

**Министерство образования Республики Беларусь**

**Учреждение образования  
«Гомельский государственный технический  
университет имени П. О. Сухого»**

**Институт повышения квалификации и переподготовки**

**Кафедра «Разработка, эксплуатация нефтяных  
месторождений и транспорт нефти»**

**Т. В. Атвиновская**

## **СКВАЖИННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА**

### **ПРАКТИКУМ**

**по одноименному курсу**

**для слушателей специальности переподготовки  
1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»  
заочной формы обучения**

**Гомель 2018**

УДК 622.276(075.8)  
ББК 33.361я73  
А92

*Рекомендовано кафедрой «Разработка, эксплуатация  
нефтяных месторождений и транспорт нефти» ГГТУ им. П. О. Сухого  
(протокол № 12 от 20.05.2016 г.)*

Рецензент: зав. сектором модельных исследований БелНИПИнефть  
канд. техн. наук *И. В. Лымарь*

- Атвиновская, Т. В.**  
А92 Скважинная добыча нефти и газа : практикум по одноим. курсу для слушателей специальности переподготовки 1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» заоч. формы обучения / Т. В. Атвиновская. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2018. – 39 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Изложены необходимые сведения для ознакомления слушателей с задачами по основным изучаемым темам курса «Скважинная добыча нефти и газа» в соответствии с программой данной дисциплины.

УДК 622.276(075.8)  
ББК 33.361я73

© Учреждение образования «Гомельский  
государственный технический университет  
имени П. О. Сухого», 2018

## Предисловие

Цель методических указаний к лабораторным занятиям по курсу «Скважинная добыча нефти и газа» – дать расширенные теоретические знания студентам.

В методических указаниях включены задачи по основным изучаемым темам курса. В начале каждого лабораторного занятия приводятся краткие теоретические аспекты изучаемой темы, далее – расчет задачи и исходные данные для индивидуального решения. Основная цель задач для индивидуального решения – самостоятельный поиск студентами оптимальных решений.

Методические указания к лабораторным занятиям поможет студентам закреплять теоретический материал, изучаемый на лекциях.

Студент на лабораторных занятиях работает по следующей схеме:

1. изучает теоретические аспекты рассматриваемой темы
2. изучаются условия и исходные данные индивидуального задания
3. расчеты проводятся в тетради, должны быть аккуратно оформлены, написаны четким почерком, без помарок
4. решенное индивидуальное задание представляется к защите.

## **Лабораторная работа № 1 «Источники пластовой энергии»**

Цель работы – изучение источников пластовой энергии и расчет приведенных давлений.

### **1. Теоретическая часть**

**Пластовые давления.** Для правильного понимания всех технологических процессов и явлений, связанных с эксплуатацией нефтяных месторождений и скважин, необходимо уяснить ряд терминов для давлений, которые определяют или влияют на эти технологические процессы.

**Статическое давление на забое скважины.** Статическое давление – это давление на забое скважины, устанавливающееся после достаточно длительной ее остановки. Оно равно гидростатическому давлению столба жидкости в скважине высотой (по вертикали), равной расстоянию от уровня жидкости до глубины, на которой производится измерение. Обычно за такую глубину принимается середина интервала вскрытой толщины пласта. С другой стороны, это давление равно давлению внутри пласта, вскрытого скважинами, и поэтому оно называется пластовым давлением.

**Статический уровень.** Уровень столба жидкости, установившийся в скважине после ее остановки при условии, что на него действует атмосферное давление, называется статическим уровнем.

Если устье скважины герметизировано, то обычно в верхней части скважины скапливается газ, создающий некоторое давление на уровень жидкости. В этом случае уровень жидкости не называется статическим, хотя соответствует статическим условиям скважины, и давление на забое скважины равно сумме гидростатического давления столба жидкости и давления газа.

**Динамическое давление на забое скважины.** Это давление устанавливается на забое во время отбора жидкости или газа из скважины или во время закачки жидкости или газа в скважину. Динамическое давление на забое очень часто называют забойным давлением в отличие от статического, которое называют пластовым давлением. Однако и статическое, и динамическое давления в то же время являются забойными.

**Динамический уровень жидкости.** Уровень жидкости, который устанавливается в работающей скважине при условии, что на

него действует атмосферное давление (межтрубное пространство открыто), называется динамическим уровнем.

При герметизированном затрубном пространстве динамическое давление будет равно сумме гидростатического давления столба жидкости от уровня до забоя и давления газа, действующего на уровень. Высота столба жидкости измеряется по вертикали. Поэтому в наклонных скважинах при вычислении гидростатических давлений должна делаться соответствующая поправка на кривизну скважины.

**Среднее пластовое давление.** По среднему пластовому давлению оценивают общее состояние пласта и его энергетическую характеристику, обуславливающую способы и возможности эксплуатации скважин. Статические давления в скважинах, расположенных в различных частях залежи и характеризующие локальные пластовые давления, могут быть неодинаковыми вследствие разной степени выработанности участков пласта, его неоднородности, прерывистости и ряда других причин. Поэтому используют понятие среднего пластового давления. Среднее пластовое давление  $P_{\text{ср}}$  вычисляют по замерам статических давлений  $P_i$  в отдельных скважинах.

Среднее арифметическое давление из  $m$  измерений по отдельным скважинам

$$P_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i}{m} \quad (1)$$

Эта величина неточно характеризует истинное среднеинтегральное пластовое давление и может от него сильно отличаться, например, при группировке скважин в одной какой-либо части залежи.

Средневзвешенное по площади пластовое давление

$$P_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i f_i}{\sum_{i=1}^n f_i} \quad (2)$$

где  $f_i$  - площадь, приходящаяся на  $i$ -ю скважину,  $P_i$  - статическое давление в  $i$ -й скважине,  $n$  - число скважин.

Это давление полнее характеризует энергетическое состояние пласта, однако не учитывает того, что толщина пласта на различных участках различна. Поэтому вводится понятие о средневзвешенном по

объему пластовом давлении. Средневзвешенное по объему пласта давление учитывает не только площадь  $f_i$ , приходящуюся на каждую скважину, но и среднюю толщину пласта  $h_i$  в районе скважины. Таким образом,

$$P_{\text{ср}} = \frac{\sum_1^n P_i f_i h_i}{\sum_1^n f_i h_i} \quad (3)$$

Среднее пластовое давление определяют по картам изобар (линий равных давлений). Для этого измеряют планиметром площадь между каждыми двумя соседними изобарами, рассчитывают среднее пластовое давление на этой площади, как среднее арифметическое из значений давлений двух соседних изобар, и, умножая его на площадь между изобарами, суммируют. Общую сумму делят на суммарную площадь, в пределах которой проводится вычисление. Определенное таким образом среднее давление ничем не отличается от того, которое получается по (2), и также является средневзвешенным по площади.

Если на карту изобар наложить карту полей равных толщин, то среднее пластовое давление можно вычислить как средневзвешенное по объему пласта, используя формулу (3). В этом случае  $f_i$  - часть площади между двумя изобарами с одинаковыми толщинами  $h_i$ ,  $P_i$  - среднее давление между двумя изобарами. Этот способ дает наиболее объективную оценку среднего пластового давления.

**Пластовое давление в зоне нагнетания.** При поддержании пластового давления воду закачивают в нагнетательные скважины, которые располагают рядами. В зонах расположения нагнетательных скважин в пласте создается повышенное давление. Для характеристики процесса нагнетания и контроля за его динамикой пользуются понятием пластового давления в зоне нагнетания. С этой целью на карте изобар выделяют район размещения нагнетательных скважин, окружая их характерной изобарой, имеющей, например, значение первоначального пластового давления. В пределах этой изобары и определяют пластовые давления, как средневзвешенные по площади, используя формулу (2), или как средневзвешенные по объему, используя формулу (3) и дополнительно карту полей равных толщин.

**Пластовое давление в зоне отбора.** За пределами площади, ограниченной характерной изобарой, т. е. в районе добывающих скважин, также определяют среднее пластовое давление одним из

трех названных методов и называют его пластовым давлением в зоне отбора. Во всех случаях предпочтительнее пластовое давление определять как средневзвешенное по объему пласта.

**Начальное пластовое давление.** Среднее пластовое давление, определенное по группе разведочных скважин в самом начале разработки, называется начальным пластовым давлением.

**Текущее пластовое давление.** В процессе разработки и эксплуатации пластовое давление меняется. Динамика пластового давления является важнейшим источником информации о состоянии объекта эксплуатации. Поэтому в различные моменты времени определяют среднее пластовое давление и строят графики изменения этого давления во времени. Это давление называют текущим пластовым давлением.

**Приведенное давление.** Для объективной оценки забойных давлений и возможности их сравнения вводится понятие приведенного давления. Измеренные или вычисленные забойные давления приводятся (пересчитываются) к условной горизонтальной плоскости, которой может быть принята любая плоскость в пределах залежи, абсолютная отметка которой известна.

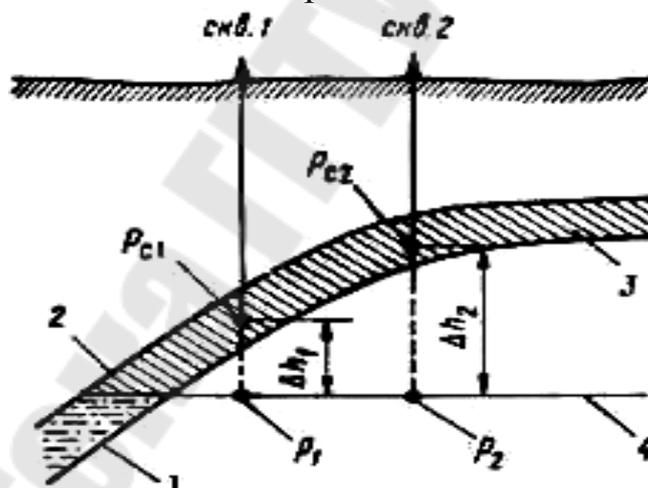


Рис. 1. Схема наклонного пласта: 1 - водонасыщенная часть пласта; 2 - первоначальный контакт; 3 - нефтенасыщенная часть; 4 - плоскость приведения

Обычно за плоскость приведения принимают плоскость, проходящую через первоначальный водонефтяной контакт, абсолютная отметка которого определяется при разведке месторождения. Если забои скважин сообщаются через проницаемый пласт, то в них устанавливаются одинаковые приведенные статические давления.

Приведенное давление (рис. 1.) в скв. 1

$$P_1 = P_{c1} + \rho_n \times g \times \Delta h_1$$

а приведенное давление в скв. 2 будет

$$P_2 = P_{c2} + \rho_n \times g \times \Delta h_2$$

где  $\rho_n$  - плотность нефти в пластовых условиях;  $g$  - ускорение силы тяжести;  $\Delta h_1, \Delta h_2$  - разности гипсометрических отметок забоев скв. 1, 2 и плоскости приведения.

Если водонефтяной контакт поднялся на  $\Delta z$ , а плоскость приведения осталась прежней, то приведенные давления

– для скв. 1

$$P_2 = P_{c2} + \rho_n \times g \times \Delta h_2 + \rho_v \times g \times \Delta z ;$$

– для скв. 2

$$P_2 = P_{c2} + \rho_n \times g \times \Delta h_2 + \rho_v \times g \times \Delta z .$$

Здесь  $\Delta h_1$  и  $\Delta h_2$  - разность отметок забоев скважин и текущего положения водонефтяного контакта;  $\rho_v$  - плотность воды в пластовых условиях.

## 2. Практическая часть

Для сравнения пластовых давлений, замеренных в разных скважинах одного и того же пласта с водонапорным режимом, их требуется привести к одной какой-либо плоскости (первоначальному ВНК или уровню моря).

Предположим, что замеры сделаны по трем скважинам. В первой скважине текущее пластовое давление  $P_{пл1}$ , МПа, этаж нефтеносности, считая от плоскости первоначального водонефтяного контакта до забоя,  $h_1$ , м; во второй скважине пластовое давление  $P_{пл2}$ , МПа и этаж нефтеносности  $h_2$ , м; в третьей скважине соответственно  $P_{пл3}$ , МПа и  $h_3$ , м.

Плотность нефти в пластовых условиях  $\rho=800$  кг/см<sup>3</sup>.

Так как забои всех скважин находятся на структуре выше водонефтяного контакта, то для получения приведенного пластового давления надо к текущему пластовому давлению прибавить давление столба нефти, соответствующего этажу нефтеносности. Исходные данные приведены в табл. 1.

Таблица 1

## Исходные данные

№вар.	$P_{пл1}$ , МПа	$h_1$ , м	$P_{пл2}$ , МПа	$h_2$ , м	$P_{пл3}$ , МПа	$h_3$ , м
1	30	150	28	200	26	250
2	45	120	40	135	35	180
3	50	100	45	110	40	130
4	35	105	30	115	25	125
5	40	80	38	100	35	120
6	55	95	53	100	51	105
7	75	100	50	125	25	150
8	50	80	45	100	40	120
9	35	85	33	100	31	115
10	38	55	33	75	30	95
11	65	100	55	110	45	150
12	45	130	40	150	35	170
13	48	105	45	125	40	145
14	50	100	45	125	38	150
15	50	130	45	160	35	190
16	30	150	25	175	20	200
17	30	80	25	100	22	120
18	45	105	43	115	40	125
19	50	100	48	150	45	200
20	50	75	45	125	40	225
21	35	150	33	175	30	200
22	40	80	35	100	30	120
23	50	100	45	110	41	130
24	35	80	33	100	30	120
25	40	95	38	100	36	105
26	30	100	28	125	25	150
27	45	100	40	110	35	150
28	50	130	45	150	40	170
29	30	105	28	125	26	145
30	45	100	40	110	35	150

## Лабораторная работа № 2

### « Гидродинамическое совершенство скважин»

Цель работы – определение коэффициента гидродинамического совершенства скважин.

#### 1. Теоретическая часть

Скважина, вскрывшая пласт на полную его толщину и имеющая открытый забой (отсутствует обсадная колонна, цементное кольцо и перфорационные каналы), называется гидродинамически совершенной скважиной. В практике разработки месторождений такие скважины встречаются редко.

Скважина, вскрывшая пласт не на полную его толщину, но имеющая открытый забой, называется несовершенной по степени вскрытия. Дополнительные фильтрационные сопротивления при движении продукции к такой скважине учитываются введением в расчетную формулу дебита коэффициента  $C_1$ . Данный коэффициент зависит от относительного вскрытия пласта и безразмерной толщины пласта.

Обозначим  $h$  – толщина пласта, м;  $b$  – толщина пласта, вскрытая скважиной, м;  $D_c$  – диаметр скважины по долоту, м;  $\delta$  – относительное вскрытие;  $\alpha$  – безразмерная толщина пласта. С учетом принятых обозначений имеем:

$$\delta = b/h; \quad (1)$$

$$\alpha = h/D_c. \quad (2)$$

Тогда

$$C_1 = f(\delta, \alpha). \quad (3)$$

Коэффициент несовершенства по степени вскрытия  $C_1$  определяется по графику В.И. Щурова.

Если скважина вскрывает пласт на всю его толщину, но обсажена колонной, зацементирована и проперфорирована, то такая скважина называется несовершенной по характеру вскрытия. Дополнительные фильтрационные сопротивления для такой скважины учитываются введением в расчетную формулу дебита коэффициента  $C_2$ . Данный коэффициент зависит от плотности перфорации, безразмерной длины перфорационных каналов и их безразмерного диаметра. Обозначим  $n$  – плотность перфорационных отверстий, приходящаяся на 1 м. толщины вскрытой части пласта, отв./м;  $l'$  – средняя длина перфорационного отверстия, м;  $d'$  – диаметр

перфорационного отверстия, м;  $l$  – безразмерная длина перфорационного канала;  $d$  – безразмерный диаметр перфорационного отверстия.

С учетом принятых обозначений имеем:

$$l = \frac{l'}{D_c}, \quad (4)$$

$$d = \frac{d'}{D_c}, \quad (5)$$

тогда

$$C_2 = f(nD_c, l, d). \quad (6)$$

Коэффициент  $C_2$  определяется также по графикам В.И. Щурова. Если скважина несовершенна по степени и характеру вскрытия, то дополнительные фильтрационные сопротивления учитываются коэффициентом  $C$ , рассчитываемым по следующей формуле:

$$C = 1,61 \times \left( \frac{1-\delta}{\delta} \right) + C_1 + \frac{1}{\delta} \times C_2 \quad (7)$$

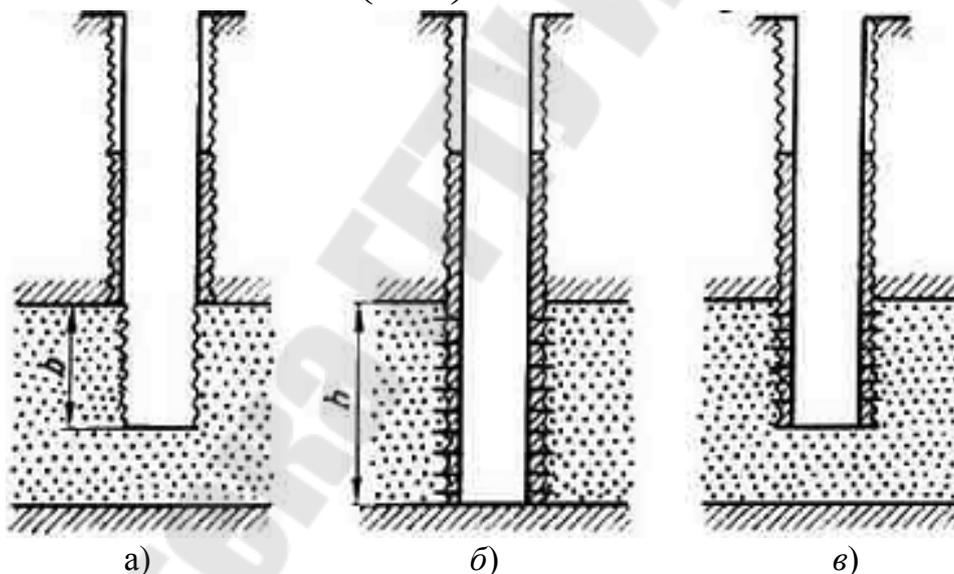


Рис. 2. Виды несовершенных скважин: а – скважина, несовершенная по степени вскрытия; б – скважина, несовершенная по характеру вскрытия; в – скважина с двойным видом несовершенства по степени и характеру вскрытия

Коэффициент гидродинамического совершенства  $\varphi$  определяется отношением дебита несовершенной скважины  $Q_n$  к дебиту совершенной скважины  $Q_c$ .

$$\varphi = \frac{Q_n}{Q_c} \quad (8)$$

или

$$\varphi = \frac{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + C}, \quad (9)$$

где  $R_k$  – радиус контура питания, м.

Приведенный радиус скважины

$$r_{пр} = \frac{r_c}{e^C}, \quad (10)$$

где  $r_c$  – радиус скважины по долоту, м.

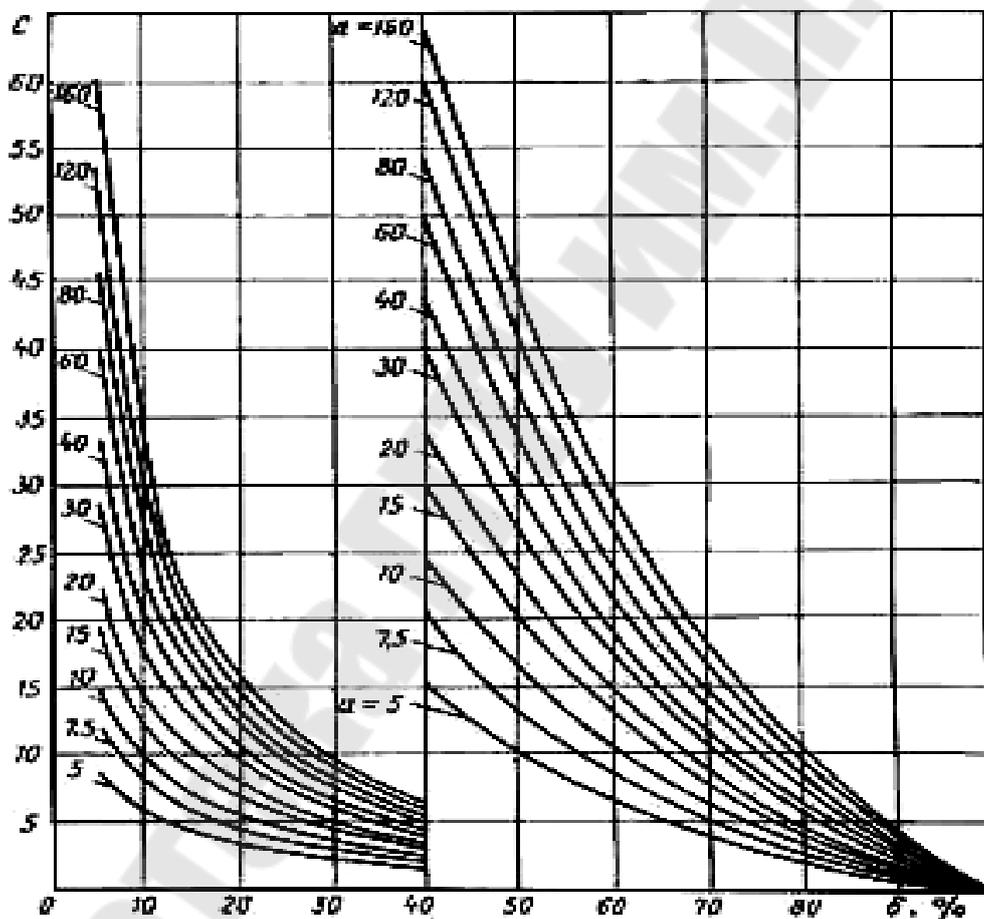


Рис. 3. График для определения коэффициента несовершенства скважины по степени вскрытия  $C_1$ :  $\delta = b/h$ ;  $\alpha = h/D$ , где:  $b$  – вскрытая толщина пласта;  $h$  – эффективная толщина пласта;  $D$  – внешний диаметр цементного кольца

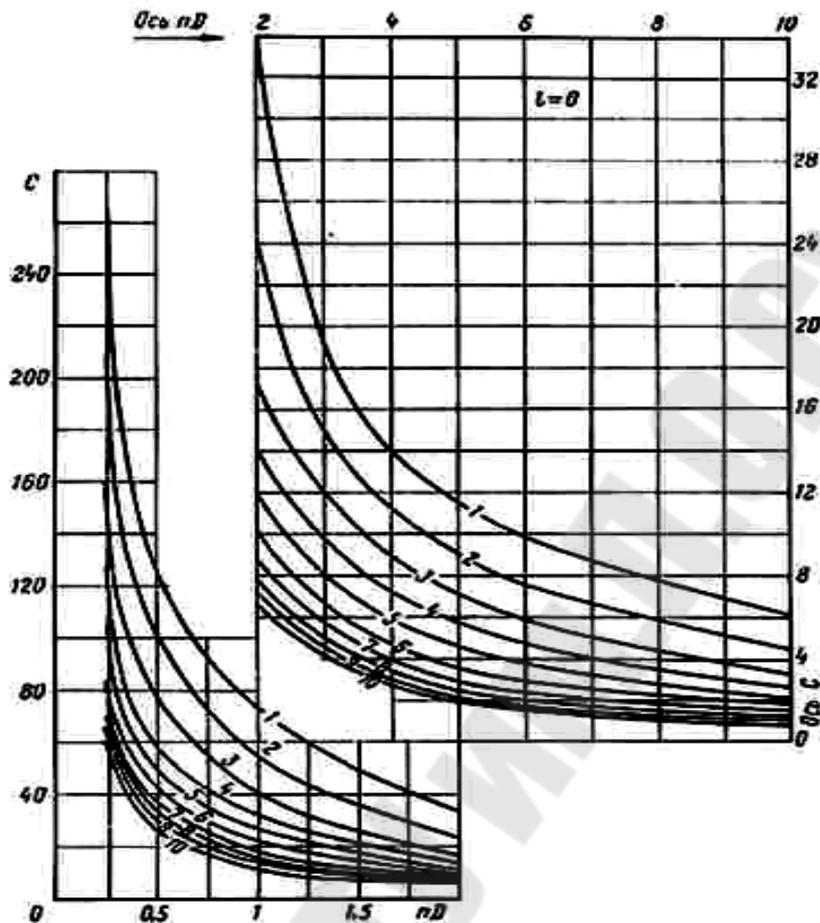


Рис. 4. График для определения коэффициента несовершенства скважины по характеру вскрытия  $C_2$ :  $n$  – число отверстий на 1 м.;

$D$  – диаметр скважин по долоту, м;  $l = l'/D$ , где  $l'$  – глубина проникновения пуль в породу;  $\alpha = d'/D$ , где  $d'$  – диаметр отверстий, м;

1 –  $\alpha=0,02$ ; 2 –  $\alpha=0,04$ ; 3 –  $\alpha=0,06$ ; 4 –  $\alpha=0,08$ ; 5 –  $\alpha=0,10$ ;  
 6 –  $\alpha=0,12$ ; 7 –  $\alpha=0,14$ ; 8 –  $\alpha=0,16$ ; 9 –  $\alpha=0,18$ ; 10 –  $\alpha=0,20$ .

## 2. Практическая часть

Рассчитать приведенный радиус, дебит несовершенной по степени и характеру скважины и коэффициент гидродинамического совершенства скважины для следующих условий: дебит совершенной скважины  $Q_c$ , м<sup>3</sup>/сут; радиус контура питания  $R_k$ , м; толщина пласта  $h$ , м; толщина вскрытой части пласта  $b$ , м; диаметр скважины по долоту  $D_c=0,25$  м; плотность перфорации  $n=8$  отв/м; длина перфорационного канала  $l'=0,0625$  м; диаметр перфорационного отверстия  $d'=0.015$  м.

1. Вычисляем по формулам (1) и (2) соответствующие параметры:

$$\delta = b/h; \quad \alpha = h/D_c.$$

2. По графику  $C_1 = f(\delta, \alpha)$  определяем  $C_1$ .

3. Рассчитываем  $nD_c$ ,  $l$  и  $d$ .

4. По графику  $C_2 = f(nD_c, l, d)$  определяем  $C_2$ .

5. По формуле

$$C = 1,61 \times \left( \frac{1-\delta}{\delta} \right) + C_1 + \frac{1}{\delta} \times C_2.$$

6. Рассчитываем приведенный радиус скважины

$$r_{пр} = \frac{r_c}{e^C}, \text{ м}$$

7. Определяем по формуле (9) коэффициент гидродинамического совершенства:

$$\phi = \frac{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + C}.$$

8. По формуле (8) рассчитываем дебит несовершенной скважины,  $\text{м}^3/\text{сут}$ .

Вывод: дебит несовершенной скважины составляет  $A$ ,  $\text{м}^3/\text{сут}$ , ее приведенный радиус –  $B$ , м, а коэффициент гидродинамического совершенства –  $C$

Таблица 2

Исходные данные

№ вар	$Q_c$ , $\text{м}^3/\text{сут}$	$R_k$ , м;	$h$ , м;	$b$ , м;
1	100	400	5	3,5
2	120	450	7	5,5
3	110	425	8	6,5
4	115	410	6	4,5
5	125	420	8	6,5
6	130	475	9	7,5
7	150	460	10	7,5
8	115	400	8	6,5
9	125	390	7	4,5
10	120	410	6	3,5
11	110	385	5	3,5

Окончание табл. 2

№ вар	$Q_c, \text{ м}^3/\text{сут}$	$R_k, \text{ м};$	$h, \text{ м};$	$b, \text{ м};$
12	150	425	8	6,5
13	125	450	7	5,5
14	130	410	8	5,5
15	140	385	6	4,5
16	145	350	8	6,5
17	125	420	9	6,5
18	120	400	10	7,5
19	110	375	8	6,5
20	100	420	7	4,5
21	150	475	8	6,5
22	130	460	6	4,5
23	125	400	8	6,5
24	130	390	7	5,5
25	150	410	8	6,5
26	115	420	6	4,5
27	125	475	8	6,5
28	100	500	9	7,5
29	110	450	10	8,5
30	150	400	7	5,5

### Лабораторная работа № 3

#### «Исследование скважин методом установившихся отборов»

Цель работы – определение коэффициента продуктивности, пластового давления, построение индикаторной линии скважины.

#### 1. Теоретическая часть

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.

Для выбора оборудования и установления оптимального режима работы скважин при различных способах эксплуатации достаточно иметь индикаторную кривую данной скважины, а если эта линия прямая, то значение коэффициента продуктивности, то есть, для решения этой задачи нужно провести исследование скважины методом установившихся отборов.

При обработке данных исследования методом установившихся отборов определяют коэффициент продуктивности и пластовое давление, оценивают приближенно гидропроводность и проницаемость в призабойной зоне.

В результате исследований скважин методом установившихся отборов строится индикаторная линия, простейший вид которой показан на рис. 5. Взяв на индикаторной прямой произвольно две точки, определяют коэффициент продуктивности скважины:

$$K = \frac{Q_2 - Q_1}{P'_{заб} - P''_{заб}} \quad (1)$$

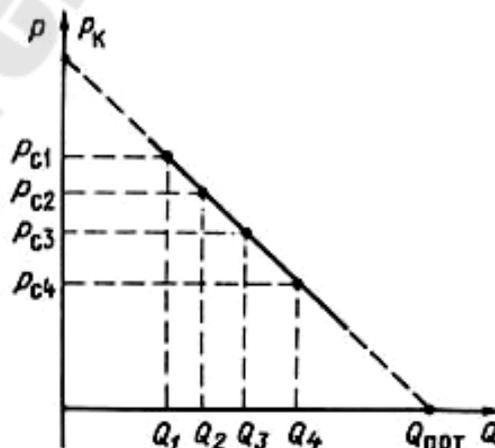


Рис. 5. Построение зависимости  $Q(P)$  по четырем фактическим точкам

Дальнейший расчет ведется по формуле Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi \times k \times h \times (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{b \times \mu \times \left( \ln \left( \frac{R_k}{r_c} \right) \right) + C}, \quad (2)$$

где:  $Q$  – объемный дебит жидкости в поверхностных условиях;  $b$  – объемный коэффициент жидкости;  $\mu$  – вязкость жидкости;  $P_{\text{пл}}$  – пластовое давление;  $P_{\text{заб}}$  – давление на забое при установившемся режиме работы скважины с дебитом  $Q$ ;  $h$  – вскрытая (перфорированная) толщина пласта (если снят профиль притока, то работающая толщина пласта);  $R_k$  – расстояние от скважины, на котором давление равно  $P_{\text{пл}}$ ;  $r_c$  – радиус скважины;  $C$  – коэффициент несовершенства скважины;  $k$  – проницаемость призабойной зоны скважины:

$$k = \frac{K \times b \times \mu \times \ln \left( \frac{R_k}{r_0} \right)}{2\pi \times h}, \quad (3)$$

где:  $r_0 = r_c e^{-C}$  – приведенный радиус несовершенной скважины.

Проницаемость, определенная по (3), считается проницаемостью призабойной зоны, непосредственно находящейся около стенок скважины и изменившейся при бурении и работе скважины в результате проникновения в пласт бурового раствора или его фильтрата либо вследствие образования трещин и выноса частичек породы. Основанием для этого является то, что при определении проницаемости пользуются коэффициентом продуктивности, а значительная доля депрессии при работе скважины на установившемся режиме расходуется вблизи ее, где скорость фильтрации больше, чем на удалении от скважины.

## 2. Практическая часть

*Задача 1.* Определить долю депрессии, расходуемой в радиусе  $r$ , м от центра совершенной скважины, вскрывшей пласт с проницаемостью  $k$ , причем свойства пласта в призабойной зоне не нарушены.

Исходные данные

№вар.	$r$ , м	$R_k$ , м	$r_c$ , м
1-5	1	200	0,1
6-10	0,2	50	0,1
11-15	0,5	100	0,1
16-20	5	150	0,1
21-25	7,5	400	0,1
26-30	10	250	0,1

1. Запишем формулу Дюпюи для перепада давления на участках от  $R_k$  до  $r_c$  и от  $r$  до  $r_c$ :

$$Q = \frac{2\pi \times k \times h \times (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{b \times \mu \times \left( \ln \left( \frac{R_k}{r_c} \right) \right)}; \quad Q = \frac{2\pi \times k \times h \times (P - P_{\text{заб}})}{b \times \mu \times \left( \ln \left( \frac{r}{r_c} \right) \right)}.$$

2. Приравнявая правые части, получим уравнение депрессионной воронки (изменение давления вокруг скважины)

$$\frac{(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{\ln \left( \frac{R_k}{r_c} \right)} = \frac{P - P_{\text{заб}}}{\ln \left( \frac{r}{r_c} \right)}.$$

3. Доля изменения депрессии в зоне пласта радиуса  $r$ , м определится так:

$$\frac{P - P_{\text{заб}}}{P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}} = \frac{\ln \left( \frac{r}{r_c} \right)}{\ln \left( \frac{R_k}{r_c} \right)}.$$

Вывод: X % депрессии тратится вблизи скважины в кольцевой зоне шириной  $r - r_c$ .

**Задача 2.** Скважина одновременно эксплуатирует два пласта. При исследовании скважины методом установившихся отборов использовался дебитомер. Данные исследования приведены в таблице 1. Определить коэффициенты проницаемости и гидропроводности пластов, количество жидкости, поглощаемой одним из пластов при остановке скважины, минимальный дебит, при котором нет поглощения жидкости.

1. По данным исследования строим индикаторные линии для первого (1) и второго (2) пластов и общую индикаторную линию ( $\Sigma$ ) (рис. 6).

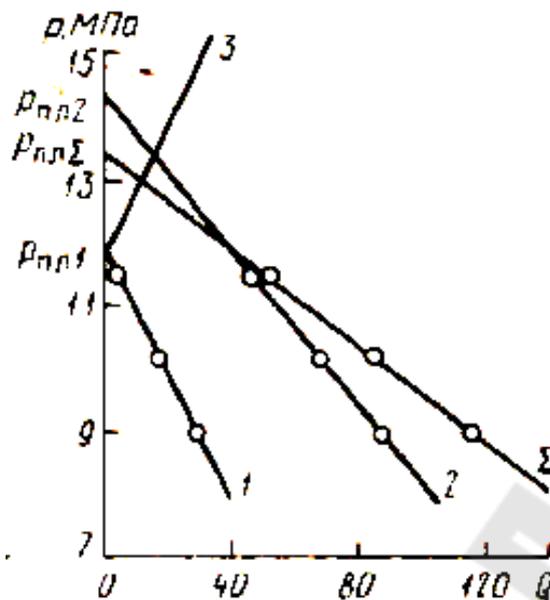


Рис. 6. Индикаторные линии объекта

2. Индикаторные линии прямые, поэтому точки пересечения их с осью давления позволяют определить для первого пласта  $P_{пл.1}$ , МПа, для второго  $P_{пл.2}$ , МПа, давление в остановленной скважине  $P_{пл.Σ}$ , МПа.

3. Для пласта с меньшим пластовым давлением  $P_{пл.1}$  строим индикаторную прямую поглощения 3 — зеркальное отображение прямой 1. Отрезок от точки пересечения до оси ординат — дебиту перетока жидкости из пласта 2 в пласт 1:  $Q_{пер} м^3/сут.$

4. При  $P_{заб} = P_{пл.1}$  первый пласт прекратит поглощать жидкость и приток из второго пласта будет являться продукцией скважины. По рис. 6 определим минимальный дебит в отсутствии поглощения  $Q_{min}$ ,  $м^3/сут.$

5. Определяем коэффициенты продуктивности пластов и суммарный

$$\begin{aligned}
 K_1 &= \frac{Q_1}{P_{пл.1} - P_{заб}} \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа}) \\
 K_2 &= \frac{Q_2}{P_{пл.2} - P_{заб}} \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа}) \\
 K_Σ &= \frac{Q_Σ}{P_{пл.Σ} - P_{заб}} \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})
 \end{aligned} \tag{1}$$

6. При  $P_{заб} = P_{пл.Σ}$  производительность второго пласта равна поглощению первого

$$\begin{aligned}
 Q'' &= K_2 \times (P_{пл.2} - P_{пл.Σ}), \text{ м}^3/сут \\
 Q' &= K_1 \times (P_{пл.1} - P_{пл.Σ}), \text{ м}^3/сут
 \end{aligned} \tag{2}$$

7. Минимальный дебит, при котором нет поглощения жидкости

$$Q_{\min} = K_2 \times (P_{\text{пл.2}} - P_{\text{пл.1}}) \text{ м}^3/\text{сут} \quad (3)$$

8. Для определения коэффициентов гидропроводности и проницаемости пластов воспользуемся формулой Дюпюи.

$$\left(\frac{k \times h}{\mu}\right)_1 = \frac{K_1 \times \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}{2 \times \pi}, \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с}) \quad k_1 = \left(\frac{k \times h}{\mu}\right)_1 \times \frac{\mu}{h_1} \text{ м} \quad (4)$$

$$\left(\frac{k \times h}{\mu}\right)_2 = \frac{K_2 \times \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}{2 \times \pi} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с}) \quad (4)$$

$$k_2 = \left(\frac{k \times h}{\mu}\right)_2 \times \frac{\mu}{h_2} \text{ м}^2 \quad (5)$$

Таблица 4

## Исходные данные

№вар.		$P_{заб}$ , МПа	$Q_1$ , т/сут	$Q_2$ , т/сут	$h_1$ , м	$h_2$ , м	$r_c$ , м	$R_k$ , м	$\rho_{пл}$ , кг/м <sup>3</sup>	$\mu_{п}$ , мПа·с	$b_{п}$	$n$	$d$	$L$
1	$P_{заб1}$	20	15	19	3	8	0,15	400	750	3	2	15	10	10
	$P_{заб2}$	25	3	15										
2	$P_{заб1}$	8	25	12	8	5	0,14	600	730	3	2	20	13	30
	$P_{заб2}$	12	10	8										
3	$P_{заб1}$	7	14	17	5	9	0,15	500	800	3	1,5	10	11	25
	$P_{заб2}$	18	10	13										
4	$P_{заб1}$	8	15	14	20	15	0,14	800	920	4	1,3	20	15	15
	$P_{заб2}$	14	7	12										
5	$P_{заб1}$	7	15	22	5	15	0,15	500	930	4	1,5	15	8	20
	$P_{заб2}$	20	7	15										
6	$P_{заб1}$	10	14	18	7	13	0,15	700	750	3	1,3	10	11	30
	$P_{заб2}$	14	7	12										
7	$P_{заб1}$	4	15	22	10	19	0,14	900	800	2	1,5	20	15	10
	$P_{заб2}$	12	7	15										
8	$P_{заб1}$	15	18	14	7	13	0,12	800	730	4	1,7	10	11	20
	$P_{заб2}$	18	10	11										
9	$P_{заб1}$	8	15	14	5	15	0,14	800	820	2	1,4	15	8	25
	$P_{заб2}$	17	8	5										
10	$P_{заб1}$	15	18	14	20	15	0,15	700	800	2	1,8	10	14	15
	$P_{заб2}$	18	10	11										
11	$P_{заб1}$	12	15	22	10	19	0,13	500	920	3	1,5	20	8	20
	$P_{заб2}$	20	7	15										
12	$P_{заб1}$	15	25	12	7	13	0,14	600	930	4	1,8	15	10	10
	$P_{заб2}$	18	7	8										

Продолжение табл. 4

№вар.		$P_{заб},$ МПа	$Q_1,$ т/сут	$Q_2,$ т/сут	$h_1, м$	$h_2, м$	$r_c, м$	$R_k, м$	$\rho_{нд},$ кг/м <sup>3</sup>	$\mu_n,$ мПа·с	$b_n$	$n$	$d$	$L$
13	$P_{заб1}$	12	15	22	3	8	0,12	500	800	2	2	10	13	30
	$P_{заб2}$	20	3	14										
14	$P_{заб1}$	7	14	17	8	5	0,15	800	750	3	1,4	10	15	15
	$P_{заб2}$	18	10	13										
15	$P_{заб1}$	15	18	14	20	15	0,13	500	900	4	1,5	10	12	30
	$P_{заб2}$	18	10	11										
16	$P_{заб1}$	17	15	22	10	19	0,15	700	850	2	1,7	15	8	20
	$P_{заб2}$	24	7	15										
17	$P_{заб1}$	4	15	22	10	19	0,14	600	800	2	1,9	20	11	15
	$P_{заб2}$	12	7	15										
18	$P_{заб1}$	15	18	14	7	13	0,12	900	920	2,3	1,4	15	15	10
	$P_{заб2}$	18	10	11										
19	$P_{заб1}$	20	15	19	20	15	0,15	700	800	1,5	1,8	20	10	20
	$P_{заб2}$	25	3	15										
20	$P_{заб1}$	8	25	12	10	19	0,14	800	920	2	1,7	10	15	15
	$P_{заб2}$	12	10	8										
21	$P_{заб1}$	7	14	17	7	13	0,14	700	930	3	1,4	15	11	30
	$P_{заб2}$	18	10	13										
22	$P_{заб1}$	8	15	14	3	8	0,15	500	800	2	1,5	10	8	35
	$P_{заб2}$	14	7	12										
23	$P_{заб1}$	7	15	22	8	5	0,15	700	750	1,8	1,3	15	10	20
	$P_{заб2}$	20	7	15										
24	$P_{заб1}$	10	14	18	20	15	0,14	600	780	1,5	1,8	20	15	10
	$P_{заб2}$	14	7	12										
25	$P_{заб1}$	7	14	17	10	19	0,14	800	920	2	1,7	10	15	15
	$P_{заб2}$	18	10	13										

Окончание табл. 4

№вар.		$P_{заб},$ МПа	$Q_1,$ т/сут	$Q_2,$ т/сут	$h_1,$ м	$h_2,$ м	$r_c,$ м	$R_k,$ м	$\rho_{нд},$ кг/м <sup>3</sup>	$\mu_n,$ МПа·с	$b_n$	$n$	$d$	$L$
26	$P_{заб1}$	12	15	22	7	13	0,14	700	930	3	1,4	15	11	30
	$P_{заб2}$	20	7	15										
27	$P_{заб1}$	15	25	12	3	8	0,15	500	800	2	1,5	10	8	35
	$P_{заб2}$	18	7	8										
28	$P_{заб1}$	12	15	22	10	19	0,13	500	920	3	1,5	20	8	20
	$P_{заб2}$	20	3	14										
29	$P_{заб1}$	7	14	17	7	13	0,14	600	930	4	1,8	15	10	10
	$P_{заб2}$	18	10	13										
30	$P_{заб1}$	20	15	19	3	8	0,12	500	800	2	2	10	13	30
	$P_{заб2}$	25	3	15										

## Лабораторная работа № 4

### «Исследование скважин методом восстановления давления»

Цель работы – обработка кривой восстановления давления, определение гидропроводности, коэффициента проницаемости, коэффициента пьезопроводности и приближенного коэффициента продуктивности скважины.

#### 1. 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.

На формуле (1) основана методика исследования скважины при неустановившихся режимах.

$$\Delta P(t) = \frac{Q \times \mu \times b_n}{4 \times \pi \times k \times h} \times \ln \frac{2,2459 \times \chi \times t}{r_c^2}, \quad (1)$$

где:  $Q$  – дебит;  $\mu$  – вязкость;  $b_n$  - объемный коэффициент нефти;  $k$  – проницаемость;  $\chi$  – пьезопроводность;  $t$  - время с момента пуска или остановки скважины;  $r_c$  - радиус скважины.

Следует отметить, что формула (1) предполагает мгновенную остановку скважины (при  $t = 0$ ,  $Q = 0$ ). Это равносильно срабатыванию крана или клапана непосредственно на забое скважины. В действительности остановка, например, фонтанной скважины производится на устье путем закрытия задвижки. В НКТ находится газожидкостная смесь, которая после остановки начнет сжиматься под действием возрастающего забойного давления. В затрубном пространстве также произойдет рост давления и сжатие газовой шапки. Мгновенной остановки скважины не произойдет, а будет продолжающийся последующий затухающий приток жидкости из пласта в скважину, чего формула (1) не предусматривает. Поэтому последующий приток является источником некоторых погрешностей, которые возможно исключить путем специальной обработки фактических данных.

Возвращаясь к формуле (1), перепишем ее так, чтобы время  $t$  было выделено, а именно

$$\Delta P(t) = \frac{Q \times \mu \times b_{\text{н}}}{4 \times \pi \times k \times h} \times \ln \frac{2,25 \times \chi}{r_c^2} + \frac{Q \times \mu \times b_{\text{н}}}{4 \times \pi \times k \times h} \times \ln t, \quad (2)$$

Обозначим:  $y = \Delta P(t)$

$$a = \frac{Q \times \mu \times b_{\text{н}}}{4 \times \pi \times k \times h} \times \ln \frac{2,25 \times \chi}{r_c^2}, \quad (3)$$

$$b = \frac{Q \times \mu \times b_{\text{н}}}{4 \times \pi \times k \times h}, \quad (4)$$

$$x = \ln t$$

Тогда (2) перепишется так:

$$y = a + b \times x$$

А это есть уравнение прямой, не проходящей через начало координат.

Отсюда следует правило, что фактически снятая на забое скважины кривая восстановления давления (КВД)  $\Delta P(t)$ , перестроенная в полулогарифмических координатах  $y = \Delta P$ ,  $x = \ln t$ , должна иметь вид прямой отсекающей на оси  $y$  ординату  $a$ , значение которой определяется формулой (3), и имеющей угловой коэффициент  $b$ , определяемый формулой (4).

КВД на забое скважины записывается регистрирующим скважинным манометром с автономной или дистанционной записью показаний. Такой манометр, спускаемый на забой скважины до ее остановки, дает запись изменения  $P_c$  в функции времени  $t$ . Поэтому фактическую кривую  $\Delta P(t)$  необходимо перестроить в координаты  $\Delta P(\ln t)$  и найти ее постоянные коэффициенты  $a$  и  $b$  (рис. 7). Начальный участок КВД не укладывается на прямую, что связано частично с последующим притоком, о котором было сказано выше, и инерцией масс жидкости, которые вообще не учитываются формулой (1).

На перестроенной кривой  $\Delta P(\ln t)$  отыскивается прямолинейный участок, по двум точкам которого определяется угловой коэффициент

$$b = \frac{\Delta P_1 - \Delta P_2}{\ln t_1 - \ln t_2} \quad (5)$$

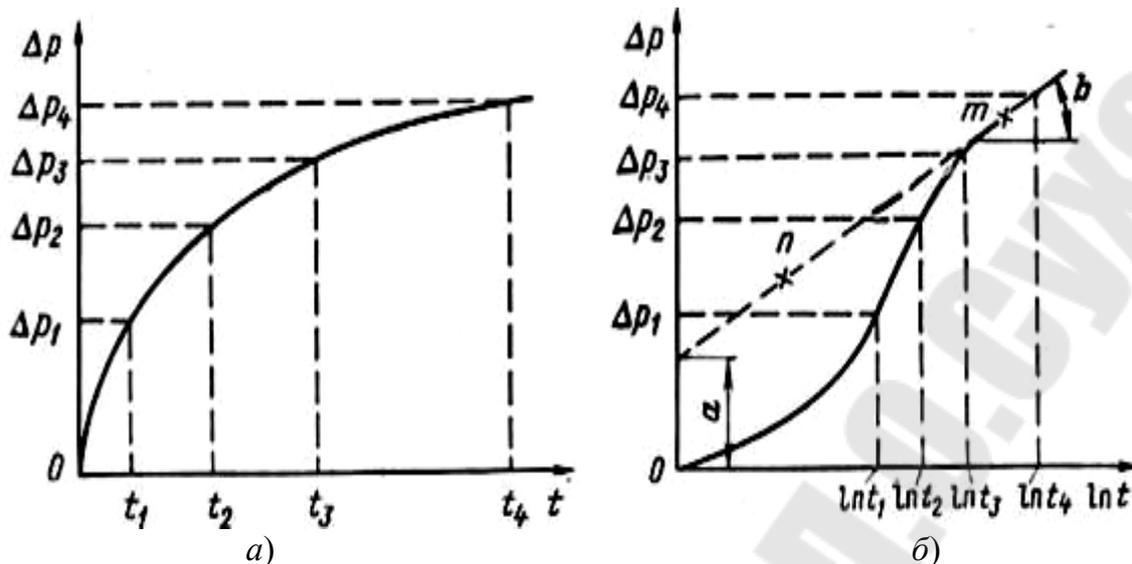


Рис. 7. Записанная манометром (а) и перестроенная в полулогарифмические координаты (б) кривая восстановления давления в остановленной скважине.

Вычислив  $b$ , можем определить из формулы (4) гидропроводность  $\varepsilon = \frac{kh}{\mu}$

$$\varepsilon = \frac{Q \times b_n}{4 \times \pi \times b} \quad (6)$$

Зная  $\varepsilon$ , легко найти проницаемость  $k$ .

## 2. Практическая часть

Исследуют методом восстановления давления скважину, которая более двух месяцев работала на установившемся режиме с дебитом  $Q$ , м<sup>3</sup>/сут. Забойное давление  $P_{\text{заб}}$ , МПа, т.е. больше давления насыщения. Эффективная толщина пласта  $h$ , м., пористость  $m$ , %. Плотность дегазированной нефти 850 кг/м<sup>3</sup>, объемный коэффициент  $b=1,2$ , вязкость нефти в пластовых условиях  $\mu$ , мПа·с, коэффициент сжимаемости нефти  $\beta_n = 9,5 \cdot 10^{-10}$ , Па<sup>-1</sup>, коэффициент сжимаемости пористой среды  $\beta_c = 2 \cdot 10^{-10}$  Па<sup>-1</sup>. Радиус скважины по долоту  $r_c = 0,124$ , м, среднее расстояние до ближайших скважин  $R_k$ , м.

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

Перед остановкой скважины режим можно считать установившимся, а давление на забое постоянным. Поэтому обработку результатов исследования проводим в координатах  $\Delta P - \lg t$ . В табл. 5 представлены данные исследования, по которым построена кривая восстановления давления (рис. 8).

Таблица 5

Данные для построения КВД

$t, c$	$\Delta P_{заб}, MPa$	$\lg t$	$t, c$	$\Delta P_{заб}, MPa$	$\lg t$
60	0.21	1,778	3600	2.85	3,556
120	0.45	2,079	5400	2.95	3,732
180	0.67	2,255	7200	2.99	3,857
300	1.10	2,477	10800	3.02	4,033
600	1.80	2,778	14400	3.05	4,158
1200	2.35	3,079	18000	3.07	4,255
1800	2.55	3,255	25200	3.10	4,401
2700	2.75	3,431	36000	3.15	4,556

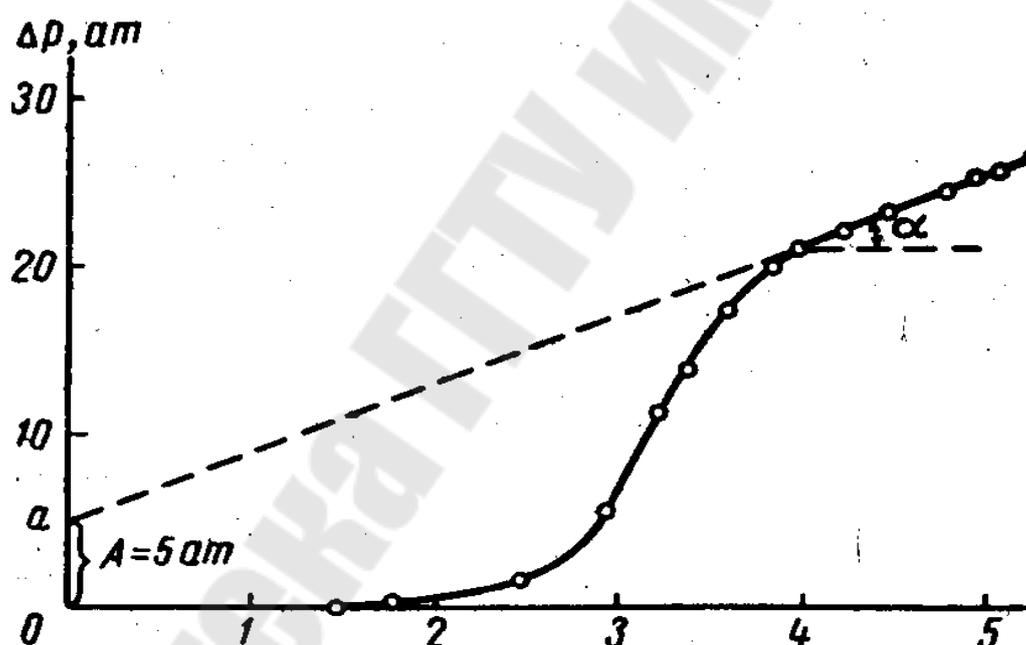


Рис. 8. Кривая восстановления давления в координатах  $\Delta P$  и  $\lg t$

1. Уклон линейного участка КВД

$$i = \frac{(\Delta P_{заб1} - \Delta P_{заб2})}{(\lg t_1 - \lg t_2)}, MPa \quad (1)$$

Продолжение линейного участка отсекает на оси  $\Delta P$  отрезок  $A=2,07 MPa$

2. Гидропроводность продуктивного пласта

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{2,3 \times Q \times b_{\text{н}}}{4\pi \times i} = \frac{2,3 \times Q \times b}{86400 \times \rho_{\text{нд}} \times 4\pi \times i}, \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с}) \quad (2)$$

3. Коэффициент проницаемости

$$k = \left(\frac{kh}{\mu}\right) \times \left(\frac{\mu}{h}\right), \text{ м}^2 \quad (3)$$

4. Коэффициент пьезопроводности

$$\chi = \frac{k}{\left[\mu(m \times \beta_{\text{н}} + \beta_{\text{с}})\right]}, \text{ м}^2/\text{с} \quad (4)$$

5. Приведенный радиус скважины

$$r_0 = \sqrt{\frac{2,25\chi}{10^{A/i}}}, \text{ м} \quad (5)$$

6. Суммарный коэффициент дополнительных потерь  $S$  определяем по формуле:

$$S = \ln\left(\frac{r_{\text{с}}}{r_0}\right) \quad (6)$$

7. Определяем потерю давления на преодоление дополнительных сопротивлений в призабойной зоне

$$\Delta P_{\text{д}} = i \times S / 1,15, \text{ МПа} \quad (7)$$

8. Определяем депрессию давления при работе скважины на установившемся режиме

$$\Delta P_{\text{заб0}} = \frac{i \times \ln\left(\frac{R_{\text{к}}}{r_0}\right)}{1,15}, \text{ МПа} \quad (8)$$

9. Давление на расстоянии  $R_{\text{к}}$  от скважины при работе ее на установившемся режиме принимаем за пластовое

$$P_{\text{пл}} = P_{\text{заб0}} + \Delta P_{\text{заб0}}, \text{ МПа} \quad (9)$$

10. Коэффициент продуктивности скважины

$$K = \frac{Q}{\Delta P_{\text{заб0}}}, \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа}) \quad (10)$$

11. Относительная потеря депрессии на преодоление дополнительных сопротивлений в призабойной зоне

$$\eta_s = \frac{100\Delta P_{\text{д}}}{\Delta P_{\text{заб0}}}, \% \quad (11)$$

Непроизводительные потери давления в призабойной зоне малы (велики – после выявления причин этих потерь необходимо принять меры для их уменьшения)

Таблица 6

## Исходные данные

№ вар.	$Q$ , м <sup>3</sup> /сут	$P_{\text{заб}}$ , МПа	$h$ , м	$m$ , %	$\mu$ , мПа·с	$R_{\text{к}}$ , м
1	80000	9,7	8	20	2,7	250
2	70000	9,7	12	10	2,2	240
3	65000	10,2	13	11	2,3	210
4	50000	8,5	15	12	2,4	250
5	55000	9,6	16	13	2,5	300
6	53000	9,3	17	14	2,6	220
7	68000	8,9	18	15	2,25	215
8	79000	8,7	19	16	2,35	205
9	74000	8,5	20	17	2,45	210
10	86000	9,0	9	18	2,55	220
11	81000	9,2	10	19	2,65	225
12	72000	9,4	11	20	2,7	235
13	51000	9,6	8,5	10	2,21	245
14	73000	9,8	9,5	11	2,7	220
15	76000	10,0	10,5	12	2,2	210
16	79000	9,7	11,5	13	2,3	200
17	82000	9,7	12,5	20	2,4	220
18	64000	10,2	13,5	10	2,5	230
19	66000	8,5	14,5	11	2,6	240
20	68000	9,6	15,5	12	2,25	220
21	62000	9,3	16,5	13	2,35	215
22	51000	8,9	17,8	14	2,45	205
23	53000	8,7	18,5	15	2,55	210
24	55000	8,5	19,5	16	2,65	220
25	57000	9,0	20,5	17	2,7	225
26	59000	9,2	16,4	18	2,21	235
27	61000	9,4	18,8	19	2,5	260
28	63000	9,6	17,3	16	2,45	280
29	65000	9,8	14,9	18	2,35	290
30	67000	10,0	15,1	19	2,98	300

## **Лабораторная работа № 5** **«Выбор способа эксплуатации скважин»**

Цель работы – классификация добывающих скважин и предварительный выбор способа эксплуатации скважин.

### **1. Теоретическая часть**

Под эксплуатацией скважин будем понимать процесс подъема продукции на поверхность за счет того или иного энергетического источника по возможности бесперебойно и с минимальными затратами трудовых и материальных ресурсов.

В связи с промышленным внедрением и повсеместным использованием новейших достижений науки несколько изменилось понятие способов эксплуатации скважин. Если подъем жидкости или смеси происходит только за счет природной энергии, то такой способ эксплуатации будем называть естественно фонтанным. Следует заметить, что в настоящее время этот способ имеет весьма ограниченное распространение (артезианское фонтанирование). Если жидкость или смесь от забоя на поверхность поднимается либо за счет искусственной энергии, либо за счет естественной и искусственной энергии, такой способ эксплуатации будем называть механизированным. Механизированную эксплуатацию можно осуществить:

- когда искусственную энергию вводят в добываемую жидкость централизованно при поддержании пластового давления, а распределение ее происходит непосредственно в залежи. Если при этом добывающая скважина оборудована только колонной насосно-компрессорных труб (отсутствуют механические приспособления для подъема), указанный способ эксплуатации будет искусственно-фонтанным. Этот способ имеет довольно широкое распространение;

- когда искусственную энергию вводят непосредственно в каждую конкретную скважину: либо компримированным воздухом или газом, либо специальными механическими приспособлениями – скважинными насосами. При первом способе ввода энергии в скважину мы имеем дело с компрессорной (эргазлифтной) эксплуатацией, при втором – с насосной.

Особое место занимают некоторые способы эксплуатации скважин, осуществляемые за счет использования природной энергии газа с применением специального подземного оборудования. К ним относятся:

– эксплуатация скважин бескомпрессорным газлифтом, теоретические основы подъема смеси при которой аналогичны таковым при фонтанно-компрессорной эксплуатации. Разница состоит в том, что для подъема используют газ высокого давления, добываемый либо попутно с нефтью, либо специально отбираемый из газоносных пропластков. В этом случае отпадает необходимость использования компрессоров;

– эксплуатация скважин плунжерным лифтом, при которой подъем смеси происходит за счет природной энергии сжатого газа с применением специальных плунжеров, препятствующих потерям на относительное проскальзывание газа.

### **Классификация добывающих скважин**

Классификация скважин по дебиту связана в основном с высотой подъема жидкости, так как с ее ростом возможная подача установки при механизированной добыче достаточно быстро снижается (а следовательно и снижается дебит скважины, который определяется в данном случае возможной подачей установки). В первом приближении зависимость высоты подъема жидкости  $H$  от подачи установки  $Q$  может быть выражена зависимостью

$$Q = A/H, \quad (1)$$

где  $A$  – постоянная, имеющая условное значение и выбираемая из практических соображений,  $\text{м}^4/\text{сут}$ .

Зависимость (1) может быть использована в определенных ограниченных пределах по подаче и высоте подъема. Так, для газлифтной эксплуатации такое ограничение обусловлено расходом газа, для ШГНУ – фактической работоспособностью колонны штанг, а для УЭЦН – характеристикой  $Q - H$  выпускаемых промышленностью установок. Естественно, для различных способов механизированной добычи эти пределы различны.

С целью установления границ между низко-, средне- и высокодебитными скважинами для всех способов механизированной добычи нефти проведем разделение на рассматриваемые категории скважин, взяв за основу добывающие возможности ШГНУ

Исходя из этого в дальнейшем уравнением (1) будем пользоваться в следующих пределах по параметрам:  $Q \leq 100 \text{ м}^3/\text{сут}$ ,  $H \leq 3000 \text{ м}$ .

Для выпускаемого оборудования ИСУЕ можно принять  $A = 4 \cdot 10^4 \text{ м}^4/\text{сут}$  и исходя из этого определить границы между средне- и

высокодебитными скважинами. Тогда можно записать  $Q = 4 \times 10^4 / H$ .

Из (1) следует, что скважины с дебитом более  $100 \text{ м}^3/\text{сут}$  независимо от высоты подъема и с высотой подъема более  $3000 \text{ м}$  независимо от дебита относятся к категории высокодебитных. К категории низкодебитных скважин относятся такие, дебит которых изменяется от  $5$  до  $3,5 \text{ м}^3/\text{сут}$  при высоте подъема менее  $1350$ , а также скважины с дебитом менее  $3,5 \text{ м}^3/\text{сут}$  при высоте подъема более  $1350 \text{ м}$ . Как правило, такие скважины эксплуатируются при периодической откачке. Все скважины, не попадающие в категории низко- и высокодебитных, относятся к среднедебитным.

При высоте подъема жидкости все скважины условно могут быть разделены на следующие категории.

1. Неглубокие – при высоте подъема до  $450 \text{ м}$ .
2. Средней глубины от  $450$  до  $1350 \text{ м}$ .
3. Глубокие – более  $1350 \text{ м}$ .

На рис.9 представлена графическая характеристика различных категории скважин по дебиту и высоте подъема.

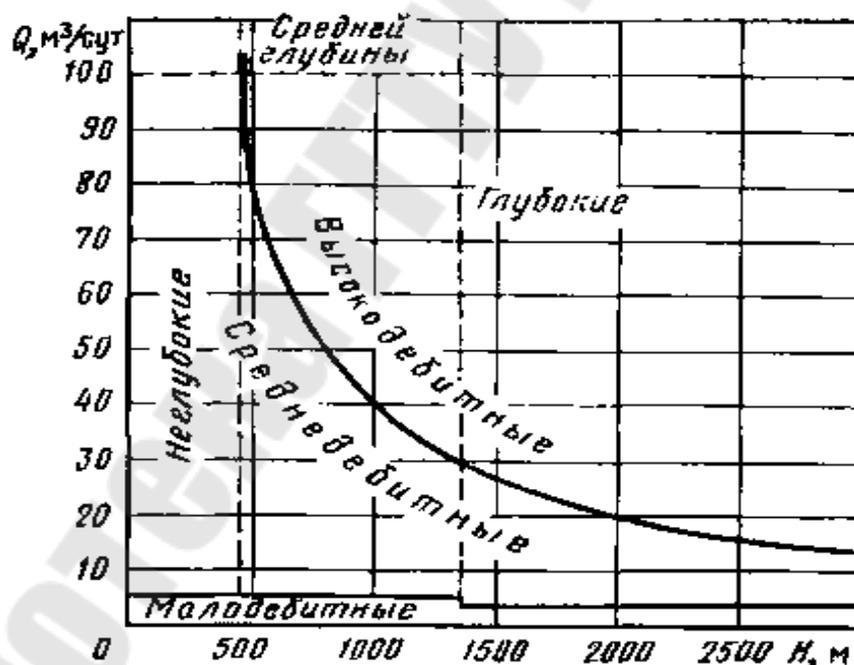


Рис. 9. Графическая характеристика различных категории скважин по дебиту и высоте подъема.

Анализируя длительную практику механизированной добычи нефти, можно прийти к следующим выводам:

1. Установки штанговых скважинных насосов предназначены в основном для эксплуатации низко- и среднедебитных неглубоких и

средней глубины скважин, хотя экономически рентабельны и в определенных пределах при эксплуатации высокодебитных и глубоких скважин.

2. Установки погружных центробежных электронасосов предназначены в основном для эксплуатации средне- и высокодебитных неглубоких, средней глубины и глубоких скважин. Этот же вывод справедлив и для газлифтной эксплуатации.

Все вышеизложенное относится в основном только к скважинам с нормальными условиями эксплуатации. Осложненные условия эксплуатации могут внести определенные, иногда значительные, коррективы в рассмотренную классификацию добывающих скважин.

### **Предварительный выбор способа эксплуатации**

Практика эксплуатации добывающих скважин механизированным способом на различных месторождениях позволила выделить основные параметры, которые необходимо рассматривать при предварительном выборе механизированного способа эксплуатации.

При выборе способа эксплуатации скважин в качестве основных показателей необходимо рассматривать технические, технологические, эксплуатационные, экономические и социальные. Предварительный выбор может быть произведен на основе обобщенных параметров, используя ранговый подход.

Для одной группы частных параметров (х), оценивающих возможность успешного применения того или иного способа эксплуатации, можно использовать пятибалльную систему оценок.

Оценка	Число баллов
Отличная .....	4
Хорошая .....	3
Удовлетворительная .....	2
Плохая .....	1
Невозможно .....	0

Для другой группы частных параметров (у), характеризующих сложность системы, капитальные вложения, металлоемкость и т. д., достаточно использовать трехбалльную систему оценок.

Оценка	Число баллов
Высокая.....	3
Средняя.....	2
Низкая .....	1

Обобщенные  $Z$  – параметры для различных способов эксплуатации скважин могут быть определены как средние геометрические частных оценок для рассматриваемых параметров:

$$X = \sqrt[n]{\prod_{i=1}^n x_i} \quad (2)$$

$$Y = \sqrt[k]{\prod_{i=1}^k y_i} \quad (3)$$

$$Z = \sqrt{XY}, \quad (4)$$

где  $X$  – обобщенный параметр, оценивающий возможность успешного применения данного способа эксплуатации;  $Y$  – обобщенный параметр, характеризующий общую эффективность способа эксплуатации;  $x_i, y_i$  – оценки частных параметров;  $n$  и  $k$  – соответственно числа частных  $x$ - и  $y$ - параметров.

Оценки частных  $x$ -параметров для основных способов механизированной эксплуатации представлены в табл. 7, а оценки частных  $y$ -параметров – в табл. 8.

Предложенная система оценок параметров рекомендуется только для предварительного выбора способа эксплуатации. Окончательное решение должно приниматься после технико-экономических расчетов.

Таблица 7

### Оценка частных $x$ - параметров

Частные $x$ - параметры	Оценка	
	ШСНУ	УЭЦН
Эксплуатация высокодебитных скважин $x_1$	2	4
Эксплуатация среднедебитных скважин $x_2$	3	4
Эксплуатация низкодебитных скважин $x_3$	4	1
Эксплуатация глубоких скважин $x_4$	1	4
Эксплуатация скважин средней глубины $x_5$	3	4
Эксплуатация неглубоких скважин $x_6$	4	4
Длительная безотказная работа и достижение высокого коэффициента эксплуатации скважин $x_7$	2	3
Исследование скважин $x_8$	3	2
Автоматизация добычи, регулирование параметров и диспетчерский контроль $x_9$	2	4

Окончание табл. 7

Частные x - параметры	Оценка	
	ШСНУ	УЭЦН
Совершенствование технологических процессов добычи нефти $x_{10}$	2	2
Повышение эффективности способа добычи нефти $x_{11}$	1	3
Одновременная раздельная эксплуатация $x_{12}$	2	2
Эксплуатация искривленных и наклонно-направленных скважин $x_{13}$	0	3
Эксплуатация оборудования с температурой окружающей жидкости в скважине до 70°C $x_{14}$	3	3
Эксплуатация оборудования с температурой окружающей жидкости в скважине свыше 70°C $x_{15}$	2	0
Эксплуатация скважин, продукция которых содержит до 1 % мех. примесей $x_{16}$	2	3
Эксплуатация скважин, продукция которых содержит свыше 1 % мех. примесей $x_{17}$	0	0
Эксплуатация скважин при отложении солей и коррозии погружного оборудования $x_{18}$	1	1
Эксплуатация обводненных скважин $x_{19}$	2	3
Форсированные отборы жидкости $x_{20}$	1	4
Эксплуатация скважин при повышенном объемном газосодержании у приема погружного оборудования $x_{21}$	2	2
Эксплуатация скважин с повышенным содержанием парафина и ее продукции $x_{22}$	2	3
Подъем продукции повышенной вязкости (до 1 Па·с) $x_{23}$	2	1
Эксплуатация скважин с высоким противодавлением на устье $x_{24}$	3	3
Эксплуатация скважин в сложных природно-климатических условиях и на море $x_{25}$	1	2
Эксплуатация скважин уменьшенного диаметра $x_{26}$	2	2

Таблица 8

### Оценка частных у – параметров

Частные у – параметры	Оценка	
	ШСНУ	УЭЦН
Эксплуатационная надежность $y_1$	2	3
Удобство и простота обслуживания $y_2$	2	3
Энергетическая эффективность $y_3$	2	2
Гибкость системы $y_4$	1	3
Деэмульсионная способность продукции обводненных скважин $y_5$	2	1
Простота обустройства скважины $y_6$	1	3
Эффективность начальных капитальных вложений $y_7$	2	3
Эффективность использования металла (величина, обратная металлоемкости) $y_8$	1	3

## 2. Практическая часть

**Задача 1.** Классифицировать добывающую скважину для следующих условий эксплуатации: пластовое давление  $P_{пл}$ , МПа; статический уровень  $H_{ст}$ , м; коэффициент продуктивности  $K$ , м<sup>3</sup>/(сут·МПа); допускаемое забойное давление  $P_{заб}$ , МПа; плотность нефти  $\rho_n=880$  кг/м<sup>3</sup>.

Скважина безводная, газовый фактор низкий и им можно пренебречь.

1. Для условий задачи вычисляем дебит скважины

$$Q = K(P_{пл} - P_{заб}), \text{ м}^3/\text{сут}$$

2. Рассчитываем динамический уровень нефти в скважине

$$H_{дин} = H_{ст} + \frac{(P_{пл} - P_{заб})}{g \times \rho_n}$$

3. Классифицируем скважину.

**Задача 2.** Пользуясь ранговым подходом, провести предварительный выбор и оценку механизированного способа для условий предыдущей задачи со следующими дополнительными условиями: пластовая температура  $t_{пл}=30$  °С, механические примеси отсутствуют. Кроме того, отсутствует источник природного газа.

Таблица 9

### Исходные данные

№вар.	$P_{пл}$ , МПа	$H_{ст}$ , м	$K$ , м <sup>3</sup> /(сут·МПа)	$P_{заб}$ , МПа
1	16	100	10	8
2	25	110	15	10
3	20	115	12	12
4	35	95	9,5	15
5	48	100	12	20
6	55	125	12,5	20
7	18	120	10,5	10
8	25	130	14,5	12
9	32	90	15	6
10	12	85	14	7
11	15	120	18	8
12	25	130	20	12
13	31	125	15	12
14	30	115	18,5	15
15	28	120	12,5	8
16	20	100	17,5	9

Окончание табл. 9

№вар.	$P_{пл}$ , МПа	$H_{ст}$ , м	$K$ , $m^3/(сут \cdot МПа)$	$P_{заб}$ , МПа
17	18	110	17	7
18	15	115	10	7
19	12	95	15	6
20	16	100	12	8
21	10	125	9,5	5
22	15	120	12	5
23	28	130	12,5	12
24	30	90	10,5	14
25	25	85	14,5	12
26	35	120	15	10
27	22	130	14	10
28	18	125	18	9
29	16	115	20	8
30	40	120	15	15

## Содержание

<b>Предисловие</b> .....	3
<b>Лабораторная работа № 1. Источники пластовой энергии</b> .....	4
<b>Лабораторная работа № 2. Гидродинамическое совершенство скважин</b> .....	10
<b>Лабораторная работа № 3. Исследование скважин методом установившихся отборов</b> .....	16
<b>Лабораторная работа № 4. Исследование скважин методом восстановления давления</b> .....	24
<b>Лабораторная работа № 5. Выбор способа эксплуатации скважин</b> ..	30
<b>Литература</b> .....	39

## Литература

1. Шуров, В. И. Технология и техника добычи нефти / В. И. Шуров. – М. : Недра, 1983. – 510 с.
2. Справочное пособие по газлифтному способу эксплуатации скважин / Ю. В. Зайцев [и др.]. – М. : Недра, 1984. – 359 с.
3. Чичеров, Л. Г. Нефтепромысловые машины и механизмы / Л. Г. Чичеров. – М. : Недра, 1983. – 308 с.
4. Гиматудинов, Ш. К. Справочное руководство по проектированию и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Ш. К. Гиматудинов. – М. : Недра, 1983. – 562 с.
5. Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых месторождений / И. Д. Амелин [и др.]. – М. : Недра, 1978. – 356 с.
6. Ляпков, П. Д. Об относительной скорости движения газовой фазы в стволе скважины перед входом в глубинный насос / П. Л. Ляпков, А. С. Гуревич А. С. // РНТС «Нефтепромысловое дело». – № 8, 1973. – С. 6–10.
7. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи / И. Т. Мищенко [и др.]. – М. : Недра, 1984. – 270 с.

**Атвиновская Татьяна Владимировна**

## **СКВАЖИННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА**

**Практикум  
по одноименному курсу  
для слушателей специальности переподготовки  
1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений»  
заочной формы обучения**

Подписано в печать 30.01.18.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».

Ризография. Усл. печ. л. 2,32. Уч.-изд. л. 2,4.

Изд. № 20.

<http://www.gstu.by>

Отпечатано на цифровом дуплекаторе  
с макета оригинала авторского для внутреннего использования.

Учреждение образования «Гомельский государственный  
технический университет имени П.О. Сухого».

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48.