

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ СССР

МОСКОВСКИЙ ОРДЕНА ОКТЯБРЬСКОЙ РЕВОЛЮЦИИ И ОРДЕНА
ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
им. И. М. ГУБКИНА

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных месторождений

*Утверждено Советом
института в качестве
учебного пособия*

П. Д. ЛЯПКОВ

ПОДБОР УСТАНОВКИ
ПОГРУЖНОГО ЦЕНТРОБЕЖНОГО
НАСОСА К СКВАЖИНЕ

Учебное пособие по дипломному, курсовому проектированию
и УНИРС специальности 0205 — «Технология и комплексная
механизация разработки нефтяных и газовых месторождений»

Под редакцией проф. Ш. К. Гиматудинова

МОСКВА — 1987

УДК 622.276(031)

Ляпков П. Д. Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине. Учебное пособие. — М.: МИНГ, 1987, 71 с.

В настоящем пособии изложена методика решения задачи выбора типоразмеров глубиннонасосного оборудования для эксплуатации добывающих скважин установками погружных центробежных насосов, которая разработана на базе последних достижений в изучении гидродинамики газожидкостных смесей в стволе скважины, в колонне насосно-компрессорных труб и в центробежном насосе, а также опыта эксплуатации УЭЦН на нефтепромыслах разных районов страны. Методика является оригинальной и не дублирует известные методики, применяемые в промышленности или в учебной практике, отличающиеся от изложенной в пособии либо чрезвычайной сложностью, либо, наоборот, неоправданной элементарностью.

Рецензенты: **М. А. Кузнецов, Л. Г. Чичеров.**

1. ВВЕДЕНИЕ

Погружные центробежные насосы (УЭЦН) в настоящее время являются одним из основных средств механизированной эксплуатации нефтяных скважин. На их долю приходится более 53% добываемой в СССР нефти и более 63% извлекаемой из скважин жидкости. В ближайшие годы ожидается дальнейший рост доли УЭЦН в нефтедобыче СССР.

Одно из важнейших условий эффективного использования УЭЦН — это правильный подбор УЭЦН к скважине, то есть выбор для каждой конкретной скважины таких взаимообусловленных типоразмеров насоса, электродвигателя с гидрозащитой, кабеля, трансформатора, подъемных труб из имеющегося парка оборудования, и такой глубины спуска* насоса в скважину, которые обеспечат освоение скважины и технологическую норму отбора жидкости (номинального дебита) из нее в установившемся режиме работы системы скважина — УЭЦН при наименьших затратах.

Подбор УЭЦН к скважине на современном уровне связан с выполнением относительно трудоемких и громоздких вычислений и осуществляется с помощью ЭВМ.

В настоящем учебном пособии излагается упрощенный вариант методики подбора УЭЦН к скважине, рассчитанный на возможность осуществления его с помощью калькулятора.

В отличие от известных излагаемый способ учитывает возможность оборудования насоса УЭЦН газосепаратором, предназначенным для защиты насоса от вредного влияния свободного газа в откачиваемой из скважины продукции.

2. ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ПОДБОРА УЭЦН К СКВАЖИНЕ

Методика подбора УЭЦН к скважине состоит в выполнении следующих основных этапов:

— подготовка исходных данных, характеризующих необходимые параметры дренируемого пласта, эксплуатационной колонны скважины, установившегося режима работы системы пласт — скважина — УЭЦН, именуемой в дальнейшем системой скважина — УЭЦН, а также свойства и объемные соотноше-

* Здесь и в дальнейшем под глубиной спуска насоса в скважину имеется в виду расстояние по оси ствола скважины от ее устья до всасывающей сетки насоса.

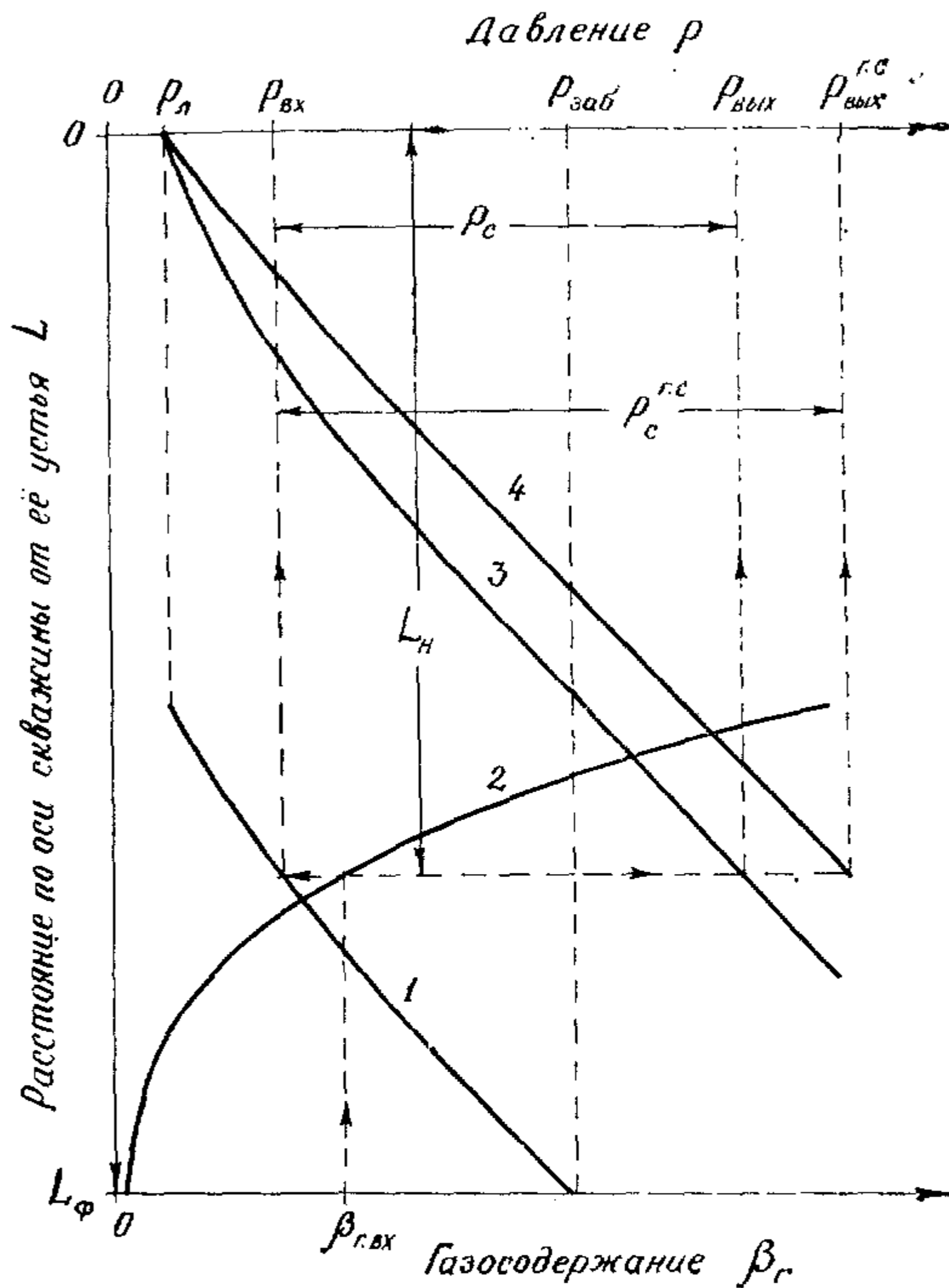


Рис. 1. К методике определения по газосодержанию $\beta_{г.вх}$ у входа в насос глубины L_n спуска насоса в скважину, давления p_{vx} у входа в насос, давления $p_{вых}$ или $p_{вых}^{гс}$ на выходе из насоса, а также приращения давления p_c или $p_c^{гс}$, которое должен сообщать насос проходящей через него скважинной продукции для извлечения из скважины заданного дебита жидкости:

1—кривая изменения давления в эксплуатационной колонне скважины по ее длине; 2—кривая изменения объемно-расходного газосодержания по длине эксплуатационной колонны; 3, 4—кривые изменения давления в колонне насосно-компрессорных труб при работе насоса без газосепаратора и с газосепаратором; p_d —давление в выкидной линии скважины; $p_{заб}$ —давление на забое скважины

ния откачиваемых из скважины нефти, попутной воды и попутного газа при различных термодинамических условиях;

— расчет и построение на миллиметровой бумаге кривых изменения давления $p(L_{\text{ЭК}})$ и объемного расходного газосодержания $\beta_r(L_{\text{ЭК}})$ по длине эксплуатационной колонны в интервале от ее забоя (точнее — от отметки расположения верхних отверстий ее фильтра) до сечения, в котором давление равно давлению в выкидной линии скважины, для заданного дебита жидкости $Q_{\text{жсу}}$, приведенного к стандартным условиям*, — см. кривые 1 и 2 на рис. 1;

— выбор предварительного значения объемно-расходного газосодержания у входа в насос в пределах $\beta_{r,\text{вх}} = 0,05 \div 0,25$, которое должно быть в откачиваемой из скважины продукции при работе системы скважина — УЭЦН в установившемся режиме;

— определение по принятому предварительному значению $\beta_{r,\text{вх}}$ и кривым 1 и 2 рис. 1 предварительных значений глубины спуска $L_{\text{н}}$ насоса в скважину и давления $p_{\text{вх}}$ у входа в насос;

— оценка по формуле (74) значения коэффициента сепарации K_c свободного газа перед входом скважинной продукции в насос и действительного давления насыщения $p_{\text{д,нас}}$ нефти и воды, нагнетаемых насосом в колонну подъемных труб (НКТ) попутным газом, — по (75);

— расчет и построение на миллиметровой бумаге кривой $p(L_{\text{НКТ}})$ изменения давления по длине колонны подъемных труб в интервале от выхода продукции из насоса до устья скважины для заданного дебита жидкости (кривая 3 на рис. 1) с учетом того, что при $K_c > 0$ часть свободного газа проходит мимо насоса и, следовательно, не попадает в НКТ;

— определение значения давления в НКТ на глубине спуска насоса $L_{\text{н}}$ по кривой 3 рис. 1; оценка перепада давления p_c по формуле

$$p_c = p_{\text{вых}} - p_{\text{вх}}, \quad (1)$$

который требуется сообщить скважинной продукции, чтобы система скважина — УЭЦН работала в установившемся режиме с заданным дебитом жидкости;

— оценка по $Q_{\text{жсу}}$ и p_c (с учетом влияния на рабочую характеристику насоса свободного газа в проходящей через насос продукции и кажущейся вязкости ее) значений подачи $Q_{\text{в}}$ и напора $H_{\text{вс}}$, которые должен иметь подбираемый к скважине насос при откачке воды стандартной температуры, чтобы при работе в скважине на найденной выше глубине $L_{\text{н}}$ он смог обеспечить извлечение заданного дебита жидкости $Q_{\text{жсу}}$;

* Здесь и далее под стандартными термодинамическими условиями (СУ) имеются в виду давление (абсолютное $p_{c,c} = 0,1013$ МПа) и температура $T_{c,c} = 293,2$ К.

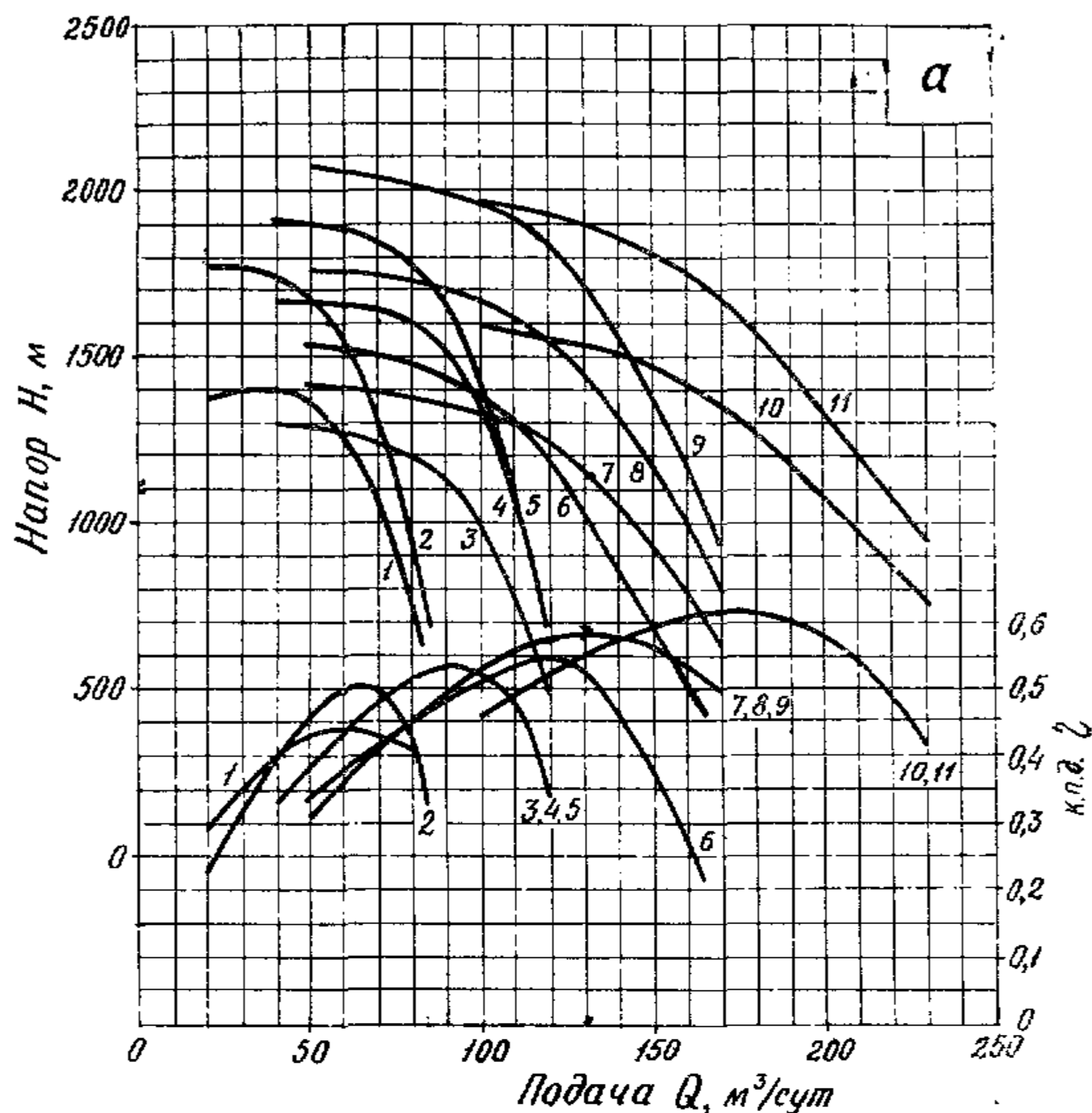


Рис. 2. Рабочие характеристики (паспортные) погружных центробежных насосов для добычи нефти; z —число ступеней в насосе:
 а) 1—9ЭЦН5-40-1400, $z=273$; 2—9ЭЦН5-40-1750, $z=349$; 3—9ЭЦН5-80-1200, $z=274$; 4—9ЭЦН5-80-1550, $z=364$; 5—9ЭЦН5-80-1800, $z=413$; 6—9ЭЦН5А-100-1350, $z=264$; 7—9ЭЦН5-130-1200, $z=283$; 8—9ЭЦН5-130-1400, $z=348$; 9—9ЭЦН5-130-1700, $z=400$; 10—9ЭЦН5А-160-1400, $z=296$; 11—9ЭЦН5А-160-1750, $z=361$

— выбор по $Q_{в}$, $H_{вс}$, диаметру эксплуатационной колонны скважины, некоторым свойствам откачиваемой продукции (коррозионность, наличие в продукции механических примесей, например, песка) и паспортным рабочим характеристикам* (рис. 2) погружных центробежных насосов такого типоразмера, который удовлетворял бы неравенству

* Паспортную характеристику насоса получают осреднением результатов испытаний нескольких насосов установочной партии на воде плотностью 1000 кг/м^3 и вязкостью $0,001 \text{ Па}\cdot\text{с}$ при гарантированном отсутствии кавитационных явлений в насосе и свободного газа в откачиваемой воде. Паспортная характеристика входит в комплект технической документации на партию УЭЦН; может быть найдена также в справочной литературе [2, 3].

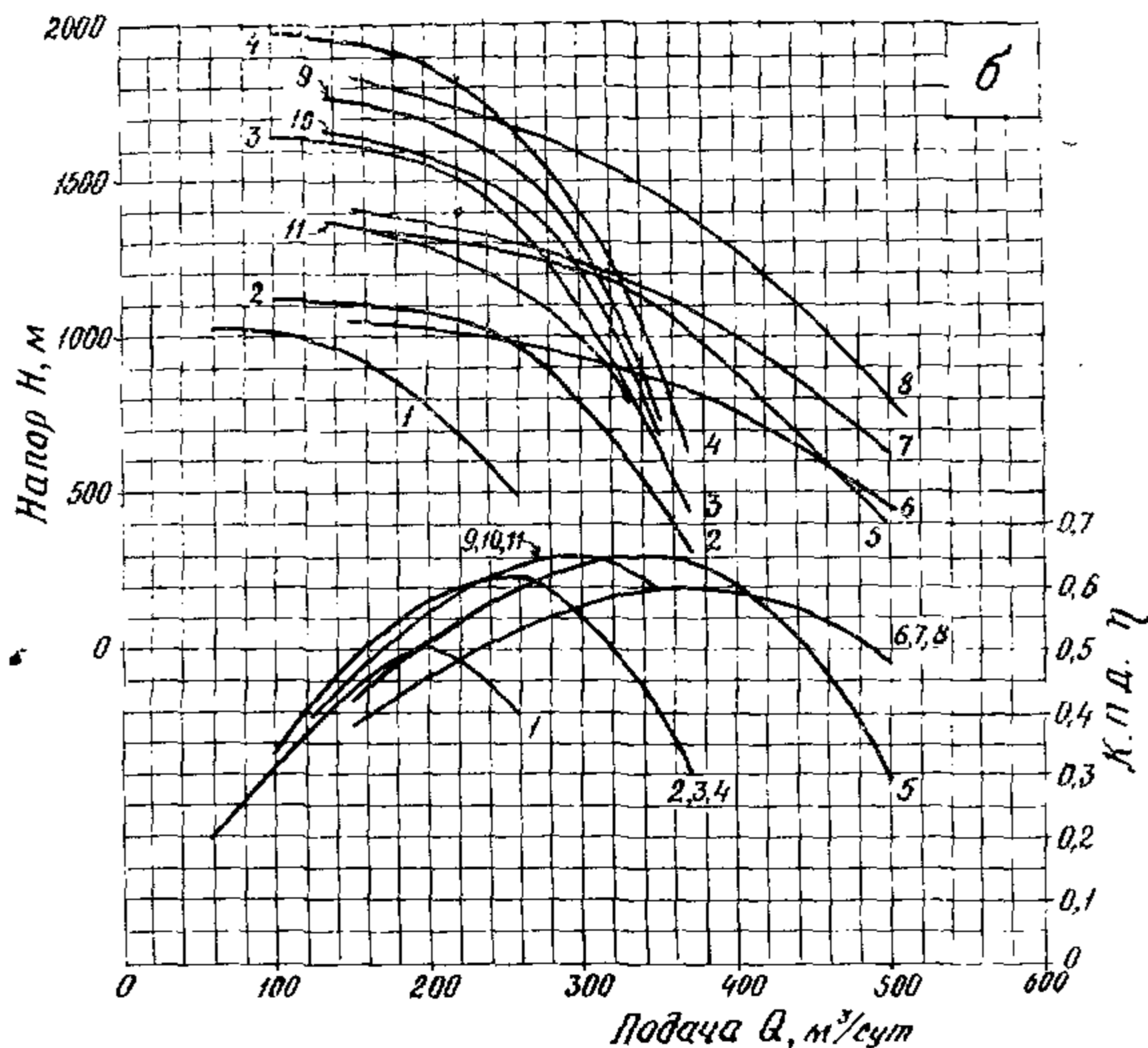


Рис. 2. Рабочие характеристики (паспортные) погружных центробежных насосов для добычи нефти; z — число ступеней в насосе:

б) 1—9ЭЦН5-200-800, $z=225$; 2—9ЭЦН5А-250-1000, $z=185$; 3—9ЭЦН5А-250-1400, $z=264$; 4—9ЭЦН5А-250-1700, $z=300$; 5—9ЭЦН6-350-1100, $z=158$; 6—9ЭЦН5А-360-850, $z=184$; 7—9ЭЦН5А-360-1100, $z=248$; 8—9ЭЦН5А-360-1400, $z=322$; 9—9ЭЦН6-250-1600, $z=274$; 10—9ЭЦН6-250-1400, $z=231$; 11—9ЭЦН6-250-1050, $z=185$

$$0,65 \leq \frac{Q_{\text{в}}}{Q_{\text{в.опт}}^{\text{н}}} \leq 1,25, \quad (2)$$

где $Q_{\text{в.опт}}^{\text{н}}$ — подача насоса в оптимальном режиме работы по паспортной характеристике его, а также неравенству

$$H_{\text{вс}} \leq H_{\text{в}}^{\text{н}} - \Delta H, \quad (3)$$

где $H_{\text{в}}^{\text{н}}$ — напор насоса по паспортной характеристике, соответствующий подаче $Q_{\text{в}}$, м; ΔH — поправка, позволяющая пересчитать паспортный напор на так называемый вероятный напор насоса при его работе на воде [1]. Согласно [1] ΔH определяется по эмпирической формуле

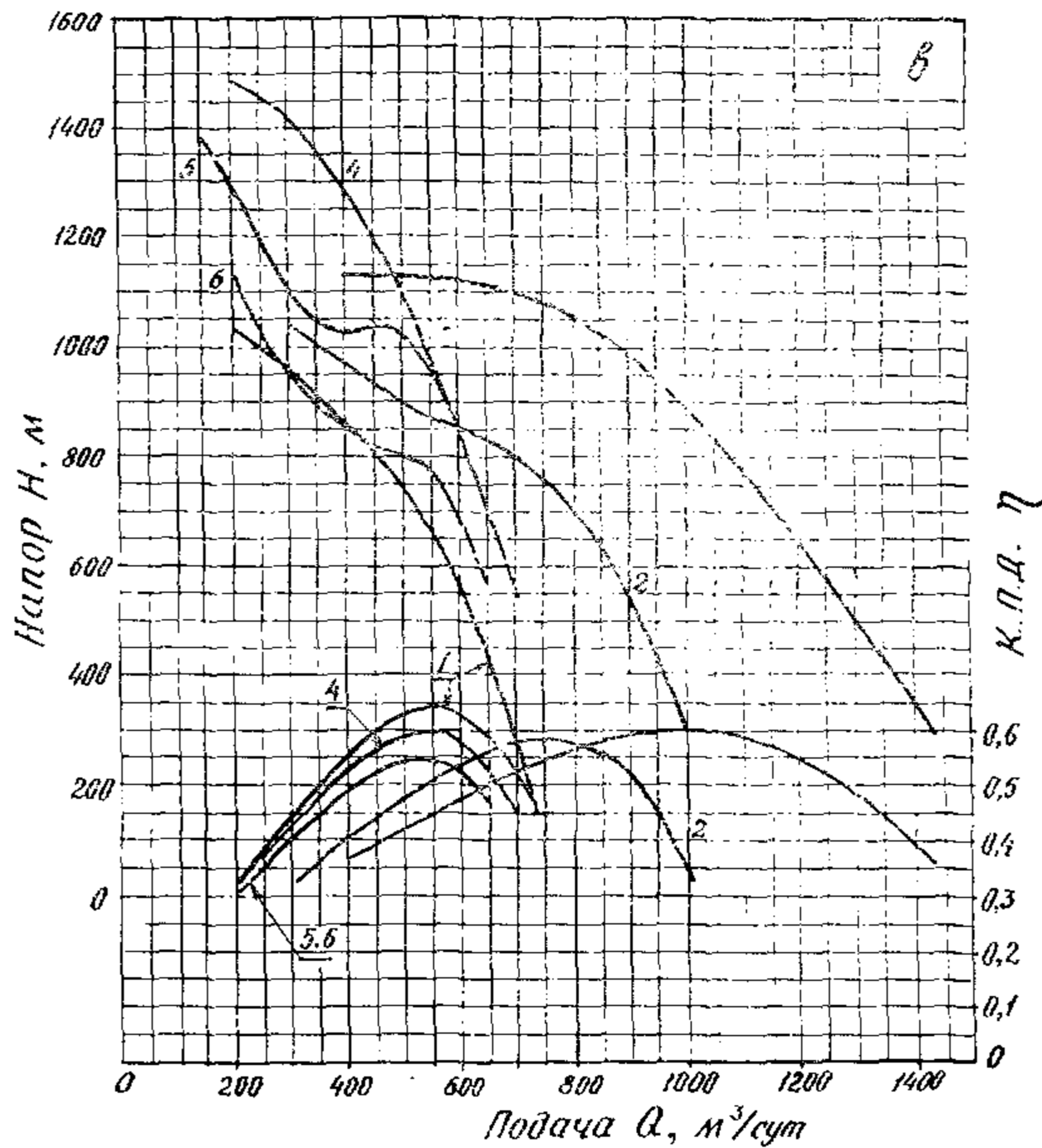


Рис. 2. Рабочие характеристики (паспортные) погружных центробежных насосов для добычи нефти; z — число ступеней в насосе:
 в) 1—9ЭЦН6-500-750, $z=145$; 2—9ЭЦН6-700-800, $z=152$; 3—9ЭЦН6-1000-900, $z=208$; 4—9ЭЦН6-500-1100, $z=217$; 5—9ЭЦН5А-500-1000, $z=254$; 6—9ЭЦН5А-500-800, $z=212$

$$\Delta H = \frac{0,92 H_{в.опт}^n}{3,9 + 0,023 Q_{в.опт}^n}, \quad (4)$$

где $H_{в.опт}^n$ и $Q_{в.опт}^n$ — значения оптимального напора (м) и оптимальной подачи ($m^3/сут$) на паспортной характеристике насоса;

— расчет потребляемой мощности предварительно выбранным насосом при откачке им заданного количества жидкости в установившемся режиме работы системы скважина — УЭЦН по значениям $Q_{в}$ и $H_{вс}$ с учетом влияния на потребляемую

мощность плотности и кажущейся вязкости проходящей через насос продукции;

— выбор по [2, 3, 4, 8] погружного электродвигателя к насосу по рассчитанной выше потребляемой мощности, диаметру эксплуатационной колонны к температуре жидкости в стволе скважины на глубине L_n спуска в нее УЭЦН, определение минимально допустимой скорости охлаждающей двигатель жидкости $w_{охл}$ и расчет по $w_{охл}$ и площади сечения зазора между стенками эксплуатационной колонны скважины и двигателя минимально допустимого дебита жидкости $Q_{охл}$ при длительной непрерывной работе двигателя;

— проверка возможности освоения скважины выбранной установкой при глубине L_n спуска ее в скважину. Для этого вычисляются по формулам (101) и (103) минимальные значения глубины спуска $L_{осв}$ и напора $H_{осв}$ насоса, которые необходимы для освоения скважины (в частности, после ее промывки или глушения технологической жидкостью существенно большей плотности, чем плотность откачиваемой продукции), и сопоставляются соответственно с L_n и с $H_{Q_{охл}}^n - \Delta H$, где $H_{Q_{охл}}^n$ — напор насоса при $Q_{охл}$ по его паспортной характеристике, при этом если $H_{осв} \geq 0,98 (H_{Q_{охл}}^n - \Delta H)$, то в случае $L_{осв} \leq L_n$ УЭЦН может освоить скважину, в противном случае необходимо увеличить глубину спуска насоса до $L_{осв}$; если $H_{осв} < 0,98 (H_{Q_{охл}}^n - \Delta H)$, то насос не сможет освоить скважину при любой глубине его спуска и к скважине должен быть подобран другой насос с большим напором при $Q_{охл}$; если $H_{осв} \geq 0,98 (H_{Q_{охл}}^n - \Delta H)$ и $L_{осв} < L_n$, то необходимо решить вопрос о целесообразности уменьшения глубины спуска насоса до $L_{осв}$ и установки перед ним газосепаратора;

— если принято решение уменьшить глубину спуска насоса по сравнению с L_n или оборудовать УЭЦН газосепаратором, то выполняется оценка нового значения коэффициента сепарации газа перед входом в насос с учетом наличия перед ним газосепаратора и расчет кривой 4 (рис. 1) распределения давления по длине НКТ;

— определение по рис. 1 значений $p_{вх}$, $p_{гвх}$, $p_{вых}$ и расчет ряда других параметров работы системы скважина — УЭЦН с целью решения вопроса: удовлетворяет ли выбранный насос неравенствам (2), (3) при подстановке в них значений $Q_{в}$ и $H_{вс}$, соответствующих новой глубине спуска насоса; выбор нового типоразмера УЭЦН, если неравенства (2), (3) не удовлетворяются;

— определение напора и давления, которые способен развить подобранный насос с номинальным числом ступеней при

работе в скважине на установившемся режиме с подачей, соответствующей заданному дебиту жидкости $Q_{жсу}$;

— регулирование (подгонка) напорной характеристики насоса уменьшением числа ступеней в нем, штуцером или комбинированным способом в случае, если развиваемый насосом напор при работе в режиме, соответствующем отбору из скважины заданного дебита $Q_{жсу}$, существенно больше требуемого;

— определение мощности, потребляемой насосом или насосом с газосепаратором, если последний решено установить перед насосом; проверка загруженности погружного электродвигателя;

— выбор окончательного варианта двигателя, электрокабеля, трансформатора и станции управления.

3. ПОДГОТОВКА ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

В табл. 1 перечислены параметры пласта, скважины и добываемой продукции, которые необходимо иметь для выполнения расчетов по выбору УЭЦН и определению глубины спуска насоса в скважину. В столбце 5 табл. 1 даны значения параметров, используемые в показательном примере по ходу изложения методики расчета (см. п. 5).

Значения параметров под № 1, 2, 4, 6, 7, 9, 10 берут из промышленной документации скважины, к которой требуется подобрать УЭЦН; значение G вычисляют по формуле

$$G = (T_{\phi} - T_{нс}) / (L_{\phi} - L_{нс}), \quad (5)$$

где $T_{нс}$ — температура нейтрального слоя земной коры, равная: для Коми АССР 276,5 ÷ 277 К; для Западной Сибири 276 ÷ 280 К; для Пермской области, Башкирии, Татарии и Куйбышевской области 278 ÷ 280 К; для Белоруссии — 282 К; для Краснодарского края и Чечено-Ингушской АССР — 286 ÷ 287 К; для Азербайджана, Казахстана и Средней Азии — 285 ÷ 293 К; $L_{нс}$ — глубина залегания нейтрального слоя горных пород от поверхности земли, равная для перечисленных районов ≈ 25 м; значение θ вычисляют по формуле

$$\theta = \arctg \frac{L_{гсм}}{H_{\phi}} \quad (6)$$

или

$$\theta = \arccos \frac{H_{\phi}}{H_{\phi} + L_{удл}}, \quad (7)$$

где $L_{гсм}$ — горизонтальное смещение забоя скважины, м, относительно вертикальной проекции ее устья, а $L_{удл}$ — удлинение ствола скважины, м, по сравнению с H_{ϕ} . Значения $L_{гсм}$ или $L_{удл}$ берут также из промышленной документации на скважину. Если значение θ , найденное по (6) или (7), не более 6° , то скважину можно считать практически вертикальной и принять приближенно $\theta = 0^{\circ}$. Значение поправки α принимают

Таблица 1

**Основные параметры пласта, скважины и скважинной
продукции к методике расчетов по подбору УЭЦН
к скважине**

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Символ	Значение к расчетному примеру
1	2	3	4	5
1	Пластовое давление, приведенное к верхнему ряду отверстий фильтра эксплуатационной колонны	МПа	$P_{пл}$	14,5
2	Температура продукции у верхних отверстий фильтра, практически равная температуре пласта	К	$T_{ф}$	315
3	Геотермический градиент (средний) горных пород, вскрытых скважиной	К/м	G	0,0177
4	Расстояние по вертикали от устья скважины до верхних отверстий фильтра ее эксплуатационной колонны	м	$H_{ф}$	2008
5	Средний угол между осью ствола скважины и вертикалью	град	Θ	17
6	Внутренний диаметр эксплуатационной колонны в месте размещения электродвигателя УЭЦН	м	$D_{ЭК}$	0,13
7	Коэффициент продуктивности скважины	$\frac{м^3}{сут \cdot МПа}$	K	22,0
8	Поправка на влияние попадания в призабойную зону пласта технологической жидкости при промывках или глушении скважины на коэффициент ее продуктивности	безразмерная	κ	0,5
9	Давление в выкидной линии скважины	МПа	$P_{л}$	0,65
10	Технологическая норма отбора жидкости из скважины, приведенная к стандартным условиям (дебит скважины)	$м^3/с$	$Q_{жеу}$	0,001273
11	Внутренний диаметр колонны НКТ	м	$D_{нкт}$	0,05
12	Эквивалентная шероховатость внутренних стенок НКТ	м	$K_{э}$	$15 \cdot 10^{-6}$
13	Давление насыщения нефти попутным газом по данным однократного разгазирования нефти при температуре пласта	МПа	$P_{нас}$	9,0
14	Газовый фактор нефти, то есть приведенное к СУ количество газа, выделяющегося из нефти при снижении давления от $P_{нас}$ до $P_{ст} = 0,1013$ МПа при $T_{пл}$	$м^3/м^3$	$\Gamma_{н,нас}$	48,5
15	Плотность попутного газа при СУ	$кг/м^3$	$\rho_{гсу}$	1,42
16	Объемная доля азота в попутном газе при СУ	$м^3/м^3$	u_a	0,092
17	Плотность нефти при СУ	$кг/м^3$	$\rho_{ису}$	850
18	Плотность технологической жидкости для глушения скважины	$кг/м^3$	$\rho_{тж}$	1200
19	Объемная доля попутной воды в добываемой из скважины жидкости при СУ	$м^3/м^3$	$\beta_{всу}$	0,35

Продолжение табл. 1

1	2	3	4	5
20	Плотность попутной воды при СУ	кг/м ³	$\rho_{всу}$	1150
21	Коэффициент растворимости попутного газа в попутной воде	$\frac{м^3}{м^3 \text{ МПа}}$	α_r	0,15
22	Постоянные в уравнении (10) количества газа, растворенного в нефти при $T_{пл}$	—	m_r	17,9
23	Постоянные в уравнении (11) объемного коэффициента нефти при $T_{пл}$	—	n_r	0,454
24	Постоянные в уравнении (12) плотности насыщенной растворенным газом при $T_{пл}$ нефти	—	m_v	1,1
		—	n_v	0,0244
25	Постоянные в уравнении (13) вязкости насыщенной растворенным газом при $T_{пл}$ нефти	—	m_p	821,5
		—	n_p	0,0115
		—	m_μ	0,00586
		—	n_μ	0,2755

на основании опыта освоения скважин, пробуренных на эксплуатируемый пласт. При отсутствии опытных данных принимают $\alpha = 0,5$, если в качестве технологической жидкости для глушения или промывки скважины использовали воду или какую-либо другую жидкость на водной основе; если же скважину перед спуском УЭЦН не промывали и не глушили или если названные операции выполняли, но с использованием в качестве технологической жидкости нефти или другой жидкости на нефтяной основе, то принимают $\alpha = 1$. Технологическую норму отбора жидкости из скважины $Q_{жсу}$ устанавливает геолого-технологическая служба, ведущая разработку месторождения. Внутренний диаметр колонны НКТ выбирают, пользуясь следующими данными:

$Q_{жсу}, м^3/сут$	< 100	$50 \dots 300$	$100 \dots 500$	≥ 300
$D_{нк\tau}, м$	0,040	0,050	0,062	0,076

Значения параметров под № 13 . . . 25 берут или определяют по результатам лабораторных исследований проб пластовой нефти и воды эксплуатируемой залежи, при этом для оценки значения коэффициента α_r пользуются формулой

$$\alpha_r = \Gamma_{в.нас} / \rho_{в.нас}, \quad (8)$$

где $\Gamma_{в.нас}$ — газовый фактор попутной воды, м³/м³; $\rho_{в.нас}$ — давление насыщения воды попутным газом, МПа, которое приближенно можно принять равным $\rho_{нас}$. Если значение $\Gamma_{в.нас}$ неизвестно, то для пластовой воды (имеется в виду природная пластовая вода, не разбавленная нагнетаемой в пласт водой) принимают в среднем $\alpha_r \approx 0,1$ м³/(м³ · МПа); если попутная вода является смесью пластовой и нагнетаемой, то принимают ориентировочно

$$\sigma_r = 0,1 \cdot (\rho_{всу} - 1000) / (\rho_{впл} - 1000), \quad (9)$$

где $\rho_{всу}$ и $\rho_{впл}$ — плотность опресненной и пластовой воды при СУ соответственно.

Для оценки значений постоянных $m_r, n_r, m_v, n_v, m_o, n_o, m_\mu, n_\mu$ в уравнениях:

$$\Gamma_n = \begin{cases} m_r \cdot p^{n_r}, & \text{если } p < p_{нас}, \\ m_r \cdot p_{нас}^{n_r}, & \text{если } p \geq p_{нас}; \end{cases} \quad (10)$$

$$b_n = \begin{cases} m_v \cdot p^{n_v}, & \text{если } p < p_{нас}, \\ m_v \cdot p_{нас}^{n_v}, & \text{если } p \geq p_{нас}; \end{cases} \quad (11)$$

$$\rho_n = \begin{cases} m_o / p^{n_o}, & \text{если } p < p_{нас}, \\ m_o / p_{нас}^{n_o}, & \text{если } p \geq p_{нас}; \end{cases} \quad (12)$$

$$r_n = \begin{cases} m_\mu / p^{n_\mu}, & \text{если } p < p_{нас}, \\ m_\mu / p_{нас}^{n_\mu}, & \text{если } p \geq p_{нас} \end{cases} \quad (13)$$

— необходимо иметь соответствующие экспериментальные зависимости. Эти зависимости получают обычно в результате исследования отобранной с забоя скважины пробы пластовой нефти, из [5] или расчетным путем, пользуясь рекомендациями М. Д. Штсфа [6] или И. И. Дунюшкина и И. Т. Мищенко [7]. Образец упомянутых зависимостей для девонской нефти одной из скважин Ромашкинского месторождения представлен на рис. 3. Оценку значений m_r, n_r, m_v и т. д. осуществляют по части экспериментальных кривых, соответствующих области $p \leq p_{нас}$, среднеарифметическим методом или методом наименьших квадратов. Приближенные значения этих величин находят также решением систем уравнений вида

$$\begin{aligned} \lg y_d &= \lg m_y + n_y \lg p_d, \\ \lg y_{нас} &= \lg m_y + n_y \lg p_{нас}, \end{aligned}$$

где y_d и $y_{нас}$ — значения рассматриваемой функции (Γ_n, b_n, ρ_n или r_n), снятые с соответствующей кривой при давлениях p_d и $p_{нас}$, как показано ниже.

Примем давление p_d в выкидной линии у устья скважины равным 0,65 МПа, давление насыщения $p_{нас} = 9,0$ МПа. Для отыскания значений m_r и n_r определяем по кривой $\Gamma_n(p)$ (рис. 3) значение $\Gamma_{нд} = 14,7 \text{ м}^3/\text{м}^3$, соответствующее $p_d = 0,65$ МПа, и $\Gamma_{н.нас} = 48,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$, соответствующее $p_{нас} = 9,0$ МПа. Составляем систему уравнений

$$\lg 14,7 = \lg m_r + n_r \lg 0,65$$

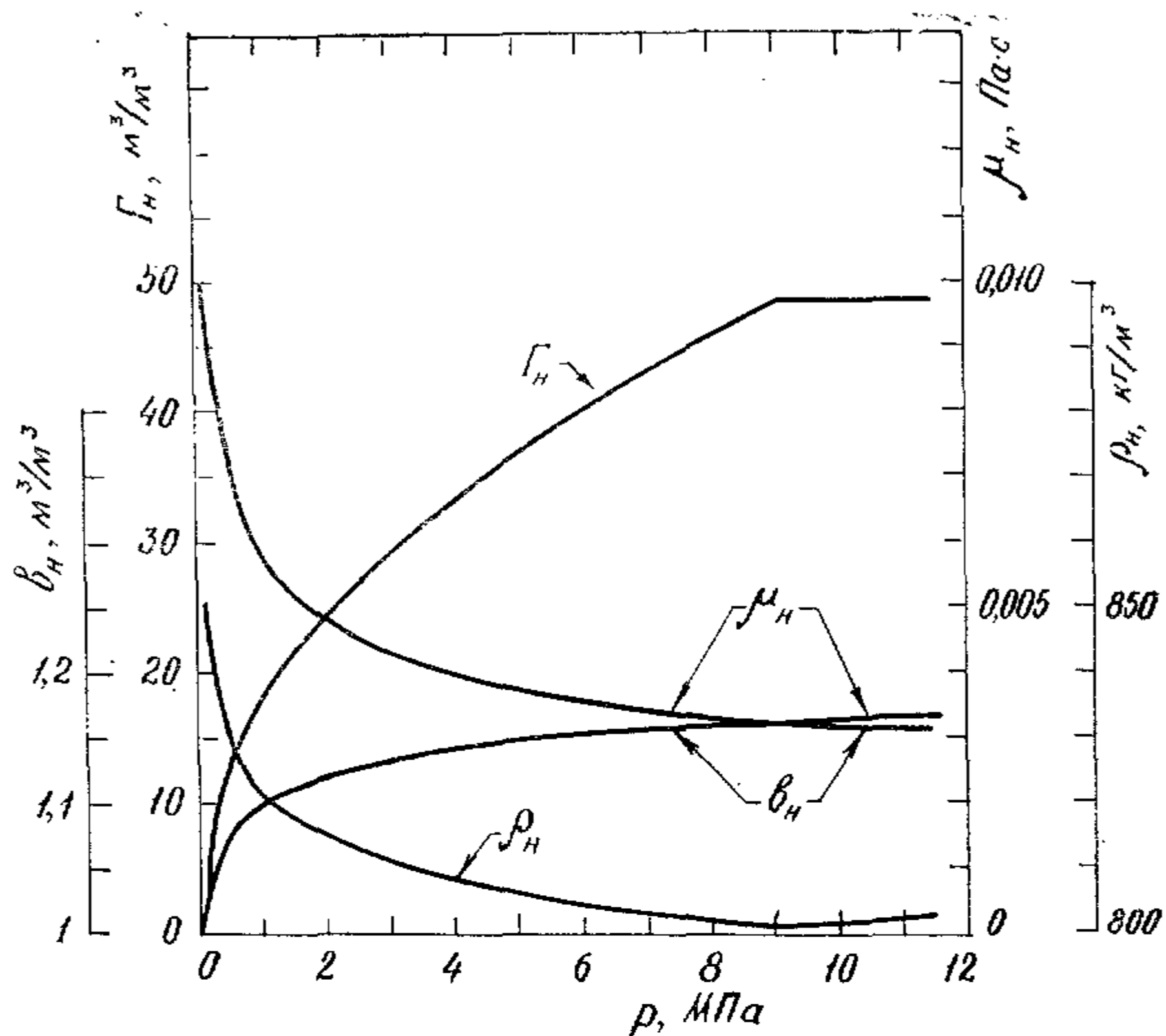


Рис. 3. Зависимость количества растворенного газа, приведенного к стандартным условиям, Γ_n , объемного коэффициента b_n , плотности ρ_n и вязкости μ_n девонской нефти Сулеевской площади Ромашкинского месторождения от давления p при пластовой температуре

$$\lg 48,5 = \lg m_r + n_r \lg 9,0,$$

решая которую, находим:

$$m_r = 17,9, \quad n_r = 0,454.$$

Составив аналогичным образом на базе кривой $b_n(p)$ систему

$$\lg 1,088 = \lg m_b + n_b \lg 0,65$$

$$\lg 1,16 = \lg m_b + n_b \lg 9,0$$

и решив ее, получаем $m_b = 1,1$ и $n_b = 0,0244$; решив систему

$$\lg 825,5 = \lg m_\rho - n_\rho \lg 0,65$$

$$\lg 801,0 = \lg m_\rho - n_\rho \lg 9,0,$$

составленную на базе кривой $\rho_n(p)$, находим: $m_\rho = 821,5$; $n_\rho = 0,0115$; решение системы

$$\lg 0,0066 = \lg m_{\mu} - n_{\mu} \lg 0,65$$

$$\lg 0,0032 = \lg m_{\mu} - n_{\mu} \lg 9,0,$$

составленной на основе кривой $\mu_n(p)$, дает: $m_{\mu} = 0,00586$ и $n_{\mu} = 0,2755$.

4. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ФОРМУЛЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В РАСЧЕТАХ

4.1. ОБЪЕМНЫЕ СООТНОШЕНИЯ ФАЗ И КИНЕМАТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПОТОКА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

Поток скважинной продукции на пути от фильтра эксплуатационной колонны скважины до насоса, в насосе и в колонне НКТ в общем случае состоит из нефти, свободного попутного газа, попутной воды и твердых частиц в виде кристаллов парафина, солей, а также микрочастиц горной породы, выносимых из дренируемого пласта. Объемная доля твердых частиц в потоке обычно невелика и не влияет существенно на течение продукции, если геометрия проточных каналов остается практически неизменной. Поэтому в гидродинамических расчетах наличием твердой фазы в потоке скважинной продукции можно пренебречь.

Соотношения объемов нефти, попутной воды и свободного газа в потоке по пути его движения непрерывно меняются вследствие изменения давления и температуры.

Объемное соотношение фаз в потоке при конкретных текущих значениях давления p и температуры T характеризуют двумя параметрами: объемной расходной долей (объемно-расходным фазосодержанием — газосодержанием, нефтесодержанием, водосодержанием)

$$\beta_{\phi} = Q_{\phi} / Q_{\text{см}} \quad (14)$$

и объемной истинной долей (объемным истинным фазосодержанием)

$$\varphi_{\phi} = S_{\phi} / S \quad (15)$$

фазы в потоке, где Q_{ϕ} и $Q_{\text{см}} = \sum Q_{\phi}$ — объемные расходы фазы и всего потока через сечение; S_{ϕ} — часть площади сечения канала, занятой фазой; S — общая площадь сечения канала.

В качестве кинематических параметров потока в дальнейшем используются:

приведенная скорость фазы —

$$\omega_{\text{пр.}\phi} = Q_{\phi} / S, \quad (16)$$

средняя скорость потока —

$$\omega_{\text{см}} = Q_{\text{см}} / S = \sum \omega_{\text{пр.}\phi}, \quad (17)$$

истинная скорость фазы —

$$\omega_{\text{иф}} = Q_{\text{ф}} / (c_{\text{ф}} S) = \omega_{\text{пр.ф}} / \varphi_{\text{ф}}, \quad (18)$$

скорость дрейфа фазы —

$$\omega_{\text{др.ф}} = \omega_{\text{иф}} - \omega_{\text{см}}. \quad (19)$$

Из (18) следует:

$$\varphi_{\text{ф}} = \omega_{\text{пр.ф}} / \omega_{\text{иф}}, \quad (20)$$

а из (19) и (20):

$$\varphi_{\text{ф}} = \omega_{\text{пр.ф}} / (\omega_{\text{см}} + \omega_{\text{др.ф}}). \quad (21)$$

Если плотность внутренней фазы дисперсной системы больше плотности внешней, то перед $\omega_{\text{др.ф}}$ в (19), (21) должен быть знак минус.

Из (14), (16), (17) следует, что

$$\beta_{\text{ф}} = \omega_{\text{пр.ф}} / \omega_{\text{см}}. \quad (22)$$

Важными характеристиками водонефтяного и водонефтегазового потоков являются, по [1], первая и вторая критические скорости смеси

$$\omega_{\text{кр.1}} = 0,064 \cdot 56^{\beta_{\text{вж}}} \cdot (g D_{\text{г}})^{1/2}, \quad (23)$$

$$\omega_{\text{кр.2}} = 0,487 \cdot (g D_{\text{г}})^{1/2}, \quad (24)$$

а также скорость сдвига потока

$$\dot{\gamma} = 8 \omega_{\text{см}} / D_{\text{г}}, \quad (25)$$

где g — ускорение силы тяжести; $\beta_{\text{вж}}$ — объемно-расходная доля воды в жидкости по (14) или (22); $D_{\text{г}}$ — гидравлический диаметр канала;

$$D_{\text{г}} = 4S/\Pi, \quad (26)$$

Π — периметр поперечного сечения канала.

В формулах (14) . . . (26) единицами измерения величин являются: для расходов $Q_{\text{ф}}$, $Q_{\text{см}}$ — м³/с; для скоростей $\omega_{\text{см}}$, $\omega_{\text{пр.ф}}$, $\omega_{\text{иф}}$, $\omega_{\text{др.ф}}$, $\omega_{\text{кр1}}$, $\omega_{\text{кр2}}$ — м/с; для линейных величин $D_{\text{г}}$, Π — м; для площадей $S_{\text{ф}}$, S — м²; для ускорения силы тяжести — м/с², для скорости сдвига $\dot{\gamma}$ — с⁻¹; для $\beta_{\text{ф}}$, $\varphi_{\text{ф}}$ — доля единицы.

4.2. ТИПЫ И СТРУКТУРНЫЕ ФОРМЫ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ, УСЛОВИЯ И ГРАНИЦЫ ИХ СУЩЕСТВОВАНИЯ

Различают два типа водонефтяной смеси: Н/В и В/Н. В смеси типа Н/В внешней фазой является вода, внутренней — нефть; в смеси типа В/Н, наоборот, внешней фазой является нефть, внутренней — вода. Внешняя фаза всегда представлена

непрерывной фазой, внутренняя — диспергированной во внешней.

Двухфазные газожидкостные смеси могут быть либо типа Г/Н (газ в нефти), либо типа Г/В (газ в воде), а трехфазные водонефтегазовые — типа (В + Г)/Н (вода + газ в нефти) и типа (Н + Г)/В (нефть + газ в воде).

Двух- и трехфазные потоки различают и по форме структуры, то есть по размеру частиц внутренней фазы (внутренних фаз), распределенных во внешней, а также по характеру их распределения. Типичные структурные формы водонефтяных потоков: капельная, когда внутренняя фаза распределена в виде капель сравнительно больших размеров (более 0,5 см) во внешней, и эмульсионная, когда внутренняя фаза представлена во внешней капельками диаметром порядка 10^{-4} . . . 10^{-2} см. Типичные формы нефтегазовых потоков в стволе скважины и в НКТ при эксплуатации скважин погружными центробежными насосами следующие: пузырьковая (ее называют также эмульсионной), когда газовая фаза распределена в виде пузырьков малого размера по всему объему жидкости, и снарядная (ее называют также пробковой, четочной), когда основная масса свободного газа в потоке сосредоточена в пузырьках, соизмеримых по диаметру с диаметром канала. Для нефтеводогазовых потоков наиболее типичными структурными формами можно считать: капельно-пузырьковую, эмульсионно-пузырьковую и эмульсионно-снарядную.

Области существования основных типов и структурных форм нефтегазового, нефтеводяного и нефтеводогазового восходящих потоков, по [1], приведены в табл. 2.

4.3. ВЫЧИСЛЕНИЕ ИСТИННЫХ ДОЛЕЙ ФАЗ В ВОСХОДЯЩЕМ ДВУХ- И ТРЕХФАЗНОМ ПОТОКЕ

Для водонефтяного потока типа Н/В при капельной структуре истинная доля внутренней фазы (нефти) определяется по формуле

$$\varphi_{\text{н}} = \frac{\omega_{\text{пр.н}}}{\omega_{\text{см}} + \left[0,54 (0,01 + \rho_{\text{в}}^{0,152}) - \frac{\omega_{\text{см}}}{\sqrt{g D_{\text{г}}}} \right] (4g \sigma_{\text{нв}} |\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}| / \rho_{\text{в}}^2)^{0,25}}, \quad (27)$$

при эмульсионной структуре — по формуле

$$\varphi_{\text{н}} = \omega_{\text{пр.н}} / \omega_{\text{см}}. \quad (28)$$

Истинная доля непрерывной фазы (воды) в этих случаях определяется по формуле

$$\varphi_{\text{в}} = 1 - \varphi_{\text{н}}. \quad (29)$$

Таблица 2

Области существования основных типов и структурных форм нефтеводяного, нефтегазового и водонефтегазового восходящих потоков

Фазовый состав потока	Доля воды в жидкости	Тип смеси	Наименование структуры	Границы существования типа и структуры смеси
Нефть + газ	$\beta_{вж} = 0$	Г/Н	Пузырьковая Снарядная	$\varphi_g \leq 0,65$ или $p > 0,7$ $\varphi_g > 0,65$ и $p \leq 0,7$
Нефть + вода	$0 < \beta_{вж} \leq 0,5$	Н/В В/Н В/Н	Капельная Капельная Эмульсионная	$w_{см} \leq w_{кр1}$ $w_{кр1} < w_{см} < w_{кр2}$ $w_{см} \geq w_{кр2}$
	$\beta_{вж} > 0,5$	Н/В	Капельная Эмульсионная	$w_{см} < w_{кр2}$ $w_{см} \geq w_{кр2}$
Нефть + вода + газ	$0 < \beta_{вж} \leq 0,5$	(Н+Г)/В	Капельно-пузырьковая	$w_{см} < w_{кр1}$; $\varphi_g \leq 0,65$ или $p > 0,7$
		(В+Г)/Н	Капельно-пузырьковая	$w_{кр1} < w_{см} < w_{кр2}$; $\varphi \leq 0,65$ или $p > 0,7$
		(В+Г)/Н	Эмульсионно-пузырьковая	$w_{см} \geq w_{кр2}$; $\varphi_g \leq 0,65$ или $p > 0,7$
	$0,5 < \beta_{вж} < 1$	(Н+Г)/В	Капельно-пузырьковая	$w_{см} < w_{кр2}$; $\varphi \leq 0,65$ или $p > 0,7$
		(Н+Г)/В	Эмульсионно-пузырьковая	$w_{см} \geq w_{кр2}$; $\varphi_g \leq 0,65$ или $p > 0,7$
			Эмульсионно-снарядная	$w_{см} \geq w_{кр2}$; $\varphi_g > 0,65$ или $p \leq 0,7$

В табл. 2: p — абсолютное давление (МПа) в потоке; φ_g — истинная объемная доля свободного газа (истинное газосодержание) в потоке; $w_{кр1}$ и $w_{кр2}$ — критические скорости смеси, определяемые по (23) и (24) соответственно; $w_{см}$ — скорость смеси по (17).

Для водонефтяного потока типа В/Н истинная доля внутренней фазы (воды) при капельной структуре потока рассчитывается по формуле

$$\varphi_{\text{в}} = \frac{\omega_{\text{пр.в}}}{\omega_{\text{см}} \left(0,425 - 0,827 \frac{\omega_{\text{см}}}{\sqrt{gD_r}} \right) \left(4g \sigma_{\text{нв}} |\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}| / \rho_{\text{н}}^2 \right)^{0,25}}, \quad (30)$$

при эмульсионной — по формуле

$$\varphi_{\text{в}} = \omega_{\text{пр.в}} / \omega_{\text{см}}; \quad (31)$$

истинная доля непрерывной фазы (нефти) — по формуле

$$\varphi_{\text{н}} = 1 - \varphi_{\text{в}}. \quad (32)$$

В (27) . . . (32) $\omega_{\text{см}} = (Q_{\text{н}} + Q_{\text{в}})/S$ — скорость смеси, м/с; $\omega_{\text{пр.н}} = Q_{\text{н}}/S$, $\omega_{\text{пр.в}} = Q_{\text{в}}/S$ — приведенные скорости нефти и воды в подъемнике, м/с; $\rho_{\text{н}}$ и $\rho_{\text{в}}$ — плотность нефти и воды в рассматриваемом сечении подъемника, кг/м³; $\sigma_{\text{нв}}$ — поверхностное натяжение между нефтью и водой, Н/м; $g = 9,81$ м/с²; D_r — гидравлический диаметр подъемника, м. При этом

$$\sigma_{\text{нв}} = \sigma_{\text{вг}} - \sigma_{\text{нг}}, \quad (33)$$

где $\sigma_{\text{вг}}$ — поверхностное натяжение между водой и попутным газом в Н/м, определяемое по формуле

$$\sigma_{\text{вг}} = 10^{-(1,19+0,01 \cdot p)}, \quad (34)$$

$\sigma_{\text{нг}}$ — поверхностное натяжение между нефтью и попутным газом, определяемое по формуле

$$\sigma_{\text{нг}} = \begin{cases} 10^{-(1,58+0,05 \cdot p)} - 72 \cdot 10^{-6} (T - 305), & \text{если } \sigma_{\text{нг}} \geq 0 \\ 0, & \text{если } \sigma_{\text{нг}} < 0, \end{cases} \quad (35)$$

где p и T — давление в МПа и температура в К потока в рассматриваемом месте.

Истинная объемная доля газовой фазы в потоке (нефтегазовом, водогазовом, водонефтегазовом) при пузырьковой структуре —

$$\varphi_{\text{г}} = \frac{\omega_{\text{пр.г}}}{\omega_{\text{см}} + 0,23 \left(\frac{\sigma_{\text{жг}}}{\sigma_{\text{вг}}} \right)^{0,83} \cdot \left(\frac{\mu_{\text{ж}}}{\mu_{\text{в}}} \right)^{0,44} \cdot e^{-0,01 \mu_{\text{ж}}/\mu_{\text{в}}^*}}; \quad (36)$$

при снарядной структуре —

$$\varphi_{\text{г}} = \frac{\omega_{\text{пр.г}}}{\omega_{\text{см}} + 0,41 \left(\frac{\mu_{\text{ж}}}{\mu_{\text{в}}} \right)^{0,1} \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{жг}}}{\sigma_{\text{вг}}} \cdot \omega_{\text{пр.г}}^2 \right)^{1/3}}. \quad (37)$$

В (36), (37): $\omega_{\text{пр.г}} = Q_{\text{г}}/S$, $\omega_{\text{см}} = (Q_{\text{н}} + Q_{\text{г}})/S$ — для нефтегазового, $\omega_{\text{см}} = (Q_{\text{в}} + Q_{\text{г}})/S$ — для водогазового и $\omega_{\text{см}} = (Q_{\text{н}} + Q_{\text{в}} +$

$+ Q_r)/S$ — для водонефтегазового потоков, м/с; $\sigma_{вг}^* = 0,067$ Н/м; $\mu_v^* = 0,0011$ Па · с; $\sigma_{жг}$ — поверхностное натяжение между жидкостью, являющейся внешней фазой потока, и газом, Н/м; $\mu_{ж}$ — динамическая вязкость внешней фазы потока, Па · с. Значение $\sigma_{жг}$ определяется по (34) или (35) в зависимости от вида внешней фазы потока; значение $\mu_{ж}$ — в зависимости от объемно-расходной доли воды $\beta_{вж}$ в жидкости и от скорости потока $\omega_{см}$. Если $\beta_{вж} > 0,5$, то в случае $\omega_{см} < \omega_{кр2}$ кажущаяся вязкость жидкости принимается равной вязкости воды при заданном T ; в случае $\omega_{см} \geq \omega_{кр2}$ — кажущаяся вязкость водонефтяной эмульсии типа Н/В определяется по формуле

$$\mu_{ж} = \mu_v \cdot 10^{3,2(1-\beta_{вж})}, \quad (38)$$

где μ_v — вязкость воды при температуре T потока, рассчитываемая в Па · с по формуле

$$\mu_v = \frac{0,0014 + 38 \cdot 10^{-7}(\rho_{всу} - 1000)}{10^{0,0065(T-273)}}. \quad (39)$$

Если $\beta_{вж} \leq 0,5$, то при $\omega_{кр1} < \omega_{см} < \omega_{кр2}$ кажущаяся вязкость жидкости принимается равной вязкости нефти при p и T ; если $\omega_{см} < \omega_{кр1}$ — вязкости попутной воды при соответствующей температуре; в случае $\omega_{см} \geq \omega_{кр2}$ определяется по формуле

$$\mu_{ж} = \mu_n \frac{1 + 2,9 \beta_{вж}}{1 - \beta_{вж}}, \quad (40)$$

если параметр $A \leq 1$, или по формуле

$$\mu_{ж} = A \mu_n \frac{1 + 2,9 \beta_{вж}}{1 - \beta_{вж}}, \quad (41)$$

если $A > 1$. При этом

$$A = (1 + 20 \beta_{вж}^2) / \dot{\gamma}^{0,48 \beta_{вж}}, \quad (42)$$

где $\dot{\gamma}$ — скорость сдвига потока в s^{-1} , определяемая по формуле (25). Вязкость нефти μ_n , насыщенной растворенным газом, при температуре пласта $T_{пл} \approx T_f$ определяют либо по кривой $\mu_n(p)$ рис. 3, либо по формуле (13).

Влияние температуры, отличающейся от $T_{пл}$, на вязкость нефти учитывают с помощью номограммы Льюса и Сквайрса, как показано на рис. 4. Для облегчения выбора формул, по которым следует определять значения $\sigma_{жг}$ и $\mu_{ж}$, дается табл. 3.

Таблица 3

Номера формул для определения кажущейся вязкости $\mu_{ж}$ жидкости и поверхностного натяжения $\sigma_{жг}$ между жидкостью и газом при вычислении $\varphi_{г}$ по (36) и (37)

Параметр	$\beta_{вж} = 0$	$0 < \beta_{вж} \leq 0,5$				$\beta_{вж} > 0,5$	
		$w_{см} < w_{кр1}$	$w_{кр1} < w_{см} < w_{кр2}$	$w_{см} > w_{кр2}$		$w_{см} < w_{кр2}$	$w_{см} > w_{кр2}$
				$A < 1$	$A > 1$		
$\mu_{ж}$	(13)	(39)	(13)	(40)	(41)	(39)	(38)
$\sigma_{жг}$	(35)	(34)	(35)	(35)	(35)	(34)	(34)

Истинную долю каждой из жидких фаз в трехфазном потоке определяют по формулам

$$\varphi_{в} = \varphi_{вж} (1 - \varphi_{г}), \quad (43)$$

$$\varphi_{н} = \varphi_{нж} (1 - \varphi_{г}), \quad (44)$$

где $\varphi_{вж}$ и $\varphi_{нж}$ — истинные доли воды и нефти в жидкой части потока. При этом, очевидно,

$$\varphi_{нж} + \varphi_{вж} = 1. \quad (45)$$

Если в рассматриваемом сечении потока выполняется условие $w_{см} \geq w_{кр2}$, то принимают

$$\varphi_{вж} = \beta_{вж} = Q_{в} / (Q_{в} + Q_{н}), \quad (46)$$

$$\varphi_{нж} = \beta_{нж} = Q_{н} / (Q_{в} + Q_{н}), \quad (47)$$

поскольку в этом случае можно пренебречь скольжением воды относительно нефти. При $w_{см} < w_{кр2}$ взаимным скольжением воды и нефти пренебречь нельзя, и значения $\varphi_{вж}$ и $\varphi_{нж}$ оценивают приближенно. Если поток относится к типу (В+Г)/Н, то $\varphi_{вж}$ находят по (30) как истинную долю воды $\varphi_{в}$ в двухфазном водонефтяном потоке; значение $\varphi_{нж}$ при этом определяют по (45). Если же поток типа (Н+Г)/В, то находят $\varphi_{нж}$ по (27) как истинную долю нефти в двухфазном водонефтяном потоке, а затем по (45) определяют $\varphi_{вж}$.

4.4. ЧИСЛО РЕЙНОЛЬДСА ПОТОКА ДИСПЕРСНОЙ СИСТЕМЫ И КОЭФФИЦИЕНТ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО ТРЕНИЯ

Число Рейнольдса потока дисперсной системы определяют по формуле

$$Re_{см} = \frac{D_{г}}{\mu_{см}} (\rho_{н} w_{пр.н} + \rho_{в} w_{пр.в} + \rho_{г} w_{пр.г}), \quad (48)$$

а коэффициент гидравлического трения $\lambda_{см}$ при $Re_{см} \leq 2000$ — по формуле

$$\lambda_{см} = 64 / Re_{см}, \quad (49)$$

при $Re_{см} > 2000$ — по формуле

$$\lambda_{см} = 0,11 \Psi \left(\frac{68}{Re_{см}} + \frac{k_{з}}{D_{г}} \right)^{0,25}, \quad (50)$$

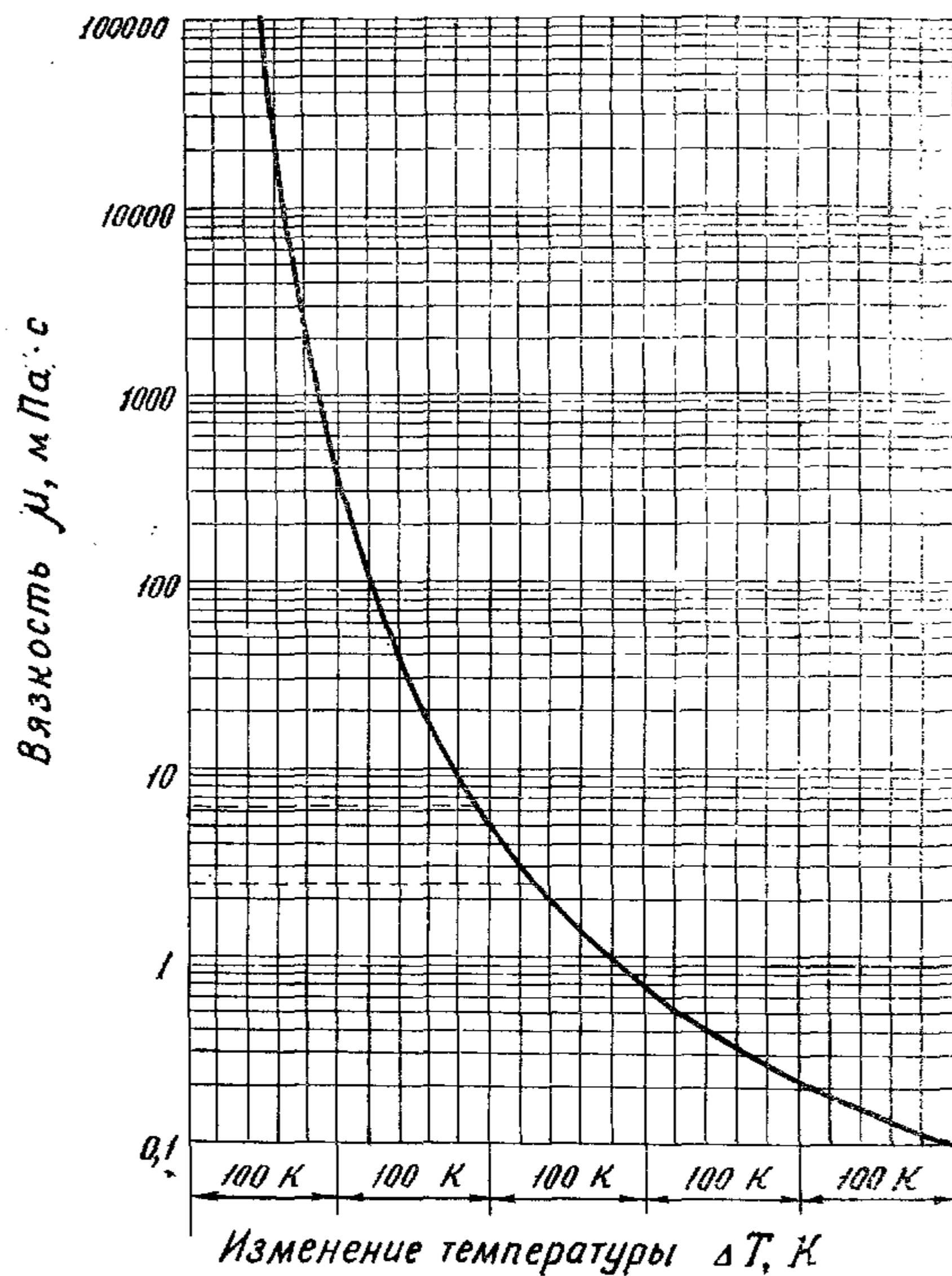


Рис. 4. Зависимость вязкости жидкости от температуры по Льюису и Сквайрсу
Пример. Дано: $\mu_1 = 2,4$ мПа·с, $T_1 = 313$ К. Определить μ_2 при $T_2 = 293$ К.
Решение. Находим $\Delta T = T_1 - T_2 = 313 - 293 = 20$ К. Откладываем на ординате графика точку $\mu_1 = 2,4$ мПа·с. От этой точки идем вправо до кривой; смещаемся вдоль кривой на $\Delta T = 20$ К и идем по пунктирной линии влево до шкалы μ . Получаем $\mu_2 = 6,3$ мПа·с.

где $\mu_{см}$ — кажущаяся вязкость дисперсного потока, Па·с; k_s — эквивалентная шероховатость стенок канала подъемника, м (для труб нефтяного сортамента можно принять $k_s = 15 \cdot 10^{-6}$ м); Ψ — приведенный коэффициент гидравлического трения, определяемый при течении газожидкостной смеси по формуле В. А. Мамаева, Г. Э. Одишария, О. В. Клапчука и др.,

$$\Psi = \frac{1 - \beta_r + \rho_r \beta_r / \rho_{ж}}{(1 - \beta_r)^2 + \frac{\rho_r \beta_r^2}{\rho_{ж} \varphi_r}}; \quad (51)$$

при течении водонефтяной смеси ($\varphi_r = \beta_r = 0$) принимают $\Psi = 1$. Если текущая в канале система — смесь воды и нефти ($\varphi_r = \beta_r = 0$), то: при $w_{см} \geq w_{кр2}$ значение $\mu_{см} = \mu_{ж}$ определяют по (38) в случае $\beta_{вж} > 0,5$ и по (40) или по (41) в случае $\beta_{вж} \leq 0,5$; при $\beta_{вж} > 0,5$ и $w_{см} < w_{кр2}$ значение $\mu_{см} = \mu_{ж}$ принимают равным вязкости воды: при $\beta_{вж} \leq 0,5$ и $w_{см} \leq w_{кр1}$ также $\mu_{см} = \mu_{в}$; если $\beta_{вж} \leq 0,5$, а $w_{кр1} < w_{см} < w_{кр2}$, то $\mu_{см} = \mu_{н}$. Если система является газожидкостной, то кажущуюся вязкость нефтегазовой смеси ($\beta_{вж} = 0$) определяют при $\varphi_r \leq 0,65$ или $p > 0,7$ МПа по формуле Хинаты и Оки:

$$\mu_{см} = \mu_{н} \left[1 + (0,45 + 1,3 \varphi_r) \frac{\varphi_r}{Ta^{1/6}} \right], \quad (52)$$

где Ta — параметр Тейлора,

$$Ta = \mu_{ж} d_{п} \dot{\gamma} / \sigma_{жг},$$

характеризующий влияние структурированности газожидкостной смеси на величину кажущейся ее вязкости. Для нефтегазового потока в трубе круглого поперечного сечения $\dot{\gamma} = 8 w_{см} / D$, а наиболее вероятное значение диаметра газовых пузырьков $d_{п} = 25 \cdot 10^{-5}$ м. Поэтому

$$\begin{aligned} Ta &= \frac{8 \mu_{ж} d_{п} w_{см}}{\sigma_{жг} D} \approx \frac{8 \cdot 25 \cdot 10^{-5} \cdot \mu_{н} \cdot w_{см}}{\sigma_{нг} \cdot D} = \\ &= 0,002 \frac{\mu_{н} \cdot w_{см}}{\sigma_{нг} \cdot D}. \end{aligned} \quad (53)$$

При $\varphi_r > 0,65$ и $p < 0,7$ МПа кажущуюся вязкость нефтегазового потока предлагается определять по формуле

$$\mu_{см} = \mu_{н} [1 + 19,64 (\mu_{отн} - 1) (1 - \varphi_r)^3], \quad (54)$$

где

$$\mu_{отн} = \frac{\mu_{см}}{\mu_{н}} = 1 + 0,842 / Ta^{1/6} \quad (55)$$

— относительная вязкость нефтегазовой смеси при $\varphi_r = 0,65$, то есть в момент перехода пузырьковой структуры ГЖС в

снарядную. Если среда водогазовая ($\beta_n = 0$), то при $\varphi_r < 0,65$ вязкость ГЖС определяют по (52) подстановкой μ_v вместо μ_n , а при $\varphi_r > 0,65$ — по (54). Вязкость водонефтегазовой смеси принимают равной кажущейся вязкости смеси (эмульсии) нефти и воды.

4.5. ПЛОТНОСТЬ И КОЭФФИЦИЕНТ СВЕРХСЖИМАЕМОСТИ ПОПУТНОГО ГАЗА

Плотность ρ_r (кг/м³) и относительная плотность $\rho_{r.отн}$ попутного газа вычисляют по формулам

$$\rho_r = \rho_{гсу} p T_{ст} / (z p_{ст} T), \quad (56)$$

$$\rho_{r.отн} = \rho_{гсу} / 1,205, \quad (57)$$

где $\rho_{гсу}$ — плотность (кг/м³) газа при СУ; 1,205 — плотность воздуха при СУ (кг/м³); z — коэффициент сверхсжимаемости газа при заданных p и T .

Значение z определяют по рекомендациям [3] или приближенно по формуле

$$z = z_y (1 - y_a) + z_a y_a, \quad (58)$$

где z_y — коэффициент сверхсжимаемости попутного газа без азота, z_a и y_a — коэффициент сжимаемости и объемная доля азота в газе. При этом:

если

$$0 \leq p_{пр} \leq 4 \text{ и } 1,17 \leq T_{пр} < 2,$$

то

$$z_y = 1 - p_{пр} \left(\frac{0,18}{T_{пр} - 0,73} - 1,135 \right) + 0,0161 p_{пр}^{3,45} / T_{пр}^{6,1};$$

если

$$0 \leq p_{пр} \leq 1,45 \text{ и } 1,05 \leq T_{пр} < 1,17,$$

то

$$z_y = 1 - 0,23 p_{пр} - (1,88 - 1,67 T_{пр}) p_{пр}^2;$$

если

$$1,45 \leq p_{пр} \leq 4 \text{ и } 1,05 \leq T_{пр} < 1,17,$$

то

$$z_y = 0,13 p_{пр} + (6,05 T_{пр} - 6,25) T_{пр} / p_{пр}^2,$$

(58*)

где $p_{пр}$ и $T_{пр}$ — приведенные давления и температура смеси углеводородных и неуглеводородных (без азота) газов. Если объемная доля неуглеводородных газов не более 5% от углеводородных, то $p_{пр}$ и $T_{пр}$ определяют по формулам

$$p_{пр} = 10 p / (46,9 - 2,06 \rho_{y.отн}^2), \quad (59)$$

$$T_{пр} = T / (97 + 172 \rho_{y.отн}), \quad (60)$$

где p и T — давление (МПа) и температура (К), при которых находится свободный газ; $\rho_{y, \text{отн}}$ — относительная плотность по воздуху смеси углеводородных и неуглеводородных, кроме азота, газов, которую можно определить по относительной плотности всего газа при СУ по формуле

$$\rho_{y, \text{отн}} = (\rho_{г, \text{отн}} - \rho_{a, \text{отн}} \cdot y_a) / (1 - y_a), \quad (61)$$

$\rho_{a, \text{отн}} = 0,970$ — относительная (по воздуху) плотность азота при СУ; при этом, если $T_{\text{пр}}$ оказывается $< 1,05$, то принимают $T_{\text{пр}} = 1,05$. Значение z_a в интервале температур 280 . . . 380 К и давлений 0 . . . 20 МПа можно определить по аппроксимационной формуле

$$z_a = 1 + 564 \cdot 10^{-13} (T - 273)^{3,71} \cdot p^{14,7} \sqrt{T - 273}. \quad (62)$$

4.6. ТЕМПЕРАТУРА ПОТОКА НА РАЗЛИЧНЫХ УЧАСТКАХ ДВИЖЕНИЯ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

Температуру потока в любом поперечном сечении ствола скважины между верхними отверстиями ее фильтра и основанием двигателя УЭЦН можно определить приближенно по интерполяционной формуле

$$T_{\text{эк}} = T_{\text{ф}} - (H_{\text{ф}} - L \cdot \cos \theta) \frac{0,0034 + 0,79 \cdot G}{10^{Q_{\text{жсу}} / (20 \cdot D_{\text{эк}}^{2,67})}}, \quad (63)$$

среднюю температуру потока в насосе — по формуле

$$T_{\text{н.ср}} = T_{\text{ф}} - (H_{\text{ф}} - L_{\text{н}} \cdot \cos \theta) \frac{0,0034 + 0,79 \cdot G}{10^{Q_{\text{жсу}} / (20 \cdot D_{\text{эк}}^{2,67})}} + 10^6 \frac{p_{\text{вх}} - p_{\text{вк}}}{\rho_{\text{ср}} c_{\text{ср}}} \left(\frac{1}{\eta_{\text{н}} \eta_{\text{д}}} - \frac{1}{2\eta_{\text{н}}} - \frac{1}{2} \right), \quad (64)$$

а в колонне НКТ — по формуле

$$T_{\text{нкТ}} = T_{\text{ф}} - (H_{\text{ф}} - L_{\text{н}} \cdot \cos \theta) \frac{0,0034 + 0,79 \cdot G}{10^{Q_{\text{жсу}} / (20 \cdot D_{\text{эк}}^{2,67})}} + 150 \frac{\Delta T_{\text{н}}}{L_{\text{н}}} - (L_{\text{н}} - L) \frac{0,0034 + 0,79 \cdot G}{10^{Q_{\text{жсу}} / (20 \cdot D_{\text{НКТ}}^{2,67})}} \cdot \cos \theta. \quad (65)$$

В (63) . . . (65) обозначено: $L, L_{\text{н}}$ — расстояния по оси скважины от устья до рассматриваемого сечения эксплуатационной колонны или НКТ и до насоса, м; $Q_{\text{жсу}}$ — дебит жидкости (м³/с) при СУ; $D_{\text{эк}}, D_{\text{НКТ}}$ — внутренний диаметр (м) эксплуатационной колонны и НКТ; θ — средний угол между

вертикалью и осью ствола скважин (град); G — геотермический градиент горных пород (К/м); $p_{вх}$ — давление в стволе скважины у входа в насос, МПа; $p_{внкт}$ — давление в НКТ на расстоянии L_n от устья по оси скважины, МПа; $\rho_{ср}$ — средняя плотность продукции в насосе, кг/м³; $c_{ср}$ — средняя массовая теплоемкость ее, Дж/(кг · К); $\eta_n, \eta_{эл}$ — к. п. д. насоса и электродвигателя, доли единицы; ΔT_n — повышение температуры (К) продукции за счет нагрева теплом, выделяемым погружным двигателем и насосом, которое можно найти приближенно по формуле

$$\Delta T_n = 10^6 \frac{p_{внкт} - p_{вх}}{\rho_{ср} c_{ср}} \left(\frac{1}{\eta_n \eta_{эл}} - 1 \right). \quad (66)$$

Значения $p_{вх}$ и $p_{внкт}$ определяют в процессе подбора УЭЦН к скважине по кривым $p(L_{эк})$ и $p(L_{нкт})$ для принятого значения L_n ; на стадии расчета кривых $p(L_{эк})$ и $p(L_{нкт})$ для оценки ΔT_n пользуются формулой

$$\Delta T_n = \frac{g H_n}{c_{ср}} \left(\frac{1}{\eta_n \eta_{эл}} - 1 \right), \quad (67)$$

где $g = 9,81$ м/с², а H_n — напор насоса, м, при работе в скважине, величину которого определяют ориентировочно по формуле ОКБ БН:

$$H_n \approx H_{ф} - \frac{10^6}{g \rho_{жн}} (p_{заб} - p_y) - 160 D_{нкт} \Gamma_{н.нас} (1 - \beta_{всу}) \left(1 - \sqrt[3]{\frac{p_y}{p_{нас}}} \right). \quad (68)$$

В (68): $p_{заб}, p_y, p_{нас}$ — давления (МПа) на забое скважины (точнее — у верхних отверстий фильтра ее), в устьевом сечении НКТ и насыщения нефти газом; $\Gamma_{н.нас}$ — газовый фактор нефти при СУ, м³/м³; $\beta_{всу}$ — объемная обводненность добываемой жидкости при СУ, доли единицы; $D_{нкт}$ — внутренний диаметр НКТ, м; $\rho_{жн}$ — плотность жидкости в насосе, кг/м³,

$$\rho_{жн} = \rho_{н.нас} (1 - \beta_{вжн}) + \rho_v \beta_{вжн} \quad (69)$$

где $\rho_{н.нас}$ определяют по кривой $\rho_n(p)$ рис. 3 или по (12) при $p_{нас}$, а $\beta_{вжн}$ — водосодержание в жидкой части продукции в насосе по формуле

$$\beta_{вжн} = 1 \left/ \left[1 + b_n \left(\frac{1}{\beta_{всу}} - 1 \right) \right] \right., \quad (70)$$

где b_n — объемный коэффициент нефти, который в данном случае можно принять равным $b_{н.нас}$ и найти его значение по рис. 3 или по (11) при $p = p_{нас}$.

Значение $c_{ср}$ в (66), (67) определяют приближенно по формуле

$$c_{\text{ср}} = c_{\text{н}}(1 - \beta_{\text{вжн}}) + c_{\text{всу}} \beta_{\text{вжн}} \quad (71)$$

где $c_{\text{н}}$ — средняя теплоемкость нефти, равная ≈ 2000 Дж/(кг · К),
 $c_{\text{всу}}$ — средняя теплоемкость пластовой воды, равная ≈ 4380 Дж/(кг · К).

Значение $\eta_{\text{д}}$ принимают равным номинальному к. п. д. двигателя, который должен быть спущен в скважину вместе с насосом (двигатели диаметром 103 мм, комплектуемые с насосами группы 5, имеют $\eta_{\text{д}} = 0,76$; двигатели диаметром 117 мм, комплектуемые с насосами группы 5А, имеют $\eta_{\text{д}} = 0,81$; у двигателей диаметром 123 мм, комплектуемых с насосами группы 6, $\eta_{\text{д}} = 0,82$; у двигателей диаметром 138 мм $\eta_{\text{д}} = 0,84$); значение к. п. д. насоса при работе в скважине можно оценить приближенно по формуле

$$\eta_{\text{н}} = \begin{cases} 0,85 \eta_{\text{н}}^{\text{н}}, & \text{если } B_{\mu} > 47950, \\ 0,3 \eta_{\text{н}}^{\text{н}} (\lg B_{\mu} - 1,82), & \text{если } B_{\mu} < 47950, \end{cases} \quad (72)$$

где $\eta_{\text{н}}^{\text{н}}$ — номинальный к. п. д. насоса, номинальная подача* которого равна или является ближайшей к планируемому дебиту $Q_{\text{жсу}}$, приведенному к термодинамическим условиям в насосе по формуле

$$Q_{\text{жн}} = Q_{\text{жсу}} [b_{\text{н}}(1 - \beta_{\text{вжн}}) + b_{\text{в}} \beta_{\text{вжн}}];$$

B_{μ} — параметр, учитывающий влияние вязкости продукции на к. п. д. насоса. Значение B_{μ} вычисляют по формуле

$$B_{\mu} = \rho_{\text{жн}} \omega^{1/3} (Q_{\text{ном}}/86400)^{2/3} / \mu_{\text{см}} \approx \\ \approx 3413 \cdot 10^{-6} \cdot \rho_{\text{жн}} Q_{\text{ном}}^{2/3} / \mu_{\text{см}} \quad (73)$$

где $\omega = \pi n/30$, рад/с — угловая скорость вала насоса; n — частота вращения вала, равная в среднем 2834 об/мин; $Q_{\text{ном}}$ — номинальная подача насоса, м³/сут, равная или большая $Q_{\text{жн}}$; $\rho_{\text{жн}}$ — плотность продукции в насосе (кг/м³), которую можно оценить приближенно по (69); $\mu_{\text{см}}$ — кажущаяся вязкость продукции в насосе (Па · с), которую можно приближенно найти при $\beta_{\text{вж}} > 0,5$ по (38), а при $\beta_{\text{вж}} \leq 0,5$ — по (40), при этом значение водосодержания $\beta_{\text{вжн}}$ в насосе — по (70); $b_{\text{в}} \approx 1$.

4.7. КОЭФФИЦИЕНТ СЕПАРАЦИИ СВОБОДНОГО ГАЗА ОТ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ ПЕРЕД ВХОДОМ В НАСОС

При заборе погружным насосом газожидкостной смеси (ГЖС) из скважины в насос попадает вместе с откачиваемой

* Номинальная подача погружного центробежного насоса обозначается числом, стоящим в шифре насоса между тире; она, как правило, не равна подаче, соответствующей максимальному к. п. д. насоса по его паспортной характеристике. Значение номинального к. п. д. насоса, как правило, несколько ниже значения его максимального к. п. д.

жидкостью не весь свободный газ, содержащийся в ней непосредственно перед всасывающей сеткой насоса, а только часть его; другая часть газа, минуя насос, уходит в межтрубное пространство скважины, из которого отводится через обратный клапан в выкидную линию последней. Объемный расход отсепарированного газа

$$Q_{гс} = K_c Q_{гвх},$$

где $Q_{гвх}$ — расход свободного газа (m^3/c) через поперечное сечение кольцевого пространства скважины перед всасывающей сеткой насоса; K_c — коэффициент сепарации, значение которого можно оценить по формуле

$$K_c = K_{ск} + K_{гсг} (1 - K_{ск}), \quad (74)$$

где $K_{ск}$ — коэффициент сепарации газа при переходе откачиваемой продукции из кольцевого пространства скважины во всасывающую камеру насоса или газосепаратора, если газосепаратор входит в УЭЦН; $K_{гсг}$ — коэффициент сепарации газа газосепаратором. При этом значение $K_{ск}$ можно оценить по формуле

$$K_{ск} = \frac{1}{1 + \frac{0,52 \omega_{пр.ж}}{\omega_{др.г} (1 - 0,06 \beta_{г.вх})}},$$

где $\omega_{пр.ж}$ — приведенная скорость жидкости, m/c ; $\omega_{др.г}$ — скорость дрейфа газа в зазоре между стенкой эксплуатационной колонны скважины и всасывающей сеткой насоса или газосепаратора, m/c ; $\beta_{г.вх}$ — объемно-расходное газосодержание в потоке в указанном месте. Значение $\omega_{пр.ж}$ определяется формулой

$$\omega_{пр.ж} = \frac{4Q_{жсу} [b_v \beta_{всу} + b_n (1 - \beta_{всу})]}{86400 \cdot \pi \cdot (D_{эк}^2 - D_{сн}^2)},$$

где $Q_{жсу}$ — дебит жидкости (нефть + вода) из скважины при стандартных условиях, $m^3/сут$; $\beta_{всу}$ — объемно-расходная доля воды (водосодержание) в добываемой из скважины жидкости при СУ; b_n — объемный коэффициент нефти у входа в насос; b_v — объемный коэффициент воды у входа в насос, значение которого можно принять равным 1; $D_{эк}$ — внутренний диаметр эксплуатационной колонны скважины, m ; $D_{сн}$ — наружный диаметр всасывающей сетки насоса:

Группа насоса	5	5А	6	6А
Наружный диаметр всасывающей сетки насоса, m	0,092	0,103	0,114	0,114

Значение $\omega_{др.г}$ зависит от водосодержания $\beta_{вж}$ в жидкости перед входом в насос, определяемого по (70), и принимается

равным 0,02 м/с при $\beta_{вж} \leq 0,5$ и 0,17 м/с при $\beta_{вж} > 0,5$. Газосодержание $\beta_{г.вх}$ зависит от кривой распределения газосодержания по длине эксплуатационной колонны скважины и от глубины спуска насоса.

Для оценки $K_{сгс}$ можно воспользоваться следующими ориентировочными значениями:

$$K_{сгс} = \begin{cases} 0,75, & \text{если } \beta_{вж} \leq 0,5, \\ 0,85, & \text{если } \beta_{вж} > 0,5. \end{cases}$$

Очевидно, что при отсутствии газосепаратора перед насосом следует принять $K_{сгс} = 0$ в (73).

4.8. КОЭФФИЦИЕНТ ФАЗОВОЙ РАВНОВЕСНОСТИ ГЖС

Коэффициентом фазового равновесия ГЖС называют отношение количества газа, растворенного в жидкости при заданных давлении и температуре, к тому количеству газа, которое способно раствориться в жидкости при достижении фазового равновесия в ГЖС при тех же p и T . Коэффициент фазового равновесия оценивают экспериментально и для смеси газ+нефть обозначают символом $K_{фн}$; для смеси газ+вода — символом $K_{фв}$. Установлено, [1], что для потока ГЖС в каналах центробежного насоса $K_{фн} \approx 0,9$, $K_{фв} = 0,1$; для потока ГЖС в стволе скважины и в колонне НКТ можно принять (при эксплуатации скважин УЭЦН) $K_{фн} = 1$, $K_{фв} = 1$.

4.9. СТАНДАРТНОЕ И ДЕЙСТВИТЕЛЬНОЕ ДАВЛЕНИЕ НАСЫЩЕНИЯ ЖИДКОСТИ ГАЗОМ

Под стандартным давлением насыщения $p_{нас}$ жидкости газом имеется в виду то минимальное давление, при котором заканчивается растворение газовой фазы в жидкой при изотермическом сжатии ГЖС в условиях термодинамического равновесия. Это давление определяют на установке для исследования пластовых нефтей при температуре пласта. Действительное давление насыщения $p_{д.нас}$, при котором заканчивается растворение газа в жидкости, движущейся в насосе, или начинается выделение газа из жидкости при движении потока в колонне НКТ, может заметно отличаться от стандартного $p_{нас}$ [1]. Приближенное значение действительного давления насыщения жидкости попутным газом для потока ГЖС в насосе можно найти, решив уравнение

$$p_{д.нас}^{n_g} + \frac{K_{фв} \alpha_g \beta_{всу}}{K_{фн} m_g (1 - \beta_{всу})} p_{д.нас} = p_{вх}^{n_g} + \frac{K_{фв} \alpha_g \beta_{всу}}{K_{фн} m_g (1 - \beta_{всу})} p_{вх} +$$

$$+ \frac{1-K_c}{K_{\text{фн}}} \left[p_{\text{нас}}^{n_{\Gamma}} - p_{\text{вх}}^{n_{\Gamma}} + \frac{\alpha_{\Gamma} \beta_{\text{всу}}}{m_{\Gamma}(1-\beta_{\text{всу}})} (p_{\text{нас}} - p_{\text{вх}}) \right], \quad (75)$$

где $p_{\text{вх}}$ — давление (МПа) у входа в насос. Для потока в колонне НКТ значение $p_{\text{д.нас}}$ получается, если в (75) принять $K_{\text{фн}} = 1$ и $K_{\text{фв}} = 1$. Для потока в стволе скважины ($K_{\text{фн}} = 1$, $K_{\text{фв}} = 1$, $K_c = 0$) из (75) следует $p_{\text{д.нас}} = p_{\text{нас}}$.

4.10. МАССОВЫЙ РАСХОД СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

Массовый расход скважинной продукции на пути движения от фильтра эксплуатационной колонны до устья скважины не зависит от термодинамических условий, поэтому его можно выразить через параметры продукции при СУ следующим общим уравнением:

$$m = Q_{\text{жсу}} [\rho_{\text{нсу}} (1 - \beta_{\text{всу}}) + \rho_{\text{всу}} \beta_{\text{всу}}] + \\ + Q_{\text{жсу}} \rho_{\text{гсу}} \{ (1 - \beta_{\text{всу}}) [\Gamma_{\text{н.нас}} - K_c (\Gamma_{\text{н.нас}} - \Gamma_{\text{нвх}})] + \\ + \beta_{\text{всу}} [\Gamma_{\text{в.нас}} - K_c (\Gamma_{\text{в.нас}} - \Gamma_{\text{ввх}})] \}, \quad (76)$$

где $\Gamma_{\text{нвх}}$, $\Gamma_{\text{ввх}}$ — объемы попутного газа, растворенного в единице объемов нефти и воды, у входа в насос, приведенные к СУ; K_c — коэффициент сепарации.

Принято приближенно, что плотность газа, растворенного в нефти и в воде, одинакова. Обычно при определении массового расхода продукции можно пренебречь массовым расходом газа, растворенного в попутной воде, то есть последнее слагаемое в правой части (76) можно приравнять нулю. Уравнение (76) позволяет оценить массовый расход продукции через насос и через любое поперечное сечение НКТ; для оценки массового расхода через любое сечение эксплуатационной колонны скважины ниже сечения перед входом в насос следует принять $K_c = 0$.

4.11. ОБЪЕМНЫЕ РАСХОДЫ ФАЗ И СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ В ЦЕЛОМ ПО ПУТИ ДВИЖЕНИЯ ОТ ФИЛЬТРА ДО УСТЬЯ СКВАЖИНЫ

Объемные расходы нефти, попутной воды и попутного газа на пути движения скважинной продукции от верхних отверстий фильтра до устьевого сечения НКТ непрерывно меняются вследствие изменения давления и температуры. В конкретном сечении, при существующих в нем p и T , эти расходы составляют:

$$Q_{\text{н}} = Q_{\text{жсу}} b_{\text{н}} (1 - \beta_{\text{всу}}), \quad (77)$$

$$Q_{\text{в}} = Q_{\text{жсу}} b_{\text{в}} \beta_{\text{всу}}, \quad (78)$$

$$Q_r = Q_{жсу} \frac{z p_{сг} T}{p T_{сг}} \{ (1 - \beta_{всу}) [(1 - K_c)(\Gamma_{н.нас} - \Gamma_{нвх}) - K_{фн}(\Gamma_n - \Gamma_{нвх})] + \alpha_r \beta_{всу} [(1 - K_c)(p_{нас} - p_{вх}) - K_{фв}(p - p_{вх})] \}. \quad (79)$$

Суммарный объемный расход продукции

$$Q_{см} = Q_n + Q_v + Q_r, \quad (80)$$

а жидкой части ее —

$$Q_{ж} = Q_n + Q_v. \quad (81)$$

В (79) α_r — коэффициент растворимости попутного газа в попутной воде по (8) или (9).

В большинстве практических расчетов можно принять $b_v = 1$; при $\beta_{всу} \leq 0,65$ слагаемым с множителем α_r в (79) можно пренебречь; при расчете объемного расхода свободного газа на пути движения продукции от фильтра эксплуатационной колонны до входа в насос следует принять: $K_c = 0$, $K_{фн} = K_{фв} = 1$, $p_{д.нас} = p_{нас}$; при расчете Q_r в насосе, если $p_{вх} \geq p_{нас}$, то $Q_r = 0$, если $p_{вх} < p_{нас}$, то $Q_r > 0$, пока $p < p_{д.нас}$, при этом $K_c > 0$, $K_{фн} \approx 0,9$, $K_{фв} \approx 0,1$; когда $p \geq p_{д.нас}$, $Q_r = 0$; при расчете Q_r в колонне НКТ следует принять $K_{фн} = K_{фв} = 1$, а значение K_c таким же, как и при расчете Q_r в насосе. При расчете по (77) Q_n в насосе при $p \leq p_{д.нас}$ следует взять вместо b_n , согласно (11), скорректированное значение

$$b_n^* = b_{нвх} + K_{фн}(b_n - b_{нвх}) = m_v [p_{вх}^{n_v} + K_{фн}(p^{n_v} - p_{вх}^{n_v})], \quad (82)$$

так как можно приближенно допустить, что при $K_{фн} < 1$ кривая $b_n(p)$ в пределах $p_{вх} \leq p \leq p_{д.нас}$ не зависит от K_c .

Если в (77), (79) вместо Γ_n и b_n подставить их выражения согласно (10) и (11) или (82), а z и T принять постоянными величинами, получим рабочие формулы для вычисления значений Q_n , Q_v и Q_r как функций p — см. формулы (VI,113) . . . (VI,126) в [1].

4.12. СРЕДНЕИНТЕГРАЛЬНЫЙ РАСХОД СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ ЧЕРЕЗ НАСОС

При откачке скважинной продукции в случае $p_{вх} < p_{д.нас}$ объемный расход на пути движения через насос непрерывно меняется (уменьшается) вследствие непрерывного возрастания, от ступени к ступени, давления в насосе. (Изменение температуры потока при этом обычно невелико и существенно не влияет на объемный расход продукции в насосе).

Среднеинтегральным расходом продукции через насос называют расход, определяемый формулой

$$Q_{\text{ср}} = \frac{1}{p_{\text{вых}} - p_{\text{вх}}} \int_{p_{\text{вх}}}^{p_{\text{вых}}} Q_{\text{см}} \cdot dp, \quad (83)$$

которая в случае $p_{\text{вых}} > p_{\text{д.нас}}$ может быть представлена в виде

$$\begin{aligned} Q_{\text{ср}} &= \frac{1}{p_{\text{вых}} - p_{\text{вх}}} \left(\int_{p_{\text{вх}}}^{p_{\text{д.нас}}} Q_{\text{см}} \cdot dp + \int_{p_{\text{д.нас}}}^{p_{\text{вых}}} Q_{\text{ж}} \cdot dp \right) \approx \\ &\approx \frac{1}{p_{\text{вых}} - p_{\text{вх}}} \left[\int_{p_{\text{вх}}}^{p_{\text{д.нас}}} Q_{\text{см}} \cdot dp + Q_{\text{ж}} (p_{\text{вых}} - p_{\text{д.нас}}) \right]. \end{aligned} \quad (84)$$

В (83), (84): $Q_{\text{см}}$ — объемный расход смеси по (80); $Q_{\text{ж}}$ — объемный расход жидкости по (81); $p_{\text{д.нас}}$ — действительное давление насыщения жидкости попутным газом в насосе, определяемое по (75); знак \approx в (84) обусловлен тем, что нефть и вода, текущие в насосе, при $p > p_{\text{д.нас}}$ считаются несжимаемыми.

Для практических расчетов удобно $Q_{\text{ср}}$ представить как сумму среднеинтегральных расходов жидкости $Q_{\text{жср}}$ и газа $Q_{\text{гср}}$:

$$Q_{\text{ср}} = Q_{\text{жср}} + Q_{\text{гср}}, \quad (85)$$

где в общем случае

$$Q_{\text{жср}} = \frac{1}{p_{\text{вых}} - p_{\text{вх}}} \left[\int_{p_{\text{вх}}}^{p_{\text{д.нас}}} Q_{\text{ж}} \cdot dp + Q_{\text{ж}} (p_{\text{вых}} - p_{\text{д.нас}}) \right], \quad (86)$$

а

$$Q_{\text{гср}} = \frac{1}{p_{\text{вых}} - p_{\text{вх}}} \int_{p_{\text{вх}}}^{p_{\text{д.нас}}} Q_{\text{г}} \cdot dp. \quad (87)$$

Подстановка в (86) вместо $Q_{\text{ж}}$ суммы (81) при условии, что $b_{\text{н}}$ выражается через p , согласно (82), $b_{\text{в}} = 1$ дает:

$$\begin{aligned} Q_{\text{жср}} &= \frac{Q_{\text{жсу}}}{p_{\text{вых}} - p_{\text{вх}}} \left\{ (p_{\text{д.нас}} - p_{\text{вх}}) \times \right. \\ &\times \left[\beta_{\text{всу}} + m_{\text{в}} (1 - \beta_{\text{всу}}) (1 - K_{\text{фн}}) p_{\text{вх}}^{n_{\text{в}}} \right] + \\ &+ (1 - \beta_{\text{всу}}) \left(p_{\text{д.нас}}^{1+n_{\text{в}}} - p_{\text{вх}}^{1+n_{\text{в}}} \right) \frac{m_{\text{в}} K_{\text{фн}}}{1+n_{\text{в}}} + \end{aligned}$$

$$+ (p_{\text{вых}} - p_{\text{д.нас}}) \left\{ m_{\text{в}} (1 - \beta_{\text{всу}}) \left[(1 - K_{\text{фн}}) p_{\text{вх}}^{n_{\text{в}}} + K_{\text{фн}} p_{\text{д.нас}}^{n_{\text{в}}} \right] + \beta_{\text{всу}} \right\}. \quad (88)$$

Подстановка в (87) вместо $Q_{\text{г}}$ его выражения из (79) и замена z и T их средними величинами $z_{\text{ср}}$, $T_{\text{ср}}$ дают:

$$Q_{\text{гср}} = (A - B) \frac{Q_{\text{жсу}} z_{\text{ср}} p_{\text{ст}} T_{\text{ср}}}{T_{\text{ст}} (p_{\text{вых}} - p_{\text{вх}})}, \quad (89)$$

где

$$A = \left\{ m_{\text{г}} (1 - \beta_{\text{всу}}) \left[(1 - K_{\text{с}}) (p_{\text{нас}}^{n_{\text{г}}} - p_{\text{вх}}^{n_{\text{г}}}) + K_{\text{фн}} p_{\text{вх}}^{n_{\text{г}}} \right] + \alpha_{\text{г}} \beta_{\text{всу}} \left[(1 - K_{\text{с}}) (p_{\text{нас}} - p_{\text{вх}}) + K_{\text{фв}} p_{\text{вх}} \right] \right\} \ln \frac{p_{\text{д.нас}}}{p_{\text{вх}}},$$

$$B = (1 - \beta_{\text{всу}}) \left(p_{\text{д.нас}}^{n_{\text{г}}} - p_{\text{вх}}^{n_{\text{г}}} \right) \frac{m_{\text{г}} K_{\text{фн}}}{n_{\text{г}}} + \alpha_{\text{г}} \beta_{\text{всу}} K_{\text{фв}} (p_{\text{д.нас}} - p_{\text{вх}}).$$

В случае $p_{\text{вых}} \leq p_{\text{д.нас}}$ в (88), (89) следует принять $p_{\text{д.нас}} = p_{\text{вых}}$.

4.13. СРЕДНЕИНТЕГРАЛЬНЫЕ ПЛОТНОСТЬ И ГАЗСОДЕРЖАНИЕ ПРОДУКЦИИ В НАСОСЕ, НАПОР НАСОСА

Среднеинтегральная плотность продукции в насосе определяется как

$$\rho_{\text{ср}} = m / Q_{\text{ср}}; \quad (90)$$

напор насоса в метрах столба продукции плотностью $\rho_{\text{ср}}$ находится как

$$H = 10^6 (p_{\text{вых}} - p_{\text{вх}}) / (g \rho_{\text{ср}}), \quad (91)$$

где $p_{\text{вых}}$, $p_{\text{вх}}$ — в МПа; $g = 9,81$ м/с²; $\rho_{\text{ср}}$ — в кг/м³; m — кг/с, по (76); $Q_{\text{ср}}$ — м³/с, по (85) с учетом (88), (89). Среднеинтегральное газосодержание в насосе определяется по уравнению

$$\beta_{\text{гср}} = \frac{Q_{\text{гср}}}{Q_{\text{гср}} + Q_{\text{жср}}} = \frac{Q_{\text{гср}}}{Q_{\text{ср}}},$$

где $Q_{\text{жср}}$ — по (88), а $Q_{\text{гср}}$ — по (89).

4.14. ДЛИНА УЧАСТКА ПОДЪЕМНОЙ КОЛОННЫ, СООТВЕТСТВУЮЩАЯ ИЗВЕСТНОМУ ПЕРЕПАДУ ДАВЛЕНИЯ НА ЕГО КОНЦАХ

Длина i -го участка колонны НКТ или эксплуатационной колонны скважины (в м) при постоянном дебите жидкости, соответствующая известному перепаду давления Δp_i , МПа, на концах участка, определяется, согласно (1), по формуле

$$\Delta L_i = \frac{10^6 \cdot \Delta p_i}{g(\varphi_{ni} \rho_{ni} + \varphi_{vi} \rho_{vi} + \varphi_{gi} \rho_{gi}) \cos \theta + \frac{\lambda_{cmi}}{2D_i} \left(\frac{\rho_{ni}}{\varphi_{ni}} \omega_{пр.ни}^2 + \frac{\rho_{vi}}{\varphi_{vi}} \omega_{пр.ви}^2 + \frac{\rho_{gi}}{\varphi_{gi}} \omega_{пр.ги}^2 \right)}, \quad (92)$$

где $g = 9,81$ м/с²; θ — средний угол между осью эксплуатационной колонны скважины и вертикалью, град.; ρ_{ni} — плотность нефти (кг/м³) при среднем давлении $p_{срi}$ для i -й ступени, снятая с кривой $\rho_n(p)$ рис. 3 или вычисленная по формуле (12); ρ_{vi} — плотность попутной воды на i -й ступени, кг/м³, которую можно принять приближенно равной плотности воды при стандартных условиях ($\rho_{vi} = \rho_{всу}$) из исходных данных; ρ_{gi} — плотность попутного газа, кг/м³, при давлении $p_{срi}$, вычисляемая по формуле (56); φ_{ni} , φ_{vi} , φ_{gi} — истинные объемные доли нефти, воды, свободного газа при $p_{срi}$ и T_i , определяемые по формулам раздела 4.3 в зависимости от типа, структуры и скорости восходящего потока скважинной продукции, а также от плотности, вязкости и поверхностного натяжения входящих в продукцию фаз. При использовании (92) для расчета кривых $p(L_{эк})$ и $\beta_r(L_{эк})$ слагаемым с множителем λ_{cmi} можно пренебречь, поскольку потери давления на преодоление гидравлического трения в эксплуатационной колонне при эксплуатации скважины погружным центробежным насосом любого типоразмера пренебрежимо малы.

4.15. УСЛОВИЯ БЕСКАВИТАЦИОННОЙ РАБОТЫ НАСОСА В СКВАЖИНЕ

Согласно [1], при сравнительно большом газосодержании и относительно низком давлении у входа в насос в части первых по ходу движения продукции ступеней насоса может иметь место искусственная кавитация, то есть наличие в межлопаточных каналах его рабочих колес газовых каверн, не участвующих в поступательном движении продукции через насос. Искусственная кавитация в насосе является причиной ограничения подачи и снижения его напора и к. п. д., хотя работа насоса в кавитационном режиме, если подача насосом жидкости и развиваемый им напор удовлетворяют предъявляемым к насосу требованиям, вполне возможна. Указанное обуславливает необходимость в процессе подбора УЭЦН к скважине либо контроля

подачи и напора насоса путем учета влияния кавитации на работу насоса, либо выбора такой глубины спуска насоса в скважину, при которой возникновение искусственной кавитации в насосе было бы исключено. Методика подбора УЭЦН к скважине, излагаемая в настоящем руководстве, ориентирована на обеспечение бескавитационной работы насоса в скважине, при этом в качестве условия отсутствия искусственной кавитации в насосе используется, по [1], неравенство

$$\beta_{ГВХ} < \beta_{ГВХ}^* , \quad (93)$$

где

$$(\beta_{ГВХ}^*)_В = 0,01 + 0,076 \lg p_{ВХ.ОТН} \quad (93')$$

если ГЖС относится к типу Г/В или (Н+Г)/В, и

$$(\beta_{ГВХ}^*)_Н = 0,02 + 0,152 \lg p_{ВХ.ОТН} \quad (93'')$$

если ГЖС относится к типу Г/Н или (В+Г)/Н.

В (93'), (93''): $p_{ВХ.ОТН}$ — отношение абсолютного давления у входа в насос к атмосферному.

Если в процессе подбора насоса к скважине неравенство (93) не удовлетворяется, то для обеспечения бескавитационной работы насоса при принятой глубине спуска его в скважину перед насосом должен быть установлен газосепаратор необходимого типоразмера.

5. ВЫБОР ТИПОРАЗМЕРА И ГЛУБИНЫ СПУСКА УЭЦН В СКВАЖИНУ

Для выбора типоразмера установки погружного центробежного насоса и глубины спуска насоса в скважину выполняем следующие операции.

5.1. Составляем таблицу исходных данных — см. столбец Б в табл. 1.

5.2. Определяем значение забойного давления, соответствующего заданной технологической норме отбора жидкости, по индикаторной диаграмме скважины или, если известно, что индикаторная диаграмма — прямая линия, по уравнению:

$$p_{Заб} = p_{пл} - 86400 \frac{Q_{жсу}}{K} , \quad (94)$$

где 86400 — количество секунд в сутках.

Так как в рассматриваемом примере индикаторная диаграмма скважины прямая, подставляя в (94) исходные параметры, получаем:

$$p_{\text{заб}} = 14,5 - 86400 \frac{0,001273}{22} = 9,5 \text{ МПа.}$$

5.3. Рассчитываем и строим методом снизу вверх две кривые: кривую $p(L_{\text{эк}})$ изменения давления по длине эксплуатационной колонны скважины в пределах от $p_{\text{заб}}$ до $p_{\text{л}}$, где $p_{\text{л}}$ — давление в выкидной линии скважины, и кривую $\beta_{\text{г}}(L_{\text{эк}})$ изменения объемного расходного газосодержания в скважинной продукции по длине эксплуатационной колонны в пределах того же интервала давлений. Расчет кривых $p(L_{\text{эк}})$ и $\beta_{\text{г}}(L_{\text{эк}})$ выполняем по одному из известных способов (например, Крылова — Лутошкина, Азиза — Говье, Оркежевского). Здесь для расчета упомянутых кривых используем способ автора [1], как более универсальный и точный, несколько видоизмененный с целью приспособления его для использования без применения ЭВМ. Программа расчета кривых $p(L_{\text{эк}})$ и $\beta_{\text{г}}(L_{\text{эк}})$ на ЭВМ, составленная на языке Фортран IV Л. С. Волиной по алгоритму П. Д. Ляпкина, имеется в ВЦ МИНГ им. И. М. Губкина.

5.3.1. Разбиваем интервал давлений $p_{\text{заб}} - p_{\text{л}}$ на 6 ÷ 7 ступеней*, руководствуясь следующими рекомендациями: если $p_{\text{заб}} > p_{\text{нас}}$, то за первую ступень берем разность $\Delta p_1 = p_{\text{заб}} - p_{\text{нас}}$, за $\Delta p_2, \Delta p_3$ и т. д. принимаем постепенно уменьшающиеся значения перепада давления. Для заданных значений исходных параметров можно взять, например, следующий ряд ступеней давления в МПа:

$$\begin{aligned} \Delta p_1 &= p_{\text{заб}} - p_{\text{нас}} = 9,5 - 9,0 = 0,5; \\ \Delta p_2 &= 2,85; \Delta p_3 = 2,0; \Delta p_4 = 1,5; \Delta p_5 = 1,2 \text{ и } \Delta p_6 = 0,8. \end{aligned}$$

5.3.2. Вычисляем значения среднего абсолютного давления для каждой ступени по уравнению

$$p_{\text{ср}i} = p_{\text{заб}} - \sum_1^{i-1} \Delta p - \frac{1}{2} \Delta p_i. \quad (95)$$

Для рассматриваемого примера получаем в МПа: $p_{\text{ср}1} = 9,25$; $p_{\text{ср}2} = 7,575$; $p_{\text{ср}3} = 5,15$; $p_{\text{ср}4} = 3,4$; $p_{\text{ср}5} = 2,05$; $p_{\text{ср}6} = 1,05$.

5.3.3. Вычисляем длины участков ΔL_i ($i = 1, 2, \dots$) эксплуатационной колонны, соответствующие 1-й, 2-й и т. д. ступеням давления, по формуле (92).

При расчете ΔL_1 учитываем, что в данном примере $p_{\text{ср}1} > p_{\text{нас}}$, поэтому $\varphi_{\text{г}1} = 0$ и нет необходимости определять $\rho_{\text{г}1}$.

Расчет ΔL_1 ведем в следующем порядке:

— находим по рис. 3 или по формуле (12) среднюю плотность нефти $\rho_{\text{н}1}$: по кривой $\rho_{\text{н}}(p)$ рис. 3 для $p_{\text{ср}1} = 9,25$ МПа получаем $\rho_{\text{н}1} = 801 \text{ кг/м}^3$ по (12) —

* При использовании ЭВМ число ступеней принимаем равным 20...25.

$$\rho_{н1} = 821,5 \cdot 9^{-0,0116} = 801 \text{ кг/м}^3;$$

— находим значение $b_{н1}$ по кривой $b_n(p)$ рис. 3 или по формуле (11). По кривой получаем (для $p_{ср1} = 9,25$ МПа) $b_{н1} = 1,159$, по формуле (с учетом того, что $p_{ср1} > p_{нас}$) —

$$b_{н1} = 1,1 \cdot 9,0^{0,0244} = 1,161;$$

— вычисляем $\beta_{вж1}$ по (70):

$$\beta_{вж1} = 1 \sqrt{1 + 1,159 \left(\frac{1}{0,35} - 1 \right)} = 0,317;$$

— вычисляем среднюю скорость смеси по (17) и (80), учитывая, что $Q_r = 0$, $b_n = 1$, $S = \frac{\pi}{4} 0,13^2 = 0,01327 \text{ м}^2$:

$$\begin{aligned} \omega_{см1} &= 0,001273 [1,159(1 - 0,35) + 0,35] / 0,01327 = \\ &= 0,1058 \text{ м/с}; \end{aligned}$$

— вычисляем по (23) значение первой критической скорости $\omega_{кр1}$ потока, учитывая, что $D_r = D_{вк} = 0,13$ м:

$$\omega_{кр1} = 0,064 \cdot 56^{0,317} (9,81 \cdot 0,13)^{1/2} = 0,259 \text{ м/с};$$

— определяем тип и структуру смеси. Так как $\beta_{вж1} = 0,317 \leq \leq 0,5$ и $\omega_{см1} < \omega_{кр1}$, согласно табл. 1, смесь относится к типу Н/В и имеет капельную структуру;

— находим в первом приближении длину участка эксплуатационной колонны ΔL_1 , соответствующую перепаду давления Δp_1 по (92), приняв приближенно $\varphi_{в1} = \beta_{вж1}$, $\varphi_{н1} = \beta_{н1} = 1 - \beta_{вж1}$, $\rho_{в1} = \rho_{всу} = 1150 \text{ кг/м}^3$:

$$\beta_{н1} = 1 - 0,317 = 0,683,$$

$$\Delta L_1 = \frac{10^6 \cdot 0,5}{9,81(0,683 \cdot 801 + 0,317 \cdot 1150) \cdot 0,9563} = 58,5 \text{ м};$$

— вычисляем расстояние по оси скважины от ее устья до середины первого участка по формуле:

$$L_i = \frac{H_\Phi}{\cos \theta} - \sum_1^{i-1} \Delta L - \frac{1}{2} \Delta L_i, \quad (96)$$

$$L_1 = \frac{2008}{0,9563} - 0 - \frac{1}{2} 58,5 = 2070,5 \text{ м};$$

— вычисляем среднюю температуру потока на глубине L_1 по (63):

$$T_1 = 315 - (2008 - 2070,5 \cdot 0,9563) \frac{0,0034 + 0,79 \cdot 0,0177}{10^{0,001273} (20 \cdot 0,13^{2,67})} = 313 \text{ К};$$

— вычисляем по (33) поверхностное натяжение $\sigma_{нв}$ между нефтью и попутной водой, определив предварительно значения $\sigma_{вг}$ по (34) и $\sigma_{нг}$ по (35) при $p = p_{ср1} = 9,25$ МПа и $T_1 = 313$ К:

$$\sigma_{вг1} = 10^{-(1,19 + 0,01 \cdot 9,25)} = 0,0522 \text{ Н/м},$$

$$\sigma_{нг1} = 10^{-(1,58 + 0,05 \cdot 9,25)} - 72 \cdot 10^{-6} (313 - 305) = 0,0085 \text{ Н/м},$$

$$\sigma_{нв1} = 0,0522 - 0,0085 = 0,0437 \text{ Н/м};$$

— вычисляем истинную долю внутренней фазы (нефти) в потоке по (27), полагая, что $\rho_{в1} = \rho_{всу}$ и что, согласно (17), $w_{пр.н1} = Q_{жсу} (1 - \beta_{всу}) / S$:

$$\begin{aligned} \varphi_{н1} &= \\ &= \frac{(1 - 0,35) \cdot 0,001273 / 0,01327}{0,1058 \cdot \left[0,54(0,01 + 0,317^{0,152}) - \frac{0,1058}{\sqrt{9,81 \cdot 0,13}} \right] \left(4 \cdot 9,81 \cdot 0,0437 \frac{|1150 - 801|}{1150^2} \right)^{0,25}} \\ &= 0,392; \end{aligned}$$

— вычисляем истинную долю воды в потоке по (29):

$$\varphi_{в1} = 1 - 0,392 = 0,608;$$

— вычисляем по (92), пренебрегая членом с $\lambda_{см1}$, значение ΔL_1 во втором приближении:

$$\Delta L_1 = \frac{0,5 \cdot 10^6}{9,81(0,392 \cdot 801 + 0,608 \cdot 1150) \cdot 0,9563} = 52,6 \text{ м}.$$

Переходим к расчету значения ΔL_2 . Поскольку $p_{ср2} = 7,575 < p_{нас}$, на участке ΔL_2 колонны в отличие от участка ΔL_1 течет газожидкостная смесь, поэтому $\varphi_{г2} > 0$ и значение его надо определить. Кроме того, несколько усложняется определение $\varphi_{в}$ и $\varphi_{н}$, так как в данном случае водо- и нефтесодержание надо определить в трехфазном (нефтеводогазовом) потоке, а не в двухфазном (водонефтяном), как при расчете ΔL_1 ;

— находим, как и при расчете ΔL_1 , значения:

$$\rho_{н2} = 802,6 \text{ кг/м}^3; b_{н2} = 1,156; \beta_{вж2} = 0,318;$$

— вычисляем объемные расходы нефти и воды:

$$Q_{н2} = 0,001273 \cdot (1 - 0,35) \cdot 1,156 = 0,000956 \text{ м}^3/\text{с};$$

$Q_{в2} = 0,001273 \cdot 0,35 = 0,0004455 \text{ м}^3/\text{с}$ — величина, неизменная вдоль ствола скважины, поскольку приближенно можно принять $b_v = 1$;

— вычисляем средние значения приведенных скоростей нефти и воды:

$$\omega_{н2} = 0,000956/0,01327 = 0,072 \text{ м/с},$$

$$\omega_{в2} = 0,0004456/0,01327 = 0,0336 \text{ м/с};$$

— вычисляем приближенно длину участка эксплуатационной колонны, соответствующую Δp_2 , положив $\rho_{н2} = 802,6 \text{ кг/м}^3$, $\rho_{в2} = 1150 \text{ кг/м}^3$, $\varphi_{г2} = 0$, $\varphi_{н2} = \varphi_{н1} = 0,392$, $\varphi_{в2} = \varphi_{в1} = 0,608$:

$$\Delta L_2 = \frac{10^6 \cdot 2,85}{9,81(0,392 \cdot 802,6 + 0,608 \cdot 1150) \cdot 0,9563} = 299,5 \text{ м};$$

— вычисляем расстояние L_2 от устья до середины второго участка колонны по (96):

$$L_2 = \frac{2008}{0,9563} - 52,6 - \frac{1}{2} 299,5 = 1897,7 \text{ м};$$

— вычисляем температуру потока в среднем сечении участка L_2 :

$$T_{эк2} = 315 - (2008 - 1897,8 \cdot 0,9563) \frac{0,0034 + 0,79 \cdot 0,0177}{10^{0,001273/(20 \cdot 0,13^{2,67})}} =$$

$$= 310,2 \text{ К};$$

— вычисляем значение коэффициента сверхсжимаемости попутного газа, для чего находим сначала по (57), (61), (59), (60):

$$\rho_{г.огн} = 1,42/1,205 = 1,178;$$

$$\rho_{у.огн} = \frac{1,178 - 0,97 \cdot 0,092}{1 - 0,092} = 1,199;$$

$$p_{пр2} = 10 \cdot 7,575 / (46,9 - 2,03 \cdot 1,199^2) = 1,724;$$

$$T_{пр2} = 310,2 / (97 + 172 \cdot 1,199) = 1,023.$$

Так как $T_{пр2} < 1,05$, принимаем $T_{пр2} = 1,05$.

Затем по $p_{пр2}$, $T_{пр2}$ выбираем из (58*) выражение для расчета коэффициента сверхсжимаемости углеводородной части попутного газа и, подставив в него значения $p_{пр2}$, $T_{пр2}$, находим:

$$z_y = 0,13 \cdot 1,724 + (6,05 \cdot 1,05 - 6,25) \times$$

$$\times 1,05/1,724^2 = 0,26.$$

Далее вычисляем значение коэффициента сжимаемости азотной части попутного газа по (62):

$$z_{a2} = 1 + 564 \cdot 10^{-13} (308,3 - 273)^{3,71} \times \\ \times 7,575^{14,7 / \sqrt{308,3 - 273}} = 1,0047,$$

а по (58) — значение z_2 ,

$$z_2 = 0,26(1 - 0,092) + 1,0047 \cdot 0,092 = 0,329;$$

— вычисляем объемный расход газа через среднее сечение участка ΔL_2 по (79), положив $K_c = 0$; $K_{фн} = K_{фв} = 1$, приравняв нулю слагаемое с множителем α_r , поскольку $\beta_{всy} \leq 0,65$, и подставив вместо Γ_{II} его выражение из (10):

$$Q_{r2} = 0,001273 \frac{0,329 \cdot 310,2 \cdot 0,1013}{293,2 \cdot 7,575} (1 - 0,35) \cdot (48,45 - 17,9 \times \\ \times 7,575^{0,454}) = 133 \cdot 10^{-7} \text{ м}^3/\text{с};$$

— вычисляем значение приведенной скорости газа:

$$\omega_{пр. r2} = 133 \cdot 10^{-7} / 0,01327 = 0,001 \text{ м/с};$$

— вычисляем скорость смеси по (17):

$$\omega_{см2} = 0,072 + 0,0336 + 0,001 = 0,1066 \text{ м/с};$$

— находим значение первой критической скорости потока по (23):

$$\omega_{кр 1.2} = 0,064 \cdot 56^{0,318} (9,81 \cdot 0,13)^{1/2} = 0,26 \text{ м/с};$$

— определяем тип структуры смеси по табл. 2. Так как $\beta_{вж2} < 0,5$ и $\omega_{см2} < \omega_{кр 1.2}$, смесь относится к типу Н/В и имеет пузырьково-капельную структуру;

— вычисляем значения поверхностного натяжения между фазами:

$$\sigma_{вг2} = 10^{-(1,19 + 0,01 \cdot 7,575)} = 0,0542 \text{ Н/м}; \\ \sigma_{нг2} = 10^{-(1,58 + 0,05 \cdot 7,575)} = 72 \cdot 10^{-6} (310,2 - 305) = \\ = 0,0107 \text{ Н/м}; \\ \sigma_{нв2} = 0,0542 - 0,0107 = 0,0435 \text{ Н/м};$$

— вычисляем вязкость внешней фазы (воды) потока по (39):

$$\mu_{в2} = \frac{0,0014 + 38 \cdot 10^{-7} (1150 - 1000)}{10^{0,0065(310,2 - 273)}} = 0,00113 \text{ Па} \cdot \text{с};$$

— вычисляем истинную долю газа в смеси, приняв в (36) $\sigma_{жг} = \sigma_{вг2}$, $\mu_{ж} = \mu_{в2}$, поскольку поток трехфазный типа (Г+Н)/В капельно-пузырьковой структуры:

$$\varphi_{г2} = \frac{0,001}{0,1066 + 0,23 \left(\frac{0,0542}{0,068} \right)^{0,83} \left(\frac{0,00113}{0,0011} \right)^{0,44} \cdot e^{-0,01 \cdot 0,00113 / 0,0011}} = 0,0033;$$

— вычисляем истинную долю нефти в жидкости трехфазного потока по (27), поскольку внутренней фазой из двух жидкостей является нефть:

$$\varphi_{нж2} = \frac{0,072}{0,1066 + \left[0,54 (0,01 + 0,318^{0,152}) - \frac{0,1066}{\sqrt{9,81 \cdot 0,13}} \right] \times \frac{1}{\left(\frac{4 \cdot 9,81 \cdot 0,0435 | 1150 - 892,6 |}{1150^2} \right)^{0,25}}} = 0,451;$$

— находим долю воды в жидкой части потока по (29):

$$\varphi_{вж2} = 1 - 0,451 = 0,549;$$

— вычисляем истинное водосодержание по (43) в водонефтегазовом потоке:

$$\varphi_{в2} = 0,549 (1 - 0,0033) = 0,5472;$$

$$\varphi_{н2} = 0,451 (1 - 0,0033) = 0,4495;$$

— делаем проверку результатов оценки значений истинных долей фаз в трехфазном потоке: сумма долей фаз должна быть равна 1:

$$0,0033 + 0,5472 + 0,4495 = 1,0000;$$

— вычисляем значение плотности попутного газа при $p_{ср2}$, T_3 по (56):

$$\rho_{г2} = 1,42 \cdot 7,575 \cdot 293,2 / (0,320 \cdot 0,1013 \cdot 310,2) = 313,6 \text{ кг/м}^3;$$

— вычисляем длину второго участка эксплуатационной колонны по (92):

$$\Delta L_2 = \frac{10^6 \cdot 2,85}{9,81(0,4495 \cdot 802,6 + 0,5472 \cdot 1150 + 0,0033 \cdot 315,6) \cdot 0,9563} = 293 \text{ м};$$

Таблица 4

Результаты расчетов кривых $p(L_{эк})$ и $\beta_{г}(L_{эк})$

Параметр	Единица измерения	№ ступени, считая от забоя скважины					
		1	2	3	4	5	6
Δp_i	МПа	0,5	2,85	2,0	1,5	1,2	0,8
$p_{срi}$	МПа	9,25	7,575	5,15	3,4	2,05	1,05
ΔL_i	м	52,6	293,0	218,6	170,8	153,1	135,9
$\beta_{гi}$	м ³ /м ³	0	0,00938	0,0804	0,1916	0,3833	0,650
p_i	МПа	9,0	6,15	4,15	2,65	1,45	0,65
L_{pi}	м	2047,4	1754,4	1535,8	1365,0	1211,9	1076,0
$L_{\beta=0}$	м	1944,4	—	—	—	—	—
L_{Σ}	м	—	1900,9	1645,1	1450,4	1288,5	1144,0

— вычисляем объемную расходную долю попутного газа в потоке на участке 2 эксплуатационной колонны по (14) или (22):

$$\beta_{г2} = \frac{0,001}{0,1066} = 0,00938.$$

Далее вычисляем значения $\Delta L_3 \dots \Delta L_6$ и $\beta_{г3} \dots \beta_{г6}$ аналогично вычислению ΔL_2 и $\beta_{г2}$ с той лишь особенностью, что при вычислении ΔL_6 оказалось $\omega_{кр1.6} < \omega_{см6} < \omega_{кр2.6}$, то есть что водонефтяная смесь в потоке на участке 6 эксплуатационной колонны относится к типу В/Н. Поэтому при оценке истинного водо- и нефтесодержания в жидкой части потока сначала определяем значение водосодержания $\beta_{вж6}$ по (30), а потом по (32) находим $\varphi_{вж6}$. Кроме того, при расчете $\varphi_{г6}$ по (37) необходимо принять $\mu_{ж} = \mu_{н6}$, где $\mu_{н6}$ — вязкость нефти как внешней фазы потока — по (13).

Результаты расчетов кривых $p(L_{эк})$ и $\beta_{г}(L_{эк})$ представлены в табл. 4, в которой: $p_i = p_{заб} - \sum_1^i \Delta p$ — давления в верхнем сече-

нии i -го участка эксплуатационной колонны; $L_{pi} = \frac{H_{\phi}}{\cos \theta} - \sum_1^i \Delta L$ —

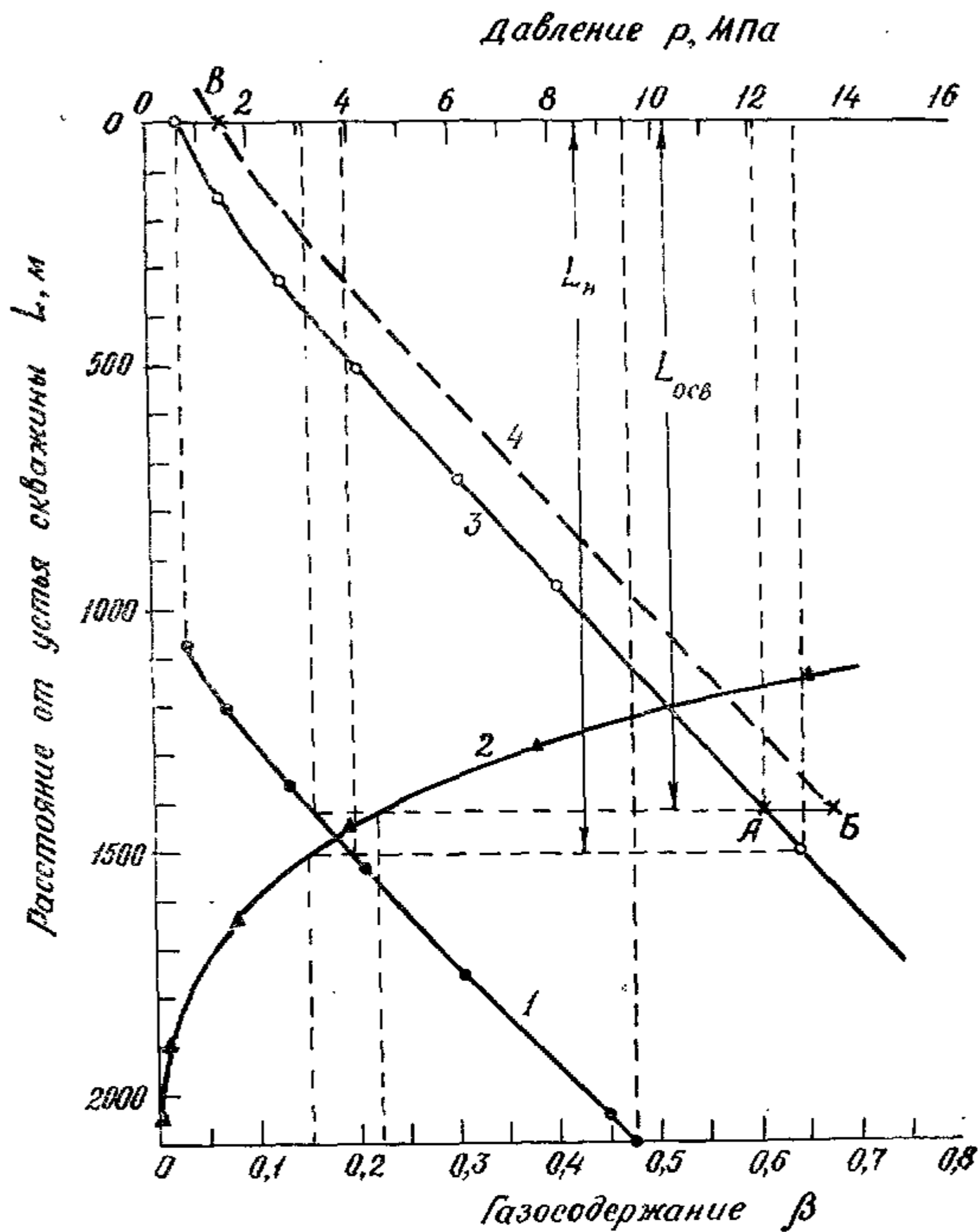


Рис. 5. К примеру подбора УЭЦН к скважине

расстояние от устья до верхнего сечения i -го участка колонны по ее длине; $L_{\beta=0}$ — расстояние от устья до середины участка, где $\beta_r = 0$; L_{β_i} — расстояние от устья до середины i -го участка, где $\beta_r > 0$.

5.3.4. По значениям p_i , L_{r_i} из табл. 4 строим зависимость $p(L_{эк})$ — линия 1 на рис. 5, а по значениям β_{r_i} , $L_{\beta=0}$ и L_{β_i} строим зависимость $\beta_r(L_{эк})$ — линия 2 на том же рисунке.

5.4. Задаем значение объемно-расходного газосодержания у входа в насос в пределах 0,05 . . . 0,15, если $\beta_{всу} > 0,5$, и 0,15 . . . 0,25, если $\beta_{всу} \leq 0,5$, и определяем по кривой 2 рис. 5 расстояние L_n от устья скважины до сечения эксплуатаци-

ционной колонны, в котором газосодержание равно принятой величине, а по кривой I — давление у входа в насос в стволе скважины на найденной глубине.

Пусть $\beta_{гвх} = 0,15$. Тогда $L_n = 1508$ м и $p_{вх} = 3,9$ МПа.

5.5. Вычисляем обводненность жидкости у входа в насос, найдя предварительно значение объемного коэффициента нефти при $p_{вх} = 3,9$ МПа:

$$b_{нвх} = 1,1 \cdot 3,9^{0,0244} = 1,137,$$

$$\beta_{ввх} = \frac{1}{1 + 1,137 \left(\frac{1}{0,35} - 1 \right)} = 0,321.$$

5.6. Проверяем, выполняется ли неравенство (93), то есть условие бескавитационной работы насоса. Для этого вычисляем по (93'') значение $(\beta_{гвх}^*)_н$, поскольку $\beta_{ввх} \leq 0,5$ и газожидкостная смесь в насосе относится к типу (Г+В)/Н:

$$(\beta_{гвх}^*)_н = 0,02 + 0,152 \cdot \lg \frac{3,9}{0,1013} = 0,261;$$

сопоставляем найденное значение с $\beta_{гвх} = 0,15$. Так как $(\beta_{гвх}^*)_н > \beta_{гвх}$, приходим к заключению, что насос в скважине не будет кавитировать и газосепаратор перед насосом ставить нет необходимости.

5.7. Вычисляем по (74) значение коэффициента сепарации свободного газа перед входом продукции в насос при работе его на глубине $L_n = 1508$ м, принимая $K_{сгс} = 0$.

Так как $\beta_{ввх} < 0,5$, берем $w_{др.г} = 0,02$ м/с.

Принимаем, что для отбора заданного дебита жидкости из скважины диаметром 0,13 м надо использовать насос группы 5. Тогда диаметр всасывающей сетки насоса, согласно таблице в п. 4.7, будет $D_{ск} = 0,092$ м.

Вычисляем значение приведенной скорости жидкости в зазоре между эксплуатационной колонной скважины и насосом перед всасывающей сеткой его:

$$w_{пр.ж} = \frac{4 \cdot 0,001273 [0,35 + 1,137(1 - 0,35)]}{3,14(0,13^2 - 0,092^2)} = 0,209 \text{ м/с.}$$

Вычисляем значение $K_{ск}$:

$$K_{ск} = \frac{1}{1 + \frac{0,52 \cdot 0,209}{0,02(1 - 0,06 \cdot 0,15)}} = 0,154$$

и

$$K_c = K_{ск} = 0,154.$$

5.8. Вычисляем по (75) действительное давление насыщения жидкости в колонне НКТ, приняв $K_{\text{фн}} = K_{\text{фв}} = 1$:

$$p_{\text{д.нас}}^{0,454} + \frac{0,15 \cdot 0,35}{17,9(1-0,35)} p_{\text{д.нас}} = 3,9^{0,454} + \frac{0,15 \cdot 0,35}{17,9(1-0,35)} 3,9 + \\ + (1 - 0,154) \left[9^{0,454} - 3,9^{0,454} + \frac{0,15 \cdot 0,35}{17,9(1-0,35)} (9 - 3,9) \right];$$

$$p_{\text{д.нас}} = 8,0675 \approx 8,07 \text{ МПа.}$$

5.9. Рассчитываем методом сверху вниз [1] кривую $p(L_{\text{нкт}})$ изменения давления вдоль колонны НКТ в интервале от устьевого сечения ее ($L_{\text{нкт}} = 0$) до глубины $L_{\text{н}} = 1508$, найденной в п. 5.4, принимая давление в устьевом сечении НКТ равным давлению в выкидной линии скважины, $p_{\text{у}} = p_{\text{д}}$, а $K_{\text{с}}$ из п. 5.7.

Расчет $p(L_{\text{нкт}})$ в основном аналогичен расчету кривой $p(L_{\text{эж}})$ и отличается от него, главным образом, необходимостью учета потерь давления на преодоление гидравлического трения в НКТ, то есть ведется на базе использования того же уравнения (92), но с учетом второго слагаемого в знаменателе его правой части, а также нагрева продукции, поступающей в колонну НКТ, теплом, выделяемым двигателем и насосом УЭЦН. Программа расчета $p(L_{\text{нкт}})$ на ЭВМ, составленная на языке Фортран IV Л. С. Волиной по алгоритму П. Д. Ляпкина, имеется в ВЦ МИНГ им. И. М. Губкина.

5.9.1. Разбиваем перепад давления $p_{\text{д.нас}} - p_{\text{у}} = 8,07 - 0,65 = 7,42$ МПа на 5 ступеней*, например, таких: $\Delta p_1 = 0,8$; $\Delta p_2 = 1,2$; $\Delta p_3 = 1,5$; $\Delta p_4 = 2,0$; $\Delta p_5 = 1,92$ МПа, и находим значения среднего давления для каждой ступени: $p_{\text{ср1}} = 1,05$; $p_{\text{ср2}} = 2,05$; $p_{\text{ср3}} = 3,4$; $p_{\text{ср4}} = 5,15$; $p_{\text{ср5}} = 7,11$ МПа.

— Вычисляем значения $\rho_{\text{н1}}$ по (12), $b_{\text{н1}}$ по (11) и $\beta_{\text{вж1}}$ по (70) для 1-го участка колонны НКТ, примыкающего к устью скважины:

$$\rho_{\text{н1}} = 821,5 \cdot 1,05^{-0,0115} = 821,04 \text{ кг/м}^3,$$

$$b_{\text{н1}} = 1,1 \cdot 1,05^{0,0244} = 1,101,$$

$$\beta_{\text{вж1}} = 1 / \left[1 + 1,101 \left(\frac{1}{0,35} - 1 \right) \right] = 0,3284.$$

— Вычисляем средние значения объемных расходов и приведенных скоростей нефти и воды** для 1-го участка НКТ:

* При расчетах на ЭВМ число ступеней должно быть принято существенно большим — 20...25.

** Объемный расход воды в любом сечении колонны НКТ так же, как и в любом сечении эксплуатационной колонны скважины, остается неизменным, поскольку в расчетах приближенно принято $b_{\text{в}} = 1$.

$$Q_{н1} = 0,001273(1 - 0,35) \cdot 1,101 = 0,0009109 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{в1} = 0,001273 \cdot 0,35 = 0,0004455 \text{ м}^3/\text{с};$$

$$\omega_{пр.н1} = 4 \cdot 0,0009109 / (3,14 \cdot 0,05^2) = 0,4641 \text{ м/с};$$

$$\omega_{пр.в1} = 4 \cdot 0,0004455 / (3,14 \cdot 0,05^2) = 0,227 \text{ м/с}.$$

— Вычисляем приближенно длину первого участка колонны НКТ, соответствующего перепаду Δp_1 , положив: $\rho_{н1} = 821,04 \text{ кг/м}^3$; $\rho_{в1} = 1150 \text{ кг/м}^3$; $\varphi_{в1} \approx \beta_{вж1} = 0,3284$; $\varphi_{н1} \approx \beta_{нж1} = 1 - \beta_{вж1} = 0,6716$; $\varphi_{г1} = 0$; $\lambda_{см1} = 0$, то есть допустив, что колонна НКТ на первом участке заполнена неподвижной смесью нефти и воды с водосодержанием $\beta_{вж1} = 0,3284$. Подставляем перечисленные данные в (92) и получаем:

$$\Delta L_1 = \frac{10^6 \cdot 0,8}{9,81(0,6716 \cdot 821,4 + 0,3284 \cdot 1150) \cos 17^\circ} = 86 \text{ м}.$$

— Вычисляем расстояние от устья до середины участка ΔL_1 :

$$L_1 = \frac{1}{2} \Delta L_1 = 43 \text{ м}.$$

Определяем приращение температуры потока продукции за счет нагрева ее теплом двигателя и насоса по (67). Для этого предварительно оцениваем значения входящих в (67) величин H , $c_{ср}$, η_d , η_n , а также $\beta_{вжн}$ и $\beta_{жн}$, используемых при вычислении H .

Находим (приближенно) водосодержание в насосе по (70) при $b_n = b_{н.нас}$:

$$\beta_{вжн} = 1 / \left[1 + 1,1 \cdot 9^{0,0244} \left(\frac{1}{0,35} - 1 \right) \right] = 0,317.$$

Вычисляем приближенно значение плотности жидкости в насосе по (69):

$$\rho_{жн} = \frac{821,5}{9^{0,0115}} (1 - 0,317) + 1150 \cdot 0,317 = 911,6 \text{ кг/м}^3.$$

— Вычисляем приближенно напор насоса при работе его в скважине по (68):

$$H = 2008 - \frac{10^6}{9,81 \cdot 911,6} (9,5 - 0,65) - 160 \cdot 0,05 \times \\ \times 48,5(1 - 0,35) \times \left(1 - \sqrt[3]{\frac{0,65}{9,0}} \right) = 871,2 \text{ м}.$$

—Вычисляем приближенно среднюю теплоемкость жидкости в насосе по (71):

$$c_{\text{ср}} = 2000(1 - 0,317) + 4380 \cdot 0,317 = 2754,5 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К}).$$

Значение к. п. д. электродвигателя η принимаем, согласно рекомендации п. 4.6, равным 0,76, так как с насосом группы 5 комплектуется двигатель диаметром 103 мм.

Для оценки значения к. п. д. насоса при работе в скважине сначала определяем значение номинального к. п. д. насоса группы 5, номинальная подача которого не меньше (равна или несколько больше) среднего расхода продукции через насос, равного приближенно величине

$$Q_{\text{жн}} \approx 110 [1,1 \cdot 9^{0,0214} (1 - 0,317) + 0,317] = 122,1 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

По рис. 2 а или из табл. 37 справочника [4] находим ближайшую по подаче установку группы 5 — УЭЦН 5=130* с к. п. д. насоса 0,585. Затем находим приближенно кажущуюся вязкость продукции в насосе. Для этого сначала определяем приближенно вязкость нефти в насосе, являющейся внешней фазой проходящей через него продукции, при температуре пласта по рис. 3 или по (13):

$$\mu_{\text{нн}} \approx \frac{0,00586}{9^{0,2735}} = 0,00320 \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

Но поскольку температура продукции в насосе ниже $T_{\text{пл}}$ и равна приближенно температуре в стволе скважины перед входом в насос

$$T_{\text{вх}} = 315 - (2008 - 1508 \cdot 0,9563) \frac{0,0034 + 0,79 \cdot 0,0177}{10^{0,001273/(20 \cdot 0,132,67)}} = 305,5 \text{ К}$$

—вносим поправку на вязкость нефти по номограмме Льюиса и Сквайрса (рис. 4). Вязкость нефти в насосе при $T = 305,5 \text{ К}$ будет:

$$\mu_{\text{нн}} \approx 0,0043 \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

Так как $\beta_{\text{вжн}} = 0,317 \leq 0,5$, то значение кажущейся вязкости определяем по (40):

$$\mu_{\text{жн}} = 0,0043 \frac{1 + 2,9 \cdot 0,317}{1 - 0,317} = 0,0121 \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

* На напор насоса в данном случае не обращаем внимания, так как у всех насосов типа УЭЦН5-130 к. п. д. один и тот же.

Находим по (73) значение параметра B_{μ} , учитывающего влияние вязкости жидкости на к. п. д. насоса:

$$B_{\mu} = 3413 \cdot 10^{-6} \cdot 911,6 \cdot 130^{2/3} / 0,0121 = 6599,6.$$

Так как $B_{\mu} < 47950$, к. п. д. насоса при работе в скважине, согласно (72), будет

$$\eta_n = 0,3 \cdot 0,585 (\lg 6599,6 - 1,82) = 0,351.$$

Теперь по (67) находим

$$\Delta T_n = \frac{9,81 \cdot 871,2}{2754,5} \left(\frac{1}{0,351 \cdot 0,76} - 1 \right) = 8,5 \text{ К.}$$

— Вычисляем по (65) температуру потока в НКТ на середине 1-го участка, то есть на глубине $L_1 = 43$ м:

$$\begin{aligned} T_{\text{нкт}1} &= 315 - (2008 - 1508 \cdot 0,9563) \frac{0,0034 + 0,79 \cdot 0,0177}{10^{0,001273 / (20 \cdot 0,13^{2,67})}} + \\ &+ 150 \frac{8,5}{1503} - (1508 - 43) \frac{0,0034 + 0,79 \cdot 0,0177}{10^{0,001273 / (20 \cdot 0,05^{2,67})}} \cdot 0,9563 = \\ &= 289,8 \text{ К.} \end{aligned}$$

— Вычисляем значение коэффициента сверхсжимаемости попутного газа в НКТ на глубине $L_{\text{нкт}1} = 43$ м аналогично тому, как это выполнено в п. 5.2.3:

$$\begin{aligned} p_{\text{пр}1} &= 10 \cdot 1,05 / (46,9 - 2,06 \cdot 1,199^2) = 0,239, \\ T_{\text{пр}1} &= 289,8 / (97 + 172 \cdot 1,199) = 0,956. \end{aligned}$$

Так как $T_{\text{пр}1} < 1,05$, принимаем $T_{\text{пр}1} = 1,05$. Находим z_y по одной из формул (58*), соответствующей полученным значениям $p_{\text{пр}1}$ и $T_{\text{пр}1}$:

$$z_{y1} = 1 - 0,23 \cdot 0,235 - (1,88 - 1,67 \cdot 1,05) \cdot 0,239^2 = 0,938.$$

Вычисляем z_{a1} по (62).

$$\begin{aligned} z_{a1} &= 1 + 564 \cdot 10^{-13} (289,8 - 273)^{3,71} \times \\ &\times 1,05^{14,7 / \sqrt{289,1 - 273}} = 1,000. \end{aligned}$$

Вычисляем по (58) значение z_1 :

$$z_1 = 0,938 \cdot (1 - 0,092) + 1,000 \cdot 0,092 = 0,944.$$

— Вычисляем объемный расход газа через среднее сечение 1-го участка колонны НКТ по (79) без слагаемого с множителем α_r (поскольку $\beta_{всy} < 0,65$), положив $K_{фн} = K_{фв} = 1$, $K_c = 0,154$, $p_{вх} = 3,9$ МПа:

$$Q_{г1} = 0,001273 \frac{0,944 \cdot 289,8 \cdot 0,1013}{293,2 \cdot 1,05} (1 - 0,35) \times \\ \times [(1 - 0,154) (48,5 - 17,9 \cdot 3,9^{0,454}) - \\ - (17,9 \cdot 1,05^{0,454} - 17,9 \cdot 3,9^{0,454})] = \\ = 0,00207 \text{ м}^3/\text{с}.$$

— Вычисляем значение приведенной скорости газа, скорости жидкости и скорости ГЖС в среднем сечении 1-го участка НКТ:

$$\omega_{пр.г1} = 0,00207/0,001933 = 1,054 \text{ м/с}, \\ \omega_{пр.ж1} = 0,464 + 0,227 = 0,691 \text{ м/с}, \\ \omega_{см1} = 0,464 + 0,227 + 1,054 = 1,745 \text{ м/с}.$$

— Вычисляем значения 1-й и 2-й критических скоростей потока в среднем сечении 1-го участка:

$$\omega_{кр 1.1} = 0,054 \cdot 55^{0,317} \cdot \sqrt{9,81 \cdot 0,05} = 0,1606 \text{ м/с}, \\ \omega_{кр 2.1} = 0,487 \cdot \sqrt{9,81 \cdot 0,05} = 0,3411 \text{ м/с}.$$

— Определяем по табл. 2 тип и структуру потока нефтегазовой смеси через среднее сечение 1-го участка НКТ.

Так как $\beta_{вж1} < 0,5$, $\omega_{см1} > \omega_{кр 2.1}$, $p_{ср1} > 0,7$ МПа, смесь относится к типу (В+Г)/Н и имеет эмульсионно-пузырьковую структуру.

— Вычисляем значения поверхностного натяжения между фазами ГЖС:

$$\sigma_{вг1} = 10^{-(1,19+0,01 \cdot 1,05)} = 0,063 \text{ Н/м}, \\ \sigma_{нг1} = 10^{-(1,58+0,05 \cdot 1,05)} - 72 \cdot 10^{-6} (289,8 - 305) = \\ = 0,0244 \text{ Н/м}, \\ \sigma_{нв1} = 0,063 - 0,0245 = 0,0385 \text{ Н/м}.$$

— Вычисляем по (13) или определяем по рис. 3 значение вязкости нефти при $p_{ср1} = 1,05$ МПа и $T_{пл} = 315$ К:

$$\mu_{нпл 1} = \frac{0,00586}{1,05^{0,2755}} = 0,00578 \text{ Па} \cdot \text{с},$$

пересчитываем это значение на $T_1 = 289,8$ К по номограмме Льюиса и Сквайрса рис. 4. Так как снижение температуры нефти $\Delta T_1 = 315 - 289,8 = 25,2$ К, то вязкость нефти при 289,8 К будет $\mu_{н1} = 0,012$ Па·с.

— Вычисляем значение параметра A по (42) и (25):

$$A = (1 + 20 \cdot 0,3284^2) / (8 \cdot 1,735 / 0,05)^{0,48 \cdot 0,3284} = 1,3.$$

— Находим кажущуюся вязкость жидкой части ГЖС по (41), поскольку $A > 1$:

$$\mu_{ж1} = 1,3 \cdot 0,012 \left(\frac{1 + 2,9 \cdot 0,3284}{1 - 0,3284} \right) = 0,0453 \text{ Па} \cdot \text{с},$$

где 0,3284 — водосодержание в жидкой части ГЖС в среднем сечении 1-го участка колонны НКТ, см. выше.

— Вычисляем истинное газосодержание $\varphi_{г1}$ по (36):

$$\varphi_{г1} = \frac{1,054}{1,746 + 0,23 \left(\frac{0,0244}{0,068} \right)^{0,83} \cdot \left(\frac{0,0453}{0,0011} \right)^{0,44} \cdot e^{-0,01 \cdot 0,0453 / 0,0011}} = 0,507.$$

— Вычисляем истинную долю воды в жидкой части ГЖС на 1-ом участке колонны НКТ по (30), поскольку внешней фазой потока является нефть:

$$\varphi_{вж1} = \frac{0,227}{0,691 - \left(0,425 - 0,827 \frac{0,691}{\sqrt{9,81 \cdot 0,05}} \right) \times \frac{1}{\left[\frac{4 \cdot 9,81 \cdot 0,0385 [1150 - 821]}{821^2} \right]^{0,25}}} = 0,300.$$

— Находим долю нефти в жидкости по (32):

$$\varphi_{нж1} = 1 - 0,3 = 0,7.$$

— Вычисляем истинное водосодержание по (43) и нефтесодержание по (44) в ГЖС на участке 1:

$$\varphi_{в1} = 0,3(1 - 0,507) = 0,148,$$

$$\varphi_{н1} = 0,7(1 - 0,507) = 0,345.$$

— Проверяем результаты расчета значений $\varphi_{г1}$, $\varphi_{н1}$, $\varphi_{в1}$:

$$0,507 + 0,345 + 0,148 = 1,000.$$

— Вычисляем значение плотности попутного газа при $p_{ср1} = 1,05$ МПа и $T_1 = 289,8$ К по (56):

$$\rho_{г1} = 1,42 \cdot 1,05 \cdot 293,2 / (0,944 \cdot 0,1013 \cdot 289,8) = 15,77 \text{ кг/м}^3.$$

— Оцениваем кажущуюся вязкость ГЖС в среднем сечении 1-го участка НКТ, принимая ее равной кажущейся вязкости смеси нефти и воды в том же сечении, то есть

$$\mu_{гжс1} = \mu_{ж1} = 0,0453 \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

— Вычисляем значение числа Рейнольдса потока ГЖС по (48):

$$Re_{см} = \frac{0,05}{0,0453} (821 \cdot 0,464 + 1150 \cdot 0,227 + 15,77 \cdot 1,054) = 727.$$

— Определяем значение $\lambda_{см1}$ по (49), поскольку полученное значение $Re_{см1}$ меньше 2000:

$$\lambda_{см1} = 64/727 = 0,088.$$

— Вычисляем значение ΔL_1 по (92):

$$\Delta L_1 = \frac{10^6 \cdot 0,8}{9,81(0,345 \cdot 821 + 0,148 \cdot 1150 + 0,507 \cdot 15,77) \cdot 0,9563 + \frac{1}{2 \cdot 0,05} \left(\frac{821}{0,345} \cdot 0,464^3 + \frac{1150}{0,148} \cdot 0,227^3 + \frac{15,77}{0,507} \cdot 1,054^3 \right)} = 155 \text{ м}.$$

5.9.2. Рассчитываем значения $\Delta L_2 \dots \Delta L_3$ колонны НКТ аналогично расчету ΔL_1 , и определяем расстояние по оси скважины от ее устья до сечения НКТ, в котором давление равно $p_{д.нас}$. Эта длина в данном случае оказалась равной 965,5 м.

5.9.3. Определяем длину участка ΔL_6 колонны НКТ от сечения, где давление равно $p_{д.нас}$, до глубины спуска насоса $L_n = 1508$ м:

$$\Delta L_6 = 1508 - 965,5 = 542,5 \text{ м}.$$

5.9.4. Вычисляем перепад давления на длине ΔL_6 НКТ, учитывая, что на этом участке течет водонефтяная смесь, не содержащая свободного газа, $\varphi_{г6} = 0$, что можно принять: $b_{н6} = b_{н.нас}$, $\rho_{н6} = \rho_{н.нас}$ и что вязкость нефти $\mu_{н6}$ отличается от вязкости $\mu_{нпл}$ при $T_{пл}$ только вследствие возможного отличия температуры T_6 от $T_{пл}$. Расчет выполняем аналогично расчету участка ΔL_1 эксплуатационной колонны — см. п. 5.3.3.

Таблица 5

Результаты расчетов к построению
кривой $p(L_{\text{НКТ}})$

Параметр	Единица измерения	№ ступени НКТ					
		1	2	3	4	5	6
Δp	МПа	0,8	1,2	1,5	2,0	1,92	4,76
$p_{\text{ср}}$	МПа	1,05	2,05	3,4	5,15	7,11	10,95
ΔL	м	155	172,6	187,8	232,6	218,3	543,5
L_i	м	155	326,8	505,6	738,2	956,5	1508
p_i	МПа	1,45	2,65	4,15	6,15	8,07	12,83

Результаты расчетов кривой $p(L_{\text{НКТ}})$ представлены в табл. 5, в которой L_i — расстояние по оси скважины от устья до нижнего сечения i -го участка НКТ; p_i — давление в этом сечении.

5.9.5. Строим кривую $p(L_{\text{НКТ}})$ — линия 3 на рис. 5 по значениям p_i , L_i табл. 5 и экстраполируем ее в область $L > L_{\text{н}} = 1508$ м в расчете на возможность спуска насоса в процессе дальнейшего подбора УЭЦН к скважине на глубину, большую 1508 м.

5.10. Определяем давление в НКТ на выходе из насоса* (на глубине $L_{\text{н}} = 1508$ м) по кривой 3 рис. 5 и давление $p_{\text{с}}$, которое требуется для работы системы скважина — УЭЦН с заданным дебитом жидкости:

$$p_{\text{вых}} = 12,9 \text{ МПа},$$

$$p_{\text{с}} = p_{\text{вых}} - p_{\text{вх}} = 12,9 - 3,9 = 9,0 \text{ МПа}.$$

5.11. Вычисляем среднюю температуру продукции в насосе по (64):

$$T_{\text{в.ср}} = 315 - (2008 - 1508 \cdot 0,9533) \frac{0,0034 + 0,79 \cdot 0,0177}{10^{0,001273 \cdot (20 - 0,132,67)}} + \\ + \frac{10^6 \cdot 9,0}{911,6 \cdot 2754,5} \left(\frac{1}{0,351 \cdot 0,76} - \frac{1}{2 \cdot 0,351} - \frac{1}{2} \right) = 312 \text{ К},$$

* Действительное давление на выходе из насоса будет меньше найденного указанным способом на величину $g \cdot \rho_{\text{ср}} \cdot l_{\text{н}} \cos \theta$, где $g = 9,81$ м/с², $\rho_{\text{ср}}$ — средне-интегральная плотность продукции в насосе (кг/м³), $l_{\text{н}} \cos \theta$ — расстояние от входа в насос до выхода из него по вертикали (м), составляющее $\approx 1\%$ от номинального напора насоса.

где 911,6 — средняя плотность продукции (кг/м³) в насосе, принятая приближенно равной плотности жидкости в насосе из п. 5.9.1

5.12. Вычисляем среднеинтегральный расход жидкой части продукции через насос по (88), принимая $K_{фн} = 0,9$; $K_{фв} = 0,1$; $p_{д.нас} = 8,07$ МПа:

$$Q_{жср} = \frac{0,001273}{12,9-3,9} \left\{ (8,07 - 3,9) [0,35 + 1,1(1 - 0,35)(1 - 0,9) \times \right. \\ \times 3,9^{0,0244}] + (1 - 0,35)(8,07^{1,0244} - 3,9^{1,0244}) \times \\ \times \frac{1,1 \cdot 0,9}{1+0,0244} + (12,9 - 8,07) [1,1(1 - 0,35) \times \\ \times [(1 - 0,9) \cdot 3,9^{0,0244} + 0,9 \cdot 8,07^{0,0244}] + \\ \left. + 0,35] \right\} = 0,001398 \text{ м}^3/\text{с}.$$

5.13. Вычисляем по (89) среднеинтегральный расход свободного газа через насос.

Сначала находим значения A , B и $z_{ср}$ в насосе:

$$A = [17,9(1 - 0,35) [(1 - 0,154) (9^{0,454} - 3,9^{0,454}) + \\ + 0,9 \cdot 3,9^{0,454}] + 0,15 \cdot 0,35 [(1 - 0,154)(9 - 3,9) + \\ + 0,1 \cdot 3,9]] \ln \frac{8,07}{3,9} = 20,436;$$

$$B = (1 - 0,35) (8,07^{0,454} - 3,9^{0,454}) \frac{0,9 \cdot 17,9}{0,454} + \\ + 0,15 \cdot 0,35 \cdot 0,1 (8,07 - 3,9) = 16,758.$$

Значение $z_{ср}$ определяем по (58) при $T_{ср.н} = 312$ К из п. 5.11 $p_{вх} = 3,9$ МПа из п. 5.4* и $\rho_{у.отн} = 1,2$, найденном по (61).

$$T_{пр.н} = 312 / (94 + 172 \cdot 1,2) = 1,038.$$

Так как $T_{пр.н} < 1,5$, принимаем $T_{пр.н} = 1,05$.

$$p_{пр.н} = 10 \cdot 3,9 / (46,9 - 2,03 \cdot 1,2^2) = 0,887.$$

По найденным средним значениям $T_{пр.н}$, $p_{пр.н}$ выбираем из (58*) соответствующую формулу для z_y и находим:

* Было бы правильнее $z_{ср}$ определить при среднеинтегральном давлении в насосе. Чтобы сократить объем вычислений, в данном случае целесообразно вместо среднеинтегрального давления принять давление у входа в насос.

$$z_y = 1 - 0,23 \cdot 0,887 - (1,88 - 1,67 \cdot 1,05) \cdot 0,887^2 = 0,698.$$

$$z_n = 1 + 554 \cdot 10^{-13} (312 - 273)^{3,71} \cdot 3,9^{14,7/\sqrt{312-273}} = 1,001.$$

$$z_{cp} = 0,698(1 - 0,092) + 1,001 \cdot 0,092 = 0,726.$$

Подставив значения A , B и z_{cp} в (89), получаем:

$$Q_{гср} = (20,436 - 16,758) \frac{0,001273 \cdot 0,726 \cdot 0,1013 \cdot 312}{293,2(12,9-3,9)} = \\ = 0,0000407 \text{ м}^3/\text{с}.$$

5.14. Вычисляем среднеинтегральный расход ГЖС через насос по (85):

$$Q_{ср} = 0,001398 + 0,000041 = 0,001439 \text{ м}^3/\text{с}.$$

5.15. Вычисляем массовый расход через насос по (76):

$$m = 0,001273 [850(1 - 0,35) + 1150 \cdot 0,35] + \\ + 0,001273 \cdot 1,42 \{ (1 - 0,35) [48,5 - 0,154(48,5 - 17,9 \times \\ \times 3,9^{0,454})] + 0,35 \cdot 0,15 [9 - 0,154(9 - 3,9)] \} = \\ = 1,271 \text{ кг/с}.$$

5.16. Вычисляем среднеинтегральную плотность продукции в насосе по (90):

$$\rho_{ср.н} = 1,271/0,001439 = 883,3 \text{ кг/м}^3.$$

5.17. Вычисляем напор, который необходим для работы системы скважина—УЭЦН с заданным дебитом $Q_{жсу} = 0,001273 \text{ м}^3/\text{с}$ по (91):

$$H_c = 10^6 (12,9 - 3,9)/(0,81 \cdot 883,3) = \\ = 1038,6 \approx 1039 \text{ м}.$$

5.18. Вычисляем среднеинтегральное газосодержание в насосе:

$$\beta_{ср} = \frac{407 \cdot 10^{-7}}{1439 \cdot 10^{-6}} = 0,0283.$$

5.19. Определяем кажущуюся вязкость жидкости и ГЖС в насосе при $T_{ср.н} = 312 \text{ К}$ из п. 5.11.

Поскольку вязкость нефти, являющейся внешней фазой продукции в насосе, при $T_{пл} = 315 \text{ К}$, согласно п. 5.9.1, равна $0,0032 \text{ Па} \cdot \text{с}$, то при $T_{ср.н} = 312 \text{ К}$, пользуясь графиком Льюиса и Сквайрса, находим $\eta_{нн} \approx 0,0036 \text{ Па} \cdot \text{с}$. Кажущаяся вязкость жидкой части так же, как и ГЖС в насосе, будет

$$\rho_{\text{см}} = \mu_{\text{жн}} = 0,0036 \frac{1+2,9 \cdot 0,317}{1-0,317} = 0,0101 \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

5.20. Вычисляем значение коэффициента K_Q для учета влияния вязкости на подачу по формуле

$$K_Q = \frac{1}{1+54 \mu_{\text{см}} / (\rho_{\text{ср}} \cdot Q_{\text{ср}}^{2/3})} \quad (97)$$

и на напор по формуле

$$K_H = \frac{1}{1 + \frac{2,75}{\sqrt{Q_{\text{ср}}^{2/3} \cdot \rho_{\text{ср}} / \mu_{\text{см}}}}} ; \quad (98)$$

$$K_Q = \frac{1}{1+54 \cdot 0,0101 / (883,3 \cdot 0,001437^{2/3})} = 0,954;$$

$$K_H = \frac{1}{1 + \frac{2,75}{\sqrt{883,3 \cdot 0,001437^{2/3} / 0,0101}}} = 0,924.$$

5.21. Вычисляем значения подачи и напора, которые должен иметь насос при работе на воде, чтобы расход ГЖС был $0,001439 \text{ м}^3/\text{с}$, а напор 1039 м согласно 5.14 и 5.17 соответственно:

$$Q_{\text{в}} = \frac{Q_{\text{ср}}}{K_Q} = \frac{86400 \cdot 0,001439}{0,954} = 130,3 \approx 130 \text{ м}^3/\text{сут},$$

$$H_{\text{вс}} = \frac{H_{\text{с}}}{K_H} = \frac{1039}{0,924} = 1125 \text{ м.}$$

5.22. Выбираем по $Q_{\text{в}}$, $H_{\text{вс}}$, $D_{\text{эк}}$ и рис. 2, каталога [2] или справочникам [3, 4] типоразмер УЭЦН (шифр установки), насос которой удовлетворял бы условиям (2), (3). Такой установкой является УЭЦН5-130-1400 с насосом ЭЦН5-130-1400, (оптимальная подача насоса $132 \text{ м}^3/\text{сут}$, номинальный напор, то есть напор при номинальной подаче $130 \text{ м}^3/\text{сут}$, $H_{\text{ном}} = 1460 \text{ м}$, паспортный напор при оптимальной подаче $H_{\text{в.опт}} = 1430 \text{ м}$, номинальная частота вращения $n = 2825 \text{ об/мин}$, номинальное число ступеней $z = 348$), так как

$$0,65 < \frac{130}{132} = 0,985 < 1,25$$

и

$$H_{\text{вс}} = 1122 \leq 1460 - 190 = 1270,$$

где $190 = \Delta H$ — величина, на которую необходимо переместить по вертикали сверху вниз параллельно самой себе паспортную кривую $H - Q$ насоса, чтобы получить вероятную напорно-расходную характеристику работы его на воде (1).

Для нашего случая:

$$\Delta H = \frac{0,92 \cdot 1430}{3,9 + 0,023 \cdot 132} = 189,7 \approx 190 \text{ м.}$$

В комплект выбранной установки, кроме насоса, входят электродвигатель ПЭД40-103АВ5 номинальной мощностью 45 кВт и допустимой температурой охлаждающей жидкости 70°C , кабель КПБК 3×16 и КПБП 3×10 , трансформатор ТМГН-100/1,17-73У1 и станция управления ШГС5802-49А2У1.

5.23. Определяем вероятное значение к. п. д. насоса при работе на воде с подачей $Q_{\text{в}} = 130 \text{ м}^3/\text{сут}$ согласно [1]:

$$\eta_{\text{вв}} = \eta_{\text{в}}^{\text{п}} \left(1 - \frac{\Delta H}{H_{\text{в.опг}}^{\text{п}}} \right) = 0,585 \left(1 - \frac{190}{1430} \right) = 0,507,$$

где $\eta_{\text{в}}^{\text{п}}$ — к. п. д. насоса при $Q_{\text{в}} = 130 \text{ м}^3/\text{сут}$ по его паспортной характеристике.

5.24. Находим к. п. д. выбранного в п. 5.22 насоса при работе в скважине.

Предварительно оцениваем значение коэффициента K_{η} , учитывающего влияние вязкости проходящей через насос продукции на к. п. д. насоса, по формуле

$$K_{\eta} = \begin{cases} 1, & \text{если } B_{\mu} \geq 47950, \\ 0,36 \lg B_{\mu} - 0,64, & \text{если } B_{\mu} < 47950. \end{cases}$$

Так как согласно (73)

$$B_{\mu} = 3413 \cdot 10^{-6} \cdot 883 \cdot 130^{2/3} / 0,0104 = 7436 < 47950,$$

то

$$K_{\eta} = 0,36 \lg 7436 - 0,64 = 0,754.$$

Поэтому к. п. д. насоса, работающего в скважине, будет:

$$\eta_{\text{в.см}} = 0,754 \cdot 0,507 = 0,382.$$

5.25. Вычисляем мощность, которую будет потреблять насос при откачке скважинной продукции, по формуле

$$N_n = \frac{Q_v \cdot H_{вс} \cdot K_Q \cdot K_H \cdot \rho_{н.ср} \cdot g}{86,4 \cdot 10^6 \cdot \eta_{н.см}} + N_{гс} \quad (99)$$

где Q_v — подача ($\text{м}^3/\text{сут}$), $H_{вс}$ — скорректированный напор (м) из п. 5.21; $\rho_{н.ср}$ — плотность продукции ($\text{кг}/\text{м}^3$) в насосе из п. 5.15; $g = 9,81 \text{ м}/\text{с}^2$; K_Q и K_H — коэффициенты учета влияния вязкости на подачу и напор насоса из п. 5.20; $\eta_{н.см}$ — к. п. д. насоса из п. 5.24; $N_{гс}$ — мощность, потребляемая газосепаратором и равная для газосепаратора к насосам группы 5 ≈ 1 кВт, к насосам группы 5А $\approx 2,3$ кВт и к насосам группы 6 $\approx 3,6$ кВт при работе УЭЦН на установившемся режиме (очевидно, что если газосепаратора в УЭЦН нет, то надо принять $N_{гс} = 0$):

$$N_n = \frac{130 \cdot 1125 \cdot 0,954 \cdot 0,924 \cdot 883,3 \cdot 9,81}{86,4 \cdot 0,382 \cdot 10^6} = 33,9 \text{ кВт.}$$

5.26. Сопоставляем значение N_n из п. 5.25 со значением номинальной мощности штатного двигателя $N_{дш}$ установки, выбранной в п. 5.22. Если $N_{дш} \geq N_n$ и разность $\Delta N = N_{дш} - N_n$ не больше одного шага в ряду номинальных мощностей погружных электродвигателей типа ПЭД, которые могут быть спущены в скважину вместе с выбранным в п. 5.22 насосом, оставляем штатный. В противном случае берем такой ближайший типоразмер ПЭД, номинальная мощность которого, при прочих равных условиях, не меньше $1,3 N_n$, где $1,3$ — коэффициент запаса мощности двигателя в расчете на увеличение его ресурса, выработанный практикой эксплуатации УЭЦН:

$$\frac{N_{дш}}{N_n} = \frac{45}{33,9} = 1,33 > 1,3;$$

$$\Delta N = N_{дш} - N_n = 45 - 33,9 = 11,1 \text{ кВт.}$$

Так как значение $\Delta N = 11,1$ кВт меньше разности номинальных мощностей выбранного двигателя ПЭД40-103 АВ5 и ближайшего к нему двигателя ПЭД28-103 АВ5 меньшей мощности того же диаметра, для привода насоса избираемой установки оставляем штатный двигатель.

5.27. Определяем по табл. 6 минимально допустимую скорость $\omega_{охл}$ ($\text{м}/\text{с}$) потока в зазоре между стенкой эксплуатационной колонны скважины и корпусом двигателя и вычисляем по формуле

$$Q_{охл} = 86400 \cdot \omega_{охл} \cdot \pi (D_{эк}^2 - D_d^2) / 4 \quad (100)$$

минимально допустимый отбор жидкости из скважины ($\text{м}^3/\text{сут}$) с точки зрения необходимой интенсивности охлаждения ПЭД. В (100) $D_{эк}$ — внутренний диаметр эксплуатационной колонны

Таблица 6

Техническая характеристика погружных электродвигателей

Шифр	Номинальная мощность, кВт	Частота вращения, об/мин	к. п. д., %	Температура окружающей среды, °С	Скорость охлаждающей жидкости, м/с
ПЭД 14—103АВ5	16	2800	76	70	0,06
ПЭД 20—103АВ5	22	2800	76	70	0,06
ПЭД 28—103АВ5	32	2800	76	70	0,085
ПЭД 40—103АВ5	45	2760	76	70	0,12
ПЭД 45—117АВ5	45	2835	81	50	0,27
ПЭД 65—117АВ5	63	2835	81	50	0,27
ПЭДС 90—117АВ5	90	2835	81	50	0,75
ПЭД 17—123АВ5	22	2865	82	70	0,1
ПЭД 35—123АВ5	32	2865	82	70	0,12
ПЭД 46—123АВ5	45	2865	82	70	0,12
ПЭД 55—123АВ5	63	2850	82	70	0,2
ПЭД 100—123АВ5	90	2820	82	70	0,3
ПЭД 125—138АВ5	125	2865	84	50	0,9

Примечание: Число между тире и буквой А обозначает диаметр корпуса двигателя в мм.

в месте расположения ПЭД, м; D_d — наружный диаметр ПЭД, м. Согласно табл. 6 для ПЭД40-103АВ5 $\omega_{охл} = 0,12$ м/с, поэтому

$$Q_{охл} = 86400 \cdot 0,12 \cdot 3,14(0,13^2 - 0,103^2)/4 = 51,2 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

5.28. Вычисляем глубину спуска насоса, исходя из возможности освоения скважины (в частности, после ее промывки или глушения технологической жидкостью), по формуле

$$L_{осв} = \left\{ H_{\phi} + H_{погр} - \frac{10^6}{\rho_{ж}} \left[p_{пл} - p_{мтр} \cdot e^{11 \cdot 10^{-5} \cdot H_{у.осв} \cdot \rho_{г.отн}} - \frac{Q_{охл}}{\alpha K} \right] \right\} / \cos \theta, \quad (101)$$

где H_{ϕ} — расстояние (по вертикали) от устья скважины до верхних отверстий фильтра эксплуатационной колонны, м; $H_{\text{погр}}$ — минимально допустимое погружение (по вертикали) приемной сетки насоса под уровень жидкости в период освоения скважины, м (при отсутствии опытных данных можно принять $H_{\text{погр}} \approx 100$ м); θ — средний угол между вертикалью и осью ствола скважины, град; $g = 9,81$ м/с²; $\rho_{\text{ж}}$ — плотность жидкости, извлекаемой насосом из скважины в период ее освоения*, кг/м³; $p_{\text{пл}}$ — текущее пластовое давление в районе расположения скважины, МПа; $p_{\text{мтр}}$ — давление в устьевом сечении межтрубного пространства скважины, которое можно принять равным давлению $p_{\text{д}}$ в выкидной линии скважины, увеличенному на 0,1 МПа, то есть $p_{\text{мтр}} \approx 0,1 + p_{\text{д}}$, МПа; $e = 2,718$; $\rho_{\text{г.отн}}$ — относительная (по воздуху) плотность попутного газа; $H_{\text{у.осв}}$ — расстояние в м (по вертикали) от устья скважины до уровня жидкости в ней в период освоения, определяемое по формуле

$$H_{\text{у.осв}} = H_{\phi} - 10^{-6} \cdot [p_{\text{пл}} - p_{\text{мтр}} - Q_{\text{охла}} / (\alpha K)] / (g \rho_{\text{ж}}); \quad (102)$$

$Q_{\text{охла}}$ — из п. 5.27; K — коэффициент продуктивности скважины, м³/(сут · МПа), при эксплуатации ее на установившемся режиме из исходных данных; α — поправка на уменьшение K вследствие загрязнения призабойной части пласта попавшей в нее технологической жидкостью при промывке или глушении скважины — из исходных данных. Пусть скважину перед спуском УЭЦН глушили технологической жидкостью плотностью $\rho_{\text{тж}} = 1200$ кг/м³. Тогда:

$$H_{\text{у.осв}} = 2008 - 10^6 \left(14,5 - 0,75 - \frac{51,2}{0,5 \cdot 22} \right) / (9,81 \cdot 1200) = \\ = 1235 \text{ м}$$

и

$$L_{\text{осв}} = \left[2008 + 100 - \frac{10^6}{9,81 \cdot 1200} \left(14,5 - 0,75 \times \right. \right. \\ \left. \left. \times e^{11 \cdot 15^{-0} \cdot 1235 \cdot 1,178} - \frac{51,2}{0,5 \cdot 22} \right) \right] / 0,9563 = 1408 \text{ м.}$$

5.29. Сопоставляем значения предварительно принятой в п. 5.4 глубины спуска $L_{\text{н}}$ насоса и длины $L_{\text{осв}}$ из п. 5.28. Если $L_{\text{н}}/L_{\text{осв}} = 1 + 0,02$, то значение $L_{\text{н}}$ из п. 5.4 принимаем за окончательное; в случае $L_{\text{н}}/L_{\text{осв}} < 1$ необходимо увеличить глубину спуска насоса до $L_{\text{н}} = (1 + 0,02) L_{\text{осв}}$; если же $L_{\text{н}}/L_{\text{осв}} >$

* Если скважину осваивали после глушения или после промывки технологической жидкостью, то $\rho_{\text{ж}}$ — это плотность технологической жидкости; если перед спуском насоса в скважину последнюю не глушили и не промывали технологической жидкостью, то за $\rho_{\text{ж}}$ следует принять среднюю плотность жидкости при СУ, которую предполагается добывать из скважины.

$> 1,02$, то значение L_n можно уменьшить вплоть до $L_n = (1 + 0,02) L_{осв}$ или оставить неизменным в зависимости от возможности обеспечения насосом заданного дебита жидкости при возможно меньшей глубине спуска насоса*.

Для нашего случая имеем:

$$L_n / L_{осв} = 1508 / 1408 = 1,071.$$

Так как полученное значение $L_n / L_{осв} > 1,02$, глубину спуска насоса в скважину можно уменьшить до

$$L_n = (1 + 0,02) L_{осв} = 1408 \dots 1436 \text{ м.}$$

Примем за новую глубину спуска насоса в скважину (с учетом ее освоения) $L_n = 1420$ м.

5.30. Вычисляем напор, которым должен располагать подбираемый к скважине насос в период ее освоения при работе с дебитом $Q_{охл}$ из п. 5.27, по формуле

$$H_{осв} \geq H_f + H_{сопр} - \frac{10^6}{g\rho_j} \left(p_{пл} - p_y - \frac{Q_{охл}}{zK} \right), \quad (103)$$

где p_y — давление в устьевом сечении НКТ, МПа, равное давлению p_x в выкидной линии скважины; $H_{сопр}$ — потеря напора в м на преодоление трения и местных сопротивлений на пути движения жидкости от напорного патрубка насоса до выкидной линии скважины**, определяемые по известной формуле:

$$H_{сопр} = \lambda_{тж} \frac{L_{осв} \cdot \omega_{тж}^2}{D_{нкт} \cdot 2g}.$$

В рассматриваемом примере:

$$\omega_{тж} = \frac{4D_{охл}}{86400 \cdot \pi D_{нкт}^2} = \frac{4 \cdot 51,2}{86400 \cdot 3,14 \cdot 0,05^2} = 0,302 \text{ м/с,}$$

$$Re_{тж} = \frac{\omega_{тж} \cdot D_{нкт} \cdot \rho_{тж}}{\mu_{тж}} = \frac{0,302 \cdot 0,05 \cdot 1200}{0,0015} = 12080,$$

* Фактором, ограничивающим уменьшение глубины спуска насоса в скважину, можно считать минимально допустимое давление у входа в насос $p_{вх.мин}$ при установившейся работе системы насос — скважина. В среднем можно принять $p_{вх.мин} \approx 1,5$ МПа, хотя на практике это давление иногда снижают до $\approx 0,5$ МПа, если есть уверенность, что пластовое давление в районе расположения скважины в течение работы УЭЦН в ней не будет ниже того, которое имеет место в начале работы установки, и, наоборот, повышают до $2,5 \div 3$ МПа, если снижение пластового давления по какой-либо случайной причине (например, из-за выхода из строя на достаточно длительное время насосной станции системы поддержания пластового давления) в течение работы УЭЦН в скважине не исключено.

** При обычной конструкции колонны подъемных труб $H_{сопр}$ определяется практически только потерями напора на трение в НКТ; при этом, если $Q_{охл} \leq 50$ м³/сут, то $H_{сопр}$ получается пренебрежимо малой величиной, как это и видно из рассматриваемого примера, см. далее.

$$\lambda_{\text{тж}} = 0,11 \left(\frac{68}{\text{Re}_{\text{тж}}} + \frac{K_9}{D_{\text{нрт}}} \right)^{0,25} = 0,11 \left(\frac{68}{12080} + \frac{15 \cdot 10^{-6}}{5 \cdot 10^{-2}} \right)^{0,25} = 0,030,$$

$$H_{\text{согр}} = 0,03 \frac{1420}{0,05} \cdot \frac{0,302^2}{2 \cdot 9,81} = 3,96 \approx 4 \text{ м},$$

где $\mu_{\text{тж}} = 0,0015 \text{ Па} \cdot \text{с}$ — вязкость технологической жидкости.
Подставляя соответствующие величины в (103), получаем:

$$H_{\text{осв}} = 2008 + 4 - \frac{10^6}{9,81 \cdot 1200} \left(14,5 - 0,65 - \frac{51,2}{0,5 \cdot 22} \right) = 1231 \text{ м}.$$

5.31. Определяем по паспортной характеристике насоса его напор $H_{Q_{\text{охл}}}$ при подаче $Q_{\text{охл}}$ из п. 5.27 и проверяем, выполняется ли условие

$$\frac{H_{Q_{\text{охл}}} - \Delta H}{H_{\text{осв}}} \geq 0,98, \quad (104)$$

где ΔH — поправка к паспортному напору из п. 5.22, $H_{\text{осв}}$ — напор, необходимый для освоения скважины, из п. 5.30. Если (104) удовлетворяется, переходим к п. 5.32, так как выбранным насосом при спуске его в скважину на глубину, принятую в п. 5.29, скважину можно освоить, в противном случае необходимо взять насос с более высоким напором при $Q_{\text{охл}}$ — однако такой, чтобы его напор при $Q_{\text{в}}$ был не меньше напора $H_{\text{вс}}$ из п. 5.21, и повторять операции, предусмотренные пп. 5.22 ÷ 5.31 до тех пор, когда очередной типоразмер насоса удовлетворит неравенству (104).

По паспортной характеристике насоса ЭЦН5-130-1400 находим $H_{Q_{\text{охл}}} = 1800 \text{ м}$, при $Q_{\text{охл}} = 51,2 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Подставив соответствующие значения в (102), получаем:

$$\frac{1800 - 190}{1231} = 1,308 > 0,98,$$

то есть типоразмер насоса, выбранный в п. 5.22, удовлетворяет неравенству (104).

5.32. Определяем для новой глубины спуска насоса $L_{\text{н}}$ из п. 5.29 новые значения: $\rho_{\text{вх}}$ и $\beta_{\text{гвх}}$ по $L_{\text{осв}}$ и кривым 1 и 2 рис. 5; $\beta_{\text{авх}}$, как в п. 5.5; $\beta_{\text{гвх}}^*$, как в п. 5.6; $K_{\text{с}}$, как в п. 5.7; $\rho_{\text{д.вас}}$, как

Таблица 6

Значения коэффициента быстроходности n_s ступеней погружных центробежных насосов для добычи нефти

Тип насоса	n_s	Тип насоса	n_s
ЭЦН5-40	91	ЭЦН6-100	104
ЭЦН5-80	125	ЭЦН6-160	117
ЭЦН5-130	142	ЭЦН6-250	160
ЭЦН5-200	188	ЭЦН6-350	155
ЭЦН5А-100	125	ЭЦН6-500	263
ЭЦН5А-160	150	ЭЦН6-700	288
ЭЦН5А-250	167	ЭЦН6-1000	377
ЭЦН5А-360	222	ЭЦНИ-350	160
ЭЦН5А-500	300	ЭЦНИ-500	250

в п. 5.8; рассчитываем и строим новую кривую $p(L_{\text{нкт}})$, как в п. 5.9; находим $p_{\text{вых}}$ и p_c , как в п. 5.10; $T_{\text{н.ср}}$, как в п. 5.11, но с учетом уточненного $\rho_{\text{н.ср}}$ из п. 5.16; $Q_{\text{ж.ср}}$, как в п. 5.12; $Q_{\text{г.ср}}$, как в п. 5.13; $Q_{\text{ср}}$, как в п. 5.14; m , как в п. 5.15; $\rho_{\text{ср}}$, как в п. 5.16; H_c , как в п. 5.17; $\beta_{\text{ср}}$, как в п. 5.18; $\mu_{\text{см}}$, как в п. 5.19. Выполнив соответствующие операции*, находим: $p_{\text{вх}} = 3,11$ МПа, $\beta_{\text{гвх}} = 0,22$, $\beta_{\text{ввх}} = 0,323$, $(\beta_{\text{гвх}}^*)_{\text{н}} = 0,246$, $K_c = 0,154$, $p_{\text{д.нас}} = 7,88$ МПа, $p_{\text{вых}} = 12,11$ МПа, $p_c = 9,0$ МПа, $T_{\text{н.ср}} = 310,8$ К, $Q_{\text{ж}} = 0,001396$ м³/с, $Q_{\text{г.ср}} = 694 \cdot 10^{-7}$ м³/с, $Q_{\text{ср}} = 0,001465$ м³/с, $m = 1,2714$ кг/м³, $\rho_{\text{ср}} = 867,8$ кг/м³, $H_c = 1057$ м, $\beta_{\text{ср}} = 0,0474$, $\mu_{\text{см}} = 0,0106$ Па · с.

5.33. Уточняем значения подачи Q_d и напора $H_{\text{вс}}$ выбранного ранее насоса при работе его на воде в режиме, соответствующем значению $Q_{\text{ср}}$ и H_c из п. 5.32, согласно методике, изложенной в [1]. Для этого:

5.33.1. Определяем значение коэффициента быстроходности рабочей ступени выбранного насоса по табл. 6.

Для насоса ЭЦН5-130-1400 $n_s = 142$.

* Расчет кривой $p(L_{\text{нкт}})$ для новых значений $p_{\text{вх}}$, K_c , $p_{\text{д.нас}}$ показал, что новая кривая мало отличается от кривой $p(L_{\text{нкт}})$, рассчитанной в п. 5.9, что обусловлено близкими значениями названных параметров в обоих случаях. По этой причине в дальнейших расчетах за новую кривую $p(L_{\text{нкт}})$ принята кривая 3 на рис. 5, полученная в 5.9.

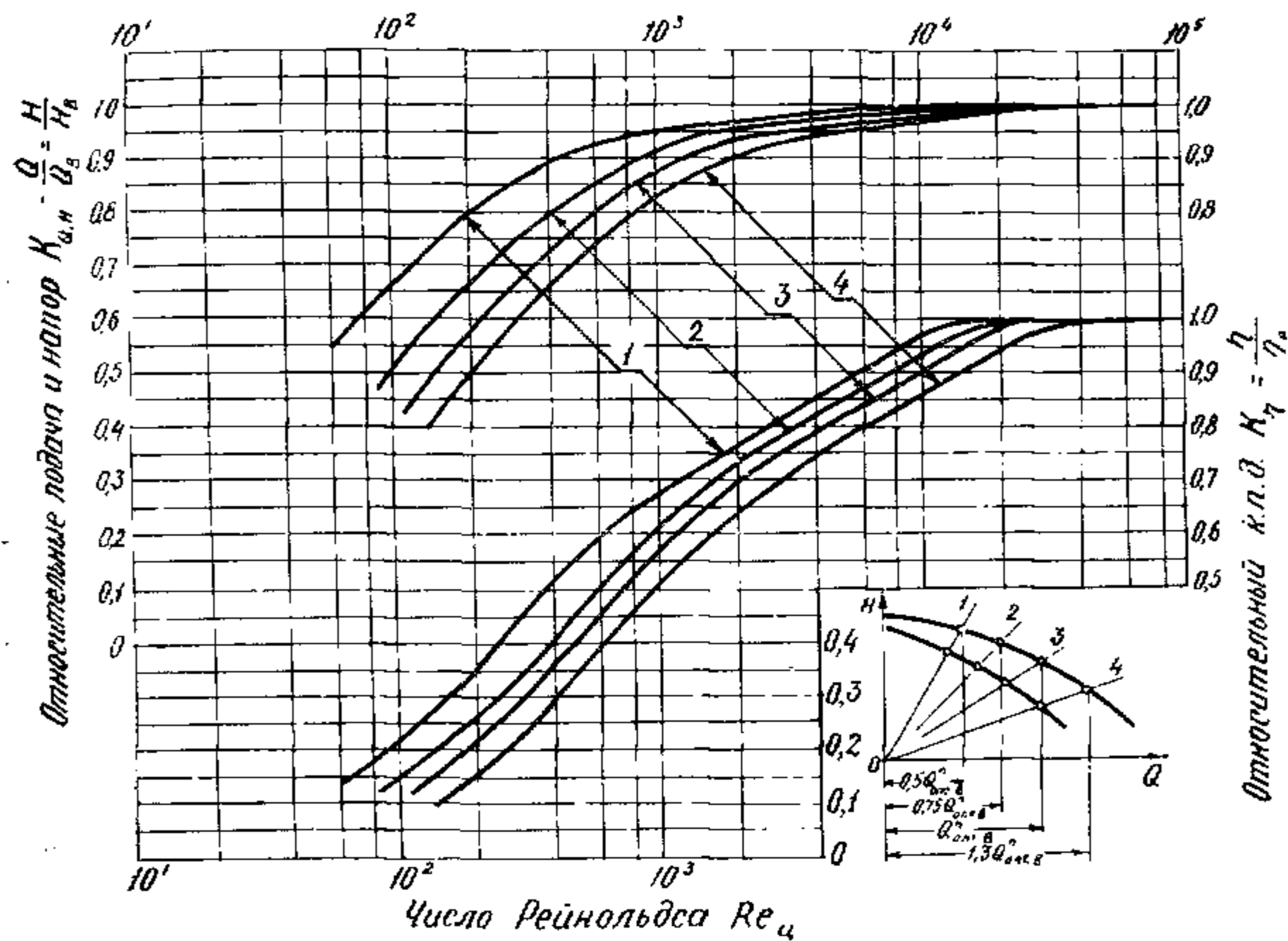


Рис. 6. Зависимость относительных подачи и напора $K_{Q, H}$ и относительного к.п.д. K_{η} погружного центробежного насоса от модифицированного числа Рейнольдса $Re_{ц}$ потока в его межлопаточных каналах для различных соответственных режимов $Q_v / Q_{v, опт}^n$: 1—0,5; 2—0,75; 3—1; 4—1,3

5.33.2. Вычисляем значение модифицированного числа Рейнольдса потока в каналах ступеней центробежного насоса по формуле

$$Re_{ц} = \frac{(4,3 + 0,816 \cdot n_s^{0,274})}{n_s^{0,575}} \cdot \frac{Q_{ср} \cdot \rho_{ср}}{\mu_{ср}} \sqrt[3]{\frac{\omega}{Q_{v, опт}^n}}, \quad (105)$$

где $Q_{v, опт}^n$ — подача насоса (m^3/c) в оптимальном режиме работы на воде по паспортной характеристике, $\omega = \pi n / 30$. Подставляя соответствующие величины, получаем:

$$Re_{ц} = \frac{(4,3 + 0,816 \cdot 142^{0,274})}{142^{0,575}} \cdot \frac{0,001465 \cdot 867,8}{0,0106} \sqrt[3]{\frac{3,14 \cdot 2825}{30 \cdot 0,001528}} = 2998,6.$$

5.33.3. Определяем относительную подачу насоса $Q_v / Q_{v, опт}^n$, где Q_v берем из п. 5.21, а $Q_{v, опт}^n$ — с паспортной характеристики насоса.

$$\frac{Q_v}{Q_{v, опт}^n} = \frac{130}{132} = 0,985.$$

5.33.4. Вычисляем значение $K_{H,Q}$ для найденных выше Re_{II} и $Q_B/Q_{B,опт}^n$ по рис. 6 или по формулам

$$K_{H,Q} = 1 - (3,585 - 0,821 \lg Re_{II}) \left(0,027 + 0,0485 \frac{Q_B}{Q_{B,опт}^n} \right), \quad (106)$$

$$K_{H,Q} = Re_{II} / (Re_{II} - 50 + 200 Q_B / Q_{B,опт}^n): \quad (107)$$

$$K_{H,Q} = 1 - (3,585 - 0,821 \cdot \lg 2998,6)(0,027 + 0,0485 \times \\ \times 0,985) = 0,945,$$

$$K_{H,Q} = 2998,6 / (2998,6 - 50 + 200 \cdot 0,985) = 0,953.$$

Из полученных двух значений берем наименьшее, а именно $K_{H,Q} = 0,945$.

5.33.5. Определяем уточненное значение подачи Q_B и напора $H_{вс}$ при работе насоса на воде, соответствующее $Q_{ср}$ из 5.32 или из п. 5.14 и 5.17:

$$Q_B = \frac{Q_{ср}}{K_{H,Q}} = \frac{0,001465}{0,945} = 0,00155 \text{ м}^3/\text{с} = \\ = 133,9 \text{ м}^3/\text{сут},$$

$$H_{вс} = \frac{H_c}{K_{H,Q}} = \frac{1057}{0,945} = 1118,5 \approx 1119 \text{ м}.$$

5.33.5. Проверяем, удовлетворяют ли найденные в п. 5.33.5 значения Q_B и $H_{вс}$ неравенствам (2) и (3). Если не удовлетворяют, берем другой типоразмер насоса и повторяем вычисления по пп. 5.22 . . . 5.33.5.

$$0,65 < \frac{133,9}{132} = 1,014 < 1,25;$$

$$1119 \leq 1460 - 190 = 1270 \text{ м}.$$

Так как упомянутые неравенства удовлетворяются, переходим к п. 5.34.

5.34. Вычисляем значение коэффициента K_η для найденных выше Re_{II} и $Q_B/Q_{B,опт}^n$ по рис. 6 или по формулам:

$$K_\eta = 0,274 \cdot \lg Re_{II} - 0,06 - 0,14 \cdot Q_B / Q_{B,опт}^n, \quad (108)$$

$$K_\eta = 0,485 \cdot \lg Re_{II} - 0,63 - 0,26 \cdot Q_B / Q_{B,опт}^n: \quad (109)$$

$$K_\eta = 0,274 \cdot \lg 2998,6 - 0,06 - 0,14 \cdot 133,9/132 = 0,751,$$

$$K_\eta = 0,485 \cdot \lg 2998,6 - 0,63 - 0,26 \cdot 133,9/132 = 0,793$$

и берем наименьшее: $K_\eta = 0,751$.

5.35. Определяем разность между давлением, которое может создать насос с номинальным числом ступеней при работе в скважине на установившемся режиме с дебитом $Q_{жсу}$, то есть при среднеинтегральном расходе скважинной продукции через насос $Q_{ср}$ из п. 5.32 и давлением, достаточным для работы системы скважина—УЭЦН на этом режиме, (МПа), по формуле

$$\Delta p = 10^{-6} \rho_{ср} g K_{H, Q} (H_{вн} - H_{вс}), \quad (110)$$

где $g = 9,81$ м/с²; $\rho_{ср}$ из п. 5.32; $K_{H, Q}$ — из п. 5.33.4;

$$H_{вн} = 1460 - 190 = 1270 \text{ м}; H_{вс} = 1119 \text{ м};$$

$$\Delta p = 10^{-6} \cdot 867,8 \cdot 9,81 \cdot 0,945 (1270 - 1119) = 1,21 \text{ МПа}.$$

5.36. Вычисляем значение отношения $\Delta p / p_c$, где Δp — из п. 5.35, p_c — из п. 5.32. Если $\Delta p / p_c \leq 0,05$, переходим к п. 5.41, если $\Delta p / p_c \geq 0,05$ — к п. 5.37:

$$\frac{\Delta p}{p_c} = \frac{1,21}{9,0} = 0,134.$$

Так как $0,134 > 0,05$, давление, которое насос способен развивать при работе со среднеинтегральной подачей $133,9$ м³/сут в скважине, намного превышает требуемое, благодаря чему действительный дебит жидкости из скважины, если не принять необходимых мер, может оказаться существенно больше заданного.

5.37. Выбираем один из двух возможных способов уменьшения подачи жидкости из скважины подобранным выше насосом до значения $Q_{жсу}$: 1) уменьшение числа ступеней в насосе, 2) установку в начале выкидной линии скважины устьевого штуцера*, исходя из технической политики нефтедобывающего предприятия.

5.38. Если принято решение использовать первый способ, то определяем число ступеней Δz по формуле

$$\Delta z = z_{н} \left(1 - \frac{H_{вс}}{H_{вн}} \right), \quad (111)$$

* Другие возможные способы ограничения дебита скважины, эксплуатируемой УЭЦН при круглосуточной непрерывной работе на определенной глубине спуска насоса, как-то: снижение частоты вращения вала насоса, установка глубинного штуцера на выходе из насоса — в настоящее время на отечественных нефтепромыслах не применяются.

Уменьшение же глубины спуска насоса для достижения указанной цели в данном случае исключено, так как по ходу изложенного выше расчета глубину спуска насоса принимают, как правило, минимально допустимой, исходя из условия освоения скважины.

$$\eta_{\text{н}} = 0,585 \left(1 - \frac{190}{1470} \right) = 0,509,$$

$$N_{\text{н}} = 10^{-3} \cdot 0,001465 \cdot 1057 \cdot 857,8 \cdot 9,81 / (0,751 \cdot 0,509) = \\ = 34,5 \text{ кВт.}$$

5.41.2. Вычисляем мощность, потребляемую насосом при работе системы скважина — УЭЦН в установившемся режиме при условии, что подгонка насоса к требованиям скважины осуществлена за счет устьевого штуцера, по формуле

$$N_{\text{н}} = 10^3 \cdot Q_{\text{ср}} (p_{\text{вых}}^{\text{Б}} - p_{\text{вх}}) / (\eta_{\text{н}} \cdot K_{\eta}) + N_{\text{гсз}} \quad (115)$$

где $p_{\text{вых}}^{\text{Б}}$ — давление (МПа) в НКТ на глубине $L_{\text{н}}$ из п. 5.29 по кривой $p(L_{\text{нкт}})$, проходящей через точку *Б* (см. рис. 5); $p_{\text{вх}}$ — давление (МПа) перед входом в насос — из п. 5.29; K_{η} — из п. 5.30; $\eta_{\text{н}}$ — из п. 5.36.1.

Подставив соответствующие значения в (115), получаем:

$$N_{\text{н}} = 10^3 \cdot 0,001465 (13,48 - 3,11) / 0,509 \times \\ \times 0,751 = 39,7 \text{ кВт.}$$

5.42. Определяем отношение номинальной мощности электродвигателя, выбранного в п. 5.22, к мощности, потребляемой насосом, найденной в п. 5.41.1 или 5.41.2 в зависимости от того, какой способ регулирования напора насоса решено использовать при подборе УЭЦН к скважине.

В первом случае получаем:

$$\frac{N_{\text{шт}}}{N_{\text{н}}} = \frac{45}{34,5} = 1,3,$$

во втором —

$$\frac{N_{\text{шт}}}{N_{\text{н}}} = \frac{45}{39,7} = 1,13.$$

Таким образом, штатный двигатель ПЭД40-103АВ5, выбранный в п. 5.22, может быть использован для привода насоса ЭЦН5-130-1400 в обоих случаях. Однако первый случай предпочтительнее, так как запас мощности у двигателя оказывается ближе к установленному практикой (см. п. 5.26).

ЛИТЕРАТУРА

1. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под редакцией Ш. К. Гиматудинова. — М.: Недра, 1983, с. 456.
2. Установки погружных центробежных насосов для нефтяной промышленности. Каталог. «ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ». — М.: 1980 г., с. 24.
3. Справочная книга по добыче нефти. Под редакцией Ш. К. Гиматудинова. — М.: Недра, 1974, с. 704.
4. Справочник по нефтепромысловому оборудованию. Под редакцией Е. И. Бухаленко. Авторы: Е. И. Бухаленко, Э. Г. Ибрагимов, Н. Г. Курбанов, А. Т. Раси-Заде, Ш. Т. Джафаров, Н. М. Байков, В. В. Вершковой. — М.: Недра, 1983, с. 400.
5. Г. Ф. Требин, Н. В. Чарыгин, Т. М. Обухова. Нефти месторождений Советского Союза: Справочник: — М., Недра, 1980, с. 583.
6. Штоф М. Д. Расчет свойств пластовых нефтей. Методическое руководство. — Куйбышев: ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ, 1974, с. 40.
7. И. И. Дунюшкин, И. Т. Мищенко. Расчет основных свойств пластовых нефтей при добыче и подготовке нефти. Учебное пособие. — М.: МИНГ, 1982, с. 79.
8. Чичеров Л. Г. Нефтепромысловые машины и механизмы. Учебное пособие для вузов. — М.: Недра, 1983, 312 с.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
1. Введение	3
2. Основные этапы подбора УЭЦН к скважине	3
3. Подготовка исходных данных.....	10
4. Основные понятия, определения и формулы, используемые в расчетах.....	15
4.1. Объемные соотношения фаз и кинематические параметры потока скважинной продукции	15
4.2. Типы и структурные формы скважинной продукции, условия и границы их существования	16
4.3. Вычисление истинных долей фаз в восходящем двух- и трехфазном потоке	17
4.4. Число Рейнольдса потока дисперсной системы и коэффициент гидравлического трения	21
4.5. Плотность и коэффициент сжимаемости попутного газа.....	24
4.6. Температура потока на различных участках скважинной продукции	25
4.7. Коэффициент сепарации свободного газа от газожидкостной смеси перед входом в насос.....	27
4.8. Коэффициент фазовой равновесности ГЖС	29
4.9. Стандартное и действительное давление насыщения жидкости газом	29
4.10. Массовый расход скважинной продукции.....	30
4.11. Объемные расходы фаз и скважинной продукции в целом по пути движения от фильтра до устья скважины.....	30
4.12. Среднеинтегральный расход скважинной продукции через насос	31
4.13. Среднеинтегральные плотность и газосодержание продукции в насосе, напор насоса	33
4.14. Длина участка подъемной колонны, соответствующая известному перепаду давления на его концах.....	34
4.15. Условия бескавитационной работы насоса в скважине.....	34
5. Выбор типоразмера и глубины спуска УЭЦН в скважину	35
Литература.....	69

Св. тем. план 1987, поз. 12

П. Д. ЛЯПКОВ

Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине

Редактор *Э. Б. Пантелева*

Технический редактор *С. М. Солодовникова*

Корректор *Г. Г. Демина*

Л-47683 Подписано в печать 26.11.1987 г. Формат 60×90¹/₁₆.
Объем 4,5 п. л. 4,0 уч.-изд. л. Заказ 2175 Тираж 190 экз. Цена 15 коп.

Серпуховская типография Упрполиграфиздата Мособлисполкома