Министерство нефтяной промышленности

РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ НАКЛОННЫХ СКВАЖИН ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

РД 39-1-1007-84

1984

gost.e-ecolog.ru

Министерство нефтяной промышленности

УТВЕРЖДАЮ
Начальник Технического
управления Миннефтепрома
Ю.Н.Байдиков

РУКОВОДСТВО
ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ НАКЛОННЫХ СКВАЖИН
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

РД-39 I-1007-84

НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН:

Сибирским научно-исследовательским институтом нефтяной промышленности (Сибнинип)

Директор Сибнинип Е.П.Ефремов

Ответственный исполнитель:

Зав. лабораторией эксплуатации сложнопостроенных залежей В.С.Евченко

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель директора ВНИИ М.Л.Сургучев

Начальник управления нефтегазодобычи Миннефтепрома В.В.Гатченко

В руководстве характеризуются профили наклонных скважин, предоставлены 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 алгоритм и программы расчета на ЭВМ распределения давления по стволу и рабочих характеристик газлифтных скважин. Предоставлены зависимости для определения увеличения дебита от наклонного вскрытия пласта.

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

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

© Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности (Сибниинп), 1983

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Руководство по эксплуатации наклонных скважин Западной Сибири

РД 39-1-1007-84

Вводится впервые

Приказом Главтюменнефтегаза 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 в газлифтных наклонных скважинах;

определение увеличения добычи нефти от наклонного вскрытия продуктивного пласта.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

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

I.2. Руководство подготовлено с учетом имеющихся отраслевых нормативно-технических документов, ссылки на которые даются в соответствующих разделах.

I.3. Принятый порядок ведения расчета нагрузок на штанги - снизу вверх (от штангового насоса к головке балансира).

I.4. При переходе от одной формы искривления к другой нагрузка от нижерасположенных участков рассматривается для вышележащего как продольное усилие, прикладываемое в нижней точке.

I.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.).

I.6. Наименование и размерность физических величин, указанных в алгоритмах программ, даны в системах измерений, применяемых в нефтепромысловой практике.

2. ПРОФИЛИ НАКЛОННЫХ СКВАЖИН

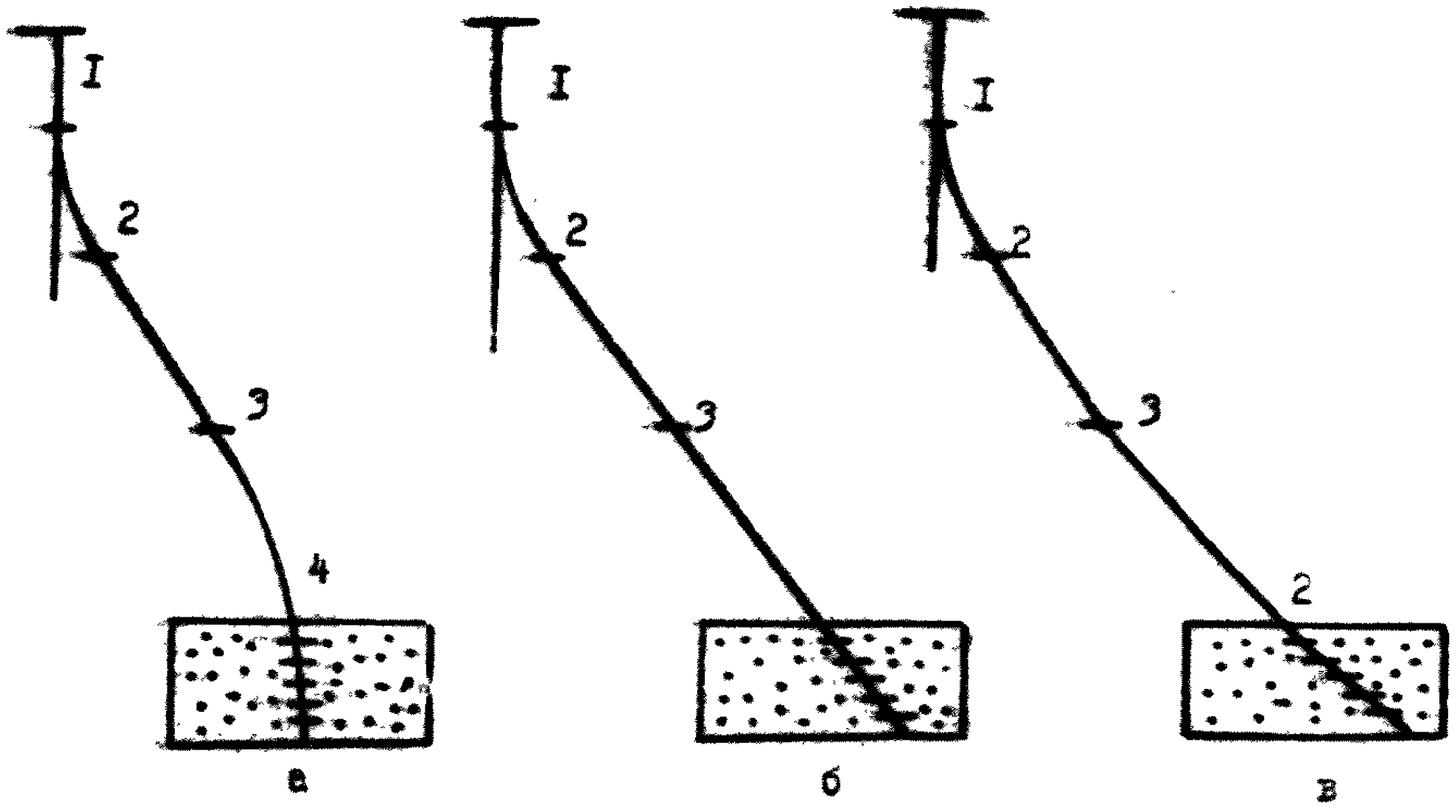
2.I. Профили наклонных скважин (рис. I) включают участки: вертикальный (I), набора кривизны (2), стабилизации (3), падения угла наклона (4).

2.2. Профиль (см. рис. Iа) 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. Iб, Iв), в котором угол наклона до глубины спуска насосного оборудования не превышает 20°, а пласт вскрывается под возможно большим углом.

2.4. Набор наклона до 20° диктуется необходимостью исключения пересечения стволов при разбуривании с кустовых площадок

Профили 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, Сибниинп, 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, Сибниинп, 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, Башнипинефть, 1982).

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

3.5. Эксплуатация штанговых насосов производится в соответствии с "Инструкцией по эксплуатации скважинных штанговых насосов", (Баку, Азнипинефть, 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-I-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 3^0 на 100 м длины ствола, В остальных интервалах допускается интенсивность искривления до 10^0 на 50 м, но не более $2^0 30'$ на 10 м.

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

4. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НАКЛОННЫХ СКВАЖИН

Расчет нагрузок на штанги

4.I. 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 20^0, азимутальное искривление не учитывается.

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

$$P = \left(1 + \frac{Sn}{137}\right) P^{н}_{шт} \left(\cos\alpha \pm f \sin\alpha \right) + P_{н} + P^{ан}_{тр}, \quad (1)$$

где P_g – нагрузка на верхний конец штанг, Н;

S – длина хода плунжера, м;

n – число качаний, кач/мин;

$P_{штанг}^{ж}$ – вес штанг находящейся части наклонного участка в жидкости, Н;

α – угол наклона ствола, рад;

f – коэффициент трения штанг о трубы;

$P_ж$ – вес столба жидкости, Н;

$P_{тр}^{пар}$ – сила трения в плунжерной паре, Н;

4.5. Вес столба жидкости определяется по формуле:

$$P_ж = H_g \cdot \gamma_ж^{ж} \cdot F_{пл}, \qquad (2)$$

где H_g – динамический уровень жидкости, м;

$\gamma_ж^{ж}$ – удельный вес жидкости, Н/м^3;

$F_{пл}$ – площадь плунжера, м^2.

4.6 Сила трения в плунжерной паре находится по графику (рис.2

Трение в паре плунжер-цилиндр
в зависимости от группы посадки

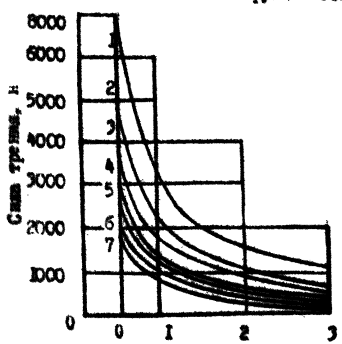


Рис.2

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; 0,15 – с вязкой нефтью.

4.8. В членах с двойным знаком в формулах (I) и в последующем знак (+) соответствует движению вверх, (–) – вниз. При движении вниз $P_{ж}=0$.

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

$$P_{\substack{max\\(min)}} = (1+\frac{Sn}{187})\Big[P^{в}_{шт} + P^{кр}_{шт} + P^{н}_{шт}(Cos\alpha \pm f Sin\alpha)\times$$

$$e^{\pm f\Delta\varphi}\Big] + (P_{ж} + P^{нл}_{пр})e^{\pm f\Delta\varphi} \qquad (3)$$

где $P^{в}_{шт}$ – вес штанг в жидкости на вертикальном участке, Н;

$P^{кр}_{шт}$ – вес штанг в жидкости на криволинейном (набора кривизны) участке, Н;

Δ – параметр искривления участка набора кривизны.

4.10. Величина параметра Δ определяется по формуле:

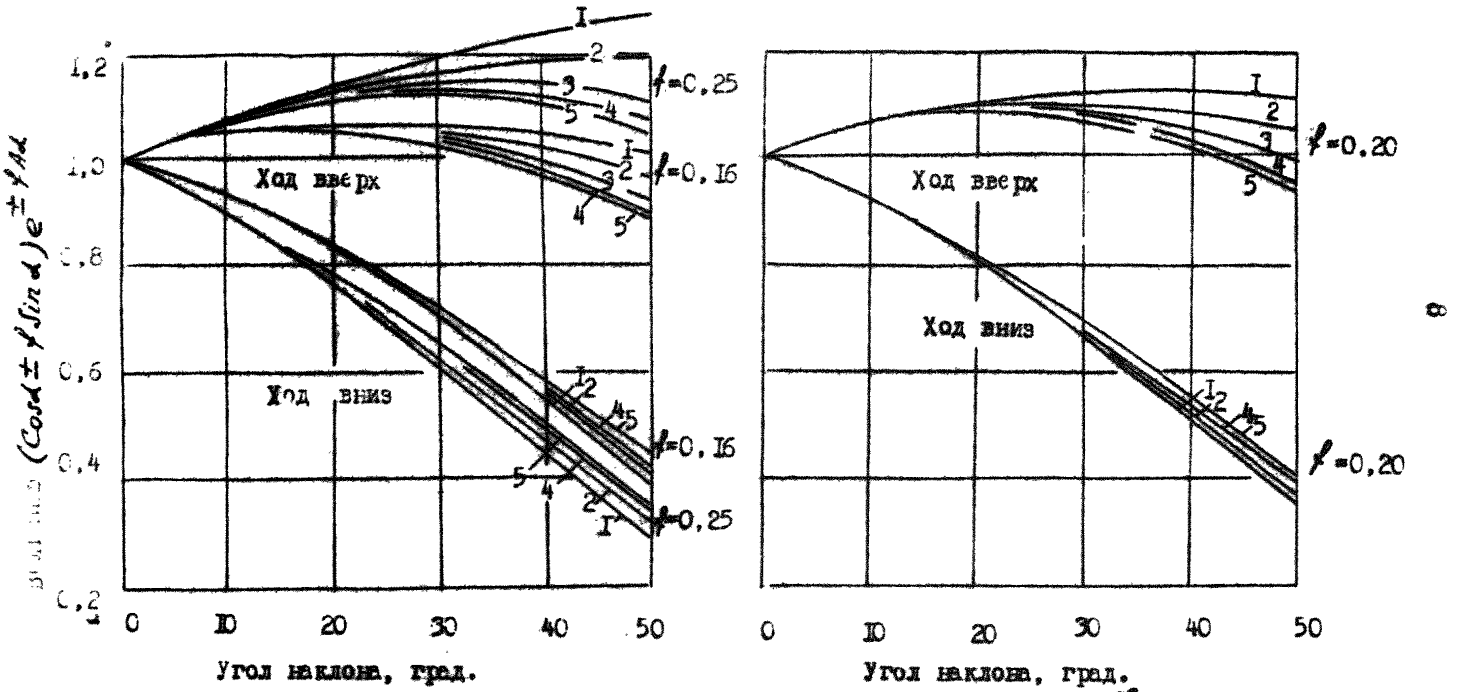
$$\Delta = \sqrt{1+(Sin\frac{\alpha}{2})^2\left(\frac{\Delta\varphi}{\alpha}\right)^2}, \qquad (4)$$

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

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

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

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



I, 2, 3, ... 5 – соответственно при отношении изменения азимута к изменению угла $\frac{\Delta\varphi}{\Delta\alpha}$ = 4, 3, 2, I, 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:

$$\alpha_{пр} = \arccos \frac{H}{L}, \qquad (5)$$

где $\alpha_{пр}$ – 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 составной частью при нахождении любого технологического параметра газлифта. В приложении 4 приводится исходный текст программы "RRCP 5" на языке "фортран IV" с помощью которой осуществляется расчет распределения давления по стволу газлифтного подъемника.

4.15. Входные данные для программы "RRCP 5":

SKW – номер скважины;

OGR – плотность сепарированной нефти $\rho_{но}$, т/м^3;

WGR – плотность пластовой воды $\rho_в$, т/м^3;

GGR – 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;

DD – пробуренная глубина, м;

PWH - буферное давление, кгс/см^2;

TWF - забойная температура в газожидкостном потоке, ^{0}C;

TWH - температура потока на устье скважины, ^{0}C;

FGOR - общий (пластовый плюс закачиваемый) удельный расход газа по нефти, м^3/м^3;

QLIQ - дебит жидкости $q_ж$, м^3/сут;

NUP - логический параметр, определяющий направление расчета.

4.16. Программа "RASP5" 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 "NUP". Если NUP=0, то расчет идет сверху вниз, например, от устья скважины до глубины рабочего клапана; если NUP=1, расчет идет снизу вверх, например, от забоя скважины до устья. Кривизна ствола скважины в расчете определяется через параметры "TVD" и "DD".

4.17. 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.

4.18. На рис. 4 показано влияние угла наклона скважины к вертикали на величину давления в газлифтной скважине на глубине 1800 м. Расчет проведен по программе "RASP5" со следующими исходными данными: диаметр подъемника 6,62 м, дебит жидкости 50 м^3/сут., обводненность продукции 50%, удельный расход газа 100 м^3/м^3, буферное давление 0,5 МПа.

Влияние угла наклона ствола скважины на забойное давление

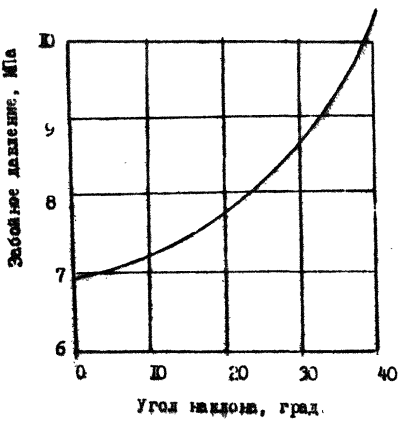


Рис. 4

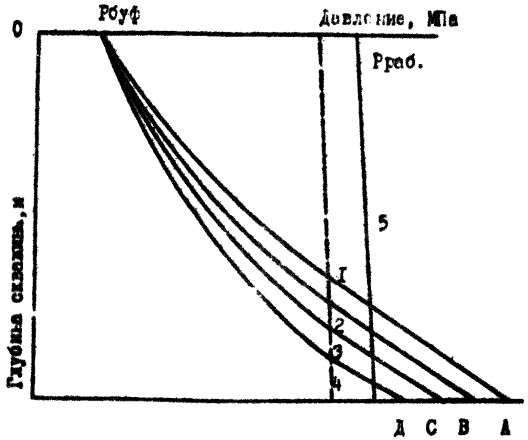
Расчет рабочей характеристики газлифтной скважины

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

4.20. Процесс расчета происходит следующим образом. Задается 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 I, 2, 3, 4, см. рис. 5), после чего рассчитывается количество нагнетаемого газа.

Схема расчёта рабочей характеристики газлифтной скважины.



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

Рис. 5

4.2I. Программа "PERETE" состоит из главной программы и трех подпрограмм: "INPUT", "GRAD" и "GRAD 1".

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

Задаваясь различными расходами жидкости, рассчитывают значения забойного давления. Вызывается подпрограмма "GRAD 1", 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":

OGR – плотность сепарированной нефти, $\rho_{но}$, т/м^3;

WGR – плотность пластовой воды $\rho_в$, т/м^3;

GGR – относительная плотность газа по воздуху;

GINGR – относительная плотность инжектируемого газа по воздуху;

QLIQ – дебит жидкости, м^3/сут;

FOOR – пластовый газовый фактор, м^3/м^3;

WC – обводненность продукции, доли единиц;

TWF – забойная температура в газожидкостном потоке, ^{0}C;

TWH – температура потока в устье скважины, ^{0}C;

TINJ – температура инжектируемого газа на поверхности, ^{0}C;

DT – длина насосно-компрессорных труб, м;

DD – пробуренная глубина, м;

TVD – вертикальная глубина, м;

DIN – внутренний диаметр насосно-компрессорных труб, дюйм;

DOIN – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, дюйм;

PWF – пластовое давление, кгс/см^2;

PI – коэффициент продуктивности, м^3/(сут · кгс/см^2);

PG – давление нагнетаемого газа на поверхности, кгс/см^2.

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.I6. 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 "PGAGE" – давление на глубине ввода газа.

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

PL – давление закачиваемого газа на поверхности, кгс/см^2;

PGDT – давление закачиваемого газа на глубине "DT", кгс/см^2;

GRD – градиент давления закачиваемого газа, кгс/(см^2/м);

TTAS – температура закачиваемого газа на устье скважины, °С.

По исходным 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 пусковых клапанов в наклонных газлифтных скважинах". Гипротюменнефтегаз, Тюмень, 1974.

Зависимость дебита жидкости от расхода газа

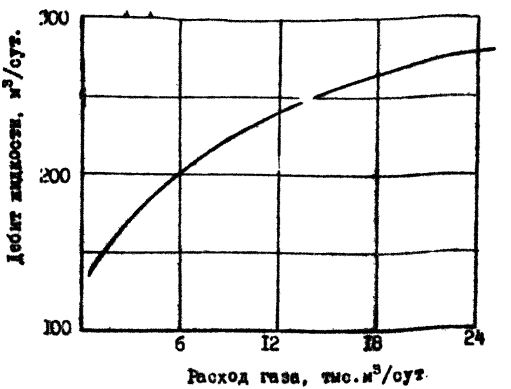


Рис. 6

5. РАСЧЁТ УВЕЛИЧЕНИЯ ДЕБИТА ОТ НАКЛОННОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА

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

$$\Delta Q = \left(\frac{\ell n \frac{R_к}{r_c} + C_1}{\ell n \frac{R_к}{r_c} + C_1 - C_2} - 1 \right) \cdot 100 \; , \qquad (6)$$

где ΔQ - увеличение дебита, %;

$R_к$ - радиус контура питания, м;

r_c - радиус скважины (по долоту), м;

ζ_s – коэффициент несовершенства скважины по степени вскрытия;

C_α – 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_I), в зависимости от величины параметра $\frac{h}{r_c}\sqrt{\frac{K}{K_z}}$ (h – толщина пласта, м; r_c – радиус скважины, м; K, K_z – проницаемость пласта параллельная и перпендикулярная напластованию соответственно, м^2) и относительного вскрытия пласта $\frac{h_a}{h}$ (h_a – вскрытая мощность пласта, м) определяется по графику (рис. 7).

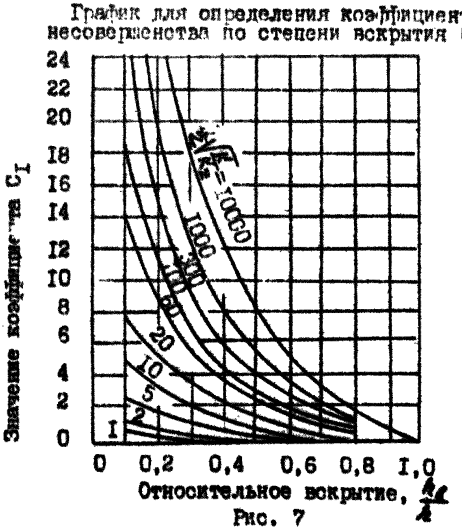


Рис. 7

5.4. Значение коэффициента C_α определяется по формуле:

$$C_\alpha = (1{,}4\,\alpha_{np})^{2.08} + (1{,}02\,\alpha_{np})^{1.865}\,\lg\frac{\frac{h_a}{r_c}\sqrt{\frac{K}{K_z}}}{\exp(-C_I)100}, \qquad (7)$$

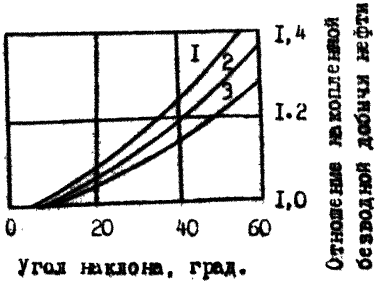
где $\alpha_{np} = arctg\left(\sqrt{\frac{K_z}{K}}\cdot tg\,\alpha\right)$ рад.

Для изотропного пласта $\alpha_{np} \equiv \alpha$.

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



I, 2, 3,- при вскрытии нефтенасыщенной толщины пласта на 0,25; 0,50; 0,75 соответственно.

Рис. 8

Зав. сектором нормоконтроля Б.И.Артемьев

Зам. директора Сибниинп Н.С.Маринин

Зав. отделом техники и технологии добычи нефти и газа Сибниинп А.И.Чириков

ПРИЛОЖЕНИЕ I

ИНТЕРВАЛЫ ВОЗМОЖНЫХ ГЛУБИН УСТАНОВКИ ПОГРУЖНЫХ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

Месторождение	Пласт	Возможные интервалы установки насосов по вертикали, м	Интервалы прямолинейных участков (по вертикали), м	
Аганское	$Б_9$	II80 - I400	II80 - I240	I350 - I400
Быстринское	$Б_2$	960 - I200	950 - I0I0	II50 - I200
Восточно-Моховое	$Б_{I0}$	I300 - I500	I300 - I350	I450 - I500
Вахское	$Ю_I$	III0 - I300	III0 - II70	I240 - I300
Ватинское	$А_{I-2}$	I060 - I300	I060 - II20	I240 - I300
	$Б_8$	I300 - I540	I300 - I350	I490 - I540
	$Б_6$	II30 - I330	II30 - II80	I280 - I330
Даниловское	$П_I$	800 - I000	800 - 850	950 - I000
Локосовское	$Б_5$	760 - 900	760 - 8I0	850 - 900
Мамонтовское	$Б_{I0}$	I200 - I400	I200 - I250	I350 - I400
Мегионское	$Б_8$	II00 - I300	II00 - II50	I250 - I300
Мортымья-Тетеревское	П	I050 - I300	I050 - II00	I250 - I300
Покачёвское	$Б_8$	I250 - I500	I250 - I350	I450 - I500
Савуйское	$Б_{I0}$	I200 - I400	I200 - I250	I350 - I400
Самотлорское	$Ю_{2-3}$	920 - II40	920 - 980	I080 - II40
	$А_{4-5}$	920 - II40	920 - II40	I080 - II40
	$Б_8$	II40 - I520	II40 - I200 I300 - I360	I460 - I520
	$Б_{I0}$	II40 - I520	II40 - I200 I300 - I360	I460 - I520
Советское	$Б_8$	II00 - I400	II00 - II50	I350 - I400
	$А_I$	I000 - I200	I000 - I050	II50 - I200
Тепловское	$Б_{6-8}$	II00 - I300	II00 - II50	I250 - I300
Трёхозёрное	П	900 - II50	900 - 950	I050 - II50

Месторождение	Пласт	Возможные интервалы установки насосов по вертикали, м	Интервалы прямолинейных участков (по вертикали), м	
Урьевское	$Б_6$	8С - I050	600 - 850	I000 - I050
	$А_{I-2}$	850 - I050	850 - 950	I000 - I050
Федоровское	$Б_{I0}$	I200 - I400	I200 - I250	I350 - I400
Южно - Балыкское	$Б_{I0}$	I200 - I400	I200 - I250	I350 - I400
Юльо-Сургутское	$Б_{I0}$	I200 - I400	I200 - I250	I350 - I400
Северо-Покурское	$Б_8$	950 - I200	950 - I000	II50 - I200
Малое	$Б_{II}$	I200 - I400	I200 - I250	I350 - I400
Холмогорское	$Б_{I0}$	I200 - I400	I200 - I250	I350 - I400
Повховское	$Б_8$	I200 - I400	I200 - I250	I350 - I400
Покачевское	$А_{I-2}$	800 - II00	800 -850	I050 - II00
Усть-Балыкское	$Б_{I-5}$	I000 - I200	I000 - I050	II50 - I200
	$Б_{I0}$	II00 - I350	II00 - II50	I300 - I350
Западно-Сургутское	$Б_I$	II00 - I350	II00 - II50	I300 - I350
	$Б_{2-3}$	II00 - I350	II00 - II50	I300 - I350
	$Б_{I0}$	I200 - I350	I200 - I250	I300 - I350
Солкинское	$Б_I$	900 - I200	900 - 950	II50 - I200
Северо-Варьёганское	$Б_8$	II00 - I350	II00 - II50	I300 - I350
	$Ю_I$	I200 - I600	I200 - I250	I550 - I600
Стрежевское	$Ю_I$	I200 - I600	I200 - I250	I550 - I600
Поточное	$А_{I-2}$	953 - I0I9	953 - I0I3	95[illegible] - I0I9
	$Б_6$	920 - I080	920 - 970	I030 - I080
	$Б_I$	I060 - I280	I060 -II20	I230 - I280

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

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.

$$\frac{dP}{d\ell} = q\cos\alpha \pm f\sqrt{(P\frac{d\alpha}{d\ell} + q\sin\alpha)^2 + (P\sin\alpha\frac{d\varphi}{d\ell})^2}, \qquad (I)$$

где dP – прирост продольного усилия на интервале длины $d\ell$, 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 (I) в безразмерной форме с учетом того, что колонна штанг может состоять из ступеней разного диаметра

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

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

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

$$\sqrt{1+\sin^2\alpha\left(\frac{d\varphi}{dz}\right)^2} \approx \sqrt{1+\sin^2\frac{(\alpha_н+\alpha_в)}{2}\left(\frac{\Delta\varphi}{z_н-z_в}\right)^2} = A = const, \quad (3)$$

где $\alpha_н, \alpha_в$ – угол на нижнем и верхнем концах криволинейного участка соответственно, рад;

$\Delta\varphi$ – накопленное (без учета знака) изменение азимутального угла при изменении зенитного угла от $\alpha_в$ до $\alpha_н$, рад.

Далее приравниваются выражения:

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

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

$$\frac{d\tau}{d\sigma} = \cos\alpha \pm A\left(\tau A\frac{d\alpha}{d\sigma} + \frac{1}{A}\sin\alpha\right). \quad (5)$$

В зависимости от формы криволинейного участка (вогнутый, выпуклый) и знака слагаемого $\left(\tau A\frac{d\alpha}{d\sigma} + \frac{1}{A}\sin\alpha\right)$, в котором на вогнутых участках множитель $\frac{d\alpha}{d\sigma}$ отрицателен (угол наклона в нижней части больше, чем в верхней), а на выпуклых положителен, 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 $\left(\tau A\frac{d\alpha}{d\sigma} < \frac{1}{A}\sin\alpha\right)$, и при движении вниз, когда штанги прижаты к верхней стенке $\left(\tau A\frac{d\alpha}{d\sigma} > \frac{1}{A}\sin\alpha\right)$. Знак (–) – штанги

прижаты к верхней стенке ($\tau A \frac{d\alpha}{d\sigma} > \frac{f}{\pi} \sin\alpha$) при движении вверх или лежат на нижней стенке ($\tau A \frac{d\alpha}{d\sigma} < \frac{f}{\pi} \sin\alpha$) 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

$$\frac{d\tau}{d\sigma} = \cos\alpha + f\tau A \frac{d\alpha}{d\sigma} + \frac{f}{\pi} \sin\alpha. \qquad (6)$$

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

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

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

$$\tau = \exp(fA\alpha)\left[\int \exp(-fA\alpha)\left(-\frac{R}{L}\cos\alpha - \frac{R}{L}\frac{f}{A}\sin\alpha\right)d\alpha + C\right] =$$

$$= \frac{R}{L}\exp(fA\alpha)\left\{\frac{e^{-fA\alpha}}{1+f^2A^2}\left[(1+f^2)\sin\alpha - \frac{f(1+A^2)}{A}\cos\alpha\right] - \frac{L}{R}C\right\}. \qquad (8)$$

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

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

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

Постоянная C находится из условия, что на нижнем конце $\tau=\tau_н$ $\alpha=\alpha_н$.

$$C=\frac{\tau_н \exp(-fA\alpha_н)}{1+\frac{Sn}{137}}+\frac{R\exp(-fA\alpha_н)}{L(1+f^2A^2)}\left[(1-f^2)\sin\alpha_н-\frac{f(1+A^2)}{A}\cos\alpha_н\right]. \qquad (10)$$

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

$$P_в=P_н\exp[-fA(\alpha_н-\alpha_в)]+q_iR\left(1+\frac{Sn}{137}\right)\left\{\frac{\exp[-fA(\alpha_н-\alpha_в)]}{1+f^2A^2}\times\right.$$

$$\left.\times\left[(1-f^2)\sin\alpha_н-\frac{f(1+A^2)}{A}\cos\alpha_н\right]-\frac{1}{(1+f^2A^2)}\left[(1-f^2)\sin\alpha_в-\frac{f(1+A^2)}{A}\cos\alpha_в\right]\right\}. \qquad (11)$$

Объединяя (II) с решениями при другом прилегании штанг и направленности их движения, получим;

$$P_в=q_iR\left(1+\frac{Sn}{137}\right)\left[\frac{1-f^2}{1+f^2A^2}\left(e^{\pm fA(\alpha_н-\alpha_в)}\sin\alpha_н-\sin\alpha_в\right)\pm\frac{f(1+A^2)}{(1+f^2A^2)A}\times\right.$$

$$\left.\times\left(\cos\alpha_в-e^{\pm fA(\alpha_н-\alpha_в)}\cos\alpha_н\right)\right]+P_н e^{\pm fA(\alpha_н-\alpha_в)} \qquad (12)$$

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

$$P_в=q_iR\left(1+\frac{Sn}{137}\right)\left[\frac{1-f^2}{1+f^2A^2}\left(\sin\alpha_в-e^{\pm fA(\alpha_в-\alpha_н)}\sin\alpha_н\right)\pm\right.$$

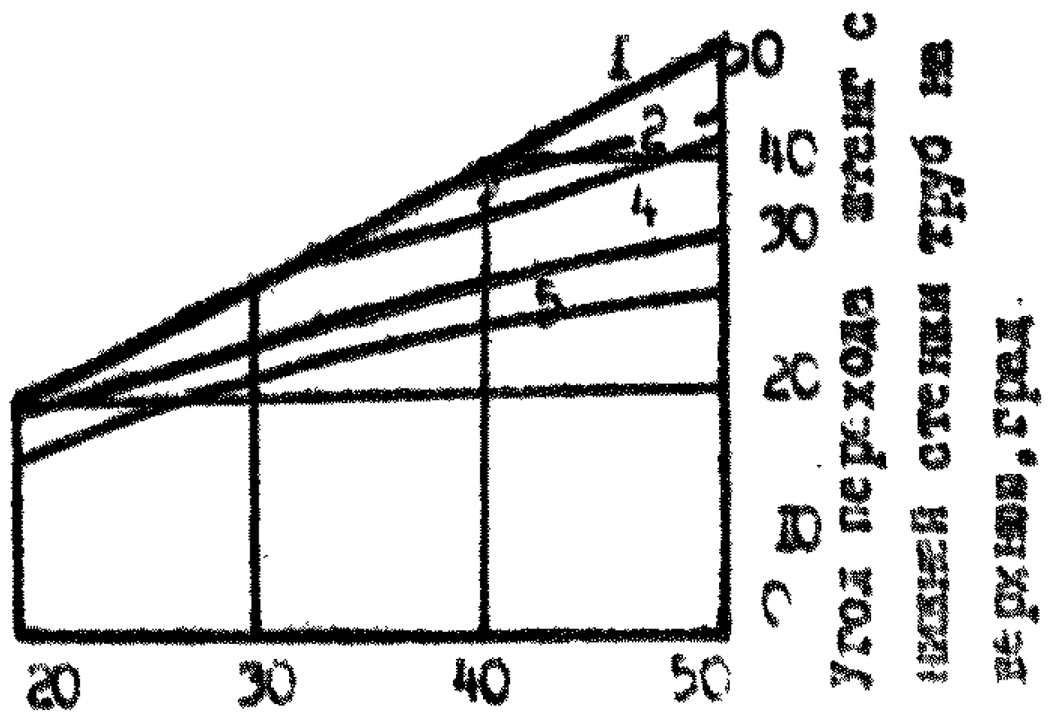
$$\pm\frac{k(1+A^2)}{(1+k^2A^2)A}\left(e^{\pm kA(\alpha_в-\alpha_н)}\cos\alpha_н-\cos\alpha_в\right)+P_н e^{\pm kA(\alpha_в-\alpha_н)}. \qquad (13)$$

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 $\bar{c}=\frac{P}{q_н R}$. В этом случае условия прилегания штанг к нижней или верхней стенке труб изогнутых участков ($\bar{c}A\frac{d\alpha}{d\sigma}<\frac{1}{A}\sin\alpha$ или $\bar{c}A\frac{d\alpha}{d\sigma}>\frac{1}{A}\sin\alpha$) сводятся к отношению $\bar{c}A<\frac{1}{A}\sin\alpha$ или $\bar{c}A>\frac{1}{A}\sin\alpha$ соответственно.

Дополнительными вычислениями выявлено, что при малых $\bar{c}_н=\frac{P_н}{q_н R\left(1+\frac{f_1}{f_2}\right)}<0{,}4$ положение штанг относительно стенок труб при $A=1$ имеет переменный характер, а при $\bar{c}_н\geq 0{,}8$ они по всей длине изогнутого участка, независимо от направленности движения (вверх или вниз), прижимаются к верхней стенке (рис. 1).

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



1, 2, 3, 4, 5 -для безразмерной нагрузки $\bar{c}_н=\frac{P_н}{q_н R\left(1+\frac{f_1}{f_2}\right)}$ 0,6; 0,5; 0,3; 0,3; 0,2 - соответственно.

Рис. 1

На фактических профилях наклонных скважин безразмерное продольное усилие в конце интервала наборе кривизны $\tau_к$, 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 A>I, то условие прижатия штанг к верхней стенке ($\tau A \frac{d\alpha}{ds} > \frac{1}{R}\sin\alpha$) будет выполняться всюду, где оно соблюдается на плоском криволинейном участке. В совокупности с вышепроведенными исследованиями это позволяет на фактических профилях наклонных скважин считать штанги прижатыми к верхней стенке.

Для оценки точности приближенной формулы (I2) вычисления по ней безразмерной нагрузки $\tau_б = \frac{P_б}{q_ш R(1+\frac{f}{137})}$ (со знаками, соответствующими прижатию штанг к верхней стенке труб) сопоставлялись с результатами расчетов численным интегрированием на ЭВМ (табл. 2). Принималось $\alpha_н = 0$; $f = 0{,}25$; $\frac{d_ш}{d_т} = 2$, движение штанг – вверх.

Таблица 2

Угол наклона $\alpha_н$, град	Безразмерная нагрузка $\tau_н = \frac{P_н}{q_ш R(1+\frac{f}{137})}$								
	0,2	0,5	I,0	I,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0
I0	0,42 0,38	0,74 0,70	I,26 I,22	I,79 I,74	2,32 2,26	2,85 2,79	3,37 3,3I	3,90 3,83	4,42 4,35
20	0,60 0,56	0,93 0,89	I,49 I,44	2,04 I,99	2,59 2,55	3,I5 3,08	3,70 3,63	4,26 4,I8	4,8I 4,73
30	0,79 0,74	I,I3 I,08	I,72 I,66	2,30 2,24	2,89 2,82	3,48 3,40	4,06 3,98	4,65 4,56	5,23 5,I4
40	0,97 0,90	I,33 I,27	I,95 I,89	2,58 2,5I	3,20 3,I2	3,83 3,74	4,47 4,36	5,08 4,98	5,7I 5,60
50	I,I4 I,06	I,52 I,46	2,I9 2,I3	2,86 2,79	3,54 3,46	4,2I 4,I3	4,89 4,79	5,56 5,46	6,24 6,I2

Примечание. В числителе указаны значения, рассчитанные численным интегрированием; в знаменателе – с использованием приближенной формулы (I2)

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

Следовательно,

$$P_в \approx (1 + \frac{\rho_ж}{137}) P_{шт}^{кр} + P_н e^{\pm f A (\alpha_н - \alpha_в)}, \qquad (14)$$

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 $\frac{d\alpha}{dб} = 0$; $\frac{d\varphi}{dб} = 0$.

Тогда можно получить

$$P_в = (1 + \frac{\rho_ж}{137}) P_{шт}^{н} (\cos\alpha \pm f \sin\alpha) + P_н, \qquad (15)$$

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

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

РАСЧЕТНАЯ МОДЕЛЬ ДВИЖЕНИЯ ГАЗОЖИДКОСТНОГО ПОТОКА В НАКЛОННОЙ СКВАЖИНЕ

Исследования, проведенные в лабораторных и промысловых 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 в лифте и удельного расхода газа.

Существует ряд методик расчета давления по стволу 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 Баксендделла-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:

$$\frac{dP}{dh} = g\rho_{см}(1+K), \qquad (I)$$

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

g - ускорение свободного падения, м/с^2;

$\rho_{см}$ - плотность газожидкостной смеси, кг/м^3;

$$K = \frac{K_{ад} \cdot \lambda \cdot g_ж^2 M^2}{2{,}25 \cdot 10^4 \rho_{см}^2 d^5 \cos\alpha}, \qquad (2)$$

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

λ - обобщенный коэффициент трения;

$g_ж$ - дебит жидкости, м^3/сут;

M - общая масса газа, нефти и воды, добываемых с 1 м^3 жидкости, кг/м^3;

d - внутренний диаметр подъемной колонны, м;

α - угол наклона ствола скважины к вертикали, град.

Плотность газожидкостной смеси рассчитывается по формуле:

$$\rho_{см} = \frac{[\rho_{но} + \rho_{го}(\theta + \Gamma)](1-B) + \rho_в \cdot B}{\theta_н(1-B) + B + (\theta + \Gamma - z)(1-B)\frac{p_0 T \cdot Z}{p T_0}} \qquad (3)$$

где $\rho_{но}$, $\rho_{го}$, $\rho_в$ - соответственно плотности нефти, газа и воды в нормальных условиях, кг/м^3;

θ - удельный расход закачиваемого газа по нефти, м^3/м^3;

Γ - пластовый газовый фактор, м^3/м^3;

B - обводненность продукции;

$\theta_н$ - объемный коэффициент нефти при давлении P и температуре T;

z - количество растворенного газа в нефти при давлении P и температуре T, м^3/м^3;

p_0, T_0 - давление и температура в нормальных условиях, соответственно МПа, ^{0}K;

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:

$$f = 3{,}358 \cdot 10^{-3} \cdot a^{-3{,}6} \exp\left[0{,}302\,(\ln 14{,}437a)^2\right], \qquad (4)$$

где $a = 0{,}572 \cdot 10^{-6} \dfrac{q_ж \cdot M}{d}$.

Данная методика предполагает наличие данных $\beta_ж$, z, χ, 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 непроизводительные 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 Бакоседелла-Томаса. Для повышения точности определения обобщенного коэффициента трения производилась оценка влияния различных факторов на величину f. Было выяснено, что кроме параметра "a" на обобщенный коэффициент трения оказывают влияние следующие параметры: диаметр подъемной колонны, угол наклона лифта к вертикали и газосодержание в потоке. С использованием фактических замеров давления в газлифтных скважинах был получен адаптационный коэффициент, связывающий все вышеперечисленные параметры.

$$K_{adg} = K_d \cdot K_\alpha \cdot K_\beta , \qquad (5)$$

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

$$K_\alpha = (0{,}309 \cos\alpha - 0{,}309)(a - 10) + 1; \quad (7)$$

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

$$\beta = \frac{P_0 \cdot T \cdot z}{T_0 P \delta}(G + \Gamma - \tau)(1 - B)q_ж . \quad (9)$$

здесь K_d - поправочный коэффициент на диаметр подъемной колонны;

K_α - поправочный коэффициент на кривизну ствола скважины;

K_β - поправочный коэффициент на газосодержание;

β - 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.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

ПРОГРАММА RACP5 ДЛЯ РАСЧЕТА ДАВЛЕНИЯ В ГАЗЛИФТНОЙ СКВАЖИНЕ

```
      COMMON/SGRAD/TEM,GLR,SIGMAH,GPRS,NUP,TS,PS,DGR,WGR,GGR,WC,DIN,
     1DOIN,DT,TVD,DD,QLIQ
      COMMON/DATA/PWH,TWF,TWH
 1111 IR=5
      READ(IR,3000,END=788) SKW
 3000 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,F1
     10.3,1X,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',2(
     18X,F10.2,1X,'КГ/СМ2',/,5X,'УДЕЛЬНЫЙ ВЕС ВОДЫ',19X,F10.3,11X,'ЗАБОЙ
     2НАЯ ТЕМПЕРАТУРА',26X,F10.2,' ГРАД.С',/,5X,'УДЕЛЬНЫЙ ВЕС ПЛАСТОВО
     3ГО ГАЗА',8X,F10.3,11X,'ТЕМПЕРАТУРА ПОТОКА В УСТЬЕ СКВАЖИНЫ',11X,F1
     40.2,1X,'ГРАД.С')
      WRITE(IW,70)WC,QLIQ,DT,TVD,DD,FGOR,GLR
   70 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,9
     2X,'ГЛУБИНА СКВАЖИНЫ',30X,F10.0,1X,1HM,/,5X,'ДЛИНА СКВАЖИНЫ',22X,F1
     30.0,1X,1HM,9X,'ПЛАСТОВЫЙ ГАЗОНЕФТЯНОЙ ФАКТОР',17X,F10.3,1X,'НМ3/М3
     4',/,5X,'УД.РАСХОД ГАЗА ПО ЖИДКОСТИ',10X,F10.3,1X,'М3/М3')
C     DIN,DOIN-ВНУТРЕННИЙ И НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТРЫ НКТ,ДЮЙМ
C     OGR,WGR,GGR-ОТНОСИТЕЛЬНЫЕ ПЛОТНОСТИ НЕФТИ,ВОДЫ И ПЛАСТОВОГО ГАЗА
C     DT,TVD,DD-ГЛУБИНА СПУСКА НКТ,ГЛУБИНА СКВАЖИНЫ,ДЛИНА СКВАЖИНЫ,М
C     TWF,TWH-ТЕМПЕРАТУРЫ ЗАБОЙНАЯ И ПОТОКА В УСТЬЕ СКВАЖИНЫ,ГРАД.С
C     PWH-БУФЕРНОЕ ДАВЛЕНИЕ,КГС/СМ2
C     GLR,FGOR-УД.РАСХОД ГАЗА ПО ЖИДК.,ПЛАСТОВЫЙ ГАЗОНЕФТ.ФАКТОР,М3/М3
C     QLIQ-ДЕБИТ СКВАЖИНЫ,М3/СУТ
C     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,1HI,6H  N  ,1HI,10H    DL    ,1HI,
     110H   PGAGE   ,1HI,/,1X,1HI,6H СКВ, ,1HI,10H  ГЛУБИНА ,
     21HI,10H ДАВЛЕНИЕ ,1HI,/,1X,30(1H=),/,1X,1HI,I6,1HI,21X,1HI)
      CALL GRAD1(DL,PGAGE)
      DLM=DL/3.28084
      PGM=PGAGE/14.2233
      WRITE(IW,100)DLM,PGM
  100 FORMAT(1X,1HI,6X,1HI,F10.2,1HI,F10.2,1HI)
      WRITE(IW,130)
  130 FORMAT(1X,30(1H=),///)
```

```
      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 IW=6
      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=0.1
      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
      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.(.)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
      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 * QOIL     ) + ( C2 /
     1  PAVG     * TAVG * ZAVG     ) * ( GLRQOW - RS       *QOIL     )
```

```
      BET=(C2/PAVG*TAVG*ZAVG)*(GLROOW-RS*QOIL)
      BETA=BET/VOLMIX
      GO TO 34
   33 VOLMIX  =            5.6146 * ( QWAT    + FBIG * QOIL
      BETA=0.
   34 COSAL=TVD/DD
      DIP=DIN
      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(0.302*(ALOG(DRHOV))**2)
      FSMALL=FSMALL*COFD*COFBET*COFALF
      GO TO 39
   70 FLN=0.17444568?/QMDL-5.1170435-0.14444351?*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-DO.))
   40 RHOMIX = CMESS / VOLMIX
      DENOM     = RHOMIX + PCK / RHOMIX
      DELH = 144. *DELP / DENOM
      DL=DELH+SIGMAH
      SIGMAH=DL
      PGAGE=PGAGE+DELP
      DIFH=DI-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.ОБСАДНЫХ ТРУБ	2.992 IN	НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР НКТ	0.0 IN
УДЕЛЬНЫЙ ВЕС НЕФТИ	0.841	БУФЕРНОЕ ДАВЛЕНИЕ	15.00 КГ/СМ2
УДЕЛЬНЫЙ ВЕС ВОДЫ	1.010	ЗАБОЙНАЯ ТЕМПЕРАТУРА	78.00 ГРАД.С
УДЕЛЬНЫЙ ВЕС ПЛАСТОВОГО ГАЗА	1.098	ТЕМПЕРАТУРА ПОТОКА В УСТЬЕ СКВАЖИНЫ	45.00 ГРАД.С
ОБВОДНЕННОСТЬ СКВАЖИНЫ	0.924	ДЕБИТ СКВАЖИНЫ	200.00 М3/СУТ
ГЛУБИНА СПУСКА НКТ	1461. М	ГЛУБИНА СКВАЖИНЫ	1461. М
ДЛИНА СКВАЖИНЫ	1461. М	ПЛАСТОВЫЙ ГАЗОНЕФТЯНОЙ ФАКТОР	59.200 НМ3/М3
УД.РАСХОД ГАЗА ПО ЖИДКОСТИ	100.000 М3/М3		

N СКВ.	DL ГЛУБИНА	PGAGE ДАВЛЕНИЕ
550		
	67.76	16.50
	140.56	18.15
	218.19	19.96
	300.42	21.96
	387.63	24.16
	477.76	26.57
	572.40	29.23
	670.78	32.15
	772.73	35.37
	878.15	38.91
	986.99	42.80
	1099.23	47.08
	1214.95	51.78
	1334.24	56.96
	1457.35	62.66
	1461.29	62.84

ВХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ СКВАЖИНЫ

ПОТОК ПО КОЛЬЦУ			
ВНУТР.ДИАМ.ОБСАДНЫХ ТРУБ	2.992 IN	НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР НКТ	0.0 IN
УДЕЛЬНЫЙ ВЕС НЕФТИ	0.841	БУФЕРНОЕ ДАВЛЕНИЕ	15.00 КГ/СМ2
УДЕЛЬНЫЙ ВЕС ВОДЫ	1.010	ЗАБОЙНАЯ ТЕМПЕРАТУРА	73.00 ГРАД.С
УДЕЛЬНЫЙ ВЕС ПЛАСТОВОГО ГАЗА	1.098	ТЕМПЕРАТУРА ПОТОКА В УСТЬЕ СКВАЖИНЫ	45.00 ГРАД.С
ОБВОДНЕННОСТЬ СКВАЖИНЫ	0.924	ДЕБИТ СКВАЖИНЫ	200.00 М3/СУТ
ГЛУБИНА СПУСКА НКТ	1461. М	ГЛУБИНА СКВАЖИНЫ	1461. М
ДЛИНА СКВАЖИНЫ	1378. М	ПЛАСТОВЫЙ ГАЗОНЕФТЯНОЙ ФАКТОР	59.200 НМ3/М3
УД.РАСХОД ГАЗА ПО ЖИДКОСТИ	100.000 М3/М3		

N СКВ.	DL ГЛУБИНА	PGAGE ДАВЛЕНИЕ
550		
	60.55	16.50
	126.30	18.15
	197.16	19.96
	272.95	21.96
	353.68	24.16
	438.57	26.57
	528.00	29.23
	621.58	32.15
	719.16	35.37
	820.62	38.91
	925.86	42.80
	1034.86	47.08
	1147.65	51.78
	1264.31	56.96
	1385.01	62.66
	1462.74	66.47

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

ПРОГРАММА PERFTE ДЛЯ РАСЧЕТА РАБОЧЕЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГАЗЛИФТНОЙ СКВАЖИНЫ

```
      DIMENSION TITLE(20)
      COMMON/DATA/GINGR,PWS,PWH,TINS,FGOR,PI,TWF,PGDT,TWH
      COMMON/SGRAD/TEM,GLR,STGMAH,GPRS,NUP,TS,PS,OGR,WGR,GGR,WC,DIN,DOIN
     1,DT,TVD,DD,QLIQ,PG,GGRD
      PS = 14.69
      TS = 32.
      IW=6
      IR=5
   98 CONTINUE
      READ(IR,700,END=99)(TITLE(I),I=1,20)
  700 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(ABS(PGDTAS-PGDT).LE.5.)GO TO 59
      PGDTAS=PGDT
      GO TO 58
   59 GGRD=(PGDT-PG)/DT


      IF(DIN.GT.1.4.AND.DIN.LT.1.7)QLIQ=150.
      IF(DIN.GT.1.9.AND.DIN.LT.2.0)QLIQ=200.
      IF(DIN.GT.2.4.AND.DIN.LT.2.9)QLIQ=250
      IF(DIN.GT.2.9.AND.DIN.LT.3.1)GO TO 60
      IF(DOIN.GT.0)QLIQ=2000.
      GO TO 61
   60 QLIQ=500
   61 STEP=100
      IF(QLIQ.EQ.500)STEP=150
      IF(QLIQ.EQ.2000)STEP=200
   62 PWF=PWS-QLIQ/PI
      PWSP=0.1*PWS
      IF(PWF.LT.PWSP)GO TO 999
      IF(PWF.LE.PGDT)GO TO 70
      DT=TVD
      GLR=FGLR
      GPRS=PWF
      CALL GRAD1(DL,PGAGE)
      GO TO 71
   70 PGAGE=PWF
      DL=DT
```

```
      DT=DL
      SUP=0
      SIGMAH=0
      GLR=0
      P1=100000.
   63 CALL GRAD(PGAGE)
      IF(PGAGE.GE.P1)GO TO 64
      IF(PGAGE.GT.GPRSD)GO TO 65
      GLRR=GLR1+(GLR-GLR1)*(P1-GPRSD)/(P1-PGAGE)
      GO TO 66
   64 WRITE(IW,400)
  400 FORMAT(/,2X,'РАСЧЕТЫ ПРЕКРАЩЕНЫ, СЛЕДУЮЩЕЕ УВЕЛИЧЕНИЕ ДЕБИТА ЖИДКО
     1СТИ 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
      PWFM=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,PWFM
  500 FORMAT(5X,1HI,4X,F10.3,5X,1HI,5X,F10.3,5X,1HI,5X,F10.3,4X,1HI,5X,F
     110.3,11X,1HI,5X,F10.3,9X,1HI,/,5X,114(1H-))
   67 QLIQ=QLIQ+STEP
      GO TO 62
  999 WRITE(IW,600)
  600 FORMAT(/,2X,'РАСЧЕТЫ ПРЕКРАЩЕНЫ, Т.К. ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ PWF МЕНЬШЕ
     1ВЕЛИЧИНЫ 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,GPRS,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(1H1,/,2X,20A4,//,2X,'ВХОДНЫЕ ДАННЫЕ СКВАЖИНЫ',/,2X,23(1H-),
     1/)
      IF(DOIN.GT.0.)GO TO 40
      WRITE(IW,30)DIN
   30 FORMAT(5X,'ПОТОК В НКТ',/,5X,'РАЗМЕР НКТ',26X,F10.3,1X,'ДЮЙМ')
      GO TO 60
   40 WRITE(IW,50)DIN,DOIN
   50 FORMAT(5X,'ПОТОК В ЗАТРУБЬЕ',/,5X,'ОБСАДНАЯ КОЛОННА',20X,F10.3,1X,
     1'ДЮЙМ',4X,'НАРУЖНЫЙ ДИАМЕТР НКТ',26X,F10.3,1X,'ДЮЙМ')
   60 WRITE(IW,70)OGR,PG,WGR,PWS,GGR,PWH,GINGR,TWF
   70 FORMAT(5X,'ПЛОТНОСТЬ НЕФТИ',21X,F10.3,7X,
     1'РАБОЧЕЕ ДАВЛЕНИЕ',30X,F10.3,
     21X,6HКГ/СМ2,/,
     35X,'ПЛОТНОСТЬ ВОДЫ',22X,F10.3,7X,
     4'ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ',28X,F10.2,1X,6HКГ/СМ2,/,
     55X,'ПЛОТНОСТЬ ПЛАСТОВОГО ГАЗА',11X,F10.3,7X,
     6'БУФЕРНОЕ ДАВЛЕНИЕ',29X,F10.2,1X,6HКГ/СМ2,/,
     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(5X,'ОБВОДНЕННОСТЬ',23X,F10.3,7X,
     1'ТЕМПЕРАТУРА НА БУФЕРЕ',25X,F10.2,1X,'ГРАД.С',/,
     25X,'ДЛИНА НКТ',27X,F10.0,1X,1HM,5X,
     3'ТЕМПЕРАТУРА ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА НА УСТЬЕ',7X,F10.2,1X,'ГРАД.С',/,
     45X,'ВЕРТИКАЛЬНАЯ ГЛУБИНА СКВАЖИНЫ',7X,F10.0,1X,1HM,5X,
     5'ПЛАСТОВЫЙ ГАЗОНЕФТЯНОЙ ФАКТОР',17X,F10.3,1X,6HNM3/M3,/,
     65X,'ДЛИНА СКВАЖИНЫ',22X,F10.0,1X,1HM,5X,
     7'КОЭФФИЦИЕНТ ПРОДУКТИВНОСТИ',20X,F10.2,1X,'M3/СУТ.АТ')
      WRITE(IW,90)
   90 FORMAT(//,5X,114(1H-),/,5X,1HI,3X,'ГАЗ (НМ3/СУТ)',2X,1HI,3X,'НЕФТ
     1Ь (М3/СУТ)',3X,1HI,1X,'ЖИДКОСТЬ (М3/СУТ)',1X,1HI,1X,'УД. РАСХОД ГА
     23А (НМ3/М3)',1X,1HI,1X,'ЗАБ. ДАВЛЕНИЕ (КГ/СМ2)',1X,1HI,/,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.
      QC = 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
      EZ = 214. * BZ
      PGAGE=GPRS
      DELP=GPRS*DPF
      PAVG=GPRS-DELP/2.0+PS
      IF(QC.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 / QC
      QOIL = QLIQ * QC
      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(QC.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=DIN
      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(0.302*(ALOG(DRHOV))**2)
      FSMALL=FSMALL*COFD*COFBET*COFALF
      GO TO 39
70    FLN=0.174445689/QMDL-5.1170+ 3-0.14443512*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 = CMESS / VOLMIX
      DENOM    = RHOMIX + PCK / RHOMIX
      DELH = 144. *DELP / 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
      DL=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
      RHOOIL = 62.4 * OGR
      RHOWAT = 62.4 * WGR
      DPF=0.05
      IF(NUP.EQ.1)DPF=-DPF
      TAVG = TEM + 460.
      OC = 1.0 - WC
      E2 = 0.00091 * TEM
      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
      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
      ISKIP = 0
28    DZ = 0.022 * PAVG     / PS + 3.5
      ZAVG     = CZ * DZ**2 + EZ + 0.150
      IF(OC.EQ.0.)GO TO 30
```

```
      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 CMD = 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 /
     1PAVG     * 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(DOIN.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 FSMAL=54.*(DRHOV)**E3*EXP(0.302*(ALOG(DRHOV))**2)
      FSMAL=FSMAL*COFD*COFBET*COFALF
      FLN=0.174445689/QMDL-5.117o435-0.144443512*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				
РАЗМЕР НКТ	2.441 ДЮЙМ			
ПЛОТНОСТЬ НЕФТИ	0.880	РАБОЧЕЕ ДАВЛЕНИЕ	100.000	KG/CM2
ПЛОТНОСТЬ ВОДЫ	1.016	ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ	180.00	KG/CM2
ПЛОТНОСТЬ ПЛАСТОВОГО ГАЗА	0.766	БУФЕРНОЕ ДАВЛЕНИЕ	15.00	KG/CM2
ПЛОТНОСТЬ ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА	0.660	ТЕМПЕРАТУРА НА ЗАБОЕ	60.00	ГРАД.С
ОБВОДНЕННОСТЬ	0.600	ТЕМПЕРАТУРА НА БУФЕРЕ	45.00	ГРАД.С
ДЛИНА НКТ	1720. М	ТЕМПЕРАТУРА ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА НА УСТЬЕ	10.00	ГРАД.С
ВЕРТИКАЛЬНАЯ ГЛУБИНА СКВАЖИНЫ	1720. М	ПЛАСТОВЫЙ ГАЗОНЕФТЯНОЙ ФАКТОР	60.830	НМ3/М3
ДЛИНА СКВАЖИНЫ	1720. М	КОЭФФИЦИЕНТ ПРОДУКТИВНОСТИ	3.00	М3/СУТ.АТ

ДЕБИТ ГАЗА (НМ3/СУТ)	ДЕБИТ НЕФТИ (М3/СУТ)	ДЕБИТ ЖИДКОСТИ (М3/СУТ)	УД. РАСХОД ГАЗА (НМ3/М3)	ЗАБ. ДАВЛЕНИЕ (КГ/СМ2)
16.994	81.075	135.124	0.126	134.959
779.289	90.613	151.021	5.160	129.660
1640.376	100.151	166.918	9.827	124.361
2596.642	109.689	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
25620.379	176.457	294.094	87.116	81.969

РАСЧЕТЫ ПРЕКРАЩЕНЫ. СЛЕДУЮЩЕЕ УВЕЛИЧЕНИЕ АРБИТА ЖИДКОСТИ СЛИШКОМ ВЫСОКОЕ ДЛЯ ДАННОГО РАЗМЕРА КОЛОННЫ ТРУБ

ПЛАСТ А4-5

ВХОДНЫЕ ДАННЫЕ СКВАЖИНЫ

ПОТОК В НКТ				
РАЗМЕР НКТ	2.441 ДЮЙМ			
ПЛОТНОСТЬ НЕФТИ	0.880	РАБОЧЕЕ ДАВЛЕНИЕ	100.000	KG/CM2
ПЛОТНОСТЬ ВОДЫ	1.016	ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ	180.00	KG/CM2
ПЛОТНОСТЬ ПЛАСТОВОГО ГАЗА	0.766	БУФЕРНОЕ ДАВЛЕНИЕ	15.00	KG/CM2
ПЛОТНОСТЬ ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА	0.660	ТЕМПЕРАТУРА НА ЗАБОЕ	60.00	ГРАД.С
ОБВОДНЕННОСТЬ	0.600	ТЕМПЕРАТУРА НА БУФЕРЕ	45.00	ГРАД.С
ДЛИНА НКТ	1720. М	ТЕМПЕРАТУРА ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА НА УСТЬЕ	10.00	ГРАД.С
ВЕРТИКАЛЬНАЯ ГЛУБИНА СКВАЖИНЫ	1720. М	ПЛАСТОВЫЙ ГАЗОНЕФТЯНОЙ ФАКТОР	60.830	НМ3/М3
ДЛИНА СКВАЖИНЫ	1950. М	КОЭФФИЦИЕНТ ПРОДУКТИВНОСТИ	3.00	М3/СУТ.АТ

ДЕБИТ ГАЗА (НМ3/СУТ)	ДЕБИТ НЕФТИ (М3/СУТ)	ДЕБИТ ЖИДКОСТИ (М3/СУТ)	УД. РАСХОД ГАЗА (НМ3/М3)	ЗАБ. ДАВЛЕНИЕ (КГ/СМ2)
537.126	81.075	135.124	3.975	134.959
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
16888.441	157.380	262.300	64.386	92.567
25111.836	166.918	278.197	90.266	87.268

РАСЧЕТЫ ПРЕКРАЩЕНЫ. СЛЕДУЮЩЕЕ УВЕЛИЧЕНИЕ АРБИТА ЖИДКОСТИ 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 18-40

Руководство

по эксплуатации наклонных скважин Западной Сибири

РД 39-I-I007-84

Отв. за выпуск	В.А.Брейтер
Редактор	Л.Н.Морокова
Подписано в печать	I0.03.84.
Формат бумаги 60x84 I/I6	
Тираж II0 экз.	Объем 2,0 п.л.
Заказ № 146	

Ротапринт Сибниинп, г.Тюмень, ул.Орджоникидзе, 3Б

gost.e-ecolog.ru