

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

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
ВСЕСОЮЗНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
(В Н И И)

"Утверждаю":
Заместитель Министра
А.В.Валиханов
"1" ноября 1979 г.

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 скважины.

Методика разработана по заданию МНИ лабораторией эксплуатации скважин ВНИИ и лабораторией технологии и техники добычи нефти МНХ и ГП с использованием результатов исследований и методических разработок отраслевых институтов.

Составители:

ВНИИнефть	д.т.н.проф.	Максutow P.A.
	к.т.н.	Чубанов O.B.
	к.т.н.	Наплан A.P.
	к.т.н.	Блещин B.E.
МНХиГП	д.т.н.проф.	Желтов Ю.П.
	к.т.н.	Богомольный Г.И.
	к.т.н.	Глоговский И.М.
		Дунюшкин И.И.
СИСНИИНИ	к.т.н.	Чириков Л.И.
БашНИИнефть	к.т.н.	Валишин Ю.Г.
АЗНИИнефть	к.т.н.	Рустаев Э.М.
ТатНИИнефть		Батыров X.M.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

МЕТОДИКА ОПТИМАЛЬНОГО ПОДБОРА ТИПОРАЗМЕРА
И РЕЖИМА РАБОТЫ ШТАНГОВОЙ ГЛУБИННОНАСОСНОЙ
УСТАНОВКИ

РД 39-1-289-79

Вводится впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности от 12.12.79г.
№ 611

Срок введения с 1.06.80г.

Срок действия до _____

1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Методика предназначена для выбора типоразмеров станнма-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.

1.2. 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.

1.3. 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, основанными головным институтом

ВНИИнефть «Ж»).

При создании методики были использованы результаты исследований в области подбора и оптимизации глубиннонасосного оборудования, выполненных отраслевыми научно-исследовательскими институтами: "ВНИИнефть", "АзНИИнефть", "БашНИИнефть", "Гипровостокнефть", "КраснодарНИИнефть", "ПечорНИИнефть", "СибНИИНИ", "ТатНИИнефть" и КИВЦами объединений "Башнефть" и "Татнефть", а также работы отдельных ученых, в первую очередь:

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

1.4. 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.

1.5. 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 150 сСт;
- газовый фактор до 100-120 $\text{м}^3/\text{м}^3$;
- 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 $10-12^\circ$, азимутальное отклонение - не более 2 π радиан.

Кроме того, должны выполняться ограничения, налагаемые на условия эксплуатации отдельных узлов насосного оборудования (насосов, штанг 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.

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

2. СТРУКТУРА И СОДЕРЖАНИЕ МЕТОДИКИ

2.1. 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 перебора 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 отработки (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 СК-4 и 7СК8, штанги из легированной стали с предельно допустимым 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 оборудования и выбора из них оптимального

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

его спуска. В мет. дике 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, задеющих переход к следующему насосу, большего диаметра.

Перебор вариантов с различными глубинами спуска повторяется до тех пор, пока не будет исчерпан весь ^{заданных} ряд 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.

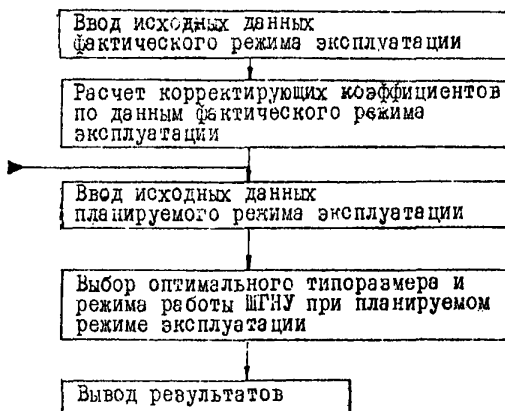


Рис. I Общая схема алгоритма расчетов по методике,

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 задается 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 I"*)

*) 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.

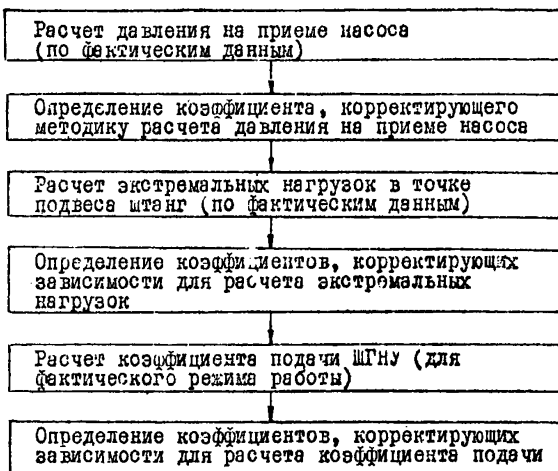


Рис. 2. Блок-схема расчета корректирующих коэффициентов.

3.2.1. Расчет давления на приеме насоса производят, задаваясь фактическими величинами дебита нефти, обводненности, забойного давления и глубины спуска насосов, 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 приеме 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.15).

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.14 — П.16.

3.3. Блок выбора оптимального типоразмера и режима работы ШГНУ

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

3.3.1. Выбирается 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 (ММЦХ 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.

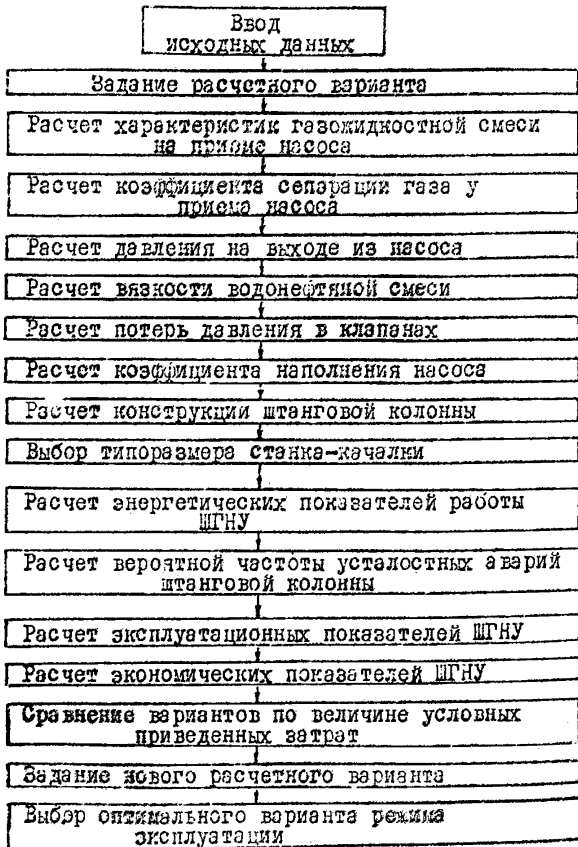


Рис. 3. Последовательность расчетов по выбору оптимального типоразмера и режима работы ШГНУ.

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, $P_{\text{вых}}$ (см. п. П.4.) по методике Посттмана-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 $\Delta P_{\text{вс}}$ и нагнетательный $\frac{\Delta P_{\text{н}}}{V}$ (см. П.6.), по методике, разработанной А.И.Пирзвердяном и И.С.Степановой, давление в цилиндре насоса при ходе всасывания $P_{\text{вс}}$ и нагнетания $P_{\text{нагн}}$ и также перепад давления, который нужно создавать скважинным насосом, чтобы обеспечить подъем жидкости:

$$\Delta P_{\text{нас}} = P_{\text{нагн}} - P_{\text{вс}} \quad (\text{I})$$

3.3.7. Вычисляется коэффициент наполнения насоса, (алгоритм расчета см. П.7) по усовершенствованной М.М.Глогевским и И.И.Дуношкиным (МИНХ и ГИ) 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 ГИ 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.Чубонова.

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 БашНИИнефти, разработанной под руководством И.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.12).

3.3.13. Рассматриваются экономические показатели ШГНУ в соответствии с отраслевыми требованиями и с использованием методических положений, разработанных институтами "ВНИИнефть", "БашНИПИнефть", "СибНИИНИ" и КИВЦ объединений "Башнефть" и "Татнефть" (см.П.П.13). 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 поправочных коэффициентов.

3.3.14. 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 ШПНУ И АДАПТАЦИОННЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ
И ВЫБОРА ОБОРУДОВАНИЯ

П.1. 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.1 и П.2.

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

1. Зависимость количества попутного газа, растворенного в 1 м^3 дегазированной нефти, от давления P при температуре $T_{\text{скв}}$. Эту зависимость рекомендуется давать в следующем виде:

$$G(P) = G_0 \left(\frac{P - P_a}{P_{\text{нас}} - P_a} \right)^\beta \quad (\text{П.1.1.})$$

где: G_0 - газовый фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$;
 P_a - атмосферное давление;
 β - эмпирический коэффициент.

Если принят линейный закон растворимости газа, то $\beta = 1$.

2. Зависимость объемного коэффициента нефти от давления в виде:

$$v = 1 + (v_{\text{нас}} - 1) \left(\frac{P - P_a}{P_{\text{нас}} - P_a} \right)^{1/4} \quad (\text{П.1.2.})$$

где: $v_{\text{нас}} = v(P_{\text{нас}})$ (П.1.3.)

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 $V_{отн.г} = 0,17$ м/с при $V \geq 0,5$.

4. Распределение температуры по стволу скважины

В случае, когда разность температур между устьем и забоем не превышает 10°K 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, *СибНИИИП [20]*.

5. На практике иногда оказывается, что определенная часть исходных данных по месторождению или отдельным скважинам отсутствует. Поэтому в таблице П.І 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 АзНИИнефть в 1976г.

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 ($t_{p.1}$; $t_{p.2}$), 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 эксплуатируемых^ж 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^ж).

ж) например, могут использоваться "Единые нормы времени на подземный (текущий) ремонт скважин" части I, П. М., 1977г., издание ЦНИСнафт, Миннефтепрома.

стр.24 РД-39-І-289-79

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

Основные исходные данные для расчетов

№ п.п.	Наименование вводимой величины	Единица измерения	Обозначение в формуле	Примечание
1	2	3	4	5
1	Номер скважины	-		Может быть задан условно
2	Плановый отбор нефти	м ³ -сут	Q _н план	
3	Объемная обводненность нефти	доли ед.	B	
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·ат	K прод	
8	Диаметр эксплуатационной колонны, внутренний	м	D _з	
9	Максимальный (средний) угол наклона ствола скважины	град	α ₁	Если эта величина не задана, скважина считается вертикальной
10	Устьевое давление	кгс/см ²	P _у	
11	Плотность дегазированной нефти	кг/м ³	ρ _{н.с.}	
12	--- воды	---	ρ _в	
13	Плотность попутного газа при давлении 10 ⁵ Н/м ² и температуре 290°К	---	ρ _{г.ст}	
14	Давление насыщения нефти газом	кгс/см ²	P _{нас.}	

1	2	3	4	5
15	Средняя температура в стволе скважины	°К	$T_{скв.}$	
16	Кинематическая вязкость нефти при $T_{скв}$	сСт	ν_n	
17	"-" воды "-"	"-"	ν_B	Может принята равной $\nu_{сСт}$
18	Коэффициент сжимаемости газа (вредная величина)		Z	"-" принят равным 1
19	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 0,1 + 0,2
21	Зазор в плунжерной паре	мм	δ	
22	Тип процесса газирования смеси в цилиндре насоса		"Равновесный"	При отсутствии информации процесс принимается равновесным
23	Длина плунжера	м	$\ell_{пл.}$	"Неравновесный" По ОСТ 26-02-1424-76
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.	$\$T_{у.о.}$	Принята равной 0
29	"-" дополнительного	"-"	$\$T_{доп.}$	

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

Фактические данные по скважине

№ № п/п	Наименование вводимой величины	Ед. измерен.	Обозначе- ние в формуле	Примечание
1	2	3	4	5
1.	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	P _{пл.ф.}	
6.	Коэффициент продуктивности	м ³ /сут·ат	K _{прод.ф.}	
7.	Забойное давление	кгс/см ²	P _{з.б.ф.}	
8.	Устьеовое давление	" "	P _{у.ф.}	
9.	Типоразмер станка-качалки			
10.	Глубина спуска насоса, по вертикали	м	L _{н.ф.}	
11.	Тип насоса			
12.	Диаметр плунжера насоса	м	D _{пл.ф.}	
13.	" " НКТ наружный		D _{т.н.ф.}	
14.	" " внутренний	м	D _{т.в.ф.}	
15.	Диаметр отверстия седла всасывающего клапана	м	D _{кл.вс.ф.}	
16.	Диаметр отверстия седла нагнетательного клапана	м	D _{кл.н.ф.}	
17.	Длины ступеней штанговой колонны, собранные из штанг диаметром:	м		
	16 мм		L _{16ф}	
	19 мм		L _{19ф}	
	22 мм		L _{22ф}	
	25 мм		L _{25ф}	
18.	Марка стали штанг			
19.	Приведенное допускаемое напряжение материала штанг	кгс/см ²	[σ _{дон.}] _{ф.}	
20.	Длина хода полированного штока	м	S _ф	
21.	Число ходов " "	1/мин	N _{об} ^ф	
22.	Давление на приеме насоса, измерение глубинным мано- метром	кгс/см ²	P _{пр.} ^ф	

1	2	3	4	5
23.	Динамический уровень	м	$H_{дин}$	
24.	Средняя плотность жидкости в затрубном пространстве	кг/м ³	$\rho_{ср\ зат}$	
25.	Затрубное <i>давление</i>	кгс/см ²	$P_{зат}$	
26.	Максимальная нагрузка в точке подвеса штанг	кгс	P_{max}^{Φ}	
27.	Минимальная " "		P_{min}^{Φ}	
28.	Плотность жидкости глушения.	кг/м ³	$\rho_{гл}$	

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

В основу расчета положена методика П.Д.Ляпкина, в которой использованы экспериментальные данные В.М.Лястрицкого, И.Т.Мищенко, А.С.Гуревича, Б.С.Линева (МНХ и ГП, Гипровостокнефть, ПечорНИИНефть).

Исходные данные для расчета:

$$Q_{н.план.}, P_{зав.}, P_{нас.}, G, Dэ, B, L_{скв.}, L_n, P_{нс.}, P_{г.ст.}, P_v, B_{н/в}, X, f(P), v(P), T(L), K_{кор.1}$$

Величины, получаемые в результате расчета:

$P_{др.}, \beta$ - соответственно: давление и объемное газосодержание на приеме насоса.

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

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

$$\Delta L = \frac{P_{зав} - P_{нас}}{\rho P_x} \quad (\text{П.2.1.})$$

где: P_x - плотность жидкости (водонефтяной смеси), которая с учетом относительного движения фаз рассчитывается по формуле:

$$P_x = [\rho_n (1 - Y) + \rho_g Y] \cdot K_{кор.1} \quad (\text{П.2.2.})$$

Здесь: $K_{кор.1}$ - коэффициент, корректирующий величину давления на приеме насоса, рассчитывается согласно алгоритму пункта П.14;

ρ_H - плотность нефти с растворенным газом при давлении P ;
 y - истинное газосодержание:

$$\rho_H(P) = \frac{\rho_{нс.} + \rho_{г.ст.} \cdot \Gamma(P)}{b(P)} \quad (\text{П.2.3.})$$

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

$$A = \frac{v_{ж}^*}{v_{отн}^*} - 1 \quad (\text{П.2.5.})$$

$v_{ж}^*$ = $\frac{Q_{ж}(P)}{F_3}$ - расходная скорость движения жидкости;

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

F_3 - площадь проходного сечения обсадной колонны,

$$Q_{ж}(P) = Q_{нс.} \left[\frac{1}{1-B} + B(P) - 1 \right] \quad (\text{П.2.6.})$$

представляет собой суммарный объемный расход жидкости при давлении P ; b м³/с,

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

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.М. Лыстрицим [3]:

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

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 $B > 0,5$; $C = 1 - B$.

Величину $V_{отн.о}^*$ рекомендуется рассчитывать по теоретической формуле [1, 3]:

$$V_{отн.о}^* = \sqrt[4]{\frac{4 \sigma_{н/в} \Delta \rho}{\xi^2 \rho_c^2}} \quad (\text{П.2.8.})$$

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

ρ_c - плотность дисперсной среды;

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

С учетом зависимостей (П.2.1) ÷ (П.2.8.) вычисляются величине ΔL , глубина L' , выше которой давление становится меньше, чем $P_{нас}$ и начинается выделение газа из нефти:

$$L' = L_{скаб} - \Delta L \quad (\text{П.2.9.})$$

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

равно:

$$P_i = P_{i-1} - \frac{\Delta P}{2} \quad (\text{П.2.10.})$$

где: P'_{i-1} - давление в верхнем сечении i -го участка.Для первого участка при $i = 1$, $P_1 = P_{\text{нас}}$, если $P_{\text{взб}} \geq P_{\text{нас}}$, $P_1 = P_{\text{взб}}$, если $P_{\text{взб}} < P_{\text{нас}}$.

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

$$\rho_{\text{н}i} = \frac{\rho_{\text{н.с}} + \rho_{\text{г.св}} \cdot \Gamma(P_i)}{\beta(P_i)} \quad (\text{П.2.11.})$$

$$Q_{\text{ж}i} = Q_{\text{ж}}(P_i) = Q_{\text{н.с.}} \left[\frac{1}{1-\beta} + \beta(P_i) - 1 \right] \quad (\text{П.2.12.})$$

$$G_{\text{г.св}i} = \left[\Gamma_0 - \Gamma(P_i) \right] \frac{Z \cdot P_0 \cdot T_i \cdot \kappa}{P_i \cdot T_0} Q_{\text{н.с.}} \quad (\text{П.2.13.})$$

$$Q_{\text{см}i} = Q_{\text{ж}i} + G_{\text{г.св}i} \quad (\text{П.2.14.})$$

$$\beta_i = G_{\text{г.св}i} / Q_{\text{см}i} \quad (\text{П.2.15.})$$

$$\rho_{xi} = \rho_H + (\rho_B - \rho_H) / \left(\sqrt{A^2 + 4B} \frac{V_{ж}^*}{V_{отн}} - |A| \right) / 2 \quad (\text{П.2.16.})$$

$$\rho_{г.и} = \rho_{г.ст} \frac{\rho_i \cdot T_0}{z \cdot \rho_0 \cdot T_i} \quad (\text{П.2.17.})$$

$$\rho_{см} = \left[\rho_{xi} - 2 \frac{(\rho_{xi} - \rho_{г.и}) \beta_i}{1 + u_2 + \sqrt{(1-u_2)^2 + 4u_2(1-\beta_i)}} \right] K_{кор.1} \quad (\text{П.2.18.})$$

$$u_2 = \frac{V_{отн.г}^* \cdot F_2}{Q_{см\ i}} \quad (\text{П.2.19.})$$

Величина $V_{отн}^*$ определяется по формуле (П.2.7.), а относительная скорость газа в жидкости должна быть задана для данного месторождения (см. пункт П.1.).

Плотность смеси на i -ом участке с учетом коррективы 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 $\rho'_i = \rho_i - \frac{\Delta P}{2}$ определяется по формулам:

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

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

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

Затем аналогично производится расчет для следующего ($i+1$) - го участка и так продолжаем до тех пор, пока глубина L_i не станет равной глубине спуска насоса L_H . 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. Именение 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:

$$Q_{н.ст.}, P_{пр}, P_{нас}, B, \Gamma_o, D_z, D_{т.н.}, Q_{ж.пр}, K_{кор.2}$$

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 $P_{пр} \geq P_{нас}$, то свободный газ на приеме насоса отсутствует и $K_{сеп} = 0$, $P_{нас.н} = P_{нас}$, $\Gamma_{н.о} = \Gamma_o$ (П.3.1.)

В противном случае, если $P_{пр} < P_{нас}$, коэффициент сепарации $K_{сеп}$ вычисляется по формуле, предложенной А.С.Гуревичем [4_7]:

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

где:

$$K_o = 1 - \left(\frac{D_{т.н.}}{D_z} \right)^2 \quad (\text{П.3.3.})$$

$K_{кор.2}$ - корректирующий коэффициент, определяемый согласно алгоритму пункта П.16.

Величина скорректированного коэффициента сепарации должна удовлетворять условию:

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

что вытекает из физической сущности этой величины.

Величина трубного газового фактора определяется как разность между начальным газовым фактором Γ_0 и количеством свободного газа, отсепарировавшегося в затрубное пространство:

$$\Gamma_{н.о.} = \Gamma_0 - (\Gamma_0 - \Gamma_{пр}) \times K_{сеп} \quad (\text{П.3.5.})$$

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

$$\Gamma_{н.о.} = \Gamma(P_{нас.н.}) \quad (\text{П.3.6})$$

П. 4. Алгоритм расчета давления на выходе
из насоса

В рассматриваемом алгоритме для расчета распределения давления использована методика Поэтмана-Карпентера, а наличие штанг учтено путем введения эквивалентного гидравлического размера кольцевого канала согласно Баксендаллу [5]. 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 меньше, чем ниже вязкость откачиваемой жидкости.

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

$Q_{н.ст.}, P_y, T_{св.}, D_{пл.}, D_{т.в.}, L_n, \Gamma_{п.в.}, P_{нас.н.}, K_{кор.з.}$

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

Расчет производится следующим образом:

Давление на выходе из насоса определяется по формуле:

$$P_{вык} = P_y + \int_0^{L_n} \rho_{см}(P) g (1 + K_C) dh, \quad (\text{П. 4. I.})$$

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

Интеграл в формуле (П. 4. I.) аналитически не выражается, поэтому расчет ведется, приближенно, суммированием по ступеням. Для этого задается величина перепада давления ΔP

и определяется длина вертикальной проекции соответствующего участка Δl . 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. 4.2.) где: - давление в нижнем соечении предыдущего, ($i - 1$) участка. Для первого участка: $P_1 = P_y$.

Плотность смеси на i -ом участке определяется следующей зависимостью:

$$\rho_{см i} = \frac{M}{V_i} \times K_{кор.з} \quad (\text{П. 4.3.})$$

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

$$V_i = \delta(P) + [\Gamma_{н.с.}' - \Gamma(P)] \frac{2 P_o \cdot T_i}{P_i \cdot T_o} + \frac{B}{1-B} \quad (\text{П. 4.5.})$$

представляет собой соответственно: массу смеси, добываемой с i м³ сепарированной нефти, кг/м³; объем, занимаемый данной массой при давлении P_i , $K_{кор.з}$ - 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:

$$K_c' = \frac{0,332 \times f_c \times (Q_{н.с.м.} \times V_i)^2}{(D_{т.в.} - d_{ш.з})^5 \times (D_{т.в.} + d_{ш.з})^2} \quad (\text{П. 4.6.})$$

Здесь f_c - обобщенный коэффициент сопротивления, определяемый эмпирической зависимостью работы [5], $D_{т.в.} = D_{т.н.} - 2 \delta_T$; $d_{ш.з.}$ - 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 штенга, $d_{ш.г}$, мм
0 [для бесштенговых насосов]	0
$D_{пл} \leq 32$	17
$32 < D_{пл} < 55$	19
55	22
$D_{пл} \geq 68$	25

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

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

В настоящем алгоритме f_0 аппроксимирована следующей кусочной функцией:

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

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

Таблица П. 5.

Re'	a_{Re}	b_{Re}
2 $\leq Re' < 5$	1,588	2,940
5 $\leq Re' < 9$	1,296	2,811
$Re' \geq 9$	0,648	1,832

Если $Re' < 2$ то принимается, что $Re' = 2$.

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 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 разнотипных жидкостей по формулам:

кинематическая:

$$\nu_{ж} = \nu_n \cdot (1-B) + \nu_b \cdot B, \quad (\text{П.5.1.})$$

динамическая:

$$\mu_{ж} = \nu_{ж} \cdot \rho_{ж.сеп.} = \nu_{ж} \cdot [\rho_{нс.} \cdot (1-B) + \rho_b \cdot B], \quad (\text{П.5.2.})$$

где: ν_n , ν_b - кинематическая вязкость соответственно нефти, воды.

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

$$\nu_t = \nu_{20} \left[\frac{40}{t_i + 20} \right]^{1.7} \quad (\text{П.5.3})$$

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.5.1.).

1. Исходные данные для расчета:

$Q_{кл}$ (всасывающего или нагнетательного),
 $Q_{нст}$, B , $\Gamma_{но}$, $P_{нас.н}$, $P_{пр}$, $P_{нс.}$, $P_{в}$, $V_{ж}$, $T(L)$

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

Расход газожидкостной смеси через клапан равен:

$$Q_{см} = Q_{ж} + G_{г.св.} \quad (\text{П.6.1.})$$

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

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

$$G_{г.св.} = [\Gamma_{но} - \Gamma(P_i)] \frac{z \cdot P_o \cdot T_i}{P_i \cdot T_o} Q_{нст} \quad (\text{П.6.3.})$$

Величина P_i заменяется на $P_{пр}$ для всасывающего клапана и на $P_{вык}$ - для нагнетательного.

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

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

$$v_{max} = \frac{F}{2} v_{cp} = \frac{F}{2} \times \frac{2 Q_{см.пр}}{F_{кл}} = F \frac{Q_{см.пр}}{F_{кл}} \quad (П.6.5.)$$

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

$$Re = \frac{D_{кл} \cdot v_{max}}{\nu_{ж}} \quad (П.6.6.)$$

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
$Re \geq 2 \times 10^5$	$\mu = 0,8$
$3 \times 10^4 \leq Re < 2 \times 10^5$	$\mu = 0,4 + 0,485 (\lg Re - 4,475)$
$6 \times 10^2 \leq Re < 3 \times 10^4$	$\mu = 0,4$
$40 \leq Re < 6 \times 10^2$	$\mu = 0,22 + 0,153 (\lg Re - 1,6)$
$10 \leq Re < 40$	$\mu = 0,05 + 0,283 (\lg Re - 1)$

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

Далее определяется перепад давления в клапане:

$$\Delta P_{кл} = \frac{v_{max}^2 \times \rho_{ж.сет.}}{2 \cdot \mu^2} \quad (\text{П.6.7.})$$

где: (П.6.8.)

$$\rho_{ж.сет.} = \rho_{нс.} \times (1 - B) + \rho_B \times B$$

П.7. Алгоритм расчета коэффициента наполнения насоса

Предназначен для расчета коэффициента наполнения глубинного насоса $\gamma_{нап}$ и объема утечки через зазор плунжерной пары, а также подбора величин длины хода плунжера $S_{пл}$ и соответствующего числа ходов $N_{к\lambda ч}$, 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.Дуношкиным (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:

$$\rho_{пр}, \rho_{вс}, \rho_{нагн}, \rho_{вык}, \rho_{нс.}, \rho_B, \lambda, \rho_{нас}, T(L_n), Q_{жст.}, \\ B, N_{т\lambda н}, N_{т\lambda н. абс.}, S_{т\lambda н. абс.}, D_{пл}, \delta, m_{вр}, \rho_{нас. н. п.}, \\ \Gamma_{н.о.}, V_{ж}, K_{кор.ч.}$$

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

Величины, получаемые в результате расчета:

- $\gamma_{нап}$ - 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].

$$q_{ут.} = K_{кор.ч} \frac{0,18 S_{пл} \delta^3 (P_{вык.} - P_{вс.})}{V_{ж} l_{пл} \cdot P_{ж}} \quad (\text{П.7.1.})$$

где: $l_{пл}$ - длина стандартного плунжера; М.

$K_{кор.ч}$ - множитель, корректирующий коэффициент подачи ШГНУ, рассчитывается согласно алгоритму пункта П.16.

Скорректированная величина утечки должна удовлетворять условию:

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

где: Q_T - теоретическая производительность ШГНУ при фактическом режиме откачки.

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

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

$$\gamma_{нап.} = 1 - l_{ут.}, \quad (\text{П.7.4.})$$

$$\text{где: } l_{ут.} = \frac{q_{ут.}}{Q_{ж} (P_{нас.н.}) + q_{ут.}}$$

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:

$$G_{г.св.н.} = [\Gamma_{н.о.} - \Gamma(P_{вс.})] \times \frac{\kappa \cdot P_0 \cdot T_0 \cdot L_{н.к.}}{P_{вс.} \cdot T_0} \cdot Q_{н.ст} \quad (\text{П.7.5.})$$

Расход жидкости: (П.7.6.)

$$Q_{ж.нас.} = Q_{ж.}(P_{вс.})$$

Расход газожидкостной смеси

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

а затем вычисляем коэффициенты:

$$\ell_{ум} = \frac{Q_{ум}}{Q_{см.н.} + Q_{ум}}; \quad R_e = \frac{Q_{г.нас.}}{Q_{ж.нас.}} \quad (\text{П.7.8.})$$

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

$$\gamma_{нап.2} = \frac{1 - \ell_{ум}}{1 + R} - \frac{1}{2} \delta \gamma_2, \quad (\text{П.7.9.})$$

где: $\delta \gamma_2 = \frac{\pi \mu_{гф}}{1 + R} \left\{ \frac{V_{ж.}(P_{вс.})}{V_{ж.}(P_{нас.н.})} \left[1 + \frac{R}{1 - B} \right] - 1 \right\}$ (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:

$$\gamma_{нап.3} = \frac{1 - \ell_{ум}}{1 + R} - \frac{1}{2} \delta \gamma_3, \quad (\text{П.7.11.})$$

где:

$$\delta z_3 = \frac{m_{вр}}{1+R} \left\{ \frac{1+R}{\frac{\rho_{ж}}{\rho_{вс}} (\frac{\rho_{нагн}}{R} + R \frac{\rho_{вс}}{\rho_{нас.н.}} - [\Gamma(\rho_{нагн}) - \Gamma(\rho_{вс})] \frac{1-B}{\rho_{ж}(\rho_{вс})} \frac{\rho_{в}}{\rho_{нагн}} - 1} \right\} \quad (\text{П.7.12.})$$

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

$$z_{нап.ч} = \frac{1-\rho_{ум}}{1+R} - \frac{1}{2} \delta z_4, \quad (\text{П.7.13.})$$

где:

$$\delta z_4 = \frac{m_{вр}}{1+R} \left[\frac{1+R}{1+R \frac{\rho_{вс}}{\rho_{нагн}}} - 1 \right] \quad (\text{П.7.14.})$$

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

$$\epsilon_i = \frac{\delta z_{нап.i}}{z_{нап.i}} = \frac{m_{вр} \cdot \delta z_i}{2 \cdot z_{нап}} \quad (\text{П.7.15.})$$

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

$$W_{нас} = Q_{ж\ нагн} / z_{нап} \quad (\text{П.7.16.})$$

Как известно, производительность насоса определяется по формуле:

$$W_{нас} = \frac{\pi}{4} D_{па}^2 \cdot S_{па} \cdot N_{кач} \quad (\text{П.7.17.})$$

Задаваясь двумя из трех величин, стоящих в правой части формулы (П.7.17.) можно определить третью величину так, чтобы производительность насоса соответствовала требуемой.

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

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

Если получившаяся длина хода плунжера оказалась больше, ^{максимально} чем минимально допустимая, которая задается исходя из параметров станков-качалок нормального ряда, то число качений $N_{кач}$ увеличивается на 1 кач/мин и расчет величины $S_{пл}$ повторяется.

В случае, когда условие $S_{пл} \leq S_{макс.обс}$ не может быть выполнено одновременно с условием $N_{кач} \leq N_{кач.обс}$, 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 из ^{штанг} легированных сталей с предельно допускаемыми приведенными напряжениями 740, 900 и 980 кгс/см² (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:

$$\sigma_{пр} \leq [\sigma_{доп}] \quad (\text{П.8.1.})$$

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:

$$Q_{н.ст.}, B, P_y, L_n, D_{пл}, P_{вык}, P_{вс}, \Delta P_n,$$

$$N_{кач}, S_{пл}, D_{т.н.}, D_{т.в.}, \mu_{ж}, K_g, \alpha_1.$$

При расчете используются справочные данные о насосных штангах, согласно ГОСТ 13877-68 (см. таблицу П.7.)

Таблица П.7.

Наименование показателя	Един. измерения	величина показателя для штанг диаметра:			
		16 мм	19 мм	22 мм	25 мм
1. Площадь сечения штанг, $f_{ш}$	см ²	2,0	2,8	3,8	4,9
2. Вес 1 погонного метра штанг в воздухе, $q_{ш}$	кгс	1,75	2,35	3,14	4,1
3. Диаметр штанговой муфты, d_m	мм	34	42	46	55

Величины, получаемые в результате расчета:

$L_{16}, L_{19}, L_{22}, L_{25}$ - доля длины ступени, оставленной из штанг диаметром соответственно 16, 19, 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/см²;

$M_{кр}$ - максимальный крутящий момент на валу редуктора, кгм;

S - длина хода полировального штока, м;

$\eta_{под}$ - коэффициент подачи ШГЗУ, %;

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

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

При выборе конструкции штанговой колонны учтены следующие виды нагрузок.

Статические нагрузки.

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

$$\text{где: } P_{шт} = \sum_{i=1}^3 q_{шт} [i] \times l_i, \quad (\text{П.8.1.})$$

i, l_i - номер и длина ступени колонны, -

Гидростатическая нагрузка на плунжер, $P_{ж}$

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

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

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

Динамические и переменные нагрузки.

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

$$P_{дин.в} = P_{шт} \times \frac{S_{пл} \times (N_{кляч} \times 60)^2}{1440} \times K_g = P_{шт} \times m_g \quad (\text{П.8.4.})$$

и формуле Джонсона при ходе вниз:

$$P_{дин.н} = P_{шт} \times \frac{S_{пл} \times (N_{кляч} \times 60)^2}{1790} \times K_g = P_{шт} \times m_n \quad (\text{П.8.5.})$$

Здесь: K_g - корректирующий коэффициент, рассчитываемый в пункте П.15.

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

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:

$$P_{\text{тр}} = 2 \times \pi \times \mu_{\text{ж}} (N_{\text{шл}} \times 60) \times S_{\text{пл}} \times \nu_i \times [M_{\text{шт}} + M_{\text{мфрт}}] / 9,81, \quad (\text{П.8.6.})$$

где:

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

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

$$M_{\text{мфрт}} = \frac{0,032 \times (m_2^2 - 1)}{(m_2^2 + 1) \ln m_2 - (m_2^2 - 1)}, \quad m_2 = \frac{D_{\text{тв}}}{d_{\text{ш}}} \quad (\text{П.8.8.})$$

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

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

$$P_{\text{max}} = P_{\text{шт}} \times \nu_1 + P_{\text{ж}} + P_{\text{тр}} + P_{\text{т.н.}} + P_{\text{дин.в}}; \quad (\text{П.8.9.})$$

$$P_{\text{min}} = P_{\text{шт}} \times \nu_1 - P_{\text{тр}} - P_{\text{дин.н.}} \quad (\text{П.8.10.})$$

где: ν_1 - коэффициент "плаучести" штанг.

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

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

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

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

Расчет выполняется в следующем порядке:

1. Для выбранного диаметра подъемных труб и стандартных диаметров штанг последовательно вычисляются коэффициенты $M_{шт}$ и $M_{муфт}$, гидростатическая нагрузка $P_{ж}$, вес "тяжелого" ниппа $P_{т.н.}$, коэффициенты m_1 , m_2 по формулам (П.8.2.) - (П.8.8.), а также коэффициент "плаучести" штанг:

$$b_1 = 1 - \frac{P_{ж.т}}{P_{ш}}$$

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

На основании практических рекомендаций ТатНИПИнефти и КИВЦа объедин. "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 большего диаметра - тоже одноступенчатая колонна штанг диаметром 22 мм.

Условия возможности использования одноступенчатой колонны имеют следующий вид:

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

второе условие - проверка на усталостную прочность:

$$\sigma_{np} \leq K'_{зан} [\sigma_{гон}] \quad (\text{П.8.14.})$$

где $K'_{зан} = 0,85$ 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:

$$L_1 = \frac{1}{\cos \alpha_1} \left[\frac{f_{ш_1} (q_{ш_2} \times M + q_{тр_2}) \times L_n - 0,6 (P_n + P_{т.н}) \Delta f_{ш}}{(q_{ш_2} \times M + q_{тр_2}^2) f_{ш_1} + q_{ш_1} \times M \times \Delta f_{ш}} \right] \quad (\text{П.8.15.})$$

$$\text{где:} \quad \Delta f_{ш} = f_{ш_2} - f_{ш_1} \quad ; \quad (\text{П.8.16.})$$

$$M = 0,2 \times b_1 + 0,6 m_2 + 0,4 \times m_2 \quad ; \quad (\text{П.8.17.})$$

$$q_{тр.i} = \frac{2 \pi^2}{3,81} \times \mu_{ж} (N_{кач} \times 60) \times S_{ш.и} (M_{ш.и} + M_{пер.и}) \quad (\text{П.8.18.})$$

$f_{ш.i}$, $q_{ш.i}$, $q_{тр.i}$ - характеристики штанг i -ой ступени, соответственно: площадь поперечного сечения, вес 1 погонного м штанг, сила гидродинамического трения на длине в 1 м.

$$\text{Длина второй ступени: } L_2 = L_n / \cos \alpha_1 - L_1 \quad , \quad (\text{П.8.19.})$$

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: 16х19х22 мм и 19х22х25 мм, а для насосов диаметром 43 - 68 мм только второго варианта.

Вначале проверяется возможность использования в нижней ступени штанг заданного диаметра:

$$[\sigma_{гон}] \leq 0,6 \times (\mathcal{P}_x + \mathcal{P}_{т.н}) / f_{ш1} \quad (\text{П.8.20.})$$

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:

$$L_1 = \left\{ 0,85 \times [\sigma_{гон}] \times f_{ш1} - 0,6(\mathcal{P}_x + \mathcal{P}_{т.н}) \right\} / (q_{ш1} \times M + q_{тр.1}), \quad (\text{П.8.21.})$$

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

$$L_3 = \frac{L_{ш}}{\cos \alpha_1} - L_1 - L_2 \quad (\text{П.8.23.})$$

Затем проверяются условия (П.8.13.) и (П.8.14.).

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.8.11.);

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

$$\lambda = \lambda_{шт.} + \lambda_{тр.} \quad (\text{П.8.24.})$$

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

$$\lambda_{тр.} = \frac{P_{жк} \cdot L_{н.}}{E \cdot f_{тр.} \cdot \cos \alpha_1} \quad (\text{П.8.26.})$$

- длины хода полированного штока S по формуле Л.С.Лейбензона - А.С.Вирновского [12].

$$S = (S_{пл.} + \lambda) \times \cos \psi \quad (\text{П.8.27.})$$

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

$\zeta_{под.}$ - коэффициента подачи насосной установки,

$$\zeta_{под.} = \frac{Q_{н.ст}}{(1-B) \times F_{пл.} \times S \times N_{кач.}} \quad (\text{П.8.28.})$$

Здесь : $f'_{тр.}$ - площадь сечения подъёмных труб по металлу, м²;

$E = 2,1 \times 10^6 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}$ - 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 корректировочные эмпирические коэффициенты* :

$$P_{max} = P_{шт.} \times \beta_1 + P_{т.н.} + P_{жк} + K_{дин.в} (P_{виб.} + P_{ин.}) \quad (\text{П.8.29.})$$

$$P_{min} = P_{шт.} \times \beta_2 - K_{дин.н} (P_{виб.} + P_{ин.}) \quad (\text{П.8.30.})$$

где : $P_{виб.} = m_{\omega} \times \sqrt{(\psi - \frac{\lambda_{шт.}}{S})^2 \times P_{шт.} \times P_{жк}}$ (П.8.31.)

$$P_{ин.} = \frac{m_{\omega}^2}{2} (1 - \frac{2\lambda}{S}) \times P_{шт.} \quad (\text{П.8.32.})$$

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

$$m_{\omega} = 2\pi N_{кач.} \sqrt{\frac{S}{g}} ; \quad \psi = \frac{\lambda_{шт.}}{\lambda} \quad (\text{П.8.33.})$$

* См. статью : Адонин А.Н., Мамедов Ш.М. "При расчёту нагрузок, действующих на штанги глубинного насоса", "Азербайджанское нефтяное хозяйство", 1973, №7, стр.44-46.

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

$$\left. \begin{aligned} K_{дн.в.} &= 2,042 (Q_{пл.} \times 10^3)^{-0,206} \\ K_{дн.н.} &= 2,754 (Q_{пл.} \times 10^3)^{-0,234} \end{aligned} \right\} \quad (\text{П.8.34})$$

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

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

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

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

$$U_{тр.г.} = \pi^3 \times (S \times N_{кач.})^2 \times \mu_{ж.} \times \left[\sum_{i=1}^3 L_i (M_{штг.} + M_{муфт.})_i \right] \quad (\text{П.8.36.})$$

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:

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

$$P_{max} < [P_{max}] \quad (\text{П.9.1.})$$

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.9.1.) будет выполнено, то затем аналогичным образом производится проверка условия:

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

для этого и последующих типоразмеров.

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

3. Следующим проверяется условие

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

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_n .

Следующим проверяется противоположное условие - возможности отбора заданного количества жидкости существующими

станками-качалками

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

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

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

Если в процессе последовательной проверки все условия (П.9.1.) - (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 П.8.

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

Паспортные характеристики					
Условное обозначение станка-качалки	$[P_{max}]$ т	$[M_{кр}] \times 10^{-2}$ кГс × м	$[S_{хл}]$ мм м / мин	$[S_{хл}]_{max}$ м / мин	$N_{дв}$ кВт
I СК1-0,6-100	1	1	2	9,0	1,7
2 СК1,25-09-250	1,25	2,5	2,2	13,5	2,8
I СК1,5-0,42-100	1,5	1,0	1,5	6,5	1,7
2СК2-06-250	2,0	2,5	1,5	9	2,8
3СН2-1,05-400	2,0	4	2,1	15,7	4,5
4СК2-1,8-700	2,0	7	3,4	27	7,0
3СК3-0,75-400	3,0	4	1,5	11,2	4,5
4СК3-1,2-700	3,0	7	2,2	18	7,0
5СК4-2,1-1600	4,0	16	4,2	31	10
6СК4-3-2500	4,0	25	6,5	45	20
5СК6-1,5-1600	6,0	16	3	22	10
6СК6-2,1-1600	6,0	25	4,5	31	20
7СК8-3,5-4000	30,0	40,6	32,6	42	28
8СК8-5-8000	8,0	80	15	50	40
7СК12-2,5-4000	12,0	40	6	50	28
8СК12-3,5-8000	12,0	80	10	32	40

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

Таблица П,9

Условные обозначения станка-качалки	Паспортные характеристики				
	$[P_{max}]$	$[M_{кр}] \times 10^{-2}$	$[S \times n]_{min}$	$[S \times n]_{max}$	$N_{дв}$
	т	кГс х м	м/мин	м/мин	кВт
СК2-0,6-250	2,0	2,5	1,5	9	2,8
СК3-1,2-630	3,0	6,3	2,2	18	7,0
СК4-2,1-1600	4,0	16	4,2	31	10
СК5-3,0-2500	5,0	25	6,5	45	20
СК6-2,1-2500	6,0	25	4,5	31	20
СК8-3,5-4000	8,0	40	8,3	42	40
СК12-2,5-4000	12,0	40	6,0	30	28
СК8-3,5-5600	8,0	56	8,3	42	28
СК10-3,0-5600	10,0	56	6,5	36	28
СК10-4,5-8000	10,0	80	9,0	45	40
СК12-3,5-8000	12,0	80	10,0	35	40
СК15-3,5-12500	15,0	125	8,3	35	55
СК20-4,5-12500	20,0	125	9,0	45	55

П.10. 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:

$$Q_{\text{кст}}, B, L_n, P_{\text{кст}}, P_B, V_{\text{ж}}, \alpha_1, \\ P_{\text{вык}}, P_{\text{пр}}, Q_{\text{ут}}, \Delta P_{\text{к.в.с.}}, \Delta P_{\text{к.л.н.}}, \\ S, N_{\text{к.л.ч}}, P_{\text{ж}}, P_{\text{шт}}, J_{\text{т.р.г.}}$$

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

$$[AN\Omega V] = 1,7, 2,8, 4,5, 7,0, 10, 20, 28, 40$$

Величины, получаемые в результате расчетов:

$J_{\text{полн}}$ - полный расход мощности ШГНУ;

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

$A'_{\text{в.м.}}, A'_{\text{в.ж}}$ - удельный расход энергии на подъем 1 т. сепарированной нефти (жидкости), квтч/т;

$N_{\text{дв}}$ - установленная мощность двигателя;

$W_{\text{сут}}$ - суточный расход электроэнергии, квтч.

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

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

Мощность, используемая на совершение полезной работы,

$\mathcal{J}_{\text{полезн}}$ равна:

$$\mathcal{J}_{\text{полезн}} = \frac{Q_{\text{ж.ст}}}{t - B} (P_{\text{вык}} - P_{\text{пр}}), \quad \text{Вт} \quad (\text{П.10.1.})$$

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

$$\eta_{\text{ут}} = \frac{Q_{\text{ж.ст}}}{Q_{\text{ж.ст}} + Q_{\text{ут}}} \quad (\text{П.10.2.})$$

где:

$$Q_{\text{ж.ст}} = \frac{Q_{\text{н.ст}}}{t - B} \quad (\text{П.10.3.})$$

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

$$\text{где: } \mathcal{J}_{\text{тр.мех}} = 0,327 \times C_{\text{ш}} \times (P_{\text{ж}} \alpha + P_{\text{шт}} \times \sin \alpha) \times S \times N_{\text{ш}} \times 60, \quad \text{Вт} \quad (\text{П.10.4.})$$

$$\alpha = \frac{\pi \Delta l}{180} \text{ рад}; \quad (\text{П.10.5.})$$

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

$C_{\text{ш}}$ - коэффициент трения штанг о трубы, определяемый согласно рекомендациям В.Ф.Троицкого в зависимости от вязкости откачиваемой жидкости по таблице П.10.

Таблица П.10.

Интервал изменения вязкости жидкости, $\text{м}^2/\text{с}$	Коэффициент трения, $C_{\text{ш}}$
10^{-6} - 10^{-5}	0,25
10^{-5} - 3×10^{-5}	0,20
3×10^{-5}	0,10

Если скважина считается вертикальной и в исходных данных указано, что $\alpha = 0$, то для расчета по формуле (П.10.4.) в этом случае будет принято $\alpha = 0,25 \text{ рад}$, что соответствует $\approx 3^\circ$.

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

$$J_{\text{клп}} = Q_{\text{ж.ст.}} (\Delta P_{\text{кл.вс}} + \Delta P_{\text{кл.н}}) \quad (\text{П.10.6.})$$

Затраты мощности в подъемной части установки, $J_{\text{п.ч}}$ и КПД подъемной части $\eta_{\text{п.ч}}$ определяются по следующим формулам

$$J_{\text{п.ч.}} = \frac{J_{\text{полезн}}}{\eta_{\text{п.ч}}} + J_{\text{клп}} + J_{\text{тр.г}} + J_{\text{тр.мех}}, \quad \text{Вт} \quad (\text{П.10.7.})$$

$$\eta_{\text{п.ч.}} = \frac{J_{\text{полезн}}}{J_{\text{п.ч.}}} \quad (\text{П.10.8})$$

Потери в неэтом оборудовании, т.е. в станке-качалке и электродвигателе, учитываются приближенно, согласно рекомендациям ВНИИ. Условно принимается, что КПД станка-качалки

$$\eta_{\text{ск}} = 0,85, \text{ а КПД электродвигателя } - \eta_{\text{дв}} = 0,8$$

Тогда общий КПД ШГНУ равен:

$$\eta_{\text{шгу}} = \eta_{\text{п.ч.}} \times \eta_{\text{ск.}} \times \eta_{\text{дв.}} \quad (\text{П.10.9.})$$

а полная мощность, затрачиваемая на подъем жидкости, равна

$$J_{\text{полн}} = \frac{J_{\text{полезн}}}{\eta_{\text{шгу}}}, \quad \text{Вт} \quad (\text{П.10.10.})$$

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

$$A_{\text{уд.ж}} = \frac{J_{\text{полн}} (1 - \beta)}{Q_{\text{н.ст.}} \times R_{\text{ж.с}}}, \quad \frac{\text{дж}}{\text{кг}} \quad (\text{П.10.11.})$$

$$A'_{\text{уд.ж}} = \frac{A_{\text{уд.ж}}}{3,6 \times 10^{-3}}, \quad \frac{\text{квт}\cdot\text{ч}}{\text{т}} \quad (\text{П.10.12.})$$

$$A'_{\text{уд.н}} = \frac{A'_{\text{уд.ж}}}{\gamma - \beta}, \quad \text{---} \quad (\text{П.10.13.})$$

$$W_{\text{сут}} = J_{\text{полн.}} \times 24 \times 10^{-3} \text{ кВт}\cdot\text{ч} \quad (\text{П.10.14.})$$

Затем выбирается ближайший более мощный электродвигатель, обеспечивающий требуемую мощность (с коэффициентом запаса 1,3).

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

П.И. 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.

Анализа исследований по обрывности штанг, проведенных в институтах АзНИПНефть (И.Л.Фаерманом), БашНИПНефть (Г.И.Третьяковой и Г.И.Белозеровым) и КазНИИ^{Нефть} (Х.Г.Девлетшиным и А.А.Абрашиным) для ряда месторождений Азербайджана, Башкирии и Узбекстана [15, 16, 17], позволил установить, что при значениях далеких от предельно допустимых ($\sigma_{пр} < 4 \div 5,5 \text{ кгс/см}^2$) зависимость вероятной частоты обрывов от приведенного напряжения имеет однократный линейный характер для разных месторождений и для ее оценки может быть использована единая формула. Такая зависимость, полученная на основании работ, выполненных в БашНИПНефть [16] под руководством профессора М.М.Саттарова, была усовершенствована в МЛХ и ГП имени И.М.Губкина и принимает следующий вид:

$$N = \frac{0,0122^{(8'-1)} \cdot A \cdot (\sigma_{пр})^{8'}}{[\sigma_{доп}] - \sigma_{пр}} \quad (\text{П.И.1.})$$

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

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

Эмпирические коэффициенты для расчёта
вероятной частоты обрывов штанговой колонны.

Таблица П. II.

$D_{пл.}, \text{мм}$	26	32	38	43	56	68	93
A	0,32	0,36	0,39	0,427	0,287	0,286	0,36
B'	1,52	2,48	1,41	1,367	1,64	1,65	2,0

Величина, получаемая в результате расчёта - ω .

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

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

II.12. 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 "Вашингтоннефть" 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, ($N_{проч.}$), таких 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:

$$Q_{ц.пан.}, P_{нс}, t_{p1}, t_{p2}, t_{ож}, t_{орг}, N_{проч.}, \omega.$$

Величины, получаемые в результате расчета:

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

$K_{эксп.}$ - коэффициент эксплуатации скважины, доли ед.

$m_{рп}$ - межремонтный период работы ШГНУ, сут;

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

Вышеперечисленные величины вычисляются по следующим

формулам:

$$N_{\text{рем}} = \omega + N_{\text{проч}} \quad (\text{П.12.1.})$$

$$\eta_{\text{экспл}} = 1 - \frac{T_{\text{рем}} + t_{\text{орг}}}{87600} \quad (\text{П.12.2.})$$

где: $T_{\text{рем}} = t_{\text{р.1}} \times \omega + t_{\text{р.2}} \times N_{\text{проч}} + t_{\text{ож}} \times N_{\text{рем}}$ (П.12.3.)

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

$$\text{МРП} = \frac{8760 - T_{\text{рем}}}{24 \times N_{\text{рем}}}, \text{сут} \quad (\text{П.12.4.})$$

$$\Sigma Q_{\text{год}} = 365 \times Q_{\text{н.план}} \times \eta_{\text{экспл}} \times \rho_{\text{н.с.}} / 10^3 \quad (\text{П.12.5.})$$

П.13. 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" [18] и с использованием методических положений, разработанных институтами "БашНИИнефть" [19], СибНИИП [20] и КИВЦ объединения "Башнефть" - [21] и "Татнефть" [10, 11].

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:

$Q_{н\text{план}}, L_n, D_{г.м.}, P_{кв.}$
 $L_{16}, L_{19}, L_{22}, L_{25}, [G_{дон}]$
 $A'_{уик}, N_{эв}, \Sigma G_2, N_{рем}, K_{длн}, Y_2, Z_{испл}$
 $ST_{г.м.}, ST_{г.м.об.}, N_{г.м.}$
 $C_n, S_{уст}, G_2, K_{раз}, K_{лат.р.}, K_{лат}$

В алгоритме используются в виде массивов необходимый для расчетов справочный и преискурантный материал (см. таблицы П.12) - (П. 14), ^{со}звмстванный из действующих преискурантов [22-24].

Величины, получаемые в результате расчета:

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

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

$Z_{ли}$ - затраты на амортизацию глубиннонасосного оборудования, руб.

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

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

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

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

Последовательность расчета

I. Расчет капитальных затрат, 3 кап.

Определяется стоимость отдельных узлов оборудования:

- а) стоимость ствика-качалки $ST_{ст.}$ выбирается из табл. П.12 в зависимости от типаоремала, выбранного в пункте П.9.

б) стоимость НКГ: $ST_{НКГ} = a_{НКГ} \frac{L_H \times \rho_{НКГ}}{10^3 \gamma \cos \alpha_1}$ (П.13.1.)

величины:

$a_{НКГ}$ - стоимость 1 т НКГ и

$\rho_{НКГ}$ - вес 1 пог.м. НКГ выбирается из табл. П.13 для труб соответствующего диаметра $D_{т.н.}$

в) стоимость штанговой колонны:

$$ST_{шт} = \left\{ L_{16} \times a_{шт} [1, К] + L_{19} \times a_{шт} [2, К] + L_{22} \times a_{шт} [3, К] + L_{25} \times a_{шт} [4, К] \right\} \frac{L_H}{800 \times \cos \alpha_1} \quad (\text{П.13.2.})$$

$a_{шт} (I, К)$ - стоимость штанг в руб. за 1 штуку выбирается из табл. П.14 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 $[\sigma_{20}]$.

Величина капитальных затрат определяется по формуле:

$$Z_{кап} = K_{рез} (ST_{ск} + ST_{НКГ} + ST_{шт} + ST_{у.о}) + ST_{монт} + ST_{доп.об} \quad (\text{П.13.3.})$$

Здесь: $K_{рез}$ - коэффициент, учитывающий стоимость резервного оборудования (принято $K_{рез} = 1,1$).

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

$$Z_{эн.потр.} = 0,365 \times C_n \times A'_{у.н} \times Q_{н.план} \times P_{н.с.} \times \eta_{э.сл.} \quad (\text{П.13.4.})$$

$$Z_{эн.уст} = K_{эл} \times C_{уст.} \times N_{уст} \quad (\text{П.13.5.})$$

$$Z_{эн} = Z_{эн.потр.} + Z_{эн.уст} \quad (\text{П.13.6.})$$

где: C_n - стоимость 1 квт.- часа потребляемой электроэнергии, руб./квтч; $A'_{у.н}$ - удельный расход электроэнергии

на подъём I и нефти, кВтч/т ; $Q_{к.пл.н.}$ - планируемый дебит нефти, м³/сут ; $\eta_{эксп.н.}$ - коэффициент эксплуатации насосной установки (определяется в пункте П.10.); $C_{уст.}$ - плата за установленную мощность, руб./кВт.год ; $N_{экт.}$ - мощность электродвигателя, установленного на станке-качалке (определяется в пункте П.10.).

3. Расходы на подземный ремонт скважин.

$$Z_{прс} = C_2 \cdot N_{рем.} \quad , \quad руб \quad (П.13.7.)$$

где : C_2 - стоимость одного ПРС, руб.

4. Амортизация оборудования.

Затраты на амортизацию оборудования рассчитываются по формуле:

$$Z_{ам.} = (AM_{ск} \cdot ST_{ск} + AM_{нкт} \cdot ST_{нкт} + AM_{шт} \cdot ST_{шт} + AM_{уд} \cdot ST_{уд} + ST_{с.н.} \cdot N_{г.н.} + AM_{дон} \cdot ST_{дон.ос.}) \cdot K_{к.р} \quad (П.13.8.)$$

где : - идентификатор "AM" с соответствующим подстрочным обозначением определяет долю отчислений на амортизацию данного вида оборудования (см.таблицу П.15.);

$ST_{с.н.}$ - стоимость скважинного насоса, руб.; выбирается из таблицы П.16. в зависимости от диаметра насоса ; $N_{г.н.}$ - 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 :

$$C = (Z_{прс} + Z_{ам} + Z_{прс}) / \Sigma Q_{год} \quad , \quad руб/т \quad (П.13.9.)$$

- удельные капитальные затраты :

$$K_{уд} = Z_{кап} / \Sigma Q_{год} \quad , \quad руб/т \quad (П.13.10.)$$

- условные приведенные затраты

$$Z_{пр} = E_n \cdot K_{уд} + C \quad , \quad руб/т \quad (П.13.11.)$$

где: $E_n = 0,10$ -- отраслевой нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений.

Таблица П.19

Стоимость станков-качалок [22]

№ № п/п	Условное обозначение	Стоимость комплекта, руб. $ST_{ск}$
1.	1СК1-0,6-100	680
2.	2СК1, 25-0,9-250	900
3.	1СК 1,5-0,42-100	680
4.	2СК2 - 0,6-250	900
5.	3СК2-1,05-400	1100
6.	4СК2-1,8-700	1600
7.	3СК3-0,75-400	1100
8.	4СК3-1,2-700	1600
9.	5СК4-2,1-1600	2200
10.	6СК4-3-2500	3000
11.	5СК6-1,5-1600	2200
12.	6СК-2,1-2500	3000
13.	7СК8-3,5-4000	5200
14.	7СК8-3,5-6000	6000
15.	8СК8-5-8000	8200
16.	1СК12-2,5-4000	5200
17.	7СК12-2,5-6000	6000
18.	8СК12-3,5-8000	8200

Стоимость 1 тонны насосно-компрессорных
труб (марки Б, гладкие) [23]

Условный диаметр НКТ, мм	Расчетный вес 1 пог.м. труб, кгс, $Q_{НКТ}$	Цена за 1 т. труб.руб. $Q_{НКТ}$
48	4,5	351
60	7,0	335
73	9,5	318
89	13,7	297
102	15,8	271
114	19,1	263

Таблица П.14.

Стоимость насосных штанг [22]

Условный диаметр штанг, мм	Оптовая цена, руб. за 1 шт. при следующих значениях допускаемого приведен. напряжения $[\sigma_{900}]$		
	740 кгс/см ²	900 кгс/см ²	980 кгс/см ² $[\sigma_{900}]$
16	4,5	6,1	6,6
19	5,4	7,7	8,3
22	6,7	10,35	10,5
25	8,8	13,15	13,85

Таблица П.15.

Нормы амортизационных отчислений
за глининочасное оборудование

Вид оборудования	Условное обозначение норм амортизации	Годовая норма амортизации, доли ед.
Станок-качалка	$AM_{СК}$	0,12
Насосно-компрессорные трубы	$AM_{НКТ}$	0,1
Насосные штанги	$AM_{шт}$	0,2
Устьевое оборудование	$AM_{у.о.}$	0,12

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	126	162

П.14. Алгоритм адаптации коэффициента для
давления на приеме
насоса по промышленным данным

Исходные данные для расчета:

$$P_{пр.ф.}, H_{дин}, \rho_{см.затр}, P_{затр}, E_{\Delta}, \Delta K,$$

Величины, получаемые в результате расчета:

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

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

$\rho_{см.затр.}$ - средняя плотность смеси в затрубном пространстве.

Последовательность расчета.

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

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

$$P_{\text{пр}}^* = H_{\text{дин.}} \times \rho_{\text{см.зат.}} \times g + P_{\text{зат.}} \quad (\text{П.14.1})$$

где : $H_{\text{дин.}}$ - динамический уровень ; $\rho_{\text{см.зат.}}$ - средняя плотность смеси в затрубном пространстве ; $P_{\text{зат.}}$ - 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, КИВД объединения "Татнефть" для девонских месторождений Татарии рекомендует использовать следующую эмпирическую формулу [10] .

$$\rho_{\text{см.зат.}} = \rho_{\text{см.зат.}} \times g = 0,85 + 1,05 \times 10^{-7} (L_{\text{н}} - H_{\text{г}})^2 - \frac{72,67}{(L_{\text{н}} - H_{\text{г}})} ; \frac{\text{кг}}{\text{см}^3} \quad (\text{П.14.2.})$$

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

$$\delta P_{\text{пр}i} = \frac{P_{\text{пр}i}^* - P_{\text{пр}i}}{P_{\text{пр}i}} \times 100\% \quad (\text{П.14.3.})$$

для каждой из скважин.

3. Проверяется условие :

$$|\delta P_{\text{пр}i}| \leq \varepsilon_1 \quad (\text{П.14.4.})$$

где : ε_1 - заданная допустимая погрешность.

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

$$K_{\text{кор}i} = K_{\text{кор}i} - \frac{\delta P_{\text{пр}i}}{|\delta P_{\text{пр}i}|} \times \Delta K_1 \quad (\text{П.14.5.})$$

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.І4.4.) или ограничений, предусмотренных в пункте П.2.

П.І5. Алгоритмы адаптации величин экстремальных нагрузок по промышленным 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:

$$P_{\max}^{\text{ф}}, L_{16\text{ф}}, L_{19}, L_{22\text{ф}}, L_{25\text{ф}}, \\ D_{\text{пл.ф}}, P_{\text{вс}}, S^{\text{ф}}, N_{\text{об}}^{\text{ф}}, \mu_{\text{ж}}, \\ \varepsilon_2, \Delta K_3$$

Величины, получаемые в результате расчета.

- K_d - коэффициент корректировки динамических нагрузок;
 $K_{\text{кор.з}}$ - коэффициент корректировки давления на выходе из насоса;
 δP - относительная погрешность расчета давления на выходе из насоса.

Последовательность расчета.

І. Согласно алгоритму, описанному в пункте П.4, рассчитывается давление на выходе из насоса, соответствующее фактическому режиму эксплуатации данной скважины, $P_{\text{вык}}^{\text{ф}}$, при коэффициенте корректировки, $K_{\text{кор.з}} = І$.

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

$$P_{max}^p = P'_{шт} + P_{гид.в} + P_{ж} + P_{тр} \quad (\text{П.15.1.})$$

$$P_{min}^p = P'_{шт} - P_{гид.н} - P_{тр} \quad (\text{П.15.2.})$$

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

– 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.8.1 – 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_{max}^p , методами статистического регрессионного анализа [25] вычисляются коэффициенты β_0 , β_1 и β_2 модели:

$$P_i^p = (P_{max}^p - P'_{шт} - P_{тр}) = \beta_0 + \beta_1 P_{гид.в} + \beta_2 P_{ж} \quad (\text{П.15.3.})$$

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

$$\begin{aligned} \beta_0 \times n + \beta_1 \sum_{i=1}^n (P_{гид.в})_i + \beta_2 \sum_{i=1}^n (P_{ж})_i &= \sum_{i=1}^n (P_i^p) \\ \beta_0 \sum_{i=1}^n (P_{гид.в})_i + \beta_1 \sum_{i=1}^n (P_{гид.в})_i^2 + \beta_2 \sum_{i=1}^n (P_{гид.в})_i \times (P_{ж})_i &= \sum_{i=1}^n (P_{гид.в})_i (P_i^p) \\ \beta_0 \sum_{i=1}^n (P_{ж})_i + \beta_1 \sum_{i=1}^n (P_{гид.в})_i (P_{ж})_i + \beta_2 \sum_{i=1}^n (P_{ж})_i^2 &= \sum_{i=1}^n (P_{ж})_i \times (P_i^p) \end{aligned} \quad (\text{П.15.4.})$$

Решив систему (П.15.4) любым известным методом, рассчитывают коэффициент множественной корреляции R , который служит показателем тесноты связи для регрессии,

$$R = \sqrt{\beta_0 z_0 + \beta_1 z_1 + \beta_2 z_2} \quad (\text{П.15.5.})$$

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, $P_{\text{вык.к.}}$ определяется из очевидного равенства:

$$P_{\text{вык.к.}} = \beta_2 \frac{P_{\text{ж}}}{F_{\text{пл}}} + P_{\text{вс}} \quad (\text{П.15.6.})$$

Если для данной скважины рассчитанная величина давления $P_{\text{вык}}^p$ не удовлетворяет условию:

$$\frac{P_{\text{вык.к.}} - P_{\text{вык}}^p}{P_{\text{вык.к.}}} \leq \epsilon_2 \quad (\text{П.15.7.})$$

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

$$K_{\text{кор.з}} = K_{\text{кор.з}} - \frac{\delta P_{\text{вык}}}{\delta P_{\text{вык}}} \times \Delta K_3 \quad (\text{П.15.8.})$$

$$\text{где: } \delta P_{\text{вык}} = \frac{P_{\text{вык.к.}} - P_{\text{вык}}^p}{P_{\text{вык.к.}}} \quad (\text{П.15.9.})$$

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.15.7.) или ограничения, заложенные в пункте П.4.

П.16. Алгоритм адаптации коэффициента подачи ШГНУ по промышленным данным

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

Исходные данные для расчета:

$$\zeta_{под}^{\varphi}, \Delta K_2, \Delta K_4, E_3$$

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.

1. В соответствии с п. 3.2.3 настоящего алгоритма рассчитывается величина коэффициента подачи установившегося, соответствующая фактическому режиму эксплуатации данной скважины ($\zeta_{под}^{\varphi}$). 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

$$K_{кор.2} = K_{кор.2} \pm \Delta K_2 \quad (\text{П.16.1.})$$

$$K_{кор.4} = K_{кор.4} \pm \Delta K_4 \quad (\text{П.16.2.})$$

а также допустимое относительное расхождение ξ_3 , между фактическими и расчетными значениями коэффициента подачи - задается заранее.

П Р И Л О Ж Е Н И Е 2

Программа расчета по методике
на языке ФОРТРАН.
Пример расчета.

```

1      PROGRAM
2      LOGICAL PARMOD,
3      REAL CKR,MECT1,MECT2,
4      DIMENSION ARRDP(5,7)
5      COMMON/SGHOUT/DPL,OTH,CLH,PPR,S,ANCB,DL16,
6      DL19,DL22,DL25,SIGMAP,
7      *PH,X,DKKP,SIGMAO,ANG,ANUNAP,ANUPOD,ANUSHV,
8      AJPOLN,AVOH1,
9      *ANUEXP,AMPD,C,ZPR,TIP1,TIP2,TIP3
10     DATA REC,/,/,/,/
11     101 FORMAT(2A8/2F10.4/2F10.4/F10.4/6 2F10.4/0P
12     F10.4/6PF10.4/
13     *L40/0P6F10.4/0P6F10.4/-5PF10.4/0PF10.4/3F1
14     0.4/F10.4/-5PF10.4)
15     READ101, MECT1,MECT2,BH,BETA, VOTHG1,VOTHG
16     2,SIGMA,
17     *VVH,VVR, TSP,DELTA, PARMOD, TR1,TR2,TOCG,T
18     OG,REM,C2,
19     *STVO,STOR,CP,CVCT,AKPEZ,AKLEP,ANG,AKKR,
20     *PPRMIN,ANUMIN,SNARS,ANNARS,ANMIN,DFLTLH,
21     ELTAP
22     PRINT,101, MECT1,MECT2, BH,BETA, VOTHG1,V
23     OTHG2, SIGMA,
24     *VVH,VVR, TSP,DELTA, PARMOD, TR1,TR2,TOCG,T
25     OG,REM,C2,
26     *STVO,STOR,CP,CVCT,AKPEZ,AKLEP,ANG,AKKR,
27     *PPRMIN,ANUMIN,SNARS,ANNARS,ANMIN,DFLTLH,D
28     ELTAP
29
30     100 FORMAT(5F10.4)
31     READ100,NUMOPL
32     104 FORMAT(I1)
33     READ100,((ARRDP(I,J),I=1,5),J=1,NUMOPL)
34     PRINT 100, ((ARRDP(I,J),I=1,5),J=1,NUMOPL,
35     )
36     102 FORMAT(A8,1X,A1)
37     READ102,CKR,PEG1
38     PRINT 102,CKR,PEG1
39     IF(PEG1.NE.BPG) GO TO 1002
40     103 FORMAT(3F10.4,-5PF10.4,0PF10.4/-5PF10.4,0P
41     4F10.4/-5PF10.4/
42     0P3F10.4/-5PF10.4)
43     1003 READ103,CLCKR,CF,ALFA1,PPL,AKPROD,
44     *PHAC,R0HC,FOCCY,ROB,TC,Z, PV, GHPLAN,B,GO,
45     PZAB
46     PRINT 103, CLCKR,CF,ALFA1,PPL,AKPROD,
47     *PHAC,R0HC,FOCCY,ROB,TC,Z, PV, GHPLAN,B,GO,
48     PZAB
49
50     INT3=1
51     INT2=1
52     INT3=0
53     CALL S,P (MECT1,MECT2,BH,BETA,VOTHG1,VOTHG
54     2,SIGMA)
55     *VVH,VVR, TSP,DELTA, PARMOD, TR1,TR2,TOCG,TOG,
56     REM,C2,
57     *STVO,STOR,CP,CVCT,AKPEZ,AKLEP,ANG,AKKR,
58     *PPRMIN,ANUMIN,SNARS,ANNARS,ANMIN,DFLTLH,DE
59     L-TAP,ARRDP,NUMOPL,

```

```

*CKK,DLCKK,DE,ALFA1,PPL,AKPROD,PHAC,POHC,RO
      GCT,ROP,TC,Z, PY,
*QHPLAN,B,GO,PZAB, INT1,INT2,INT3)
GO TO 1002
44444 CONTINUE
STOP
END
FUNCTION FB(D)
COMMON /SGNF/ BH1,PHAC1,G01,BETA1
YB=D,+(BH1-1.)*(P-1F5)+0.25/(PHAC1-1F5)
RETURN
END
FUNCTION FG(D)
COMMON /SGNF/ BH1,PHAC1,G01,BETA1
FG=CO1*(D-1F5)/(PHAC1-1F5)**BETA1
RETURN
END
SUBROUTINE SGN (MECT1,MECT2,BH,BETA,VOYHG1
      ,VOYHG2,SIGNA,
*VVH,VVR,TRP,DELTA,PABH0,TR1,TR2,YORG,T0G,
      REM,C2,
*STAO,STOOP,CO,CVCT,AKRPZ,AKLEP,ANG,AKKR,
*PPRMH,ANUMH,SHABS,ANMARS,ANMIN,DELTALH,DE
      LTAP,ARRDPL,NUMDPL,
*CKK,DLCKK,DE,ALFA1,PPL,AKPROD,PHAC,POHC,RO
      GCT,ROP,TC,Z, PY,
*QHPLAN,B,GO,PZAB, INT1,INT2,INT3)
      LOGICAL PABH0
      DIMENSION ARDPL(3,7)
      DIMENSION RT1(2(27,7),STAR2(7),ATAR2(27)
      REAL *8 CKK,MECT1,MECT2
      COMMON /SGNF/ TRP,DTW,DIH,PPR,S,AND,DL16,
      DL19,DL22,DL25,SIGMA0,
*PHAX,DMKP,SIGMA0,AND,ANUNAP,ANUPOB,ANUSHV,
      AJPOIN,AVDH1,
*ANUXP,ANUPP,C,ZPK,TIP1,TIP2,TIP3
      COMMON /SGNF/ BH1,PHAC1,G01,BETA1
      EQUIVALENCE(ARDPL,ATAR2(1))
      BH1=0H
      PHAC1=PHAC
      G01=G0
      BETA1=BETA
      IF(TY1.EC,0) GO TO 600
      CALL TABLE1 (CKK,MECT1,MECT2,QHPLAN,B,AKKR,
      OP,DLCKK,TR1,PPL,
*TR2,CE,T0G,ALFA1,TORG,PY,REM,TC,C2,POHC,DE
      LTLH,TRP,VVH,DELTAP,
*ROP,DELTA,VVR,PPRMH,ROECT,SHABS,PHAC,PABH
      OR,Z)
600 CONTINUE
      IF(A.E.0,0) VOYHG= VOYHG1
      IF(B.G.0,0) VOYHG= VOYHG2
      QHCT=QHPLAN/86400
      RCT=QHCT/(1.-P)
      IF(PZAB.E.0) PZAB=AL*GCT/1.10E-10/AKPRO
      P1=FG(PHAC)
      FE=7.1416*DE**2/4.

```

```

YTAB2=0
YTAB2=1
GO 22 IOP1=1,NUMDPL
OP1=APROPL(1,IOP1)
O=B=AROP L(2,IOP1)
OTH=AROPPL(3,IOP1)
OKLBC=APROPL(4,IOP1)
OKLNG=APROPL(5,IOP1)
FGL=3.1416*OP1**2/4.
IF(OP1,EG,0.020) KOP1=1
IF(OP1,EG,0.030) KOP1=2
IF(OP1,EG,0.035) KOP1=3
IF(OP1,EG,0.043) KOP1=4
IF(OP1,EG,0.054) KOP1=5
IF(OP1,EG,0.068) KOP1=6
IF(OP1,EG,0.093) KOP1=7
YTAB2(24,YTAB2)=1E10
NUMDPL=ICLCP/DCLTLH
DO 11 ICLH=1,NUMDPL
KONE=0
DCLH=(NUMDPL-ICLH+1)*DCLTLH
CALL BOTTOM (CHCT,PZAB,B0,ZE,DLH,B,CLOCKE,P
HAC,POHC,POGCT,
*ICLH,POA,SIGMA,DELTAP,Z,TC,VOTNG,PPR,PPR,
GPR,GGPR)
IF(PPR,GE,PPRMIN) GO TO 221
KONE=1
GO TO 2222
22: CONTINUE
CALL SEP (PPR,THAC,P,PO,DE,OTH,DELTAP,CHCT
,VOTNG,RHC,AKGER,PHACH)
CALL LIFT (RHC,POGCT,POB,B,DELTAP,Z,TC,OP
,RHC,CHCT,
*POB,BV,OH,OH,DLH,PVK)
VVG=VVG*(1.-R1)VVB*H
AKK=VVG*(POHC*(1.-R1)+POB*B)
CALL VALVE (OKLBC,PHACH,TC,CHCT,RHC,B,VVG,
RHC,POA,PPR,Z)
*AKK111, KOK,DELPBC)
PPRPPR=DELPBC
CALL VALVE (OKLNG,PHACH,TC,CHCT,RHC,B,VVG,
POHC,POA,PPR,Z)
*AKK111, KOK,DELPNG)
PHACH=PVK*DELPNG
PPRPPR=PHACH-PPR
IF(PPACH-PPR,GT,5E5) GO TO 222
KONE=1
GO TO 11111
222: CONTINUE
CALL PLMP (PHACH,PVK,PPR,PEG,ANMIN,POHC,RO
B,P,DPL,DELTA,VVG,
*PHACH,PHACH,CHCT,PHC,TRP,SNABS,ANMABS,Z,TC,
ANMIN,PARHOR,AK2222)
*KOK,ANMAP,AVT,SP1,AKKACH,EP5IL,WHAC)
AKK=PA;VT(AKKACH*60.+0.5)
CALL ROT (AKKACH,SEL,PVK,BV,DLH,OTH,DE,PP
C,OKL,CHCT,AK1111)
*SEL,TRP,PHC, KOK,TRP,AKK,

```

```

*DL16,DL19,DL22,DL25,PMAX,SIGMA,SIGMA,PG,
  PHIN,PSHT,S,ANUPOD,GMK)
CALL SKA (PMAX,ANKACH,EMKP,S, 11111)
*KOM,NUMDPL,CK1,CK2,CK3,TIP1,TIP2,TIP3)
CALL ENER (GHCT,PK,PR,OUT,ANKACH,AJTPG,
  DFLPRC,DELPRG)
*VVG,ROHC,S,ALFA1,PG,PSHT,B,ROB, 11111)
*AJPOL,ANUUT,AJKLAP,AJTRM,AJPGH,
*KOM,ANUPCH,AJPOLN,ANUSHV,AVDH1,AVDG1,AND,W
  CUT)
CALL ORP (SIGMA,SIGMA,KDPL,OMEGA)
CALL EXPL (TR1,TR2,TOG,TORG,OMEGA,PEN,QHPLA
  N,ROHC,
  ANUFXD,ANFEM,ANRP,SUNGS1)
CALL ECONOM (C1,OTH,DL16,DL19,DL22,DL25,SIG
  MA,
*STVO,STDOB,CP,KREZ,AVDH1,OHPLAN,ROHC,ANUE
  XP,AYLEP,CUCT)
*AND,ANG,AKKR,C2,SUMG1,NUMDPL,KDPL,ANRFM,
*ZKAP,ZE,ZAM,ZPRC,C,AKAP,ZPR)
IF (ZPR.GT.ZT R2(24,KTAB2)) GO TO 1111
DO ? 1 I=1,27
201 B*AT2(I,KTAB2)=AT2(I)
GO TO 1111
1111 CONTINUE
11 CONTINUE
2222 CONTINUE
IF (RTAB2(24,KTAB2).NE.1E10) GO TO 200
MTAB2=MTAB2+1
STAB2(MTAB2)=OPL
IF (IDPL.EC,NUMDPL) KTAB2=KTAB2-1
GO TO 22
200 IF (IDPL.NT,NUMDPL) KTAB2=KTAB2+1
22 CONTINUE
I=(RTAB2(24,I).EQ.1E10) GO TO 214
ZPR=1.10
DO ? 2 I=1,KTAB2
I (ZER.LT,RTAB2(24,I)) GO TO 202
ZPR=RTAB2(24,I)
KREZ I
202 CONTINUE
DO 203 I=1,27
203 AT2(I)=RTAB2(I,KREZ)
GO TO 203
204 KTAB2=
DPL=G
205 IF (INT2.NE.0) CALL TABL2 (CKR,MEC1,MEC2,
  KTAB2,RTAB2,MTAB2,STAB2)
PFTUP:
1111 ASSIGN 1111 TO HETKA
GO TO 70
2222 ASSIGN 2222 TO HETKA
70 IF (INT3.EC.0) GO TO 80
IF (IDPL.EC.1) CALL ODUMB (OH,INT3,5)
800 FORMAT (7(/),15X,'DPL',7X,'OTS',7X,'OTH',5X
  ,'DK',5X,'DKLNG'//)

```

```

*6X, PF10.4, 3(7),
* , 2X, , LH, 7Y, , PPR, 7Y, , DPR, 7X, , GPR, 5X
, AKCEP, 7Y, , RH,
*5X, , HACH, 7X, , VK, 4X, , DELPBC, 4X, , DELNG
, 4X, , DPNGPR, 7X, , VVG,
*13X, , SPL, 6X, , ANOB, 4X, , ANUNAP, 5X, , EPS11,
, 7X, , CUT, 4X, , WHAC,
*6X, , DL16, 6X, , DL10, 4X, , DL27, 6X, , DL25, 6X
, , PIAX,
*12X, , DKKP, 4X, , SIGMA0, 4X, , SIGMA0, 9X, , S,
6X, , PM, 7X, , PTP,
*6X, , PSHT, 4X, , NUPOD, 5X, , JTRG, 4X, , AJPOL
N, 14X, , TMD CK,
*13X, , AND, 5X, , AVDH1, 4X, , ANUPCH, 4X, , ANUSH
V, 7X, , ANUVT,
*4X, , JK LAP, 4X, , AJTRG, 5X, , AJPCN, 7X, , AJP
01, 6X, , WCUT,
*11X, , OMEGA, 4X, , ANUEXP, 5X, , ANREN, 6X, , AMR
P, 4X, , SUCC1,
*6X, , ZK, P, 7X, , ZEN, 7X, , ZAN, 6X, , ZPRC, 9Y, ,
C, 4X, , AKAP, 7X, , ZPR,
IF (CEN.EC.1) WRITE (3,400) CPL,DTB,PTH,DKL60
, CYLHG
401 FORMAT(0, F5.0, 5PF10.3, 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, 3F10.0, 2PF10.0, 0PF10.2,
3PF10.3, 8X, 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(3,401)
* , LH, PPR, DPR, GPR, AKCEP, , HO, PHACH, PYK, , ELRAC
, , LPNG, DPLGPR, VVG,
* , SPL, ANOB, ANUNAP, EPS11, CUT, WHAC, DL16, DL10, D
L27, L25, PIAX,
* , DKKP, SIGMA0, SIGMA0, S, PM, PTP, PSHT, , NUPOD,
AJTRG, AJPOLN,
* , TIP, , TIP2, TIP3,
* , AND, AVDH1, ANU, CH, ANUSHV, ANUVT, AJKLAP, AJTRM
E, AJPCN, AJPOL, WCUT,
* , OMEGA, ANUEXP, ANREN, ANRP, SUCC1, ZKAP, ZEN, ZA
N, ZPRC, C, AKAP, ZPR
402 FORMAT(60X, 'CM, ПРИБЕЧАНИЕ', 14)
IF (KCN.EF.0) WRITE (3,402) KCM
BU GO TO NETKA, (1111, 2222)
END
SUBROUTINE (OTTOPEMCT, PZ, B, PO, FE, DLH, B, DL
CK, PHAC, ROMC, ROCC,
* , LH, ROE, SIGMA, FE, LAR, Z, TC, VOING, PPR, DPR, G
PR, ROPE)
DATA G, PO, TC, B, 2, 1, 2, 2, 3, /
FC(X)=EMCT-11, / (1.-B)*(X-1.)
FF(OR(X))=BCH+(RCH-1)CH*(SQRT((X-1.))-1+4.0
[(X)-AFS(X-1.)]/2.

```



```

FVGC(X,V,W)=(Y-V)*2*1-5*TC/W/293,
IF(10LH,WF,1) GO TO 14
DL1=FE5
IF(PZAR,GE,PHAC) GO TO 1
G1=FG(PZAR)
R1=FB(PZAR)
GO TO 2
1 G1=PB
R1=FB(PHAC)
2 ROHP=(ROHC+ROCT*G1)/BK
IF(P,LT,0.5) GO TO 3
ROC=RO1
C1=-B
GO TO 12
3 ROC=RO1
C1=B
12 VOTH=(4.*SIGMA*ABS(RO1-ROHP)+B/ROC**2)**0.25
VOTH=VOTH*((2.*65.*C)/(1.47+100.*C)-1**1.4
**C+
**0.7*SQRT(400.*C**2-10.*C+0,15))
13 IF(PZAR,GE,PHAC) GO TO 5
DL=DLCKR
P=PZAR
GO TO 10
4 RG=FG(PK)
ROH=ROHP
RO1=FRGC(RG/VOTH/FE)
5 DELTA=(PZAR-PHAC1/RO1/G
DL=DLCKR-DELTA
DL=DL1-
P=PHAC
14 IF(DL1,GT,DLH)GO TO 10
9 PPR=PZAR-RO1*C*(CKR-DLH)
RPR=D
RTU=H
10 PPR=DELTA/2,
CKR=P
C1=TC(P)
R1=(ROHC+ROCT*G1)/BK
R1C=PVDCB(RO,G1,P)*QHC
R1C=PVDCB(RO,G1,P)*CHCT
R1C=R1C+R1
R1C=R1C/R1
R1C=FRGC(R1/VOTH/FE)
R1C=ROCT*P*TD/2/PB/TC
V1=VOTH*FE/R1C
R1C=R1C-2**+(RO1-RO1C)*RTA/(1+V1+SQRT((1
-V1)**2+4**V2*(1+
**RTA)))
DELTA=DELTA/RO1/G
R1=P-DELTA/2,
DL=DL-DELTA
IF(DLH,LT,DL)GO TO 10
PPR=P+R1C*B*(DLH-DL)
R1=FB(PPR)
CPR=FG(PPR)

```

```

DEPR=PR*PKI
PCP=FYCCB(PD,CPR,PPR)*CHCT
PPR=CCB/(CCC+CCPR)
P=TIME
PD
SUBROUTINE SPH (PPR,PHAC,S,RO,OF,OTH,DELTA
,P,CHCT,VOTHC,
*PH ,AKCPR,PHACH)
FG(X)=CHCT*(1./((1.-B)+(X-1.))
IF(CPP.LT,PHAC) GO TO 22
PHO=PO
AKCPR=
PHACH=PHAC
RETURN
22 PK=CR(CPP)
CCPR=FG(PK)
AYO=1.-(OTH/DE)**2
FF=1.1416*DE**2/4.
AKCPRAK=1/(1.+0.73*CCPR/VOTHC/FF)
RHO=PO-(PO-FG(PPR))*AKCPR
PPPR
DELTP1=DELTA
23 P=P+DELTP1
G1=FG(P)
IF(ABS(G1-RH),GT,0.01) GO TO 24
PHACH=P
RETURN
24 IF(C1.LT,PHO) GO TO 23
PPP=DELTP1
DELTP1=DELTP1/2.
GO TO 23
END
SUBROUTINE LIFT (POHC,RCGCT,ROB,R,DELTA,2
,TC,DPL,FHD,CHCT,
*CTR,PV,PHACH,PLH,PVK)
DATA G,PO/9.91,1F5/
IF(CPL,GT,0.068) DSHF=0.025
IF(CPL,EG,0.056) DSHF=0.022
IF(CPL,LT,0.056) DSHF=0.010
IF(CPL,L,0.032) DSHF=0.017
IF(CPL,EG,0) DSHF=0
A=POHC+RCGCT*ROB+DHF*(1.-B)
P=PO,AK=CHCT*A/(PIB-DSHF)
IF(P,LT,0) RFE=2,
1.(CF,CF,5.) GO TO 30
RFE=1.5PP
RFE=1.04
GO TO 32
30 IF(C,LT,0) GO TO 31
RFE=1.04
RFE=1.027
GO TO 32
31 RFE=1.006

```

```

BDE=2,51:
32 FC=EXP(2,3*ARE-BRE+ALOG(RE))
P=PV
H=0
33 P=P+DELTA P/2,
IF(P,LT,PHACH) GO TO 34
BK=FB(PHACH)
VG=0
GO TO 35
34 G1=FG(P)
VG=(RH1-G1)*Z+1E5*TC/P/293,
BK=FB(P)
35 V=BK+VG+P/(1,-P)
AKG=0,332*FC*(QHCT+V)**2/(GTR-DSHE)**3/(DT
+DSHE)**2
ROGMT=AM*V
AMGMT=ROGMT*0*(1,+AKG)
IF(P,LT,PHACH) GO TO 36
PVK=P-DELTA P/2,+GAMGT*(DLH-H)
R TUR
36 DELTAH=DELTA P/GAMGT
H=H-DELTAH
P=P+DELTA P/2,
IF(,LT,DL) GO TO 33
PVK=P-GAMGT*(H-DLH)
RETURN
END
SUBROUTINE VALUE (DKL,PHACH,TC,QHCT,EHC,B,
VVC,ROHC,ROB,P,Z,*)
*KON,DEL(PKL)
FR(X)=QHCT*(1,/(1,-B)+(X-1,))
FVOCB(X,V,W)=(X-V)*Z+1E5*TC/W/293,
FKL=3,1416*DKL**2/4,
IF(P,LT,PHACH) GO TO 40
QCC=0
BK=FB(PHACH)
GO TO 41
40 BK=FB(P)
G1=FG(P)
QCC=QHCT*FVOCB(RHO,G1,P)
41 RCM=QCC+FB(BK)
VQ=3,1416*RCM/FKL
RE=DKL*VQ/VVG
IF(PE,GE,10,) GO TO 430
KOM=2
RETURN 1
430 IF(RE,GE,40,) GO TO 43
AMU=0,03+0,283*(ALOG10(RE)-1,)
GO TO 47
43 IF(PE,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 (DE,GF,2F5) GO TO 46
AMU=C.4+1.485*(ALORIN(PF)-4.475)
GO TO 47
46 AMU=0.8
47 FCG=PCUC*(1.-R)+RQB*B
DELTHU=VU*2*0.0073/AMU**2
RETURN
END
SUBROUTINE PUNE(PNACH,PK,PPR,RC,AMIN,RO
HC,PAR,S,DPL,DELTA,VVG,
*PHAC,PHACH,MCT,RHO,TSP,SMARS,AMARS,Z,TC,
AMUN,PARHOC,S,
*CON,AMUNAP,MVT,SPI,ANKACH,PPSIL,WHAC)
LOGICAL PARHOC
FQ(X)=CH T*(1./(1.-R)+(X-1.))
FRG(X)=FR(X) (1.-R)+R
FVGGP(Y,V,W)=(Y-V)*7*1F5*TC/W/293.
ANKACH=AMIN/60.
RQB=PCUC*(1.-R)+RQB*B
DPL=1.2
MVT=13*DPL*DELTA**3*(PK-PRC)/VVG/DLPL/R
06
IF (PRC,LT,PH C) GO TO 50
PK=FR,PHAC)
LVY=RVT/(FQ(PK)+QVT)
AMUNAP=1.-DLVT
OCNHAC=FQ(PK)
R=0
GO TO 54
50 (1=FC(PRC)
RGGHAC=FVGGP(RHO,R1,PRC)*MCT
PK=FR(PRC)
R=RGGHAC/FQ(PK)
OCNHAC=RGGHAC+FQ(PK)
DLVT=QVT/(OCNHAC+QVT)
IF (PNACH,LT,PHACH) GO TO 51
DELTHU=(1.-R)/(1.-R))*FRG(PRC)/RGG(PHACH)-1
GO TO 57
51 IF (PARHOC) GO TO 52
DELTHU=(1.-R)/(1.-R)*PRC/PNACH)-1.
GO TO 57
52 DELTHU=(1.-R)/(FRG(PNACH)/PRC(PRC) R+PRC/
PHACH-(R(PNACH)-
*FR(PRC))+(1.-R)*1F5/FRG(PRC)/PNACH)+1.)
57 AMUNAP(1.-R)*TSP*DELTHU-DLVT)/(R+1.)
PPSIL=0.5*10P*DELTHU/(1.-R)/AMUNAP
IF (AMUNAP,GE,AMIN) GO TO 54
KON=10
ESTUC=1.
54 WHAC=FC(PK)/AMUNAP
RPL=WHAC/0.75/DPL**2/ANKACH
IF (DPL,GT,SMARS) GO TO 55
I=1
55 ANKACH=ANKACH*1./40.

```

```

IF(ANKACH,LE,ANMAB5/60.) GO TO 54
KOM=3
RETURN 1
END
SUBROUTINE ROD (ANKACH,SPL,PVK,PV,DLH,DTH,
               OTB,PBC,DPL,QHCT,B,*,
*DEL NG,AMUG) KOM,PTP,AJTRG,
*DL16,DL19,DL22,DL25,PMAX,SIGMA0,SIG1AD,PG,
               PMIN,PSHT,S,ANUPOD,DMKP)
PEAL SH(4)/2.,2.8,3,8.4,9/.,SH(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/,
*DP(4)/0.034,0.042,0.046,0.055/,BM(4)
FMAX(X)=X*(B1+TB)+OGAP*TH+PTP
FMIN(X)=X*(B1-TB)-PTP
FCI(X)=(0.6*PMAX-0.4*PMIN)/X
FQT(X)=3.1416**2*ANKACH*SPL*AMUG*X/4.9
ALOT=0.032
DO 40 J=1,4
  BM1=OTB/DSH(J)
  BM2=OTB/DM(J)
50  BM(J)=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=(PV1-PFC)*FPL/9.81
ANOR=ANKACH*60.
PTH=DEL*NG*FPL/9.81
TT=SPL*ANOR**2/1440.
TH=SPL*ANOR**2/1700.
GAMMA0=(PVK-PV)/DLH/9.81
R1=1.-GAMMA0/7550.
AMIF(B1+3.*TB+2.*TH)/5.
K=1
IF(DPL,LE,0.038) NO=1
IF(DPL,EG,0.043,OR,DPL,EG,0.056) NO=2
IF(DPL,GE,0.060) NO=3
60  SIGMA0=SIG(K)
IF(DPL,LE,0.032) GO TO 61
N=NO
500 DL1=100.
DL2=0.
DL3=0
PSHT=QSH(N)*DLH
PIP=FQT(BM(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)
SIGMA0=FCI(PSHT)
IF(SIGMA0,LE,0.85*SIGMA0) GO TO 73

```

```

61 N=M
62 IF (N.GT.3) GO TO 64
A=0.5*(CG+PTH)*(FSH(N+1)-FSH(N))
QT1=FCF(CPM(N))
QT2=FCF(CPM(N+1))
AM1=(QSH(N+1)+AM1+QT2)*FSH(N)
DL1=(AM1+DLN-A)/(AM1+(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
PIP=QT1+1+QT2*DL2
IF (0.9*PSHT.GT.PTP) GO TO 602
N=N+1
GO TO 62
602 P/AX=FXAX(-SHT)
PIIN=FXIN(-SHT)
SIGMA=FCI(FSH(N+1))
IF (SIGMA.LE.0.85*SIGMA) GO TO 63
N=N+1
GO TO 62
63 DL1=AM1/(DL1+100./DL1)
DL2=100.-DL1
DL3=C
GO TO 73
64 IF (DPL.GE.0.133) GO TO 71
65 IF (DPL.LE.0.133) N=1
IF (DPL.GT.0.133) N=2
66 IF (N.GT.2) GO TO 71
IF (SIGMA>0.85.GT.0.6*(CG+PTH)/FSH(N)) GO
TO 67
N=N+1
GO TO 66
67 QT1=FCF(CPM(N))
DL1=(SIGMA*0.85+FSH(N)-0.5*(CG+PTH))/(QSH
(N)+AM1+QT1)
IF (DL1.LT.DLN) GO TO 68
DL1=DLN
L2=C
GO TO 9
68 P2=FCF(CPM(N+1))
DL2=(SIGMA*0.85*(FSH(N+1)-FSH(N))/(QSH(N+1)+AM1
+QT2)
IF (DL1.GE.(DL1+DL2)) GO TO 69
DL2=DL-DL1
69 QT2=FCF(CPM(N+1))
PSH=QSH((1+DL1+QSH(N+1)+DL2+QSH(N+2))*(1+
-DL1-DL2)
PTP=QT1+DL1+QT2*DL2+QT3*(DLN-DL1-DL2)
IF (0.9*PSH.LT.PTP) GO TO 633
PII=FXIX(PSHT)
PIIN=FXIN(PSHT)
SIGMA=FCI(FSH(N+2))
IF (SIGMA.LE.0.85*SIGMA) GO TO 70
N=N+1
GO TO 66

```

```

70 DL1=AJHT(DL1*100./DLH)
   DL2=AJHT(DL2*100./DLH)
   DL3=100.-DL1-DL2
   GO TO 73
71 K=K+1
   IF(X,LF,3) GO TO 60
   KOM=5
   PFTUR=1
7   GO TO (74,75,76),M
74 DL14=DL1
   DL19=DL2
   DL22=DL3
   DL25=0
   GO TO 77
75 DL16=0
   DL17=DL1
   DL22=DL2
   DL25=DL3
   GO TO 77
76 DL17=0
   DL22=DL1
   DL25=DL2
77 PMAX=AJHT(PMAX*10.)*10.
   PMIN=AJHT(PMIN/10.)*10.
   SIGMAD=AJHT(SIGMAD)
   FTP=3.1416*(CTH**2-DTB**2)/4.
   ALAMPD=(PG+PTH+PTP)*DLH*(DL16/2.+DL19/2.+
      DL22/3.+DL25/4.+
      *100./FTP/154)/2.1F8
   FI=2.*3.1416*ANKACH*DLH/5200.

S=(SPL+ALAMPD)*COS(FI)
ANHPD=COSCT/(1.-P)/FPL/S/ANKACH
DNKP=AJHT(30.*S+0.24*S*(PMAX-PMIN))
AJTP=3.1416**7*(5*ANKACH)**2*AMUG*FIH*(DL
   .16*BHM(1)+
*DL14*BHM(2)+DL17*BHM(3)+DL25*BHM(4))/100.
R TUR1
CNA
SUBROUTINE SKA (PMAX,ANKACH,DNKP,S,*,
*KOM,I3,CK1,CK2,CK3,TIP1,TIP2,TIP3)
REAL TIPCK(3,18)
** 1CK1,,1,5,,0.42,,1,25,,-0.9,,
** 2CK1,,1,25,,-0.9,,
** 3CK1,,1,25,,-0.9,,
** 4CK1,,1,25,,-0.9,,
** 5CK1,,1,25,,-0.9,,
** 6CK1,,1,25,,-0.9,,
** 7CK1,,1,25,,-0.9,,
** 8CK1,,1,25,,-0.9,,
** 9CK1,,1,25,,-0.9,,
** 10CK1,,1,25,,-0.9,,
** 11CK1,,1,25,,-0.9,,
** 12CK1,,1,25,,-0.9,,
** 13CK1,,1,25,,-0.9,,
** 14CK1,,1,25,,-0.9,,
** 15CK1,,1,25,,-0.9,,
** 16CK1,,1,25,,-0.9,,
** 17CK1,,1,25,,-0.9,,
** 18CK1,,1,25,,-0.9,,

```

```

      RECALC(CK(18,5)/I.,1,25,1.5,2.,2.,2.,3.,3.,4
      .,.,.,6.,6.,8.,8.,8.,.)
*12.,12.,12.,.
*1.,2.5,1.,2.,4.,4.,4.,7.,16.,25.,16.,25.,
      40.,60.,80.,40.,60.,80.,.
*2.,2.2,1.5,1.5,2.1,3.4,1.5,2.2,4.2,6.5,3.,
      4.,4.,8.,7.,8.3,15.,6.,6.,.
*1.,.
*0.,3.0,6.3,9.,15.7,27.,11.2,18.,31.,45.,2
      2.,31.,42.,42.,50.,30.,.
*3.,32.,.
*1.,2.0,4.,7.2,6.4,7.,7.,4.5,7.,10.,20.,10.,
      2.,28.,40.,40.,28.,.
*2.,4.,/
      KACH= 0
      DO 80 J1=1,JKOH
      IF(PHAX.LT.CK(J1,1)*1000.) GO TO 82
80 CONTINUE
      KOME=
      RETURN 1
82 AL08=ALYKACH*60,
      IF(ANOP.LT.10.) ANMP=DMKP*ANOP/10,
      IF(ANOP.GE.10.) ANMP=DMKP
      DO 83 J2=11,JKOH
      IF(DMKP.LT.CK(J2,2)*100.) GO TO 85
83 CONTINUE
      KOME=7
      RETURN 1
85 SKES=1000
      IF(SH.GE.CK(J2,3)) GO TO 87
      KOME=8
      RETURN 1
87 DO 88 J3=12,JKOH
      IF(SH.LT.CK(J3,4)) GO TO 89
88 CONTINUE
      KOME=
      RETURN 1
89 CONTINUE
      CY=CY*(J1,1)
      J2=CK(J1,2)
      C1=CY*(J2,2)
      Y10=1-IFCY(1,J3)
      Y10=CY*(J2,J3)
      Y10=ETIPCK(3,J1)
      RETURN
      END
      SUBROUTINE ENPRG (QUCY,PKX,PRR,QUT1, KACH,
      AJTRC,DEL,PRC,CFLPNC,
      *MVC,1,OHG,S,AIFAI,PG,PSHT,A,RRP,*,
      *A,DEL,TRMNT,3,JKLAP,AJTRMC,AJTRCH,
      *KOH,AJTRON,A,DELN,AJUSUN,AJONH1,AJCGI,ANOP,W
      QUT1
      I=AI(AOPV,1)/2,2,2.8,4.,7.,2,10.,20.,2.,.4
      .,.,.
      KOME=
  
```



```

PGCT=PGCT/(1.-B)
ANCB=ANKACH*60.
PGG=PGHC*(1.-R)+ROB*B
AJPOL=PGCT*(PVK+PPR)
AJKLAB=PGCT*(DELPBC+DELPNC)
ANULT=PGCT/(PGCT+OUT)
IF(VVG.GT,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*AL/AL/180.
IF(ALFA.EQ.0) ALFA=0.05
AJTRNE=0.327*CSH*(PG*ALFA+PSHT*SIN(ALFA))*
S*ANCB
AJTRG=AJPOL/ANULT+AJTRG+AJTRNE+AJKLAB
ANUPCH=AJPOL/AJPCN
ANUCK=0.85
ANUCB=0.8
ANUCHV=ANUPCH+ANUCK+ANUCB
AJPOLN=AJPOL/ANUCHV
AJED=AJPOLN*(1.-ANUCB)
AJCK=(AJPOLN-AJED)*(1.-ANUCK)
AVDC=AJPOLN*(1.-B)/QHCT/ROG
AVDC1=AVDC*1E-3/3.6
VDC1=AVDC1/(1.-B)
KCVT=AJPOLN*24./1000.
C 103 M=1,NYON
IF(AJPOLN+1.3E-3.(E.ANDV(N)) GO TO 105
103 CONTINUE
KOM=1
RETURN 1
105 AND=ANDV(N)
RETURN
END
SUBROUTINE GPR(SIGMA0,SIGMA1,KOPL,OMEGA)
REAL ARRA(7)/0.32,0.36,0.39,0.427,0.284,0.
287,0.362,
*ARRA(7)/1.52,1.48,1.41,1.369,1.64,1.65,2.0
A=ARRA(KOPL)
B=ARRA(KOPL)
ONE A=0.0122+*(B-1.)+A*SIGMA0**8/(SIGMA0-5
IGMA0)
P TURN
EN
SUBROUTINE EXPL (TP1,TP2,TOG,TORG,0 EG ,RE
H,GRPLAN,ROHC,
*ANUX*,ANREM,ANRP,SUM001)
ANR=MEOMEGA+BEH
GAP=TP1*OMEGA+TP2*REM+TOG*ANREM
ANUXP=1.-((GAP-TORG)/8760.

```

```

A PP=(R760,-GAR)/24./ANPEM
SUMOC1=365.*DMDLAN*ANPEXP*ROHC*1E-3
RETURN
END
SUBROUTINE FCOMODLU,OTH,DL16,DL19,DL22,DL25,SIGMA,
*STVO,STDP,CP,AKREZ,AVCH1,DHPLAN,ROHC,ANUC
XP,AYLEP,CVCT,
*AND,ANG,AYFP,C2,SUMOC1,MUMOC,KDPL,AYPEM,
*ZAP,ZAP,ZAP,ZPC,C,AYAP,ZPR)
REAL CYCOST(18)/600.,900.,900.,900.,1100.,
1600.,1200.,1600.,
*2200.,3000.,2200.,3000.,5200.,6000.,8300.,
5200.,6000.,200./
REAL HYTCOS(4,7)/0.0483,0.0603,0.073,0.080
0.1016,0.1143,
*4.5,7.,9.5,13.7,15.8,19.1,335.,318.,
2.7,271.,263./
REAL SHTCOS(4,3)/4.5,5.4,6.7,8.6,6.6,7.7,
0.35,13.15,
*6.6,8.3,10.5,13.95/
REAL CUCOST(7)/62.,62.,74.,74.,96.,126.,16
7./
IF(OTH.EQ.0)TCOS(0,1) GO TO 111
CONTINUE
111 SHYT=ALH*(HYTCOS(0,1)+HYTCOS(0,3))/1E3
IF(SIGMA.EQ.740.)M=1
IF(SIGMA.EQ.900.)M=2
IF(SIGMA.EQ.900.)M=3
STSHT=DL4*(DL16*SHTCOS(1,1)+DL19*SHTCOS(2,
1)+
*DL22*SHTCOS(3,1)+DL25*SHTCOS(4,1))/A0.
STVC=400.
S-HOH=20.23*STVC
ZLAP=AVPEZ*(STCK+SHYT+STSHT+STVO)+S*SHYT+
STDP
ZEMD=0.763*CP*AVCH1*DMDLAN*ROHC*ANPEXP
ZEM=AYLEP*CVCT*AND
ZEM=ZEM+ZTH
STAN=ANG*CVCT*YDPL)
ZAP=(.110*STCK+.1*STUKT+.02*STSHT+.12*S
TUC*STAN)*AYFR
ZPC=CP*ANPEM
C=(ZEM+ZAP+ZPC)/SUMOC1
AYAP=ZAP/ZMOC
ZPR=C*.7*AYAP+C
RETURN
END
SUBROUTINE FAPLE) (AYPE,NEC,1,NECT2,DMDLAN,
L,XYECO,OLYB,TR1,PCL,
*TRD,DE,TOG,ALF,1,1,PC,AVPEM,TC,C2,PLUC,DE
LTH,TOP,VMH,DELTA,
*COS,DELTA,VMH,PRJLN,ROCT,SHAS,PHC,PARH
C,7)
LAPICAL FAPHOE

```



```

714 ФОРМАТ('010. ПРИБЕЛЕННОЕ НАПРЯЖ. В ТЫС
      КВ/КВ. СМ ',F12.0)
714 ФОРМАТ('011. ТИП СТАНКА-КАЧАЮЩ
      ',I1A4)
716 ФОРМАТ('012. МОЩНОСТЬ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ
      КВт ',F12.1)
717 ФОРМАТ('013. КОЭФФИЦИЕНТ ЗАПОЛНЕНИЯ
      % ',F7F17.0)
718 ФОРМАТ('014. КОЭФФИЦИЕНТ ПОДАЧИ
      % ',F7F12.0)
719 ФОРМАТ('015. КЛА НАСОСНОЕ УСТАНОВК.
      % ',F7F17.0)
720 ФОРМАТ('016. ПОТРЕБЛЯЕМАЯ МОЩНОСТЬ
      КВт ',F7F12.2)
721 ФОРМАТ('017. УДЕЛЬНЫЙ РАСХОД ЭЛ.ЭНЕРГИИ
      КВт/Т ',F12.2)
722 ФОРМАТ('018. КОЭФФИЦИЕНТ ЭКСПЛУАТАЦИИ
      % ',F7F12.2)
723 ФОРМАТ('019. МЕЖРЕМОНТНЫЙ ПЕРИОД
      СМТ ',F12.1)
724 ФОРМАТ('020. УГЛОВЫЙ СЕБЕСТ. ДОБЫЧИ НЕФТИ
      РУБ/Т ',F12.3)
725 ФОРМАТ('021. ЧИСЛО ПРИБЕЛ. ЗАТРАТ
      РУБ/Т ',F12.3)
730 ФОРМАТ(4(//),I15) *ПРИМЕЧАНИЕ',I35, *ТАБЛИЦА
      ДАНН НЕФТИ НЕ ОБРАБОТАНЫ
      *ВАРТОС/733 *НАСОСАМИ СЛЕДУЮЩИХ ДИ.МЕТРОВ
      I. МИ 2//00
      *733,30765.0)
      (I(K,0),0) 80 70 205
      PRINT 301,СВ,МЕСТ1,МЕСТ2,(0(1,1),I=1,K)
      PRINT 340
      PRINT 302,(0(2,1),I=1,K)
  
```

```

PRINT 303,(A(3,I),I=1,K)
PRINT 304,(A(4,I),I=1,K)
PRINT 305,(A(5,I),I=1,K)
PRINT 306,(A(6,I),I=1,K)
PRINT 307,(A(7,I),I=1,K)
PRINT 308,(A(8,I),I=1,K)
PRINT 309,(A(9,I),I=1,K)
PRINT 310,(A(10,I),I=1,K)
PRINT 311,(A(11,I),I=1,K)
PRINT 312,(A(12,I),I=1,K)
PRINT 313,(A(13,I),I=1,K)
PRINT 314,(A(14,I),I=1,K)
PRINT 315,(A(L,I),L=25,27),I=1,K)
PRINT 316,(A(15,I),I=1,K)
PRINT 317,(A(16,I),I=1,K)
PRINT 318,(A(17,I),I=1,K)
PRINT 319,(A(18,I),I=1,K)
PRINT 320,(A(19,I),I=1,K)
PRINT 321,(A(20,I),I=1,K)
PRINT 322,(A(21,I),I=1,K)
PRINT 323,(A(22,I),I=1,K)
PRINT 324,(A(23,I),I=1,K)
PRINT 325,(A(24,I),I=1,K)
255 IF(MEM.NE.0) PRINT 330,(S(I),I=1,MFI)
RETURN
END

```

*
 ДАНД 41246 :СЧИТАНО А21 КАРТ (005 304)
 ДАНД 1 :ЗАПУСКАНО А21 КАРТ (005 ТР.)

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Справочная книга по добыче нефти. Под редакц. Ш.К.Гиматулинова, М., "Недра", 1974, 704 с.
2. Лястрицкий В.М. "Раздельное извлечение пластовых жидкостей из обводненных скважин". Диссерт. на соискание ученой степени кандидата технических наук. Фонды МНХ и ГП имени И.М.Губкина. М., 1971.
3. Лезич 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. РИТС ВНИМОЭНГа "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. МНХ и ГП, М., 1977, 287, с илл.
8. Пирвердян А.М. Гидромеханика глубинно-насосной эксплуатации. М., "Недра", 1965, 192 с.
9. Богомольный Г.М. Сравнение методик конструирования равнопрочных штанговых колонн. РИТС ВНИМОЭНГа "Нефтепромысловое дело", № 4, 1977, с. 38-40.
10. Грейфер В.И. и др. Оптимизация добычи нефти глубинными насосами. Казань, Татаргоснефть, 1973, 216 с. с илл.

11. Расчет оптимальных параметров эксплуатации скважин, оборудованных ШГН. (рабочая программа). Издание КИВЦ, объедин. "Татнефть". Альметьевск, 1973, 520.

12. Вирновский А.С. О вычислении истинной длины хода плунжера глубинного насоса, "Нефтяное хозяйство", № 4, 1954, с. 32-36.

13. Рамезанов Р.А. Рациональный метод определения момента на валу редуктора. "Азербайджанское нефтяное хозяйство", № 1, 1957, с. 20-22.

14. Шарипов А.Х. Энергетический анализ глубиннонасосной добычи нефти. Уфа, Башкирское издательство, 1969, 70 с.

15. Фаерман И.Л. Штанги для глубинных насосов. Баку, Азнефтеиздат, 1959.

16. Третьякова Г.И., Белозеров Г.И. Метод определения зависимости числа обрывов штанг от глубины подвески насоса по статистическим данным. РИТС ВНИИОЭНГа "Нефтепромышленное дело", 1974, № 2, с. 25-26.

17. Девлетшин Х.Г., Абрашин А.А. Влияние амплитуды напряжения на частоту обрывов-штанг. РИТС ВНИИОЭНГа "Нефтепромышленное дело", 1972, № 10, с. 26-28.

18. Методические положения по определению экономической эффективности и прогнозированию различных способов эксплуатации скважин. (Проект). Издание института ВНИИнефть, М., 1975.

19. Разработка мероприятий по повышению эффективности эксплуатации скважин, оборудованных штанговыми и центробежными насосами (отчет по теме № 2574), инв. № Б 453861, Башкирское издательство. Фун. тема - к.т.н. Гадуров О.Г., Уфа, 1975, с. 12-15.

20. Обоснование рациональных способов добычи нефти из месторождений Западной Сибири (отчет), инв. № Б 527162, СибНИИП, 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 объедин. "Башнефть", Уфа, 1976.

22. Оптовые цены на оборудование буровое, геолого-разведочное. 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., Кеферов 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

1. Основные положения	3
2. Структура и содержание методики	6
2.1. Структура методики	6
2.2. Алгоритм корректирования зависимостей для расчета показателей работы ШГНУ	6
2.3. Методика расчета технологических и экономиче- ских показателей работы ШГНУ	7
2.4. Алгоритмы перебора вариантов компоновки обо- рудования и выбора из них оптимального	8
3. Последовательность выполнения расчетов по методике	10
3.1. Блок ввода исходных данных	11
3.2. Блок адаптации расчета корректирующих коэффициентов	12
3.3. Блок выбора оптимального типоразмера и ре- жима работы ШГНУ.	14
Приложение I	20
Приложение 2	81
Список литературы	98