

# ***1.19 Теоретические основы компрессорной эксплуатации скважин***

Дисциплина «Технологии эксплуатации газовых и  
нефтяных скважин»

## **Определение**

*Компрессорными скважинами называются скважины, в которых подъем жидкости происходит за счет двух видов энергий: пластовой и энергии сжатого газа (воздуха).*

## **Преимущества способа:**

1. простота конструкции;
2. расположение оборудования на поверхности;
3. возможность отбора больших объемов жидкости (до 1000 м<sup>3</sup>/сут и более);
4. простота регулирования производительности скважин;
5. большие по продолжительности МРП работы скважин (до 7 лет);
6. возможность предупреждения пробкообразования при работе.

## **Недостатки способа**

1. низкий к.п.д. подъемника;
2. повышенный расход труб;
3. потребность в компрессорных станциях;
4. увеличение количества газонефтяных сепараторов;
5. практика показала, что затраты на оборудование компрессорной скважины в 3...4 раза выше, чем для насосной скважины.

## **Классификация компрессорных скважин**

- по количеству колонн труб спущенных в скважины (1-рядные и 2-рядные).
- по схеме подачи рабочего агента (кольцевая и центральная схемы).

## Классификация компрессорных подъемников

1. По количеству колонн труб, спускаемых в скважины:
  - Однорядные (*[+] низкая стоимость оборудования, возможность изменять диаметр подъемных труб; [-] затруднен вынос песка, высокие значения пусковых давлений*);
  - двухрядные.
2. По направлению нагнетания рабочего агента:
  - с кольцевой системой подачи газа;
  - с центральной системой подачи газа (*особенности – [+] низкие значения пусковых давлений и рациональное использование габаритов скважины; [-] образование отложений на трубах ОК, трудности при подъеме жидкости с песком*).

**Вывод** – наиболее совершенным считается однорядный подъемник с кольцевой системой подачи газа.

Практика эксплуатации компрессорных скважин показала, что целесообразно применять следующие диаметры труб для подъема жидкости:

Диаметр труб, мм	Дебит по жидкости, т/сут
<b>38</b>	<b>20...50</b>
<b>50</b>	<b>50...70</b>
<b>63</b>	<b>70...250</b>
<b>75</b>	<b>250...350</b>
<b>102</b>	<b>Свыше 350</b>

## Дополнительное оборудование для компрессорной эксплуатации скважин

1. Газораспределительные будки – для распределения рабочего агента по скважинам одного куста. К будке подводят две линии: высокого (63 мм, для пуска) и низкого давления (100 мм, для работы скважины). Имеется оборудование для учета объемов закачки и термодинамических параметров.
2. Газораспределительные гребенки – для распределения рабочего агента по кустам скважин. Имеется оборудование для учета объемов закачки и термодинамических параметров.
3. ППН - передвижной подогреватель газа. Предназначен для осушки газа и удаления влаги.
4. КС – компрессорная станция.
5. Станция управления работой скважин - для автоматизированного контроля процесса эксплуатации скважин и изменения режима их работы. Режим можно менять двумя способами:
  - Изменением параметров закачки рабочего агента в скважину;
  - Изменением величины давления на забое скважин (штуцирование).

## Основные расчетные параметры компрессорных скважин

- Глубина погружения подъемных труб (глубина установки рабочего клапана)

$$h_{\text{погр}} = \frac{P_1}{\rho_{\text{ж}} \cdot g}$$

- Высота подъема жидкости:

$$h_0 = L - h_{\text{нозр}}$$

где  $L$  – длина подъемных труб.

- процент погружения труб под уровень жидкости:

$$h_{\%} = \frac{h_{\text{нозр}}}{L}$$

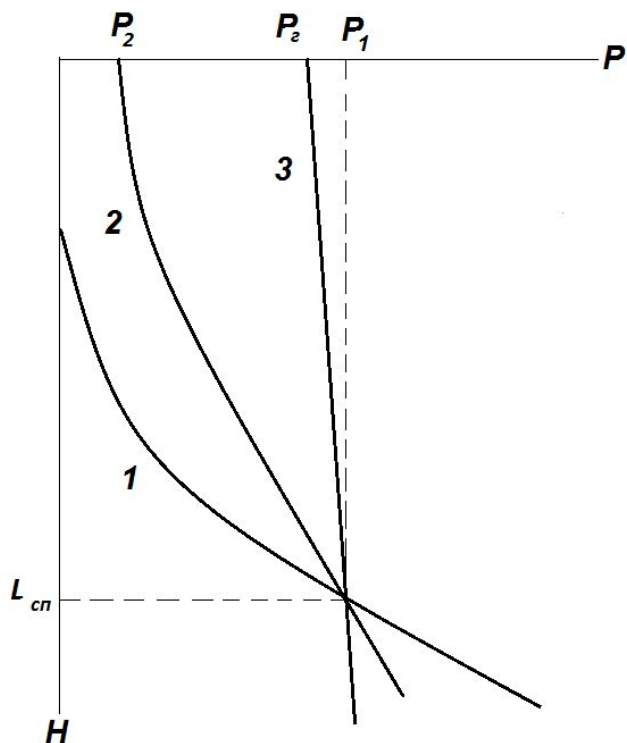
- К.п.д.: 
$$\eta = \frac{E_{\text{пол}}}{E_{\text{затр}}} = \frac{Q \cdot H}{2,3 \cdot p_0 \cdot V_0 \cdot \ln \frac{p_1}{p_2}}$$

где  $V_0$  – объем рабочего агента при атмосферных условиях.

### Принципы расчета компрессорных скважин (КС)

1. Определение параметров работы КС основано на применении линий распределения давления в столе скважины.
2. Основная задача – определение величин: **удельный расход рабочего агента** и **давление нагнетания газа** в скважину.
3. Возможные ограничения:  $P_2$  ограничено (*не ограничено*); удельный расход газа ограничен (*не ограничен*) и т.д.

4. Расчет режима работы КС возможен только при условии, если известна зависимость притока жидкости из пласта в скважину (уравнение притока).
5. По заданному дебиту скважины по жидкости из уравнения притока определяется величина  $P_{заб}$ .
6. При помощи одной из методик расчета распределения давления в скважине строятся две зависимости:
  - распределение давления по столу скважины;
  - распределение давления по НКТ.



7. На схеме обозначены:
  - 1 – распределение давления по ОК; 2 – распределение давления по НКТ; 3 – распределение давления рабочего агента;  $P_1$  – давление у башмака подъемных труб;  $P_2$  – устьевое давление;  $L_{сп}$  – глубина спуска труб (место установки рабочего клапана).
8. Расчетный газовый фактор принимается как:

$$G_{расч} = G_0 + R_{нагн}$$

где  $R_{нагн}$  – удельный расход газа, нагнетаемого с поверхности для создания режима искусственного фонтанирования.

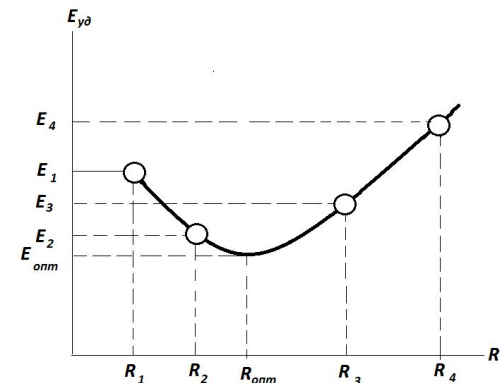
9. Расчеты линий распределения давления в НКТ повторяют при различных объемах свободного газосодержания жидкости в подъемных трубах. Для каждого варианта расчета находятся точки пересечения кривых распределения давления в ОК и НКТ.
10. Рекомендуемые величины удельного расхода газа на подъем жидкости:

- $R_1 = G_0 + 0,5 \cdot G_{\sigma}$ ;
- $R_2 = G_0 + 1,0 \cdot G_{\sigma}$ ;
- $R_3 = G_0 + 1,5 \cdot G_{\sigma}$ ;
- $R_4 = G_0 + 2,0 \cdot G_{\sigma}$ .

11. Для каждого значения удельного расхода газа рассчитывается удельная энергия, затрачиваемая на подъем  $1 \text{ м}^3$  жидкости

$$E_{y\partial} = V \cdot P_0 \cdot \ln \frac{P_1}{P_2}$$

12. Строится зависимость  $E_{y\partial}$  от удельного расхода газа  $R$ .
13. Графически находятся оптимальные значения удельного расхода газа и удельной энергии на подъем жидкости.



14. После определения длины подъемника (глубины установки рабочего клапана) проводят уточнение диаметра НКТ по формуле оптимальной производительности ГЖП, которая решается относительно « $d$ »

$$Q_{opt} = 55 \cdot d^3 \cdot \xi^{1.5} \cdot (1 - \xi)$$