

На правах рукописи

Сборник упражнений

Unifloc 7 VBA

Unifloc 7.11 VBA

Хабибуллин Ринат
Кобзарь Олег

Москва 2019

Оглавление

	Стр.
Глава 1. Упражнения по работе с пользовательскими функциями	
Unifloc 7.11 VBA	6
1.1 Расчет PVT свойств	6
1.2 Расчет производительности скважины	11
1.3 Расчет свойств многофазного потока	13
1.4 Расчет штуцера	16
1.5 Расчет распределения давления в трубе	19
1.6 Расчет коэффициентов сепарации	21
1.7 Анализ работы ЭЦН	22
1.8 Анализ работы ПЭД	27
1.9 Анализ работы фонтанирующей скважины	30
1.10 Анализ работы скважины, оснащенной УЭЦН	33
1.11 Анализ работы скважины, оснащенной ЭЦН, фонтанирующей через затрубное пространство	37
1.12 Набор расчетных модулей анализа скважины	39
1.12.1 Расчетный модуль анализа и настройки PVT свойств	40
Словарь терминов	41

Глава 1. Упражнения по работе с пользовательскими функциями Unifloc 7.11 VBA

Освоить работу с расчетными функциями Unifloc 7.11 VBA можно выполняя упражнения описанные в данном разделе и изучая устройство тестовых расчетных модулей. Упражнения демонстрируют некоторые подходы к использованию Unifloc 7.11 VBA. На основе этих подходов можно создать свои расчетные модули решающие специфические задачи пользователя.

1.1 Расчет PVT свойств

Расчет физико химических свойств пластовых флюидов лежит в основе всех расчетов систем нефтедобычи. При решении прикладных задач редко возникает необходимость расчета PVT свойств непосредственно, однако понимание принципа их расчета, а особенно зависимости результатов расчета от исходных данных важно.

Цель упражнений по расчету PVT свойств:

- освоить принципы работы с пользовательскими функций Unifloc 7.11 VBA
- изучить влияние исходных PVT данных на результаты расчета PVT свойств
- изучить влияние выбора PVT корреляций на результаты расчета PVT свойств
- изучить механизм калибровки PVT корреляций на результаты измерений

Для выполнения упражнения используйте файл "10.PVT.xlsx"

1. Запустите файл с надстройкой Unifloc 7.11 VBA. Для того чтобы убедиться, что надстройка запущена откройте редактор VBE (Alt+F11). В дереве проектов должен отображаться файл надстройки UniflocVBA_7.xlam, рис. 1.1.
2. Откройте файл с упражнением 10.PVT.xlsx (смотри рис. 1.2).

[illegible]

3. Для расчета первого элемента таблицы в ячейках D23:D48 - газосодержания в нефти при давлении 1 атм и температуре 80 °C - введите в ячейку D23 строку

Обратите внимание – при запущенной надстройке достаточно начать вводить в ячейку формулу, например ввести =PVT как Excel откроет выпадающий список с подсказкой, показывающий возможные варианты названий функций (смотри рис. 1.3).

В приведенной строке B23;C23 - ссылки на соответствующие ячейки, gamma_gas; gamma_oil - также ссылки на ячейки, которые предварительно были поименованы.

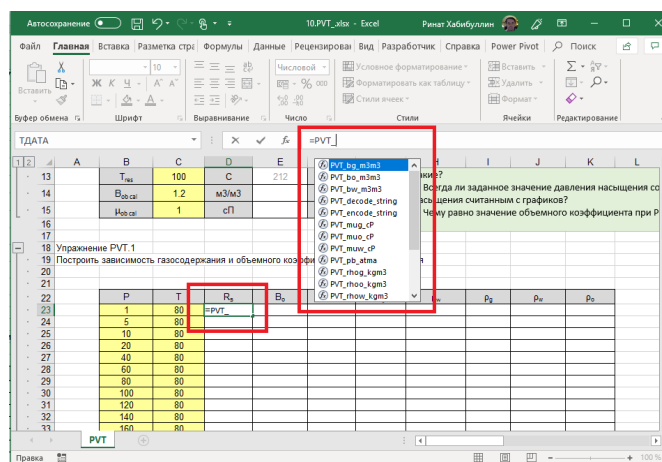


Рис. 1.3 — Выпадающий список с подсказками названий функции

Из выпадающего списка выберите функцию =PVT_Rs_m3m3 (после чего нажмите кнопку f_x ”вставить функцию”слева от строки формул. Это вызовет окно задания параметров функции, в котором будут указаны все параметры, которые необходимо ввести. В этом окне можно ввести необходимые значения параметров или указать ссылки на соответствующие ячейки.

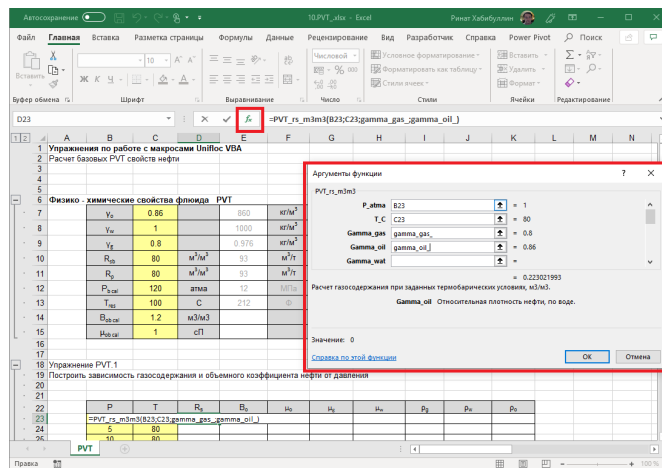


Рис. 1.4 — Окно ввода аргументов функции

- После ввода всех параметров и нажатия кнопки ОК в ячейке должен отобразиться результат расчета. Воспользовавшись инструментом ”Влияющие ячейки”на вкладке ”Формулы” можно отследить на какие ячейки ссылается введенная формула

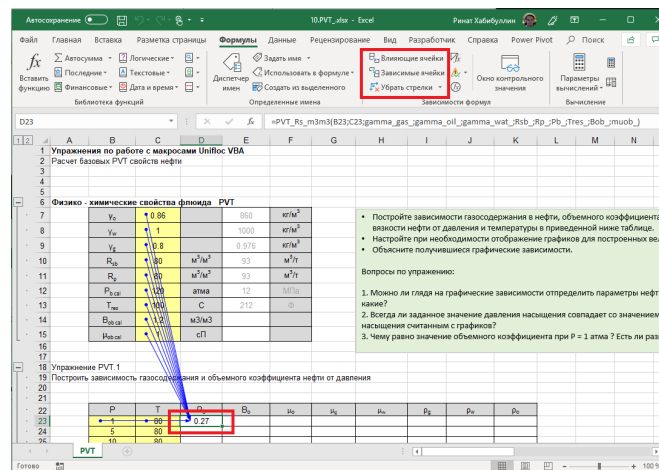


Рис. 1.5 — Результат вызова пользовательской функции с отображение влияющих ячеек

5. Аналогично заполните все ячейки таблицы D23 : D48 вызовами функции $=PVT_Rs_m3m3()$ с соответствующими параметрами. Это можно сделать ”протянув” ранее введенную функцию в ячейке D23.

Обратите внимание, что при ”протягивании” поименованные ячейки оказываются закрепленными, а ссылки на значения давления и температуры съезжают вместе с протягиваемой ячейкой. Результат показан на рисунке

1.6

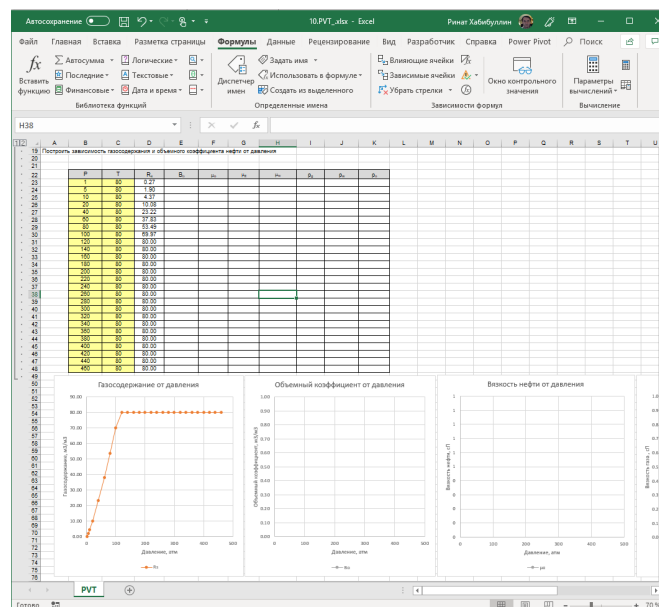


Рис. 1.6 — Результат расчета зависимости газосодержания от давления

6. По аналогии с зависимостью газосодержания от давления постройте графики зависимости других параметров от давления. Используйте следующие функции для проведения расчетов:
функция расчета объемного коэффициента нефти

=PVT_Bo_m3m3 (B23;C23;gamma_gas_;gamma_oil_;gamma_wat_; Rsb_
Rp_; Pb_;Tres_;Bob_;muob_)

функция расчета вязкости нефти при заданных термобарических условиях

=PVT_Muo_cP (B23;C23;gamma_gas_;gamma_oil_;gamma_wat_; Rsb_
Rp_; Pb_;Tres_;Bob_;muob_)

функция расчета вязкости газа при заданных термобарических условиях

=PVT_Mug_cP (B23;C23;gamma_gas_;gamma_oil_;gamma_wat_; Rsb_
Rp_; Pb_;Pb_;Bob_;muob_)

функция расчета вязкости воды при заданных термобарических условиях

=PVT_Muw_cP (B23;C23;gamma_gas_;gamma_oil_;gamma_wat_; Rsb_
Rp_; Pb_;Tres_;Bob_;muob_)

функция расчета плотности газа при заданных термобарических условиях

=PVT_Rhog_kgm3 (B23;C23;gamma_gas_;gamma_oil_;gamma_wat_
Rsb_; Rp_; Pb_;Tres_;Bob_;muob_)

функция расчета плотности воды при заданных термобарических условиях

=PVT_Rhow_kgm3 (B23;C23;gamma_gas_;gamma_oil_;gamma_wat_
Rsb_; Rp_; Pb_;Tres_;Bob_;muob_)

функция расчета плотности нефти при заданных термобарических условиях

=PVT_Rhoo_kgm3 (B23;C23;gamma_gas_;gamma_oil_;gamma_wat_
Rsb_; Rp_; Pb_;Tres_;Bob_;muob_)

Результаты приведены на рисунке 1.7

7. Ответьте на вопросы по упражнению приведенные в рабочей книге.
 - а) Можно ли глядя на графические зависимости определить параметры нефти? Если да, то какие?
 - б) Всегда ли заданное значение давления насыщения совпадает со значением давления насыщения считанным с графиков?
 - в) Чему равно значение объемного коэффициента при $P = 1$ атма? Есть ли разница между исходным значением и значением определенным по графическими зависимостями?
 - г) Как изменятся построенные зависимости если не вводить значения калибровочных параметров - давления насыщения, объ-

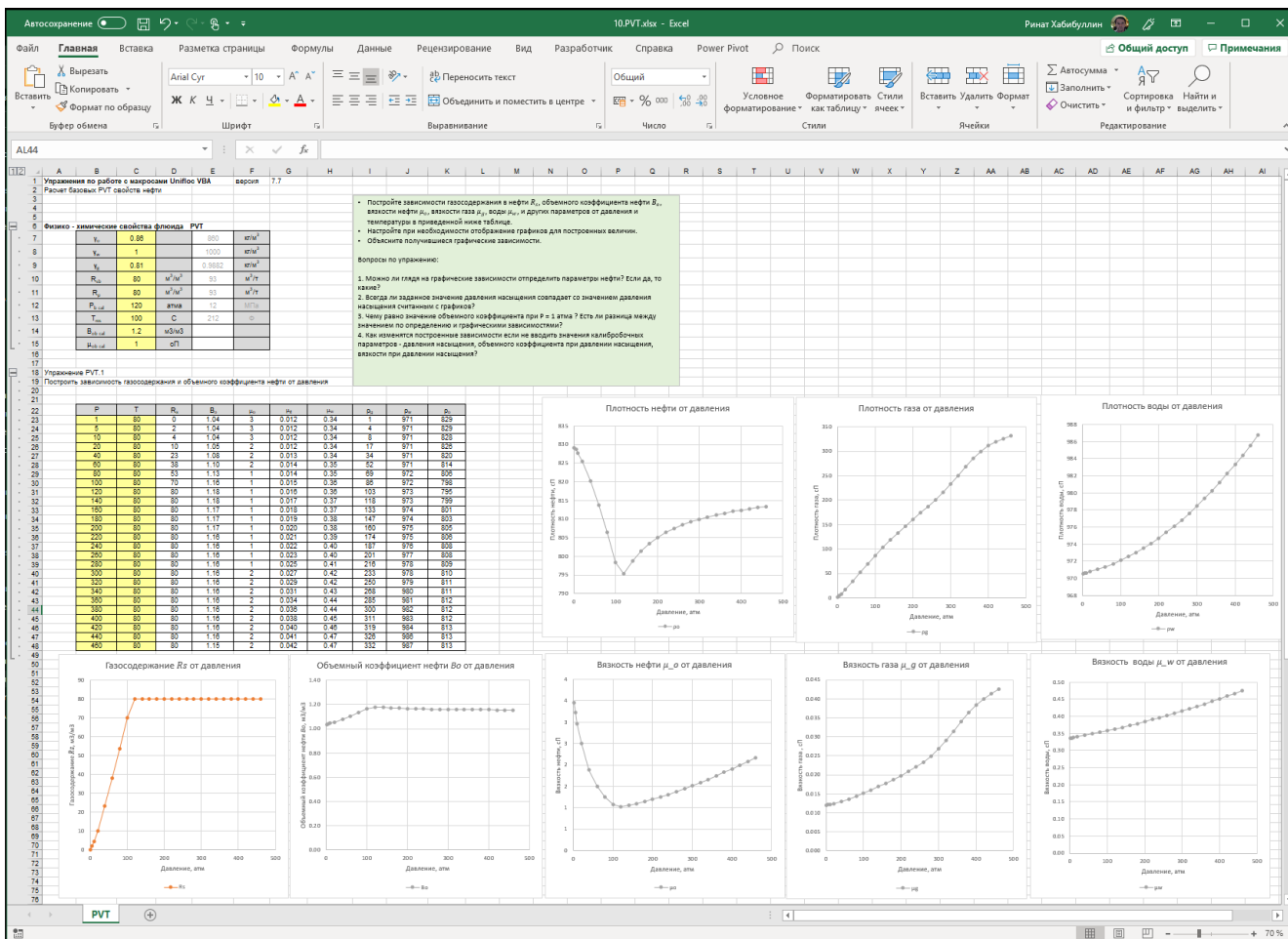


Рис. 1.7 — Результат расчета зависимости свойств пластовых флюидов от давления

емного коэффициента при давлении насыщения, вязкости при давлении насыщения?

1.2 Расчет производительности скважины

Модель притока к скважине является достаточно простой и одновременно полезной, позволяя оперативно оценивать добычные возможности скважины. Для индикаторной диаграммы Вогеля зависимость забойного давления от дебита ниже давления насыщения перестает быть линейной.

Для выполнения упражнения необходимо задать:

1. PVT свойства флюидов
2. Параметры работы скважины на установившемся режиме

3. Пластовое давление

R14															
1	Упражнения по работе с макросами Uniflос VBA					версия	7.7								
2	Построение индикаторной кривой														
3															
4															
5															
6	Физико - химические свойства флюида PVT														
7		γ_o	0.87		870	кг/м ³									
8		γ_w	1		1000	кг/м ³									
9		V_g	0.8		1	кг/м ³									
10		R_{so}	80	м ³ /м ³	92	м ³ /л									
11		R_p	80	м ³ /м ³	92	м ³ /л									
12		$P_{b\text{ cal}}$	120	атма	12	МПа									
13		T_{res}	100	°C	212	°F									
14		$B_{ob\text{ cal}}$	1.2	м ³ /м ³											
15		$\mu_{ob\text{ cal}}$	1	сП											
16		f_w	22	%	0.22	д.ед.									
17		P_b	120	атма	12	МПа									
18															
19	Измеренные значение дебита и забойного давления														
20		$Q_{l\text{ test}}$	100	м ³ /сут											
21		$P_{wf\text{ test}}$	150	атма											
22															
23	Параметры пласта														
24		P_{res}	250	атма											
25		PI	1.00	м ³ /сут/атм											
26		Q_{max}	198	м ³ /сут											
27															
28	Настройка графика														
29		N	20												

Рис. 1.8 — Исходные данные для построения индикаторной кривой

Коэффициент продуктивности PI скважины рассчитывается в ячейке C25 по замеренным данным с помощью функции

$=IPR_PI_sm3dayatm(qltest_;Pwf test_;Pres_;fw_;Pb_)$

А максимальный дебит Q_{max} при максимальной депрессии с забойным давлением равным нулю

$=IPR_Qliq_sm3Day(PI_;Pres_;0;fw_;Pb_)$

После задания всех необходимых параметров перейдем к построению индикаторной кривой.

Для расчета забойного давления в зависимости от дебита введите в ячейку D40 строку

$=IPR_Pwf_atma(PI_;Pres_;C40;fw_;Pb_)$

Для вычисления дебита в зависимости от давления Вы можете воспользоваться функцией

$=IPR_Qliq_sm3Day(PI_;Pres_;D40;fw_;Pb_)$

поместив ее в ячейку E40.

Применяя функции, строя дополнительные графики, ответьте на вопросы по упражнению, приведенные в рабочей книге.

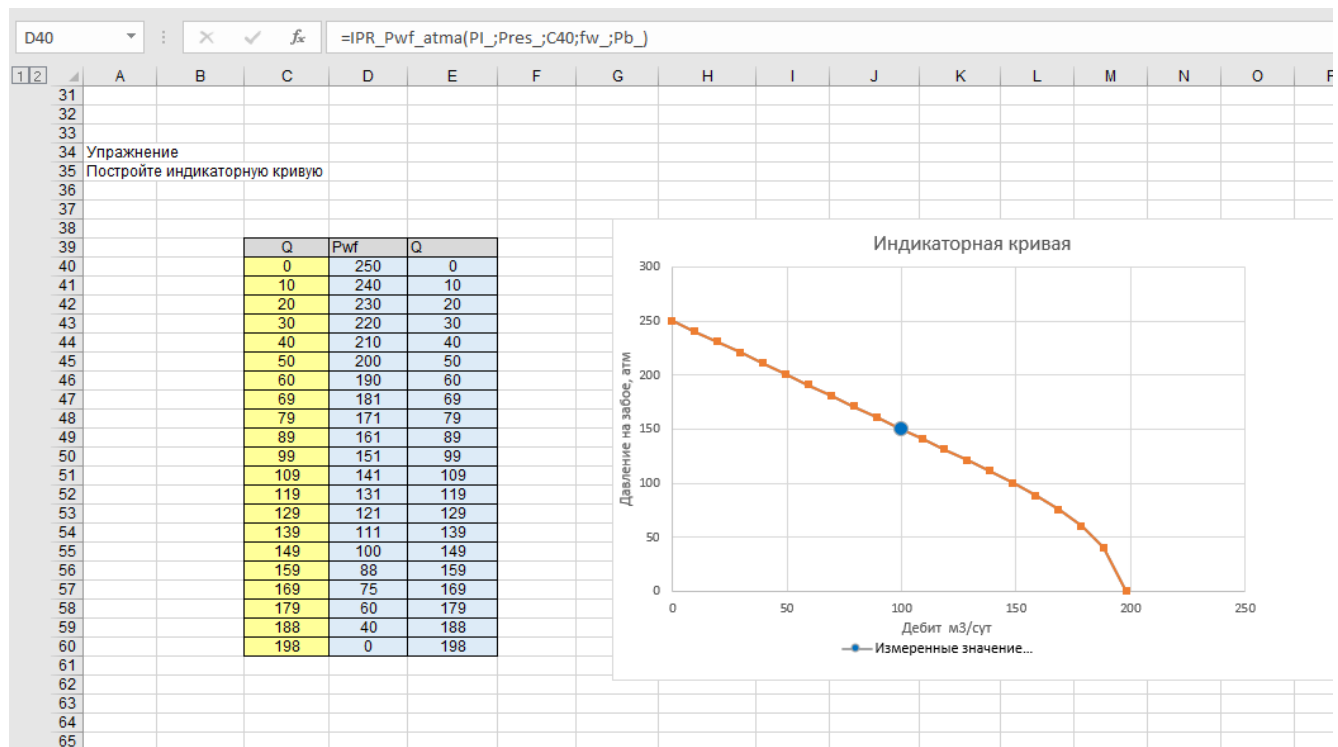


Рис. 1.9 — Результат построения индикаторной кривой

1. Как можно оценить продуктивность скважины?
2. Зависит ли вид индикаторной кривой от газового фактора?

1.3 Расчет свойств многофазного потока

Расчет характеристики потока, состоящего из двух или более фаз, является более сложным, чем вычисление параметров однофазного потока. Вследствие разности плотностей и вязкостей, поведение фаз в потоке может существенно различаться. Расчет параметров газожидкостной смеси необходим для прогнозирования распределения давления в скважине, анализа работы погружного оборудования и т.д.

Аналогично предыдущим упражнениям сперва необходимо задать:

1. PVT свойства флюидов
2. Параметры потока флюида - Q_l - расход жидкости и f_w - обводненность. После этого в ячейке C20 для удобства использования все PVT свойства сгруппируются в единую строку с помощью функции

=PVT_encode_string(gamma_gas_; gamma_oil_; gamma_wat_; Rsb_;
Rp_; Pb_; Tres_; Bob_; muob_)

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T
1	Упражнения по работе с макросами Unifloc VBA																			
2	Расчет свойств многофазного потока																			
3																				
4																				
5																				
6	Физико-химические свойства флюида PVT																			
7		Y _o	0.87			870	кг/м ³													
8		Y _w	1			1000	кг/м ³													
9		Y _g	0.8			0.976	кг/м ³													
10		R _{sb}	80		м ³ /м ³	92	м ³ /т													
11		R _p	80		м ³ /м ³	92	м ³ /т													
12		P _{bsat}	120		атма	122	МПа													
13		T _{res}	100		С	212	Ф													
14		B _{ob sat}	1.2		м ³ /м ³															
15		μ _{ob sat}	1		сП															
16	Параметры потока флюида																			
17		Q _L	50		м ³ /сут															
18		f _w	10		%															
19																				
20		PVT строка	gamma_gas:0.800;gamma_oil:0.870;gamma_wat:1.000;rsb_m3m3:80.000;rp_m3m3:80.000;pb_atma:120.000;tres_C:100.000;bob_m3m3:1.200;muob_cP:1.000;PVTcorr:0;ksep_fr:0.000;pksep_atma:-1.000;tksep_C:-1.000																	
21																				

Рис. 1.10 — Исходные данные для расчета параметров многофазного потока

Для расчета параметров смеси при разных термобарических условиях вставьте следующие функции в таблицу и "протяните" их для полного заполнения.

Для расчета Q_{mix} - объемного расхода смеси воспользуйтесь в ячейке E28 функцией

=MF_Qmix_m3day(Q_;fw_;C28;D28;PVRstr1_)

Вычисление β_{gas} - объемной доли газа в потоке в ячейке F28 производится с помощью функции

=MF_gas_fraction_d(C28;D28;fw_;PVRstr1_)

А вязкости газожидкостной смеси μ_{mix} в G28

=MF_Mumix_cP(Q_;fw_;C28; D28; PVRstr1_)

Для вычисления давления в зависимости от газового фактора и объемного содержания газа в потоке β_{gas}

Поместите в ячейку J28 строку:

=PVT_encode_string(gamma_gas_; gamma_oil_; gamma_wat_; Rsb_;
I28;Pb_; Tres_; Bob_; muob_)

А в ячейки K28, L28, M28 функцию для вычисления давления

=MF_p_gas_fraction_atma(X;20;fw_;J28)

где X соответствующие ссылки на ячейки с β_{gas} - K26, L26, M26

Далее для расчета вязкости отдельных фаз потока при различных P,T аналогично воспользуйтесь функциями.

Вязкость смеси μ_{mix} в E98

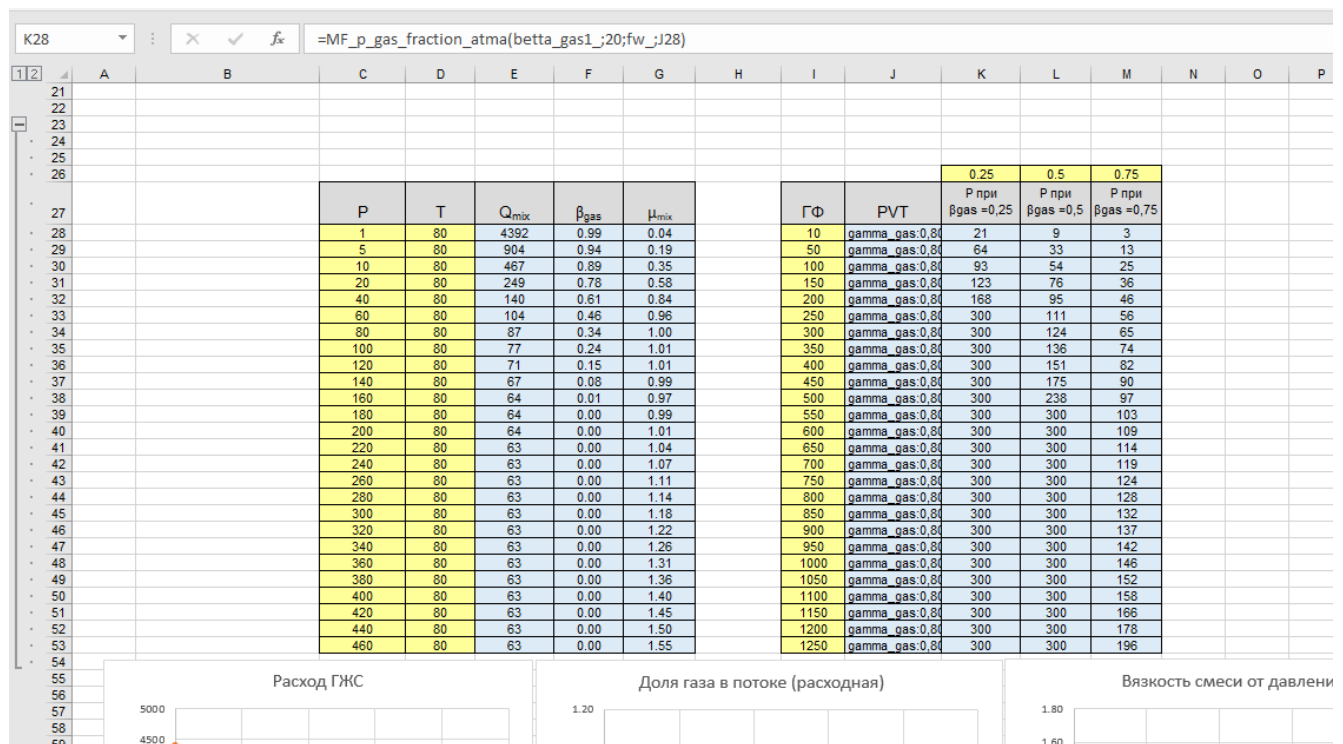


Рис. 1.11 — Расчет параметров многофазного потока

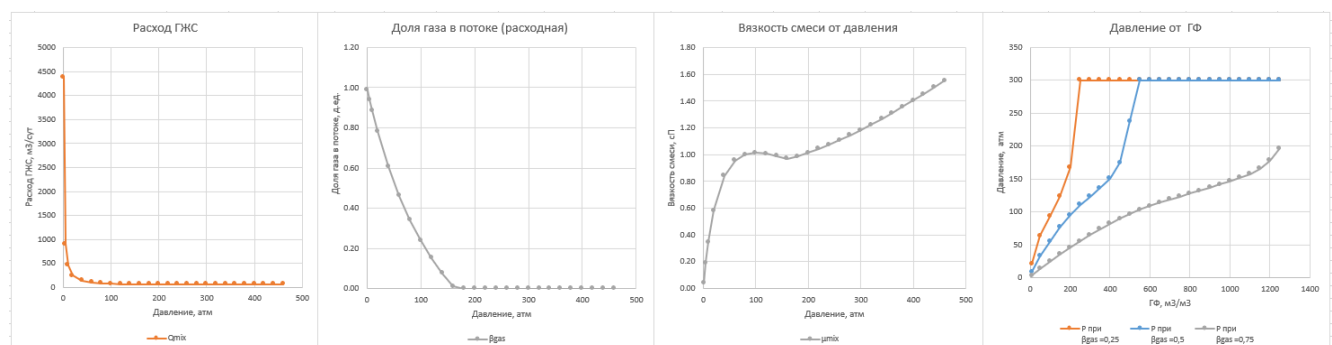


Рис. 1.12 — Графики для параметров многофазного потока

$$\text{=MF_Mumix_cP}(Q_;fw_;C98;D98;PVRstr1_)$$

Вязкость газа μ_{gas} в F98

$$\text{=PVT_Mug_cP}(C98; D98; \gamma_{\text{gas}}; \gamma_{\text{oil}}; \gamma_{\text{wat}}; \text{Rsb_};$$

$$\text{Rp_}; \text{Pb_}; \text{Tres_}; \text{Bob_}; \mu_{\text{oil}})$$

Вязкость нефти μ_{o} в G98

$$\text{=PVT_MuO_cP}(C98; D98; \gamma_{\text{gas}}; \gamma_{\text{oil}}; \gamma_{\text{wat}}; \text{Rsb_};$$

$$\text{Rp_}; \text{Pb_}; \text{Tres_}; \text{Bob_}; \mu_{\text{oil}})$$

И вязкость воды μ_{w} в H98

$$\text{=PVT_MuW_cP}(C98; D98; \gamma_{\text{gas}}; \gamma_{\text{oil}}; \gamma_{\text{wat}}; \text{Rsb_};$$

$$\text{Rp_}; \text{Pb_}; \text{Tres_}; \text{Bob_}; \mu_{\text{oil}})$$

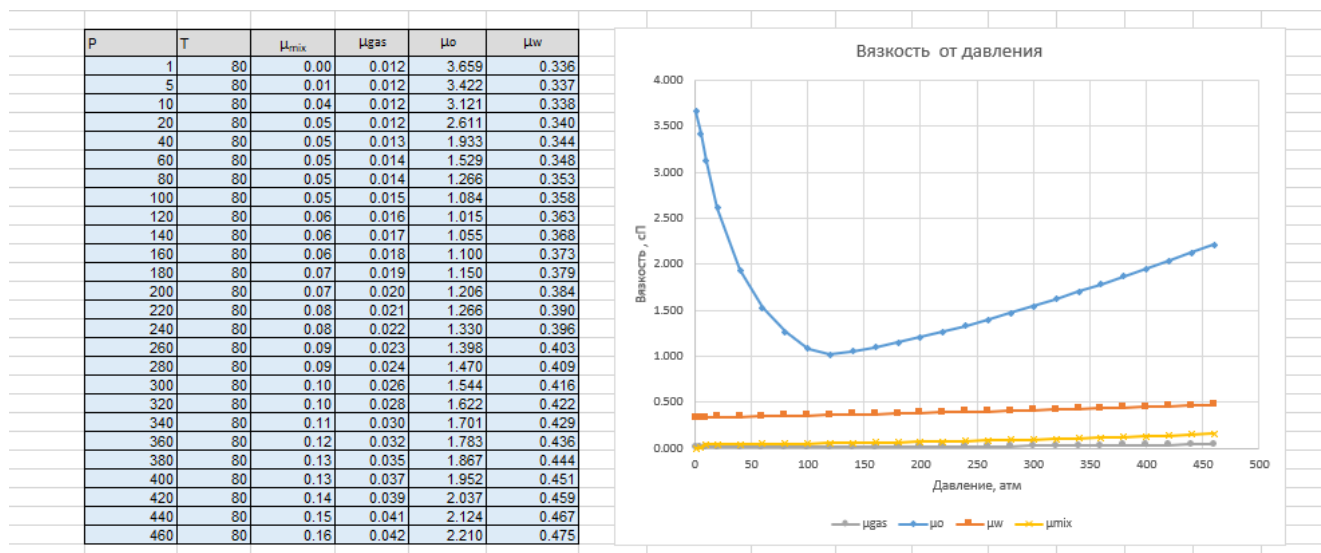


Рис. 1.13 — Разложение вязкости смеси на отдельные компоненты

Для самопроверки ответьте на следующие вопросы

1. Насколько изменится расход ГЖС при изменении температуры от 30 С до 100 С? Оцените в уме и проверьте себя на основе расчета
2. Может ли в потоке появиться свободный газ при давлении выше давления насыщения? Если да то при каких условиях?
3. Как изменится вязкость ГЖС при подъеме на поверхность в скважине? Оцените степень изменения в уме и проверьте себя на основе расчета

1.4 Расчет штуцера

Для контроля дебита и/или давления на добывающих скважинах вблизи устья может устанавливаться штуцер.

Расчет потока через данное гидравлическое сопротивление начинается с предварительного задания PVT свойств, параметров потока и конструкции элементов.

В упражнении предлагается рассчитать

1. Линейное давление
2. Буферное давление
3. Дебит вместе с подстроечным параметром

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S
1	Упражнения по работе с макросами Uniflow VBA					версия	7.7												
2	Расчет характеристик штурера																		
3																			
4																			
5																			
6	Физико - химические свойства флюида PVT																		
7		γ_o	0.87		870	кг/м ³													
8		γ_{sw}	1		1000	кг/м ³													
9		γ_g	0.8		0.976	кг/м ³													
10		R_{so}	80	м ³ /м ³	92	м ³ /т													
11		R_s	80	м ³ /м ³	92	м ³ /т													
12		$P_{o\text{ sat}}$	120	атма	122	МПа													
13		T_{res}	100	С	212	°F													
14		$B_{ob\text{ sat}}$	1.2	м ³ /м ³															
15		$\mu_{ob\text{ sat}}$	1	cP															
16	Параметры потока флюида																		
17		f_w	20	%															
18		Температура на входе	30	С															
19	Конструкция																		
20		Диаметр трубы	70	мм															
21		Диаметр штурера	10	мм															
22																			
23		PVT строка	gamma_gas=0.870; gamma_oil=0.870; gamma_water=1.000; rho_m3m3=80.000; rho_m3m3=80.000; pb_atma=120.000; tres_C=100.000; bob_m3m3=1.200; muob_cP=1.000; PVTcorr=0; ksep_f=0.000; pksep_atma=1.000; tksep																
24																			

- Какие параметры описывают гидравлический элемент штурер? какие надо задать, а какие можно рассчитать?
- Постройте зависимость давления на выходе из штурера от дебита при различных диаметрах и давлениях на входе
- Постройте зависимость давления на входе в штурер от дебита. Для всех ли значений дебита можно построить такую зависимость?
- Постройте описанные выше зависимости от газового фактора
- Настройте модель штурера по известному дебиту и перепаду давления. Как изменится дебит в этом случае при уменьшении диаметра штурера

Рис. 1.14 — Исходные данные для расчета потока через штуцер

[illegible]

Рис. 1.15 — Расчет давлений и дебитов через ограничитель

Стоит отметить, что некоторые функции возвращают результат в виде массивов, которые занимают несколько ячеек. (Это можно определить по наличию фигурных скобок в строке формул). Поэтому для выдачи правильного результата необходимо выделить диапазон ячеек для будущего расположения массива. (Он выделен синим цветом; если диапазон окажется большим, в лишних ячейках появится сообщение "Н/Д"). После выделения диапазона наберите необходимую формулу и нажмите сочетание клавиш Ctrl+Shift+Enter.

Пользуясь инструкцией выше, для расчета линейного давления по буферному выделите диапазон C29:G30, вставьте следующую функцию в строку формул и после нажмите сочетание клавиш Ctrl+Shift+Enter.

```
=MF p choke atma(Qliq ;fw ;d choke;Pbuf ;1;d pipe;T choke;;PVTstr )
```

Если Вы все сделали правильно, то Вы увидите массив значений из двух строк: строка названий параметров и их значения.

Аналогично для расчета перепада давления

=MF_p_choke_atma(Qliq_;fw_;d_choke;Pbuf_;1;d_pipe;T_choke;;PVTstr_)

Расчет буферного давления по линейному

=MF_p_choke_atma(Qliq_;fw_;d_choke;Plin_;0;d_pipe;T_choke;;PVTstr_)

И перепад давления для данного случая

=MF_dp_choke_atm(Qliq_;fw_;d_choke;Plin_;0;d_pipe;T_choke;;PVTstr_)

Для вычисления дебита с помощью давлений предварительно необходимо рассчитать подстроечный параметр

=MF_cf_choke_fr(Qliq_; fw_; d_choke; Pbuf_; Plin_; d_pipe;
T_choke; PVTstr_)

После возможно рассчитать уже сам дебит через штуцер

=MF_qliq_choke_sm3day(fw_; d_choke; Pbuf_; Plin_; d_pipe;
T_choke; C37; PVTstr_)

Чтобы построить график давления на входе штуцера от дебита при разных давлениях на выходе воспользуйтесь функцией для полного заполнения таблицы

=MF_p_choke_atma(C\$49; fw_; d_choke; \$B50;0; d_pipe; T_choke;0;
PVTstr_)

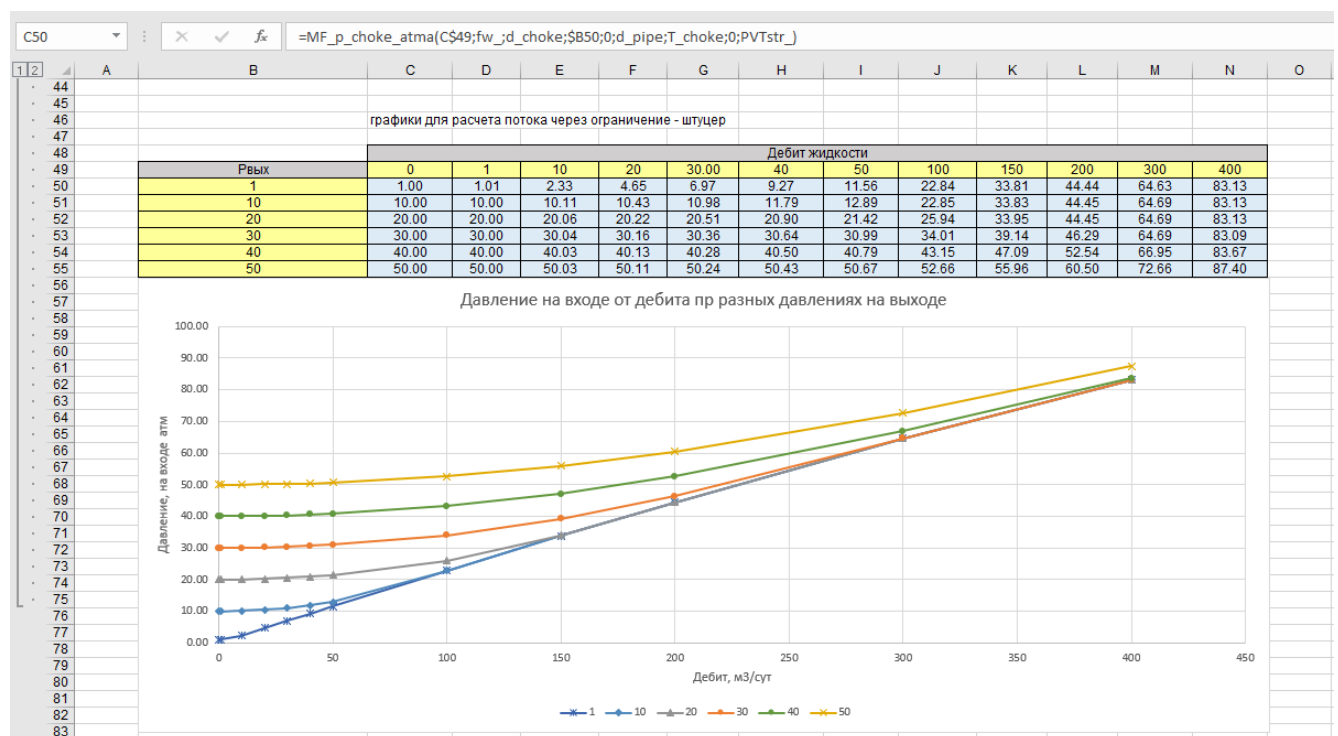


Рис. 1.16 — Давление на входе штуцера в зависимости от различных дебитов на выходе и давлений

Теперь Вы можете ответить на следующие вопросы:

1. Какие параметры описывают гидравлический элемент штуцер? Какие надо задать, а какие можно рассчитать?
2. Постройте зависимость давления на входе в штуцер от дебита. Для всех ли значений дебита можно построить такую зависимость?
3. Настройте модель штуцера по известному дебиту и перепаду давления. Как изменится дебит в этом случае при уменьшении диаметра штуцера

1.5 Расчет распределения давления в трубе

На распределение давления в трубе среди прочих параметров влияют режим потока газожидкостной смеси и явление проскальзывание газа. Недоучет данных параметров может привести к значительным ошибкам. Методы для расчета распределения давления можно разделить на две категории: корреляции, полученные экспериментальным путем и механистические модели, в основе которых заложены физические модели.

Для выполнение упражнения задайте PVT свойства флюидов, свойства потока и параметры трубы.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T
1	Упражнения по работе с макросами Uniflow VBA					версия	7.7													
2	Расчет свойств многофазного потока в трубе																			
3																				
4																				
5																				
6	Физико - химические свойства флюида PVT																			
7		γ_o	0.87		870	кг/м ³														
8		γ_w	1		1000	кг/м ³														
9		γ_g	0.8		0.976	кг/м ³														
10		R_{so}	80	м ³ /м ³	92	м ³ /т														
11		R_o	80	м ³ /м ³	92	м ³ /т														
12		$P_{b (cal)}$	120	атма	122	МПа														
13		T_{oil}	100	С		Ф														
14		$B_{ob (cal)}$	1.2	м ³ /м ³																
15		$\mu_{ob (cal)}$	1	сП																
16	Параметры потока флюида																			
17		Q_i	50	м ³ /сут																
18		f_w	20	%																
19	Параметры трубы																			
20		L	200	м																
21		ID	62	мм																
22		θ	90	°																
23		P0	30	атма																
24		P1	40	атма																
25		T0	40	°C																
26		T1	30	°C																
27																				
28	PVT строка					gamma_gas 0.800 gamma_oil 0.870 gamma_wat 1.000 rab_m3m3 80.000 rp_m3m3 80.000 pb_atma 120.000 tres_C 100.000 bob_m3m3 1.200 muob_cP 1.000 PVTcorr 0 ksep_fr 0.000 pksep_atma -1.000 (ksep_C -1.000,														

Рис. 1.17 — Исходные данные для расчета распределения давления

Где параметры трубы расшифровываются следующим образом:

L - длина трубы, м

ID - внутренний диаметр, мм

θ - угол наклона трубы от горизонтали, град

$P0, P1$ - давление на верхнем и нижнем конце трубы соответственно, атм

$T0, T1$ - температура на верхнем и нижнем конце трубы соответственно, С

Расчет давления в обоих направлениях ведется с помощью одной функции, возвращающий массив из 2 значений - давления и температуры. Выделите диапазон E33:F33, вставьте функцию

=MF_p_pipe_atma(Q_;fw_;l0_;C33;p0_;PVRstr1_;theta_;id_;;t0_)

и нажмите сочетание клавиш Ctrl+Shift+Enter. Далее заполните таблицу "методом протяжки" сверху-вниз

Обратите внимание, что расчет на каждом шаге основывается на значениях предыдущего вычисления, требуются так называемые граничные условия.

Расчет давления снизу-вверх выполните аналогично с помощью функции, "протянув" ее снизу-вверх

=MF_p_pipe_atma(Q_;fw_;C57;C56;G57;PVRstr1_;theta_;id_;;t1_)

Для закрепления материала ответьте на вопросы

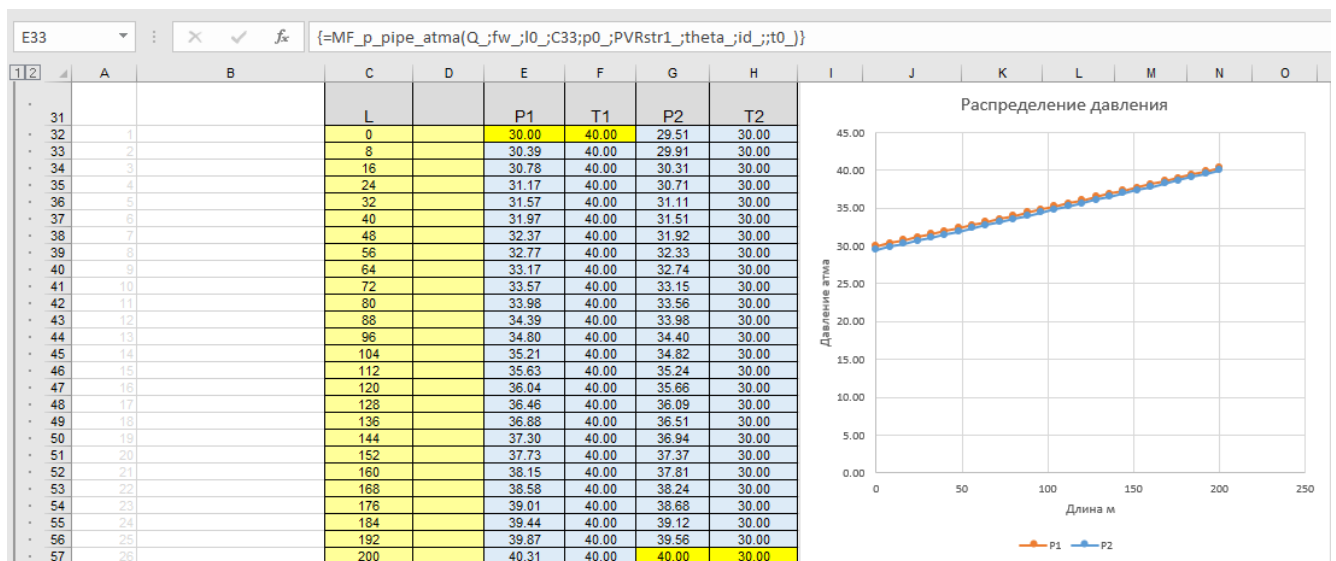


Рис. 1.18 — Распределение давления по трубе сверху-вниз и снизу-вверх

1. Какие параметры влияют на перепад давления в трубе?
2. Может ли в трубопроводе давление ниже по потоку (на выходе) быть больше чем выше по потоку (на входе)?
3. Насколько сильно влияет на расчет выбор гидравлической корреляции PVT свойства?
4. Насколько сильно влияет на расчет температуры давления?

1.6 Расчет коэффициентов сепарации

Процессы сепарации на приеме погружного оборудования значительно влияют на процесс добычи. Как при естественной, так и при искусственной сепарации (при применении газосепараторов) меняются свойства многофазного потока, уменьшается газлифтный эффект, изменяется режим работы центробежного насоса.

В данном упражнении помимо стандартного определения PVT свойств требуется задать термобарические условия на приеме погружного оборудования (в месте, где происходит сепарация) и конструктивные параметры

1	Упражнения по работе с макросами Unifloc VBA				версия	7.7
2	Расчет коэффициентов сепарации					
3						
4						
5						
6	Физико - химические свойства флюида					
7	γ_o	0.875			875	кг/м ³
8	γ_w	1			1000	кг/м ³
9	γ_g	0.9			1.098	кг/м ³
10	R_{so}	80	м3/м3	м ³ /м ³	91	м ³ /т
11	R_o	80	м3/м3	м ³ /м ³	91	м ³ /т
12	$P_{b,cal}$	120	атм	атма	122	МПа
13	T_{res}	120	С	С	248	Ф
14	$B_{ob,cal}$	1.2	м3/м3			
15	$\mu_{ob,cal}$	1	сР			
16	f_w	1	%			
17						
18	Данные по скважине					
19	d_{cas}	125	мм			
20	d_{intake}	100	мм			
21	P_{intake}	30	атм			
22	T_{intake}	80	С			
23						
24						
25	PVT строка				gamma_gas:0.900;gamma_oil:0.875;gamma_wat:1.000;rsb_m3m3:80.000;rp_m3m3:80.000;pb_atma:120.000;tres_C:120.000;bob_m3m3:1.200;muob_cp:1.000;PVTcorr:0;ksep_fr:0.000;pksep_atma:-1.000;tksep_C:-1.000;	
26						

Дополнительные вопросы по упражнению (направления исследований)

1. От каких параметров будет зависеть коэффициент сепарации?

Рис. 1.19 — Исходные данные для сепарации

где

d_{cas} - диаметр обсадной колонны, мм

d_{intake} - диаметр приема погружного оборудования, мм

P_{intake} - давление на приеме, атм

T_{intake} - температура на приеме, С

Для вычисления коэффициента естественной сепарации в зависимости от дебита вставьте в ячейку E32 следующую формулу

```
=MF_ksep_natural_d(C32; wc_; Pintake_; Tintake_; Dintake_;  
Dcas_; PVT_str_)
```

Для проведения экспериментов по влиянию изменения диаметра обсадной колонны воспользуйтесь в ячейке F32 формулой

=MF_ksep_natural_d(C32; wc; Pintake; Tintake; Dintake;
Dcas_*cf_dcas; PVT_str_)

При этом в ячейке F30 с помощью коэффициента Вы можете варьировать диаметр обсадной колонны

Для расчета доли газа в газосепараторе применяется функция

=MF_gas_fraction_d(Pintake;Tintake;0;PVT_str_)*(1-F32)

Коэффициент сепарации газосепаратора

=MF_ksep_gasseparator_d(gassep_type;G32;C32)

При этом можно менять тип газосепаратора в ячейке H30

Общий коэффициент сепарации

=MF_ksep_total_d(E32;H32)



Рис. 1.20 — Результаты расчета естественной и искусственной сепарации

Вопросы к упражнению

1. От каких параметров будет зависеть коэффициент сепарации?
2. Как взаимосвязана естественная и искусственная сепарация?

1.7 Анализ работы ЭЦН

Сегодня доминирующая доля нефти в РФ добывается при помощи ЭЦН. Требуется детальное понимание основных особенностях эксплуатации данного оборудования, режимах работы, возможных осложнениях по причине высокой вязкости продукции, газосодержания, механических примесей и т.д.

Наиболее ценную информацию о работе насоса может дать его характеристика: зависимость параметров работы ЭЦН - напора, потребляемой мощности, перепада давления, КПД, от подачи (дебита скважины)

Для анализа работы скважины, оснащенной УЭЦН, требуются следующие исходные данные

1. Физико - химические свойства флюида
2. Данные по скважине
3. Данные по ЭЦН
4. Параметры пласта

PVT свойства задаются аналогично предыдущим упражнениям, а для параметров, характеризующих скважину, приняты следующие обозначения

H_{mes} - глубина скважины измеренная (вдоль ствола скважины), м

$H_{mes} - H_{vert}$ - удлинение ствола скважины, м

H_{pump} - глубина спуска насоса, м

ID_{cas} - внутренний диаметр обсадной колонны, мм

OD_{tub} - внешний диаметр НКТ, мм

ID_{tub} - внутренний диаметр НКТ, мм

D_{intake} - диаметр приемной сетки ЭЦН, мм

P_{buf} - буферное давление, атм

P_{intake} - давление на приеме ЭЦН, атм

T_{intake} - температура на приеме ЭЦН, С

P_{dis} - давление на выкиде ЭЦН, атм

P_{wf} - давление на забое, атм

Q_{liq} - дебит жидкости в поверхностных условиях, м³/сут

f_w - обводненность в поверхностных условиях, %

Параметры, описывающие ЭЦН:

ЭЦН Q_{nom} - номинальная подача ЭЦН, м³/сут

ЭЦН H_{nom} - номинальная напор ЭЦН, м

F - частота питающего тока двигателя, Гц

ЭЦН ID - идентификационный номер насоса (по формуле, см. ниже), находящийся в базе Unifloc 7.11 VBA

ЭЦН имя - обозначение насоса: название, габарит и номинальная подача (по формуле, см. ниже)

ЭЦН Q_{max} - максимальная производительность насоса (по формуле, см. ниже), м³/сут

1	Упражнения по работе с макросами Unifloc VBA				версия	7.7
2	Анализ работы ЭЦН					
3						
4						
5						
6	Физико - химические свойства флюида					
7	γ_o	0.87		870	кг/м ³	
8	γ_w	1		1000	кг/м ³	
9	γ_g	0.8		0.976	кг/м ³	
10	R_{ob}	80	м ³ /м ³	92	м ³ /т	
11	R_p	80	м ³ /м ³	92	м ³ /т	
12	$P_{o\text{ cal}}$	120	атма	122	МПа	
13	T_{res}	100	С	212	Ф	
14	$B_{ob\text{ cal}}$	1.2	м ³ /м ³			
15	$\mu_{ob\text{ cal}}$	20	сП			
16						
17	Данные по скважине					
18	H_{inss}	2000	м			
19	$H_{inss}-H_{out}$	0	м			
20	H_{pump}	1500	м			
21	ID_{cda}	125	мм			
22	OD_{sub}	73	мм			
23	ID_{sub}	62	мм			
24	D_{intake}	100	мм			
25	P_{out}	20	атм			
26	P_{intake}	34	атм			
27	T_{intake}	80	С			
28	P_{dis}	150	атм			
29	P_{ref}	70	атм			
30	Q_{liq}	50	м ³ /сут			
31	f_w	0	%			

Дополнительные вопросы по упражнению (направления исследований)

1. Какие параметры влияют на перепад давления в насосе?

Рис. 1.21 — Исходные данные для свойств флюида и параметров скважины

Ступени - количество ступеней, исходя из общего напора ЭЦН и напора одной ступени (по формуле, см. ниже), шт

K_{sep} - коэффициент сепарации газосепаратора, %

P_{sep} - давление сепарации, атм

T_{sep} - температура сепарации, С

Данные о пласте:

P_{res} - пластовое давление, атм

PI - коэффициент продуктивности скважины (по формуле, см. выше в упражнении IPR), м³/сут/атм

$\frac{dT}{dL}$ - геотермический градиент, град / 100 м

Для получения идентификационного номера насоса в базе Unifloc 7.11 VBA была использована формула

=ESP_id_by_rate(Q_ESP_)

Для определения обозначения ЭЦН

=ESP_name(C37)

Расчет максимально возможного дебита

=esp_max_rate_m3day(Freq_; PumpID_) * 1

Количество ступеней

33	ЭЦН			
34		ЭЦН Q _{ном}	110	м3/сут
35		ЭЦН H _{ном}	2000	м
36		F	50	Гц
37		ЭЦН ID	737	
38		ЭЦН имя	BHH5-125	
39		ЭЦН Q _{max}	230	
40		Ступени	324	шт
41		K _{сер гс}	90%	
42		P _{сер}	80.00	атм
43		T _{сер}	80.00	С
44				
45	Пласт			
46		P _{ис}	250	атм
47		PI	0.29	м3/сут/атм
48		dT/dL	3	град/100 м
49		N	20	

Рис. 1.22 — Исходные данные для ЭЦН и пласта

$$= \text{CEJIOE}(\text{Head ESP} / \text{ESP head m}(\text{Q ESP} ; 1 ; ; \text{PumpID}))$$

Также для удобства использования параметры насоса: ID, напор и рабочая частота, зашифровываются в строку с помощью функции

```
=ESP Encode string(PumpID ;Head ESP ;Freq )
```

Свободный газ негативно влияет на работу ЭЦН. В ячейке D51 вычисляется объемная доля газа на приеме газосепаратора с помощью формулы

```
=MF gas fraction d(Pintake ;Tintake ;fw ;PVTstr)
```

В соседней ячейке D50 для удобного расположения задается вязкость в сПу-
аз

Построение напорной характеристики данного насоса выполняется с учетом вязкости перекачиваемой продукции. Реализованный метод пересчета характеристики с воды на вязкую жидкость Института Гидравлики позволяет учитывать изменение рабочих параметров из-за данного негативного влияния.

Для вычисления напора в метрах водного столба в ячейке D54 воспользуйтесь формулой

```
=ESP head m(C54;NumStage ;Freq ;PumpID ;mu)
```

КПД ЭЦН в долях единиц

```
=ESP eff fr(C54;NumStage ;Freq ;PumpID ;mu)
```

Потребляемую ЭЦН мощность в Вт

```
=ESP Power W(C54;NumStage ;Freq ;PumpID ;mu)
```

Расчет перепада давления, развиваемого насосом, может происходить методом "сверху-вниз" и "снизу-вверх", при этом расчет перепада температур только

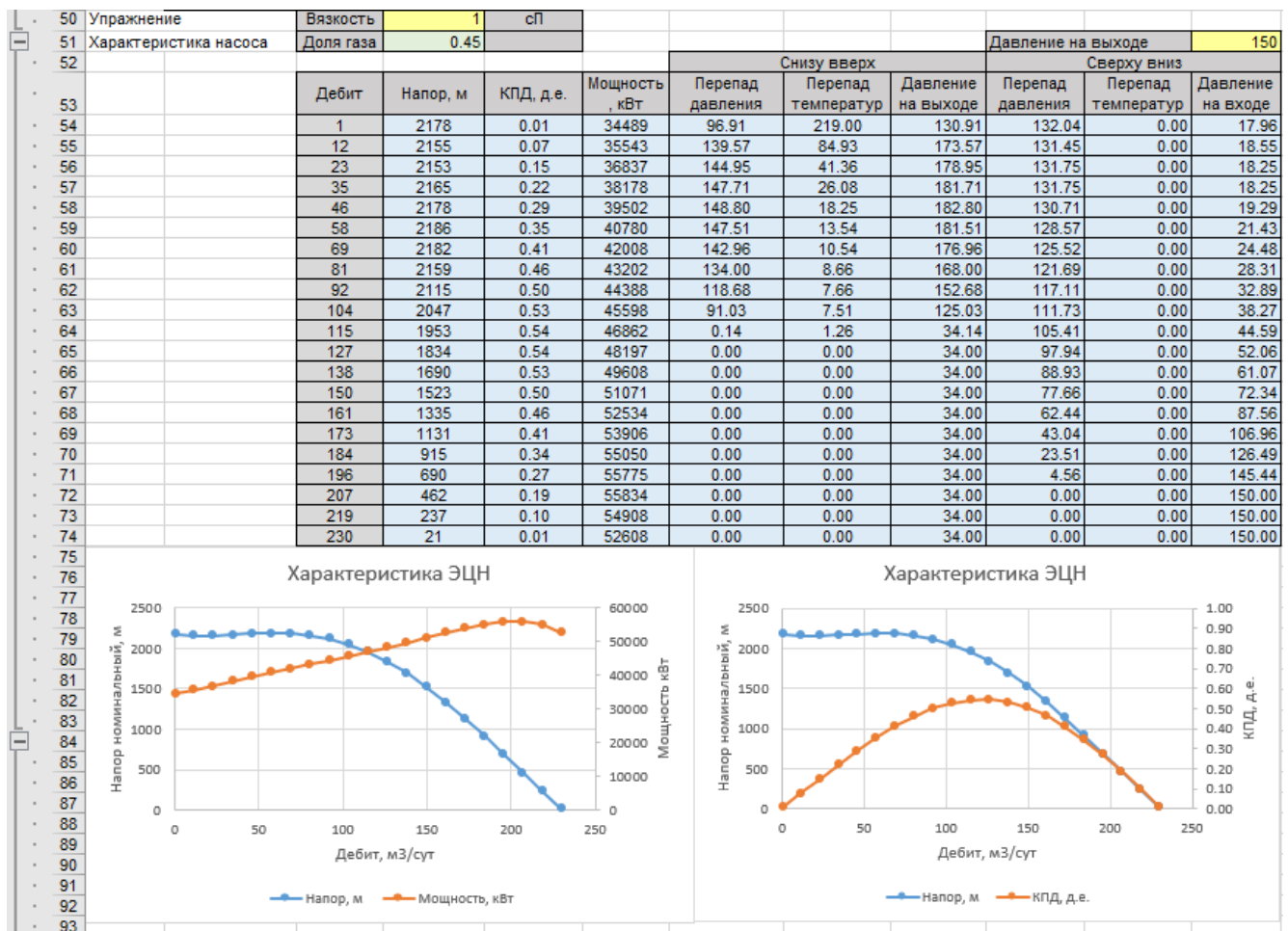


Рис. 1.23 — Напорные характеристики ЭЦН с поправкой на вязкость

методом ”снизу-вверх”. Функция расчета перепада давления и температуры возвращает массив значений, т.е. одновременно перепад давления и температуры. Кроме того, входным параметром для данной функции является направление расчета. Для вычисления выделите диапазон G54:H54, наберите формулу

```
=ESP_dP_atm(C54; fw; Pintake_; NumStage_; Freq_; PumpID_;  
PVTstr; Tintake_; 0)
```

и после нажмите сочетание клавиш Ctrl+Shift+Enter. Далее протяните результат до полного заполнения двух столбцов.

Зная давление на приеме и перепад давления в ЭЦН, давление на выходе ЭЦН можно легко посчитать по формуле

```
=G54+Pintake_
```

Предварительно задав давление на выходе ЭЦН в ячейке L51 возможно посчитать перепад давления методом ”сверху-вниз” аналогичным образом по формуле

=ESP_dP_atm(C54; fw_; Pdis_; NumStage_; Freq_; PumpID_; PVTstr;
Tintake_; Tintake_; 0)

И давление на входе, зная давление на выходе и перепад давления

=Pdis-J54

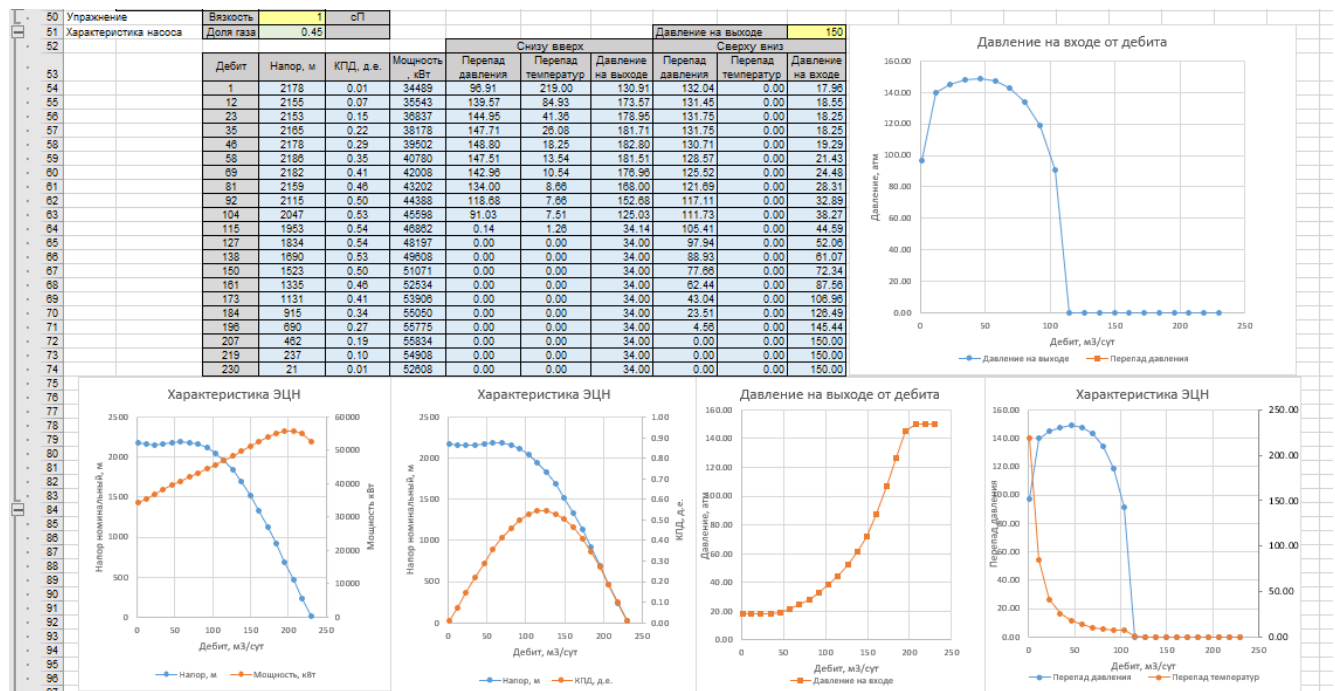


Рис. 1.24 — Расчет перепада давления и температур в ЭЦН в зависимости от дебита

Вопросы для упражнения:

1. Какие параметры влияют на перепад давления в насосе?
2. Насколько сильно влияет вязкость на напорные характеристики ЭЦН?
3. Как влияет на работу ЭЦН изменение частоты?

1.8 Анализ работы ПЭД

Упражнение показывает характеристики погружного асинхронного электрического двигателя, применяемого в УЭЦН.

Также стоит отметить, что расчетные функции предназначаются для образовательных целей. Детального сопоставления расчетных характеристик с фактическими не проводилось. (06.2019)

Для выполнения упражнения необходимо задать параметры электродвигателя

U_{nom} - номинальное напряжение ПЭД, В

F_{nom} - номинальная частота тока, Гц

I_{nom} - номинальная сила тока, А

ID - способ инициализации данных двигателя. 1 - по фактическим значениям параметров (по паспорту), 2 - по схеме замещения Гридина

А также рабочее напряжение U , В и рабочую частоту тока F , Гц

После этого в ячейке C10 будет произведен расчет номинальной мощности ПЭД с помощью функции

=Motor_Pnom_kW(Unom; Inom; Fnom; ID)

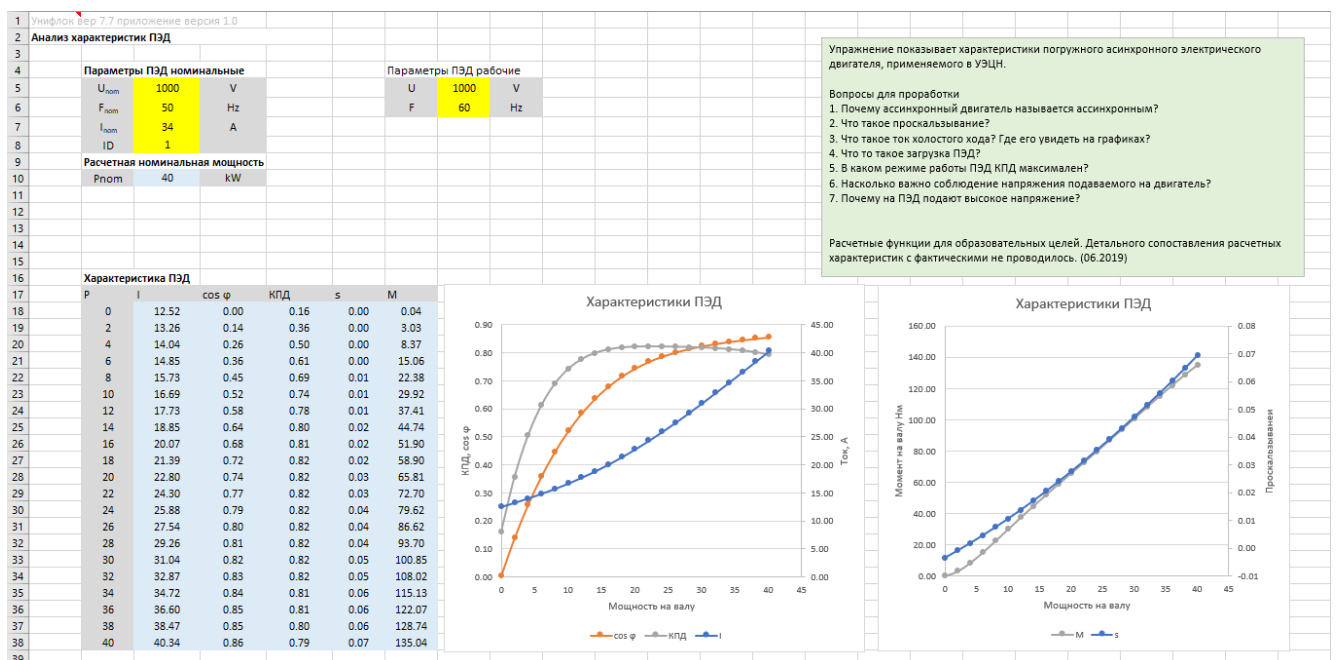


Рис. 1.25 — Исходные данные ПЭД и различные характеристики в зависимости от мощности на валу

Для построения характеристики ПЭД (параметры двигателя от мощности на валу M) воспользуйтесь следующими формулами

Определение тока двигателя I , А

=motor_I_A(B18; F; U; Unom; Inom; Fnom; ID)

Расчет $\cos \varphi$

=motor_CosPhi_d(B18; F; U; Unom; Inom; Fnom; ID)

КПД, д.ед.

=motor_Eff_d(B18; F; U; Unom; Inom; Fnom; ID)

Проскальзывание S

=motor_S_d(B18;F;U;Unom;Inom;Fnom;ID)

Момент на валу M , Н*м

=motor_M_Nm(B18;F;U;Unom;Inom;Fnom;ID)

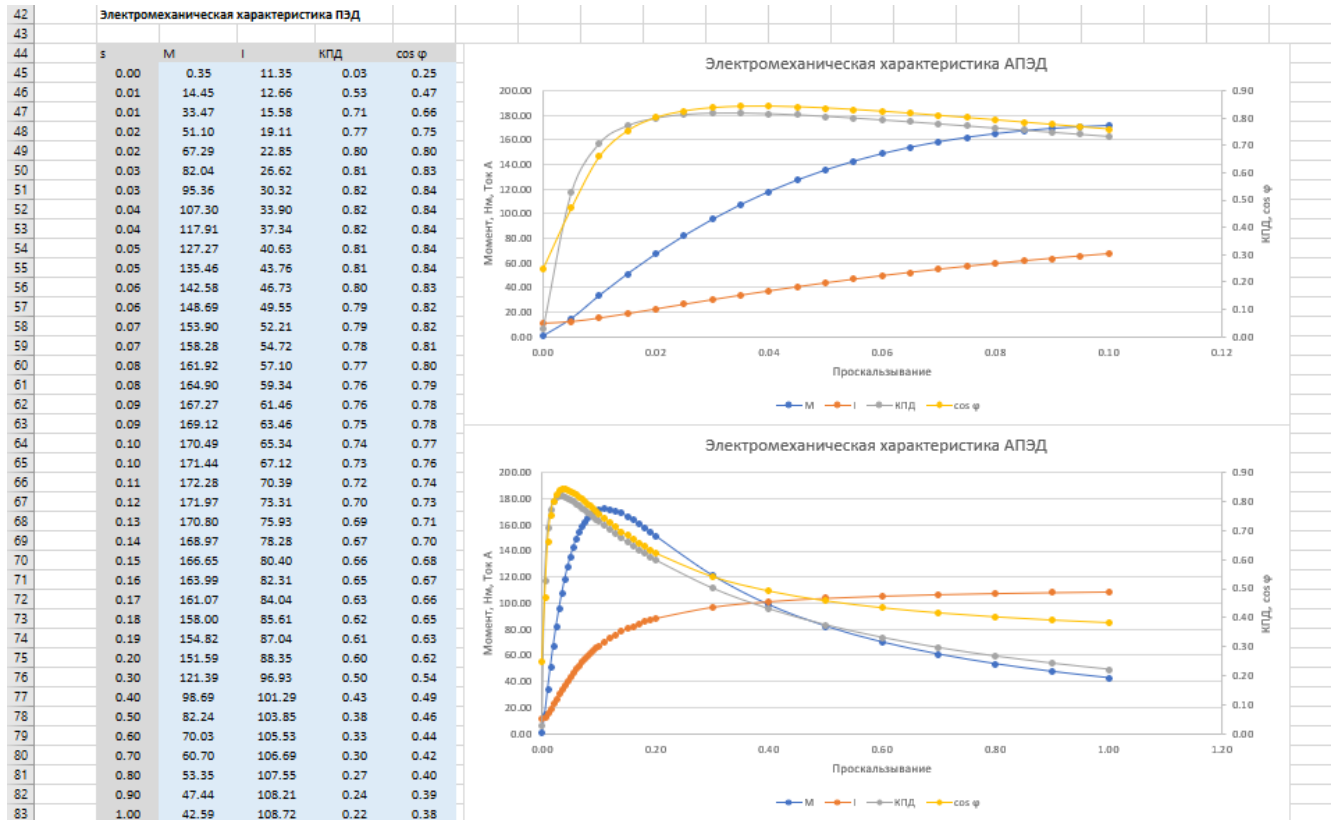


Рис. 1.26 — Электромеханическая характеристика АПЭД

Для расчета электромеханической характеристики АПЭД (параметры двигателя в зависимости от проскальзывания S) используйте формулы

Момент на валу M , Н*м

=motor_M_slip_Nm(B45;F;U;Unom;Inom;Fnom;0)

Сила тока I , А

=motor_I_slip_A(B45;F;U;Unom;Inom;Fnom;0)

КПД, д.ед.

=motor_Eff_slip(B45;F;U;Unom;Inom;Fnom;0)

Расчет $\cos \varphi$

=motor_CosPhi_slip(B45;F;U;Unom;Inom;Fnom;0)

Для проведения исследований по напряжению ПЭД воспользуйтесь следующими формулами для значений загрузки двигателя 0.6, 0.8, 1

=motor_Eff_d(C\$90;F;\$B91;Unom;Inom;Fnom;ID)

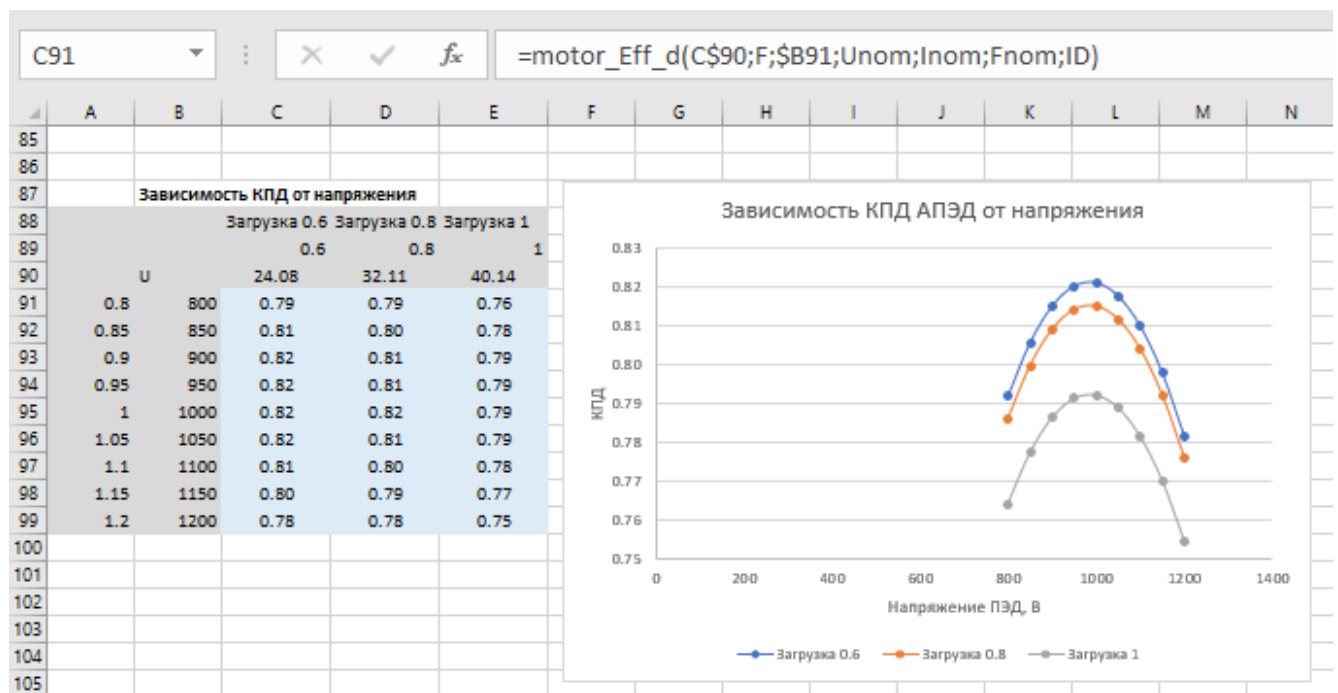


Рис. 1.27 — Зависимость КПД АПЭД от напряжения и загрузки

=motor_Eff_d(D\$90;F;\$B91;Unom;Inom;Fnom;ID)

=motor_Eff_d(E\$90;F;\$B91;Unom;Inom;Fnom;ID)

в ячейках C91, E91, D91 соответственно. "Протянув" значения Вы можете заполнить таблицу.

Вопросы для упражнения:

1. Почему асинхронный двигатель называется асинхронным?
2. Что такое проскальзывание?
3. Что такое ток холостого хода? Где его увидеть на графиках?
4. Что то такое загрузка ПЭД?
5. В каком режиме работы ПЭД КПД максимален?
6. Насколько важно соблюдение напряжения подаваемого на двигатель?
7. Почему на ПЭД подают высокое напряжение?

1.9 Анализ работы фонтанирующей скважины

При достаточном количестве естественной энергии скважина может фонтанировать. Инженерные расчеты требуются как для оптимизации работы самого подъемника, так и системы "скважина-пласт".

Для упражнения требуется задать PVT свойства флюидов, конструкцию скважины, свойства пласта и текущий режим работы скважины (дебит). Все исходные данные заполняются аналогично предыдущим упражнениям за исключением функции, объединяющей все данные о скважине в одну строку, расположенной в ячейке G23

=well_encode_string(Hmes_;Htube_;Udl_;Dcas_;Dtub_;0;;Twf_;Tbuf_)

Wellstr1		=well_encode_string(Hmes_;Htube_;Udl_;Dcas_;Dtub_;0;;Twf_;Tbuf_)																	
1	Упражнения по работе с макросами Unifluc VBA				версия	7.7													
2	Расчет распределения давления в фонтанирующей скважине																		
3																			
4																			
5																			
6	Физико-химические свойства флюида																		
7	γ_o	0.87			870	кг/м ³													
8	γ_w	1			1000	кг/м ³													
9	γ_g	0.8			0.976	кг/м ³													
10	R_{so}	80			92	м ³ /т													
11	R_g	80			92	м ³ /т													
12	$P_{o,atm}$	150			атм														
13	T_{res}	80			С														
14	$B_{o,atm}$	1.2			м ³ /м ³														
15	t_w	0			%														
16	$\mu_{o,atm}$	1			сП														
17																			
18																			
19	Данные по скважине																		
20	H_{res}	2000			м														
21	$H_{well}-H_{bot}$	0			м														
22	H_{tub}	2000			м														
23	ϕ	90			°														
24	ϕ_{res}	125			мм														
25	OD_{tub}	73			мм														
26	ID_{tub}	62			мм														
27	$P_{o,atm}$	20			атм														
28	P_{res}	0			атм														
29	P_{wf}	70			атм														
30	T_{wf}	80			С														
31	T_{tub}	20			С														
32	Пласт																		
33	dT/dL	3			град/100 м														
34	P_{res}	250			атм														
35	PI	0.62			мЗ/сут/атм														
36																			
37	N	20																	
38																			
39	Измеренное значение дебита																		
40	Q_{test}	100			мЗ/сут														

Рис. 1.28 — Исходные данные для расчета фонтанирующей скважины

В первой части задания требуется построить распределение давления в скважине методом сверху-вниз и снизу-вверх, задавая при этом граничные условия - давление на устье и на забое соответственно. Для расчета воспользуйтесь в ячейке E50 функцией

=MF_p_pipe_atma(Qtest_; fw_;C49; C50;E49;PVRstr1_; theta_;Dtub_;;D49

”протянув” ее на весь столбец. Расчет снизу-вверх выполните аналогичным образом. Обратите внимание, что при правильных расчетах КРД должны совпадать - решение не должно зависеть от направления.

Во второй части упражнения необходимо построить кривую притока (индикаторную кривую, по Вогелю) и кривую оттока (зависимость давления в начале подъемной трубы от дебита при неизменном давлении на выходе). Забойное давление принимается равным рассчитанному из предыдущей части упражнения. Максимальный дебит скважины и коэффициент продуктивности можно варьировать вместе с обводненностью продукции скважины для анализа добывающей

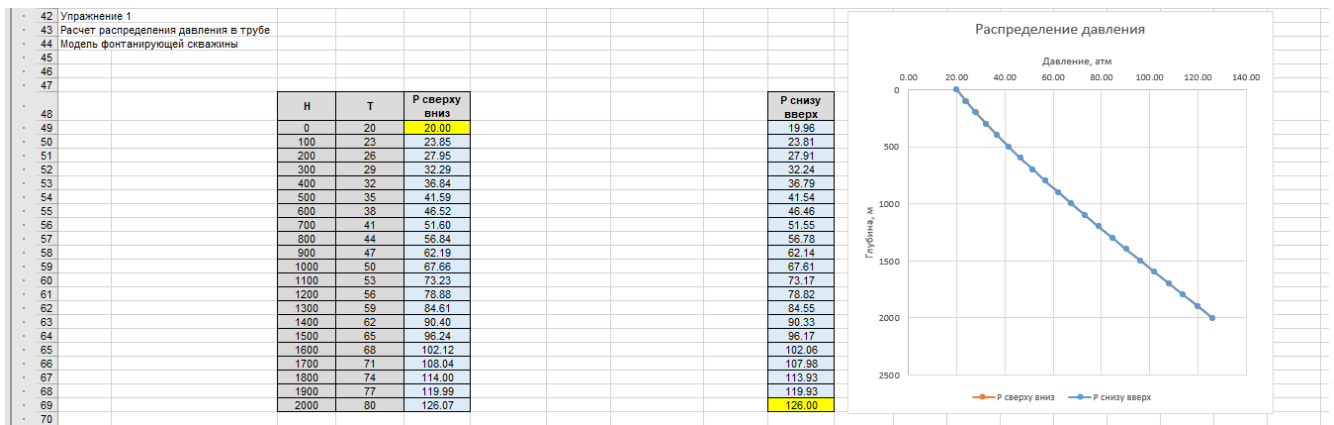


Рис. 1.29 — Расчет КРД в фонтанирующей скважине

системы. Точка пересечения кривых притока и оттока будет являться рабочей точкой системы "пласт-скважина".

Для вычисления забойного давления для индикаторной кривой воспользуйтесь в ячейке *F78* уже знакомой Вам функцией

`=IPR_Pwf_atma(PI_1;Pres_;E78;fw_;Pb_)`

Расчет забойного давления по устьевому в ячейке *G78* примените функцию

`=well_pwf_plin_atma(E78;fw_;Pbuf_; Pcas_; Wellstr1_; PVRstr1_;`
`;1;;;;;1)`

Для другой величины обводненности продукции в *H78* при анализе дальнейшей работы

`=well_pwf_plin_atma(E78;fw_2;Pbuf_; Pcas_; Wellstr1_; PVRstr1_;`
`;1;;;;;1)`

Заполнив таблицу до конца Вы получите следующий результат

Для анализа влияния ГФ скважины на забойное давление воспользуйтесь теми же самыми функциями, за исключением того, что каждый раз будет меняться PVT строка свойств флюидов

В ячейке *H108*

`=well_pwf_plin_atma(Qtest_;fw_;Pbuf_;Pcas_;Wellstr1_;G108;;1;;;;;1)`

В ячейке *I108*

`=well_pwf_plin_atma(Qtest_;fw_3;Pbuf_;Pcas_;Wellstr1_;G108;;1;;;;;1)`

Теперь Вы можете ответить на вопросы:

Вопросы для проработки

1. Постройте распределение давления методом сверху-вниз и снизу-вверх.

При каком условии эти кривые совпадут?

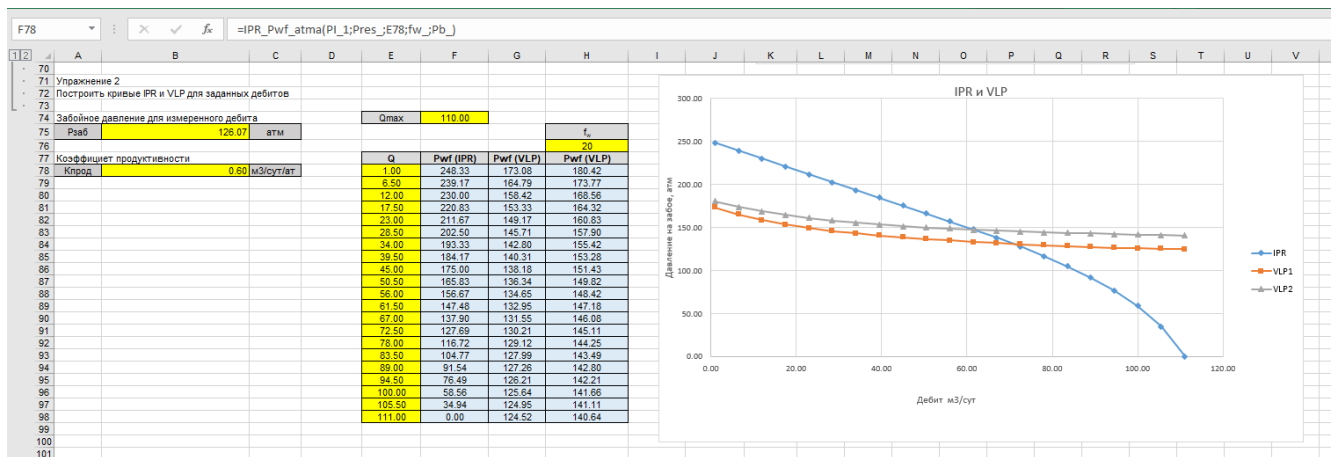


Рис. 1.30 — Кривые оттока и притока для узлового анализа работы фонтанирующей скважины

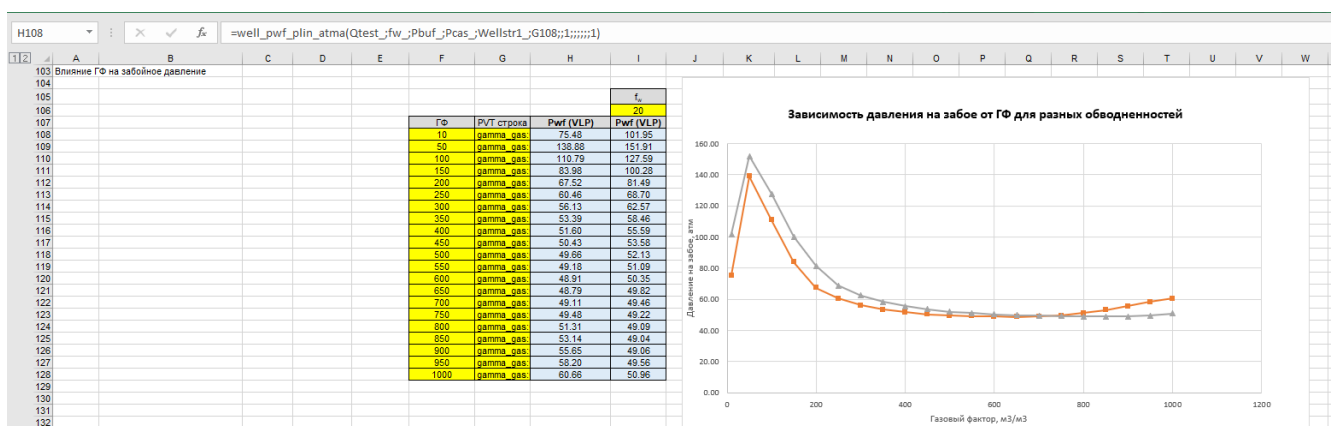


Рис. 1.31 — Влияние газового фактора и обводненности на забойное давление

2. С помощью кривых притока (IPR) и оттока (VLP) определите рабочую точку системы "скважина-пласт". От чего зависит ее положение?
3. Как газовый фактор влияет на кривую оттока?

1.10 Анализ работы скважины, оснащенной УЭЦН

По сравнению с моделью фонтанирующей скважины в данный расчет добавляются такие важные элементы, как сепарация на приеме погружного оборудования и напорная характеристика ЭЦН. К стандартным исходным данным добавляется вторая PVT строка (G45) для разделения упражнения на 2 части.

```
=PVT_encode_string(gamma_gas_; gamma_oil_; ; Rsb_; Rp_; Pb_;  
Tres_; Bob_; mu_;; KsepGasSep_; PKsep2; TKsep2)
```

Стоит сразу отметить важность определения давления и температуры, при которой происходит сепарация газа в затрубное пространство. При неизвестном давлении на приеме погружного оборудования (давлении сепарации) требуется определить его с помощью гидравлической корреляции, например, при расчете снизу-вверх от забойного давления. Однако расчет перепада давления в трубе зависит от PVT свойств, в том числе давления сепарации - поэтому требуется итеративный подход для изменения давления сепарации до тех пор, пока оно не окажется стабильным (и равным давлению на приеме погружного оборудования по гидравлической корреляции). Т.к. при сепарации происходит модификация флюида, пренебрежение согласованностью приведет к неправильному расчету - поток может быть дегазированным на забое или наоборот с высокой долей газа в насосе или НКТ. Изменять давление сепарации P_{sep} можно в ячейке C43

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X
1	Упражнения по работе с макросами Uniflot VBA						версия	7.7																
2	Расчет распределения давления в скважине, оснащенной ЭЦН																							
3																								
4																								
5																								
6	Физико-химические свойства флюида																							
7		γ_o	0.87			870	кг/м ³																	
8		γ_w	1			1000	кг/м ³																	
9		γ_g	0.8			0.978	кг/м ³																	
10		R_{sb}	80	м ³ /м ³		92	м ³ /т																	
11		R_{sl}	80	м ³ /м ³		92	м ³ /т																	
12		P_{sep}	120	атм		122	МПа																	
13		T_{sep}	100	°C		212	°F																	
14		B_{sb}	1.2	м ³ /м ³																				
15		B_{sl}	5	сПугаз																				
16																								
17	Данные по скважине																							
18		H_{tot}	2000	м																				
19		H_{sep}	0	м																				
20		H_{sep}	1500	м																				
21		ID_{in}	125	мм																				
22		OD_{in}	73	мм																				
23		θ	90	°																				
24		ID_{in}	82	мм																				
25		Q_{in}	100	м ³ /сут																				
26		P_{in}	20	атм																				
27		P_{sep}	34	атм																				
28		T_{sep}	80	°C																				
29		P_{in}	150	атм																				
30		P_{in}	70	атм																				
31		Q_{in}	50	м ³ /сут																				
32		f_w	0	%																				
33																								
34	ЭЦН																							
35		ЭЦН Q_{in}	110	м ³ /сут																				
36		ЭЦН H_{tot}	2000	м																				
37		F	50	Гц																				
38		ЭЦН ID	737																					
39		ЭЦН или	BH5-125																					
40		ЭЦН Q_{in}	230	м ³ /сут																				
41		Степень	324	шт																				
42		K_{sep}	90%																					
43		P_{sep}	32.95	атм																				
44		T_{sep}	85.00	°C																				
45																								
46	Пласт																							
47		P_{in}	250	атм																				
48		μ_i	0.29	мД/сПугаз																				
49		σ_{TDL}	3	град/100 м																				

Рис. 1.32 — Исходные данные для расчета скважины, оснащенной УЭЦН

В первой части упражнения предлагается построить распределение давления в скважине с постоянным дебитом.

Кривую давления от забоя до приема можно получить с помощью функции

```
=MF_p_pipe_atma(Q_;fw_;C83;C82; F83;PVT_str_; theta_; Dtub_;;  
D83;D82)
```


”протянув” ее до глубины спуска оборудования. С учетом сепарации, которая подробно описывалась выше, требуется изменять значение давления сепарации P_{sep} в исходных данных (C43) пока оно не станет равным расчетному.

Затем в ячейке G78 можно определить коэффициент естественной сепарации

```
=MF_ksep_natural_d(Q_; wc_; Pintake_; Tintake_; Dintake_; Dcas_; PVT_str_)
```

А в H78 искусственную с помощью

```
=MF_ksep_total_d(G78;KsepGasSep_)
```

Распределение давления в НКТ рассчитывается методом сверху-вниз, начиная с ячейки K64

```
=MF_p_pipe_atm(Q_; fw_; C63; C64; K63; PVT_str_; theta_; Dintake_; ; D63; D64
```

Таким образом можно получить перепад давления в насосе не прибегая к расчету самого насоса - он будет равен разнице между давлением в нижней точке НКТ и на приеме погружного оборудования (ячейка N78). Но по напорной характеристике с помощью функции в M78

```
=ESP_dP_atm(Q_; fw_; Pintake_; NumStage_; Freq_; PumpID_; PVT_str_; Tin  
0; 1; ; D60)
```

также можно получить данное значение, воспользовавшись коэффициентом деградации напорной характеристики ЭЦН в D60 для адаптации модели. При совпадении результатов двух независимых расчетов возможно оценить состояние погружного оборудования.

Полезным для анализа работы добывающей системы будет знание о доли газа в потоке как до приема погружного оборудования (начиная с ячейки I83)

```
=MF_gas_fraction_d(F83; D83; fw_; PVT_str_)
```

так и после сепарации в НКТ (с J78)

```
=MF_gas_fraction_d(K78; D78; fw_; PVT_str_)
```

На этом первая часть упражнения завершается.

Во второй части упражнения распределение давления скважины строится с учетом того, что она имеет постоянную продуктивность. Изменение забойного давления в ячейке D92 приведет к изменению дебита скважины. Также могут варьироваться давление сепарации, коэффициент деградации и частота ЭЦН для настройки модели.

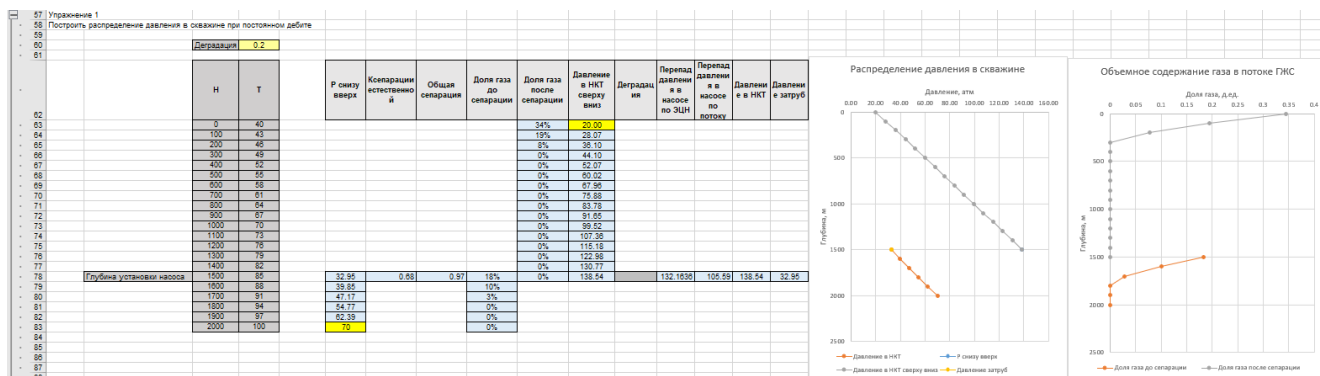


Рис. 1.33 — Распределение давления в скважине с постоянным дебитом

Сам расчет ведется только методом снизу-вверх: по забойному давлению определяется давление на приеме, затем вместе с коэффициентом сепарации рассчитывается перепад давления в насосе по напорной характеристике, а после устьевое давление по давлению на выходе насоса, начиная с ячейки $K114$ с помощью функции

$$=MF_p_pipe_atma(Qreal_; fw_; C115; C114; K115; PVT_str_2; theta_; Dintake_; D115; D114)$$

При этом PVT строка будет использоваться другая из-за отличных значений давления на приеме по сравнению с первой частью упражнения.

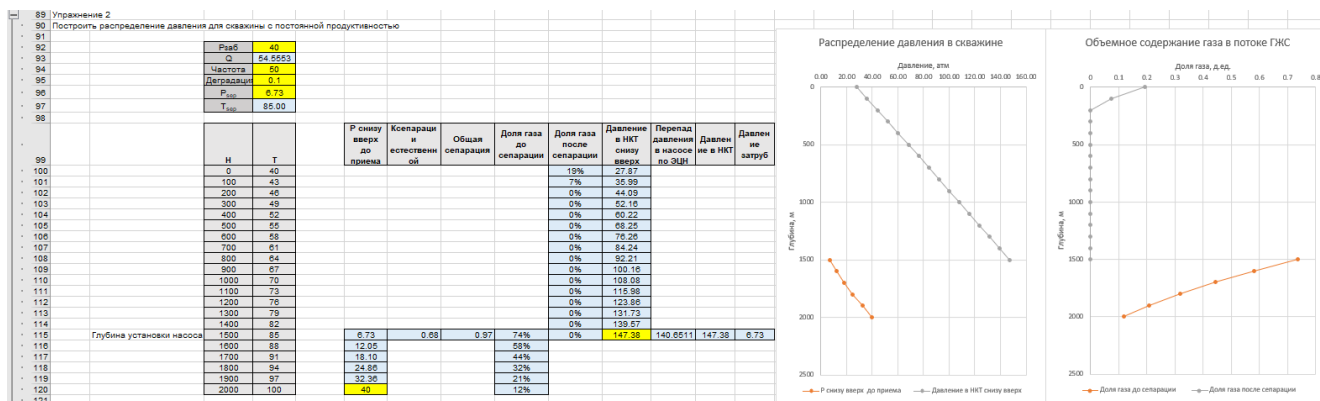


Рис. 1.34 — Распределение давления в скважине с постоянной продуктивностью

С помощью дополнительных исследований (при необходимости) ответьте на вопросы

1. Как влияет сепарация, естественная и искусственная, на работу скважины?
2. Что позволяет учесть коэффициент деградации напорной характеристики ЭЦН?

3. Какое минимальное забойное давление можно считать оптимальным?

1.11 Анализ работы скважины, оснащенной ЭЦН, фонтанирующей через затрубное пространство

Общая теория

При спуске погружного оборудования в фонтанирующую скважину с большим газовым фактором газожидкостный поток у приема может разделяться на 2 составляющие: поток с низким газосодержанием после сепарации естественной и искусственной в НКТ и поток с большой долей свободного газа в затрубное пространство.

При этом ЭЦН за счет энергии движения ГЖС работает практически на холостом ходу, развивая обычный перепад давления по напорной характеристике. Также при дебите большем, чем максимально возможный перепад давления насоса, может происходить турбинное вращение, насос будет работать как гидравлическое сопротивление. Перегрев электродвигателя не происходит, т.к. он непрерывно охлаждается общим газожидкостным потоком.

В затрубном пространстве за счет большого количества газа будет происходить фонтанирование. Давление в затрубном пространстве будет большим, чем буферное, потому как обратный клапан в затрубе, предназначенный для сброса газа, с жидкостью будет функционировать как штуцер, дросселируя давление. Без обратного клапана можно сделать логичное предположение о том, что давления будут равными - газлифтный эффект в затрубном пространстве (подъем газожидкостной смеси за счет снижения плотности) будет равен перепаду давления, который создает ЭЦН.

Отсюда возникает вопрос, рационально ли устанавливать ЭЦН в фонтанирующую скважину с большим газовым фактором?

В данном упражнении предлагается смоделировать данный процесс. Но Вы также можете просмотреть расширенный расчет реальной скважины в папке "app".

Процесс моделирования добывающей системы осложняется тем, что неизвестны доли жидкости: поступающая в насос и НКТ и поднимающаяся по затрубному пространству. Для этого введем коэффициент деления потока ГЖС,

1	Упражнения по работе с макросами Uniflow VBA	версия 7.7
2	Расчет распределения давления в скважине с ЗЦН, в которой происходит фонтанирование через затрубное пространство	
3		
4		
5		
6	Физико-химические свойства флюида	
7	$\gamma_{\text{ж}}$	0.87
8	$\gamma_{\text{г}}$	1
9	$\gamma_{\text{с}}$	0.8
10	$R_{\text{ж}}$	200
11	$R_{\text{г}}$	200
12	$R_{\text{с}}$	130
13	$T_{\text{ж}}$	100
14	$V_{\text{ж}}$	1.2
15	$\mu_{\text{ж}}$	5
16		
17	Данные по скважине	
18	$H_{\text{пл}}$	2000
19	$H_{\text{пл}} - H_{\text{нкт}}$	0
20	$H_{\text{нкт}}$	1500
21	$ID_{\text{пл}}$	125
22	$OD_{\text{пл}}$	73
23	v	90
24	$ID_{\text{н}}$	63
25	$OD_{\text{н}}$	100
26	$P_{\text{пл}}$	10
27	$P_{\text{нкт}}$	38.8
28	$T_{\text{нкт}}$	85
29	$P_{\text{сеп}}$	150
30	$Q_{\text{сеп}}$	100
31	$P_{\text{с}}$	75
32	$Q_{\text{с}}$	60
33	$f_{\text{с}}$	0
34	$Q_{\text{сеп,пл}}$	40
35	$d_{\text{аннулар}}$	52.0
36		
37	ЗЦН	
38	ЗЦН $Q_{\text{сеп}}$	100
39	ЗЦН $H_{\text{пл}}$	2000
40	F	50
41	ЗЦН ID	73
42	ЗЦН или BHN-125	125
43	ЗЦН $Q_{\text{сеп}}$	230
44	Спутник	312
45	$K_{\text{сеп}}$	90%
46	$P_{\text{сеп}}$	38.80
47	$T_{\text{сеп}}$	85.00
48		
49	Плат	
50	$P_{\text{пл}}$	250
51	$\mu_{\text{пл}}$	0.38
52	$d_{\text{пл}}$	3

• Общая теория

При спуске погружного оборудования в фонтанирующую скважину газожидкостный поток у приема разделяется на 2 составляющие: поток с низким газосодержанием после сепарации естественной и искусственной в НКТ и поток с большой долей свободного газа в затрубное пространство. При этом ЗЦН за счет энергии движения ГЖС работает практически на холостом ходу, развивая обычный перепад давления по напорной характеристике. Также при дебите больше, чем максимально возможный перепад давления, насос может происходить турбулентное вращение, насос будет работать как гидравлическое сопротивление. Перегрев электродвигателя не происходит, т.к. он непрерывно охлаждается общим газожидкостным потоком.

В затрубном пространстве за счет большого количества газа будет происходить фонтанирование. Давление в затрубном пространстве будет больше, чем буферное, потому как обратный клапан в затрубе, предназначенный для сброса газа, с мощностью будет функционировать как штуцер, дроселируя давление. Без обратного клапана можно сделать логичное предположение о том, что давление будет равным - газлифтный эффект в затрубном пространстве (подъем газожидкостной смеси за счет снижения плотности) будет равен перепаду давления, который создает ЗЦН.

Отсюда возникает вопрос, рационально ли устанавливать ЗЦН в фонтанирующую скважину с большим газовым фактором?

Вопросы по упражнению

1. Какая доля жидкости идет в насос и НКТ, а какая в затрубное пространство?
2. Постройте ИРД на пути движения жидкости. На каком пути движение ГЖС градиент давления больше?
3. Оцените долю газа в разных точках системы? Где самое высокое значение?

P.5. Помимо данного упражнения Вы можете просмотреть расширенный расчет реальной скважины в папке "app"

PVT строка в насос и НКТ	
gamma_gas:0.800;gamma_oil:0.870;gamma_wat:1.000;rbp_m3m3:200.000;rp_m3m3:200.000;pb_atma:150.000;tres_C:100.000;bob_m3m3:1.200;muob_cP:5.000;PVToom:0;ksep_fr:0.800;pksep_atma:38.800;tksep_C:85.000;	
ЗЦН строка	
q_LHz:50.000000;ESP_U_V:1000.000000;MotorPowerNom_KW:30.000000;Tintake_C:85.000000;Tdis_C:85.000000;KsepGS_fr:0.000000;ESP_energy_fact_Whday:0.000000;ESP_cable_type:0;ESP_Hmes_m:0.000000;GasDegrType:0;KdegFr:0.000;	
PVT строка в затрубное пространство	
gamma_gas:0.800;gamma_oil:0.870;gamma_wat:1.000;rbp_m3m3:200.000;rp_m3m3:200.000;pb_atma:150.000;tres_C:100.000;bob_m3m3:1.200;muob_cP:5.000;PVToom:0;ksep_fr:0.000;pksep_atma:-1.000;tksep_C:-1.000;	

Рис. 1.35 — Набор исходных данных, для расчета фонтанирования через затрубное пространство

обозначающий долю жидкости, поступающую в насос и НКТ, в ячейке N63. Расчет распределения давления в НКТ и затрубном пространстве будем вести стандартным образом с помощью гидравлических корреляций. Отличия в определении давления будет выражаться в применении двух PVT строк: в ячейке G42 будет флюид, учитывающий сепарацию на приеме погружного оборудования, он будет описывать поведение ГЖС в НКТ, а в ячейке G48 будет флюид без сепарации - весь газ будет оставаться в потоке в затрубном пространстве; с помощью коэффициента деления потока из общего дебита Q_{total} рассчитывается расход по НКТ Q_{liq} и по затрубному пространству $Q_{liqannular}$

К формулам, используемым в предыдущем упражнении, добавляется расчет давления в затрубном пространстве (с Q80)

=MF_p_pipe_atma(Q_annular_; fw_; C81;C80; Q81; PVT_str_annular_; theta_; d_annular_pr; 1;D81;D80)

И соответственно доля газа в ГЖС затрубного пространства (с J81)

=MF_gas_fraction_d(Q81; D81; fw_; PVT_str_annular_)

Также напомним о важности правильно определения давления сепарации (описано выше).

Таким образом, с помощью КРД в затрубном пространстве и НКТ предлагается найти такие параметры системы (изменяя коэффициент деления потока,

коэффициент деградации напорной характеристики насоса и т.д.) при котором давление в затрубном пространстве будет равным или большим, чем буферное давление.

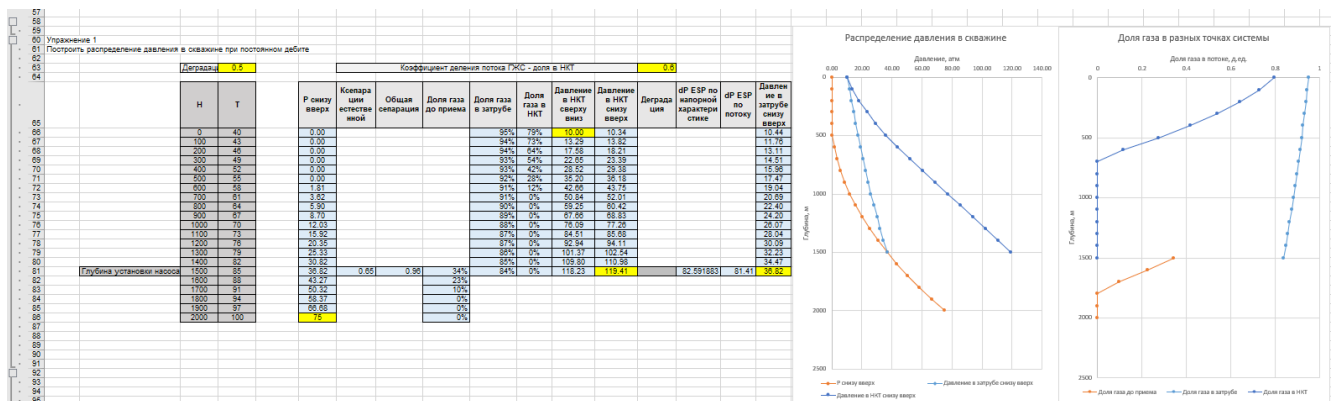


Рис. 1.36 — Настроенная модель скважины с равными давлениями на устье

Вопросы по упражнению

1. Какая доля жидкости идет в насос и НКТ, а какая в затрубное пространство?
2. Постройте КРД на путях движения жидкости. На каком пути движения ГЖС градиент давления больше?
3. Оцените долю газа в разных точках системы? Где самое высокое значение?
4. Оптимальнее ли будет эксплуатировать скважину с помощью чисто фонтанного способа добычи?

1.12 Набор расчетных модулей анализа скважины

Пример использования алгоритмов Unifloc 7.11 VBAприведен в файле UF7 calc well.xlsm.

Файл содержит набор расчетных модулей позволяющих провести анализ данных описывающих работу скважины с применением различных методов добычи.

1.12.1 Расчетный модуль анализа и настройки PVT свойств

Словарь терминов

VBA — Visual Basic for Application язык программирования встроенный в Excel и использованный для написания макросов Unifloc 7.11 VBA.

VBE — Среда разработки для языка VBA. Встроена в Excel.

BHP, Pwf — Bottom hole pressure. Well flowing pressure Забойное давление

BHT, TBH — Bottom hole temperature. Забойная температура

WHP, PWH — Well head pressure. Устьевое давление. Как правило, соответствует буферному давлению.

WHT, TWH — Well head temperature. Устьевая температура. Температура флюида на устье скважины. Температура в точке замера буферного давления.

IPR — Inflow performance relationship. Индикаторная кривая. Зависимость забойного давления от дебита для пласта. Широко используется в узловом анализе.

VLP, VFP — Vertical lift performance, vertical flow performance, outflow curve. Кривая лифта, кривая оттока. Зависимость забойного давления от дебита для скважины. Широко используется в узловом анализе.

ZNLF — Zero net liquid flow. Барботаж - движение газа через столб неподвижной жидкости. Соответствует условиям движения газа в затрубном пространстве при эксплуатации добывающих скважин с использованием погружных насосов.

ЭЦН — Электрический центробежный насос.

УЭЦН — Установка электрического центробежного насоса. Включает весь комплекс погружного и поверхностного оборудования необходимого для работы насоса - насос (ЭЦН), погружной электрический двигатель (ПЭД), гидрозащита (ГЗ), входной модуль (ВМ) и газосепаратор (ГС), электрический кабель, станция управления (СУ) и другие элементы

ESP — Electrical submersible pump. Электрический центробежный насос.

GL — Gas Lift. Газлифтный способ эксплуатации добывающих скважин.

RHX ЭЦН — Расходно напорная характеристика электрического центробежного насоса. Ключевая характеристика ЭЦН. Дается производителем в каталоге ЭЦН для новых насосов или определяется на стенде для ремонтных ЭЦН.

PVT — Pressure Volume Temperature. Общепринятое обозначение для физико-химических свойств пластовых флюидов - нефти, газа и воды.

MF — MultiPhase. Много Фазный поток. Префикс для функций имеющих дело с расчетом многофазного потока в трубах и скважине.

НКТ — Насосно компрессорная труба. Часть конструкции скважины. по колонне НКТ добывается скважинная продукция или закачивается вода. Может быть заменена в процессе эксплуатации при ремонте скважины.

ЭК — Эксплуатационная колонна. Часть конструкции скважины. Не может быть заменена в процессе эксплуатации при ремонте скважины.