



УДК 622.279

ПРИМЕНЕНИЕ ХВОСТОВИКА ДЛЯ ВЫНОСА ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ С ЗАБОЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

APPLICATION OF THE SHANK FOR REMOVAL OF RESERVOIR WATER FROM THE BOTTOM OF OIL WELLS

Алиметов Шамиль Агаметович

инженер-технолог «Когалымнефтегаз»,
ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»
felix8047@mail.ru

Alimentov Shamil Agametovich

Process engineer,
TPP «Kogalymneftegaz»,
«LUKOIL – Western Siberia» LLC
felix8047@mail.ru

Аннотация. Накопление пластовой воды и механических примесей на забое, обусловленное снижением дебита добывающих скважин, приводит к ряду отрицательных последствий: увеличению плотности смеси в стволе и снижению депрессии на пласт, повышению темпов коррозионного износа обсадной колонны. Для обеспечения условий выноса пластовой воды и механических примесей из ствола скважин перспективным является использование хвостовиков в интервале ниже приема погружного насоса. В работе исследуется влияние эксплуатационных параметров на формирование поля давления в стволе скважин, оборудованных хвостовиком.

Annotation. The accumulation of reservoir water and mechanical impurities at the bottom, due to a decrease in the production rate of production wells, leads to a number of negative consequences: an increase in the density of the mixture in the trunk and a decrease in depression on the formation, an increase in the rate of corrosion wear of the casing. To ensure the conditions for the removal of reservoir water and mechanical impurities from the wellbore, it is promising to use shanks in the interval below the reception of the submersible pump. The paper examines the influence of operational parameters on the formation of the pressure field in the well bore equipped with a shank.

Ключевые слова: механистическая модель, хвостовик, вынос пластовой воды.

Keywords: mechanical model, shank, reservoir water removal, mechanical impurities.

Эксплуатация месторождений нефти и газа, в особенности на заключительном этапе разработки, ведется преимущественно механизированным способом и сопровождается рядом осложнений: снижение пластового давления и дебита добывающих скважин, обводнение продукции, отложения парафинов, неорганических солей, механических примесей в узлах внутрискважинного насосного оборудования [1, 2]. Одним из отрицательных факторов является накопление пластовой воды и механических примесей на забое, которое приводит к увеличению плотности смеси в стволе скважины и забойного давления, снижению депрессии на пласт и дебита. Контакт пластовой воды с поверхностью обсадной колонны приводит к ее повышенной коррозии. Таким образом, задача оптимизации условий выноса пластовой воды из ствола скважин является актуальной задачей [3, 4].

Одной из перспективных технологий является оборудование скважины в интервале ниже приема насоса (штангового или электроцентробежного) хвостовиком, диаметр которого ниже диаметра обсадной колонны. При равном дебите скважины скорость потока в хвостовике выше, чем в обсадной колонне, в результате улучшаются условия выноса пластовой воды потоком жидкости (рис. 1).

На сегодняшний день предложено два конструктивных варианта его исполнения: в первом случае хвостовик герметично соединяется с приемом насоса (рис. 1, а), во-втором хвостовик устанавливается ниже приема насоса, причем межтрубное пространство изолируется в верхней части хвостовика пакером, и часть свободного газа на приеме насоса сепарируется в затрубное пространство (рис. 1, б). Преимуществом схемы, приведенной на рисунке 1, б, является снижение объемной доли свободного газа на приеме насоса, что актуально при откачке продукции с высоким газовым фактором.

Для обоснованного расчета оптимальных геометрических параметров хвостовика необходимо детальное исследование особенностей движения газожидкостного потока в скважине. В данной работе расчет многофазного течения проводится в рамках модели «drift-flux» [5]. Градиент давления в лифтовой трубе (обсадной колонне, хвостовике) определяется согласно формуле:

$$\frac{dp}{dz} = f_m \frac{\rho_m V_m^2}{2s} + \rho_m g \sin \alpha, \quad (1)$$

где f_m – коэффициент трения, ρ_m – плотность многофазной смеси с учетом проскальзывания фаз, s – гидравлический диаметр лифтовой трубы, α – угол наклона ствола скважины, V_m – скорость смеси.



Построены зависимости перепада давления в обсадной колонне ниже приема насоса (разницы между забойным давлением и давлением на приеме) от диаметра используемого хвостовика и исследовано влияние эксплуатационных параметров (обводненности, вязкости продукции, дебита) на эффективность выноса пластовой воды.

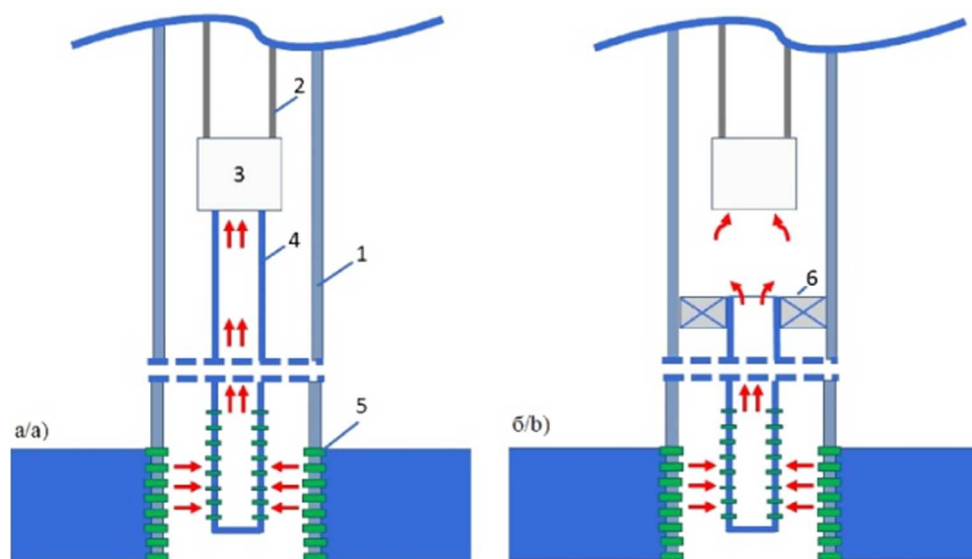


Рисунок 1 – Конструкция скважины с хвостовиком: а – соединение хвостовика с приемом насоса; б – хвостовик с пакером; 1 – обсадная колонна, 2 – насосно-компрессорные трубы, 3 – погружной насос, 4 – хвостовик, 5 – интервал перфорации продуктивного пласта, 6 – пакер, красным показано направление потоков в скважине

С увеличением обводненности эффективность использования хвостовика закономерно снижается (рис. 2).

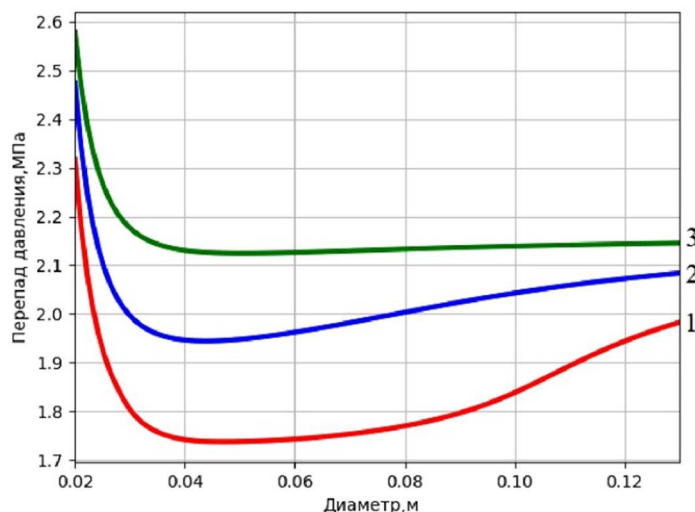


Рисунок 2 – Зависимость перепада давления в хвостовике от его диаметра, обводненности: 1 – 10 %, 2 – 50 %, 3 – 90 %

Наибольшая эффективность хвостовика достигается при малой обводненности продукции (10 % в рассматриваемом примере). Использование хвостовика позволяет снизить противодавление на пласт на величину порядка 0,25 МПа, что соответствует увеличению дебита скважины по жидкости и нефти соответственно до 2,5 м³ / сут и 1,8 т / сут (5 %).

В результате анализа влияния эксплуатационных параметров (обводненности, вязкости продукции, дебита) на эффективность выноса пластовой воды установлено, что эффективность использования хвостовика увеличивается по мере снижения обводненности, вязкости продукции и дебита скважины, причем при оптимальном диаметре хвостовика достигается увеличение дебита скважины по жидкости и нефти до 5 %.

**Литература:**

1. Гилаев Г.Г., Бахтизин Р.Н., Уразаков К.Р. Современные методы насосной добычи нефти. – Уфа, 2016. – 412 с.
2. Уразаков К.Р. Проблемы эксплуатации механизированного фонда скважин Западной Сибири и пути их решения // Нефтяное хозяйство. – 1996. – № 4. – С. 72–74.
3. Справочник по добыче нефти / К.Р. Уразаков [и др.]. – Пермь : Астер Плюс, 2020. – 600 с.
4. Диагностирование технического состояния электроцентробежных насосных установок по уровню их вибрации / К.Р. Уразаков [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2017. – Т. 15. – № 1. – С. 103–107.
5. Тимашев Э.О., Уразаков К.Р. Гидродинамика газожидкостного потока в насосных трубах штанговых установок // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18. – № 4. – С. 125–133.

References:

1. Gilaev G.G., Bakhtizin R.N., Urazakov K.R. Modern methods of pumped oil production. – Ufa, 2016. – 412 p.
2. Urazakov K.R. Problems of operation of mechanized fund of wells in Western Siberia and ways of their solution // Oil Economy. – 1996. – № 4. – P. 72–74.
3. Reference book on oil production / K.R.Urazakov [et al.]. – Perm : Aster Plus, 2020. – 600 p.
4. Diagnosis of technical condition of electric centrifugal pump units by their vibration level / K.R. Urazakov [et al.] // Neftegazovoye delo. – 2017. – Vol. 15. – № 1. – P. 103–107.
5. Timashev E.O., Urazakov K.R. Hydrodynamics of gas-liquid flow in the sucker-rod pumping pipes // Neftegazovoye Delo. – 2020. – Vol. 18. – № 4. – P. 125–133.