

**Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Т. А. Гунькина

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

к практическим занятиям по дисциплине

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
для студентов направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело. Профиль
Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов
переработки

Учебное пособие

Ставрополь, 2026

Содержание

	Введение	3
1	Расчет свойств природного газа	4
2	Исследование скважин методом восстановления давления	8
3	Определение давления на забое нефтяной скважины	13
4	Определение давления на забое газовой скважины	
5	Обработка результатов исследования фонтанных нефтяных скважин	18
6	Исследования скважин, эксплуатируемых погружными центробежными электронасосами	22
7	Обработка результатов исследования газлифтных скважин	26
8	Расчет режима работы газовой скважины. Расчет подъемника газовой скважины	29
9	Расчет условий фонтанирования. Выбор диаметра фонтанного подъемника.	33
	Список рекомендуемой литературы	46

ВВЕДЕНИЕ

Целью и задачей изучения дисциплины является приобретение студентами знаний о разработке и эксплуатации нефти газовых месторождений. Эти знания нужны для применения на объектах будущей профессиональной деятельности выпускника (нефтяные и газовые месторождения), а также для производственно-технологической, управленческой, научно-исследовательской, проектной и эксплуатационной деятельности.

В результате освоения дисциплины обучающийся должен

- знать:
 - методы увеличения нефтеотдачи и газоотдачи пластов;
 - методы воздействия на призабойную зону скважины;
 - методы исследования нефтяных и газовых скважин;
 - способы эксплуатации нефтяных и газовых скважин;
 - сбор и подготовку нефти и газа на промыслах;
 - подземное хранение газа
- уметь:
 - определять параметры нефтяного и газового пласта по результатам исследования скважин;
 - выбирать способ скважинной добычи нефти;
 - выбирать способы подготовки нефти и газа к транспорту.
- владеть:
 - методами выбора эксплуатационного объекта
 - расчетом диаметра подъемного лифта нефтяной и газовой скважин;
 - подбором наземного и подземного оборудования скважин

Практическое занятие 1

Расчет свойств природного газа

Цель: получить навык расчета свойств природного газа

Актуальность темы: свойства природного газа необходимо знать для определения способа подготовки газа к транспорту, и непосредственно для транспорта газа.

Теоретическая часть

Природный газ на 98% состоит из метана CH_4 , свойства которого почти полностью определяют свойства и характеристики природного газа. Также в его составе присутствуют гомологи метана – пропан C_3H_8 , этан C_2H_6 и бутан C_4H_{10} . Иногда природный газ может содержать сероводород, гелий и углекислый газ.

Метан (CH_4) – газ без цвета и запаха, легче воздуха. Метан горюч, но достаточно легко хранится. Чаще всего используется как горючее в промышленности и быту.

Этан (C_2H_6) – газ, не обладающий цветом и запахом, слегка тяжелее воздуха. Горюч не менее, чем метан, но как топливо не применяется. Используется в основном для получения этилена, который является самым востребованным органическим веществом во всём мире. Это сырьё для производства полиэтилена.

Пропан (C_3H_8) – тоже газ, не имеющий запаха и цвета, ядовит. Обладает полезным свойством: при небольшом давлении пропан сжижается, что значительно облегчает процесс отделения от примесей и его транспортировку. Сжиженным пропаном заправляются зажигалки.

Бутан (C_4H_{10}) – очень схож по своим свойствам с пропаном, но обладает более высокой плотностью. Тяжелее воздуха в два раза. Пропан и бутан сегодня широко используются в качестве альтернативного топлива для автомобилей.

Углекислый газ (CO_2) – малотоксичный бесцветный газ, не имеющий запаха, но обладающий кислым привкусом. В отличие от других компонентов состава природного газа (кроме гелия), углекислый газ не горюч.

Гелий (He) – инертный бесцветный газ, второй по лёгкости (после водорода), не имеет запаха. При нормальных условиях не вступает в реакцию

ни с одним из веществ. Не горюч и не токсичен, но может вызывать наркоз при повышенном давлении. Лёгкость и не токсичность (в отличие от водорода) гелия нашли своё применение. Гелием заполняют дирижабли, аэростаты и воздушные шары.

Сероводород (H_2S) – иногда может входить в состав природного газа. Это тяжелый бесцветный газ с резким запахом тухлых яиц. Крайне ядовит, даже небольшая концентрации может вызывать паралич обонятельного нерва. Несмотря на свою токсичность, сероводород используется в малых дозах для сероводородных ванн, так как обладает хорошими антисептическими свойствами.

Природные газы подразделяют на следующие группы.

1. Газ, добываемый из чисто газовых месторождений и представляющий собой сухой газ, свободный от тяжелых УВ.
2. Газы, добываемые вместе с нефтью (растворенные или попутные газы). Это

физические смеси сухого газа, пропан-бутановой фракции (жирного газа) и газового бензина.

3. Газы, добываемые из газоконденсатных месторождений,-- смесь сухого газа и жидкого углеводородного конденсата. Углеводородный конденсат состоит из большого числа тяжелых УВ (C_5 + высш., C_6 + высш. и т.д.), из которых можно выделить бензиновые, лигроиновые, керосиновые, а иногда и более тяжелые масляные фракции.

Во многих случаях состав природных углеводородных газов определяется не полностью, а лишь до бутана (C_4H_{10}) или гексана (C_6H_{14}) включительно, а все остальные компоненты объединяются в остаток (или псевдокомпонент) C_5 + высш., C_7 + высш.

Газ, в составе которого тяжелые УВ (C_3 , C_4) составляют не более 75 г/м^3 , называют сухим. При содержании тяжелых УВ более 150 г/м^3 газ называют жирным.

Основными свойствами газа являются: плотность, молярная масса, газовая постоянная, псевдокритические температура и давление, относительная плотность газа по воздуху, коэффициент сжимаемости газа.

Некоторые свойства компонентов природных газов приведены в таблице 1.

Плотность газа при стандартных условиях (293 К и 0,1 МПа) определяется по формуле аддитивности (сложения):

$$\rho_{\text{ст}} = a_1\rho_1 + a_2\rho_2 + \dots + a_n\rho_n, \quad (1)$$

где $a_1 \dots a_n$ – доля каждого компонента в смеси для данного состава;

$\rho_1 \dots \rho_n$ – плотности компонентов при стандартных условиях.

Молярная масса

$$M = a_1M_1 + a_2M_2 + \dots + a_nM_n, \quad (2)$$

где $M_1 \dots M_n$ – молярная масса компонента, кг/кмоль.

Таблица 1 – Физические свойства компонентов природных газов

Газ	Плотность, кг/м^3		Динамическая вязкость, $\text{мПа}\cdot\text{с}$		Молярная масса, кг/кмоль	Газовая постоянная, $\text{Дж/(Кг}\cdot\text{К)}$
	при 273 К и 0,1 МПа	при 293 К и 0,1 МПа	при 273 К и 0,1 МПа	при 293 К и 0,1 МПа		
Метан CH_4	0,717	0,669	1,020	1,102	16,04	518,57
Этан C_2H_6	1,356	1,264	0,880	0,940	30,07	276,64
Пропан C_3H_8	2,010	1,872	0,770	0,820	44,09	188,68
Бутан C_4H_{10}	2,307	2,519	0,690	0,760	58,12	143,08
Пентан C_5H_{12}	3,457	3,228	0,636	0,632	72,15	115,23
Азот N_2	1,251	1,165	1,710	1,840	28,02	296,75
Двуокись углерода CO_2	1,977	1,842	1,400	1,650	44,01	188,97
Сероводород H_2S	1,539	1,434	1,230	-	34,02	115,23
Воздух	1,293	1,206	1,745	1,822	28,96	292,70

Относительная плотность газа по воздуху:

$$\Delta = \frac{\rho}{\rho_B} . \quad (3)$$

При этом различают нормальные ($T=273,15$ К и $P=0,1013$ МПа) и стандартные ($T=293,15$ К и $P=0,1013$ МПа) условия.

При нормальных условиях плотность газа можно определить по его молярной массе

$$\rho = \frac{M}{22,41} , \quad (4)$$

где 22,41 – объем одного киломоля газа при нормальных условиях, м³/кмоль

Газовая постоянная природного газа (Дж/(кг·К)) зависит от состава газовой смеси

$$R = \frac{\bar{R}}{M} , \quad (5)$$

где $\bar{R}$ – универсальная газовая постоянная $R=8314,3$ Н·м/(кмоль·К).

Псевдокритические температура $T_{ПК}$ (К) и давление $P_{ПК}$ (МПа) для природных газов с содержанием метана 85 % и более могут быть найдены по известной плотности газа при стандартных условиях:

$$T_{ПК} = 155,24 \cdot (0,564 + \rho_{ст}) \quad (6)$$

$$P_{ПК} = 0,1737 \cdot (26,831 - \rho_{ст}) \quad (7)$$

Коэффициент сжимаемости учитывает отклонение свойств природного газа от законов идеального газа. Коэффициент сжимаемости z определяется по специальным номограммам в зависимости от приведенных температуры и давления либо по формуле, рекомендованной отраслевыми нормами проектирования [13]

$$z = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{пр}}{1 - 1,68 \cdot T_{пр} + 0,78 \cdot T_{пр}^2 + 0,0107 \cdot T_{пр}^3} ; \quad (8)$$

$$P_{пр} = \frac{P}{P_{ПК}} ; \quad T_{пр} = \frac{T}{T_{ПК}} . \quad (9)$$

$$P = P_{ср} = \frac{2}{3} \left(P_H + \frac{P_K^2}{P_H + P_K} \right) \quad (10)$$

Динамическая вязкость газа:

$$\mu = 5,1 \cdot 10^{-6} \left[(1 + \rho_{ст}(1,1 - 0,25\rho_{ст})) (0,037 + T_{пр}(1 - 0,104T_{пр})) * \left(1 + \frac{P_{пр}^2}{30 \cdot (T_{пр} - 1)} \right) \right] , \text{ Па} \cdot \text{с} \quad (11)$$

Варианты расчета свойств газа

Показатель	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CH ₄ , %	92,4	89,5	91,06	95,07	85,6	93,62	90,47	88,21	91,63	96,43
C ₂ H ₆ , %	2,7	6,16	3,61	3,21	6,3	3,04	3,48	6,05	3,01	1,41
C ₃ H ₈ , %	2,05	2,37	2,58	1,4	4,34	1,48	3,01	3,11	2,03	0,91
C ₄ H ₁₀ , %	1,04	1,06	1,19	0,07	2,12	1,04	2,15	1,71	1,34	0,52
C ₅ H ₁₂ , %	0,63	0,57	0,55	0,056	0,85	0,51	0,23	0,47	0,87	0,44
CO ₂ , %	0,41	0,2	0,37	0,05	0,53	0,26	0,15	0,26	0,68	0,1
H ₂ S, %	0,07	0	0,2	0,08	0,21	0	0,11	0	0,26	0
N ₂ , %	0,7	0,14	0,44	0,064	0,05	0,05	0,4	0,19	0,18	0,19

P _н , МПа	5,5	7,4	5,48	7,35	5,55	7,5	5,38	7,4	5,38	7,5
P _к , МПа	3,6	5,3	3,8	5,14	3,34	5,23	3,07	5,2	3,71	5,7
T _{ср} , К	285	284	287	286	290	281	280	290	286	287

Вопросы к практическому занятию

1. Основные свойства газа.
2. Относительная плотность газа по воздуху
3. Что учитывает коэффициент сжимаемости
4. Определение вязкости газа?
5. Определение псевдокритических параметров?

Практическое занятие 2

Исследование скважин методом восстановления давления

Цель: получить навык обработки исследований скважин методом восстановления давления

Актуальность темы: Исследования на нефтяных месторождениях проводятся для получения данных о продуктивном пласте, насыщающих его жидкостях, а также о скважинах для установления рационального режима разработки месторождения, дальнейшего его контроля и корректировки.

Теоретическая часть

Принято считать, что исследования скважин при неустановившемся режиме дают больше информации, чем исследования методом установившихся отборов. При обработке

кривой восстановления давления (КВД) получают среднее значение гидропроводности или проницаемости на различных расстояниях от скважины, определяют коэффициент пьезопроводности и приведенный радиус скважины, оценивают коэффициент дополнительных потерь давления (показатель скин-эффекта), определяют пластовое давление и приближенный коэффициент продуктивности скважины.

Исследование скважин при неустановившемся режиме фильтрации – это исследование при режиме, изменение которого происходит только под действием упругих сил пласта и насыщающих его жидкостей. По существу, это исследование перехода работы пласта с одного установившегося режима на другой под действием этих сил.

При интерпретации данных исследования принимают расширяющуюся зону за круговую с радиусом R , соответствующим определенному времени t . Прошедшему с момента изменения режима. Свойства продуктивного пласта на расстоянии R от скважины принимаются одинаковыми – средними по пласту (рис. 2.1).

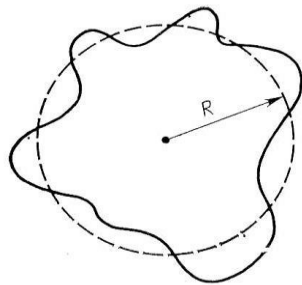


Рисунок 2.1 – Расширяющаяся зона нарушения режима в неоднородном пласте

Вследствие того, что изменение режима происходит за счет упругих сил, при интерпретации используют уравнение упругого режима.

$$\Delta P(t) = \frac{Q\mu_{\text{н}}b_{\text{н}}}{4\pi Kh} \ln \frac{2,25\chi t}{r_{\text{пр}}^2}, \quad (1)$$

- где $\Delta P(t)$ – изменение перепада забойных давлений в функции времени, Па
 Q – установившийся дебит скважины, измеренный на поверхности, с которым скважина работала до закрытия, м³/с;
 $\mu_{\text{н}}$ – вязкость нефти в пластовых условиях, Па·с;
 $b_{\text{н}}$ – объемный коэффициент нефти при пластовой температуре;
 K – проницаемость дренируемой зоны, м²
 h – эффективная толщина пласта, м
 χ – коэффициент пьезопроводности реагирующей зоны пласта, м²/с;
 $r_{\text{пр}}$ – приведенный радиус скважины, м

Уравнение (1) перепишем в виде

$$\Delta P(t) = \frac{Q\mu_{\text{н}}b_{\text{н}}}{4\pi Kh} \ln \frac{2,25\chi}{r_{\text{пр}}^2} + \frac{Q\mu_{\text{н}}b_{\text{н}}}{4\pi Kh} \ln t \quad (2)$$

Данное выражение является уравнением прямой в координатах $\Delta P - \ln t$, при этом отрезок, отсекаемый прямой на оси ординат,

$$\alpha = \frac{Q\mu_{\text{н}}b_{\text{н}}}{4\pi Kh} \ln \frac{2,25\chi}{r_{\text{пр}}^2}, \quad (3)$$

а угловой коэффициент прямой

$$i = \frac{Q\mu_h b_h}{4\pi K h} \quad (4)$$

С учетом принятых обозначений уравнение (1) запишем в виде

$$\Delta P = \alpha + i \cdot \ln t \quad (5)$$

Т.о., для интерпретации кривой восстановления давления (КВД) необходимо:

1. Для фиксированных значений времени t вычислить $\ln t$;
2. Построить зависимость $\Delta P - f(t)$ в координатах $\Delta P - \ln t$;
3. Проэкстраполировать прямолинейный участок данной зависимости до пересечения с осью ординат и определить численное значение α ;

$$4. \text{ Рассчитать угловой коэффициент } i: \quad i = \frac{\Delta P_{заб 2} - \Delta P_{заб 1}}{\ln t_2 - \ln t_1} \quad (6)$$

5. Вычислить коэффициент гидропроводности ε

$$\varepsilon = \frac{K h}{\mu} = \frac{2,3 Q b}{4 \pi i} \quad (7)$$

6. При известной величине h рассчитать коэффициент подвижности K/μ ;

7. Определить проницаемость K ;

8. Рассчитать коэффициент пьезопроводности

$$\chi = \frac{K}{\mu_h (m\beta_{ж} + \beta_{п})} \quad (8)$$

где m - коэффициент пористости;

$\beta_{ж}$ и $\beta_{п}$ - соответственно коэффициент сжимаемости жидкой и горной породы

$$\beta_{ж} = 9,5 \cdot 10^{-10} \text{ 1/Па}; \beta_{п} = 2 \cdot 10^{-10} \text{ 1/Па}.$$

9. Вычислить приведенный радиус скважины

$$r_{пр} = \sqrt{\frac{2,25 \chi}{10^{\alpha/i}}} \quad (9)$$

10. Показатель скин-эффекта (суммарный коэффициент дополнительных потерь)

$$S = \ln(r_c/r_o) \quad (10)$$

11. Потери давления на преодоление дополнительных сопротивлений в ПЗП, МПа:

$$\Delta P_d = i S / 1,15 \quad (11)$$

12. Депрессия давления при работе скважины на установившемся режиме, МПа:

$$\Delta P_{заб 0} = i \ln \left(\frac{R_K}{r_o} \right) / 1,15 \quad (12)$$

13. Пластовое давление при работе на установившемся режиме, МПа:

$$P_{пл} = P_{заб 0} + \Delta P_{заб 0}, \quad (13)$$

14. Коэффициент продуктивности скважины, т/(сут·МПа):

$$K_{пр} = Q / \Delta P_{заб 0} \quad (14)$$

15. Относительная потеря депрессии на преодоление дополнительного сопротивления в ПЗП, %:

$$\eta_s = 100 \Delta P_d / \Delta P_{заб 0} \quad (15)$$

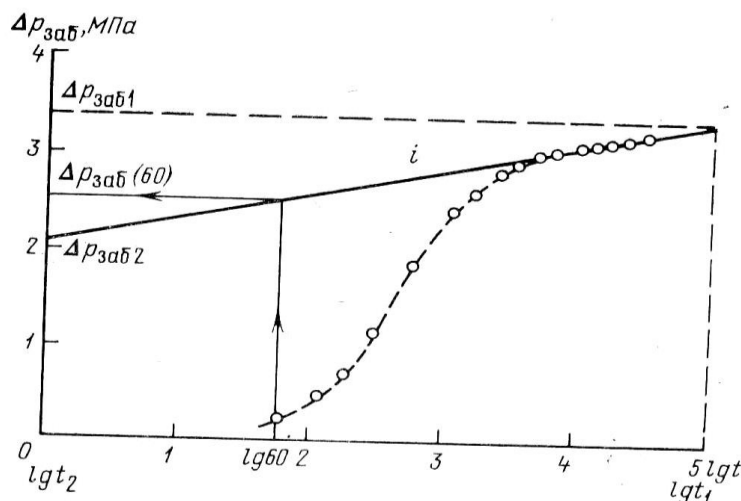


Рисунок 2 – Кривая восстановления давления в координатах ΔP и $\lg t$

Задача.

Исследуют методом восстановления давления скважину, которая более двух месяцев работала на установившемся режиме с дебитом 80 т/сут. Забойное давление 18,45 МПа (больше давления насыщения). Эффективная толщина пласта 25 м, пористость 20 %. Плотность дегазированной нефти 850 кг/м³, объемный коэффициент 1,2, вязкость нефти в пластовых условиях 2,7 мПа·с, коэффициент сжимаемости нефти $9,5 \cdot 10^{-10}$ /Па, коэффициент сжимаемости пористой среды $2 \cdot 10^{-10}$ /Па. Радиус скважины по долоту 0,124 м, среднее расстояние до ближайших скважин 250 м.

Определить свойства продуктивного пласта, оценить пластовое давление и коэффициент продуктивности, определить приведенный радиус скважины, долю депрессии, приходящуюся на сопротивление в ПЗП.

Решение.

Перед остановкой скважины режим можно считать установившимся, а давление на забое постоянным.

Обработку результатов исследования проводим в координатах $\Delta P - \ln t$ (рис. 1).

В таблице 1 приведены данные исследования, по которым построена КВД.

t, с	P _{заб} , МПа	ln t	ΔP _{заб} , МПа
0	18,451	0	0
60	19,674	4,09	1,22
120	20,148	4,79	1,70
180	20,681	5,19	2,23
240	21,233	5,48	2,78
300	22,452	5,70	4,00
360	23,011	5,89	4,56
420	23,121	6,04	4,67
480	23,245	6,17	4,79
540	23,375	6,29	4,92
600	23,468	6,40	5,02
1000	23,837	6,91	5,39

P_3^2 ,
МПа²

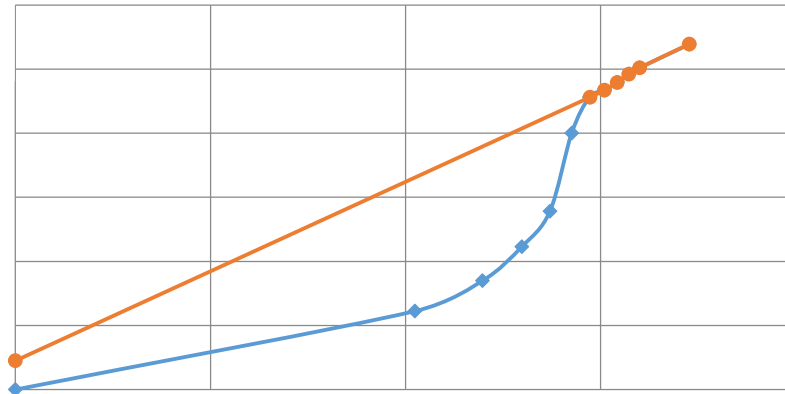


Рисунок 1 – КВД в координатах $\Delta P - \ln t$

1. Уклон линейного участка

$$i = \frac{\Delta P_{\text{заб } 2} - \Delta P_{\text{заб } 1}}{\ln t_2 - \ln t_1} = \frac{5,39 - 4,56}{6,91 - 5,89} = 0,814 \text{ МПа}$$

2. Продолжение линейного участка отсекает на оси ΔP отрезок $\dots$ МПа.

3. Объемный дебит скважины

$$Q = Q_m 10^3 / 86400 \rho_{\text{нд}} = 80000 / 86400 \cdot 850 = 1,089 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$$

4. Коэффициент гидропроводности ε

$$\varepsilon = \frac{Kh}{\mu} = \frac{2,3Qb}{4\pi i} = \frac{2,3 \cdot 1,089 \cdot 10^{-3} \cdot 1,2}{4 \cdot 3,14 \cdot 0,814} = 1,28 \cdot 10^{-10} \text{ м}^3/\text{Па} \cdot \text{с}.$$

5. Коэффициент подвижности $K/\mu = (1,28 \cdot 10^{-10}) / 25 = 5,11 \cdot 10^{-12}$, м²/Па·с.

6. Определить проницаемость $K = (5,11 \cdot 10^{-12}) \cdot 2,7 = 1,38 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2 = 0,014 \text{ Д}$

7. Рассчитать коэффициент пьезопроводности

$$\chi = \frac{K}{\mu_n(m\beta_{\text{ж}} + \beta_n)} = \frac{0,014 \cdot 10^{-12}}{2,7 \cdot 10^{-3} (0,2 \cdot 9,5 \cdot 10^{-10} + 2 \cdot 10^{-10})} = 0,013 \text{ м}^2/\text{с}$$

8. Вычислить приведенный радиус скважины

$$r_{\text{пр}} = \sqrt{\frac{2,25\chi}{10^{\alpha/i}}} = \sqrt{\frac{2,25 \cdot 0,013}{10^{0,45/0,814}}} = 0,0909 \text{ м}$$

9. Показатель скин-эффекта $S = \ln\left(\frac{r_c}{r_o}\right) = \ln\left(\frac{0,124}{0,0909}\right) = 0,3106$

10. Потери давления на преодоление дополнительных сопротивлений в ПЗП, МПа:

$$\Delta P_d = \frac{iS}{1,15} = \frac{0,814 \cdot 0,3106}{1,15} = 0,22 \text{ МПа}$$

11. Депрессия давления при работе скважины на установившемся режиме, МПа:

$$\Delta P_{\text{заб } 0} = \frac{i \ln\left(\frac{R_K}{r_o}\right)}{1,15} = \frac{0,814 \ln\left(\frac{250}{0,0909}\right)}{1,15} = 5,6 \text{ МПа}$$

12. Пластовое давление при работе на установившемся режиме:

$$P_{\text{пл}} = P_{\text{заб } 0} + \Delta P_{\text{заб } 0} = 18,45 + 5,6 = 24,05 \text{ МПа}$$

13. Коэффициент продуктивности скважины:

$$K_{\text{пр}} = Q / \Delta P_{\text{заб } 0} = 80 / 5,6 = 14,28 \text{ т}/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$$

14. Относительная потеря депрессии на преодоление дополнительного сопротивления в

ПЗП

$$\eta_s = 100 \Delta P_d / \Delta P_{\text{заб } 0} = 100 \cdot 0,22 / 5,6 = 3,9 \%$$

Вопросы к практическому занятию

1. Какие параметры снимают при исследовании нефтяных скважин методом восстановления давления?
2. Как интерпретируют кривую восстановления давления?
3. Единица измерения проницаемости?

4. Показатель скин-эффекта?
5. Приведенный радиус скважины?

Практическое занятие 3

Определение давления на забое нефтяной скважины

Цель: получить навык определения давления на забое нефтяной и газовой скважин

Актуальность темы: корректное определение забойного давления влияет на выбор способа эксплуатации и режима работы скважины.

Теоретическая часть

Под пластовым давлением будем понимать давление на забое остановленной на определенный период времени скважины. Методы расчета пластового давления различны для разных категорий скважин по обводненности и базируются на использовании ряда показателей скважины, получаемых в процессе её эксплуатации.

По обводненности скважины делятся на безводные и обводненные.

К безводным будем относить только те скважины, в продукции которых полностью отсутствует вода и скважины при проведении подземного ремонта не были заглушены водой (или вся вода глушения вынесена на поверхность).

К обводненным будем относить все скважины, в продукции которых содержится вода при стационарном режиме их работы независимо от места рассмотрения продукции (на поверхности, в подъемнике, в интервале «забой-прием»). Т.о, скважину, в продукции которой на поверхности вода отсутствует, но которая была заглушена водой и в интервале «забой-прием» имеется вода при стационарной её работе, будем считать обводненной.

Для безводной скважины $P_{пл}$ рассчитывают:

$$P_{пл} = h_n \bar{\rho}_n g \quad (1)$$

где h - высота столба нефти в скважине, отчитываемая от забоя скважины, м
 $\bar{\rho}_n$ - средняя плотность нефти в остановленной скважине, $кг/м^3$

Высота столба нефти

$$h_n = L_c - H_{ст} \quad (2)$$

где L_c - глубина скважины, м
 $H_{ст}$ - статический уровень жидкости, м

Если при остановке скважины давление на устье больше атмосферного, то

$$P_{пл} = L_c \bar{\rho}_n g + P_y \quad (3)$$

где P_y – давление на устье остановленной скважины, Па.

Среднюю плотность нефти можно рассчитать, принимая линейный закон её распределения в функции давления:

$$\bar{\rho}_n = (\rho_{нп} + \rho_{нд})/2 \quad (4)$$

1. В обводненной скважине, которая не глушилась водой (или другой жидкостью глушения) при эксплуатации, возможны следующие условия:

- вся вода, поступающая из пласта с продукцией, выносится на дневную поверхность и не накапливается в интервале «забой-прием»;
- поступающая из пласта с нефтью вода частично выносится на дневную поверхность,

а частично накапливается в интервале «забой-прием».

В этих условиях проверяется возможность накопления воды в интервале «забой-прием» в процессе эксплуатации скважины.

Условия полного выноса накопленной в интервале «забой-прием» воды, поступающей с продукцией из пласта,) следующие:

$$Re_n > Re_{n\text{ пр}} = 1600 \quad (5)$$

$$\left. \begin{array}{l} \text{Или} \\ Re_n < Re_{n\text{ пр}} = 1600, \\ H_{\text{сп}} \geq H_{\text{сп}}^* = L_c D_{\text{ЭК}}^2 / (D_{\text{ЭК}}^2 + d_{\text{вн}}^2) \end{array} \right\} \quad (6)$$

где Re_n - приведенное число Рейнольдса по нефти

$Re_{n\text{ пр}}$ - предельное приведенное число Рейнольдса по нефти, $Re_{n\text{ пр}} = 1600$ и при котором вся вода, поступающая из пласта, выносится с интервала «забой-прием» (накопления воды в этом интервале при эксплуатации скважины не происходит)

$H_{\text{сп}}$ - глубина спуска подъемника или насоса, м

$D_{\text{ЭК}}$ - диаметр ЭК, м

$d_{\text{вн}}$ - внутренний диаметр НКТ, м

Приведенное число Рейнольдса по нефти

$$Re_n = 1,274 Q_{\text{нд}} \cdot b_n / (86400 D_{\text{ЭК}} v_n), \quad (7)$$

где $Q_{\text{нд}}$ - дебит скважины по дегазированной нефти, м³/сут,

b_n - объемный коэффициент нефти,

v_n - кинематическая вязкость нефти в пластовых условиях, м²/с.

При соблюдении условий (5) или (6) плотность водонефтяной смеси $\rho_{\text{вн}}$ в интервале «забой-прием»:

$$\overline{\rho_{\text{вн}}} = \overline{\rho_n} + (\rho_v - \overline{\rho_n})B, \quad (8)$$

где ρ_v - плотность воды, кг/м³,

B - обводненность продукции.

В данном случае пластовое давление

$$P_{\text{пл}} = (L_c - H_{\text{сп}}) \rho_{\text{вн}} g + (H_{\text{сп}} - H_{\text{дин}}) \rho_{\text{нд}} g + (H_{\text{дин}} - H_{\text{ст}}) \rho_{\text{нп}} g \quad (9)$$

где $H_{\text{дин}}$ - динамический уровень в скважине, м

Условие неполного выноса накопленной в интервале «забой-прием» воды:

$$\left. \begin{array}{l} Re_n < Re_{n\text{ пр}} = 1600, \\ H_{\text{сп}} < H_{\text{сп}}^* = L_c D_{\text{ЭК}}^2 / (D_{\text{ЭК}}^2 + d_{\text{вн}}^2) \end{array} \right\} \quad (10)$$

В условиях неполного выноса поступающей из пласта воды (вода накапливается в интервале «забой-прием») плотность водонефтяной смеси

$$\rho_{\text{см}} = \rho_v - \frac{(1-B)H_{\text{сп}}}{(L_c - H_{\text{сп}})} \cdot \frac{d_{\text{вн}}^2}{D_{\text{ЭК}}^2} \cdot (\rho_v - \rho_{\text{вн}}) \quad (11)$$

где $\rho_{\text{вн}}$ - плотность водонефтяной смеси при условии полного выноса воды, рассчитывается по формуле (8), кг/м³.

2. Если скважина в процессе эксплуатации дает безводную продукцию, но при текущем ремонте она была заглушена водой, то возможны также два условия:

- в процессе эксплуатации происходит полный вынос воды глушения;
- в процессе эксплуатации вода глушения частично остается в интервале «забой-прием».

Условия полного выноса воды глушения:

$$Re_n > Re_{n\text{ пр}} = 850 \quad (12)$$

Или

} 14

$$\begin{aligned} Re_n < Re_{n\text{ пр}}=850, \\ H_{\text{сп}} \geq H_{\text{сп}}^* = L_c D_{\text{ЭК}}^2 / (D_{\text{ЭК}}^2 + d_{\text{вн}}^2) \end{aligned} \quad (13)$$

При соблюдении условий (12) и (13) пластовое давление определяют по формуле (1) или (3).

$$\left. \begin{aligned} & \text{Условия неполного выноса воды глушения:} \\ & Re_n < Re_{n\text{ пр}}=850, \\ & H_{\text{сп}} < H_{\text{сп}}^* = L_c D_{\text{ЭК}}^2 / (D_{\text{ЭК}}^2 + d_{\text{вн}}^2) \end{aligned} \right\} \quad (14)$$

При соблюдении условия (14) плотность водонефтяной смеси в интервале «забой-прием»

$$\rho_{\text{см}} = \rho_{\text{в}} - \varphi_{\text{н}}(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{нп}}), \quad (15)$$

где $\rho_{\text{в}}$ - плотность воды глушения, кг/м³,
 $\rho_{\text{нп}}$ - плотность пластовой нефти, кг/м³,
 $\varphi_{\text{н}}$ - истинное нефтесодержание в интервале «забой-прием».

Истинное нефтесодержание зависит от Re_n и может быть рассчитано:

$$\text{При } 0 \leq Re_n \leq 400 \quad \varphi_{\text{н}} = 0,0024 Re_n \quad (16)$$

$$\text{При } 400 \leq Re_n \leq 850 \quad \varphi_{\text{н}} = 0,915 + 10^{-4} \cdot Re_n \quad (17)$$

При соблюдении условия (14):

$$P_{\text{пл}} = (L_c - H_{\text{сп}})\rho_{\text{см}}g + (H_{\text{сп}} - H_{\text{дин}})\rho_{\text{нд}}g + (H_{\text{дин}} - H_{\text{ст}})\rho_{\text{нп}}g \quad (18)$$

Задача 1. Вычислить пластовое давление в скважине, эксплуатировавшейся штанговым насосом при следующих условиях: глубина скважины L ; внутренний диаметр эксплуатационной колонны $D_{\text{ЭК}} = 0,1302$ м; внутренний диаметр НКТ $D_{\text{НКТ}} = 0,062$ м; глубина спуска насоса $H_{\text{сп}}$; дебит скважины по дегазированной нефти $Q_{\text{нд}}$; объемный коэффициент нефти $b_{\text{н}}$; плотность

дегазированной нефти $\rho_{\text{нд}}$; плотность пластовой нефти $\rho_{\text{нп}}$; кинематическая вязкость пластовой нефти $\eta_{\text{н}}$; обводненность продукции B ; динамический уровень $H_{\text{дин}}$; статический уровень $H_{\text{ст}}$; плотность воды $\rho_{\text{в}} = 1100$ кг/м³.

В нечетных вариантах - при предыдущем ремонте скважина была заглушена водой.

В четных вариантах - при предыдущем ремонте скважина не глушилась водой.

Варианты для расчета давления на забое нефтяной скважины

№ вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
L_c , м	800	1200	1700	1500	850	1600	1400	900	1100	1630
$H_{\text{сп}}$, м	700	950	1100	1050	700	750	1000	500	1000	800
$\rho_{\text{нд}}$, кг/м ³	880	880	810	890	880	870	890	880	880	876
$\rho_{\text{нп}}$ кг/м ³	853	843	778	866	853	735	836	845	838	834
$Q_{\text{нд}}$, м ³ /сут	65	100	110	150	60	140	80	100	110	90
$b_{\text{н}}$	1,07	1,05	1,03	1,12	1,05	1,15	1,08	1,14	1,09	1,07

$\gamma_n, 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$	0,1	0,2	0,15	0,15	0,1	0,15	0,15	0,2	0,2	0,1
B	0,2	0,3	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2	0,4	0,2	0,4
H _{дин} , м	650	800	600	500	600	500	800	400	600	550
H _{ст} , м	150	140	95	190	150	100	150	60	100	150

Вопросы к практическому занятию

1. Определение обводненных и безводных нефтяных скважин
2. Определении числа Рейнольдса?
3. Алгоритм расчета для категорий нефтяных скважин?
4. Определение истинного нефтесодержания?
5. Условие полного выноса воды глушения?

Практическое занятие 4

Определение пластового давления в газовой скважине

Пластовое давление в остановленной газовой скважине рассчитывают по барометрической формуле:

$$P_{пл} = P_y e^S$$

Где S – показатель степени

$$S = 0,03415 \bar{\rho}_g L / z_{cp} T_{cp}$$

$\bar{\rho}_g$ – относительная плотность газа

$$\bar{\rho}_g = \rho_g / \rho_v,$$

ρ_v – плотность воды, $\rho_v = 1,293 \text{ кг/м}^3$;

L – глубина скважины,

z_{cp} – средний коэффициент сверхсжимаемости,

P_y – давление на устье остановленной скважины.

Задача. Рассчитать пластовое давление в газовой скважине для следующих условий: глубина скважины L_c ; средняя температура T_{cp} ; плотность газа ρ_g ; коэффициент сверхсжимаемости z . Давление на устье остановленной скважины P_y .

Варианты для расчета давления на забое газовой скважины

№ вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
L _c , м	2200	2000	1850	1600	1560	1970	2400	2150	1750	1900
$\rho_g, \text{ кг/м}^3$	1,02	1,03	1,01	1,06	1,04	1,07	1,05	1,03	1,04	1,01
T _{cp} , °C	41	53	42	32	56	42	29	36	47	51
z	0,78	0,95	0,76	0,87	0,84	0,83	0,73	0,84	0,93	0,87
P _y , МПа	16,7	18,6	22,4	18,5	32,8	15,3	18,4	19,6	21,5	18,4

Вопросы к практическому занятию

1. Единицы измерения температуры в барометрической формуле
2. Что характеризует показатель степени?

Практическое занятие 5

Обработка результатов исследования фонтанных нефтяных скважин

Цель: получить навык обработки исследований скважин, базирующийся на данных измерения динамического уровня

Актуальность темы: Определение давления у башмака лифта необходимо для определения режима эксплуатации

Теоретическая часть

На нефтяных промыслах широкое распространение получил метод исследования скважин, базирующийся на данных измерения динамического уровня. Динамический уровень определяется либо с помощью эхолота (создание в затрубном пространстве скважины звукового импульса, перед этим скважина должна быть разряжена и $P_{затр} = P_{атм}$), либо с помощью импульсатора (создание в затрубном пространстве упругого импульса без стравливания газа из затрубного пространства скважины). Последний метод предпочтителен, так как дает более точные результаты.

Суть исследования сводится к замеру дебита, $P_{затр}$ и $H_{дин}$ для каждого стационарного режима работы скважины.

Основной вопрос при таком методе исследования - расчет забойного давления, соответствующего данному режиму работы скважины.

При известном динамическом уровне и затрубном давлении

$$P_{заб} = P_6 + \Delta P_{сс}, \quad (1)$$

где P_6 - давление у башмака лифта

$$P_6 = P_{затр} e^{0,000114 \rho_g H_{дин}} + \rho_{сз} g h \quad (2)$$

где $P_{затр}$ - затрубное давление, Па

ρ_g - относительная плотность газа в затрубном пространстве

$\rho_{сз}$ - плотность газожидкостной смеси в затрубном пространстве скважины, кг/м³

h_n - глубина погружения башмака лифта под динамический уровень, м.

$$h_n = H_6 - H_{дин}, \quad (3)$$

H_6 - глубина спуска колонны НКТ (башмака).

Плотность газожидкостной смеси в затрубном пространстве можно определить по номограмме (рис. 1). Эта номограмма применима в случае, когда давление $P_6 < P_{нас}$.

По номограмме находим $\rho_{сз} / \rho_{жз}$,

Где $\rho_{жз} = 1,07 \cdot \rho_{нд}$ (при $B > 0$) - плотность жидкой фазы в затрубном пространстве.

Если $P_6 > P_{нас}$, то $\rho_{сз} = \rho_n$ (где ρ_n - средняя плотность нефти в затрубном пространстве,

$$\bar{\rho}_n = (\rho_{нп} + \rho_{нд}) / 2 \quad (4)$$

Перепад давления рассчитывается по формуле

$$\Delta P_{сс} = \rho_{вн} g (L_c - H_6), \quad (5)$$

где $\rho_{вн}$ - плотность водонефтяной смеси в интервале $(L_c - H_6)$, в случае неполного

(полного) выноса воды.

$$\overline{\rho_{\text{вн}}} = \overline{\rho_{\text{н}}} + (\rho_{\text{в}} - \overline{\rho_{\text{н}}})B, \text{ - полный вынос}$$

$$\rho_{\text{см}} = \rho_{\text{в}} - \frac{(1-B)H_{\text{сп}}}{(L_{\text{с}}-H_{\text{сп}})} \cdot \frac{d_{\text{вн}}^2}{D_{\text{эк}}^2} \cdot (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{вн}}) \text{ - неполный вынос}$$

$$\text{Re}_{\text{н}} = 1,274 Q_{\text{нд}} \cdot b_{\text{н}}(1-B) / (86400 D_{\text{эк}} v_{\text{н}})$$

Задача 1. Рассчитать забойное давление фонтанной скважине глубиной $L_{\text{с}}=1500$ м и внутренним диаметром эксплуатационной колонны $D_{\text{эк}}=0,1503$ м. Продукция скважины обводнена. Плотность пластовой нефти $\rho_{\text{нп}}$; плотность дегазированной нефти $\rho_{\text{нд}}$; плотность воды $\rho_{\text{в}}=1160$ кг/м³, относительная плотность газа $\bar{\rho}=1,05$; объемный коэффициент нефти $b_{\text{н}}$; кинематическая вязкость нефти в пластовых

$$\text{условиях } \eta_{\text{нп}} = 2 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}.$$

Скважина фонтанирует по колонне НКТ с внутренним диаметром $d_{\text{вн}}=0,0403$ м, спущенной на глубину $H_{\text{б}}=1000$ м.

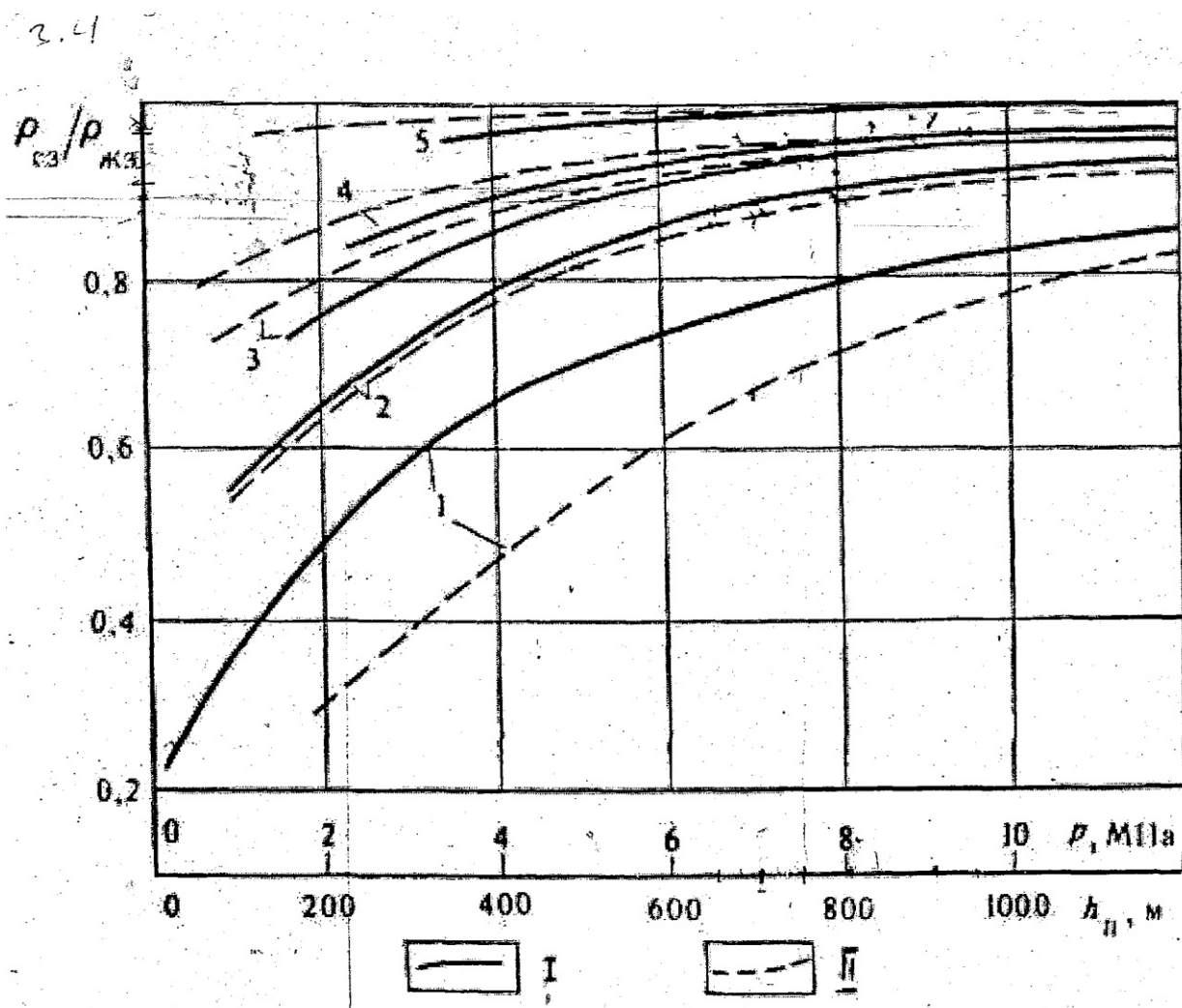
Таблица 1 – Варианты для расчета забойного давления фонтанной нефтяной скважины

№ вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$L_{\text{с}}, \text{ м}$	1500	1300	1600	1400	1200	1100	1000	1700	1800	1600
B	0,4	0,6	0,3	0,7	0,3	0,4	0,5	0,8	0,4	0,6
$\rho_{\text{нд}}, \text{ кг/м}^3$	806	806	806	806	778	806	806	806	806	806
$\rho_{\text{нп}}, \text{ кг/м}^3$	864	864	864	864	821	864	864	864	864	864
$b_{\text{н}}$	1,06	1,15	1,09	1,03	1,14	1,12	1,09	1,18	1,15	1,18
$\gamma_{\text{н}}, 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}$	0,2	0,3	0,2	0,2	0,1	0,3	0,2	0,1	0,2	0,2
$H_{\text{б}}, \text{ м}$	1000	950	1050	1000	900	700	750	1100	1200	1000

Таблица 2 – Результаты исследований

Вариант 1				Вариант 2			
№ реж	$Q, \text{ т/сут}$	$P_{\text{затр}}, \text{ Мпа}$	$H_{\text{дин}}, \text{ м}$	№ реж	$Q, \text{ т/сут}$	$P_{\text{затр}}, \text{ Мпа}$	$H_{\text{дин}}, \text{ м}$
1	100	0,5	300	1	150	0,5	250
2	76	0,75	200	2	105	1	190
3	52	1	90	3	75	1,5	120
4	15	1,5	10	4	50	2	25
Вариант 3				Вариант 4			

1	105	0,5	300	1	100	0,25	300
2	70	1	250	2	82	0,5	200
3	50	1,5	100	3	53	1	120
4	34	2	50	4	30	1,5	60
Вариант 5				Вариант 6			
1	130	0,5	250	1	90	0,5	200
2	87	1	150	2	53	1	150
3	62	1,5	100	3	30	1,5	100
4	43	2	70	4	15	2	25
Вариант 7				Вариант 8			
1	120	0,5	150	1	140	0,5	400
2	70	1	100	2	88	1	300
3	47	1,5	50	3	37	1,5	200
4	28	2	25	4	22	2	100
Вариант 9				Вариант 10			
1	190	0,5	400	1	170	0,5	300
2	118	1	250	2	105	1	200
3	80	1,5	150	3	75	1,5	100
4	36	2	100	4	53	2	50



1,2, 3, 4 и 5 – соответственно при давлении в затрубном пространстве

0; 0,5; 1; 1,5 и 3 МПа

Рисунок 1 - Зависимость относительной плотности смеси в затрубном пространстве от давления (I) и глубины погружения (II)

Вопросы к практическому занятию

1. Условие полного и неполного выноса вода из интервала «забой - башмак»?
2. Определение плотности газожидкостной смеси в затрубном пространстве?
3. Критерии применимости номограммы?
4. Какие замеры проводятся для расчета забойного давления?

Практическое занятие 6

Исследования скважин, эксплуатируемых погружными центробежными электронасосами

Цель: получить навык обработки исследований скважин, эксплуатируемых погружными центробежными электронасосами.

В результате выполнения задания формируется компетенция ПК-2 способность осуществлять и корректировать технологические процессы при ремонте и эксплуатации скважин различного назначения

Актуальность темы: обработка исследований скважин необходима для определения режима эксплуатации скважин, оборудованных погружными центробежными электронасосами.

Теоретическая часть

Исследование скважин, эксплуатируемых установками погружных центробежных электронасосов (ПЦЭН), можно проводить, применяя метод замера динамических уровней импульсатором с последующим расчетом забойных давлений.

Другой метод расчета давления на приеме насоса $P_{пн}$ базируется на следующей зависимости:

$$P_{пн} = P_{вн} - P_n \quad (1)$$

где $P_{вн}$ - давление на выкиде насоса, Па;

P_n - давление, создаваемое насосом, Па.

Центробежный насос обладает следующим свойством: напор на режиме нулевой подачи ($Q = 0$) H_0 при постоянной частоте вращения не зависит ни от плотности смеси, ни от ее вязкости, ни от степени износа насоса, то есть H_0 для каждого типоразмера насоса

известна из характеристики.

Исследования проводят в следующей последовательности: спускают на выкид ПЦЭН скважинный манометр, который регистрирует кривую изменения давления на выкиде в течение всего исследования. Задают скважине определенный режим работы (с помощью задвижки на устье) и после его установления измеряют дебит скважины Q_1 . Скважинный манометр регистрирует давление на выкиде $P_{вн1}$, а манометр на устье - давление на устье P_y . Затем устьевую задвижку закрывают ($Q = 0$); скважинный манометр регистрирует давление на выкиде $P'_{вн2}$, а манометр на устье - P'_y .

Открывают задвижку на устье и переводят скважину на новый режим работы и после его установления замеряют дебит Q_2 . Скважинный манометр регистрирует давление на выкиде $P_{вн2}$, а манометр на устье - P_{y2} . Затем задвижку закрывают; скважинный манометр регистрирует давление $P''_{вн}$, а манометр на устье - P''_y .

Поступая аналогично, проводят исследование на 3 - 4 режимах. Обработка результатов сводится к следующему. Для каждого из режимов рассчитывается плотность смеси в лифте:

$$\rho_{сл} = \frac{P'_{вн} - P'_y}{gH_H}$$

где $P'_{вн}$ - давление на выкиде насоса при закрытой задвижке на устье, Па;

P'_y - давление на устье скважины при закрытой задвижке, Па;

H_H - глубина спуска насоса, м.

Так как насос работает на режиме нулевой подачи ($Q = 0$), то

$$\rho_{сл} = \rho_{сн}$$

где $\rho_{сн}$ - плотность смеси в насосе, кг/м³.

Для этого режима ($Q = 0$) давление, создаваемое насосом,

$$P'_H = gH_0\rho_{сн}$$

где H_0 - напор насоса на режиме нулевой подачи, м (значения напора в характеристике насоса). С учетом (2) и (3) выражение (4) запишем в следующем виде:

$$P_H = \frac{H_0}{H_H}(P'_{вн} - P'_y).$$

Подставляя (5) в (1), окончательно получаем (принимая $P_H = P'_H$)

$$P_{пн} = P'_{вн} - \frac{H_0}{H_H}(P'_{вн} - P'_y).$$

Зная давление на приеме насоса $P_{пн}$, рассчитывают соответствующее забойное давление. Если индикаторная линия прямолинейна, то коэффициент продуктивности скважины $k_{пр}$ можно вычислить по формуле

$$k_{пр} = (Q_1 - Q_2)/(P_{пн2} - P_{пн1}),$$

где Q_1, Q_2 — соответственно подача установки на первом и втором режимах, м³/сут (т/сут);

$P_{пн2}, P_{пн1}$ - соответственно давление у приема насоса на первом и втором режимах, МПа.

Задача:

Построить индикаторную линию скважины, эксплуатируемой установкой ЭЦН5-130-600 при следующих условиях: глубина скважины 1300м; пластовое давление 9,7МПа; внутренний диаметр ЭК 0,13м; глубина спуска установки 1150 м; плотность пластовой нефти 898 кг/м³; плотность воды 1100 кг/м³; объемный коэффициент нефти 1,1; вязкость

нефти $1,85 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$; обводненность продукции 0,5; дебит $134 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Напор насоса на режиме нулевой передачи 800м

Результаты исследования скважин на трех режимах

Режим	1	2	3
$Q, \text{ м}^3/\text{сут}$	134	75	36
$P_{BH}^*, \text{ МПа}$	10,53	12,73	13,88
$P_y^*, \text{ МПа}$	1,53	3,05	3,96

Давление на приеме насоса

Для первого режима

$$P_{nn1} = P'_{BH} - \frac{H_0}{H_n} (P'_{BH} - P'_y) = 10,53 - \frac{800}{1150} (10,53 - 1,53) = 4,27 \text{ МПа}$$

Для второго режима

$$P_{nn2} = P'_{BH} - \frac{H_0}{H_n} (P'_{BH} - P'_y) = 12,73 - \frac{800}{1150} (12,73 - 3,05) = 6 \text{ МПа}$$

Для третьего режима

$$P_{nn3} = P'_{BH} - \frac{H_0}{H_n} (P'_{BH} - P'_y) = 13,88 - \frac{800}{1150} (13,88 - 3,96) = 6,98 \text{ МПа}$$

С целью расчета забойного давления проверяем условия выноса воды из интервала «забой-прием» для режима с минимальным дебитом, предварительно рассчитав по формуле

$$Re_H = \frac{1,274 Q_{но} (1-B) b_n}{86400 \cdot D \mu_H} = \frac{1,274 \cdot 36 \cdot (1-0,5) \cdot 1,1}{86400 \cdot 0,13 \cdot 1,85 \cdot 10^{-6}} = 1699$$

Так как выполняется условие $Re > Re_{нпр} = 1600$, то в интервале «забой –прием» накопление воды не происходит и плотность водонефтяной смеси можно рассчитать по формуле

$$\rho_{вн} = \rho_n (1-B) + \rho_v B = 898(1-0,5) + 1100 \cdot 0,5 = 999 \text{ кг} / \text{м}^3$$

Рассчитываем перепад давления на участке «забой-прием»

$$\Delta P = \rho_{вн} g (L_c - H_H) = 999 \cdot 9,81 (1300 - 1150) = 1,47 \text{ МПа}$$

Вычисляем забойное давление

$$\text{Для режима 1: } P_{заб1} = P_{nn1} + \Delta P = 4,27 + 1,47 = 5,74 \text{ МПа}$$

$$\text{Для режима 2: } P_{заб2} = P_{nn2} + \Delta P = 6 + 1,47 = 7,47 \text{ МПа}$$

$$\text{Для режима 3: } P_{заб3} = P_{nn3} + \Delta P = 6,98 + 1,47 = 8,45 \text{ МПа}$$

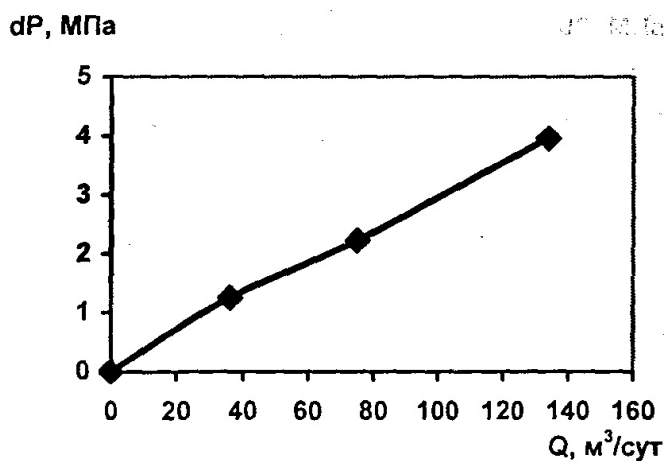
Определяем депрессию для каждого режима

$$\Delta P_1 = P_{пл} - P_{заб1} = 9,7 - 5,74 = 3,96 \text{ МПа}$$

$$\Delta P_2 = P_{пл} - P_{заб2} = 9,7 - 7,47 = 2,23 \text{ МПа}$$

$$\Delta P_3 = P_{пл} - P_{заб3} = 9,7 - 8,45 = 1,25 \text{ МПа}$$

По результатам расчета строим индикаторную кривую.



Так как индикаторная линия прямолинейна, рассчитываем коэффициент продуктивности

$$k_{np} = \frac{120}{3,96} = 30,3 \text{ м}^3 / \text{сут} * \text{МПа}$$

Вариант 1				Вариант 2			
L, м	1200			L, м	1280		
P _{пл} , МПа	6,85			P _{пл} , МПа	7,65		
D _{эк} , м	0,13			D _{эк} , м	0,13		
H _н , м	980			H _н , м	1100		
ρ _{нп} , кг/м³	898			ρ _{нп} , кг/м³	898		
ρ _в , кг/м³	1100			ρ _в , кг/м³	1100		
b _н	1,2			b _н	1,3		
γ _н , м²/с	0,00000065			γ _н , м²/с	0,00000065		
B	0,6			B	0,7		
Q _н , м³/сут	123			Q _н , м³/сут	122		
Н _о , м	800			Н _о , м	800		
Результаты исследований				Результаты исследований			
№ режима	1	2	3	№ режима	1	2	3
Q _н , м³/сут	123	66	20	Q _н , м³/сут	122	72	25
P _{вн*} , Мпа	9,6	11,3	12,3	P _{вн*} , Мпа	10	11,5	12,62
P _{у*} , Мпа	0,75	1,9	2,65	P _{у*} , Мпа	1,12	2	2,8
Вариант 3				Вариант 4			
L, м	1270			L, м	1260		
P _{пл} , МПа	8,14			P _{пл} , МПа	8,36		
D _{эк} , м	0,13			D _{эк} , м	0,13		

Н _{н, м}	1050				Н _{н, м}	1100		
ρ _{нп, кг/м³}	898				ρ _{нп, кг/м³}	898		
ρ _{в, кг/м³}	1100				ρ _{в, кг/м³}	1100		
б _н	1,6				б _н	1,1		
γ _{н, м²/с}	0,00000055				γ _{н, м²/с}	0,00000065		
В	0,4				В	0,6		
Q _{н, м³/сут}	131				Q _{н, м³/сут}	128		
Н _{о, м}	800				Н _{о, м}	800		
Результаты исследований					Результаты исследований			
№ режима	1	2	3		№ режима	1	2	3
Q _{н, м³/сут}	131	68	31		Q _{н, м³/сут}	128	68	27
Р _{вн*} , МПа	10	12	12,8		Р _{вн*} , МПа	10,4	12,3	13,6
Р _{у*} , МПа	0,9	2,3	2,9		Р _{у*} , МПа	1,25	2,6	3,4
Вариант 5					Вариант 6			
L, м	1310				L, м	1320		
Р _{пл, МПа}	8,64				Р _{пл, МПа}	9,87		
D _{эк, м}	0,13				D _{эк, м}	0,13		
Н _{н, м}	1120				Н _{н, м}	1100		
ρ _{нп, кг/м³}	898				ρ _{нп, кг/м³}	898		
ρ _{в, кг/м³}	1100				ρ _{в, кг/м³}	1100		
б _н	1,6				б _н	0,9		
γ _{н, м²/с}	0,00000065				γ _{н, м²/с}	0,00000065		
В	0,3				В	0,4		
Q _{н, м³/сут}	131				Q _{н, м³/сут}	130		
Н _{о, м}	800				Н _{о, м}	800		
Результаты исследований					Результаты исследований			
№ режима	1	2	3		№ режима	1	2	3
Q _{н, м³/сут}	131	70	25		Q _{н, м³/сут}	130	71	28
Р _{вн*} , МПа	10,4	12,5	13,7		Р _{вн*} , МПа	11,1	13,2	14,3
Р _{у*} , МПа	1,4	2,8	3,8		Р _{у*} , МПа	2	3,4	4,4
Вариант 7					Вариант 8			
L, м	1330				L, м	1280		
Р _{пл, МПа}	9,56				Р _{пл, МПа}	10,29		
D _{эк, м}	0,13				D _{эк, м}	0,13		
Н _{н, м}	1300				Н _{н, м}	1030		

$\rho_{\text{нп}}, \text{кг/м}^3$	898				$\rho_{\text{нп}}, \text{кг/м}^3$	898		
$\rho_{\text{в}}, \text{кг/м}^3$	1100				$\rho_{\text{в}}, \text{кг/м}^3$	1100		
$b_{\text{н}}$	1,8				$b_{\text{н}}$	1,3		
$\gamma_{\text{н}}, \text{м}^2/\text{с}$	0,00000065				$\gamma_{\text{н}}, \text{м}^2/\text{с}$	0,00000072		
B	0,8				B	0,6		
$Q_{\text{н}}, \text{м}^3/\text{сут}$	132				$Q_{\text{н}}, \text{м}^3/\text{сут}$	134		
$H_0, \text{м}$	800				$H_0, \text{м}$	800		
Результаты исследований					Результаты исследований			
№ режима	1	2	3		№ режима	1	2	3
$Q_{\text{н}}, \text{м}^3/\text{сут}$	132	75	29		$Q_{\text{н}}, \text{м}^3/\text{сут}$	134	78	32
$R_{\text{вн}}^*, \text{Мпа}$	11,4	13,5	14,6		$R_{\text{вн}}^*, \text{Мпа}$	11,8	13,9	15
$P_{\text{у}}^*, \text{Мпа}$	2,3	3,2	4,7		$P_{\text{у}}^*, \text{Мпа}$	2,7	4,2	5,1
Вариант 9					Вариант 10			
$L, \text{м}$	1275				$L, \text{м}$	1370		
$P_{\text{пл}}, \text{МПа}$	10,95				$P_{\text{пл}}, \text{МПа}$	11,97		
$D_{\text{эк}}, \text{м}$	0,13				$D_{\text{эк}}, \text{м}$	0,13		
$H_{\text{н}}, \text{м}$	1060				$H_{\text{н}}, \text{м}$	1200		
$\rho_{\text{нп}}, \text{кг/м}^3$	898				$\rho_{\text{нп}}, \text{кг/м}^3$	898		
$\rho_{\text{в}}, \text{кг/м}^3$	1100				$\rho_{\text{в}}, \text{кг/м}^3$	1100		
$b_{\text{н}}$	1,7				$b_{\text{н}}$	1,3		
$\gamma_{\text{н}}, \text{м}^2/\text{с}$	0,00000079				$\gamma_{\text{н}}, \text{м}^2/\text{с}$	0,00000065		
B	0,3				B	1,7		
$Q_{\text{н}}, \text{м}^3/\text{сут}$	135				$Q_{\text{н}}, \text{м}^3/\text{сут}$	122		
$H_0, \text{м}$	800				$H_0, \text{м}$	800		
Результаты исследований					Результаты исследований			
№ режима	1	2	3		№ режима	1	2	3
$Q_{\text{н}}, \text{м}^3/\text{сут}$	135	79	33		$Q_{\text{н}}, \text{м}^3/\text{сут}$	137	81	34
$R_{\text{вн}}^*, \text{Мпа}$	12,2	14,9	15,6		$R_{\text{вн}}^*, \text{Мпа}$	12,5	14,5	16
$P_{\text{у}}^*, \text{Мпа}$	3,1	4,5	5,5		$P_{\text{у}}^*, \text{Мпа}$	3,4	4,8	5,9

Вопросы к практическому занятию

1. Метод замера динамических уровней
2. Режим работы скважины, оснащенной ЭЦН
3. Обработка результатов исследований ЭЦН
4. Давление на приеме насоса
5. Построение индикаторной линии скважины, эксплуатируемой установкой ЭЦН

Обработка результатов исследования газлифтных скважин

Наиболее широко распространенный метод исследования газлифтных скважин – метод АзНИИ, суть которого заключается в изменении расхода нагнетаемого газа и в регистрации соответствующих значений подачи подъемника Q , рабочего давления P_p и расхода нагнетаемого газа V_r .

По значению рабочего давления рассчитывается давление у башмака подъемника (у рабочего клапана), а затем и $P_{заб}$.

Давление у башмака подъемника:

$$P_б = \sqrt{P_p^2 - mV_r^2} + P_r \quad (1)$$

где m – размерный коэффициент, характеризующий потери давления при движении газа от устья до башмака;

P_p – рабочее давление на устье скважины, МПа

V_r – расход газа, приведенный к стандартным условиям, $м^3/сут$

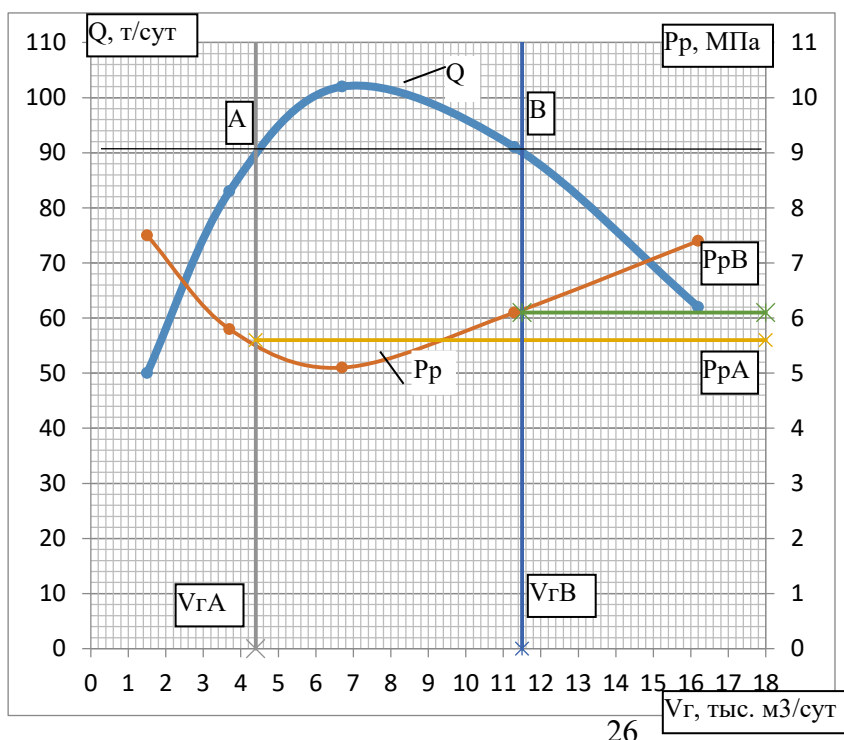
P_r – давление, определяемое весом столба газа, МПа

$$P_r = P_p(e^{0,000114\rho_r H_б} - 1)$$

ρ_r – относительная плотность рабочего агента,

$H_б$ – глубина спуска подъемника (башмака или клапана), м

Коэффициент m можно рассчитать из графика. Строим графические зависимости $Q=f(V_r)$ и $P=f(V_r)$. Для фиксированного значения дебита, например $Q=90$ т/сут (точки А и В на характеристике подъемника), определяем расходы газа V_{rA} и V_{rB} , а также соответствующие им рабочие давления P_{pA} и P_{pB} .



$$m = \frac{P_{pB}^2 - P_{pA}^2}{V_{rB}^2 - V_{rA}^2},$$

$МПа^2 \cdot сут^2 / м^6$

Рассчитываем по формуле (1) давления у башмака (забойные давления) для каждого режима.

Задача 1. Обработать результаты исследования газлифтной скважины, если подъемник спущен до интервала перфорации на глубину 1160 м. Относительная плотность рабочего агента $\rho_{г}=1,1$. $Q_{const} = 110$ т/сут

Результаты исследования представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Варианты результатов исследования газлифтных скважин

Вариант 1					
№ режима	1	2	3	4	5
Рабочее давление, P_p , МПа	6,6	4,8	3,2	5,4	7,9
Дебит скважины, Q , т/сут	70	117	143	123	80
Расход газа, $V_{г}$, тыс. $м^3$ /сут	0,7	3,9	9,4	14,2	16,9
Вариант 2					
Рабочее давление, P_p , МПа	6,7	4,3	3,6	5,4	7,7
Дебит скважины, Q , т/сут	70	113	138	118	80
Расход газа, $V_{г}$, тыс. $м^3$ /сут	1,2	4,4	9,2	13,9	16,5
Вариант 3					
Рабочее давление, P_p , МПа	7,1	5,2	4	5,5	8
Дебит скважины, Q , т/сут	70	111	135	114	80
Расход газа, $V_{г}$, тыс. $м^3$ /сут	1,5	4,6	9,4	13,5	16,3
Вариант 4					
Рабочее давление, P_p , МПа	7,3	5,4	4,5	5,8	8,3
Дебит скважины, Q , т/сут	70	108	129	112	89
Расход газа, $V_{г}$, тыс. $м^3$ /сут	1,8	4,8	9,6	13,5	16
Вариант 5					
Рабочее давление, P_p , МПа	7,8	5,7	5	6,2	8,4
Дебит скважины, Q , т/сут	72	113	130	115	90
Расход газа, $V_{г}$, тыс. $м^3$ /сут	2,5	5,7	10	13,8	16,3
Вариант 6					
Рабочее давление, P_p , МПа	8,1	6,2	5,3	6,8	8,6
Дебит скважины, Q , т/сут	70	103	121	109	80
Расход газа, $V_{г}$, тыс. $м^3$ /сут	2,6	5,2	9,6	13,4	16
Вариант 7					
Рабочее давление, P_p , МПа	7,8	6,4	5,7	6,9	8,8
Дебит скважины, Q , т/сут	72	106	118	112	85
Расход газа, $V_{г}$, тыс. $м^3$ /сут	3,5	5,8	9,4	12,6	14,7
Вариант 8					
Рабочее давление, P_p , МПа	7,7	6,6	6,1	6,9	8

Дебит скважины, Q, т/сут	70	96	112	102	81
Расход газа, V _Г , тыс. м ³ /сут	3,8	5,7	9,6	12,1	13,9
Вариант 9					
Рабочее давление, P _р , МПа	7,7	6,5	6,1	7,4	8,4
Дебит скважины, Q, т/сут	65	92	107	96	80
Расход газа, V _Г , тыс. м ³ /сут	4,6	6,6	9,4	12,4	13,8

Вариант 10					
Рабочее давление, P _р , МПа	7,5	6,2	5,8	6,6	8,3
Дебит скважины, Q, т/сут	60	96	108	97	75
Расход газа, V _Г , тыс. м ³ /сут	3,5	7,6	10,4	12,8	14,6

*Вопросы к практическому
занятию*

1. Как изменяется давление у башмака в зависимости от режима?
2. Особенности обработки графической зависимости, построенной по результатам исследований газлифтной скважины?
3. Что характеризует коэффициент m?

Практическое занятие 8

**Расчет режима работы газовой скважины.
Расчет подъемника газовой скважины**

Цель: получить навык расчета режима работы газовой скважины, а также выбора диаметра подъемника газовой скважины

В результате выполнения задания формируется компетенция ПК-24 - способность анализировать промышленную информацию для дальнейшей обработки с использованием компьютерных технологий.

Актуальность темы: корректно определенный диаметр подъемника позволяет эксплуатировать газовую скважину в экономном режиме, грамотно подобранный режим работы газовой скважины продлевает её межремонтный период.

Теоретическая часть

7.1 Расчет режима работы газовой скважины

Одним из критериев при расчете подъемника газовой скважины является обеспечение выноса с забоя твердых или жидких частиц, содержащихся в продукции.

Вынос этих частиц зависит от скорости газового потока у башмака труб $v_{г*}$. Основное условие выноса следующее:

$$v_{г*} = 1,2 v_{кр}, \quad (1)$$

где $v_{кр}$ – критическая скорость, при которой твердые или жидкие частицы находятся в потоке газа во взвешенном состоянии, м/с.

1. Расчет выноса твердых частиц

В этом случае критическая скорость зависит от режима течения газа и диаметра выносимых частиц.

Режим течения определяется параметром Рейнольдса:

$$Re = v_{кр\ T} d_T / \mu_T \quad (2)$$

или параметром Архимеда:

$$Ar = d_T^3 \rho_T g (\rho_T - \rho_g) / \mu_T^2 \quad (3)$$

где d_T – диаметр твердой частицы, м
 ρ_T – плотность твердых частиц, кг/м³ (при расчетах принимают $\rho_T = 2400$ кг/м³).

Выделяют три режима течения:

ламинарный	$Re \leq 2$ или $Ar \leq 36$
переходный	$2 < Re \leq 500$ или $36 < Ar \leq 83000$
турбулентный	$Re > 500$ или $Ar > 83000$

Для каждого из режимов течения критическая скорость рассчитывается по формулам:

Ламинарный режим:

$$v_{кр\ T} = d_T^2 g (\rho_T - \rho_g) / (18 \mu_T) \quad (4)$$

Переходный режим:

$$v_{кр\ T} = \frac{0,78 d_T^{0,43} (\rho_T - \rho_g)^{0,715}}{\rho_T^{0,285} \mu_T^{0,43}} \quad (5)$$

Турбулентный режим:

$$v_{кр\ T} = 5,46 \sqrt{\frac{d_T (\rho_T - \rho_g)}{\rho_g}} \quad (6)$$

где ρ_g – плотность газа при давлении и температуре у башмака труб, кг/м³;

μ_T – динамическая вязкость газа при давлении и температуре у башмака труб, Па·с.

$$\text{Внутренний диаметр (в м) подъемника } d_{вн} = 0,1108 \sqrt{\frac{Q_g P_0 T_{заб} z}{v_{г*} P_{заб} T_{ст}}} \quad (7)$$

где Q_g – дебит газа, тыс. м³/сут.

z – коэффициент сжимаемости газа.

Длина подъемника принимается равной глубине скважины, поэтому давление и температура у башмака подъемника равны соответственно забойным. Полученное значение $d_{вн}$ округляют до ближайшего меньшего стандартного значения по ГОСТ.

2. Расчет выноса жидких капель

Критическая скорость выноса жидких капель с забоя газовой скважины

$$v_{кр ж} = \frac{16,47(45-0,0455P_{заб})^{0,25}}{\sqrt{P_{заб}}} \quad (8)$$

где $P_{заб}$ - забойное давление, МПа.

Если в продукции скважины имеются твердые и жидкие частицы, то при расчете диаметра подъемника из полученных двух значений диаметра выбирают наименьшее.

Выбор режима работы газовой скважины

Режим работы газовой скважины задается совокупностью параметров, входящих в общее уравнение притока, а также имеющимся в наличии оборудованием. При этом учитывается большое кол-во факторов, ограничивающих дебит газовой скважины. К основным из этих факторов относится вынос частиц породы из пласта в скважину, образование водяного конуса, образование конденсата пласте или скважине, чрезмерное охлаждение газа в местах его дросселирования и возможность образования гидратов, вероятность смятия обсадной колонны и т.д.

При эксплуатации газовых скважин наиболее часто встречающееся осложнение - поступление жидкой фазы (воды или конденсата).

В этом случае необходимо определение минимального дебита газовой скважины, при котором еще не происходит накопления жидкости на забое с образованием жидкостной пробки.

Минимальный дебит газовой скважины (в м³/с), при котором не образуется на забое жидкостная пробка, рассчитывают по формуле (при глубине спуска подъемника до забоя)

$$Q_{г min} = \frac{v_{г min} T_{ст} P_{заб} \pi d_{вн}^2}{4 P_0 z T_{заб}} \quad (1)$$

Минимальная скорость газа (в м/с), при которой не образуется пробка воды

$$v_{г min} = \frac{1,23(45-0,45P_{заб})^{0,25}}{\sqrt{0,45P_{заб}}} \quad (2)$$

А минимальная скорость газа (в м/с), при которой не образуется пробка конденсата

/

$$v_{гк min} = \frac{1,71(67-0,45P_{заб})^{0,25}}{\sqrt{0,45P_{заб}}} \quad (3)$$

Дебит, при котором не образуется пробка конденсата, рассчитывается аналогично.

Сравнить дебиты и сделать вывод, какой дебит больше.

Окончательный результат вывести в тыс. м³/сут.

Вариант 1

задача 1			задача 2		
L	2400	м			
плотность					
газа	1,15	кг/м ³	d вн	0,062	м
плотность					
тв.ч	2400	кг/м ³	Рзаб	14	МПа
D тв.част	0,002	м	Тзаб	346	К
вязкость	0,000015	Па с	z	0,9	
Q	1200	тыс. м ³ /сут			
Тзаб	320	К			
z	0,9				
Рзаб	38,02	Мпа			
Вариант 2			задача 2		
задача 1			задача 2		
L	2300	м			
плотность					
газа	1,14	кг/м ³			
плотность					
тв.ч	2400	кг/м ³	d вн	0,0759	м
D тв.част	0,002	м	Рзаб	15	МПа
вязкость	0,000013	Па с	Тзаб	350	К
Q	1590	тыс. м ³ /сут	z	0,86	
Тзаб	334	К			
z	0,9				
Рзаб	37,11	Мпа			
Вариант 3			задача 2		
задача 1			задача 2		
L	2200	м			
плотность					
газа	1,13	кг/м ³			
плотность					
тв.ч	2400	кг/м ³	d вн	0,062	м
D тв.част	0,002	м	Рзаб	14,6	МПа
вязкость	0,000013	Па с	Тзаб	338	К
Q	1210	тыс. м ³ /сут	z	0,86	
Тзаб	320	К			
z	0,9				
Рзаб	38,02	Мпа			
Вариант 4			задача 2		
задача 1			задача 2		
L	2500	м			
плотность					
газа	1,05	кг/м ³	d вн	0,076	м
плотность					
тв.ч	2400	кг/м ³	Рзаб	12,4	МПа
D тв.част	0,002	м	Тзаб	354	К
вязкость	0,000017	Па с	z	0,84	
Q	1480	тыс. м ³ /сут			
Тзаб	345	К			

z	0,8				
Рзаб	39,72	Мпа			
Вариант 5					
задача 1			задача 2		
L	2100	м			
плотность					
газа	1,05	кг/м ³			
плотность					
тв.ч	2400	кг/м ³	d вн	0,076	м
D тв.част	0,002	м	Рзаб	16,7	МПа
вязкость	0,000016	Па с	Тзаб	367	К
Q	1400	тыс. м ³ /сут	z	0,87	
Тзаб	336	К			
z	0,9				
Рзаб	37,44	Мпа			
Вариант 6					
задача 1			задача 2		
L	2100	м			
плотность					
газа	1,3	кг/м ³			
плотность					
тв.ч	2400	кг/м ³	d вн	0,076	м
D тв.част	0,002	м	Рзаб	13,8	МПа
вязкость	0,000016	Па с	Тзаб	353	К
Q	1300	тыс. м ³ /сут	z	0,82	
Тзаб	327	К			
z	0,8				
Рзаб	37,06	Мпа			
Вариант 7					
задача 1			задача 2		
L	2450	м			
плотность					
газа	1,15	кг/м ³	d вн	0,062	м
плотность					
тв.ч	2400	кг/м ³	Рзаб	12,4	МПа
D тв.част	0,002	м	Тзаб	349	К
вязкость	0,000016	Па с	z	0,9	
Q	1420	тыс. м ³ /сут			
Тзаб	356	К			
z	0,9				
Рзаб	37,63	Мпа			
Вариант 8					
задача 1			задача 2		
L	2500	м			
плотность					
газа	1,07	кг/м ³			
плотность					
тв.ч	2400	кг/м ³	d вн	0,062	м
D тв.част	0,002	м	Рзаб	14,3	МПа

вязкость	0,000016	Па с	Тзаб	337	К
Q	1340	тыс. м³/сут	z	0,81	
Тзаб	341	К			
z	0,8				
Рзаб	38,07	Мпа			
Вариант 9					
задача 1			задача 2		
L	2600	м			
плотность					
газа	1,08	кг/м³			
плотность					
тв.ч	2400	кг/м³			
D тв.част	0,002	м	d вн	0,076	м
вязкость	0,000013	Па с	Рзаб	15,7	МПа
Q	1300	тыс. м³/сут	Тзаб	358	К
Тзаб	350	К	z	0,92	
z	0,9				
Рзаб	39,12	Мпа			
Вариант 10					
задача 1			задача 2		
L	2600	м	d вн	0,062	м
плотность					
газа	1,2	кг/м³	Рзаб	16,9	МПа
плотность					
тв.ч	2400	кг/м³	Тзаб	351	К
D тв.част	0,002	м			
вязкость	0,000016	Па с			
Q	1420	тыс. м³/сут	z	0,87	
Тзаб	340	К			
z	0,8				
Рзаб	39,47	Мпа			

Вопросы к практическому занятию

1. Параметр Архимеда
2. Режимы течения флюида
3. Определение скорости на каждом режиме
4. Определение минимального дебита газовой скважины

Таблица 2 – Характеристика насосно-компрессорных труб

Диаметр трубы, мм			Толщина стенок, мм	Площадь сечения тела трубы по металлу, см²	Предельные глубины спуска одноразмерных колонн НКТ в насосные скважины, м				
Условный D	наружный D _н	внутренний D _т			Группа прочности стали				
					Д	К	Е	Л	М
Трубы гладкие									
48	48,3	40,3	4,0	5,6	1100	1400	1600	1800	2100
60	60,3	50,3	5,0	8,7	1200	1650	1850	2100	2400
73	73,0	62,0	5,5	11,6	1300	1700	1900	2200	2500
73	73,0	59,0	7,0	14,5					
89	88,9	76,0	6,5	16,7	1400	1900	2050	2400	2750
102	101,6	88,6	6,5	19,5	1250	1600	1800	2050	2400
114	114,3	100,3	7,0	24,0	1250	1650	1800	2100	2450
Трубы с высаженными наружу концами									
33	33,4	26,4	3,5	2,3	500	700	750	900	1050
42	42,2	35,2	3,5	4,2	400	550	600	700	800
48	48,3	40,3	4,0	5,6	1900	2250	2800	3200	3700
60	60,3	50,3	5,0	8,7	1900	2650	2900	3250	3750
73	73,0	62,0	5,5	11,6	1950	2600	2850	3200	3700
73	73,0	59,0	7,0	14,5					
89	88,9	76,0	6,5	16,7	1950	2700	2950	3300	3800
89	88,9	73,0	8,0	20,2					
102	101,6	88,6	6,5	19,5	2000	2600	2900	3350	3900
114	114,3	100,3	7,0	24,0	1950	2600	2900	3300	3800

Практическое занятие 9

Расчет условий фонтанирования.

Выбор диаметра фонтанного подъемника

Теоретическая часть

Подъем жидкости и газа от забоя скважины на поверхность составляет основное содержание процесса эксплуатации скважин. Этот процесс может происходить как за счет природной энергии $W_{\text{п}}$, так и за счет вводимой в скважину энергии с поверхности $W_{\text{и}}$.

Газожидкостная смесь, выходя из ствола скважин через специальное устьевое оборудование, направляется в сепараторы (отделители жидкости от газа) и замерные приспособления, затем поступает в промысловые трубопроводы. Для обеспечения движения смеси в промысловых трубопроводах на устье скважин поддерживается то или иное давление.

На основании изложенного можно составить следующий энергетический баланс:

$$W_1 + W_2 + W_3 = W_{\Pi} + W_{\text{и}},$$

где W_1 – энергия на подъем жидкости и газа с забоя до устья скважины;

W_2 – энергия, расходуемая газожидкостной смесью при движении через устьевое оборудование; W_3 – энергия, уносимая струей жидкости и газа за предел устья скважины; если $W_{\text{и}} = 0$, то эксплуатация называется фонтанной; при $W_{\text{и}} \neq 0$ эксплуатация называется механизированной добычей нефти.

Передача энергии $W_{\text{и}}$ осуществляется сжатым газом или воздухом, либо насосами, способ эксплуатации называется газлифтный или насосный.

Фонтанирование только от гидростатического давления пласта ($P_{\text{пл}}$) редко в практике эксплуатации нефтяных месторождений;

условие фонтанирования:

$$P_{\text{пл}} > \rho \cdot g \cdot h.$$

В большинстве случаев вместе с нефтью в пласте находится газ, и он играет главную роль в фонтанировании скважин. Это справедливо даже для месторождений с явно выраженным водонапорным режимом. Для водонапорного режима характерно содержание в нефти газа, находящегося в растворенном состоянии и не выделяющегося из нефти в пределах пласта.

Пластовый газ делает двойную работу: в пласте выталкивает нефть, а в трубах поднимает.

При одном и том же количестве газа не в каждой скважине можно получить фонтанирование. Смесь нефти и газа, движущаяся в скважине, представляет собой чередование прослоев нефти с прослоями газа: чем больше диаметр подъемных труб, тем больше надо газа для подъема нефти.

После спуска в такие скважины лифтовых труб малого диаметра удастся достигнуть фонтанирования. Поэтому с целью рационального использования энергии расширяющего газа все скважины, где ожидается фонтанирование, перед освоением оборудуют лифтовыми трубами условным диаметром от 60 до 114 мм, по которым происходит движение жидкости и газа в скважине.

Диаметр подъемных труб подбирают опытным путем в зависимости от ожидаемого дебита, пластового давления, глубины скважины и условий эксплуатации. Трубы опускают до фильтра эксплуатационной колонны.

При фонтанировании скважины через колонну труб малого диаметра газовый фактор уменьшается, в результате чего увеличивается продолжительность фонтанирования. Нередко скважины, которые фонтанировали по трубам диаметром 114, 89, 73 мм, переходили на периодические выбросы нефти и останавливались. В этих случаях период фонтанирования скважины удавалось продлить путем замены фонтанных труб меньшего диаметра: 60, 48, 42, 33 мм. Это один из способов продления фонтанирования малодебитных скважин.

Расчет условий фонтанирования

Фонтанирование скважин осуществляется:

-либо за счет гидростатического напора пласта;

- либо за счет газа, выделяющегося из нефти;
- либо за счет повышения давления на забое при осуществлении поддержания $P_{пл}$ закачкой воды или газа.

Расчет фонтанирования за счет гидростатического напора пласта

Фонтанирование за счет гидростатического напора пласта осуществляется при условии, что давление на устье скважины $P_y \geq P_{нас}$.

В этом случае

$$P_{заб} = \rho_{ж} g H + 0,811 \lambda \rho_{ж} \frac{Q^2 H}{d^5} + P_{нас} \quad (1)$$

где $\rho_{ж}$ - плотность жидкости (нефти) при средних давлении и температуре, $кг/м^3$

H - глубина спуска НКТ, м

λ - коэффициент гидравлических сопротивлений

Q - объемный дебит скважины, $м^3/с$

d - диаметр НКТ, м

В соответствии с уравнением притока жидкости в скважину

$$P_{заб} = P_{пл} - \sqrt{\frac{Q}{K_{пр}}} \quad (2)$$

Рассматривая совместно (1) и (2), получаем:

$$P_y = P_{нас} = P_{пл} - \sqrt{\frac{Q}{K_{пр}}} - \rho_{ж} g h - 0,811 \lambda \rho_{ж} \frac{Q^2 H}{d^5} \quad (3)$$

Полезная мощность, Вт:

$$N_{пол} = Q \rho_{ж} g H \quad (4)$$

Затрачиваемая мощность

$$N = Q (P_{заб} - P_y) \quad (5)$$

КПД подъема жидкости

$$\eta = N_{пол} / N \quad (6)$$

Определяя $(P_{заб} - P_y)$ из (1) и подставляя её в (5), получаем

$$N = Q \rho_{ж} g H \left(1 + 0,811 \lambda \frac{Q^2}{d^5 g} \right) \quad (7)$$

Коэффициент гидравлических сопротивлений

$$\lambda = A \frac{v^a d^a}{Q^a} \quad (8)$$

где A - числовой коэффициент, зависящий от режима течения жидкости

$A=50,235$ – для ламинарного движения ($Re < 2320$)

$A = 0,297$ – для турбулентного движения ($Re > 2320$)

v - средняя вязкость жидкости, m^2/c

a - показатель степени,

$a = 1$ - для ламинарного режима,

$a = 0,25$ - для турбулентного режима

Подставляя (8) в (7), получаем

$$N = Q \rho_{ж} g H \left(1 + A_1 \frac{v^a Q^{2-a}}{d^{5-a}} \right), \quad (9)$$

где $A_1 = 0,811 A / g$

Подставляя (4) и (9) в (6), получаем

$$\eta = \frac{1}{1 + A_1 \frac{v^a Q^{2-a}}{d^{5-a}}} \quad (10)$$

Задача 1. Рассчитать $P_{заб}$ фонтанирования за счет гидростатического напора пласта и КПД процесса для следующих условий: дебит скважины $100 \text{ м}^3/\text{сут}$; глубина скважины $L_c = H = 870 \text{ м}$; давление насыщения $P_{нас} = 2,5 \text{ МПа}$; средняя плотность нефти в скважине $\rho_n = 850 \text{ кг/м}^3$; средняя вязкость $v_n = 3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$; внутренний диаметр НКТ $d = 0,0503 \text{ м}$.

Решение.

Для определения режима течения нефти в НКТ, определяем число Рейнольдса:

$$Re = 4Q / (\pi v d 86400)$$

$$Re = \frac{4Q}{\pi v d 86400} = \frac{4 \cdot 100}{3,14 \cdot 0,0503 \cdot 3 \cdot 10^{-6} \cdot 86400} = 9770$$

Т.К. $9770 > 2300$, то режим течения турбулентный.

Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda = A \frac{v^a d^a}{Q^a} = 0,297 \frac{(3 \cdot 10^{-6})^{0,25} 0,0503^{0,25}}{(100/86400)^{0,25}} = 0,03174$$

Забойное давление фонтанирования

$$\begin{aligned} P_{заб} &= \rho_{ж} g H + 0,811 \lambda \rho_{ж} \frac{Q^2 H}{d^5} + P_{нас} = \\ &= 850 \cdot 9,81 \cdot 870 + 0,811 \cdot 0,03174 \cdot 850 \cdot 870 \cdot \left(\frac{100}{86400} \right)^2 \cdot \frac{1}{0,0503^5} + 2,5 \cdot 10^6 = 9,83 \text{ МПа} \end{aligned}$$

Ответ. $P_{заб} 9,83 \text{ МПа}$.

Задача 1.

Рассчитать $P_{заб}$ фонтанирования за счет гидростатического напора

пласта и КПД процесса для следующих условий: дебит скважины Q ; глубина скважины L_c ; давление насыщения $P_{нас}=2,5$ МПа; средняя плотность нефти в скважине ρ_n ; средняя вязкость γ_n ; внутренний диаметр НКТ $d=0,0503$ м.

Варианты для расчета условий фонтанирования

№ вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$Q, \text{ м}^3/\text{сут}$	80	60	50	150	55	90	110	70	40	70
$L, \text{ м}$	900	800	700	1300	600	1100	920	960	890	600
$\gamma_n, \text{ кг/м}^3$	850	835	840	854	855	847	846	850	850	850
$\gamma, 10^{-6}, \text{ м}$	3	2	4	3	7	4	9	6	7	9

2. Расчет диаметра фонтанного подъемника

В процессе фонтанной эксплуатации скважины дебит её может изменяться (снижаться) вследствие, например, падения $P_{пл}$ или увеличения обводненности продукции. Т.к. подъемник должен обеспечивать работу в течение определенного периода времени при изменении дебита скважины, то необходимо уметь рассчитывать его диаметр, исходя из следующего условия: сначала подъемник работает на максимальном режиме, а затем на оптимальном.

При работе на оптимальном режиме:

$$d_{\text{опт}} = 400 \sqrt{\frac{\rho_{жH_6}}{P_6 - P_y}}^3 \sqrt{\frac{Q_{\text{опт}} H_6}{\rho_{жg} H_6 - P_6 + P_y}} \quad (11)$$

где $Q_{\text{опт}}$ – подача подъемника на оптимальном режиме, т/сут.

Если расчетный диаметр не соответствует стандартному диаметру, то принимают ближайший больший стандартный диаметр подъемника $d_{ст}$.

Затем проводится проверка диаметра подъемника для работы на максимальном режиме (в начале фонтанирования):

$$d_{\text{max}} = 186 \sqrt{\frac{H_6}{P_6 - P_y}}^3 \sqrt{Q_{\text{max}} \rho_{ж}^{0,5}} \quad (12)$$

где Q_{max} – подача подъемника в начале фонтанирования.

Если $d_{\text{max}} > d_{ст}$, то выбирают ближайший больший к d_{max} диаметр стандартных труб.

Задача 2. Рассчитать диаметр фонтанного подъемника для следующих условий эксплуатации скважины: глубина скважины $L_c=1300$ м; коэффициент продуктивности $K_{пр}=52$ т/(сут МПа); пластовое давление начальное $P_{пл н} = 15,2$ МПа; пластовое давление текущее $P_{пл т} = 12,7$ МПа; давление насыщения $P_{нас}=10$ МПа; максимальное возможное забойное давление $P_{заб} = P_{нас}$; средняя плотность нефти при движении её в подъемнике $\rho_n=792$ кг/м³; давление на устье $P_y=1,2$ МПа.

Решение. Т.к. в процессе эксплуатации скважины забойное давление не должно снижаться ниже давления насыщения, то $P_{заб} = P_{нас}=10$ МПа.

Для данного случая $H_6 = L_c=1300$ м.

Дебит скважины для начала фонтанирования

$$Q_{\text{max}} = K_{пр}(P_{пл н} - P_{заб}) = 52 (15,2 - 10) = 270,4 \text{ т/сут.}$$

Дебит скважины для фонтанирования при работе подъемника на оптимальном режиме:

$$Q_{\text{опт}} = K_{\text{пр}}(P_{\text{пл т}} - P_{\text{заб}}) = 52 (12,7 - 10) = 140,4 \text{ т/сут.}$$

Оптимальный диаметр

$$d_{\text{опт}} = 400 \sqrt[3]{\frac{792 \cdot 1300}{(10 - 1,2)10^6}} \sqrt[3]{\frac{140,4 \cdot 1300}{792 \cdot 9,81 \cdot 1300 - (10 - 1,2)10^6}} = 71,09 \text{ мм}$$

По справочнику выбираем трубы гладкие (внутренний диаметр 76 мм) с условным диаметром 89 мм – НКТ – 89.

Вычисляем диаметр трубы на максимальном режиме:

$$d_{\text{max}} = 186 \sqrt[3]{\frac{1300}{(10 - 1,2)10^6}} \sqrt[3]{270,4 \cdot 792^{0,5}} = 44,5 \text{ мм}$$

Если $d_{\text{max}} > d_{\text{ст}}$, то в скважину необходимо спустить подъемные трубы НКТ-89.

Варианты для расчета диаметра фонтанного подъемника

№ вар-та	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
L, м	1200	1600	1500	1650	1300	1300	1450	1400	1550	1600
K _{пр} , т/(сут МПа)	50	67	45	59	68	58	66	57	75	63
P _{пл н} , МПа	16,4	18,2	16,5	18,3	16,8	16,8	17,7	16,4	19,3	19,4
P _{пл т} , МПа	13,7	15,3	12,8	15,6	15,4	14,2	15,4	13,9	17,4	16,3

Вопросы к практическому занятию

1. Каким образом определяется режим течения нефти?
2. Как определяется коэффициент гидравлических сопротивлений?
3. Чем отличается подбор по ГОСТ диаметра подъемника для нефтяной и газовой скважины?
4. В каких случаях скважина может работать на максимальном режиме?

Список рекомендуемой литературы

Основная литература

1. Тагиров К.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – М: 2012. – 346 с.
2. Кудинов, В.И. Основы нефтегазопромыслового дела. Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований; НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». Удмуртский госуниверситет, –2011 – 728 с.
3. Щуров, В. И. Технология и техника добычи нефти : учебник для вузов / В. И. Щуров. - Изд. 2-е, стер., Перепеч. с изд. 1983 г. - М. : Альянс, 2009. - 510 с. : ил., табл. - Библиогр.: с. 503. - ISBN 5-98535-012-6

Дополнительная литература:

4. - Щуров, В. И. Технология и техника добычи нефти : учебник для вузов / В. И. Щуров. - Изд. 2-е, стер., Перепеч. с изд. 1983 г. - М. : Альянс, 2005. - 510 с. : ил., табл. - Библиогр.: с. 503. - ISBN 5-98535-012-6
- 5 Желтов, Ю. П. Разработка нефтяных месторождений : учебник для вузов / Ю. П. Желтов. - 2-е изд., перераб. и доп. - М. : Недра, 1998. - 365 с. : ил. - Библиогр. с. 359. - ISBN 5-247-03806-1
- 6- Лысенко, В. Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений / В. Д. Лысенко. - М. : Недра, 2000. - 516 с. - Библиогр.: с. 523-524. - ISBN 5-8365-0034-7
- 7 Вяхирев, Р. И. Теория и опыт добычи газа / Р. И. Вяхирев, Ю. П. Коротаев, Н. И. Кабанов. - М. : Недра, 1998. - 480 с. - Библиогр. в тексте. - ISBN 5-247-03801-0

Методическая литература:

8. Справочник по добыче нефти/ В. В. Андреев, К. Р. Уразаков, В. У. Далимов и др.; Под ред. К. Р. Уразакова. - М.: ООО "Недра- Бизнесцентр", 2000.
9. - Справочник по добыче нефти/ В. В. Андреев, К. Р. Уразаков, В. У. Далимов и др.; Под ред. К. Р. Уразакова. - М.: ООО "Недра- Бизнесцентр", 2000.
10. - Сбор, транспорт и хранение природных углеводородных газов. Учебное пособие.- М.: Недра/. Недра, 1978.- 405 с. Авт.: А. И. Гужов, В. Г. Титов, В. Ф.Медведев, В. А.Васильев.
11. - Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа.- М.: «Нефть и газ», 2008.-296 с.