**Практическая работа №15**

Тема: Оборудование для бесштанговой эксплуатации скважин.

Цель: Подбор оборудования для эксплуатации скважин ПЭЦН.

# Исходные данные

|  |  |
| --- | --- |
| **Варианты/параметры** | **1** |
| **Глубина скважины*****Н*,м** | **1940** |
| **Пластовое давление, *рпл*, МПа** | **16,8** |
| **Забойное давление, рзаб,МПа** | **11,8** |
| **Устьевое давление, *ру*, МПа** | **1,6** |
| **Давление насыщения, *рнас*, МПа** | **9,0** |
| **Коэффициент продуктивности, *Кпр*, т/сут мПа** | **17** |
| **Обводненность продукции скважины, nв,%** | **47** |
| **Плотность пластовой воды, ρв, кг/м3** | **1080** |
| **Плотность нефти, ρн, кг/м3** | **850** |
| **Плотность газа, ρг, кг/м3** | **1,1** |
| **Диаметр эксплуатационной колонны, D,мм** | **168** |
| **Газовый фактор, G,м3/т** | **54** |

 **Практическая работа №15**

Тема: Оборудование для бесштанговой эксплуатации скважин.

Цель: Подбор оборудования для эксплуатации скважин ПЭЦН.

# Исходные данные

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Варианты/параметры** | **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** |
| **Глубина скважины*****Н*,м** | **1940** | **1910** | **1860** | **1820** | **1770** | **1800** | **1750** | **1700** | **1990** | **1950** |
| **Пластовое давление, *рпл*, МПа** | **16,8** | **16,5** | **15,7** | **15,0** | **14,7** | **15,2** | **15,5** | **14,8** | **15,3** | **16,1** |
| **Забойное давление, рзаб,МПа** | **14** | **14** | **13** | **12** | **12** | **11** | **14** | **13** | **13** | **14** |
| **Устьевое давление, *ру*, МПа** | **1,6** | **1,4** | **1,5** | **1,3** | **0,8** | **0,6** | **0,5** | **1,5** | **2,0** | **1,8** |
| **Давление насыщения, *рнас*, МПа** | **10** | **9,9** | **9,8** | **9,7** | **9,6** | **9,5** | **9,4** | **9,3** | **9,2** | **9,1** |
| **Коэффициент продуктивности, *Кпр*, т/сут мПа** | **17** | **35** | **28** | **29** | **32** | **22** | **38** | **44** | **33** | **35** |
| **Обводненность продукции скважины, nв,%** | **47** | **63** | **55** | **52** | **50** | **42** | **45** | **50** | **60** | **50** |
| **Плотность пластовой воды, ρв, кг/м3** | **1080** | **1060** | **1050** | **1090** | **1080** | **1060** | **1070** | **1080** | **1090** | **1070** |
| **Плотность нефти, ρн, кг/м3** | **850** | **830** | **800** | **820** | **828** | **830** | **850** | **840** | **835** | **825** |
| **Плотность газа, ρг, кг/м3** | **1,1** | **1,2** | **1,1** | **1,2** | **1,3** | **1,2** | **1,1** | **1,3** | **1,2** | **1,1** |
| **Диаметр эксплуатационной колонны, D,мм** | **168** | **168** | **146** | **146** | **168** | **146** | **168** | **146** | **168** | **168** |
| **Газовый фактор, G,м3/т** | **54** | **55** | **56** | **58** | **60** | **50** | **45** | **50** | **60** | **65** |

**Ход работы:**

1. Определяем дебит скважины по уравнению притока при n=1

 ; т/сут

 объемный дебит:  м3/сут

где Кпр –коэффициент продуктивности скважины *т/(сут\*МПа)* (стандартные

 условия)

2.Выбираем оптимальное давление на приеме насоса в зависимости от обводненности и газового фактора по промысловым данным или по кривым газосодержания. При отсутствии конкретных рекомендаций принять приближенно:

 Ропт=2,5…3,0 МПа при nв>50%

 Ропт= 3,0 –4,0 МПа при nв<50%/

 Ропт= 2,5 МПа при nв больше или равно 50%/

3. Глубину спуска насоса определяем из условия обеспечения оптимального необходимого давления на приеме насоса:

; м

 

4. Диаметр НКТ определяется их пропускной способностью и возможностью совместного размещения в скважине труб с муфтами, насоса и круглого кабеля. Выбирается диаметр НКТ по дебиту скважины, исходя из условия , что средняя скорость потока в трубах должна быть в пределах Vср=1,2-1,6 м/с, причем меньшее значение берется для малых дебитов. Исходя из этого определяют площадь внутреннего канала НКТ м2,

 ; м2

и внутренний диаметр,

  см

где Q - объемный дебит скважины , м3/сут.

Исходя из внутреннего диаметра выбирается ближайший стандартный диаметр НКТ ( см. таблицу 1 приложения)

Исходя из внутреннего диаметра НКТ, dнкт =48 мм, dм=56 мм,dвн=40,3 мм.

5. Вычисляем потребный напор, необходимый для подъема жидкости на поверхность из уравнения условной характеристики скважины:

 ; м

где hтр – потери напора на трение при движении жидкости в НКТ, определяемые по формулам трубной гидравлики. Приближенно можно принять hтр= 20…40 м.

  ; м,

где dвн – внутренний диаметр НКТ,м.

6.Определяем группу насоса (диаметр) в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны по таблице 2 приложения

Дэк=168 мм(144,3),группа насоса 6, dнас=123(114)

 7.Определяем необходимое исполнение насоса в зависимости от содержания механических и корродирующих примесей в продукции скважины: Принять без учета примесей. Q= , Нс=

 Подходит ЭЦНИ