

С 2

СИТУАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ
ПО КУРСУ «ЭНГС» БАЛАНДИН Л.Н.

1. Нормальной работе установки ЭЦН мешает газ. Установка спущена на глубину 1800 м. Ваши действия, как инженера-технолога для обеспечения нормальной работы скважины.

Перейти на периодическую эксплуатацию скважины?

Изменить типоразмер насосной установки?

Изменить способ эксплуатации скважин?

Изменить режим откачки жидкости?

Изменить диаметр насосных труб?

Изменить глубину подвески насоса?

Изменить глубинно-насосное оборудование?

Ваше решение должно включить в себя обсуждение всех предлагаемых вариантов и их обоснование.

2. Требуется подобрать насос к скважине, обеспечивающий заданную норму отбора жидкости, если перед инженером-технологом лежат следующие данные: скважина вертикальна, ее глубина $L=1300$ м, диаметр (условный) эксплуатационной колонны $D_k=146$ мм, коэффициент продуктивности скважины $K=30$ м³/(сут*МПа), пластовое давление $p_{пл}=14$ МПа, пластовая температура $T_{пл}=300$ К, давление в выкидной линии $p_{вык}=0,5$ МПа, объемная доля воды в добываемой жидкости (стандартные условия) $\beta_g=20$ %, газонасыщенность пластовой нефти $G=60$ м³/т, давление насыщения $p_{нас}=9$ МПа, плотность нефти (пластовой и дегазированной) $\rho_{пл}=800$ кг/м³, $\rho_{дег}=890$ кг/м³, вязкость (пластовой и дегазированной) $\mu_{пл}=8$ мПа*с, $\mu_{дег}=20$ мПа*с, объемный коэффициент (пластовое условие) 1,15, плотность воды $\rho_w=1100$ кг/м³, вязкость воды $\mu_w=1,1$ мПа*с, плотность попутного газа $\rho_g=1,4$ кг/м³, вязкость попутного газа $\mu_g=0,02$ мПа*с. Не исключено, что всех этих данных для принятия решения и не потребуется.

3. У Вас возникла необходимость в выборе глубинно-насосного оборудования и требуется выбрать станок-качалку, насос (его диаметр и тип), диаметр труб и штанг. В Вашем распоряжении имеются следующие данные. Глубина залегания продуктивных пластов 4000 м. Пластовое давление 300 МПа. Нефть парафинистая (до 2 % масс.), смолистая (до 6% масс.), с плотностью в пластовых условиях 800 кг/м³. Газовый фактор 100 м³/т. Давление насыщения нефти газом 6 МПа. В продукции скважин имеется сероводород до 2 % масс. Ваши действия как инженера-технолога: Вы будете руководствоваться диаграммой Адонина или какими-либо расчетами? Если последние Вам покажутся предпочтительнее, то, какими расчетами?

4. Рассчитайте, при какой обводненности продукции скважины она прекратит фонтанировать, если глубина скважины 1700 м, внутренний диаметр НКТ – 0,05 м, давление насыщения нефти газом 9 МПа, давление на устье 0,6 МПа, газовый фактор 60 м³/т, плотность пластовой нефти 800 кг/м³, плотность нефти в поверхностных условиях 850 кг/м³, обводненность продукции скважины 25 %, плотность пластовой воды 1100 кг/м³. Забойное давление во время работы скважины должно быть равно давлению насыщения.

5. Залежь нефти находится в эксплуатационном бурении. Средняя глубина залегания пласта 2100 метров. Средняя проницаемость коллектора 1650 мкм², средняя пористость 20 %. В добываемой жидкости до 2 % сероводорода. Плотность нефти в пластовых условиях 800 кг/м³, вязкость 3 мПа*с. Газовый фактор 40 м³/т. Давление насыщения нефти газом

5 МПа. Начальное пластовое давление 20 МПа. Продукция скважин безводная. Обоснуйте способ извлечения жидкости из скважины, выберете необходимое для этого оборудование и режим его работы.

6. Определить минимальное забойное давление фонтанирования, если глубина скважины 1700 м, внутренний диаметр НКТ – 0,05 м, давление насыщения нефти газом 9 МПа, давление на устье 0,6 МПа, газовый фактор $60 \text{ м}^3/\text{т}$, плотность пластовой нефти $800 \text{ кг}/\text{м}^3$, плотность нефти в поверхностных условиях $850 \text{ кг}/\text{м}^3$, обводненность продукции скважины 25 %, плотность пластовой воды $1100 \text{ кг}/\text{м}^3$. Забойное давление во время работы скважины должно быть больше давлению насыщения.

7. Опишите методику проведения гидродинамических промысловых исследований эксплуатационных скважин для выбора способа откачки жидкости и оценки надежности оборудования для добычи нефти.

8. Эксплуатационная скважина и режим ее работы характеризуется следующими параметрами. Ствол скважины на участке 300-400 м имеет угол наклона к вертикали 12° . Глубина подвески насоса 1750 м. Дебит скважины $12 \text{ м}^3/\text{сут.}$, обводненность продукции 96 %. Газовый фактор $300 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Динамический уровень жидкости в скважине 1000 м. Плотность нефти в пластовых условиях $800 \text{ кг}/\text{м}^3$. Вязкость нефти в пластовых условиях $30 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Пористость коллектора 18,2 %, проницаемость $0,62 \text{ мкм}^2$. Какие, с Вашей точки зрения, факторы осложняют работу скважины в данных условиях? Какой способ извлечения жидкости на поверхность Вы в данном случае рекомендуете и почему.

9. Обоснуйте выбор способа подъема жидкости из скважины, необходимое скважинное оборудование, если по скважине имеется следующая исходная информация. Заданная технологическая норма отбора жидкости $Q_{жс} = 150 \text{ м}^3/\text{сут.}$, скважина вертикальная, ее глубина $L_c = 1500 \text{ м}$, диаметр колонны $D_k = 146 \text{ мм}$; коэффициент продуктивности $K = 30 \text{ м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$; пластовое давление $p_{пл} = 15 \text{ МПа}$, пластовая температура $T_{пл} = 300 \text{ К}$, давление на выкидной линии на устье скважины $p_{вык} = 0,5 \text{ МПа}$; объемная доля воды в добываемой продукции (СУ) $\beta_e = 30\%$, газонасыщенность пластовой нефти $\Gamma = 70 \text{ м}^3/\text{т}$, давление насыщения $P_{нас} = 10 \text{ МПа}$, плотность нефти (пластовой и дегазированной) $\rho_{н пл} = 800 \text{ кг}/\text{м}^3$, $\rho_{н ден} = 850 \text{ кг}/\text{м}^3$, вязкость (пластовой и дегазированной) $\mu_{н пл} = 5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, $\mu_{н ден} = 20 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, объемный коэффициент (пластовое условие) 1,2, плотность воды $\rho_e = 1100 \text{ кг}/\text{м}^3$, вязкость воды $\mu_e = 1,1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, плотность попутного газа $\rho_g = 1,3 \text{ кг}/\text{м}^3$, вязкость попутного газа $\mu_g = 0,03 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Не исключено, что из приведенных данных Вам не потребуются.

10. Рассчитайте, при какой обводненности продукции скважины она прекратит фонтанировать, если глубина скважины 1700 м, внутренний диаметр НКТ – 0,05 м, давление насыщения нефти газом 9 МПа, давление на устье 0,6 МПа, газовый фактор $60 \text{ м}^3/\text{т}$, плотность пластовой нефти $800 \text{ кг}/\text{м}^3$, плотность нефти в поверхностных условиях $850 \text{ кг}/\text{м}^3$, обводненность продукции скважины 25 %, плотность пластовой воды $1100 \text{ кг}/\text{м}^3$. Забойное давление во время работы скважины должно быть равно давлению насыщения.

11. Обоснуйте выбор способа подъема жидкости из скважины, необходимое скважинное оборудование, если по скважине имеется следующая исходная информация. Заданная технологическая норма отбора жидкости $Q_{жс} = 150 \text{ м}^3/\text{сут.}$, скважина вертикальная, ее глубина $L_c = 1500 \text{ м}$, диаметр колонны $D_k = 146 \text{ мм}$, коэффициент продуктивности $K = 30 \text{ м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$, пластовое давление $p_{пл} = 15 \text{ МПа}$, пластовая температура $T_{пл} = 300 \text{ К}$, давление на выкидной линии на устье скважины $p_{вык} = 0,5 \text{ МПа}$, объемная доля воды в добываемой продукции (СУ) $\beta_e = 30\%$, газонасыщенность пластовой нефти $\Gamma = 70 \text{ м}^3/\text{т}$, давление насыщения $P_{нас} = 10 \text{ МПа}$,

плотность нефти (пластовой и дегазированной) $\rho_{н.пл} = 800 \text{ кг/м}^3$, $\rho_{н.дег} = 850 \text{ кг/м}^3$, вязкость (пластовой и дегазированной) $\mu_{н.пл} = 5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, $\mu_{н.дег} = 20 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, объемный коэффициент (пластовое условие) 1,2, плотность воды $\rho_в = 1100 \text{ кг/м}^3$, вязкость воды $\mu_в = 1,1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, плотность попутного газа $\rho_г = 1,3 \text{ кг/м}^3$, вязкость попутного газа $\mu_г = 0,03 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Не исключено, что некоторые из приведенных данных Вам не потребуются.

12. Скважина эксплуатируется с помощью УЭЦН5-80-850 и работает в установившемся режиме. Дебит скважины по замеру на «Спутнике» - $40 \text{ м}^3/\text{сут.}$, буферное давление - 15 атм., затрубное давление - 30 атм., динамический уровень жидкости 600 м. Средняя плотность жидкости 800 кг/м^3 . Можно ли считать, что скважина работает в оптимальном режиме, а насосное оборудование подобрано правильно? Обоснуйте Ваши рекомендации по изменению режима скважины и по изменению типоразмера установки. Объясните, каких результатов при этом можно ожидать.

13. Выберите типоразмер станка-качалки, если предполагается откачивать жидкость вязкостью порядка $200 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ и возможно зависание штанговых колонн при их ходе вниз. Обоснуйте Ваше решение. Каковы предполагаемые результаты Ваших действий. Ваши действия, если все-таки зависание штанговых колонн началось.

14. С целью поддержания добычи нефти на заданном уровне скважина переведена на форсированный отбор жидкости с помощью высокопроизводительного центробежного насоса. Дебит скважины по жидкости после её перевода на форсированный отбор значительно возрос. Однако со временем производительность скважины начала снижаться из-за образования песчаной пробки на её забое. Предложите и обоснуйте варианты работ по предотвращению снижения дебита жидкости скважины. Дайте обоснование оптимального решения. Опишите технологию необходимых для реализации Вашего решения работ на скважине.

15. Скважина переводится с фонтанного способа эксплуатации на газлифтный. Дебит жидкости $120 \text{ м}^3/\text{сут.}$ Пластовое давление 11 МПа, давление насыщения нефти газом 5 МПа. Плотность нефти в пластовых условиях 800 кг/м^3 , в поверхностных 850 кг/м^3 . Газовый фактор $25 \text{ м}^3/\text{т}$. Глубина скважины 1300 м. Обводненность продукции 60 %. Диаметр эксплуатационной колонны 0,15 м. Диаметр подъемных труб 0,06 м. Разработайте технологию пуска скважины в эксплуатацию и определите необходимость установки газлифтных клапанов.