

Министерство нефтяной промышленности

**РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ
НАКЛОННЫХ СКВАЖИН
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

РД 39-1-1007-84

1984

Министерство нефтяной промышленности



РУКОВОДСТВО
ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ НАСЛОННЫХ СКВАЖИН
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

РД-39 I-1007-64

НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН:

Сибирским научно-исследовательским институтом нефтяной промышленности (СибНИИИ)

Директор СибНИИИ

В.П. Шремов

Ответственный исполнитель:

Зав. лабораторией эксплуатации

слоно-пестрельных залежей

В.С. Евченко

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель директора НИИИ

М.А. Сургуев

Начальник управления

нефтегазодобичи Миннефтепрома

В.В.Г. атченко

В руководстве характеризуются профили наклонных скважин, представлены аналитические зависимости расчета нагрузок на штанги, дифференцированные по виду искривлений ствола скважин (вогнутые, выпуклые, прямолинейно-наклонные). Для газлифтных скважин на основе математической модели движения газожидкостного потока описаны алгоритмы и программы расчета на ЭВМ распределения давления по стволу и рабочих характеристик газлифтных скважин. Представлены зависимости для определения увеличения дебита от наклонного вскрытия пласта.

Руководство разработано отделом техники и технологии добычи нефти и газа СибНИИП.

Составители: Г.А.Дарий, В.С.Евченко, Н.П.Захарченко, Л.И.Чириков, В.А.Попов, В.А.Шибанов.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Руководство по эксплуатации наклонных скважин
Западной Сибири

РД 39 -I-1007-84

Вводится впервые

Приказом Главтмнефтегаза от 02.03.84. № 127

Срок введения установлен с 10.03.84

Срок действия до 1989 г.

Настоящее руководство предназначено для работников научно-исследовательских и производственных нефтедобывающих предприятий Западной Сибири, занимающихся вопросами эксплуатации наклонных скважин " включает:

характеристику профилей наклонных скважин с позиций механизированной их эксплуатации;

основные нормативно-технические документы по эксплуатации;
методические основы расчета нагрузок на штанги в наклонных скважинах;

программы расчета распределения давления по стволу, расчета рабочих характеристик и газлифтных наклонных скважинах;

определение увеличения добычи нефти от наклонного вскрытия продуктивного пласта.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.1. Цель разработки - повышение эффективности эксплуатации наклонных скважин в результате применения рационального профиля, методического обеспечения определения технических и технологических параметров эксплуатации штанговыми насосами и газлифтом.

1.2. Руководство подготовлено с учетом имеющихся отраслевых нормативно-технических документов, ссылки на которые даются в соответствующих разделах.

1.3. Принятый порядок ведения расчета нагрузок на штанги — снизу вверх (от штангового насоса к головке балансира).

1.4. При переходе от одной формы искривления к другой нагрузка от ниспороложенных участков рассматривается для вышележащего как продольное усилие, прикладываемое в нижней точке.

1.5. Представленные в руководстве аналитические зависимости расчета нагрузок в искривленных интервалах могут использоваться при решении смежных вопросов нефтедобычи (определении напряжений в насосно-компрессорных трубах, нагрузок, передаваемых на пакерующие устройства и т. д.).

1.6. Наименование и размерность физических величин, указанных в алгоритмах программ, даны в системах измерений, применяемых в нефтепромышленной практике.

2. ПРОФИЛИ НАКЛОННЫХ СКВАЖИН

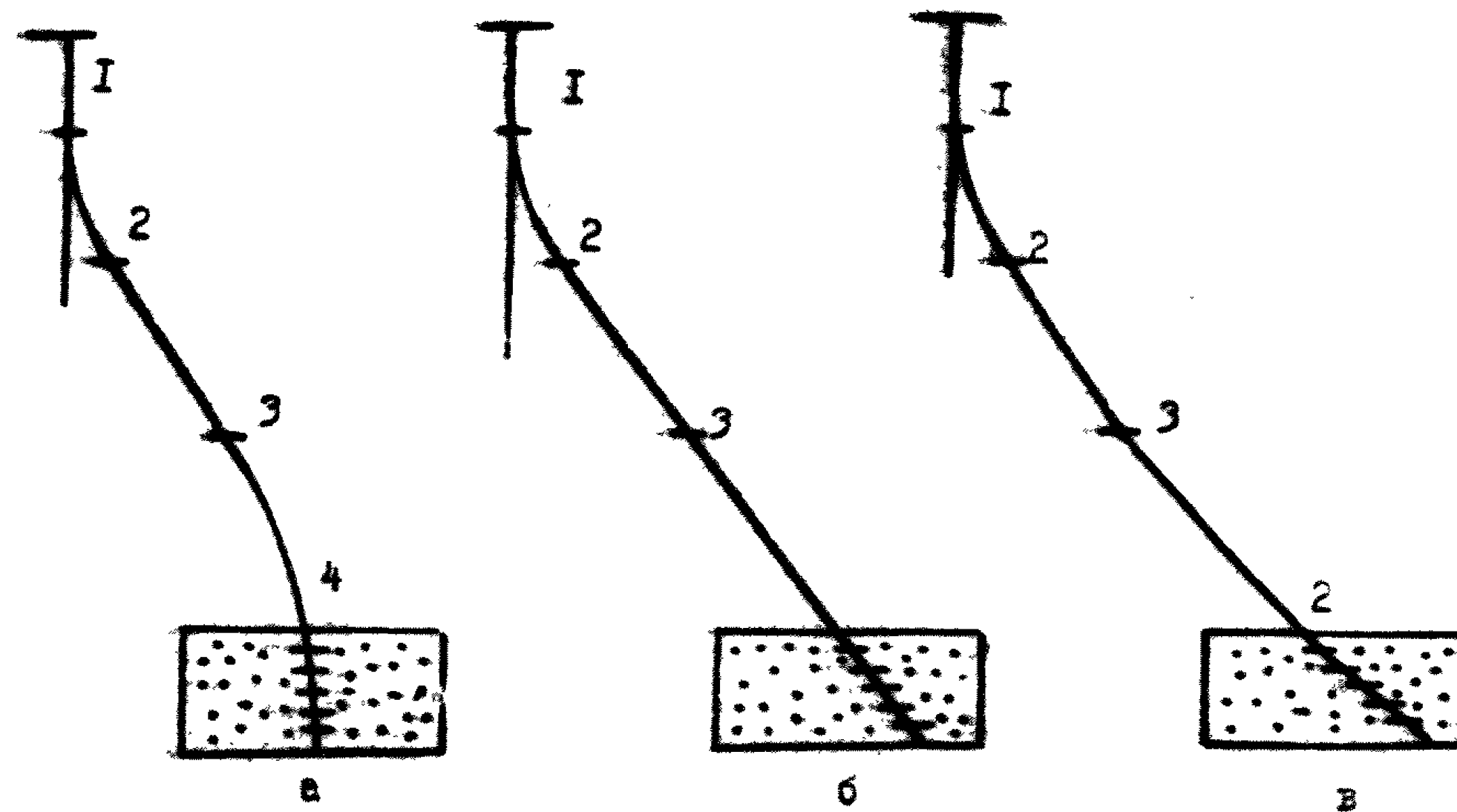
2.1. Профили наклонных скважин (рис. 1) включает участки: вертикальный (1), набора кривизны (2), стабилизации (3), падения угла наклона (4).

2.2. Профиль (см. рис. 1а) имеет наибольший угол наклона в интервале работы оборудования при механизированной добыче нефти и вскрытие пласта, близкое к вертикальному.

2.3. Рациональным для эксплуатации является профиль (см. рис. 1б, 1в), в котором угол наклона до глубины спуска насосного оборудования не превышает 20° , а пласт вскрывается под возможно большим углом.

2.4. Выбор наклона до 20° диктуется необходимостью исключения пересечения стволов при ра бурении с кустовых площадок

Профиль наклонных скважин



I - вертикальный участок,

2 - участок набора кривизны,

3 - участок стабилизации наклона,

4 - участок падения угла.

Рис. I

и сохранения направления ствола скважины по азимуту.

2.5. Проводка наклонных скважин осуществляется в соответствии с РД 39-2-171-79 "Инструкция по бурению наклонных скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири", (Тюмень, Сибининп, 1979), а также с программами и методиками, утверждаемыми главным инженером объединения.

3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ НАКЛОННЫХ СКВАЖИН

3.1. Исследование наклонных скважин проводится в соответствии с РД 39-1-856-83 "Руководство по гидродинамическим исследованиям наклонных скважин", (Тюмень, Сибининп, 1983).

3.2. Подбор типоразмера и режима работы штанговой глубинно-насосной установки выполняется по РД 39-1-289-79 "Методика оптимального подбора типоразмера и режима работы штанговой глубинно-насосной установки", (М., ВНИИ, 1980).

3.3. Расчет рабочих характеристик скважинных штанговых насосов производится в соответствии с РД 39-1-728-82 "Методика расчета рабочих характеристик глубинных скважинных насосов, работающих в наклонно направленных скважинах", (Уфа, Башнипнефть, 1982).

3.4. Эксплуатация насосных штанг производится в соответствии с РД 39-3-589-81 "Инструкция по эксплуатации насосных штанг", (Баку, Азипиннефть, 1981).

3.5. Эксплуатация штанговых насосов производится в соответствии с "Инструкцией по эксплуатации скважинных штанговых насосов", (Баку, Азипиннефть, 1976).

3.6. Эксплуатация установок погружных центробежных насосов производится в соответствии с РД 39-2-390-80 "Установка погружных центробежных насосов для добычи нефти. Порядок определения потребности, заказа, монтажа, эксплуатации и ремонта" (М., ВНИИ,

1980).

3.7. Параметры газлифтной эксплуатации, на которые влияние наклона ствола скважины несущественно, определяются по РД 39-1-290-79 "Типовая методика расчета фонтанного и газлифтного подъемников", (М., ВНИИ, 1980).

3.8. В интервале работы погружных центробежных насосов интенсивность искривления ствола наклонной скважины не должна превышать 3° на 100 м длины ствола, в остальных интервалах допускается интенсивность искривления до 10° на 50 м, но не более $2^{\circ}30'$ на 10 м.

3.9. Интервалы возможных глубин прямолинейных участков для установки погружных центробежных насосов для месторождений Главтмнефтегаза даны в приложении I.

4. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НАКЛОННЫХ СКВАЖИН

1. расчет нагрузок на штанги

4.1. Обоснование расчетных формул определения нагрузок на штанги в зависимости от формы искривления ствола (вогнутые, выпуклые, прямолинейно-наклонные участки) дано в приложении 2.

4.2. Расчетный профиль наклонной скважины до глубины спуска глубинного насоса представляется состоящим из вертикального набора кривизны с пространственным искривлением и прямолинейно-наклонного участков.

4.3. В скважинах, в которых зенитный угол на участках набора кривизны не превышает 20° , азимутальное искривление не учитывается.

4.4. Нагрузка на прямолинейно-наклонном участке рассчитывается по формуле:

$$P = \left(1 + \frac{J_{\Sigma}}{137}\right) P_{шт}^N (\cos \alpha \pm f \sin \alpha) + Q + A_{\Sigma}^{шт}, \quad (1)$$

где P_0 - нагрузка на верхний конец штанг, Н;
 S - длина хода плунжера, м;
 n - число качаний, кач/мин;
 $P_{\text{штанг}}^{\text{н}}$ - вес штанг нижней части наклонного участка в
 жидкости, Н;

α - угол наклона ствола, рад;

f - коэффициент трения штанг о трубы;

$P_{\text{ж}}$ - вес столба жидкости, Н;

$P_{\text{тр}}^{\text{пл}}$ - сила трения в плунжерной паре, Н;

4.5. Вес столба жидкости определяется по формуле:

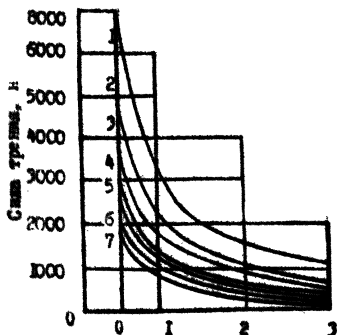
$$P_{\text{ж}} = H_{\text{ж}} \cdot \gamma_{\text{ж}} \cdot F_{\text{пл}}, \quad (2)$$

где $H_{\text{ж}}$ - динамический уровень жидкости, м;

$\gamma_{\text{ж}}$ - удельный вес жидкости, Н/м³;

$F_{\text{пл}}$ - площадь плунжера, м².

4.6 Сила трения в плунжерной паре находится по графику (рис.2)
 Трение в паре плунжер-цилиндр
 в зависимости от группы посадки



Группы посадок насоса
 Диаметр насоса, мм, 1-45, 2-68, 3-55, 4-43
 5-38, 6-32, 7-28

4.7. Значение коэффициента трения штанг о трубы рекомендуется принимать равным 0,25 в обводненных скважинах; 0,2 - в необводненных с легкой нефтью, 0,20; 0,16 - с вязкой нефтью.

4.8. В членах с двойным знаком в формулах (I) и в последующем знак (+) соответствует движению вверх, (-) - вниз. При движении вниз $P_x = 0$.

4.9. Нагрузка на головку балансира станка-качалки при ходе вверх и вниз рассчитывается по формуле:

$$P_{\max} = \left(1 + \frac{S_n}{137}\right) \left[P_{\text{штм}}^{\text{в}} + P_{\text{штм}}^{\text{кр}} + P_{\text{штм}}^{\text{кр}} (\text{Cos} \alpha \pm f \text{Sin} \alpha) \times e^{\pm f A} \right] + (P_x + P_{\text{пр}}) e^{\pm f A} \quad (3)$$

где $P_{\text{штм}}^{\text{в}}$ - вес штанг в жидкости на вертикальном участке, Н;

$P_{\text{штм}}^{\text{кр}}$ - вес штанг в жидкости на криволинейном (набора кривизны) участке, Н;

A - параметр искривления участка набора кривизны.

4.10. Величина параметра A определяется по формуле:

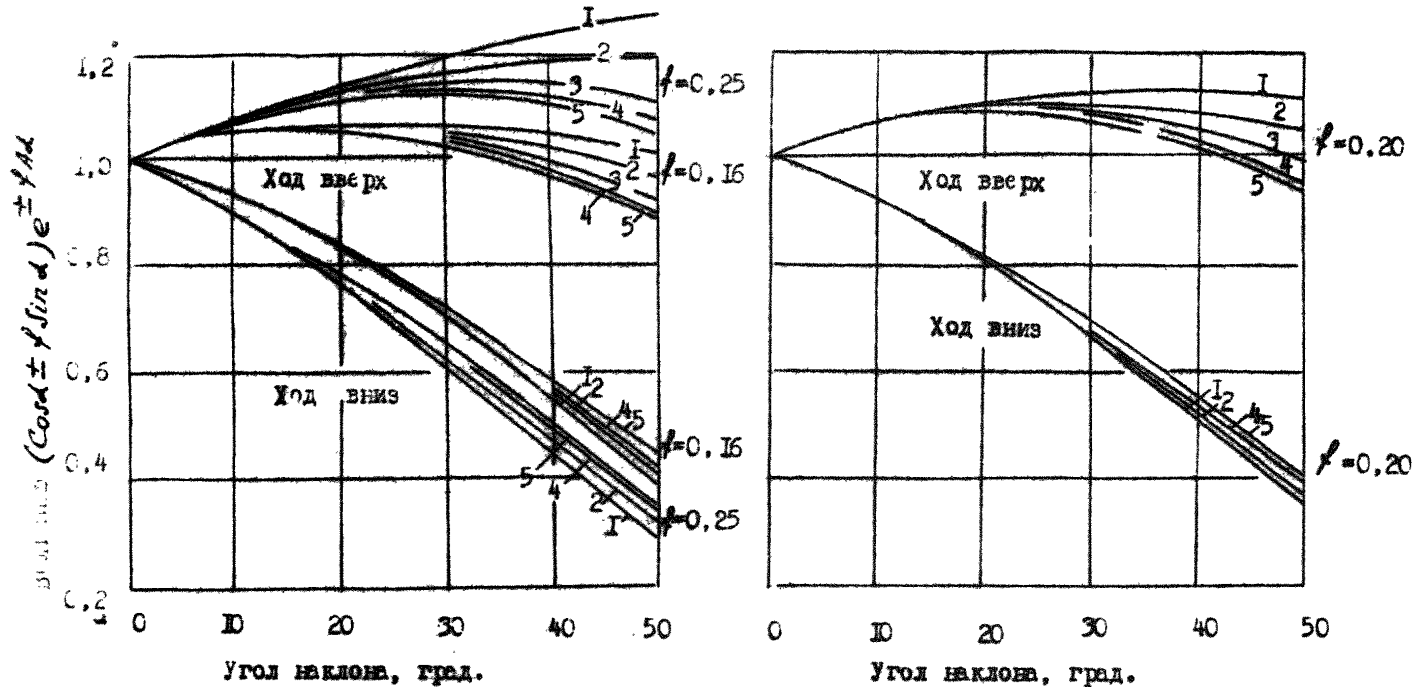
$$A = \sqrt{1 + \left(\text{Sin} \frac{\Delta \varphi}{2}\right)^2 \left(\frac{\Delta \varphi}{2}\right)^2}, \quad (4)$$

где $\Delta \varphi$ - накопленное изменение азимутального угла на участке набора кривизны, рад.

В среднем по месторождениям Западной Сибири $\frac{\Delta \varphi}{2} = 2$.

4.11. Величина множителя $(\text{Cos} \alpha \pm f \text{Sin} \alpha) e^{\pm f A}$ может определяться по номограмме (рис. 3).

Номограмма для определения величин $(\cos d \pm f \sin d)e^{\pm fA}$



1, 2, 3, 4, 5 - соответственно при отношении изменения азимута к изменению угла $\frac{\Delta \varphi}{\Delta d} = 4, 3, 2, 1, 0$

Рис. 3

Расчет давления в газлифтной скважине

4.12. В основу определения различных параметров газлифтной эксплуатации положена математическая модель движения газожидкостного потока в наклонной скважине (приложение 3).

4.13. Фактический профиль наклонной скважины представляется плоским прямолинейно-наклонным с приведенным углом наклона:

$$d_{np} = \alpha \operatorname{arctg} \frac{H}{L}, \quad (5)$$

где d_{np} - приведенный угол наклона, рад;

H - глубина по вертикали, м;

L - длина наклонного ствола, м.

4.14. Задача нахождения распределения давления по длине насосно-компрессорных труб (НКТ) встречается при решении текущих промысловых задач и является основной частью при нахождении любого технологического параметра газлифта. В приложении 4 приводится исходный текст программы "RКРД5" на языке "Фортран IV" с помощью которой осуществляется расчет распределения давления по стволу газлифтного подъемника.

4.15. Входные данные для программы "RКРД5":

SKW - номер скважины;

OBK - плотность сепарированной нефти ρ_{KO} , т/м³;

WBK - плотность пластовой воды ρ_B , т/м³;

GBK - относительная плотность газа по воздуху;

WC - обводненность продукции В;

DIN - внутренний диаметр подъемника d , дюйм;

$DOIN$ - внутренний диаметр эксплуатационной колонны, дюйм;

DT - длина насосно-компрессорных труб, м;

TVD - вертикальная глубина, м;

BD - пробуренная глубина, м;

- P_{WH} - буферное давление, кгс/см²;
 T_{WF} - забойная температура в газожидкостном потоке, °С;
 T_{WH} - температура потока на устье скважины, °С;
 $FCOR$ - общий (пластовый плюс закачиваемый) удельный расход газа по нефти, м³/м³;
 $QLIQ$ - дебит жидкости q_k , м³/сут;
 MUR - логический параметр, определяющий направление расчета.

4. Б. Программа "RACRS" состоит из главной программы и подпрограммы "GRAD". С помощью подпрограммы "GRAD" определяется давление на любой заданной глубине НКТ, а также в промежуточных точках с заданным шагом по давлению, начиная с любой точки (устье скважины, глубина клапана, забой скважины и т. д.). Направление расчета зависит от входной величины "MUR". Если $MUR=0$, то расчет идет сверху вниз, например, от устья скважины до глубины рабочего клапана; если $MUR=1$, расчет идет снизу вверх, например, от забоя скважины до устья. Кривая ствола скважины в расчете определяется через параметры "FVD" и "VD".

4. Г. В главной программе осуществляется ввод и вывод входной и выходной информации. На печать выводятся входные данные, а также все рассчитанные значения давления по стволу скважины.

4. Д. На рис. 4 показано влияние угла наклона скважины к вертикали на величину давления в газлифтной скважине на глубине 1800 м. Расчет проведен по программе "RACRS" со следующими исходными данными: диаметр подъемника 6,62 м, дебит жидкости 50 м³/сут., обводненность продукции 50%, удельный расход газа 10 м³/м³, буферное давление 0,5 МПа.

Влияние угла наклона ствола скважины
на забойное давление

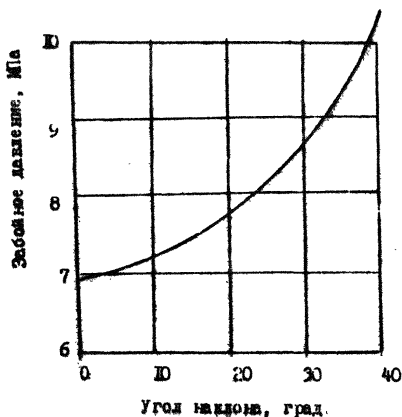


Рис. 4

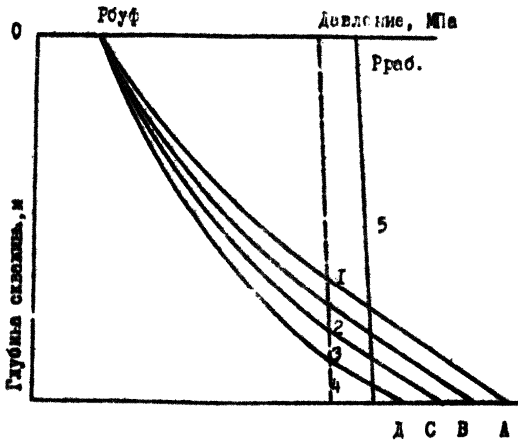
Расчет рабочей характеристики
газлифтной скважины

4.19. Рабочая характеристика газлифтной скважины представляет зависимость дебита жидкости от расхода магнетамого газа. Эта зависимость служит основой выбора рационального технологического режима работы скважины. В приложении 5 приводится исходный текст программы "GFLIF", с помощью которой по входным геолого-техническим данным рассчитывается теоретическая рабочая характеристика конкретной скважины.

4.20. Процесс расчета происходит следующим образом. Задаются величина дебита жидкости и по известным коэффициенту продуктивности и пластовому давлению определяется забойное давление (точки А, В, С, Д, рис. 5). По известным величинам забойного дав-

ления, дебита, жидкости, пластового газового фактора и угла наклона ствола скважины к вертикали рассчитывается давление по длине подъемной колонны и определяется глубина ввода газа в лифт (точки 1, 2, 3, 4, см. рис. 5), после чего рассчитывается количество магнетимого газа.

Схема расчета рабочей характеристики газлифтной скважины.



А, В, С, Д - рабочие давления;
1, 2, 3, 4 - глубины ввода газа в лифт;
5 - градиент давления газа.

Рис. 5

4.21. Программа "PERETE" состоит из главной программы и трех подпрограмм: "INPUT", "GRAD" и "GRAD1".

Выходные данные представлены следующими величинами: расходом закачиваемого газа, дебитом нефти, дебитом жидкости,дельным расходом газа, забойным давлением,

Задаваясь различными расходами жидкости, рассчитывает значения забойного давления. Вызывается подпрограмма "GRAD1", которая определяет положение точки ввода газа, затем - подпрограмма "GRAD" и определяется количество закачиваемого газа, которое соответствует принятому расходу жидкости.

4.22. Входные данные для программы "PERETE":

ORR - плотность сепарированной нефти, ρ_{no} , т/м³;

WR - плотность пластовой воды ρ_g , т/м³;

GR - относительная плотность газа по воздуху;

GINAR - относительная плотность инжектируемого газа по воздуху;

QLIQ - дебит жидкости, м³/сут;

FAOR - пластовый газовый фактор, м³/м³;

WR - обводненность продукции, доли единиц;

TWF - забойная температура в газожидкостном потоке, °C;

TWH - температура потока в устье скважины, °C;

TING - температура инжектируемого газа на поверхности, °C;

DP - длина насосно-компрессорных труб, м;

DB - пробуренная глубина, м;

TVD - вертикальная глубина, м;

DIN - внутренний диаметр насосно-компрессорных труб, дюйм;

DOIN - внутренний диаметр эксплуатационной колонны, дюйм;

PWS - пластовое давление, кгс/см²;

PJ - коэффициент продуктивности, м²/(сут · кгс/см²);

PG - давление нагнетаемого газа на поверхности; кгс/см².

4.23. Программа "PERETE" использует подпрограммы "GRAD" и "GRAD1", которые определяют распределение давления в газожидкостном потоке по длине насосно-компрессорных труб.

4.24. Структура подпрограммы "GRAD" описана в п. 4.16. настоящего руководства.

4.25. Подпрограмма "GRAD1" рассчитывает распределение давления, начиная с забоя скважины, только в направлении снизу вверх и находит глубину ввода газа в лифт и давление на этой глубине.

Выходными данными этой подпрограммы являются:

DL - глубина ввода газа в лифт и "*PANF*" - давление на глубине ввода газа.

Входные данные являются теми же самыми, что и для подпрограммы "GRAD", за исключением того, что взамен величин "*SIGMA*" включены дополнительно параметры:

PL - давление закачиваемого газа на поверхности, кгс/см²;

PGDT - давление закачиваемого газа на глубине "*DT*", кгс/см²;

GRD - градиент давления закачиваемого газа, кгс/(см²/м);

TIAS - температура закачиваемого газа на устье скважины, °C.

По последним данным примера из приложения 5 на рис. 6 показана зависимость дебита жидкости от расхода газа.

4.26. Тип пусковых и рабочих клапанов, давление зарядки и места их установки определяются согласно "Методике расстановки дуковых клапанов в наклонных газалифтных скважинах". Гипротекнефтегаз, Киев, 1974.

Зависимость дебита жидкости от
расхода газа

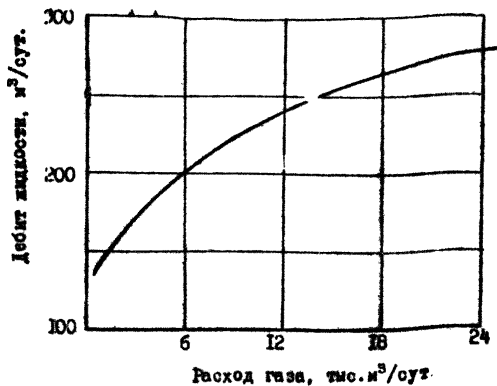


Рис. 6

5. РАСЧЕТ УВЕЛИЧЕНИЯ ДЕБИТА ОТ НАКЛОННОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА

5.1. Увеличение дебита скважины при наклонном вскрытии пласта в сравнении с вертикальным определяется по формуле:

$$\Delta Q = \left(\frac{c_n \frac{R_n}{z} + c_1}{c_n \frac{R_n}{z} + c_1 - c_n} - 1 \right) \cdot 100 ;$$

где ΔQ - увеличение дебита, %;

R_n - радиус контура питания, м;

z - радиус скважины (по долоту), м;

(с)

f_1 - коэффициент несовершенства скважины по степени вскрытия;
 C_2 - псевдоскин-фактор, обусловленный наклонным вскрытием пласта.

5.2. Значения радиуса контура питания принимаются равными половине расстояния между скважинами.

5.3. Значение коэффициента гидродинамического несовершенства по степени вскрытия (C_1), в зависимости от величины параметра $\frac{h}{z} \sqrt{\frac{K}{K_z}}$ (h - толщина пласта, м; z - радиус скважины, м; K, K_z - проницаемость пласта параллельная и перпендикулярная напластованию соответственно, м²) и относительного вскрытия пласта $\frac{h_0}{h}$ (h_0 - вскрытая мощность пласта, м) определяется по графику (рис. 7).

График для определения коэффициента несовершенства по степени вскрытия (C_1)

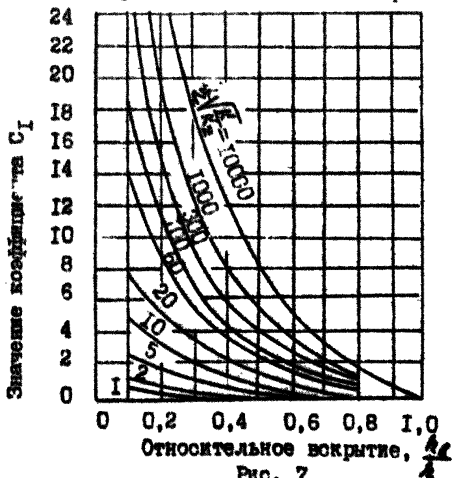


Рис. 7

5.4. Значение коэффициента C_2 определяется по формуле:

$$C_2 = (1,4 L_{np})^{2,08} + (1,02 L_{np})^{2,865} \lg \frac{h_0 \sqrt{\frac{K}{K_z}}}{z \exp(-C_1) 100} \quad (7)$$

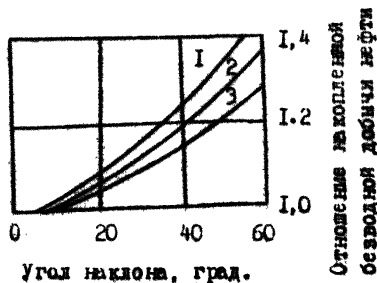
где $L_{np} = a \operatorname{ctg} \sqrt{\frac{K_z}{K}} \cdot \operatorname{ctg} \alpha$ рад.

Для изотропного пласта $L_{np} \approx a$.

5.5. Для залежей с подошвенной водой эффективность наклон-

ного вскрытия проявляется в увеличении накопленной безводной добычи нефти и количественно оценивается по графику (рис. 8).

Отношение накопленной безводной добычи нефти из наклонной скважины к вертикальной



1, 2, 3, — при вскрытии нефтеносной толщи пласта на 0,25; 0,50; 0,75 соответственно.

Рис. 8

Зав. сектором нормоконтроля

Зам. директора СибНИИП

Зав. отделом техники и технологии добычи нефти и газа СибНИИП

М.И.И.

М.С.М.

И.И.И.

Б.И.Артемов

Н.С.Маринин

А.И.Чириков

**ИНТЕРВАЛЫ ВОЗМОЖНЫХ ГЛУБИН УСТАНОВКИ ПОГРУЖНЫХ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ
НАСОСОВ**

Месторождение	Пласт	Возможные интервалы установки насосов по вертикали, м	Интервалы прямолинейных участков (по вертикали), м	
Аганское	Б ₉	1180 - 1400	1180 - 1240	1350 - 1400
Быотринское	Б ₂	960 - 1200	960 - 1010	1150 - 1200
Восточно-Моховое	Б ₁₀	1300 - 1500	1300 - 1350	1450 - 1500
Вахское	Ю ₁	1110 - 1300	1110 - 1170	1240 - 1300
Ватинское	А ₁₋₂	1060 - 1300	1060 - 1120	1240 - 1300
	Б ₈	1300 - 1540	1300 - 1350	1490 - 1540
	Б ₆	1130 - 1330	1130 - 1180	1280 - 1330
Даниловское	Ц ₁	800 - 1000	800 - 860	960 - 1000
Докосовское	Б ₅	760 - 900	760 - 810	850 - 900
Мамонтовское	Б ₁₀	1200 - 1400	1200 - 1250	1350 - 1400
Мегонское	Б ₈	1100 - 1300	1100 - 1150	1250 - 1300
Моргылья-Тетеревское	Ц	1050 - 1300	1050 - 1100	1250 - 1300
Покачёвское	Б ₈	1250 - 1500	1250 - 1350	1450 - 1500
Савуйское	Б ₁₀	1200 - 1400	1200 - 1250	1350 - 1400
Самотлорское	Б ₂₋₃	920 - 1140	920 - 960	1080 - 1140
	А ₄₋₅	920 - 1140	920 - 1140	1080 - 1140
	Б ₈	1140 - 1520	1140 - 1200	1460 - 1520
	Б ₁₀	1140 - 1520	1140 - 1200	1460 - 1520
Советское	Б ₈	1100 - 1400	1100 - 1150	1350 - 1400
	А ₁	1000 - 1200	1000 - 1050	1150 - 1200
Тепловское	Б ₆₋₈	1100 - 1300	1100 - 1150	1250 - 1300
Трёхозёрное	Ц	900 - 1150	900 - 950	1050 - 1150

Месторождение	Ляст	Возможные интервалы установки насосов по вертикали, м	Интервалы прямолинейных участков (по вертикали), м		
Грязевское	Б ₆	8С - 1050	600 - 850	1000 - 1050	
	А ₁₋₂	850 - 1050	850 - 950	1000 - 1050	
Федоровское	Б ₁₀	1200 - 1400	1200 - 1250	1350 - 1400	
Ожно - Балыкское	Б ₁₀	1200 - 1400	1200 - 1250	1350 - 1400	
Ожно-Сургутское	Б ₁₀	1200 - 1400	1200 - 1250	1350 - 1400	
Северо-Покурокое	Б ₈	950 - 1200	950 - 1000	1150 - 1200	
Малое	Б ₁₁	1200 - 1400	1200 - 1250	1350 - 1400	
Холмогорское	Б ₁₀	1200 - 1400	1200 - 1250	1350 - 1400	
Повховское	Б ₈	1200 - 1400	1200 - 1250	1350 - 1400	
Покачевское	А ₁₋₂	800 - 1100	800 - 850	1050 - 1100	
Усть-Балыкское	Б ₁₋₅	1000 - 1200	1000 - 1050	1150 - 1200	
	Б ₁₀	1100 - 1350	1100 - 1150	1300 - 1350	
Западно-Сургутское	Б ₁	1100 - 1350	1100 - 1150	1300 - 1350	
	Б ₂₋₃	1100 - 1350	1100 - 1150	1300 - 1350	
	Б ₁₀	1200 - 1350	1200 - 1250	1300 - 1350	
Солкинокое	Б ₁	900 - 1200	900 - 950	1150 - 1200	
Северо-Варьёганское	Б ₈	1100 - 1350	1100 - 1150	1300 - 1350	
	В ₁	1200 - 1600	1200 - 1250	1550 - 1600	
Стрежевское	В ₁	1200 - 1600	1200 - 1250	1550 - 1600	
Поточное	А ₁₋₂	953 - 1019	953 - 1013	953 - 1013	
	Б ₆	920 - 1080	920 - 970	1030 - 1080	
	Б ₁	1060 - 1280	1060 - 1120	1230 - 1280	

ОБОСНОВАНИЕ РАСЧЕТНЫХ ЗАВИСИМОСТЕЙ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРУЗОК НА ШТАНГИ В НАКЛОННЫХ СКВАЖИНАХ

До глубины спуска штанговых насосов профили наклонных скважин имеют вертикальные участки, участки набора кривизны и стабилизации. Анализ фактических инклинограмм показывает, что при наборе зенитного угла происходит и изменение азимута, т.е. ствол скважины на этом участке искривляется в пространстве.

Строгое аналитическое выражение для определения продольных усилий при пространственном искривлении колонны штанг в дифференциальной форме имеет вид.

$$\frac{dP}{dL} = q \cos \alpha \pm f \sqrt{(P \frac{d\alpha}{dL} + q \sin \alpha)^2 + (P \sin \alpha \frac{d\varphi}{dL})^2}, \quad (1)$$

где dP - прирост продольного усилия на интервале длины dL , Н;

q - вес единицы длины штанг, Н/м;

α - зенитный угол (угол наклона) в конце участка (снизу), рад;

f - коэффициент трения;

P - продольное усилие, приложенное на нижнем конце участка, Н;

$d\alpha, d\varphi$ - изменение зенитного и азимутального углов соответственно, рад.

Знак (+) отвечает случаю движения вверх, (-) - вниз.

Представим уравнение (1) в безразмерной форме с учетом того, что колонна штанг может состоять из ступеней разного диаметра

$$\frac{d\tau}{d\sigma} = \cos \alpha \pm f \sqrt{(\tau \frac{d\alpha}{d\sigma} + \sin \alpha)^2 + (\tau \sin \alpha \frac{d\varphi}{d\sigma})^2}, \quad (2)$$

где $\tau = \frac{P}{q_i L}$; $d\sigma = \frac{dL}{L}$;

q_i - вес единицы длины i -ой ступени штанг, Н/м;

L - длина колонны штанг или другой линейный параметр, м.

В общем случае уравнение (2) решается численным интегрированием, для которого составлена программа (приложение 6).

Для получения приближенного решения в конечных выражениях исходное уравнение (2) линеаризуется. Для этого считается, что

$$\sqrt{1 + \sin^2 d \left(\frac{d\varphi}{ds}\right)^2} \approx \sqrt{1 + \sin^2 d \frac{(d\alpha + d\beta)^2}{2} \left(\frac{A}{\alpha - \beta}\right)^2} = A = \text{const}, \quad (3)$$

где α, β - угол на нижнем и верхнем концах криволинейного участка соответственно, рад;

$\Delta\varphi$ - накопленное (без учета знака) изменение азимутального угла при изменении зенитного угла от β до α , рад.

Далее приравниваются выражения:

$$\left(\varepsilon \frac{d\alpha}{ds} A\right)^2 + 2\varepsilon \frac{d\alpha}{ds} \sin d + \sin^2 d \varepsilon \left(\varepsilon \frac{d\alpha}{ds} A + \frac{1}{2} \sin d\right). \quad (4)$$

За счет указанных допущений пространственное искривление сводится к плоскому криволинейному и уравнение (2) упрощается:

$$\frac{d\varepsilon}{ds} = \cos d \pm f \left(\varepsilon A \frac{d\alpha}{ds} + \frac{1}{2} \sin d \right). \quad (5)$$

В зависимости от формы криволинейного участка (вогнутый, выпуклый) и знака слагаемого $\left(\varepsilon A \frac{d\alpha}{ds} + \frac{1}{2} \sin d\right)$, в котором на вогнутых участках множитель $\frac{d\alpha}{ds}$ отрицателен (угла наклона в нижней части больше, чем в верхней), а на выпуклых положительна, решается та или иная разновидность уравнения (5).

На вогнутых участках знак (+) перед слагаемым в скобках берется при движении вверх, когда штанги лежат на нижней стенке

$\left(\varepsilon A \frac{d\alpha}{ds} < \frac{1}{2} \sin d\right)$, и при движении вниз, когда штанги прижаты

к верхней стенке $\left(\varepsilon A \frac{d\alpha}{ds} > \frac{1}{2} \sin d\right)$. Знак (-) - штанги

прижаты к верхней стенке ($\tau A \frac{dh}{ds} > f \sin \alpha$) при движении вверх или лежат на нижней стенке ($\tau A \frac{dh}{ds} < f \sin \alpha$) при движении вниз.

Ниже излагается подробный вывод расчетных зависимостей при движении штанг вверх на вогнутом участке, когда они лежат на нижней стенке. В этом случае

$$\frac{d\tau}{ds} = \cos \alpha + f \tau A \frac{dh}{ds} + \frac{f}{A} \sin \alpha. \quad (6)$$

Так как $ds = \frac{dL}{L}$ положительно, а dh отрицательно, то $dh = -\frac{R}{L} d\alpha$ (R - радиус кривизны по зенитному углу, м).

$$\frac{d\tau}{d\alpha} - f \tau A = -\frac{R}{L} \cos \alpha - \frac{R}{L} \frac{f}{A} \sin \alpha. \quad (7)$$

Уравнение (7) допускает интегрирующий множитель и имеет общее решение:

$$\begin{aligned} \tau &= \exp(fAL) \left[\int \exp(-fAL) \left(-\frac{R}{L} \cos \alpha - \frac{R}{L} \frac{f}{A} \sin \alpha \right) d\alpha + C \right] \\ &= \frac{R}{L} \exp(fAL) \left\{ \frac{e^{-fAL}}{(1+f^2A^2)} \left[(1-f^2) \sin \alpha - \frac{f(1+A^2)}{A} \cos \alpha \right] - \frac{1}{R} C \right\}. \end{aligned} \quad (8)$$

Решение (8) определяет статическую нагрузку. Однако при движении штанговой колонны возникает дополнительные нагрузки, зависящие от числа качаний - n (кач./мин) и длины хода плунжера - S (м).

Согласно СТИ 59-00-007-78 "Методика анализа работы насосного фонда скважин нефтяных месторождений Западной Сибири" (СибНИИП, Тюмень, 1979) периодическая работа колонны штанг учитывается введением множителя $(1 + \frac{Sn}{137})$ к статической нагрузке. Таким образом,

$$\tau = (1 + \frac{Sn}{137}) \frac{R}{L} \exp(fAL) \left\{ \frac{e^{-fAL}}{(1+f^2A^2)} \left[(1-f^2) \sin \alpha - \frac{f(1+A^2)}{A} \cos \alpha \right] - \frac{1}{R} C \right\}. \quad (9)$$

Постоянная C находится из условия, что на нижнем конце $z = z_H$
 $z = z_H$.

$$C = \frac{z_H \exp(-f A z_H)}{1 + \frac{f z_H}{137}} + \frac{R \exp(-f A z_H)}{L(1 + f^2 \rho^2)} \left[(1 - f^2) \sin d_H - \frac{f(1 + A^2)}{\rho} \operatorname{Card}_H \right] \quad (D)$$

После подстановки значения постоянной C в уравнение (9) и перехода к размерным нагрузкам

$$P_B = P_H \exp(-f A (d_H - d_0)) + \frac{f z_H}{137} R \left(\frac{\exp(-f A (d_H - d_0))}{1 + f^2 \rho^2} \times \right. \\ \left. \times \left[(1 - f^2) \sin d_H - \frac{f(1 + A^2)}{\rho} \operatorname{Card}_H \right] + \frac{1}{(1 + f^2 \rho^2)} \left[(1 - f^2) \sin d_0 - \frac{f(1 + A^2)}{\rho} \operatorname{Card}_0 \right] \right) \quad (11)$$

Объединяя (11) с решениями при другом прилегании штанг и направленности их движения, получим:

$$P_B = \frac{f z_H}{137} R \left(1 + \frac{f z_H}{137} \right) \left[\frac{1 - f^2}{1 + f^2 \rho^2} \left(e^{\pm f A (d_H - d_0)} \sin d_H - \sin d_0 \right) + \frac{f(1 + A^2)}{(1 + f^2 \rho^2) \rho} \times \right. \\ \left. \times \left(\operatorname{Card}_0 - e^{\pm f A (d_H - d_0)} \operatorname{Card}_H \right) \right] + P_H e^{\pm f A (d_H - d_0)} \quad (12)$$

Расстановка знаков производится согласно табл. I.

Таблица I

Направление движения	Стенка, к которой прижаты трубы	Знак	
		Перед вторым членом в квадратных скобках	При показателе степени
Вверх	Верхняя	-	+
	Нижняя	+	-
Вниз	Верхняя	+	-
	Нижняя	-	+

На выпуклых участках

$$P_B = \frac{f z_H}{137} R \left(1 + \frac{f z_H}{137} \right) \left[\frac{1 - f^2}{1 + f^2 \rho^2} \left(\sin d_0 - e^{\pm f A (d_0 - d_H)} \sin d_H \right) \pm \right.$$

$$\frac{f(1+A^2)}{(1+f^2A^2)A} \left(e^{\pm fA(d_B - d_H)} \cos d_H - \cos d_B \right) + P_H e^{\pm fA(d_B - d_H)}. \quad (B)$$

В членах с двойным знаком плюс соответствует движению вверх, минус - вниз.

Из формул (12) и (13) следует, что для криволинейных участков безразмерные нагрузки целесообразно выразить через $\xi = \frac{P}{q \cdot R}$.

В этом случае условия прилегания штанг к нижней или верхней

стенке труб вогнутых участков ($\xi A \frac{dd}{ds} < \frac{1}{f} \sin d$ или $\xi A \frac{dd}{ds} > \frac{1}{f} \sin d$) сводятся к отношению $\xi A < \frac{1}{f} \sin d$ или $\xi A > \frac{1}{f} \sin d$ соответственно.

Дополнительными вычислениями выявлено, что при малых

$$\xi_H = \frac{P_H}{q \cdot R \left(1 + \frac{f^2}{137}\right)} < 0,8$$

положение штанг относительно стенок труб при $d=1$ имеет переменный характер, а при $\xi_H \geq 0,8$ они по всей длине вогнутого участка, независимо от направленности движения (вверх или вниз), прижимаются к верхней стенке (рис. 1).

Зависимость угла перехода штанг с нижней отенки на верхнюю от безразмерной нагрузки на нижнем конце угла наклона

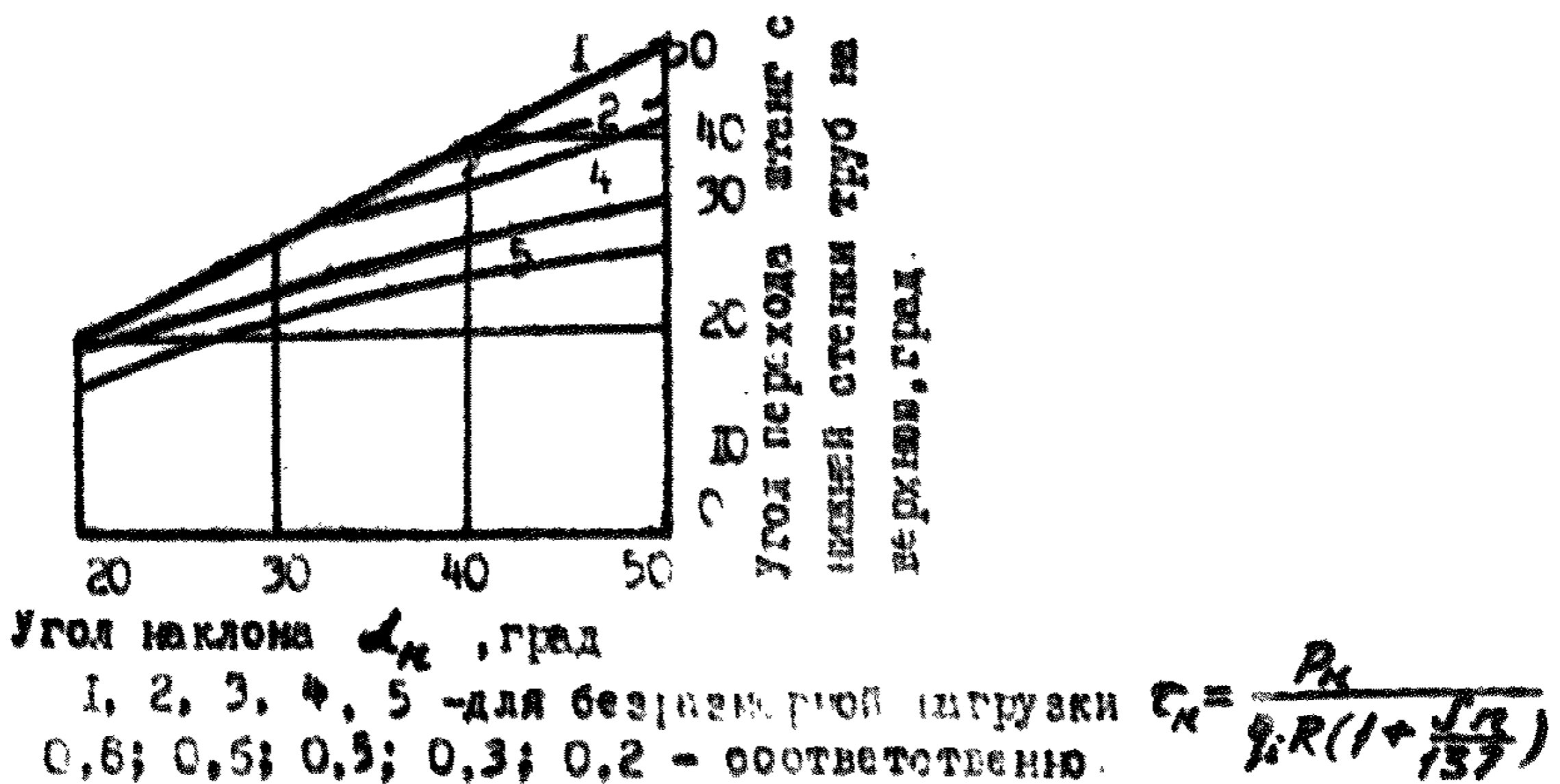


Рис. 1

На фактических профилях наклонных скважин безразмерное продольное усилие в конце интервала набора кривизны τ_k , без учета столба жидкости и силы трения в плунжерной паре, составляет около двух единиц (длина прямолинейно-наклонного участка примерно в 2 раза больше радиуса кривизны). Так как при пространственном искривлении $\Delta > 1$, то условие прижатия штанг к верхней стенке

($\tau A \frac{d_0}{d} > \frac{1}{2} S \sin \alpha$) будет выполняться всюду, где оно соблюдается на плоском криволинейном участке. В совокупности с вышеприведенными исследованиями это позволяет на фактических профилях наклонных скважин считать штанги прижатыми к верхней стенке.

Для оценки точности приближенной формулы (12) вычисления по ней безразмерной нагрузки $\tau_k = \frac{P_0}{2, R(1 + \frac{f}{13})}$ (со знаками, соответствующими прижатию штанг к верхней стенке труб) сопоставлялись с результатами расчетов численным интегрированием на ЭВМ (табл. 2). Принималось $\alpha = 0$; $f = 0,25$; $\frac{d_0}{d} = 2$, движение штанг - вверх.

Таблица 2

Угол наклона α , град	Безразмерная нагрузка $\tau_k = \frac{P_0}{2, R(1 + \frac{f}{13})}$								
	0,2	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0
Ю	<u>0,42</u>	<u>0,74</u>	<u>1,26</u>	<u>1,79</u>	<u>2,32</u>	<u>2,85</u>	<u>3,37</u>	<u>3,90</u>	<u>4,42</u>
	0,38	0,70	1,22	1,74	2,26	2,79	3,31	3,83	4,35
80	<u>0,60</u>	<u>0,93</u>	<u>1,49</u>	<u>2,04</u>	<u>2,59</u>	<u>3,15</u>	<u>3,70</u>	<u>4,26</u>	<u>4,81</u>
	0,56	0,89	1,44	1,99	2,55	3,08	3,63	4,18	4,73
30	<u>0,79</u>	<u>1,13</u>	<u>1,72</u>	<u>2,30</u>	<u>2,89</u>	<u>3,48</u>	<u>4,06</u>	<u>4,65</u>	<u>5,23</u>
	0,74	1,08	1,66	2,24	2,82	3,40	3,98	4,56	5,14
40	<u>0,97</u>	<u>1,33</u>	<u>1,95</u>	<u>2,58</u>	<u>3,20</u>	<u>3,83</u>	<u>4,47</u>	<u>5,08</u>	<u>5,71</u>
	0,90	1,27	1,89	2,51	3,12	3,74	4,36	4,98	5,60
50	<u>1,14</u>	<u>1,52</u>	<u>2,19</u>	<u>2,86</u>	<u>3,54</u>	<u>4,21</u>	<u>4,89</u>	<u>5,56</u>	<u>6,24</u>
	1,06	1,46	2,13	2,79	3,46	4,13	4,79	5,46	6,12

Примечание. В числителе указаны значения, рассчитанные численным интегрированием; в знаменателе - с использованием приближенной формулы (12)

Приближенные и точные вычисления хорошо согласуются (табл.2). Исследования показали, что множитель в квадратных скобках формулы (12) близок к величине $(d_N - d_B)$ в радианах.

Следовательно,

$$P_B \approx \left(1 + \frac{f_N}{137}\right) P_{шт}^{кр} + P_N e^{\pm f A (d_N - d_B)} \quad (14)$$

где $P_{шт}^{кр}$ - вес штанг в жидкости на криволинейном участке, Н.

Для другой составной части профиля наклонной скважины - наклонно-прямолинейного участка в уравнении (2) следует принять $\frac{d\alpha}{d\beta} = 0$; $\frac{d\beta}{d\beta} = 0$.

Тогда можно получить

$$P_B = \left(1 + \frac{f_N}{137}\right) P_{шт}^N (\cos \alpha \pm f \sin \alpha) + P_N \quad (15)$$

где $P_{шт}^N$ - вес штанг в жидкости на прямолинейном участке, Н.

РАСЧЕТНАЯ МОДЕЛЬ ДВИЖЕНИЯ ГАЗОЖИДКОСТНОГО ПОТОКА В НАКЛОННОЙ СКВАЖИНЕ

Исследования, проведенные в лабораторных и промышленных условиях, свидетельствуют о снижении эффективности лифтирования жидкости в наклонной скважине из-за роста непроизводительных потерь давления (на трение, проскальзывание и взаимодействие газовых включений со стенкой лифта). Для фонтанных скважин это означает уменьшение длительности периода фонтанирования, а при эксплуатации скважин газлифтным способом снижение эффективности лифтирования жидкости в подъемной колонне приводит к росту энергетических затрат, т.е. к увеличению перепада давления лифте и удельного расхода газа.

Существует ряд методик расчета давления в стволе газлифтной скважины, основой которых являются эмпирические зависимости или физические законы, выраженные в математической форме с некоторыми допущениями.

Для конкретного месторождения или группы месторождений целесообразно выбрать за основу одну из методик и сопоставлением фактических и расчетных показателей газлифта определить эмпирические коэффициенты для ее корректировки.

На месторождениях Западной Сибири с газлифтной добычей нефти нашел широкое применение метод Баксеццелла-Томаса, с помощью которого рассчитывается движение газожидкостного потока в стволе скважины. После корректировки данного метода, применительно к условиям месторождений Западной Сибири, уравнение для расчета градиента давления имеет следующий вид:

$$\frac{dP}{dh} = g\rho_{em}(1+K), \quad (1)$$

где $\frac{dP}{dh}$ - градиент давления на участке лифта, Па/м;

g - ускорение свободного падения, м/с²;
 $\rho_{см}$ - плотность газожидкостной смеси, кг/м³;

$$K = \frac{K_{ag} \cdot f \cdot \rho_{ж}^2 M^2}{2,25 \cdot 10^8 \rho_{см}^2 d^5 \cos \alpha} \quad (2)$$

где K_{ag} - адаптационный коэффициент (для месторождений Западной Сибири);

f - обобщенный коэффициент трения;

$\rho_{ж}$ - дебит жидкости, м³/сут;

M - общая масса газа, нефти и воды, добываемых с 1 м³ жидкости, кг/м³;

d - внутренний диаметр подъемной колонны, м;

α - угол наклона ствола скважины к вертикали, град.

Плотность газожидкостной смеси рассчитывается по формуле:

$$\rho_{см} = \frac{[\rho_{но} + \rho_{г} (G + \Gamma)] (1 - B) + \rho_{в} B}{\nu_{г} (1 - B) + B + (G + \Gamma \cdot z) (1 - B) \frac{\rho_{г} T \cdot Z}{P T_0}} \quad (3)$$

где $\rho_{но}$, $\rho_{г}$, $\rho_{в}$ - соответственно плотности нефти, газа и воды в нормальных условиях, кг/м³;

G - удельный расход закачиваемого газа по нефти, м³/м³;

Γ - пластовый газовый фактор, м³/м³;

B - обводненность продукции;

$\nu_{г}$ - объемный коэффициент нефти при давлении P и температуре T ;

z - количество растворенного газа в нефти при давлении P и температуре T , м³/м³;

P_0, T_0 - давление и температура в нормальных условиях, соответственно МПа, °К;

Z - коэффициент сжимаемости газа при давлении P и температуре T .

Общая масса газа, нефти и воды (М) определяется числителем формулы (3). Выражение для вычисления обобщенного коэффициента трения следующее:

$$f = 3,368 \cdot 10^{-5} \cdot a^{-3,6} \exp[0,302 (\ln 14,437a)^2], \quad (4)$$

где $a = 0,572 \cdot 10^{-6} \frac{q_{ж \cdot M}}{d}$.

Данная методика предполагает наличие данных $\beta_{ж}$, z , z_1 в зависимости от давления и температуры. Как правило, эти зависимости либо определяют экспериментально, либо рассчитывают по эмпирическим формулам.

При расчете по приведенным формулам (1-4) потери энергии определяются в зависимости от физических свойств движущегося потока. При этом рассматриваются не истинные плотности отдельных фаз (нефти, воды, газа), а общая плотность газожидкостной смеси, определяемая без учета проскальзывания газа. Все произведенные потери энергии, в том числе потери на трение и проскальзывание газа, определяются только одним обобщенным коэффициентом трения f . Анализ фактических результатов замера давления по скважинам Западной Сибири показал расхождения по сравнению с расчетными значениями по методу Баксменделла-Томаса. Для повышения точности определения обобщенного коэффициента трения производилась оценка влияния различных факторов на величину f . Было выяснено, что кроме параметра "а" на обобщенный коэффициент трения оказывают влияние следующие параметры: диаметр подъемной колонны, угол наклона лифта к вертикали и газоосодержание в потоке. С использованием фактических замеров давления в газлифтных скважинах был получен адаптационный коэффициент, охватывающий все вышеперечисленные параметры.

$$K_{ag} = K_a \cdot K_z \cdot K_{\beta}, \quad (5)$$

$$\text{где } K_d = 0,6 - 0,12(64,49d - 1,6)(\ln a - 3); \quad (6)$$

$$K_k = (0,309 \cos d - 0,309)(a - 10) + 1; \quad (7)$$

$$K_B = 1 + 0,275 \beta^2 - 0,33 \beta + 0,075)(a - 10); \quad (8)$$

$$A = \frac{P_0 \cdot T \cdot \gamma}{\rho \rho \delta} (\theta + \gamma - \nu)(1 - B) q_{\text{ж}}. \quad (9)$$

здесь K_d - поправочный коэффициент на диаметр подъемной колонны;

K_k - поправочный коэффициент на кривизну ствола скважины;

K_B - поправочный коэффициент на газосодержание;

B - расходное газосодержание потока.

Величина δ в формуле (9) определяется знаменателем зависимости (3). Адаптация методики движения газожидкостной смеси в скважинах проведена в следующих диапазонах изменения величины a : 0,25-4 - для диаметра подъемника 50 и 62 мм; 2-8 - для диаметра подъемника 76 мм.

ПРОГРАММА RASPS ДЛЯ РАСЧЕТА ДАВЛЕНИЯ В ГАЗЛИСТОЙ
СКВАЖИНЕ

```

COMMON/SGRAD/TEM, GLR, SIGMAH, GPRS, NUP, TS, PS, DGR, WGR, GGR, WC, DIN,
1 DOIN, DT, TVD, DD, QLIQ
COMMON/DATA/PWH, TWF, TWH
1111 IR=5
3000 READ(IR, 3000, END=788) SKW
      FORMAT(I6)
      READ(IR, 2875) OGR, WGR, GGR, WC
      READ(IR, 1010) DIN, DOIN, DT, TVD, DD, PWH
      READ(IR, 2875) TWF, TWH, FGOR, QLIQ, GLR, NUP
2875 FORMAT(5F10.3, I2)
1010 FORMAT(6F10.3)
      IW=6
      WRITE(IW, 10)
10  FORMAT(2X, 'ВХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ СКВАЖИНЫ', //, 2X, 23(1H-))
      IF(DOIN, GT, 0) GO TO 30
      WRITE(IW, 20) DIN
20  FORMAT(5X, 'ПОТОК В НКТ', //, 5X, 'ВНУТР. ДИАМ. НКТ', 22X, F10.3, 1X, 2HIN)
      GO TO 50
30  WRITE(IW, 40) DIN, DOIN
40  FORMAT(5X, 'ПОТОК ПО КОЛЬЦУ', //, 5X, 'ВНУТР. ДИАМ. ОБСАДНЫХ ТРУБ', 12X, F10.3, 1X, 2HIN, 8X, 'НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР НКТ', 26X, F10.3, 1X, 2HIN)
50  WRITE(IW, 60) OGR, PWH, WGR, TWF, GGR, TWH
60  FORMAT(5X, 'УДЕЛЬНЫЙ ВЕС НЕФТИ', 18X, F10.3, 11X, 'БУФЕРНОЕ ДАВЛЕНИЕ', 20X, F10.2, 1X, 'КГ/СМ2', //, 5X, 'УДЕЛЬНЫЙ ВЕС ВОДЫ', 19X, F10.3, 11X, 'ЗАБОРНАЯ ТЕМПЕРАТУРА', 26X, F10.2, 'ГРАД.С', //, 5X, 'УДЕЛЬНЫЙ ВЕС ПЛАСТОВОГО ГАЗА', 8X, F10.3, 11X, 'ТЕМПЕРАТУРА ПОТОКА В УСТЬЕ СКВАЖИНЫ', 11X, F10.2, 1X, 'ГРАД.С')
70  WRITE(IW, 70) WC, QLIQ, DT, TVD, DD, FGOR, GLR
      FORMAT(5X, 'ОБВОДНЕННОСТЬ СКВАЖИНЫ', 14X, F10.3, 11X, 'ДЕБИТ СКВАЖИНЫ', 132X, F10.2, 1X, 'М3/СУТ', //, 5X, 'ГЛУБИНА СПУСКА НКТ', 18X, F10.0, 1X, 1HM, 9X, 'ГЛУБИНА СКВАЖИНЫ', 30X, F10.0, 1X, 1HM, //, 5X, 'ДЛИНА СКВАЖИНЫ', 22X, F10.0, 1X, 1HM, 9X, 'ПЛАСТОВЫЙ ГАЗОНЕФТЯНОЙ ФАКТОР', 17X, F10.3, 1X, 1HM, 3X, 'М3/М3', 4X, //, 5X, 'УД. РАСХОД ГАЗА ПО ЖИКОСТИ', 18X, F10.3, 1X, 'М3/М3')
      DIN, DOIN-ВНУТРЕННИЙ И НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТРЫ НКТ, ДЮМ
      OGR, WGR, GGR-ОТНОСИТЕЛЬНЫЕ ПЛОТНОСТИ НЕФТИ, ВОДЫ И ПЛАСТОВОГО ГАЗА
      DT, TVD, DD-ГЛУБИНА СПУСКА НКТ, ГЛУБИНА СКВАЖИНЫ, ДЛИНА СКВАЖИНЫ, М
      TWF, TWH-ТЕМПЕРАТУРЫ ЗАБОРНАЯ И ПОТОКА В УСТЬЕ СКВАЖИНЫ, ГРАД.С
      PWH-БУФЕРНОЕ ДАВЛЕНИЕ, КГС/СМ2
      GLR, FGOR-УД. РАСХОД ГАЗА ПО ЖИКОСТИ, ПЛАСТОВЫЙ ГАЗОНЕФТ. ФАКТОР, М3/М3
      QLIQ-ДЕБИТ СКВАЖИНЫ, М3/СУТ
      WC-ОБВОДНЕННОСТЬ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИНЫ
      TS=32.
      PS=14.6955
      SIGMAH=0.
      IF(NUP, EQ, 1) SIGMAH=TVD*3.28084
      TEM=(TWF+TWH)*0.9+32.

GPRS=PWH*14.2233
GLR=FGOR*5.6143*(1.-WC)+5.6143*GLR
QLIQ=QLIQ*6.2905
DD=DD*3.28084
TVD=TVD*3.28084
DT=DT*3.28084
WRITE(IW, 5020) SKW
5020 FORMAT(1X, 30(1H=), //, 1X, 1H1.6H N, //, 1H1, 10H DL, //, 1H1.
110H PGAGE, //, 1H1, //, 1X, 1H1.6H СКВ, //, 1H1, 10H ГЛУБИНА, //, 21H, 10H ДАВЛЕНИЕ, 1H1, //, 1X, 30(1H=), //, 1X, 1H1, 16, 1H1, 21X, 1H1)
CALL GRAD1(DL, PGAGE)
DLM=DL/3.28084
PGM=PGAGE/14.2233
WRITE(IW, 100) DLM, PGM
100 FORMAT(1X, 1H1, 6X, 1H1, F10.2, 1H1, F10.2, 1H1)
WRITE(IW, 130)
130 FORMAT(1X, 30(1H=), //, 1X, 1H1)

```

GO TO 1111
 788 STOP
 END

```

SUBROUTINE GRAD1(DL,PGAGE)
COMMON/SGRAD/TEM,GLR,SIGMAH,GPRS,NUP,TS,PS,OGR,WGR,GGR,WC,DIN,DOIN
1,DT,TVD,DD,QLIQ
10 IM=6
C1 = 1.4736E-05
API=(141.5/OGR)-131.5
C3 = 0.06219
F3 = -3.6
TSA = TS + 460.
C2 = PS / TSA
E1 = 0.0125 * API
C7 = ( GGR / OGR )**0.5
AZ = 290. * GGR + 188.
RHOGAS=0.08068*GGR
RHOIL = 62.4 * OGR
RHOWAT = 62.4 * WGR
DPF=0.1
IF(NUP.EQ.1)DPF=-DPF
TAVG = TEM + 460.
CC = 1.0 - WC
E2 = 0.00091 * TEM
C6 = 10.**E1 / ( 18. * 10.**E2 )
C8 = 1.25 * TEM
RZ = TAVG / ( TSA * AZ )
CZ = 0.0694 - 17.6 * BZ
EZ = 214. * BZ
PGAGE=GPRS
DELP=GPRS*DPF
PAVG=GPRS-DELP/2.0+PS
IF(OC.GT.(.))GO TO 27
26 RS = 0.0
GOR = 0.0
BO = 1.0
COIL = 0.0
QWAT = QLIQ
GO TO 25
27 GOR = GLR / OC
COIL = QLIQ * OC
QWAT = QLIQ * WC
25 GLRQW = GLR * ( COIL + QWAT )
CMESS = RHOGAS*GLRQW + 5.6146*( RHOIL*COIL + RHOWAT*QWAT
DIF = DIN / 12.
DOF = DOIN / 12.
DSQ = DIF**2 - DOF**2
DP = C1 / DSQ
ISKIP=0
28 DZ=0.022*PAVG/PS-3.5
ZAVG = CZ * DZ**2 + EZ + 0.150

IF(OC.EQ.0.)GO TO 30
29 RS = GGR * ( C6 * PAVG )**1.205
IF((GOR-RS).LE.0.)GO TO 31
19 F=RS*C7+C8
BO = 0.972 + 0.000147 * F**1.175
GO TO 30
31 F = GOR * C7 + C8
BO = 0.972 + 0.000147 * F**1.175
30 FBIG = BO
63 QMD = 1.0E-06 * CMESS / ( DIF + DOF )
DRHOV = 1.4737E-05 * CMESS / ( DIF + DOF )
20 IF ( GOR - RS ) 33, 33, 32
32 VOLMIX = 5.6146 * ( QWAT + FBIG * COIL ) + ( C2 /
PAVG * TAVG * ZAVG ) * ( GLRQW - RS * COIL )

```

```

BET=(C2/PAVG+1AVG+ZAVG)*(GLRQOW-RS+QOIL)
BETA=BET/VOLMIX
GO TO 34
33 VOLMIX = 5.6146 * ( QWAT + FBIG + QOIL
BETA=0.
34 COSAL=TYD/DD
DIP=DIN
IF(DOIN.GT.2.)DIP=2.991
QMDL=ALOG(QMD)
COFD=0.6-0.12*(1.638*DTP-1.6)*(QMDL-3.)
COFBET=1.+(0.275*BETA**2-0.33*BETA+0.075)*(QMD-10.)
COFALF=(0.309*COSAL-0.309)*(QMD-10.)+1.
IF(QMD-2.8)73,70,70
73 FSMALL=54.*(DRHOV)**E3*EXP(0.302*(ALOG(DRHOV))**2)
FSMALL=FSMALL*COFD*COFBET*COFALF.
GO TO 30
70 FLN=0.174445689/QMDL-5.1170435-0.144443517*QMDL
FSMALL=EXP(FLN)
FSMAL=54.*(DRHOV)**E3*EXP(0.302*(ALOG(DRHOV))**2)
FSMAL=FSMAL*COFD*COFBET*COFALF
IF((FSMALL-FSMAL).LE.0.)FSMALL=FSMAL
39 PCK=(DD/TVD)*FSMALL*CMESS**2/(7.413E+10*DSQ**2+DIF-DOF)
40 RHOMIX = CMES / VOLMIX
DENOM = RHOMIX + PCK / RHOMIX
DELH = 144. *DELP / DENOM
DL=DFLN+SIGMAH
SIGMAH=DL
PGAGE=PGAGE+DELP
DIFH=DT-DL
IF(NUP.EQ.1)DIFH=-DIFH
IF(ISKIP.EQ.1)RETURN
IF(DIFH)68,42,43
68 ISKIP=1
DELPI=((DELH+DIFH)/DELH)*DELP

IF(NUP.EQ.1)DELPI=((DELH-DIFH)/DELH)*DELP
PAVG=PAVG-DELP
PGAGE=PGAGE-DELP
SIGMAH=DL-DELH
DELP=DELPI
PAVG=PAVG+DELPI
GO TO 28
42 RETURN
43 DELP=PGAGE*DPF
PAVG=PAVG+DELP
DLM=DL/3.28084
PGM=PGAGE/14.2233
WRITE(IW,110)DLM,PGM
110 FORMAT(1X,1HI,6X,1HI,F10.2,1HI,F10.2,1HI)
111 GO TO 28
END

```

 ВХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ СКВАЖИНЫ

ПОТОК ПО КОЛЬЦУ
 ВНУТР. ДИАМ. ОБЪЕДАНН. ТРУБ 2.992 IN
 УДЕЛЬНАЯ ВЕС. НЕФТИ 0.841
 УДЕЛЬНАЯ ВЕС. ВОДЫ 1.010
 УДЕЛЬНАЯ ВЕС. ПЛАСТОВОГО ГАЗА 1.098
 ОБЪЕДИНЕННОСТЬ СКВАЖИНЫ 0.924
 ГЛУБИНА СПУСКА НКТ 1461. M
 ДЛИНА СКВАЖИНЫ 1461. M
 УД. РАСХОД ГАЗА ПО ЖИКОСТИ 100.000 M³/M³

НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР НКТ
 БУФЕРНОЕ ДАВЛЕНИЕ
 ЗАБОРНАЯ ТЕМПЕРАТУРА
 ТЕМПЕРАТУРА ПОТОКА В УСТЬЕ СКВАЖИНЫ
 ДЕБИТ СКВАЖИНЫ
 ГЛУБИНА СКВАЖИНЫ
 ПЛАСТОВЫЙ ГАЗОНЕФТЯНОЙ ФАКТОР

0.0 IN
 15.00 КГ/СМ²
 78.00 ГРАД. С
 45.00 ГРАД. С
 200.00 M³/СУТ
 1461. M
 59.200 M³/M³

№ СКВ.	DL	PGAGE
ГЛУБИНА	ДАВЛЕНИЕ	
550		
	67.761	16.501
	140.561	18.151
	218.191	19.961
	300.621	21.961
	387.031	24.161
	477.761	26.571
	572.461	29.231
	670.741	32.151
	772.731	35.371
	878.151	38.911
	986.991	42.801
	1099.231	47.081
	1214.941	51.781
	1334.241	56.961
	1457.351	62.661
	1461.241	62.841

 ВХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ СКВАЖИНЫ

ПОТОК ПО КОЛЬЦУ
 ВНУТР. ДИАМ. ОБЪЕДАНН. ТРУБ 2.992 IN
 УДЕЛЬНАЯ ВЕС. НЕФТИ 0.841
 УДЕЛЬНАЯ ВЕС. ВОДЫ 1.010
 УДЕЛЬНАЯ ВЕС. ПЛАСТОВОГО ГАЗА 1.098
 ОБЪЕДИНЕННОСТЬ СКВАЖИНЫ 0.924
 ГЛУБИНА СПУСКА НКТ 1461. M
 ДЛИНА СКВАЖИНЫ 1378. M
 УД. РАСХОД ГАЗА ПО ЖИКОСТИ 100.000 M³/M³

НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР НКТ
 БУФЕРНОЕ ДАВЛЕНИЕ
 ЗАБОРНАЯ ТЕМПЕРАТУРА
 ТЕМПЕРАТУРА ПОТОКА В УСТЬЕ СКВАЖИНЫ
 ДЕБИТ СКВАЖИНЫ
 ГЛУБИНА СКВАЖИНЫ
 ПЛАСТОВЫЙ ГАЗОНЕФТЯНОЙ ФАКТОР

0.0 IN
 15.00 КГ/СМ²
 73.00 ГРАД. С
 45.00 ГРАД. С
 200.00 M³/СУТ
 1461. M
 59.200 M³/M³

№ СКВ.	DL	PGAGE
ГЛУБИНА	ДАВЛЕНИЕ	
550		
	60.551	16.501
	126.301	18.151
	197.161	19.961
	272.941	21.961
	353.681	24.161
	438.571	26.571
	528.001	29.231
	621.341	32.151
	719.161	35.371
	820.621	38.911
	925.861	42.801
	1034.841	47.081
	1147.641	51.781
	1264.311	56.961
	1385.011	62.661
	1462.741	62.471

ПРОГРАММА PERFTE ДЛЯ РАСЧЕТА РАБОЧЕЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ
ТАЗИМЕТРИИ СВЯЖИНЫ

```

DIMENSION TITLE(20)
COMMON/ DATA/ GINGR, PWS, PWH, TINS, FGOR, PI, TWF, PGDT, TWH
COMMON/ SGRAD/ TEM, GLR, SIGMAH, GPRS, NUP, TS, PS, OGR, WGR, GGR, WC, DIN, DOIN
1, DT, TVD, DD, OLIO, PG, GGRD
PS = 14.09
TS = 32.
IW=6
IR=5
98 CONTINUE
READ(IR, 700, END=99)(TITLE(I), I=1, 20)
100 FORMAT(20A4)
READ(IR, 100) OGR, WGR, GGR, GINGR, WC
100 FORMAT(5F10.3)
READ(IR, 200) DIN, DOIN, DT, TVD, DD, PG, PWS, PWH
200 FORMAT(8F10.3)
READ(IR, 300) TWF, TWH, TINS, FGOR, PI
300 FORMAT(5F10.3)
CALL INPUT(IW, TITLE)
DT=DT*3.28084
DD=DD*3.28084
TVD=TVD*3.28084
PWS=PWS*14.2233
PWH=PWH*14.2233
TWF=TWF*1.8+32.
TWH=TWH*1.8+32.
FGOR=FGOR*5.6146
PI=PI*0.44226727
TINS=TINS*1.8+32.
PG=PG*14.2233
FGLR=FGOR*(1.-WC)
TEM=(TWF+TWH)/2.
TAVG=(TINS+TWF)/2.
TAVGR=TAVG+460.
PG=PG-200.
PGDTAS=PG+2.2*(PG/100.)*(DT/1000.)
58 PAVG=(PG+PGDTAS)/2.+PS
AZ=290.0*GINGR+188.
BZ=TAVGR/((TS+460.)*AZ)
CZ=0.0694-17.6*BZ
EZ=214.*BZ
DZ=0.022+PAVG/PS-3.5
ZAVG=CZ*DZ+DZ+EZ+0.150
PGDTA=(PG+PS)*EXP((GINGR*DT)/(53.34*TAVGR+ZAVG))
PGDT=PGDTA-PS
IF(ARS(PGDTAS-PGDT).LE.5.)GO TO 59
PGDTAS=PGDT
GO TO 58
57 GGRD=(PGDT-PG)/DT

IF(DIN.GT.1.4.AND.DIN.LE.1.7)OLIQ=150.
IF(DIN.GT.1.9.AND.DIN.LE.2.0)OLIQ=200.
IF(DIN.GT.2.4.AND.DIN.LE.2.9)OLIQ=250
IF(DIN.GT.2.9.AND.DIN.LE.3.1)GO TO 60
IF(DOIN.GT.0)OLIQ=2000.
GO TO 61
60 OLIQ=500
61 STEP=100
IF(OLIQ.EQ.500)STEP=150
IF(OLIQ.EQ.2000)STEP=200
62 PWF=PWS-OLIQ/PI
PWSP=0.1*PWS
IF(PWF.LE.PWSP)GO TO 999
IF(PWF.LE.PGDT)GO TO 70
DT=TVD
GLR=FGLR
GPRS=PWF
CALL GRAD(DL, PGAGE)
GO TO 71
70 PGAGE=PWF
OL=DT

```

```

PT=DL
W=0
SIGMAH=0
GLR=0
P1=100000.
3 CALL GRAD(PGAGE)
  IF(PGAGE.GE.P1)GO TO 64
  IF(PGAGE.GT.GPRSD)GO TO 65
  GLR=GLR1+(GLR-GLR1)*(P1-GPRSD)/(P1-PGAGE)
  GO TO 66
44 WRITE(IW,400)
450 FORMAT(/,2X,'РАСЧЕТЫ ПРЕКРАЩЕНЫ, СЛЕДУЮЩЕЕ УВЕЛИЧЕНИЕ ДЕБИТА ЖИАКО
1 СТЬ СЛИШКОМ ВЫСОКОЕ ДЛЯ ДАННОГО РАЗМЕРА КОЛОННЫ ТРУБ')
  GO TO 98
65 GLR1=GLR
  GLR=GLR+100.
  P1=PGAGE
  SIGMAH=0
  GO TO 63
66 QOIL=QLIQ/6.2905*(1.-WC)
  PWFC=PWS-QLIQ/PI
  PWFH=PWFC/14.2233
  QLIQ1=QLIQ/6.2905
  QGAS=(GLRR-FGLR)*QLIQ/35.3198
  GLR1=QGAS/QLIQ1

  IF(QGAS.LT.0.)GO TO 67
  WRITE(IW,500)QGAS,QOIL,QLIQ1,GLR1,PWFH
500 FORMAT(SX,1NI,4X,F10.3,5X,1NI,5X,F10.3,5X,1NI,5X,F10.3,4X,1NI,5X,F
110 3,11X,1NI,5X,F10.3,9X,1NI,/,5X,114(1H-))
67 QLIQ=QLIQ+STEP
  GO TO 62
699 WRITE(IW,600)
600 FORMAT(/,2X,'РАСЧЕТЫ ПРЕКРАЩЕНЫ, Т.К. ЗАБОЯНОЕ ДАВЛЕНИЕ РWF МЕНЬШЕ
1 ВЕЛИЧИНЫ 0.1PWS')
  GO TO 98
99 STOP
END

SUBROUTINE INPUT(IW,TITLE)
COMMON/DATA/GINGR,PWS,PWH,TINS,FGOR,PI,TWF,PGDT,TWH
COMMON/SGRAD/TEM,GLR,SIGMAH,GPRSD,NUP,TS,PS,OGR,WGR,GGR,WC,DIN,DOIN
1,DT,TVD,DD,QLIQ,PG,GGRD
DIMENSION TITLE(20)
WRITE(IW,20)TITLE
20 FORMAT(1NI,/,2X,20A4,/,2X,'ВХОДНЫЕ ДАННЫЕ СКВАЖИНЫ',/,2X,23(1H-),
1/)
  IF(DOIN.GT.0.)GO TO 40
  WRITE(IW,30)DIN
30 FORMAT(SX,'ПОТОК В НКТ',/,5X,'РАЗМЕР НКТ',26X,F10.3,1X,'АЮММ')
  GO TO 60
40 WRITE(IW,50)DIN,DOIN
50 FORMAT(SX,'ПОТОК В ЗАТРУБЬЕ',/,5X,'ОБСАДНАЯ КОЛОННА',20X,F10.3,1X,
1'АЮММ',4X,'НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР НКТ',26X,F10.3,1X,'АЮММ')
60 WRITE(IW,70)OGR,PG,WGR,PWS,GGR,PWH,GINGR,TWF
70 FORMAT(SX,'ПЛОТНОСТЬ НЕФТИ',21X,F10.3,7X,
1'РАБОЧЕЕ ДАВЛЕНИЕ',30X,F10.3,
21X,6HKG/CM2,/,
35X,'ПЛОТНОСТЬ ВОДЫ',22X,F10.3,7X,
4'ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ',28X,F10.2,1X,6HKG/CM2,/,
55X,'ПЛОТНОСТЬ ПЛАСТОВОГО ГАЗА',11X,F10.3,7X,
6'БУФЕРНОЕ ДАВЛЕНИЕ',29X,F10.2,1X,6HKG/CM2,/,
75X,'ПЛОТНОСТЬ ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА',8X,F10.3,7X,
8'ТЕМПЕРАТУРА НА ЗАБОЕ',26X,F10.2,1X,'ГРАД.С')
  WRITE(IW,80)WC,TWH,DT,TINS,TVD,FGOR,DD,PI
80 FORMAT(SX,'ОБВОДНЕННОСТЬ',23X,F10.3,7X,
1'ТЕМПЕРАТУРА НА БУФЕРЕ',25X,F10.2,1X,'ГРАД.С',/,
25X,'ДЛИНА НКТ',27X,F10.0,1X,1H",5X,
3'ТЕМПЕРАТУРА ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА НА УСТЬЕ',7X,F10.2,1X,'ГРАД.С',/,
45X,'ВЕРТИКАЛЬНАЯ ГЛУБИНА СКВАЖИНЫ',7X,F10.0,1X,1H",5X,
5'ПЛАСТОВЫЙ ГАЗОНЕФТЯНОЙ ФАКТОР',17X,F10.3,1X,6HNMЗ/МЗ,/,
65X,'ДЛИНА СКВАЖИНЫ',22X,F10.0,1X,1H",5X,
7'КОЭФФИЦИЕНТ ПРОДУКТИВНОСТИ',20X,F10.2,1X,'МЗ/СУТ.АТ')
  WRITE(IW,90)
90 FORMAT(/,5X,114(1H-),/,5X,1NI,3X,'ОГАЗ (НМЗ/СУТ)',2X,1NI,3X,'НЕФТ
1Б (МЗ/СУТ)',3X,1NI,1X,'ЖИАКОСТЬ (МЗ/СУТ)',1X,1NI,1X,'УА. РАСХОД ГА
23А (НМЗ/МЗ)',1X,1NI,1X,'ЗАБ. ДАВЛЕНИЕ (КГ/CM2)',1X,1NI,/,5X,114(1H
3=)
  RETURN
END

```

```

SUBROUTINE GRAD1(DL,PGAGE)
COMMON/SGRAD/TEM,GLR,SIGMAH,GPRS,NUP,TS,PS,OGR,WGR,GGR,WC,DIN,DOIN
1,DT,TVD,DD,QLIQ,PG,GGRD
C1 = 1.4736E-05
API=(141.5/OGR)-131.5
C3 = 0.06219
E3 = -3.6
TSA = TS + 460.
C2 = PS / TSA
E1 = 0.0125 * API
C7 = ( GGR / OGR ) ** 0.5
AZ = 290. * GGR + 188.
RHOGAS=0.08068*GGR
RHOOIL = 62.4 * OGR
RHOWAT = 62.4 * WGR
DPF=0.05
TAVG = TEM + 460.
OC = 1.0 - WC
E2 = 0.00091 * TEM
C6 = 10. ** E1 / ( 18. * 10. ** E2 )
C8 = 1.25 * TEM
BZ = TAVG / ( TSA * AZ )
CZ = 0.0694 - 17.6 * BZ
E7 = 214. * BZ
PGAGE=GPRS
DELPG=GPRS*DPF
PAVG=GPRS-DELPG/2.0+PS
IF(OC.GT.0.)GO TO 27
26 RS = 0.0
GOR = 0.0
BO = 1.0
QOIL = 0.0
QWAT = QLIQ
GO TO 25
27 GOR = GLR / OC
QOIL = QLIQ * OC
QWAT = QLIQ * WC
25 GLRQOW = GLR * ( QOIL + QWAT )
CMESS = RHOGAS*GLRQOW + 5.6146*( RHOOIL*QOIL + RHOWAT*QWAT )
DIF = DIN / 12.
DOF = DOIN / 12.
DSQ = DIF**2 - DOF**2
DP = C1 / DSQ
DL=DT
28 PGD=PG+GGRD*DL
DZ = 0.022 * PAVG / PS + 3.5
ZAVG = -CZ * DZ**2 + EZ + 0.150
IF(OC.EQ.0.)GO TO 30
29 RS = GGR * ( C6 + PAVG ) ** 1.205
IF((GOR-RS).LE.0.)GO TO 31
19 F=RS*C7+C8
BO = 0.972 + 0.000147 * F**1.175
GO TO 30
31 F = GOR * C7 + C8
BO = 0.972 + 0.000147 * F**1.175
30 FBIG = BO
63 QMD = 1.0E-06 * CMESS / ( DIF + DOF )
DRHOV = 1.4737E-05 * CMESS / ( DIF + DOF )
20 IF ( GOR - RS ) 33, 33, 32
32 VOLMIX = 5.6146 * ( QWAT + FBIG * QOIL ) + ( C2 /
1 PAVG * TAVG + ZAVG ) * ( GLRQOW - RS * QOIL )
BET=(C2/PAVG*TAVG*ZAVG)*(GLRQOW-RS*QOIL)
BETA=BET/VOLMIX
GO TO 34
33 VOLMIX = 5.6146 * ( QWAT + FBIG * QOIL )
BETA=0.
34 COSAL=TVD/DD
DIP=0IN
IF(DOIN.GT.2.)DIP=2.991
QMDL=ALOG(QMD)
COFD=0.6-0.12*(1.638*DIP-1.6)*(QMDL-3.
COFBET=1.+(0.275*BETA**2-0.33*BETA+0.075)*(QMD-10.)
COFALF=(0.309*COSAL-0.309)*(QMD-10.)+1.
IF(QMD-2.8)73,70,70
73 FSMALL=54.*(DRHOV)**E3*EXP(0.309*(ALOG(DRHOV))**2)
FSMALL=FSMALL*COFD*COFBET*COFALF
GO TO 39
70 FLN=0.174445689/QMDL-5.1170-0.144443312*QMDL
FSMALL = EXP(FLN)

```



```

FSMAL=34.*(DRHOV)**E3*FXP(0.302*(ALOG(DRHOV))**2)
FSMAL=FSMAL*COFD*COFBET*COFALF
IF((FSMAL-FSMAL).LE.0.)FSMAL=FSMAL

39 PCK=(DD/TVD)*FSMALL*CMESS**2/(7.413E+10*DSQ**2*(DIF-DOF))
40 RHOMIX = CMESS / VCLMIX
DENOM   = RHOMIX + PCK / RHOMIX
DELH    = 144. *DELH / DENOM
IF(PGAGE.LT.PGD)GO TO 55
IF(PGAGE.EQ.PGD)RETURN
DL1=DL
DL=DL-DELH
PGAGE1=PGAGE
PGAGE=PGAGE-DELP
DELP=PGAGE*DPF
PAVG=PAVG-DELP
PGD1=PGD
GO TO 28

55 W1=(PGAGE1-PGAGE)/(PGD1-PGD)
W2=1./W1
W3=(DL-DL1)/(PGAGE1-PGAGE)
XPRS=PGAGE1/(1.-W1)-PGD1/(W2-1.)
YDEPTH=DL1+W3*PGAGE1-W3*XPRS
PGAGE=XPRS
NL=YDEPTH
RETURN
END

SUBROUTINE GRAD(PGAGE)
COMMON/SGRAD/TEM, GLR, SIGMAH, GPRS, NUP, TS, PS, OGR, WGR, GGR, WC, DIN, DOIN,
1, DT, TVD, DD, QLIQ, PG, GGRD
C1 = 1.4736E-05
API=(141.5/OGR)-131.5
C3 = 0.06219
E3 = -3.6
TSA = TS + 460.
C2 = PS / TSA
E1 = 0.0125 * API
C7 = (GGR/OGR)**0.5
AZ = 290. * GGR + 188.
RHOGAS=0.08068*GGR
RHO OIL = 62.4 * OGR
RHO WAT = 62.4 * WGR
DPF=0.05
IF(NUP.EQ.1)DPF=-DPF
TAVG = TEM + 460.
OC = 1.0 - WC
E2 = 0.00091 * IEM
C6 = 10.**E1 / (15. + 10.**E2)
C8 = 1.25 * TEM
BZ = TAVG / (TSA + AZ)
CZ = 0.0694 - 17.6 * BZ
EZ = 214. * BZ
PGAGE=GPRS
DELP=GPRS*DPF
PAVG =GPRS + DELP / 2.0 + PS
IF(OC.GT.0.)GO TO 27

26 RS = 0.0
GOR = 0.0
SO = 1.0
QOIL = 0.0
QWAT = QLIQ
GO TO 25

27 GOR = GLR / OC
QOIL = QLIQ * OC
QWAT = QLIQ * WC
25 GLRQOW=GLR*(QOIL+QWAT)
CMESS = RHOGAS+GLRQOW + 5.6146*( RHO OIL+QOIL+RHO WAT+QWAT)
DIF = DIN / 12.
DOF = DOIN / 12.
DSQ = DIF**2 - DOF**2
DP = C1 / DSQ
ISKIP = 0
28 NZ = 0.022 * PAVG / PS + 3.5
ZAVG = CZ * DZ**2 + EZ + 0.150
IF(OC.EQ.0.)GO TO 30

```

```

10 RS = GGR * ( C6 * PAVG ) ** 1.205
   IF ( (GOR - R1) .LE. 0. ) GO TO 31
19 F = RS * C7 + C8
   RO = 0.972 + 0.000147 * F ** 1.175
   GO TO 30
31 F = GOR * C7 + C8
   RO = 0.972 + 0.000147 * F ** 1.175
20 FBIG = BO
21 CMD = 1.0E-06 * CMFSS / ( DIF + DOF )
22 DRHOV = 1.4737E-05 * CMESS / ( DIF + DOF )
23 IF ( GOR - RS ) 33, 33, 32
24 VOLMIX = 5.6146 * ( QWAT + FBIG * QOIL ) + ( C2 /
   PAVG + TAVG * ZAVG ) * ( GLRQOW - RS * QOIL )
   BET = ( C2 / PAVG + TAVG * ZAVG ) * ( GLRQOW - RS * QOIL )
   BETA = BET / VOLMIX
   GO TO 34
33 VOLMIX = 5.6146 * ( QWAT + FBIG * QOIL )
   BETA = 0.
34 COSAL = TVD / DD
   DIP = DIN
   IF ( DIN .GT. 2. ) DIP = 2.991
   IF ( DIN .GT. 3. ) DIP = 2.991
   QMDL = ALOG ( QMD )
   COFD = 0.6 - 0.12 * ( 1.638 * DIP - 1.6 ) * ( QMDL - 3. )
   COFBET = 1. + ( 0.275 * BETA ** 2 - 0.33 * BETA + 0.075 ) * ( QMD - 10. )
   COFALF = ( 0.309 * COSAL - 0.309 ) * ( QMD - 10. ) + 1.
   IF ( QMD = 2.8 ) 73, 70, 70
73 FSMALL = 54. * ( DRHOV ) ** E3 * EXP ( 0.302 * ( ALOG ( DRHOV ) ) ** 2 )
   FSMALL = FSMALL * COFD * COFBET * COFALF
   GO TO 39
70 FSMALL = 54. * ( DRHOV ) ** E3 * EXP ( 0.302 * ( ALOG ( DRHOV ) ) ** 2 )
   FSMALL = FSMALL * COFD * COFBET * COFALF
   FLN = 0.174445689 / QMDL - 5.1170435 - 0.144443512 * QMDL
   FSMALL = EXP ( FLN )
   IF ( ( FSMALL - FSMAL ) .LE. 0. ) FSMALL = FSMAL
39 PCK = ( DD / TVD ) * FSMALL * CMESS ** 2 / ( 7.413E+10 * DSQ ** 2 * ( DIF - DOF ) )
40 RHOMIX = CMESS / VOLMIX
   DENOM = RHOMIX + PCK / RHOMIX
   DELH = 144. * DELP / DENOM
   DL = DELH + SIGMAH
   SIGMAH = DL
   PGAGE = PGAGE + DELP
   DIFH = DT - DL
   IF ( NUP .EQ. 1 ) DIFH = -DIFH
   IF ( ISKIP .EQ. 1 ) RETURN
   IF ( DIFH ) 68, 42, 43
68 ISKIP = 1

   DELPI = ( ( DELH + DIFH ) / DELH ) * DELP
   IF ( NUP .EQ. 1 ) DELPI = ( ( DELH - DIFH ) / DELH ) * DELP
   PAVG = PAVG - DELP
   PGAGE = PGAGE - DELP
   SIGMAH = DL - DELH
   DELP = DELPI
   PAVG = PAVG + DELPI
   GO TO 28
42 RETURN
43 DELP = PGAGE + DPF
   PAVG = PAVG + DELP
   GO TO 28
END

```

ПЛАСТ А2-5

ВХОДНЫЕ ДАННЫЕ СКВАЖИНЫ

ПОТОК В НКТ	2.441	АЮМ			
РАЗМЕР НКТ	0.880		РАБОЧЕЕ ДАВЛЕНИЕ		
ПЛОТНОСТЬ НЕФТИ	1.016		ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ	100.000	КГ/СМ2
ПЛОТНОСТЬ ВОДЫ	0.766		БУФЕРНОЕ ДАВЛЕНИЕ	180.00	КГ/СМ2
ПЛОТНОСТЬ ПЛАСТОВОГО ГАЗА	0.660		ТЕМПЕРАТУРА НА ЗАБОЕ	15.00	КГ/СМ2
ПЛОТНОСТЬ ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА	0.600		ТЕМПЕРАТУРА НА БУФЕРЕ	60.00	ГРАД.С
ОБВОДНЕННОСТЬ	1720.	М	ТЕМПЕРАТУРА ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА НА УСТЬЕ	45.00	ГРАД.С
ДЛИНА НКТ	1720.	М	ПЛАСТОВЫЙ ГАЗОНЕФТЯНОЙ ФАКТОР	10.00	ГРАД.С
ВЕРТИКАЛЬНАЯ ГЛУБИНА СКВАЖИНЫ	1720.	М	КОЭФФИЦИЕНТ ПРОДУКТИВНОСТИ	60.830	М3/М3
ДЛИНА СКВАЖИНЫ	1720.	М		3.00	М3/СУТ.АТ

ГАЗ (М3/СУТ)	НЕФТЬ (М3/СУТ)	ЖИКОСТЬ (М3/СУТ)	УА. РАСХОД ГАЗА (М3/М3)	ЗАБ. ДАВЛЕНИЕ (КГ/СМ2)
16.994	81.075	135.124	0.124	174.959
779.289	90.613	151.021	5.160	129.660
1640.376	100.151	166.918	9.827	124.361
2596.642	119.689	182.815	14.204	119.062
3805.493	119.227	198.712	19.151	113.763
5405.801	128.766	214.609	25.189	108.464
7124.000	138.304	230.506	30.906	103.165
8343.910	147.842	246.403	33.863	97.866
11522.195	157.380	262.300	43.927	92.567
15777.145	166.918	278.1	56.712	87.268
25670.379	176.457	294.094	87.116	81.969

РАСЧЕТЫ ПРЕКРАЩЕНЫ. СЛЕДУЮЩЕЕ УВЕЛИЧЕНИЕ ДЕБИТА ЖИКОСТИ СЛИШКОМ ВЫСОКОЕ ДЛЯ ДАННОГО РАЗМЕРА КОЛОННЫ ТРУБ

ПЛАСТ А4-5

ВХОДНЫЕ ДАННЫЕ СКВАЖИНЫ

ПОТОК В НКТ	2.441	АЮМ			
РАЗМЕР НКТ	0.880		РАБОЧЕЕ ДАВЛЕНИЕ		
ПЛОТНОСТЬ НЕФТИ	1.016		ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ	100.000	КГ/СМ2
ПЛОТНОСТЬ ВОДЫ	0.766		БУФЕРНОЕ ДАВЛЕНИЕ	180.00	КГ/СМ2
ПЛОТНОСТЬ ПЛАСТОВОГО ГАЗА	0.660		ТЕМПЕРАТУРА НА ЗАБОЕ	15.00	КГ/СМ2
ПЛОТНОСТЬ ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА	0.600		ТЕМПЕРАТУРА НА БУФЕРЕ	60.00	ГРАД.С
ОБВОДНЕННОСТЬ	1720.	М	ТЕМПЕРАТУРА ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА НА УСТЬЕ	45.00	ГРАД.С
ДЛИНА НКТ	1720.	М	ПЛАСТОВЫЙ ГАЗОНЕФТЯНОЙ ФАКТОР	10.00	ГРАД.С
ВЕРТИКАЛЬНАЯ ГЛУБИНА СКВАЖИНЫ	1720.	М	КОЭФФИЦИЕНТ ПРОДУКТИВНОСТИ	60.830	М3/М3
ДЛИНА СКВАЖИНЫ	1950.	М		3.00	М3/СУТ.АТ

ГАЗ (М3/СУТ)	НЕФТЬ (М3/СУТ)	ЖИКОСТЬ (М3/СУТ)	УА. РАСХОД ГАЗА (М3/М3)	ЗАБ. ДАВЛЕНИЕ (КГ/СМ2)
517.126	81.075	135.124	3.975	174.959
1414.457	90.613	151.021	9.366	129.660
2401.990	100.151	166.918	14.390	124.361
3735.356	109.689	182.815	20.432	119.062
5456.305	119.227	198.712	27.458	113.763
7299.320	128.766	214.609	34.012	108.464
9948.871	138.304	230.506	43.161	103.165
11910.805	147.842	246.403	48.339	97.866
14888.441	157.380	262.300	64.386	92.567
25111.836	166.918	278.197	90.266	87.268

РАСЧЕТЫ ПРЕКРАЩЕНЫ. СЛЕДУЮЩЕЕ УВЕЛИЧЕНИЕ ДЕБИТА ЖИКОСТИ СЛИШКОМ ВЫСОКОЕ ДЛЯ ДАННОГО РАЗМЕРА КОЛОННЫ ТРУБ

Содержание

	Стр.
1. Общие положения	I
2. Профили наклонных скважин	2
3. Эксплуатация наклонных скважин	4
4. Расчет параметров механизированной эксплуатации наклонных скважин	5
5. Расчет увеличения дебита от наклонного вскрытия пласта	15
Приложения	ВВ-40

Руководство
по эксплуатации наклонных скважин Западной Сибири

РД 39-1-1007-84

Отв. за выпуск	В.А.Брейтер
Редактор	Л.Н.Морокова
Подписано в печать	10.03.84.
Формат бумаги 60x84 1/16	
Тираж 110 экз.	Объем 2,0 п.л.
Заказ № 146	

Ротапринт Сибниинп, г.Тюмень, ул.Орджоникидзе, 36