всплытия (осаждения) одиночной капли дисперсной фазы в неограниченном объеме дисперсионной среды;

C – концентрация дисперсной фазы.

При $B \leq 0,5$; $C = B$, при $B > 0,5$; $C = I - B$.

Величину $v_{отн.о}$ рекомендуется рассчитывать по теоретической формуле [I, 3]:

$$v_{отн.о} = \sqrt[4]{\frac{4\sigma_{н/в}\,\Delta\rho g}{\xi^2 \rho_c^2}} \qquad (П.2.8.)$$

где: $\sigma_{н/в}$ – коэффициент межфазного натяжения,

ρ_c – плотность дисперсной среды;

$\Delta\rho$ – разность плотностной дисперсионной среды и дисперсной фазы. Применительно к вертикальному течению водонефтяных смесей в скважинах при практических расчетах может быть принято следующее значение: $\sigma_{н/в} = 0,03$ дж/м^2.

С учетом зависимостей (П.2.I) ÷ (П.2.8.) вычисляются величина ΔL, глубина L', выше которой давление становится меньше, чем $P_{нас}$ и начинается выделение газа из нефти:

$$L' = L_{скв} - \Delta L \qquad (П.2.9.)$$

Если заданная глубина спуска насоса меньше, чем L', то дальнейший расчет выполняется следующим образом. Задаемся небольшой величиной снижения давления ΔP (порядка 0,5 кГс/см^2) и будем определять длину соответствующего участка l_i. Среднее абсолютное давление на этом участке

равно:

$$P_i = P'_{i-1} - \frac{\Delta P}{2} \qquad \text{(П.2.I0.)}$$

где: P'_{i-1} - давление в верхнем сечении i -го участка.

Для первого участка при i = I, $P_I = P_{нас}$, если $P_{заб} \geqslant P_{нас}$, $P_I = P_{заб}$, если $P_{заб} < P_{нас}$.

При давлении P_i необходимо определить величину средней плотности газожидкостной смеси $\rho_{см\,i}$, для чего предварительно рассчитываются объемный коэффициент нефти, b_i и объем растворенного в нефти газа, Г (Р) (в $нм^3$ на I $м^3$ сепарированной нефти) по формулам (П.I.I.) и (П.I.2.). Затем вычисляются значения следующих величин (также при давлении P_i и температуре T_i): плотности нефти $\rho_{н\,i}$, расхода жидкости $Q_{ж.i}$, количества свободного газа, $G_{г.св\,i}$ расхода газожидкостной смеси $Q_{см\,i}$ расходного газосодержания β_i, плотности жидкой ($\rho_{ж.i}$) и газовой ($\rho_{г.i}$) фазы и газожидкостной смеси ($\rho_{см.i}$) по приведенным ниже формулам:

$$\rho_{н.i} = \frac{\rho_{н.с} + \rho_{г.ст} \cdot \Gamma(P_i)}{b(P_i)} \qquad \text{(П.2.II.)}$$

$$Q_{ж_i} = Q_ж(P_i) = Q_{н.ст.}\left[\frac{1}{1-B} + b(P_i) - 1\right] \qquad \text{(П.2.I2.)}$$

$$G_{г.св.i} = \left[\Gamma_0 - \Gamma(P_i)\right] \frac{z \cdot P_0 T_i}{P_i \cdot T_0} \cdot Q_{н.ст.} \qquad \text{(П.2.I3.)}$$

$$Q_{см\,i} = Q_{ж\,i} + G_{г.св.i} \qquad \text{(П.2.I4.)}$$

$$\beta_i = G_{г.св.i} / Q_{см\,i} \qquad \text{(П.2.I5.)}$$

$$\rho_{ж i} = \rho_н + (\rho_в - \rho_н) \Big/ \left(\sqrt{A^2 + 4B \frac{v_ж}{v_{отн}}} - |A|\right)/2 \qquad (П.2.16.)$$

$$\rho_{г i} = \rho_{г.ст.} \frac{P_i \cdot T_o}{Z \cdot P_o \cdot T_i} \qquad (П.2.17.)$$

$$\rho_{см} = \left[\rho_{ж i} - 2 \frac{(\rho_{ж i} - \rho_{г i})\,\beta_i}{1 + U_2 + \sqrt{(1-U_2)^2 + 4U_2(1-\beta_i)}}\right] K_{кор.1.} \qquad (П.2.18.)$$

$$U_2 = \frac{v_{отн.г} \cdot F_э}{Q_{см\,i}} \qquad (П.2.19.)$$

Величина $v_{отн}$ определяется по формуле (П.2.7.), а относительная скорость газа в жидкости должна быть задана для данного месторождения (см. пункт П.I.).

Плотность смеси на i-ом участке с учетом корректировки должна удовлетворять тем же ограничениям, что и плотность жидкости, рассчитываемая по формуле П.2.2.

Длина вертикальной проекции i - го участка l_i и глубина, соответствующая его верхней границе, где давление равно $P_i' = P_i - \frac{\Delta P}{2}$ определяется по формулам:

$$l_i = \frac{\Delta P}{\rho_{см i} \times g} \qquad (П.2.20.)$$

$$L_i = L_{i-1} + l_i \qquad (П.2.21.)$$

где: L_{i-1} - глубина, соответствующая верхней границе предыдущего i - I участка.

Затем аналогично производится расчет для следующего (i + I) - го участка и так продолжаем до тех пор, пока глубина L_i не станет равной глубине спуска насоса $L_н$ Давление на этой глубине P и газосодержания β и являются искомыми значениями давления и газосодержания на приеме насоса, $P_{пр}$ и $\beta_{пр}$.

При давлении $P_{пр}$ вычисляются также: расход жидкости, $Q_{ж.пр.}$ количество растворенного газа $\Gamma_{пр}$; количество свободного газа $G_{г.св.пр.}$

П.3. Алгоритм расчета коэффициента сепарации газа у приема насоса

Предназначен для определения коэффициента сепарации газа у приема насоса, трубного газового фактора и нового давления насыщения нефти газом. Изменение последней величины вызвано тем, что часть свободного газа сепарируется в затрубное пространство скважины, соответственно меньше газа попадает в насос и колонну насосно-компрессорных труб.

Исходные данные для расчета:

$$Q_{н.ст.},\ P_{пр},\ P_{нас},\ B,\ \Gamma_o,\ \mathcal{D}_э,\ \mathcal{D}_{т.н.},\ Q_{ж.пр},\ K_{кор.2}$$

Величины, получаемые в результате расчета:

$K_{сеп}$ – коэффициент сепарации свободного газа на приеме насоса;

$\Gamma_{н.о}$ – трубный газовый фактор;

$P_{нас.н}$ – новое значение давления насыщения.

Если $P_{пр} \geqslant P_{нас}$, то свободный газ на приеме насоса отсутствует и $K_{сеп}=0$, $P_{нас.н}=P_{нас}$, $\Gamma_{н.о}=\Gamma_o$ (П.3.I.)

В противном случае, если $P_{пр} < P_{нас}$, коэффициент сепарации $K_{сеп}$ вычисляется по формуле, предложенной А.С.Гуревичем [4]:

$$K_{сеп}=\left[\frac{K_o}{1+0{,}73\dfrac{Q_{ж.пр}}{v_{отн.г.}\cdot F_э}}\right]\times K_{кор.2}, \qquad (П.3.2.)$$

где:

$$K_o=1-\left(\frac{\mathcal{D}_{т.н}}{\mathcal{D}_э}\right)^2 \qquad (П.3.3.)$$

$K_{кор.2}$ – корректирующий коэффициент, определяемый согласно алгоритму пункта П.I6.

Величина скорректированного коэффициента сепарации должна удовлетворять условию:

$$0 \leq K_{сеп} \leq 1, \qquad (П.3.4.)$$

что вытекает из физической сущности этой величины.

Величина трубного газового фактора определяется как разность между начальным газовым фактором $Г_0$ и количеством свободного газа, отсепарировавшегося в затрубное пространство:

$$Г_{н.о} = Г_0 - (Г_0 - Г_{ПР}) \times K_{сеп} \qquad (П.3.5.)$$

Новое значение давления насыщения $Р_{нас.н.}$ находится из условия:

$$Г_{н.о} = Г(Р_{нас.н}) \qquad (П.3.6)$$

П.4. Алгоритм расчета давления на выходе из насоса

В рассматриваемом алгоритме для расчета распределения давления использована методика Поэттмана-Карпентера, а наличие штанг учтено путем введения эквивалентного гидравлического размера кольцевого канала согласно Баксендаллу [5,7]. Следует отметить, что в упомянутой методике не учитывается дополнительный перепад давления, вызванный гидродинамическим трением при движении штанг. При этом погрешность определения давления на выходе из насоса будет тем меньшей, чем ниже вязкость откачиваемой жидкости.

Исходные данные для расчета: $\rho_{н.с.}, \rho_{г.ст.}, \rho_{в}, B, \Delta P,$

$Q_{н.ст.}, P_{у}, T_{скв}, D_{пл}, D_{т.в.}, L_{н}, \Gamma_{н.о.}, P_{нас.н}, K_{кор.з.}$

Величина, полученная в результате расчета: $P_{вых}$ – давление на выходе из насоса.

Расчет производится следующим образом:

Давление на выходе из насоса определяется по формуле:

$$P_{вых} = P_{у} + \int_{0}^{L_{н}} \rho_{см}(P)\, q\, (1+K_{с})\, dh, \qquad (П.4.1.)$$

где: $\rho_{см}(P)$ – плотность смеси в подъемных трубах в функции давления; dh – длина вертикальной проекции элементарного участка лифта; $K_{с}$ – коэффициент, учитывающий потери давления на трение и относительное движение фаз.

Интеграл в формуле (П.4.1.) аналитически не выражается, поэтому расчет ведётся, приближенно, суммированием по ступеням. Для этого задается величина перепада давления ΔP

и определяется длина вертикальной проекции соответствующего участка $\Delta \ell$. В качестве точки отсчета принимается устье скважины, где: давление равно P_y. Среднее абсолютное давление P_i на i-ом участке равно: $P_i = P_{i-1} + \frac{\Delta P}{2}$, (П.3.2.)

где: P_{i-1} - давление в нижнем сечении предыдущего, $(i-1)$ участка. Для первого участка: $P_I = P_y$.

Плотность смеси на i-ом участке определяется следующей зависимостью:

$$\rho_{см\,i} = \frac{M}{V_i} \times K_{кор.3} \qquad (П.4.3.)$$

где: $$M = \rho_{н.с.} + \rho_{г.см} \times \Gamma_{н.о.} + \rho_в \frac{B}{1-B}, \qquad (П.4.4.)$$

$$V_i = b(P) + \left[\Gamma_{н.о.} - \Gamma(P)\right] \frac{Z P_o \cdot T_i}{P_i \cdot T_o} + \frac{B}{1-B} \qquad (П.4.5.)$$

представляет собой соответственно: массу смеси, добываемой с I м^3 сепарированной нефти, кг/м^3; объем, занимаемый данной массой при давлении P_i, $K_{кор.3}$ - коэффициент, предназначенный для корректировки величины давления на выходе из насоса, рассчитываемой согласно алгоритму пункта П.15.

Плотность смеси, $\rho_{см}$ определяемая по формуле (П.4.3.) с учетом корректировки не должна быть больше, чем плотность пластовой воды и меньше, чем плотность газа при давлении P_i

Величина коэффициента K_c определяется по формуле:

$$K_c = \frac{0{,}332 \times f_c \times (Q_{н.см.} \times V_i)^2}{(\mathcal{D}_{т.в.} - d_{шэ})^3 \times (\mathcal{D}_{т.в.} + d_{шэ})^2} \qquad (П.4.6.)$$

Здесь f_c - обобщенный коэффициент сопротивления, определяемый эмпирической зависимостью работы [5], $\mathcal{D}_{т.в.} = \mathcal{D}_{т.н.} - 2\delta_т$;

$d_{ш.э.}$ - эквивалентный диаметр штанг, условная величина, кото-

рая необходима для расчета коэффициента сопротивления f_c . Она определяется в зависимости от диаметра насоса по таблице П.4.

Таблица П.4.

Диаметр насоса, $D_{пл}$, мм	Эквивалентный диаметр штанг, $d_{ш.э}$, мм
0 [для бесштанговых насосов]	0
$D_{пл} \leq$ 32	I7
32 < $D_{пл}$ < 55	I9
55	22
$D_{пл} \geq$ 68	25

Зависимость коэффициента f_c от числа Рейнольдса Re' вычисляемого по формуле:

$$Re' = 0{,}86 \times Q_{н.ст.} \times M \,/\, (D_{т.в.} - d_{ш.э}) \qquad (П.4.7.)$$

В настоящем алгоритме f_c аппроксимирована следующей кусочной функцией:

$$f_c = exp\,[2{,}3 \cdot a_{Re} - b_{Re} \cdot \ln Re'] \qquad (П.4.8.)$$

а коэффициенты a_{Re} и b_{Re} приведены в таблице П.5.

Таблица П.5.

Re'	a_{Re}	b_{Re}
2 $\leq Re' <$ 5	I,588	2,940
5 $\leq Re' <$ 9	I,296	2,5II
$Re' \geq$ 9	0,648	I,832

Если $R_e' < 2$ то принимается, что $R_e' = 2$.
Погрешность такой аппроксимации не превышает 3-5% от величины f_c.

П.5. Алгоритм расчета вязкости водонефтяной смеси

Вязкость добываемой продукции сильно зависит от свойств компонентов, их соотношения, температуры, от того, образуется ли стойкая и вязкая водонефтяная эмульсия при движении продукции в скважине.

Поэтому не целесообразно задавать общую и единую зависимость для расчета вязкости. Более рационально выбирать конкретный вид этой зависимости для каждого месторождения или пласта в отдельности.

В настоящем алгоритме не предусматривается определение вязкости эмульсии, а рассчитывается вязкость смеси двух разновязких жидкостей по формулам:

кинематическая:

$$\nu_ж = \nu_н \cdot (1-B) + \nu_в \cdot B, \qquad (П.5.I.)$$

динамическая:

$$\mu_ж = \nu_ж \times \rho_{ж.сеп.} = \nu_ж \times [\rho_{нс.} \times (1-B) + \rho_в \times B], \qquad (П.5.2.)$$

где: $\nu_н$, $\nu_в$ - кинематическая вязкость соответственно: нефти, воды.

Влияние температуры на вязкость, если это необходимо, учитывается следующей эмпирической формулой [20].

$$\nu_t = \nu_{20} \left[\frac{40}{t_i + 20}\right]^{1,7} \qquad (П.5.3)$$

П.6. Алгоритм расчета потерь давления в клапанах

В основу расчета максимальной величины перепада давления, возникающего при движении откачиваемой продукции через всасывающий ($\Delta P_{вс}$) и нагнетательный ($\Delta P_{н}$) клапаны насоса, положена экспериментально полученная А.М.Пирвердяном и И.С.Степановой [6] зависимость между коэффициентом расхода клапана и максимальной скоростью потока жидкости в отверстии седла клапана.

При расчете приняты следующие допущения:

- при наличии в потоке перекачиваемой жидкости свободного газа, в качестве расчетной величины используется максимальная расходная скорость смеси (без учета относительной скорости фаз);

- при откачке обводненности нефти не образуется высоковязкой эмульсии, а вязкость смеси 2-х жидкостей определяется по формуле (П.5.I.).

I. Исходные данные для расчета:

$D_{кл}$ (всасывающего или нагнетательного),

$Q_{н.ст}$, B, $\Gamma_{но}$, $P_{нас.н.}$, $P_{пр}$, $\rho_{н.с.}$, $\rho_{в}$, $\nu_{ж}$, $T(L)$

Величина, получаемая в результате расчета: $\Delta P_{кл}$

Расход газожидкостной смеси через клапан равен:

$$Q_{см} = Q_{ж} + G_{г.св.} \qquad (П.6.I.)$$

где: $Q_{ж}$, $G_{г.св.}$ – соответственно расход жидкости и свободного газа

$$Q_{ж} = Q_{ж}(P_i), \qquad (П.6.2.)$$

$$G_{г.св.} = \left[\Gamma_{но} - \Gamma(P_i)\right] \frac{Z \cdot P_o \cdot T_i}{P_i \cdot T_o} \times Q_{н.ст.} \qquad (П.6.3.)$$

Величина P_i заменяется на $P_{пр}$ для всасывающего клапана и на $P_{вых}$ – для нагнетательного.

Если $P_i \geqslant P_{нас.н}$, то величина $G_{г.св} = 0$. (П.6.4.)

Максимальная скорость смеси в седле клапана с учетом неравномерности движения плунжера, равна

$$v_{max} = \frac{\pi}{2} v_{ср} = \frac{\pi}{2} \times \frac{2 Q_{см.пр}}{f_{кл}} = \pi \frac{Q_{см.пр}}{f_{кл}} \qquad (П.6.5.)$$

где: $f_{кл}$ – площадь поперечного сечения отверстия в седле клапана. Число Рейнольдса, Re для седла клапана рассчитывается по формуле:

$$Re = \frac{D_{кл} \cdot v_{max}}{\nu_ж} \qquad (П.6.6.)$$

Экспериментальная зависимость коэффициента расхода клапана μ от числа Рейнольдса, Re приведенная в работе А.И.Степановой графически, в настоящем алгоритме аппроксимирована кусочно-линейной зависимостью (см. таблицу):

Таблица П.6.

Re	Аппроксимирующая формула: для коэффициента расхода клапана
$Re \geqslant 2 \times 10^5$	$\mu = 0{,}8$
$3 \times 10^4 \leqslant Re < 2 \times 10^5$	$\mu = 0{,}4 + 0{,}485 (\lg Re - 4{,}475)$
$6 \times 10^2 \leqslant Re < 3 \times 10^4$	$\mu = 0{,}4$
$40 \leqslant Re < 6 \times 10^2$	$\mu = 0{,}22 + 0{,}153 (\lg Re - 1{,}6)$
$10 \leqslant Re < 40$	$\mu = 0{,}05 + 0{,}283 (\lg Re - 1)$

Для значений $Re < 10$ расчет не производится из-за отсутствия надежных экспериментальных данных.

Далее определяется перепад давления в клапане:

$$\Delta P_{кл} = \frac{v^2_{max} \times \rho_{ж.сеп}}{2 \cdot \mu^2} \qquad (П.6.7.)$$

где: (П.6.8.)

$$\rho_{ж.сеп} = \rho_{н.с.} \times (1 - B) + \rho_{в} \times B$$

П.7. Алгоритм расчета коэффициента наполнения насоса

Предназначен для расчета коэффициента наполнения глубинного насоса $\eta_{нап}$ и объема утечки через зазор плунжерной пары, а также подбора величин длины хода плунжера $S_{пл}$ и соответствующего числа ходов $N_{кач}$, обеспечивающего запланированный отбор нефти $Q_{н.пл.}$

В основу расчета положена схема процесса откачки скважинным насосом газожидкостной смеси, разработанная М.М.Глоговским и И.И.Дунюшкиным (МИНХ и ГП [7_7], которая учитывает фазовые переходы и сегрегацию фаз в цилиндре насоса, а также характер (равновесный или неравновесный) этих явлений. В отличие от традиционных решений, предложенная методика позволяет оценить максимально возможную относительную ошибку в определении коэффициента наполнения насоса, т.е. интервал между теоретическим максимумом и минимумом указанной величины.

Исходные данные для расчета:

$P_{пр}$, $P_{вс}$, $P_{нагн}$, $P_{вык}$, $\rho_{н.с.}$, $\rho_{в}$, Z, $P_{нас}$, $T(L_н)$, $Q_{жст.}$, B, N_{min}, $N_{max.абс}$, $S_{max.абс.}$, $\mathcal{D}_{пл}$, δ, $m_{вр}$, $P_{нас.м-т}$, $\Gamma_{н.о.}$, $V_{ж}$, $K_{кор.ч.}$

Тип процесса выделения и растворения газа (равновесный или неравновесный).

Величины, получаемые в результате расчета:

$\eta_{нап}$ - коэффициент наполнения насоса;

$q_{ут.}$ - утечки через зазор плунжерной пары;

$S_{пл}$ - длина хода плунжера;

$N_{кач}$ - число ходов плунжера.

Последовательность расчета.

I. Определяются утечки в плунжерной паре по известной формуле А.М.Пирвердяна [8].

$$q_{ут} = K_{кор.ч} \frac{0{,}18 D_{пл.} \delta^3 (P_{вык.} - P_{вс})}{\nu_ж \ell_{пл} \cdot \rho_ж} \qquad (П.7.I.)$$

где: $\ell_{пл}$, - длина стандартного плунжера; м.

$K_{кор.ч}$ - множитель, корректирующий коэффициент подачи ШГНУ, рассчитывается согласно алгоритму пункте П.I6.

Скорректированная величина утечки должна удовлетворять условию:

$$0 < q_{ут} < (0{,}15\text{-}0{,}20) Q_т , \qquad (П.7.2.)$$

где: $Q_т$ - теоретическая производительность ШГНУ при фактическом режиме откачки.

Если $P_{вс} \geq P_{нас.н.}$, (П.7.3.)

то в цилиндре насоса отсутствует свободный газ и коэффициент наполнения насоса равен:

$$\eta_{нап.} = 1 - \ell_{ут} , \qquad (П.7.4.)$$

где: $$\ell_{ут} = \frac{q_{ут}}{Q_ж (P_{нас.н.}) + q_{ут}}$$

В противном случае, т.е. при $P_{вс.} < P_{нас.н.}$ в насосе, во время хода всасывания имеется свободный газ.

Определяем предварительно следующие величины:

расход свободного газа в цилиндре насоса:

$$G_{г.св.н.} = \left[\Gamma_{н.о.} - \Gamma(P_{вс}) \right] \times \frac{z \cdot P_o \, T_i \, L_н}{P_{вс} \cdot T_o} \times Q_{н.ст} \qquad (П.7.5.)$$

Расход жидкости: (П.7.6.)

$$Q_{ж.нас.} = Q_ж (P_{вс})$$

Расход газожидкостной смеси

$$Q_{см.нас} = G_{г.св.н} + Q_{ж.нас.}, \qquad (П.7.7.)$$

а затем вычисляем коэффициенты:

$$\ell_{ут} = \frac{q_{ут}}{Q_{см.н.} + q_{ут}}; \quad Re = \frac{Q_{г.нас}}{Q_{ж.нас}}. \qquad (П.7.8.)$$

Если $P_{нагн.} \geqslant P_{нас.н.}$ и при этом процесс растворения газа в нефти - равновесный, т.е. весь свободный газ перешел в растворенное состояние, то коэффициент наполнения равен:

$$\eta_{нап.2} = \frac{1 - \ell_{ут}}{1 + R} - \frac{1}{2} \delta\eta_2 , \qquad (П.7.9.)$$

где: $$\delta\eta_2 = \frac{m_{бр}}{1+R} \left\{ \frac{b_ж(P_{вс})}{b_ж(P_{нас.н})} \left[1 + \frac{R}{1-B} \right] - 1 \right\} \qquad (П.7.10.)$$

Если $P_{нагн.} < P_{нас.н}$ и процесс равновесный, причем отсутствует сегрегация фаз, т.е. нефть, газ и вода равномерно распределены в цилиндре насоса, то, коэффициент наполнения насоса определяется следующей формулой:

$$\eta_{нап.3} = \frac{1 - \ell_{ут}}{1 + R} - \frac{1}{2} \delta\eta_3 , \qquad (П.7.11.)$$

где:

$$\delta\eta_3 = \frac{m_{вр}}{1+R}\left\{\frac{1+R}{\frac{b_ж(P_{нагн})}{b_ж(P_{вс})} + R\frac{P_{вс}}{P_{нас.н.}} - \left[\Gamma(P_{нагн.}) - \Gamma(P_{вс})\right]\frac{1-в}{b_ж(P_{вс})}\frac{P_0}{P_{нагн}}} - 1\right\} \qquad (П.7.I2.)$$

Наконец, если $P_{нагн.} < P_{нас.н.}$ и процесс растворения газа в нефти настолько неравновесны, что растворимостью газа в нефти при изменении давления от $P_{вс}$ до $P_{нагн.}$ можно пренебречь, то для $\eta_{нап}$ справеллива следующая формула:

$$\eta_{нап.4} = \frac{1-\ell_{ут}}{1+R} - \frac{1}{2}\delta\eta_4 , \qquad (П.7.I3.)$$

где:

$$\delta\eta_4 = \frac{m_{вр}}{1+R}\left[\frac{1+R}{1+R\frac{P_{вс}}{P_{нагн}}} - 1\right] \qquad (П.7.I4.)$$

Для каждого из трех последних случаев максимально возможная относительная ошибка в определении коэффициента наполнения будет определяться выражением:

$$\varepsilon_i = \frac{\delta\eta_{нап.i}}{\eta_{нап.i}} = \frac{m_{вр.} \times \delta\eta_i}{2\cdot\eta_{нап}} \qquad (П.7.I5.)$$

Теперь можно рассчитать производительность насоса $W_{нас}$ которая требуется для подачи запланированного количества нефти при данном коэффициенте наполнения:

$$W_{нас} = Q_{ж\,нас} / \eta_{нап} \qquad (П.7.I6.)$$

Как известно, производительность насоса определяется по формуле:

$$W_{нас} = \frac{\pi}{4} D_{пл}^2 \cdot S_{пл} \cdot N_{кач} \qquad (П.7.I7.)$$

Задаваясь двумя из трех величин, стоящих в правой части формулы (П.7.I7.) можно определить третью величину так, чтобы производительность насоса соответствовала требуемой.

В настоящем алгоритме задаемся величиной диаметра насоса $D_{пл}$ и числом качаний $N_{кач}$ начиная с минимальной величины N_{min}, которая определяется исходя из действующих стандартов на станки-качалки, и рассчитываем длину хода плунжера

$$S = \frac{W_{нас}}{0{,}785 D_{пл}^2 N_{кач}}, \qquad (П.7.18.)$$

Если получившаяся длина хода плунжера оказалась больше, чем ~~минимально~~ максимально допустимая, которая задается исходя из параметров станков-качалок нормального ряда, то число качаний $N_{кач}$ увеличивается на I кач/мин и расчет величины $S_{пл}$ повторяется.

В случае, когда условие $S_{пл} \leq S_{max.абс}$ не может быть выполнено одновременно с условием $N_{кач} \leq N_{кач\ абс}$, то требуемая производительность насоса не может быть обеспечена насосом заданного диаметра, с помощью существующих станков-качалок и расчет повторяется при новом, большем значении $D_{пл}$.

П.8. Алгоритм расчета конструкции штанговой колонны

Алгоритм предусматривается выбор конструкции равнопрочной штанговой колонны, обеспечивающей достаточную усталостную прочность штанг. Возможен выбор одно, и двух - или трехступенчатой колонны штанг из легированных сталей с предельно допускаемыми приведенными напряжениями 740, 900 и 980 кгс/см^2 (по Марковцу) [9].

Выбранной окажется конструкция колонны с наименьшим числом ступеней и наименьшим допускаемым приведенным напряжением для которой первой будет выполнено условие обеспечения усталостной прочности:

$$\sigma_{пр} \leq [\sigma_{доп}] \qquad (П.8.I.)$$

Здесь величина $\sigma_{пр}$ рассчитывается для верхнего сечения каждой из ступеней. Если упомянутое условие не может быть выполнено, т.е. существующие материалы штанг не обеспечивают требуемой усталостной прочности колонны, то расчет прекращается и предусматривается переход к новому варианту с меньшей глубиной спуска насоса.

После выбора конструкции колонны рассчитываются также величины экстремальных нагрузок в точке подвеса штанг P_{max}, P_{min} максимального крутящего момента на валу редуктора, длины хода полированного штока и ряд других величин.

Исходные данные для расчета:

$Q_{н.ст.}$, B, $P_у$, $L_н$, $\mathcal{D}_{пл}$, $P_{вык}$, $P_{вс}$, $\Delta P_н$,

$N_{кач}$, $S_{пл}$, $\mathcal{D}_{т.н.}$, $\mathcal{D}_{т.в.}$, $\mu_ж$, $K_д$, α_1.

При расчете используются справочные данные о насосных штангах, согласно ГОСТ I3877-68 (см. таблицу П.7.)

Таблица П.7.

Наименование показателя	Един. измерения	Величина показателя для штанг диаметра:			
		I6 мм	I9 мм	22 мм	25 мм
I. Площадь сечения штанг, $f_ш$	$см^2$	2,0	2,8	3,8	4,9
2. Вес I погонного метра штанг в воздухе, $q_ш$	кГс	I,75	2,35	3,I4	4,I
3. Диаметр штанговой муфты, $d_м$	мм	34	42	46	55

Величины, получаемые в результате расчета:

L I6, L I9, L 22, L 25 – доля длины ступени, составленной из штанг диаметром соответственно I6,I9,22 и 25 мм в общей длине колонны: %;

P_{max}, P_{min} – максимальная и минимальная нагрузка в точке подвеса штанг, кГс;

$\sigma_{пр}$, $[\sigma_{доп}]$ – приведенное и предельно допускаемое напряжение в точке подвеса штанг, кГс/$см^2$;

$M_{кр}$ – максимальный крутящий момент на валу редуктора, кГм;

S – длина хода полированного штока, м;

$\eta_{под}$ – коэффициент подачи ШГНУ, %;

$J_{тр.г}$ – мощность, затрачиваемая на преодоление гидродинамического трения штанг; $B_т$;

$P_{тр}$ - сила гидродинамического трения штанг, кГс.

При выборе конструкции штанговой колонны учтены следующие виды нагрузок.

Статические нагрузки.

Вес колонны штанг (в воздухе), $P_{шт}$

где $$P_{шт} = \sum_{i=1}^{3} q_{ш}[i] \times l_i, \qquad (П.8.I.)$$

i, l_i - номер и длина ступени колонны, -

Гидростатическая нагрузка на плунжер, $P_{ж}$

$$P_{ж} = F_{пл} \times (P_{вык} - P_{вс}) / 9{,}81 \qquad (П.8.2.)$$

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

$$P_{т.н.} = F_{пл} \times \Delta P_{нагн} / 9{,}81 \qquad (П.8.3.)$$

Динамические и переменные нагрузки.

Нагрузки, вызванные колебаниями штанговой колонны учитываются приближенно, по формуле И.М.Муравьева для хода вверх:

$$P_{дин.в} = P_{шт} \times \frac{S_{пл} \times (N_{кач} \times 60)^2}{1440} \times K_д = P_{шт} \times m_в \qquad (П.8.4.)$$

и формуле Джонсона при ходе вниз:

$$P_{дин.н} = P_{шт} \cdot \frac{S_{пл} \times (N_{кач} \times 60)^2}{1790} \times K_д = P_{шт} \times m_н \qquad (П.8.5.)$$

Здесь: $K_д$ - корректирующий коэффициент, рассчитываемый в пункте П.I5.

Величина этого коэффициента должна быть больше нуля, а максимальное его значение должно быть таким, чтобы удовлетворялось условие: $P_{дин.в} < P_{ж}$

Нагрузки, вызванные гидродинамическим трением штанг, вычисляются по формуле А.М.Пирвердяна [8] с приближенным учетом дополнительного сопротивления, оказываемого штанговыми муфтами. Для отдельной ступени эта нагрузка определяется по формуле:

$$P_{тр.} = 2 \times \pi^2 \times \mu_{ж} (N_{кач} \times 60) \times S_{пл} \times \ell_i \times [M_{шт} + M_{муфт}] / 9{,}81, \qquad (П.8.6.)$$

где:

$M_{шт.}$, M муфт - коэффициенты, характеризующие размер кольцевого зазора между подъемными трубами:

$$M_{шт} = \frac{m_1^2 - 1}{(m_1^2+1)\ln m_1 - (m_1^2-1)}, \quad m_1 = \frac{D_{т.в}}{d_{ш}}; \qquad (П.8.7.)$$

$$M_{муфт} = \frac{0{,}032 \times (m_2^2-1)}{(m_2^2+1)\ln m_2 - (m_2^2-1)}, \quad m_2 = \frac{D_{т.в}}{d_{м}} \qquad (П.8.8.)$$

Нагрузка гидродинамического трения по всей длине колонны определяется суммированием по ступеням.

Максимальная, P_{max} и минимальная P_{min} нагрузки рассчитываются по следующим формулам:

$$P_{max} = P_{шт} \times b_1 + P_{ж} + P_{тр} + P_{т.н.} + P_{дин.в}; \qquad (П.8.9.)$$

$$P_{min} = P_{шт} \times b_1 - P_{тр} - P_{дин.к} \qquad (П.8.10.)$$

где: b_1 - коэффициент "плавучести" штанг.

Приведенное напряжение в данном сечении колонны определяется по формуле М.П.Марковца:

$$\sigma_{пр} = 0{,}6\,\sigma_{max} - 0{,}4\,\sigma_{min} \qquad (П.7.11.)$$

где: σ_{max} , σ_{min} – напряжения в произвольном сечении колонны штанг, соответственно: максимальное и минимальное

$$\sigma_{max/min} = \frac{P_{max/min}}{f_{ш}} \qquad (П.7.12,)$$

Расчет выполняется в следующем порядке:

I. Для выбранного диаметра подъемных труб и стандартных диаметров штанг последовательно вычисляются коэффициенты $M_{шт}$ и M муфт, гидростатическая нагрузка $P_{ж}$, вес "тяжелого" низа $P_{т.н.}$, коэффициенты $m_{в}$, $m_{н}$ по формулам (П.8.2.) – (П.8.8.), а также коэффициент "плавучести" штанг:

$$b_1 = 1 - \frac{\rho_{ж.т}}{\rho_{ш}},$$

где: $\rho_{ж.т.}$ $(\rho_{ш})$ – средняя плотность жидкости в колонне подъемных труб (материала штанг).

На основании практических рекомендаций ТатНИПИнефти и КИВЦа объед. "Татнефть" [10, 11] выбирается начальный вариант конструкции штанговой колонны.

Так, для насосов диаметром менее 43 мм подбор начинается с двухступенчатой колонны 16х19 мм. Для насосов 43 и 55 мм начальной является одноступенчатая колонна штанг диаметром 19 мм, а насосов бо́льшего диаметра – тоже одноступенчатая колонна штанг диаметром 22 мм.

Условия возможности использования одноступенчатой колонны имеют следующий вид:

первое условие – обеспечение движения штанг вниз без "зависания": $P_{шт} \times b_1 \geq P_{тр}$

(П.8.13.)

второе условие - проверка на усталостную прочность:

$$\sigma_{пр} \leq K'_{зап} [\sigma_{доп}] \qquad (П.8.14.)$$

где $K'_{зап}$ = 0,85 расчетный коэффициент запаса.

Если вследствие большой величины сил гидродинамического трения оказывается невозможным обеспечить нормальный нисходящий ход (без зависания штанг), то алгоритмом предусмотрен переход к штангам большего диаметра.

Если же не будет выполняться условие (П.8.14.), то происходит переход к расчету двухступенчатой колонны штанг.
В этом случае длина первой от плунжера ступени колонны определяется по следующей формуле:

$$L_1 = \frac{1}{\cos\alpha_1}\left[\frac{f_{ш1}(q_{ш2}\times M + q_{тр2})\times L_н - 0{,}6(P_ж + P_{т.н})\Delta f_ш}{(q_{ш2}\times M + q_{тр}^2)f_{ш1} + q_{ш1}\times M\times\Delta f_ш}\right] \qquad (П.8.15.)$$

где: $$\Delta f_ш = f_{ш2} - f_{ш1} \quad ; \qquad (П.8.16.)$$

$$M = 0{,}2\times b_1 + 0{,}6 m_в + 0{,}4\times m_к \quad ; \qquad (П.8.17.)$$

$$q_{тр.i} = \frac{2\pi^2}{9{,}81}\times\mu_ж(N_{кач}\times 60)\times S_{ш.i}(M_{ш.i} + M_{муфт.i}) \qquad (П.8.18.)$$

$f_{ш.i}$, $q_{ш.i}$, $q_{тр.i}$ - характеристики штанг i - ой ступени, соответственно: площадь поперечного сечения, вес I погонного м штанг, сила гидродинамического трения на длине в I м.

Длина второй ступени: $L_2 = L_н/\cos\alpha_1 - L_2$, (П.8.19.)

Полученная конструкция колонны проверяется на усталостную прочность по условию (П.8.14.) и, если достаточная усталостная прочность не обеспечивается, то производится расчет двухступенчатой колонны из штанг большего диаметра. Если и в этом случае условие прочности (П.8.14.) оказывается невыполненным, то производится переход к расчету трехступенчатой колонны.

В алгоритме предусмотрена возможность использования для насосов диаметром до 43 мм двух вариантов трехступенчатых колонн: I6xI9x22 мм и I9x22x25 мм, а для насосов диаметром 43 - 68 мм только второго варианта.

Вначале проверяется возможность использования в нижней ступени штанг заданного диаметра:

$$[\sigma_{доп.}] \leq 0{,}6 \times (P_ж + P_{т.н}) / f_{ш1} \qquad (П.8.20.)$$

Если это условие не выполняется, то для нижней ступени выбирается ближайший больший диаметр штанг, а если и это оказывается недостаточным, то предусмотрен переход на штанги из стали с более высоким значением допустимого приведенного напряжения.

Если условие (П.8.20.) выполнено, то длины ступеней определяются по формулам:

$$L_1 = \left\{0{,}85 \times [\sigma_{доп}] \times f_{ш1} - 0{,}6(P_ж + P_{т.н})\right\} / \left(q_{ш1} \times M + q_{тр.т}\right), \qquad (П.8.21.)$$

$$L_2 = 0{,}85 [\sigma_{доп}] \times (f_{ш2} - f_{ш1}) / \left(q_{ш2} \times M + q_{тр.2}\right), \qquad (П.8.22.)$$

$$L_3 = \frac{L_н}{\cos\alpha_1} - L_1 - L_2 \qquad (П.8.23.)$$

Затем проверяются условия (П.8.I3.) и (П.8.I4.). При невыполнении любого из них дальнейший расчет ведется так же, как было указано выше в аналогичных случаях.

После определения конструкции колонны производится расчет следующих величин:

- максимальной и минимальной нагрузок и приведенного напряжения в точке подвеса штанг по формулам (П.8.9.) - (П.8.II.);

- потерь хода плунжера от упругих деформаций штанг и труб с учетом веса "тяжелого низа" и сил гидродинамического трения штанг:

$$\lambda = \lambda_{шт.} + \lambda_{тр.} \qquad (II.8.24.)$$

$$\lambda_{шт.} = \frac{P_{ж} + P_{т.н.} + P_{тр.}}{E}\left[\frac{L_1}{f_{ш.1}} + \frac{L_2}{f_{ш.2}} + \frac{L_3}{f_{ш.3}}\right] \qquad (II.8.25.)$$

$$\lambda_{тр.} = \frac{P_{ж} \cdot L_{н}}{E \cdot f'_{тр.} \cdot \cos\alpha_1} \qquad (II.8.26.)$$

– длины хода полированного штока S по формуле Л.С.Лейбензона –А.С.Вирновского [I2].

$$S = (S_{пл.} + \lambda) \times \cos\varphi \qquad (II.8.27.)$$

где : $\varphi = \frac{2\pi \cdot N_{кач.} \cdot L_{н}}{5200}$ – коэффициент динамичности ;

$\eta_{под.}$ – коэффициента подачи насосной установки,

$$\eta_{под.} = \frac{Q_{н.ст}}{(1-B) \times F_{пл.} \times S \times N_{кач.}} \qquad (II.8.28.)$$

Здесь : $f'_{тр.}$ – площадь сечения подъёмных труб по металлу, $м^2$;

$E = 2,I \times I0^6 \frac{кГс}{см^2}$ – модуль упругости материала штанг.

Затем производится уточнение величин экстремальных нагрузок в точке подвеса штанг. С этой целью используются формулы А.С.Вирновского и А.Н.Адонина, в которые введены корректирувочные эмпирические коэффициенты*:

$$P_{max} = P_{шт.} \times B_4 + P_{т.н.} + P_{ж} + K_{дин.в}\,(P_{виб.} + P_{ин.}) \qquad (II.8.29.)$$

$$P_{min} = P_{шт.} \times B_4 - K_{дин.н}\,(P_{виб.} + P_{ин.}) \qquad (II.8.30.)$$

где :

$$P_{виб.} = m_{\omega} \times \sqrt{(\Psi - \frac{\lambda_{шт.}}{S}) \times P_{шт.} \times P_{ж}} \qquad (II.8.31.)$$

$$P_{ин.} = \frac{m^2_{\omega}}{2}\left(1 - \frac{2\lambda}{S}\right) \times P_{шт.} \qquad (II.8.32.)$$

представляют собой соответственно вибрационную и инерционную составляющие динамической нагрузки на штанги ;

$$m_{\omega} = 2\pi N_{кач.}\sqrt{\frac{S}{g}} \;\; ; \;\; \Psi = \frac{\lambda_{шт.}}{\lambda} \qquad (II.8.33.)$$

---

* См.статью : Адонин А.Н., Мамедов Ч.М. "К расчёту нагрузок, действующих на штанги глубинного насоса", "Азербайджанское нефтяное хозяйство", I973, №7, стр.44-46.

Корректировочные коэффициенты $K_{дин.в.}$, $K_{дин.н.}$ рассчитываются по следующим зависимостям :

$$\left.\begin{aligned} K_{дин.в.} &= 2{,}042\ (\mathcal{D}_{пл.} \times 10^3)^{-0{,}206} \\ K_{дин.н.} &= 2{,}754\ (\mathcal{D}_{пл.} \times 10^3)^{-0{,}234} \end{aligned}\right\} \qquad (П.8.34)$$

В формулах (П.8.29., П.8.30.) посредством упомянутых коэффициентов приближённо учитываются действующие в реальных условиях силы сопротивления движению штанг.

Максимальный крутящий момент на кривошипном валу редуктора вычисляется по формуле Р.А.Рамазанова [13] :

$$M_{кр.} = 30 \times S \div 0{,}24 \times S\ (P_{max} - P_{min}) \qquad (П.8.35.),$$

а мощность, затрачиваемая на преодоление гидродинамического трения штанг – по формуле :

$$\mathcal{Y}_{тр.г.} = \pi^3 \times (S \times N_{кач.})^2 \times \mu_{ж.} \times \left[\sum_{i=1}^{3} L_i (M_{шт.} + M_{муфт})_i\right] \qquad (П.8.36.)$$

П.9. Алгоритм выбора типоразмера станка-качалки.

Выбор типоразмера станка-качалки (СК) ведётся путём последовательного сравнения расчётных величин максимальной нагрузки, крутящего момента и скорости откачки для рассматриваемого варианта компоновки оборудования с соответствующими паспортными данными СК нормального ряда (см. таблицы П.8.-П.9.), разрешёнными к использованию.

Исходные данные : P_{max}, $M_{кр.}$, S, $N_{кач.}$

Величины, получаемые в результате выбора :

- типоразмер станка-качалки;
- паспортная величина максимальной нагрузки [P_{max}] кГс
- -"- максимального крутящего момента [$M_{кр}$] кГс×М
- мощность электродвигателя [$N_{дв}$], квт.

Расчеты выполняются следующим образом:

I. Для каждого из типоразмеров станка-качалки последовательно проверяется условие:

$$P_{max} < [P_{max}] \qquad (П.9.I.)$$

Если оно не выполняется ни для одного из типоразмеров СК, то данный вариант компоновки оборудования оказывается неприемлемым и алгоритмом предусмотрен переход к новому варианту с меньшей глубиной спуска,

2. Если для некоторого типоразмера СК условие (П.9.I.) будет выполнено, то затем аналогичным образом производится проверка условия:

$$M_{кр.} = [M_{кр}] \qquad (П.9.2.)$$

для этого и последующих типоразмеров.

Если величина $M_{кр}$ оказывается большей, чем паспортные у любого из СК, то происходит переход к меньшему значению $L_н$

3. Следующим проверяется условие

$$(S \times N_{кач} \times 60) \geq [S \times N]_{min} \qquad (П.9.3.)$$

где: $[S \times N]_{min}$ -минимальная скорость откачки, обеспечиваемая данным типоразмером СК, м/с.

В случае невыполнения этого условия делается вывод о необходимости периодической откачки и опять происходит переход к меньшему значению $L_н$.

Следующим проверяется противоположное условие - возможности отбора заданного количества жидкости существующими

станками-качалками

$$(S \times N_{кач} \times 60) < [S \times N]_{max} \qquad (П.9.4.)$$

где: $[S \times N]_{max}$ – максимальная скорость откачки, обеспечиваемая данным типоразмером СК, м/с.

Невыполнение этого условия также ведет к переходу на меньшую глубину спуска, $L_н$.

Если в процессе последовательной проверки все условия (П.9.I.) – (П.9.4.) окажутся выполненными для одного из серийных станков-качалок, то этот СК и будет выбран для данного расчетного варианта.

Поскольку в исходном массиве станки-качалки расположены в порядке возрастания паспортных характеристик, то при таком переборе выбранным окажется типоразмер, обеспечивающий наименьшее превышение паспортных характеристик над соответствующими расчетными показателями.

Таблица II.8.

Паспортные данные станков-качалок
нормального ряда по ГОСТ 5866-66

Условное обозначение станка-качалки	Паспортные характеристики				
	$[P_{max}]$ Т	$[M_{кр}] \times 10^{-2}$ кгс×м	$[SxN]_{min}$ м/мин	$[SxN]_{max}$ м/мин	$N_{эд}$ кВт
I СКI-0,6-I00	I	I	2	9,0	I,7
2 СКI,25-09-250	I,25	2,5	2,2	I3,5	2,8
I СКI,5-0,42-I00	I,5	I,0	I,5	6,5	I,7
2СК2-06-250	2,0	2,5	I,5	9	2,8
3СН2-I,05-400	2,0	4	2,I	I5,7	4,5
4СК2-I,8-700	2,0	7	3,4	27	7,0
3СК3-0,75-400	3,0	4	I,5	II,2	4,5
4СК3-I,2-700	3,0	7	2,2	I8	7,0
5СК4-2,I-I600	4,0	I6	4,2	3I	I0
6СК4-3-2500	4,0	25	6,5	45	20
5СК6-I,5-I600	6,0	I6	3	22	I0
6СК6-2,I-I600	6,0	25	4,5	3I	20
7СК8-3,5-4000	30,0	40,6	32,6	42	28
8СК8-5-8000	8,0	80	I5	50	40
7СКI2-2,5-4000	I2,0	40	6	50	28
8СКI2-3,5-8000	I2,0	80	I0	32	40

Паспортные данные станков-качалок нормального ряда по ГОСТ 5866-76

Таблица II.9

Условное обозначение станка-качалки	Паспортные характеристики				
	$[P_{max}]$ т	$[M_{кр}] \times 10^{-2}$ кНс х м	$[S \times n]_{min}$ м/мин	$[S \times n]_{max}$ м/мин	$N_{дв}$ кВт
СК2-0,6-250	2,0	2,5	I,5	9	2,8
СК3-I,2-630	3,0	6,3	2,2	I8	7,0
СК4-2,I-I600	4,0	I6	4,2	3I	I0
СК5-3,0-2500	5,0	25	6,5	45	20
СК6-2,I-2500	6,0	25	4,5	3I	20
СК8-3,5-4000	8,0	40	8,3	42	40
СКI2-2,5-4000	I2,0	40	6,0	30	28
СК8-3,5-5600	8,0	56	8,3	42	28
СКI0-3,0-5600	I0,0	56	6,5	36	28
СКI0-4,5-8000	I0,0	80	9,0	45	40
СКI2-3,5-8000	I2,0	80	I0,0	35	40
СКI5-3,5-I2500	I5,0	I25	8,3	35	55
СК20-4,5-I2500	20,0	I25	9,0	45	55

П.IO. Алгоритм расчета энергетических показателей работы ШГНУ.

Алгоритмом предусмотрен расчет расхода энергии (мощности) на выполнение полезной работы и на покрытие потерь в наземном и подземном оборудовании, а также коэффициентов, характеризующих энергетический баланс установки.

Исходные данные для расчета:
$Q_{нст}$, B, $L_н$, $\rho_{нс.}$, $\rho_в$, $\nu_ж$, α_1,
$P_{вык}$, $P_{пр}$, $q_{утэ}$, $\Delta P_{кл.вс.}$, $\Delta P_{кл.н}$,
S, $N_{кач}$, $\mathcal{P}_ж$, $\mathcal{P}_{ат}$, $\mathcal{J}_{тр.г.}$

В алгоритм введен массив мощностей стандартных электродвигателей станков-качалок, в *квт*:

[ANSDV] = I,7, 2,8, 4,5, 7,0, IO, 20, 28, 40

Величины, получаемые в результате расчетов:

$\mathcal{J}_{полн}$ – полный расход мощности ШГНУ;

$\eta_{п.ч.}$ – КПД подземной части установки, доли ед.

$A'_{(уд.м)}$, $A'_{удж}$ – удельный расход энергии на подъем I т. сепарированной нефти (жидкости), квтч/т;

$N_{дв}$ – установленная мощность двигателя;

$W_{сут}$ – суточный расход электроэнергии, квтч.

Мощность, потребляемая электродвигателем $\mathcal{J}_{полн.}$ расходуется на выполнение полезной работы по подъему жидкости на поверхность $\mathcal{J}_{полезн.}$ и на покрытие потерь мощности в оборудовании.

Потери в подземной части ШГНУ вызваны существованием утечек в насосе, срабатыванием части напора в клапанах, трением штанг о трубы и жидкость, а в наземном оборудовании источниками потерь являются станок-качалка и электродвигатель.

Мощность, используемая на совершение полезной работы, $\mathcal{N}_{полезн}$ равна:

$$\mathcal{N}_{полезн} = \frac{Q_{н.ст}}{1-B}(P_{вык} - P_{пр}), \quad Вт \qquad (П.IO.I.)$$

Потери мощности, обусловленные утечкой жидкости в плунжерной паре, учитываются соответствующим коэффициентом:

$$\eta_{ут} = \frac{Q_{ж.ст}}{Q_{ж.ст} + q_{ут}} \qquad (П.IO.2.)$$

где:
$$Q_{ж.ст} = \frac{Q_{н.ст}}{1-B} \qquad (П.IO.3.)$$

Мощность, затрачиваемая на преодоление механического трения штанг о трубы определяется на основе известной зависимости Ю.А.Песляка, упрощенной А.Х.Шариповым / /, в которой учитывается кривизна скважины:

где: $\mathcal{N}_{тр.мех} = 0{,}327 \times C_ш \times (P_ж \alpha + P_{шт} \times \sin\alpha) \times S \times N_{кач} \times 60, \ Вт \qquad (П.IO.4.)$

$$\alpha = \frac{\pi \alpha_1}{180} \ рад ; \qquad (П.IO.5.)$$

α, α_1 – максимальный (или средний) угол отклонения ствола скважины от вертикали соответственно в радианах и градусах;

$C_ш$ – коэффициент трения штанг о трубы, определяемый согласно рекомендациям В.Ф.Троицкого в зависимости от вязкости откачиваемой жидкости по таблице П.IO.

Таблица П.IO.

Интервал изменения вязкости жидкости, $м^2/с$	Коэффициент трения, $C_ш$
$I0^{-6}$ – $I0^{-5}$	0,25
$I0^{-5}$ – $3 \times I0^{-5}$	0,20
$3 \times I0^{-5}$	0,I6

Если скважина считается вертикальной и в исходных данных указано, что $\alpha = 0$, то для расчета по формуле (П.IO.4.) в этом случае будет принято $\alpha = 0{,}25\ рад$, что соответствует $\approx 3^0$.

Мощность, затрачиваемая на преодоление потерь в клапанах, определяется по формуле:

$$\mathcal{Э}_{клап} = Q_{ж.ст} (\Delta P_{кл.вс} + \Delta P_{кл.н}) \qquad (П.IO.6.)$$

Затраты мощности в подземной части установки, $\mathcal{Э}_{п.ч}$ и КПД подземной части $\eta_{п.ч}$ определяются по следующим формулам:

$$\mathcal{Э}_{п.ч} = \frac{\mathcal{Э}_{полезн}}{\eta_{уп}} + \mathcal{Э}_{клап} + \mathcal{Э}_{тр.г} + \mathcal{Э}_{тр.мех}, \quad Вт \qquad (П.IO.7.)$$

$$\eta_{п.ч} = \frac{\mathcal{Э}_{полезн}}{\mathcal{Э}_{п.ч}} \qquad (П.IO.8)$$

Потери в наземном оборудовании, т.е. в станке-качалке и электродвигателе, учитываются приближенно, согласно рекомендациям ВНИИ. Условно принимается, что КПД станка-качалки $\eta_{ск} = 0{,}85$, а КПД электродвигателя – $\eta_{дв} = 0{,}8$

Тогда общий КПД ШГНУ равен:

$$\eta_{шну} = \eta_{п.ч} \times \eta_{с.к.} \times \eta_{дв} \qquad (П.IO.9.)$$

а полная мощность, затрачиваемая на подъем жидкости, равна

$$\mathcal{Э}_{полн} = \frac{\mathcal{Э}_{полезн}}{\eta_{шну}}, \quad Вт \qquad (П.IO.IO.)$$

Далее рассчитываются также удельные энергозатраты на подъем жидкости ($A_{уд.ж}$, $A'_{уд.ж}$) и нефти ($A'_{уд.н}$) и суточный расход электроэнергии ($W_{сут}$):

$$A_{уд.ж} = \frac{\mathcal{Э}_{полн}(1-B)}{Q_{ж.ст} \times \rho_{ж.с}}, \quad \frac{дж}{кг} \qquad (П.IO.II.)$$

$$A'_{уд.ж} = \frac{A_{уд.ж}}{3{,}6 \cdot 10^{-3}}, \quad \frac{кВт\text{-}ч}{т} \qquad (П.IO.I2.)$$

$$A'_{уд.н} = \frac{A'_{уд.ж}}{1-B}, \quad -\text{''}- \qquad (П.IO.I3.)$$

$$W_{сут} = \mathcal{Э}_{полн.} \times 24 \times 10^{-3}\ кВт\text{-}ч \qquad (П.IO.I4.)$$

Затем выбирается ближайший более мощный электродвигатель, обеспечивающий требуемую мощность (с коэффициентом запаса I,3).

Если мощности серийных двигателей СК недостаточно для подъема жидкости на поверхность, то в алгоритме предусмотрен переход к новому, меньшему значению глубины спуска, $L_н$.

П.II. Алгоритм расчета вероятной частоты усталостных аварий штанговой колонны

Вероятная частота усталостных обрывов штанговой колонны определяется в зависимости от приведенного напряжения в точке подвеса штанг и диаметра насоса.

Анализ исследований по обрывности штанг, проведенных в институтах АзНИПИнефть (И.Л.Фаерманом), БашНИПИнефть (Г.И.Третьяковой и Г.И.Белозеровым) и КазНИПИнефть (Х.Г.Давлетшиным и А.А.Абрашиным) для ряда месторождений Азербайджана, Башкирии и Казахстана [15, 16, 17], позволил установить, что при значениях далеких от предельно допускаемых ($\sigma_{пр} < 4 \div 5{,}5$ кГс/см^2) зависимость вероятной частоты обрывов от приведенного напряжения имеет одинаковый линейный характер для разных месторождений и для ее оценки может быть использована единая формула. Такая зависимость, полученная на основании работ, выполненных в БашНИПИнефть [16] под руководством профессора М.М.Саттарова, была усовершенствована в МИНХ и ГП имени И.М.Губкина и приобрела следующий вид:

$$\omega = \frac{0{,}0122^{(в-1)} \cdot A \cdot (\sigma_{пр})^{в}}{[\sigma_{доп}] - \sigma_{пр}} \qquad (П.II.I.)$$

где : ω – вероятное число усталостных обрывов штанговой колонны в течение года ; A,B' – эмпирические коэффициенты, определяемые в зависимости от диаметра плунжера (см.таблицу II.11).

Исходные данные для расчёта : $\sigma_{пр.}$; $[\sigma_{доп.}]$; $\mathcal{D}_{пл.}$.

Эмпирические коэффициенты для расчёта вероятной частоты обрывов штанговой колонны.

Таблица II.II.

$\mathcal{D}_{пл.}$, мм	26	32	38	43	56	68	93
A	0,32	0,36	0,39	0,427	0,287	0,286	0,36
B'	I,52	2,48	I,4I	I,367	I,64	I,65	2,0

Величина, получаемая в результате расчёта – ω .

Расчёт выполняют по формуле (II.II.I).

Если при использовании методики для месторождений с условиями эксплуатации, отличающимися от средних, окажется, что формула (II.II.I) даёт недостаточно точные результаты, то её можно уточнить, изменяя соответствующим образом величины коэффициентов A и B'.

II.I2. Алгоритм расчета эксплуатационных показателей ШГНУ

Предназначен для определения коэффициента эксплуатации и межремонтного периода работы глубиннонасосной установки в целом и годовой добычи нефти из скважины.

В методике расчета, согласно рекомендациям институтов "ВНИИ" и "БашНИПИнефть" принято, что общее годовое число подземных ремонтов скважины (ПРС), связанных с ликвидацией аварий штанговой колонны, ω которые, как было указано ранее, зависят от режима эксплуатации и ремонтов не связанных со штанговой колонной, ($N_{проч.}$), таким как замена изношенного насоса, смена клапанов и т.д.

При этом принято, что количество ремонтов второй группы не зависит от режима эксплуатации скважины и работы оборудования (дебита, обводненности продукции, диаметра и глубины спуска насоса, скорости откачки).
Количество ремонтов, отнесенное ко второй группе, определяется по фактическим данным эксплуатации оборудования на конкретном месторождении или рассчитывается по нормативам и должно вводиться в числе основных исходных данных.

Исходные данные для расчета:

$Q_{план}$, $\rho_{нс}$, $t_{р1}$, $t_{р2}$, $t_{ож}$, $t_{орг}$, $N_{проч.}$, ω.

Величины, получаемые в результате расчета:

$N_{рем}$ - общее число подземных ремонтов в год, связанных с ликвидацией аварий ШГНУ;

$\ell_{эксп.}$ - коэффициент эксплуатации скважин, доли ед.

$МРП$ - межремонтный период работы ШГНУ, сут;

$\Sigma Q_{год}$ - годовой отбор нефти из скважины, т;

Вышеперечисленные величины вычисляются по следующим формулам:

$$N_{рем} = \omega + N_{проч} \qquad (П.I2.I.)$$

$$\eta_{экспл} = 1 - \frac{T_{рем} + t_{орг}}{8760} \qquad (П.I2,2.)$$

где: $T_{рем} = t_{р.1} \times \omega + t_{р.2} \times N_{проч} + t_{ож} \times N_{рем}$ (П.I2.3.)

$T_{рем}$ время простоя скважины, связанное с проведением ПРС; час; $t_{орг}$ - общее время оргпростоя, не связанного с ПРС, час;

$$МРП = \frac{8760 - T_{рем}}{24 \times N_{рем}}, \text{ сут} \qquad (П.I2.4.)$$

$$\Sigma Q_{год} = 365 \times Q_{н.план} \times \eta_{экспл} \times \rho_{нс.} / 10^3 \qquad (П.I2.5.)$$

П.I3. Алгоритм расчета экономических показателей работы ШГНУ

Предназначен для определения таких показателей работы ШГНУ, как капитальные и эксплуатационные затраты, себестоимость и приведенные затраты в части, зависящей от типоразмера и режима работы ШГНУ.

Алгоритм расчета составлен в соответствии с требованиями, разработанными институтом "ВНИИнефть" [I8] и с использованием методических положений, разработанных институтами "БашНИПИнефть" [I9], СибНИИНП [20] и КИВЦ объединений "Башнефть" - [2I] и "Татнефть" [I0, II].

При расчетах учтены следующие затраты:

а) стоимость оборудования ШГНУ с учетом резервирования и монтажа;

б) амортизация основного оборудования;

в) стоимость электроэнергии на добычу нефти;

г) затраты на проведение ПРС.

Исходные данные для расчета:

$Q_{н\,план}$, $L_н$, $D_{т.м.}$, $\rho_{н.с.}$

$L16$, $L19$, $L22$, $L25$, $[\sigma_{доп}]$

$A'_{уд.н.}$, $N_{дв.}$, $\Sigma Q_г$, $N_{рем.}$, $Kd_{пл}$, J_2, $\eta_{экспл}$

$ST_{уд}$ $ST_{доп.об.}$ $N_{гл.м}$

$C_п$, $S_{уст}$, C_2, $K_{раз}$, $K_{кап.р}$, $K_{лэп}$

В алгоритме используются в виде массивов необходимый для расчетов справочный и прейскурантный материал (см. таблицы П.I2)- (П. 14), заимствованный из действующих прейскурантов [22-24].

Величины, получаемые в результате расчета:

$З_{кап}$ - капитальные затраты на оборудование скважины установкой ШГН, руб.

$З_{эл}$ - затраты на электроэнергию для подъема жидкости на поверхность, руб.

$З_{ам}$ - затраты на амортизацию глубиннонасосного оборудования, руб.

$З_{прс}$ - затраты на подземный ремонт скважины, руб.

C - условная себестоимость добычи нефти ШГНУ, руб./т.

$K_{уд}$ - удельные капитальные затраты, руб./т.

$З_{пр}$ - условные приведенные затраты, руб./т.

Последовательность расчета

I. Расчет капитальных затрат, 3 кап.

Определяется стоимость отдельных узлов оборудования:

а) стоимость станка-качалки $ST_{ск}$ выбирается из табл. П.I2 в зависимости от типоразмера, выбранного в пункте. П.9.

б) стоимость НКТ $ST_{нкт} = a_{нкт} \frac{L_н \times g_{нкт}}{10^3 \times \cos\alpha_1}$ (П.I3.I.)

величины:

$a_{нкт}$ – стоимость I т нкт и

$g_{нкт}$ – вес I пог.м. НКТ выбирается из табл. П.I3 для труб соответствующего диаметра $D_{т.н.}$

в) стоимость штанговой колонны:

$$ST_{шт} = \left\{ L16 \times a_{шт}[1,K] + L19 \times a_{шт}[2,K] + L22 \times a_{шт}[3,K] + L25 \times a_{шт}[4,K] \right\} \frac{L_н}{800 \times \cos\alpha_1} \quad (П.I3.2.)$$

$a_{шт}$ (I,K) – стоимость штанг в руб. за I штуку выбирается из табл. П.I4 в зависимости от диаметра штанг и допускаемого приведенного напряжения $[\sigma_{доп}]$

г) прочие виды оборудования (устьевое и дополнительное). Их стоимость $ST_{у.о}$ и $ST_{доп.об}$ принимается по фактическим данным и задается в числе основных исходных данных.

Стоимость монтажа оборудования $ST_{монт}$ принимается равной 23% от стоимости станка-качалки [20].

Величина капитальных затрат определяется по формуле:

$$З_{кап} = K_{рез}(ST_{ск} + ST_{нкт} + ST_{шт} + ST_{у.о}) + ST_{монт} + ST_{доп.об} \quad (П.I3.3.)$$

Здесь: $K_{рез}$ – коэффициент, учитывающий стоимость резервного оборудования (принято $K_{рез} = I,I$).

2. Энергетические затраты $З_{эн}$ складываются из затрат на потребляемую электроэнергию $З_{эн.потр.}$ и платы за установленную мощность.

$$З_{эн.потр.} = 0,365 \times C_к \times A'_{уд\,н} \times Q_{н.план} \times \rho_{н.с.} \times \eta_{эксп.} \quad (П.I3.4.)$$

$$З_{эн.уст} = K_{аэп} \times C_{уст.} \times N_{уст} \quad (П.I3.5.)$$

$$З_{эн} = З_{эн.потр.} + З_{эн.уст} \quad (П.I3.6.)$$

где: $C_п$ – стоимость I квт.-часа потребляемой электроэнергии, руб./квтч; $A'_{уд\,н}$ – удельный расход электроэнергии

на подъём I и нефти, кВтч/т ; $Q_{ж\,план.}$ – планируемый дебит нефти, $м^3$/сут ; $\eta_{эксп.}$ – коэффициент эксплуатации насосной установки (определяется в пункте П.I0.); $C_{уст.}$ – плата за установленную мощность, руб./кВт.год ; $N_{эл.}$ – мощность электродвигателя, установленного на станке-качалке (определяется в пункте П.I0.).

3. Расходы на подземный ремонт скважин.

$$З_{прс.} = C_2 \cdot N_{рем.} \quad , \quad руб \qquad (П.I3.7.)$$

где : C_2 – стоимость одного ПРС, руб.

4. Амортизация оборудованья.

Затраты на амортизацию оборудования рассчитываются по формуле:

$$З_{ам.} = (АМ_{ск} \times ST_{ск} + АМ_{нкт} \times ST_{нкт} + АМ_{шт} \times ST_{шт} + АМ_{уо} \times ST_{уо} + ST_{г.н.} \times N_{г.л.н} + АМ_{доп} \times ST_{доп.об.}) \cdot K_{к.р} \qquad (П.I3.8.)$$

где : – идентификатор "АМ" с соответствующим подстрочным обозначением определяет долю отчислений на амортизацию данного вида оборудования (см.таблицу П.I5.);

$ST_{г.н}$ – стоимость скважинного насоса, руб.; выбирается из таблицы П.I6. в зависимости от диаметра насоса ; $N_{г.л.н.}$ – годовой расход насосов на I скважину ; $K_{к.р}$ – коэффициент, учитывающий отчисления на капремонт оборудования.

5. Выполненный выше расчёт затрат по статьям, зависящим от режима эксплуатации оборудования, позволяет определить :

– себестоимость добычи нефти :

$$C = (З_{эн} - З_{ам} + З_{прс}) / \Sigma Q_{год} \quad , \quad руб/т \qquad (П.I3.9.)$$

– удельные капитальные затраты :

$$K_{уд} = З_{кап} / \Sigma Q_{год} \quad , \quad руб/т \qquad (П.I3.I0.)$$

– условные приведённые затраты

$$З_{пр} = E_н \times K_{уд} + C \quad , \quad руб/т \qquad (П.I3.II.)$$

где: $E_н$ = 0,I0 – отраслевой нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений.

Таблица II.I2

Стоимость станков-качалок [22]

№ № п/п	Условное обозначение	Стоимость комплекта, руб. $ST_{ск}$
I.	IСКI-0,6-I00	680
2.	2СКI, 25-0,9-250	900
3.	ICK I,5-0,42-I00	680
4.	2СК2 – 0,6-250	900
5.	3СК2-I,05 400	II00
6.	4СК2-I,8-700	I600
7.	3СК3-0,75-400	II00
8.	4СК3-I,2-700	I600
9.	5СК4-2,I-I600	2200
I0.	6СК4-3-2500	3000
II.	5СК6-I,5-I600	2200
I2.	6СК-2,I-2500	3000
I3.	7СК8-3,5-4000	5200
I4.	7СК8-3,5-6000	6000
I5.	8СК8-5-8000	8200
I6.	7СКI2-2,5-4000	5200
I7.	7СКI2-2,5-6000	6000
I8.	8СКI2-3,5-8000	8200

Таблица П.I3.

Стоимость I тонны насосно-компрессорных труб (марки Е, гладкие) [23]

Условный диаметр НКТ, мм	Расчетный вес I пог.м.труб, кГс, $q_{НКТ}$	Цена за I т. труб.руб. $Q_{НКТ}$
48	4,5	35I
60	7,0	335
73	9,5	3I8
89	I3,7	297
I02	I5,8	27I
II4	I9,I	263

Таблица П.I4.

Стоимость насосных штанг [22]

Условный диаметр штанг,мм	Оптовая цена, руб. за I шт. при следующих значениях допускаемого приведен.напряжения $[\sigma_{доп}]$		
	740 кГс/см^2	900 кГс/см^2	980 кГс/см^2 $[\sigma_{доп}]$
I6	4,5	6,I	6,6
I9	5,4	7,7	8,3
22	6,7	I0,35	I0,5
25	8,8	I3,I5	I3,85

Таблица П.I5.

Нормы амортизационных отчислений за глубиннонасосное оборудование

Вид оборудования	Условное обозначение норм амортизации	Годовая норма амортизации, доли ед.
Станок-качалка	$АМ_{СК}$	0,I2
Насосно-компрессорные трубы	$АМ_{НКТ}$	0,I
Насосные штанги	$АМ_{шт}$	0,2
Устьевое оборудование	$АМ_{у.о.}$	0,I2

Таблица П.I6

Стоимость скважинных насосов
(средняя для НГН и НГВ) [24]

Условный диаметр насоса, мм	28	32	38	43	56	68	93
Стоимость насоса, руб.	62	62	74	74	96	I26	I62

П.I4. Алгоритм адаптации коэффициента для давления на приеме насоса по промысловым данным

Исходные данные для расчета:

$P_{пр.ф.}$, $H_{дин}$, $\rho_{см.зат.ф}$, $P_{затр}$, ε_{Δ}, ΔK,

Величины, получаемые в результате расчета:

$K_{кор.}$ – коэффициент, корректирующий величину давления на приеме насоса;

$\Delta P_{пр}$ – относительная погрешность расчета давления на приеме;

$\rho_{см.зат.}$ – средняя плотность смеси в затрубном пространстве.

Последовательность расчета.

I. Используя алгоритм, описанный в пункте П.2., вычисляем давление на приеме насоса, соответствующее фактическому режиму эксплуатации данной скважины.

Если в исходных данных нет фактической величины давления на приеме, $P^{ф}_{пр.}$, а есть результаты волнометрирования, то указанная величина определяется по формуле:

$$P_{пр.}^{ф} = H_{дин.} \times \rho_{см.зат.} \times g + P_{зат.} \qquad (П.I4.I)$$

где : $H_{дин.}$ – динамический уровень ; $\rho_{см.зат.}$ – средняя плотность смеси в затрубном пространстве ; $P_{зат.}$ – затрубное давление.

Обычно средняя плотность смеси в затрубном пространстве для эксплуатирующихся скважин известна с достаточной точностью по результатам прямых промысловых измерений. Если же она неизвестна (например,для новых месторождений), то её можно приближённо оценить по эмпирическим формулам, полученным для месторождений-аналогов. Так, например, КИВЦ объединения "Татнефть" для девонских месторождений Татарии рекомендует использовать следующую эмпирическую формулу [IO] .

$$\gamma_{ом.зат.} = \rho_{см.зат.} \times g = 0{,}85 + 1{,}05 \times 10^{-7} (L_н - H_g)^2 - \frac{72.67}{(L_н - H_g)} ; \frac{кГ}{см^2} \qquad (П.I4.2.)$$

2. Рассчитываются относительные расхождения, $\delta P_{пр.}$ между расчётными и фактическими значениями давления на приёме насоса :

$$\delta P_{пр.i} = \frac{P_{пр.i}^{ф} - P_{пр.i}}{P_{пр.i}^{ф}} \times 100\% \qquad (П.I4.3.)$$

для каждой из скважин.

3. Проверяется условие :

$$|\delta P_{пр.}|_i \leq \varepsilon_4 \qquad (П.I4.4.)$$

где : ε_4 – заданная допустимая погрешность.

Если это условие выполняется, то расчёт корректирующего коэффициента $K_{кор.4}$ заканчивается. В противном случае новое значение упомянутого коэффициента определяется по формуле :

$$K_{кор.4} = K_{кор.4} - \frac{\delta P_{пр.i}}{|\delta P_{пр.}|_i} \times \Delta K_4 \qquad (П.I4.5.)$$

где: ΔK_1 - заданный шаг изменения коэффициента корректирования и вновь повторяется расчет давления на приеме по алгоритму п. П.2, вплоть до выполнения условия (П.I4.4.) или ограничений, предусмотренных в пункте П.2.

П.I5. Алгоритм адаптации величин экстремальных нагрузок по промысловым данным

Предназначен для расчета коэффициентов, корректирующих величину динамической составляющей экстремальных нагрузок и величину давления на выходе из насоса, а следовательно, гидростатическую нагрузку.

Исходные данные для расчета:
$P^{ф}_{max}$, $L16_{ф}$, $L19$, $L22_{ф}$, $L25_{ф}$,
$D_{пл.ф}$, $P_{вс}$, $S^{ф}$, $N^{ф}_{об}$, $\mu_{ж}$,
ε_2, ΔK_3

Величины, получаемые в результате расчета.

K_g - коэффициент корректировки динамических нагрузок;

$K_{кор.з}$ - коэффициент корректировки давления на выходе из насоса;

δP - относительная погрешность расчета давления на выходе из насоса.

Последовательность расчета.

I. Согласно алгоритму, описанному в пункте П.4, рассчитывается давление на выходе из насоса, соответствующее фактическому режиму эксплуатации данной скважины, $P^{р}_{вых}$, при коэффициенте корректировки, $K_{кор.з} = I$.

2. Вычисляются экстремальные величины нагрузки на штанги для фактически установленного оборудования:

$$P^{\phi}_{max} = P'_{шт} + P_{дин.в} + P_{ж} + P_{тр} \qquad (П.I5.I.)$$

$$P^{\phi}_{min} = P'_{шт} - P_{дин.н} - P_{тр} \qquad (П.I5.2.)$$

где: $P'_{шт}$, $P_{дин.в}$ ($P_{дин.н}$), $P_{ж}$, $P_{тр}$

– расчетная нагрузка в точке подвеса штанг соответственно: от веса штанг в жидкости, динамическая при ходе вверх (вниз), от веса жидкости, от трения штанг.

Перечисленные величины рассчитываются согласно формулам (П.8.I – П.8.8) алгоритма расчета конструкции штанговой колонны (смотри пункт П.8.).

3. После того, как расчетная максимальная нагрузка определена для всех n скважин, по которым задана ее фактическая величина P^{ϕ}_{max}, методами статистического регрессионного анализа [25] вычисляются коэффициенты β_0, β_1 и β_2 модели:

$$P_1 = \left(P^{\phi}_{max} - P'_{шт} - P_{тр}\right) = \beta_0 + \beta_1 P_{дин.в.} + \beta_2 P_{ж} \qquad (П.I5.3.)$$

Система соответствующих нормальных уравнений для расчета коэффициентов модели имеет следующий вид:

$$\begin{aligned}
&\beta_0 \times n + \beta_1 \sum_{i=1}^{n} (P_{дин.в})_i + \beta_2 \sum_{i=1}^{n} (P_{ж})_i = \sum_{i=1}^{n} (P_1)_i \\
&\beta_0 \sum_{i=1}^{n} (P_{дин.в})_i + \beta_1 \sum_{i=1}^{n} (P_{дин.в})_i^2 + \beta_2 \sum_{i=1}^{n} (P_{дин.в})_i \times (P_{ж})_i = \sum_{i=1}^{n} (P_{дин.в})_i (P_1)_i \\
&\beta_0 \sum_{i=1}^{n} (P_{ж})_i + \beta_1 \sum_{i=1}^{n} (P_{дин.в})_i (P_{ж})_i + \beta_2 \sum_{i=1}^{n} (P_{ж})_i^2 = \sum_{i=1}^{n} (P_{ж})_i \times (P_1)_i
\end{aligned} \qquad (П.I5.4.)$$

Решив систему (П.I5.4) любым известным методом, рассчитывают коэффициент множественной корреляции R, который служит показателем тесноты связи для регрессии,

$$R = \sqrt{\beta_0 z_0 + \beta_1 z_1 + \beta_2 z_2} \qquad (П.I5.5.)$$

где: z_0, z_1, z_2 - соответствующие выборочные коэффициенты корреляции для отдельных переменных, определяемые согласно [25].

4. Корректирующий коэффициент K_g для динамических нагрузок будет равен коэффициенту β_1, а скорректированная величина давления на выходе из насоса, $P_{вык.к.}$ определяется из очевидного равенства:

$$P_{вык.к.} = \beta_2 \frac{P_ж}{F_{пл}} + P_{вс} \qquad (П.I5.6.)$$

Если для данной скважины рассчитанная величина давления $P'_{вык}$ не удовлетворяет условию:

$$\frac{P_{вык.к.} - P^{P}_{вык}}{P_{вык.к.}} \leqslant \varepsilon_2 \qquad (П.I5.7.)$$

то значение корректирующего коэффициента $K_{кор.з}$, вводимого в формулу для расчета плотности смеси на элементарном участке подъемных труб, определится следующей зависимостью

$$K_{кор.з} = K_{кор.з} - \frac{\delta P_{вык}}{\delta P_{вык}} \times \Delta K_з \qquad (П.I5.8.)$$

где:
$$\delta P_{вык} = \frac{P_{вык.к.} - P^{P}_{вык}}{P_{вык.к}} \qquad (П.I5.9.)$$

ΔK_3 – заданный шаг изменения коэффициента корректирования.

С этим новым значением коэффициента $K_{кор.3}$ повторяется расчет давления на выходе из насоса. Такая последовательная процедура производится до тех пор, пока не выполнится условие (П.I5.7.) или ограничения, заложенные в пункте П.4.

П.I6. Алгоритм адаптации коэффициента подачи ШГНУ по промысловым данным

Предназначен для расчета коэффициентов, корректирующих величины коэффициента сепарации свободного газа у приема насоса и утечек в плунжерной паре.

Исходные данные для расчета:

$\eta^{ф}_{под.}$, ΔK_2, ΔK_4, ε_3

Величины, получаемые в результате расчета:

$K_{кор.2}$, $K_{кор.4}$ – коэффициенты корректировки зависимостей для расчета соответственно; коэффициента сепарации газа; утечек в плунжерной паре.

Последовательность расчета.

I. В соответствии с п. 3.2.3 настоящего алгоритма рассчитывается величина коэффициента подачи установки, соответствующая фактическому режиму эксплуатации данной скважины $(\eta^{ф}_{под})_i$. При этом корректирующие коэффициенты $K_{кор.2}$ и $K_{кор.4}$ приняты равными единице.

2. Используя процедуру статистического анализа фактических данных, разработанную ОКБ БН для методики подбора УЭЦН, [26] определяем значения коэффициентов, корректирующих зависимости для расчета коэффициента сепарации газа, $K_{кор.2}$ и утечек, $K_{кор.4}$, таким образом, чтобы минимизировать сумму квадратов расхождений между фактическими и расчетными значениями коэффициентов подачи для всего массива скважин, используемых для корректировки.

При этом шаг изменения каждого из коэффициентов: ΔK_2 и ΔK_4 в формулах

$$K_{кор.2} = K_{кор.2} \pm \Delta K_2 \qquad \text{(П.I6.I.)}$$

$$K_{кор.4} = K_{кор.4} \pm \Delta K_4 \qquad \text{(П.I6.2.)}$$

а также допустимое относительное расхождение ε_3, между фактическими и расчетными значениями коэффициента подачи - задаются заранее.

П Р И Л О Ж Е Н И Е 2

Программа расчета по методике
на языке ФОРТРАН.
Пример расчета.

```
      PROGR MECTHV
      LOGICAL PARHOD
      REAL CKB,MECT1,MECT2
      DIMENSION ARRDPL(5,7)
      COMMON/SGHOUT/DPL,DTH,DLH,PPR,S,ANGB,DL16,
                    DL19,DL22,DL25,SIGMAP,
     *PH,X,DUKP,SIGMA0,AN0,ANUNAP,ANUPOD,ANUSHV,
                    AJDOLN,AVON1,
     *ANUEXP,ANPP,C,EPR,TIP1,TIP2,TIP3
      DATA REC/'///
  101 FORMAT(2A8/2F10.4/2F10.4/F10.4/6 2F10.4/0P
                    F10.4,6PF10.4/
     *L49/0P,F10.4/0P8F10.4/-5PF10.4,0PF10.4/3F1
                    0.4/F10.4,-5PF10.4)
      READ101, MECT1,MECT2,DH,BETA, VOTHG1,VOTHG
                    2,SIGMA,
     *VVH,VVB, TBP,DELTA, PARHOD, TR1,TR2,TOPG,T
                    OG,REM,C2,
     *STVO,STPOP,CP,CVCT,AKREZ,AKLEP,ANG,AKKR,
     *PPRMIN,ANUMIN,SMABS,ANMABS,ANMIN, DELTLH,D
                    ELTAP
      PRINT.101,  MECT1,MECT2, DH,BETA, VOTHG1,V
                    OTHG2, SIGMA,
     *VVH,VVB, TBP,DELTA, PARHOD, TR1,TR2,TOPG,T
                    OG,REM,C2,
     *STVO,STPOP,CP,CVCT,AKREZ,AKLEP,ANG,AKKR,
     *PPRMIN,ANUMIN,SMABS,ANMABS,ANMIN, DELTLH,D
                    ELTAP
  100 FORMAT(5F10.4)
      READ104,NUMOPL
  104 FORMAT(I1)
      READ100,((ARRDPL(I,J),I=1,5),J=1,NUMOPL)
      PRINT 100, ((ARRDPL(I,J),I=1,5),J=1,NUMOPL
                    )
  102 FORMAT(A8,1X,A1)
 1002 READ102,CKB,REG1
      PRINT 102,CKB,REG1
      IF(REG1.NE.REG) GO TO 1002
  103 FORMAT(3F10.4,-3PF10.4,0PF10.4/-3PF10.4,0P
                    3F10.4/-3PF10.4/
     *0P3F10.4,-3PF10.4)
 1003 READ103,DLCKB,DE,ALFA1,PPL,AKPROD,
     *PHAC,ROHC,POGCT,ROB,TC,Z, PV, QHPLAN,B,GO,
                    PZAB
      PRINT 103, DLCKB,DE,ALFA1,PPL,AKPROD,
     *PHAC,ROHC,POGCT,ROB,TC,Z, PV, QHPLAN,B,GO,
                    PZAB
      INT1=1
      INT2=1
      INT3=0
      CALL SUP (MECT1,MECT2,DH,BETA,VOTHG1,VOTHG
                    2,SIGMA,
     *VVH,VVB,TBP,DELTA,PARHOD,TR1,TR2,TOPG,TOG,
                    REM,C2,
     *STVO,STPOP,CP,CVCT,AKREZ,AKLEP,ANG,AKKR,
     *PPRMIN,ANUMIN,SMABS,ANMABS,ANMIN,DELTLH,DE
                    LTAP,ARRDPL,NUMOPL,
```

```
     *CKR,DLCKR,DE,ALFA1,PPL,AKPROD,PHAC,ROHC,RO
                          GCT,ROR,TC,Z, Py,
     *QHPLAN,B,GO,PZAB, INT1,INT2,INT3)
      GO TO 1002
44444 CONTINUE
      STOP
      END
      FUNCTION FB(P)
      COMMON /SGNF/ RH1,PHAC1,G01,BETA1
      FB=1.+(RH1-1.)*(P-1E5)**0.25/(PHAC1-1E5)
      RETURN
      END
      FUNCTION FG(P)
      COMMON /SGNF/ RH1,PHAC1,G01,BETA1
      FG=G01*((P-1E5)/(PHAC1-1E5))**BETA1
      RETURN
      END
      SUBROUTINE SGN (MECT1,MECT2,RH,BETA,VOTHG1
                          ,VOTHG2,SIGMA,
     *VVH,VVR,TRP,DELTA,PARHOR,TR1,TR2,TORG,TOG,
                          REM,C2,
     *STVO,STOOR,CO,CVCT,AKRPT,AVLEP,ANG,AKKR,
     *PPRMIN,ANUMIN,SMARS,ANNARS,ANMIN,DELTLH,DE
                          LTAP,ARRDPL,NUMDPL,
     *CKR,DLCKR,DE,ALFA1,PPL,AKPROD,PHAC,ROHC,RO
                          GCT,ROR,TC,Z, Py,
     *QHPLAN,B,GO,PZAB, INT1,INT2,INT3)
      LOGICAL PARHOR
      DIMENSION ARRDPL(3,7)
      DIMENSION RTAB2(27,7),STAB2(7),ATAB2(27)
      REAL*8 CKR,MECT1,MECT2
      COMMON/SGNOUT/TPL,DTH,DLH,PPR,S,ANOR,DL18,
                          DL19,DL22,DL25,SIGMAO,
     *PMAX,DCKP,SIGMAR,ANO,ANUNAP,ANUPOR,ANUSHV,
                          AJPOIN,AVDH1,
     *ANUEXP,AHPR,C,ZPR,TTP1,TTP2,TTP3
      COMMON /SGNF/ RH1,PHAC1,G01,BETA1
      EQUIVALENCE(DPL,ATAB2(1))
      RH1=RH
      PHAC1=PHAC
      G01=GO
      BETA1=BETA
      IF(INT1.EQ.0) GO TO 600
      CALL TABLE1 (CKR,MECT1,MECT2,QHPLAN,B,AKPR.
                          OD,DLCKR,TR1,PPL,
     *TR2,CE,TOG,ALFA1,TORG,PY,REM,TC,C2,ROHC,DE
                          LTLH,TRP,VVH,DELTAP,
     *ROR,CCLTA,VVR,PPRMIN,ROGCT,SMARS,PHAC,PARH
                          OR,Z)
600   CONTINUE
      IF(R.LE.0.5) VOTHG=VOTHG1
      IF(R.GT.0.5) VOTHG=VOTHG2
      QHCT=QHPLAN/3600.
      RGCT=GHCT/(1.-P)
      IF(PZAB.EQ.0.) PZAB=RGCT/1.19E-10/AKPRO
                          D
      PC=FG(PHAC)
      FR=3.1416*DE**2/4.
```

```
      ITAP2=0
      ITAP2=1
      DO 22 IDPL=1,NUMDPL
      DPL=ARRDPL(1,IDPL)
      D=B=ARRDPL(2,IDPL)
      DTH=ARRDPL(3,IDPL)
      DKLRC=ARRDPL(4,IDPL)
      DKLNG=ARRDPL(5,IDPL)
      FFL=3.1416*DPL**2/4.
      IF(DPL.EQ.0.020) KDPL=1
      IF(DPL.EQ.0.032) KDPL=2
      IF(DPL.EQ.0.038) KDPL=3
      IF(DPL.EQ.0.047) KDPL=4
      IF(DPL.EQ.0.054) KDPL=5
      IF(DPL.EQ.0.068) KDPL=6
      IF(DPL.EQ.0.087) KDPL=7
      ATAP2(24,KTAP2)=IDO
      NUMDLN=DLGKD/DELTLH
      DO 11 IDLH=1,NUMDLH
      KON=0
      DLH=(NUMDLH-IDLH+1)*DELTLH
      CALL ROTTOR (GHCT,PZAB,RO,FE,DLH,B,CLCKE,P
     *                HAC,PGHC,PGGCT,
     *TCLH,RCP,SIGMA,DELTAP,Z,TC,VCTHG, PPP,PPR,
     *                GPP,GGPP)
      IF(PPP.GE.PPPMIN) GO TO 221
      KON=1
      GO TO 22222
22:   CONTINUE
      CALL SEP (PPP,PHAC,B,PO,DF,DTH,DELTAP,GHCT
     *,VCTHG, RHC,AKCEP,PHACH)
      CALL LIFT (RGHC,RGGCT,FGB,B,DELTAP,Z,TC,DP
     *,PHO,GHCT,
     *RCP,RV,PH GH,DLH,PVK)
      VVG=VVG*(1.-R)*VVB*H
      AMUG=VMC*(RGHC*(1.-R)+RGB*R)
      CALL VALVE (DKLRC,PHACH,TC,GHCT,RHO,B,VVG,
     *                RGHC,RGP,PPR,Z,
     *A11111, KON,DELPPC)
      PPC=PPC-DELPPC
      CALL VALVE (DKLNG,PHACH,TC,GHCT,RHO,B,VVG,
     *                RGHC,RGP,PPR,Z,
     *A11111, KON,DELPNG)
      PHACH=PVK+DELPNG
      DPPGPP=PHACH-PPR
      IF(PHACH-PPR.GT.5E5) GO TO 222
      KON=1
      GO TO 11111
222   CONTINUE
      CALL PUMP (PHACH,PVK,PPR,PEC,ANMIN,PGHC,RO
     *B,B,DPL,DELTA,VVG,
     *PHAC,PHACH,GHC=,PHO,TBP,SWABS,ANMABS,Z,TC,
     *                AMUMIL,PABNOR, A22222,
     *KON,ANUMAP,GVT,SPL,ANKACH,EPSIL,WHAC)
      ANB=ANKACH*60.*B.5)
      CALL PAP (ANKACH,S=1,PVK,PV,DLH,DTH,DTF,PO
     *B,DPL,GHCT,B, A11111,
     *DELH,S,PHAC, KON,PTP,A,TC,
```

```
     *DL16,DL19,DL22,DL25,PMAX,SIGMAD,SIGMAD,PG,
                          PMIN,PSHT,S,ANUPOD,GMKP)
      CALL SKA (PMAX,ANKACH,GMKP,S, A1111),
     *KOM,NUMPCK,CK1,CK2,CK3,TIP1,TIP2,TIP3)
      CALL ENERG (GHCT,PVK,PPR,QUT,ANKACH,AJTPG,
                          DELPRG,DELPNG,
     *VVG,ROHC,S,ALFA1,PG,PSHT,R,ROB, A11111,
     *AJPOL,ANUUT,AJKLAP,AJTPNE,AJPCH,
     *KOM,ANUPCH,AJPOLN,ANUSHV,AVDH1,AVDG1,AND,W
                          CUT)
      CALL OPP(SIGMAD,SIGMAD,KOPL,OMEGA)
      CALL EXPL(TR1,TR2,TOG,TORG,OMEGA,PEM,GHPLA
                          N,ROHC,
      ANUEXP,ANPEM,ANRP,SUMGG1)
      CALL ECONOM(DLH,DTH,DL16,DL19,DL22,DL25,SI
                          GMAD,
     *STVO,STOOP,GP,AKREZ,AVDH1,GHPLAN,ROHC,ANUE
                          XP,AYLEP,CUCT,
     *AND,ANG,AKKR,C2,SUMGG1,NUMPCK,KOPL,ANREM,
     *ZKAP,ZEM,ZAM,ZPRC,C,AKAP,ZPP)
      IF(ZPP.GT.BTAB2(24,KTAB2)) GO TO 11111
      DO 2 1 I=1,27
  201 BTAB2(I,KTAB2)=ATAB2(I)
      GO TO 11111
 1111 CONTINUE
   11 CONTINUE
 2222 CONTINUE
      IF(BTAB2(24,KTAB2).NE.1E10) GO TO 200
      NTAB2=NTAB2+1
      STAB2(NTAB2)=DPL
      IF(IDPL.EQ.NUMDPL) KTAB2=KTAB2-1
      GO TO 22
  200 IF(IDPL.NE.NUMDPL) KTAB2=KTAB2+1
   22 CONTINUE
      I=(BTAB2(24,1).EQ.1E10) GO TO 204
      ZPP=1.10
      DO 2 2 I=1,KTAB2
      I (ZPP.LT.BTAB2(24,I))*0 TO 202
      ZPP=BTAB2(24,I)
      KREZ I
   202 CONTINUE
      DO 203 I=1,27
   203 ATAB2(I)=BTAB2(I,KREZ)
      GO TO 205
   204 KTAB2=
      DPL=0
   205 IF(INT2.NE.0) CALL TABLE2(CKR,MEC-1,MEC72,
                          KTAB2,BTAB2,NTAB2,STAB2)
      RETURN
 11111 ASSIGN 1111 TO METKA
      GO TO 70
 22222 ASSIGN 2222 TO METKA
    70 IF(INT3.EQ.0) GO TO 80
      IF(IDPL.EC.1) CALL PDUMP(BH,INT3,5)
   400 FORMAT(7(/),13X,'DPL',7X,'DT3',7X,'DTH',5X
                          ,'DWLBC',5X,'DKLNG'//
```

```
     *6X,'F10.4,3(/),
     *' ',2X,' LH',7X,'PPR',7X,'DPR',7X,'QPR',5X
                        ,'AKCEP',7X,'RHO',
     *5X,' MACH',7X,'VK',4X,'DELPRC',4X,'DELPNG
                        ',4X,'DPNOPR',7X,'VVG'/
     *13X,'SPL',6X,'ANOR',4X,'APUNAP',5X,'EPSIL
                        ',7X,'CVT',4X,'WHAC',
     *6X,'DL16',6X,'DL19',6X,'DL22',6X,'DL25',6X
                        ,'PHAX'/
     *12X,'DPKP',4Y,'SIGMA0',4X,'SIGMA0',9X,'S',
                        6X,'PM',7X,'PTP',
     *6X,'PSHT',4X,'NUPOD',5X,'AJTRG',4X,'AJPOL
                        N',14X,'TMP CK'/
     *13X,'AND',5X,'AVDH1',4X,'APUPCH',4X,'ANUSH
                        V',5X,'ANUVT',
     *4X,'AJKLAP',4X,'AJTRHE',5Y,'AJPCH',9X,'AJP
                        OL',6X,'WCVT'/
     *11X,'OMEGA',4X,'ANUEXP',5X,'ANREH',6X,'AMR
                        P',4X,'SUMQQ1',
     *6X,'ZKAP',7X,'ZEN',7X,'ZA',6X,'ZPRC',9X,'
                        C',6X,'AKAP',7X,'ZPR')
      IF(TELM.EQ.1) WRITE (3,400) OPL,DT0,PTH,DKLGC
                        ,DKLNG
  401 FORMAT('0',F5.0,5F10.3,0P3F10.3,F10.2,5
                        PF10.2,6PF10.2/
     *6X,0PF10.2,F10.0,2PF10.0,0PF10.3,3P2F10.3,
                        0P5F10.0/
     *6X,0P3F10.0,F10.2,5F10.0,2PF10.0,0PF10.2,
                        3PF10.3,6X,3A4/
     *6X,0PF10.1,F10.3,0P2F10.2,2PF10.2,0P5F10.3
     *6X,F10.3,F10.4,F10.3,2F10.2,4F10.1,3F10.3)
      WRITE(3,402)
     *LH,PPR,DPR,QPR,AKCEP,RHO,PHACH,PVK,DELRQC
                        ,DELPNG,DPNOPR,VVG,
     *SPL,ANOR,APUNAP,EPSIL,CVT,WHAC,DL16,DL19,D
                        L22,DL25,PHAX,
     *DPKP,SIGMA0,SIGMA0,S,PM,PTP,PSHT,,NUPOD,
                        AJTRG,AJPOLN,
     *TIP,TIP2,TIP3,
     *AND,AVDH1,APUPCH,APUSHV,ANUVT,AJKLAP,AJTRH
                        E,AJPCH,AJPOL,WCVT,
     *OMEGA,ANUEXP,ANREH,AMPP,SUMQQ,ZKAP,ZEN,ZA
                        M,ZPRC,C,AKAP,ZPR
  402 FORMAT(60X,'CM.ПРИНЕЧАНИЕ',I4)
      IF(KOM.NE.0)PRINT(3,402)KOM
    80 GO TO METKA,(1111,2222)
      END
      SUBROUTINE (OTTOP,MCT,PZ,P0,PE,DLH,B,DL
                        CKP,PHAC,ROHC,ROGCT,
     *I LH,ROR,SIGMA,PELTAP,Z,TC,VOTHG,PPP,RPR,G
                        PR,RQPP)
      DATA(P0=1.,TC=0.,I1,1E-5,2(3./
      FG(X)=FMCT=11./(1.-B)*(X-1.))
      FF0R(X)=ROH*(ROR-ROH)*(SQRT((X-1.)**2+4.0*
                        (*X)-ABS(X-1.))/2.
```

```
      FVGCB(X,V,W)=(X-V)*Z*1.5*TC/W/293.
      IF(DLH.NE.1) GO TO 14
      DL1=1E5
      IF(PZAB.GE.PHAC) GO TO 1
      G1=FG(PZAB)
      BK=FB(PZAB)
      GO TO 2
    1 G1=P0
      BK=FB(PHAC)
    2 ROHP=(ROHC+ROGCT*G1)/BK
      IF(P.LT.0.5) GO TO 3
      ROC=ROB
      C=1.-B
      GO TO 12
    3 ROC=RO(P
      C=B
   12 VOTH0=(4.*SIGMA*ABS(ROB-ROHP)*G/ROC**2)**0
                          .25
      VOTH=VOTH0*((2.*65.*C)/(1.47*100.*C)-15.14
                          *C+
     *0.7*SQRT(400.*C**2-10.*C+0.15))
   13 IF(PZAB.GE.PHAC) GO TO 5
      DL=DLGKB
      P=PZAB
      GO TO 10
    5 RG=FG(PK)
      ROH=ROHP
      ROG=FROG(QG/VOTH/FE)
    8 DELTAL=(PZAB-PHAC)/ROG/G
      DL1=DLGKB-DELTAL
      DL=DL1
      P=PHAC
   14 IF(DL1.GT.DLH)GOTO10
    9 PPR=PZAB-ROG*G*(DLGKB-DLH)
      APR=0
      RETURN
   10 P=R*DELTAP/2.
      BK=FB(P)
      G1=FG(P)
      ROH=(ROHC+ROGCT*G1)/BK
      QGC=FVGCB(RO,G1,P)*QHCT
      BGC=FVGCB(RO,G1,P)*GHCT
      BCM=BGC+QC
      BETA=B.C/BCM
      ROG=FROG(GG/VOTH/FE)
      ROBC=ROGCT*P*TO/2/P0/TC
      VZ=VOTHG*FE/BCM
      ROCM=ROG-2.*(ROG-ROBC)*BETA/(1.+V2+SQRT((1
                          .-V2)**2+4.*V2*(1.-
     *BETA)))
      DELTAL=DELTAP/ROCM/G
      R=R-DELTAP/2.
      DL=DL-DELTAL
      IF(DLH.LT.DL)GOTO10
      PPR=P*ROCM*G*(DLH-DL)
      BK=FB(PPR)
      GPR=FG(PPR)
```

```
      QGPR=FQ(PK)
      DGF=FVGGB(RO,GPR,PPR)*QHCT
      PPR=QGF/(DGC+QGPR)
      RETURN
      END
      SUBROUTINE SEP (PPR,PHAC,B,RO,DE,DTH,DELTA
                      P,QHCT,VOTHG,
     *PH ,AKCEP,PHACH)
      FQ(X)=QHCT*(1./(1.-B)+(X-1.))
      IF(PPR.LT.PHAC) GO TO 22
      PHO RO
      AKCEP=
      PHACH=PHAC
      RETURN
   20 PK=FQ(PPR)
      QGPR=FQ(PK)
      AKO=1.-(DTH/DE)**2
      FF=3.1416*DE**2/4.
      AKCEP=AK /(1.+0.73*QGPR/VOTHG/FF)
      RHO=RO-(RO-FQ(PPR))*AKCEP
      P=PPR
      DELTP1=DELTAP
   23 P=P+DELTP1
      G1=FQ(P)
      IF(ABS(G1-RHO).GT.0.01) GO TO 24
      PHACH P
      RETURN
   24 IF(G1.LT.RHO) GO TO 23
      P=P-DELTP1
      DELTP1=DELTP1/2.
      GO TO 23
      END
      SUBROUTINE LIFT (ROHC,ROGCT,ROB,B,DELTAP,Z
                      ,TC,DPL,RHO,QHCT,
     *DTB,PV,PHACH,DLH,PVK)
      DATA G,PO/9.81,1E5/
      IF(DPL.GT.0.068) DSHE=0.025
      IF(DPL.EQ.0.056) DSHE=0.022
      IF(DPL.LT.0.056) DSHE=0.019
      IF(DPL.LT.0.032) DSHE=0.017
      IF(DPL.EQ.0) DSHE=0
      A =ROHC+ROGCT*RHO+ROB*B/(1.-B)
      RE=0.86*QHCT*AM/(DTB-DSHE)
      IF(RE.LT.2.) RE=2.
      IF(RE.GE.5.) GO TO 30
      RE=1.588
      [illegible]
      GO TO 32
   30 IF(RE.LT.9.) GO TO 31
      ARE=0.648
      [illegible]
      [illegible]
   31 [illegible]
```

```
      BRE=2.511
   32 FC=EXP(2.3*ARE-BRE*ALOG(RE))
      P=PV
      H=0
   33 P=P+DELTAP/2.
      IF(P.LT.PHACH) GO TO 34
      BK=FB(PHACH)
      VG=0
      GO TO 35
   34 G1=FG(P)
      VG=(RHO-G1)*Z*1E5*TC/P/293.
      BK=FB(P)
   35 V=BK+VG+B/(1.-P)
      AKC=0.332*FC*(QHCT*V)**2/(DTB-DSHE)**3/(DT
                                  +DSHE)**2
      ROCMT=AM V
       AMCMT=ROCMT*G*(1.+AKC)
      IF(P.LT.PHACH) GO TO 36
      PVK=P-DELTAP/2.+GAMCMT*(DLH-H)
      RETURN
   36 DELTAH=DELTAP/GAMCMT
      H=H-DELTAH
      P=P+DELTAP/2.
      IF( .LT.DLH) GO TO 33
      PVK=P-GAMCMT*(H-DLH)
      RETURN
      END
      SUBROUTINE VALVE (DKL,PHACH,TC,QHCT,RHO,B,
                        VVG,ROHC,ROB,P,Z,*,
     *KOM,DELPKL)
      FQ(X)=QHCT*(1./(1.-B)+(X-1.))
      FVGCB(X,V,W)=(X-V)*Z*1E5*TC/W/293.
      FKL=3.1416*DKL**2/4.
      IF(P.LT.PHACH) GO TO 40
      QGC=0
      BK=FB(PHACH)
      GO TO 41
   40 BK=FB(P)
      G1=FG(P)
      QGC=QHCT*FVGCB(RHO,G1,P)
   41 QCM=QGC+FQ(BK)
      VO=3.1416*QCM/FKL
      RE=DKL*VO/VVG
      IF(RE.GE.10.) GO TO 430
      KOM=2
      RETURN 1
  430 IF(RE.GE.40.) GO TO 43
      AMU=0.05+0.283*(ALOG10(RE)-1.)
      GO TO 47
   43 IF(RE.GE.6E2) GO TO 44
      AMU=0.22+0.153*(ALOG10(RE)-1.6)
      GO TO 47
   44 IF(RE.GE.3E4) GO TO 45
      AMU=0.4
```

```
      GO TO 47
   45 IF(RE.GE.2E5) GO TO 46
      AMU=0.4+3.485*(ALOG10(RE)-4.475)
      GO TO 47
   46 AMU=0.8
   47 ROG=RCHC*(1.-B)+ROB*B
      DELTKI=V0**2*ROG/3./AMU**2
      RETURN
      END
      SUBROUTINE PUMP(PNAGN,PVK,PPR,PBC,ANMIN,RO
                      HC,ROB,B,DPL,DELTA,VVG,
     *PHAC,PHACH,QHCT,RHO,TBP,SMABS,ANMABS,Z,TC,
                      ANUMIN,RABHOB,*,
     *KOM,ANUNAP,QVT,SPL,ANKACH,EPSIL,WHAC)
      LOGICAL RABHOB
      FQ(X)=QHCT*(1./(1.-B)+(X-1.))
      FBG(X)=FB(X)/(1.-B)+B
      FVGCB(X,V,W)=(X-V)*Z*1E5*TC/W/293.
      ANKACH=ANMIN/60.
      ROG=RCHC*(1.-B)+ROB*B
      DLPL=1/2
      QVT=0.18*DPL*DELTA**3*(PVK-PBC)/VVG/DLPL/R
                      OG
      IF(PBC.LT.PHAC) GO TO 50
      BK=PB(PHAC)
      DLVT=QVT/(FQ(BK)+QVT)
      ANUNAP=1.-DLVT
      QCMHAC=FQ(BK)
      R=0
      GO TO 54
   50 G1=FG(PBC)
      QGGHAC=FVGCB(RHO,G1,PBC)*QHCT
      BK=FB(PBC)
      R=QGGHAC/FQ(BK)
      QCMHAC=QGGHAC+FQ(BK)
      DLVT=QVT/(QCMHAC+QVT)
      IF(PNAGN.LT.PHACH) GO TO 51
      DELTNU=(1.+R/(1.-B))*FBG(PBC)/FBG(PHACH)-1
                      .
      GO TO 53
   51 IF(RABHOB) GO TO 52
      DELTNU=(1.+R)/(1.+R*PBC/PNAGN)-1.
      GO TO 53
   52 DELTNU=((1.+R)/(FBG(PNAGN)/FBG(PBC) R*PBC/
                      PNAGN-(FG(PNAGN)-
     *FG(PBC))*(1.-B)*1E5/FBG(PBC)/PNAGN)-1.)
   53 ANUNAP=(1.-0.5*TBP*DELTNU-DLVT)/(R+1.)
      EPSIL=0.5*TBP*DELTNU/(1.+R)/ANUNAP
      IF(ANUNAP.GE.ANUMIN) GO TO 54
      KOM=12
      RETURN 1
   54 WHAC=FQ(BK)/ANUNAP
      SPL=WHAC/0.785/DPL**2/ANKACH
      IF(SPL.GT.SMABS) GO TO 55
      RETURN
   55 ANKACH=ANKACH+1./60.
```

```
      IF(ANKACH.LE.ANMAB5/60.) GO TO 54
      KOM=3
      RETURN 1
      END
      SUBROUTINE ROD (ANKACH,SPL,PVK,PV,DLH,DTH,
                      DTB,PBC,DPL,QHCT,B,*,
     *DEL NG,AMUG, KOM,PTP,AJ,RG,
     *DL16,DL19,DL22,DL25,PMAX,SIGMAD,SIG(40),PG,
                      PMIN,PSHT,S,ANUPOD,DNKP)
      REAL  SH(4)/2.,2.8,3.8,4.9/,DSH(4)/1.75,2.
                                  35,3.14,4.1/,
     *SIG(3)/740.,900.,980./
      REAL DSH(4)/0.016,0.019,0.022,0.025/,
     *DM(4)/0.034,0.042,0.046,0.055/,BMM(4)
      FMAX(X)=X*(B1+TB)+PG+PTH+PTP
      FMIN(X)=X*(B1-TH)-PTP
      FCT(X)=(0.6*PMAX-0.4*PMIN)/X
      FQT(X)=3.1416**2*ANKACH*SPL**4*AMUG*X/4.9
      ALOT=0.02
      DO 59 I=1,4
      BM1=DTB/DSH(I)
      BM2=DTB/DM(I)
   59 BMM(I)=1/((BM1**2+1.)*ALOG(BM1)/(BM1**2-1.
                              )-1.)+
     *ALOT/((BM2**2+1.)*ALOG(BM2)/(BM2**2-1.)-1.)

      FPL=3.1416*DPL**2/4.
      PG=(PV+PBC)*FPL/9.81
      ANOB=ANKACH*60.
      PTH=DELRNG*FPL/9.81
      TB=SPL*ANOB**2/1440.
      TH=SPL*ANOB**2/1790.
      GAMMAG=(PVK-PV)/DLH/9.81
      B1=1.-GAMMAG/7550.
      AMJ=(B1+3.*TB+2.*TH)/5.
      K=1
      IF(DPL.LE.0.038) NO=1
      IF(DPL.EQ.0.043.OR.DPL.EQ.0.056) NO=2
      IF(DPL.GE.0.060) NO=3
   60 SIGMAD=SIG(K)
      IF(DPL.LE.0.038) GO TO 61
      N=NO
  600 DL1=100.
      DL2=0
      DL3=0
      PSHT=9SH(N)*DLH
      PTP=FQT(BMM(N))*DLH
      IF(0.9*PSHT.GT.PTP) GO TO 601
      N=N+1
      IF(N.LE.4) GO TO 600
      GO TO 61
  601 PMAX=FMAX(PSHT)
      PMIN=FMIN(PSHT)
      SIGMA=FCT(PSH(N))
      IF(SIGMA.LE.0.85*SIGMAD) GO TO 73
```

```
   61 N=NC
   62 IF(N.GT.3) GO TO 64
      A=0.6*(PG+PTH)*(FSH(N+1)-FSH(N))
      QT1=FQT(PHM(N))
      QT2=FQT(PHM(N+1))
      AMK1=(QSH(N+1)*AM1*QT2)*FSH(N)
      DL1=(AMK1*DLH-A)/(AMK1+(QSH(N)*AM1*QT2)*(F
                        SH(N+1)-FSH(N)))
      IF(DL1.LT.0) DL1=0
      DL2=DL-DL1
      PSHT=QSH(N)*DL1+QSH(N+1)*DL2
      PTP=QT1*DL1+QT2*DL2
      IF(0.9*PSHT.GT.PTP) GO TO 602
      N=N+1
      GO TO 62
  602 PMAX=FMAX(PSHT)
      PMIN=FMIN(PSHT)
      SIGMAD=FDI(FSH(N+1))
      IF(SIGMAD.LE.0.85*SIGMAD) GO TO 63
      N=N+1
      GO TO 62
   63 DL1=ATNT(DL1*100./DL)
      DL2=100.-DL1
      DL3=0
      GO TO 73
   64 IF(DPL.GE.0.133) GO TO 71
   65 IF(DPL.LE.0.133) N=1
      IF(DPL.GT.0.038) N=2
   66 IF(N.GT.2) GO TO 71
      IF(SIGMAD*0.85.GT.0.6*(PG+PTH)/FSH(N)) GO
                        TO 67
      N=N+1
      GO TO 66
   67 QT1=FQT(PHM(N))
      DL1=(SIGMAD*0.85*FSH(N)-0.6*(PG+PTH))/(QSH
                        (N)*AM1*QT1)
      IF(DL1.LT.DLH) GO TO 68
      DL1=DL
      DL2=0
      GO TO 9
   68 QT2=FQT(PHM(N+1))
      DL1=SIGMAD*(FSH(N+1)-FSH(N))/(QSH(N+1)*AM1
                        *QT2)
      IF(DL1.LT.(DL1+DL2)) GO TO 69
      DL2=DL-DL1
   69 QT1=FQT(PHM(N+1))
      FSH=QSH(N)*DL1+QSH(N+1)*DL2+QSH(N+2)*(DLH
                        -DL1-DL2)
      QTP=QT1*DL1+QT2*DL2+QT3*(DLH-DL1-DL2)
      IF(0.9*PSHT.LT.PTP) GO TO 633
      PMAX=FMAX(PSHT)
      PMIN=FMIN(PSHT)
      SIGMAD=FDI(FSH(N+2))
      IF(SIGMAD.LE.0.85*SIGMAD) GO TO 70
   633 N=N+1
      GO TO 69
```

```
70 DL1=AINT(DL1*100./DLH)
   DL2=AINT(DL2*100./DLH)
   DL3=100.-DL1-DL2
   GO TO 73
71 K=K+1
   IF(K.LE.3) GO TO 60
   KOM=5
   RETURN 1
7  GO TO (74,75,76),N
74 DL16=DL1
   DL19=DL2
   DL22=DL3
   DL25=0
   GO TO 77
75 DL16=0
   DL19=DL1
   DL22=DL2
   DL25=DL3
   GO TO 77
76 DL16=0
   DL19=0
   DL22=DL1
   DL25=DL2
77 PMAX=AINT(PMAX/10.)*10.
   PMIN=AINT(PMIN/10.)*10.
   SIGMA0=AINT(SIGMA0)
   FTP=3.1416*(DTH**2-DTB**2)/4.
   ALAMBD=(PG+PTH+PTP)*DLH*(DL16/2.+DL19/2.8+
                          DL22/3.9+DL25/4.9+
  *100./FTP/1E4)/2.1E8
   FI=2.*3.1416*ANKACH*DLH/5200.

   S=(SPL+ALAMBD)*COS(FI)
   ANUPOD=QHCT/(1.-B)/FPL/S/ANKACH
   DMKP=AINT(30.*S+0.24*S*(PMAX-PMIN))
   AJTRD=3.1416**3*(S*ANKACH)**2*AMUG*DLH*(DL
                          16*BMM(1)+
  *DL1 *BMM(2)+DL22*BMM(3)+DL25*BMM(4))/100.
   RETURN
   END
   SUBROUTINE SKA (PMAX,ANKACH,DMKP,S, *,
  *KOM,J3,CK1,CK2,CK5,TIP1,TIP2,TIP3)
   REAL  TIPCK(3,18)    /'     ','1CK1','-0,6',
                        ' 2CK','1,25','-0,9',
  *' 1CK','1,5-','0,42','     ','2CK2','-0,6',
                        '   3','CK2-','1,05',
  *'     ','4CK2','-1,8','   3','CK3-','0,75',
                        '     ','4CK3','-1,7',
  *'     ','5CK4','-2,1','     ','  6C','K4-3',
                        '     ','5CK6','-1,5',
  *'     ','6CK6','-2,1','     ','7CK8','-3,5',
                        '     ','7CK8','-2,5',
  *'     ','  8C','K8-5','   7','CK12','-2,5',
                        '   7','CK12','-2,5',
  *'   8','CK12','-3,6'/
```

```
      ВЕ/1  СК(18,5)/1.,1.25,1.5,2.,2.,2.,3.,3.,4
                     .,4.,6.,6.,8.,8.,8.,
     *12.,12.,12.,
     *1.,2.5,1.,2.5,4.,7.,4.,7.,16.,25.,16.,25.,
                     40.,60.,80.,40.,60.,80.,
     *2.,3.2,1.5,1.5,2.1,3.4,1.5,2.2,4.2,6.5,3.,
                     4.7,8.3,8.3,15.,6.,6.,
     *1  .,
     *0.,.3.6,.6,.3,.5,.15.7,27.,11.2,18.,31.,45.,2
                     2.,31.,42.,42.,50.,30.,
     *3  .,32.,
     *  .7,2.8,  .7,2.8,4.,7.,4.,7.,10.,20.,10.,
                     2  .,28.,40.,40.,28.,
     *2  .,4  ./
      DO 88 J1=1,JKOH
      IF(PMAX.LT.CK(J1,1)*1000.) GO TO 82
88    CONTINUE
      KOM=6
      RETURN 1
82    ANOB=ANAGH*60.
      IF(ANOB.LT.10.) ANKP=DNKP*ANOB/10.
      IF(ANOB.GE.10.) ANKP=DNKP
      DO 83 J2=J1,JKOH
      IF(ZNKP.LT.CK(J2,2)*100.) GO TO 85
87    CONTINUE
      KOM=7
      RETURN 1
85    SK=S*1.05
      IF(SK.GE.CK(J2,3)) GO TO 87
      KOM=8
      RETURN 1
83    DO 88 J3=J2,JKOH
      IF(SK.LT.CK(J3,4)) GO TO 90
88    CONTINUE
      KOM=
      RETURN 1
90    CONTINUE
      CK =CK(J3,1)
       J2=CK(J3,2)
      CK5=CK(J3,5)
      T1P =T1PCK(1,J3)
      T1P2=T1PCK(2,J3)
      T1P=T1PCK(3,J3)
      RETURN
      END
      SUBROUTINE ENTER (QUCT,DVK,PPR,QVT,A KACH,
                        AJTPC,DELPRC,DELPNG,
     *VVC,1OHC,S,ALFA1,PG,FSHT,R,RR,  *,
     *A,B(,'HOUT,ZJKLAP,AJ'DHE,AJTCH,
     *KOH,AUTPCH,A DELN,AUSHU,AVDH1,AVDG1,ANO,W
                        OUT)
      DIMENSION A(20),Z(7,2,9,4,5,7,3,10,,20,,2,,,4
                        ),/
      KOM=0
```

```
      QGCT=QHCT/(1.-B)
      ANOB=ANKACH*60.
      ROG=ROHC*(1.-B)+ROB*B
      AJPOL=QGCT*(DVK-PPR)
      AJKLAP=QGCT*(DELPBC+DELPNC)
      ANUVT=QGCT/(QGCT+QVT)
      IF(VVG.GE.1E-5)GO TO 100
      CSH=0.25
      GO TO 102
  100 IF(VVG.GT.3E-5)GO TO 101
      CSH=0.2
      GO TO 102
  101 CSH=0.16
  102 ALFA=3.1416*ALFA1/180.
      IF(ALFA.EQ.0) ALFA=0.05
      AJTRME=0.327*CSH*(PG+ALFA+PSHT*SIN(ALFA))*
                          S*ANOB
      AJPCH=AJPOL/ANUVT+AJTRG+AJTRME+AJKLAP
      ANUPCH=AJPOL/AJPCH
      ANUCK=0.85
      ANUDB=0.8
      ANUSHV=ANUPCH*ANUCK*ANUDB
      AJPOLN=AJPOL/ANUSHV
      AJED=AJPOLN*(1.-ANUDB)
      AJCK=(AJPOLN-AJED)*(1.-ANUCK)
      AVDG=AJPOLN*(1.-B)/QHCT/ROG
      AVDC1=AVDG*1E-3/3.6
      AVDH1=AVDC1/(1.-B)
      WCVT=AJPOLN*24./1000.
      DO 103 N=1,NKOH
      IF(AJPOLN+1.3E-3.LE.ANDV(N)) GO TO 105
  103 CONTINUE
      KOM=1
      RETURN 1
  105 AND=ANDV(N)
      RETURN
      END
      SUBROUTINE OPR(SIGMAD,SIGMAC,KDPL,OMEGA)
      REAL ARRA(7)/0.32,0.36,0.39,0.427,0.284,0.
                          287,0.36/,
     *ARRB(7)/1.52,1.48,1.41,1.367,1.64,1.65,2.0
                          /
      A=ARRA(KDPL)
      B=ARRB(KDPL)
      OMEGA=0.0122**(B-1.)*A*SIGMAD**B/(SIGMAD-S
                          IGMAD)
      RETURN
      END
      SUBROUTINE EXPL (TP1,TP2,TOG,TORG,OMEGA,RE
                          M,QHPLAN,ROHC,
     *ANUEXP,ANREM,ANRP,SUMDC1)
      ANREM=OMEGA+REM
      GAP=TP1*OMEGA+TP2*REM+TOG*ANREM
      ANUEXP=1.-(GAP+TORG)/8760.
```

```
      A_PP=(8760.-GAP)/24./ANPEN
      SUMDG1=365.*DHPLAN*ANUFXP*ROHC*1E-3
      RETURN
      END
      SUBROUTINE FCOMOM(PLN,PTH,PL16,PL19,PL22,P
                        L25,SIGMAD,
     *STVO,STOOP,CP,AKEFZ,AVOH1,DHPLAN,ROHC,ANUF
                        XP,AKLEP,CVCT,
     *AND,ANG,AKFP,C2,SUMDG1,NUMCOK,KDPL,ANPEM,
     *ZKAP,TFN,ZAN,ZPPC,C,AKAP,ZPR)
      REAL CYCOST(18)/600.,900.,600.,900.,1100.,
                        1600.,1100.,1600.,
     *2200.,3000.,2200.,3000.,5200.,4000.,8300.,
                        5200.,6000.,2000./
      REAL HKTCOS(2,3)/0.,(487.,0.0603,0.073,0.080
                        ,0.1016,),.1143,
     *4.,5.,7.,.9,.8,13.7,15.8,19.1,35.1,,33.,3.8,,
                        2.7,,27.1,,263./
      REAL SHTCOS(4,3)/4.5,5.4,6.7,8.6,6.1,7.7,
                        8.35,13.18,
     *6.6,8.3,10.5,13.55/
      REAL CYCOST(7)/62.,,62.,,74.,,74.,,86.,,126.,,16
                        2./
      IF(PTH.EQ.H_TCOS(N,1)) GO TO 111
  11  CONTINU
  111 SHKT=PLN*HKTCOS(N,2)*HKTCOS(N,3)/1E3
      IF(SIGMAD.EQ.740.) M=1
      IF(SIGMAD.EQ.900.) M=2
      IF(SIGMAD.EQ.990.) M=3
      STSHT=PLN*(PL16*SHTCOS(1,M)+PL19*SHTCOS(2,
                        M)+
     *PL22*SHTCOS(3,M)+PL25*SHTCOS(4,M))/8760.
      STVC=4.0.
      STOOP=.23*STVC
      ZIAP=AKEFZ*(STOOP+STHKT+STSHT+STVO)+STOHT+
                        STOOP
      ZEXP=0.765*CP*AVOH1*DHPLAN*ROHC*ANUFXP
      ZEXM=AKLEP*CVCT*ANP
      ZON=ZEXP+ZEXM
      STON=ANG*GHCC(7/KDPL)
      ZANF=(.119*STON+0.1*STHKT+0.2*STSHT+0.12*S
                        TVO+STON)*AKAP
      ZPPC=C0*ANPEM
      C=(ZEN+ZAN+ZPPC)/SUMDG1
      AKAP=ZKAP/SUMDG1
      ZPR=0.17*AKAP+C
      RETURN
      END
      SUBROUTINE FARLEI (KXP,NFC+1,NECT2,DHPLAN,
                        ,,KFRDP,DLCKB,TR1,PPL,
     *TRP,DE,TOG,ALF(),T,PC,DV,FCM,TC,C2,PLNC,DF
                        (1,H,TDP,VVH,DELTAP,
     *GOP,HSI*A,VVF,,PPDUN,RODCT,SMADS,PHAC,PABH
                        ,P,Z)
      L*RG(8,1 F=DHOF
```

```
      READ(*,*)PERAV,PERNOV,PAV,   RASNOV,PAV1,P
                     AV2,PSNYI    ,PAV11,
      IF(RASNOV.EQ.PAV1)PAV=PAV
401   FORMAT('1',6(/),3X,'ВЫБОР  ОПТИМАЛЬНОГО
                     ТИПОРАЗМЕРА  И  РЕЖИМА
     *РАБОТЫ',//'0',43X,'ШТАНГОВОЙ  ГЛУБИННОНАСОСН
                     ОЙ  УСТАНОВКИ',8(/),
     *T11,'-ДЛИНА 1',T21,'ИСХОДНЫЕ  ДАННЫЕ',
     *T31,'СКВАЖИНА',T96,A8/T31,'МЕСТОРОЖДЕНИЕ',
                     T96,2A8,7(/),
     *' РАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТБОР НЕФТИ',T43,F8.2,3X,'М3/Б И
                     /СУТ',T94,
     'ДАННЫЕ О ПОДЗЕМНОМ РЕМОНТЕ СКВ ЖИНЫ'//'ОБЪ
                     ЕМНАЯ ОБВОДНЕННОСТЬ',
     *T43,F8.2/'КОЭФФИЦИЕНТ ПРОДУКТИВНОСТИ',T43
                     ,F8.2,3X,'М3/Б М/СУТ*АТМ',
     *,T80,'ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ -'/'ГЛУБИНА СКВАЖ
                     ИНЫ',T43,F8.0,3X,'М',
     *T82,'СРС ПО ЛИКВИДАЦИИ ОБРЫВА ШТАНГ',T118,
                     F6.1,3X,'ЧАС'/
     *'ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ',T43,-5PF8.2,3X,'КГС/
                     КВ СМ',
     *T82,'ПРОЧИХ ПРС',T118,0PF6.1,3X,'ЧАС'/
     *'ПЛАНЕТЫ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ',T43,F8
                     .4,3X,'М',T82,
     'ОЖИДАНИЯ ПРС',T118,F6.1,3X,'ЧАС'/
     *'МАКСИМАЛЬНЫЙ УГОЛ НАКЛОНА СТВОЛА',T43, F
                     .1,3X,'ГР Д',T82,
     'ОРГАНИЗАЦИОННОГО ПРОСТОЯ',T11 ,F6.1,3X,'Ч
                     АС'/
     *'ОУСТЬЕВОЕ ДАВЛЕНИЕ',T43,-5PF8.2,3X,'КГС/К
                     В СМ',T82,
     'КОЛИЧЕСТВО ПРС НЕ СВЯЗАННЫХ',T30,'С ЛИКВИ
                     ДАЦИЕЙ ОБРЫВА ШТАНГ',
     *T118,0PF6.0/' СРЕДНЯЯ ТЕМПЕРАТУРА В СТВОЛЕ
                     СКВАЖИНЫ',T43,F8.1,
     *3X,'ГРАД К'//T80,'СТОИМОСТЬ ОДНОГО ПРС',T11
                     8,F4.0,3X,'РУБ'//)
      PRINT 401, CK,,NEST1,NEST2,OHPLAN,R,AKROO
                     ,DLSKB,TP1,PP1,TP2,
     * E,TOG,ALFA1,TORG,PV,REN,TC,C
402   FORMAT(2(/),T11,'СВОЙСТВ  ПРОДУКЦИИ',T57,'
                     ДАННЫЕ О НАСОСЕ'///
     * ОНЕФТЬ - ПЛОТНОСТЬ ',T24,F7.0,2X,'КГ/М**М
                     ',T53,'ДИАМ ПЛУНЖЕРА',
     T93,'НАГ ПО ГЛУБИНЕ',T112,F6.2,2X,' '//T53,
                     'ПРОСТРАНСТВА',T70,
     *F6.2/2X,'ВЯЗКОСТЬ',T24,0PF7.1,2X,'САНТИПУАЗ
                     ',T93,
     *'НАГ ПО ДАВЛЕНИЮ',T112,-5PF6.2,2X,'КГС/КВ
                     СМ'//T53,'ЗАЗОР В ПАРЕ'/
     *' ВОДА  - ПЛОТНОСТЬ',T24,0PF7.0,2X,'КГ/М**М
                     '',T53,'МЕРНОЙ ДЛИН.',
     *T70,6PF6.0,2X,'МКМ',T93,'МИН.ДОПУСТИМОЕ'//T
                     93,'ДАВЛЕНИЕ НА'/
```

```
*9X,'ВЯЗКОСТЬ',T24,6PF7.1,2X,'САНТИПУАЗ',T5
                 3,'МАКС.ВОЗМОЖНАЯ',T93,
*'ПРИЕМЕ НАСОСА',T112,-5PF6.2,2X,'КГС/КВ СМ
                 ',/
*T53,'ДЛИНА ХОДА'/,'ГАЗ    - ПЛОТНОСТЬ',T24,
                 0PF7.1,2X,'КГ/КУБ М',
*T53, ПОДИР. ШТОКА',T70,0PF6.1,2X,'М'/'0',T
                 10,'ДАВЛЕНИЕ',T53,
*'ТИП ПРОЦЕССА'/9X,'НАСЫЩЕНИЯ',T24,-5PF7.2,
                 2X,'КГС/КВ СМ',T53,
*'РАЗГАЗИРОВАНИЯ - ',2A8/
*'0',T10,'КОЭФФИЦИЕНТ'/9X,'СЖИМАЕМОСТИ',T24
                 ,0PF7.2,4(/))
 PRINT 402, RCHC,DELTLH,TBP,VVH,DELTAP,ROB,
                 DELTA,VVB,PPRMIN,
*ROGCT,SHABS,PHAC,PABH1,PABH2,Z
 RETURN
 END
 SUBROUTINE TABLE2 (CKB,MECT1,MECT2,K,B,MEM
                 ,S)
 REAL*8 CKB,MECT1,MECT2
 DIMENSION B(27,7),S(7)
301 FORMAT('1',1(/),T11,'ТАБЛИЦА 2',T31,'ОПТИМ
                 АЛЬНЫЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ
  *ПРИЧ',T81,'СКВАЖИНА',T98,A8/T81,'МЕСТОРОЖД
                 ЕНИЕ',T98,2A8,7(/),
  *T6,'НАИМЕНОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ',T36,'ЕДИНИЦА'
                 ,12X,
  *'ДИАМЕТР НАСОСА  [ ММ ]'/T36,'ИЗМЕРЕНИЯ',T
                 46,3PF12.0)
340 FORMAT(/)
302 FORMAT('0 1. ДИАМЕТР НКТ
                 ММ          ',3PF12.0)
303 FORMAT('0 2. ГЛУБИНА СПУСКА НАСОСА
                 М           ',7F12.0)
304 FORMAT('0 3. ДАВЛЕНИЕ НА ПРИЕМЕ НАСОСА
                 КГС/КВ СМ ',-8PF12.2)
305 FORMAT('0 4. ДЛИНА ХОДА ПОДИР. ШТОКА
                 М           ',7F12.2)
306 FORMAT('0 5. ЧИСЛО ХОДОВ
                 1/МИН       ',7F12.0)
307 FORMAT('0 6. ДОЛЯ ШТАНГ ДИАМ. 16 ММ
                 %           ',7F12.0)
308 FORMAT('0                 19 ММ
                 %           ',7F12.0)
309 FORMAT('0                 22 ММ
                 %           ',7F12.0)
310 FORMAT('0                 25 ММ
                 %           ',7F12.0)
311 FORMAT('0 7. ДОПУСК.ПРИВЕЧ.НАПРЯЖ.ШТАНГ
                 КГС/КВ СМ ',7F12.0)
312 FORMAT('0 8. МАКСИМ. НАГРУЗКА НА ШТАНГИ
                 КГС         ',7F12.0)
313 FORMAT('0 9. МАКСИМ. КРУТЯЩИЙ МОМЕНТ
                 КГС*М       ',7F12.0)
```

```
314 FORMAT('010. ПРИВЕДЕННОЕ НАПРЯЖ. В ТПШ
                    КГС/КВ.СМ ',7F12.0)
315 FORMAT('011. ТИП СТАНКА-КАЧАЛКИ
                                ',21A4)
316 FORMAT('012. МОЩНОСТЬ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ
                    КВТ         ',   7F12.1)
317 FORMAT('013. КОЭФФИЦИЕНТ НАПОЛНЕНИЯ
                    %           ',2P7F12.0)
318 FORMAT('014. КОЭФФИЦИЕНТ ПОДАЧИ
                    %           ',2P7F12.0)
319 FORMAT('015. КПД НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ
                    %           ',2P7F12.0)
320 FORMAT('016. ПОТРЕБЛЯЕМАЯ МОЩНОСТЬ
                    КВТ         ',-3P7F12.2)
321 FORMAT('017. УДЕЛЬНЫЙ РАСХОД ЭЛ.ЭНЕРГИИ
                    КВТЧ/Т      ',   7F12.2)
322 FORMAT('018. КОЭФФИЦИЕНТ ЭКСПЛУАТАЦИИ
                    %           ',-3P7F12.2)
323 FORMAT('019. МЕЖРЕМОНТНЫЙ ПЕРИОД
                    СУТ         ',7F12.1)
324 FORMAT('020. УСЛОВН.СЕБЕСТ.ДОБЫЧИ НЕФТИ
                    РУБ/Т       ',7F12.3)
325 FORMAT('021. УСЛОВН.ПРИВЕД.ЗАТРАТЫ
                    РУБ/Т       ',7F12.3)
330 FORMAT(4(/),T15,'ПРИМЕЧАНИЕ',T35,'ЗАДАННЫЙ
                    ДЕБИТ НЕФТИ НЕ ОБЕСПЕЧИ
   *ВАЕТСЯ'/T35,'НАСОСАМИ СЛЕДУЮЩИХ ДИАМЕТРОВ
                    I МИ ?'/'0',
   *T35,3P7E5.0)
    IF(K.EQ.0) GO TO 205
    PRINT 301,CKB,MECT1,MECT2,(B(1,I),I=1,K)
    PRINT 340
    PRINT 302,(B(2,I),I=1,K)
```

```
      PRINT 303,(B(3,I),I=1,K)
      PRINT 304,(B(4,I),I=1,K)
      PRINT 305,(B(5,I),I=1,K)
      PRINT 306,(B(6,I),I=1,K)
      PRINT 307,(B(7,I),I=1,K)
      PRINT 308,(B(8,I),I=1,K)
      PRINT 309,(B(9,I),I=1,K)
      PRINT 310,(B(10,I),I=1,K)
      PRINT 311,(B(11,I),I=1,K)
      PRINT 312,(B(12,I),I=1,K)
      PRINT 313,(B(13,I),I=1,K)
      PRINT 314,(B(14,I),I=1,K)
      PRINT 315,((B(L,I),L=25,27),I=1,K)
      PRINT 316,(B(15,I),I=1,K)
      PRINT 317,(B(16,I),I=1,K)
      PRINT 318,(B(17,I),I=1,K)
      PRINT 319,(B(18,I),I=1,K)
      PRINT 320,(B(19,I),I=1,K)
      PRINT 321,(B(20,I),I=1,K)
      PRINT 322,(B(21,I),I=1,K)
      PRINT 323,(B(22,I),I=1,K)
      PRINT 324,(B(23,I),I=1,K)
      PRINT 325,(B(24,I),I=1,K)
  205 IF(MEM.NE.0) PRINT 330,(S(I),I=1,MEM)
      RETURN
      END
/*
   ФАЙЛ 41246      :СЧИТАНО      821 КАРТ (005 ЗОН)
   ФАЙЛ 1          :ЗАПИСАНО.    821 КАРТ (005 ТР.)
```

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

I. Справочная книга по добыче нефти. Под редакц. Ш.К.Гиматудинова, М., "Недра", 1974, 704 с.

2. Люстрицкий В.М. "Раздельное извлечение пластовых жидкостей из обводненных скважин". Диссерт. на соискание ученой степени кандидата технических наук. Фонды МИНХ и ГП имени И.М.Губкина. М., 1971.

3. Левич В.Г. Физико-химическая гидродинамика. М., ФизматГИЗ 1959, 438 с.

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

5. Справочник по эксплуатации нефтяных месторождений. т. 2. М., "Недра", 1965, с. 397-415.

6. Степанова И.С. Исследование клапанных узлов глубинных насосов. Диссерт. на соискание ученой степени кандидата технических наук. Фонды института АзНИПИнефть Баку, 1970.

7. Разработка методик выбора и оптимизации работы оборудования для механизированной добычи нефти. (Отчет по теме № 223-77). Рук. темы - проф. Ю.П.Желтов. Инв. № Б 633986. МИНХ и ГП, М., 1977, 287, с илл.

8. Пирвердян А.М. Гидромеханика глубинно-насосной эксплуатации. М., "Недра", 1965, 192 с.

9. Богомольный Г.И. Сравнение методик конструирования равнопрочных штанговых колонн. РНТС ВНИИОЭНГа "Нефтепромысловое дело", № 4, 1977, с. 38-40.

10. Грайфер В.И. и др. Оптимизация добычи нефти глубинными насосами. Казань, Таткнигоиздат, 1973, 216 с. с илл.

II. Расчет оптимальных параметров эксплуатации скважин, оборудованных ШГН. (рабочая программа). Издание КИВЦ, объед. "Татнефть". Альметьевск, I973, 52с.

I2. Вирновский А.С. О вычислении истинной длины хода плунжера глубинного насоса, "Нефтяное хозяйство", № 4, I954, с. 32-36.

I3. Рамазанов Р.А. Рациональный метод определения момента на валу редуктора. "Азербайджанское нефтяное хозяйство", № I, I957, с. 20-22.

I4. Шарипов А.Х. Энергетический анализ глубиннонасосной добычи нефти. Уфа, Башкнигоиздат, I969, 204 с.

I5. Фаерман И.Л. Штанги для глубинных насосов. Баку, Азнефтеиздат", I959.

I6. Третьякова Г.И., Белозеров Г.И. Метод определения зависимости числа обрывов штанг от глубины подвески насоса по статистическим данным. РНТС ВНИИОЭНГа "Нефтепромысловое дело", I974, № 2, с. 25-26.

I7. Давлетшин Х.Г., Абрашин А.А. Влияние амплитуды напряжения на частоту обрывов-штанг. РНТС ВНИИОЭНГа "Нефтепромысловое дело", I972, № I0, с. 26-28.

I8. Методические положения по определению экономической эффективности и прогнозированию различных способов эксплуатации скважин. (Проект). Издание института ВНИИнефть, М., I975.

I9. Разработка мероприятий по повышению эффективности эксплуатации скважин, оборудованных штанговыми и центробежными насосами (отчет по теме № 2574), инв. № Б 453861, ВНИИнефть. Рук. темы - к.т.н. Гадуров О.Г., Уфа, I975, с. I2-I3.

20. Обоснование рациональных способов добычи нефти на месторождениях Западной Сибири (отчет), инв. № Б 527162, СибНИИНП, Рук. темы - А.В.Елизаров. Тюмень, 1975, 127с.

21. Временное методическое руководство по расчету режимов скважин, эксплуатируемых глубинными насосами (ЭЦН и ШГН). Часть I. Издание КИВЦ объед. "Башнефть", Уфа, 1976.

22. Оптовые цены на оборудование буровое, геологоразведочное. Прейскурант № 19-03, 1965.

23. Оптовые цены на трубы стальные и чугунные. Прейскурант № 01-04, 1965.

24. Оптовые цены на насосы. Прейскурант №23-01 1965.

25. Ахназарова С.Л., Кафаров В.В. Оптимизация эксперимента в химии и химической технологии. М., "Высшая школа", 1978, 319, с с илл.

26. Филиппов В.Н. и др. Автоматизированная система управления качеством установок погружных нефтяных центробежных насосов в процессе их эксплуатации. Сб. тезисов докладов Всесоюзной конференции по гидромашиностроению "Проблемы и направления развития гидромашиностроения", (г. Сумы, 6-7 июня 1978г.), М., 1978. с. 147-149.

О Г Л А В Л Е Н И Е

I. Основные положения 3
2. Структура и содержание методики 6
2.I. Структура методики 6
2.2. Алгоритм корректирования зависимостей для расчета показателей работу ШГНУ 6
2.3. Методика расчета технологических и экономических показателей работы ШГНУ 7
2.4. Алгоритм перебора вариантов компоновки оборудования и выбора из них оптимального . . 8
3. Последовательность выполнения расчетов по методике 10
3.I. Блок ввода исходных данных II
3.2. Блок адаптации расчета корректирующих коэффициентов I2
3.3. Блок выбора оптимального типоразмера и режима работы ШГНУ. I4
Приложение I 20
Приложение 2 . . . . . 8I
Список литературы 98

gost.e-ecolog.ru

отпечатано 80 Зак 44 Тир 100 Л 60359