

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГНИТНЫХ ИНДУКТОРОВ В КОМПОНОВКЕ СО ШТАНГОВЫМИ ГЛУБИННЫМИ НАСОСАМИ В УСЛОВИЯХ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Шеховцова Е.В.

*Удмуртский федеральный исследовательский центр Уральского отделения
Российской академии наук, Ижевск*

Ключевые слова: штанговые глубинные насосы, торможение штанг при ходе вниз, гидродинамическое трение в подземном оборудовании, магнитные индукторы муфтового типа, высоковязкая нефть, штанговые муфты, оценки статической прочности.

Аннотация. Проблемой современной добычи углеводородного сырья является ухудшение общей структуры запасов. Такая тенденция закономерна, в связи с выработкой легких и доступных запасов, где на их смену приходят трудноизвлекаемые, высоковязкие, битуминозные запасы. Традиционно наиболее распространенным способом добычи трудноизвлекаемой нефти остается добыча с помощью штанговых глубинных насосов. В статье рассматривается возможность повышения эффективности эксплуатационных свойств штанговых глубинных насосов в компоновке с магнитными активаторами муфтового типа. Обосновываются расчеты параметров эксплуатации штанг при ходе вниз и расчеты прочностных характеристик магнитных активаторов в условиях добычи высоковязкой нефти.

IMPROVING THE EFFICIENCY OF OPERATION OF MAGNETIC INDUCTORS IN COMBINATION WITH ROD DEPTH PUMPS IN CONDITIONS OF HIGH-VISCOSITY OIL PRODUCTION

Shekhovtsova E. V.

*Udmurt Federal Research Center of the Ural Branch
of the Russian Academy of Sciences, Izhevsk*

Keywords: rod depth pumps, rod braking when going down, hydrodynamic friction in underground equipment, magnetic inductors of coupling type, high-viscosity oil, rod couplings, static strength estimates.

Abstract. The problem of modern hydrocarbon production is the deterioration of the overall structure of reserves. This trend is natural, due to the development of light and affordable reserves, where they are replaced by hard-to-recover, high-viscosity, bituminous reserves. Traditionally, the most common method of extraction of hard-to-recover oil remains extraction using rod depth pumps. The article considers the possibility of increasing the efficiency of the operational properties of the rod depth pumps in combination with magnetic activators of the coupling type. Calculations of the operating parameters of the rods during the downward course and calculations of the strength characteristics of magnetic activators in the conditions of high-viscosity oil production are substantiated.

Введение

В настоящий момент очень актуальной задачей является разработка месторождений с высоковязкими нефтями. Доля месторождений с осложненными запасами с каждым годом все возрастает по причине выработки месторождений нефти, содержащих легкую нефть. В аспекте

существующей проблемы (увеличения доли высоковязких нефтей) важным моментом является вопрос применяемых техники и технологии добычи осложненной нефти, то есть возможность подъема данной нефти на дневную поверхность. Так, промысловый опыт показывает, что на протяжении длительного времени эксплуатации месторождений наиболее надежным и энергоэффективным способом добычи, в том числе высоковязкой нефти, является применение штанговых глубинных насосов (ШГН). В пользу данных насосов говорит их преимущественное применение в составе механизированного фонда, где ими оснащены не менее 70% всех добывающих скважин [2]. С течением времени применение ШГН при добыче высоковязкой нефти возрастет благодаря технологическому совершенствованию классической схемы.

Гидродинамическая нагрузка на оборудование скважин с ШГН

Такой физический параметр как вязкость представляет важнейшее технологическое свойство нефти, определяющее ее подвижность в пластовых условиях для добычи, а в дальнейшем и транспортировки нефти [10]. Промысловый опыт показывает, что с возрастанием вязкости нефти при ее откачке наблюдается торможение штанг при ходе вниз.

Работа А.М. Пирвердяна [4] легла в основу расчета гидродинамического трения в подземном оборудовании установок штанговых глубинных насосов. Так, гидродинамическое трение без учета инерционных сил в приближенном варианте имеет вид:

$$F_{mp} = \frac{2\pi L(m^2 + 1)v_{cp}(t)}{\ln m \left[1 + m^2 + \frac{1 - m^2}{\ln m} \right]}, \quad (1)$$

где $m = R_{um}/R_m$ – отношение радиусов штанг R_{um} и труб R_m ; $v_{cp}(t)$ – средняя скорость движения штанговой колонны в конкретный момент времени; L – длина штанговой колонны.

Введем поправочный коэффициент, позволяющий применять данную формулу в условиях реального действующего месторождения:

$$Re = R_{um} \sqrt{\omega / 2\nu}, \quad (2)$$

где ω – угловая скорость вращения кривошипа; c^{-1} ; ν – кинетическая вязкость нефти, m^2/c .

Нельзя не учесть тот аспект, что местные сопротивления в муфтах сопоставимы, а в ряде случаев превышают вязкое трение по боковой поверхности штанг. С помощью лабораторных исследований, проведенных на точных копиях муфтовых соединений, получена эмпирическая зависимость коэффициента местного сопротивления от гидродинамических характеристик потока, которая выражается в следующем виде:

$$\zeta = \frac{5,2 \cdot 10^4 (\alpha - 0,381)^{2,57} \left(2,77 \pm 1,69 \frac{Re_{KU}}{Re} \right)}{Re}, \quad (3)$$

где α – характеризует отношение диаметра штанговой муфты к внутреннему диаметру НКТ, а поправочные коэффициенты для штанг и жидкости соответственно для условий реального действующего месторождения примут вид:

$$Re_{KU} = v_{um} (D_m - d_{um}) \rho / \mu; \quad Re = u (D_m - d_{um}) \rho / \mu, \quad (4)$$

где v_{um} , u – скорости движения штанг и жидкости соответственно (средняя по сечению НКТ); D_m – диаметр труб; d_{um} – диаметр штанг.

Для наглядной иллюстрации в таблице 1 показаны длины штанг и их диаметры, эквивалентные по сопротивлению одной муфте.

Табл. 1. Значения эквивалентной длины штанг

d_{um} , мм	D_m , мм							
	40,3	50,3	59	62	73	76	88,6	100,3
12	4,7	1,28	0,21					
16		7,38	3,49	2,54	0,60			
19		18,90	11,50	9,65	4,40	3,45	0,97	
22			16,10	13,60	7,35	6,03	2,34	0,70
25				28,00	18,00	16,0	10,15	4,42

Исходя из таблицы 1 видно, что при диаметрах труб 62 мм и штанг 25 мм, что представляет собой зазор между муфтой и НКТ в 3 мм, сопротивление в муфте более чем в 3 раза превышает трение по боковой поверхности штанги, диаметром 25-мм.

При ходе штанги вниз получено полуэмпирическое выражение, которое было успешно апробировано на фонде скважин с высоковязкой нефтью месторождений Урало-Поволжского региона. Для расчета силы гидродинамического трения в середине хода [7]:

$$F_{mp} = 2,65 \cdot 10^{-4} \cdot \mu \cdot L \cdot K_E \cdot v_{шт} \cdot \exp(15,16m), \quad (5)$$

где L – длина штанговой колонны, м; $v_{шт}$ – скорость штанг в середине хода, м/с; K_E – коэффициент, учитывающий усредненный эксцентриситет расположения штанг в работающей скважине.

В результате применения данного полуэмпирического выражения была получена удовлетворительная сходимость результатов расчетов и замеров.

Повышение эффективности эксплуатации ШГН за счет применения магнитных индукторов муфтового типа

При добыче высоковязкой нефти с применением ШГН на практике применяют различные мероприятия, к примеру, увеличивают диаметр НКТ (вместо 73 мм применять 89 мм) или используют нагревательные кабели. В работе [8] авторами рассматривается схема размещения магнитных индукторов в стволе добывающей скважины, оснащенной ШГН (рис. 1).

Как малоэнергетическая и недорогая альтернатива дорогостоящим методам, с целью стабилизации работы ШГН предложено использование магнитных муфт (индукторов) в колонне НКТ, расположенных на трех

уровнях. Индукторы различной напряженности магнитного поля имеют наименование (снизу вверх) – МИОН С73РД22, МИОН СМ73ДУ62. Уровни положения магнитных индукторов устанавливают в местах нарушения равновесия системы водонефтяная эмульсия – газ, в результате выделения газа из растворенного состояния в отдельную фазу.

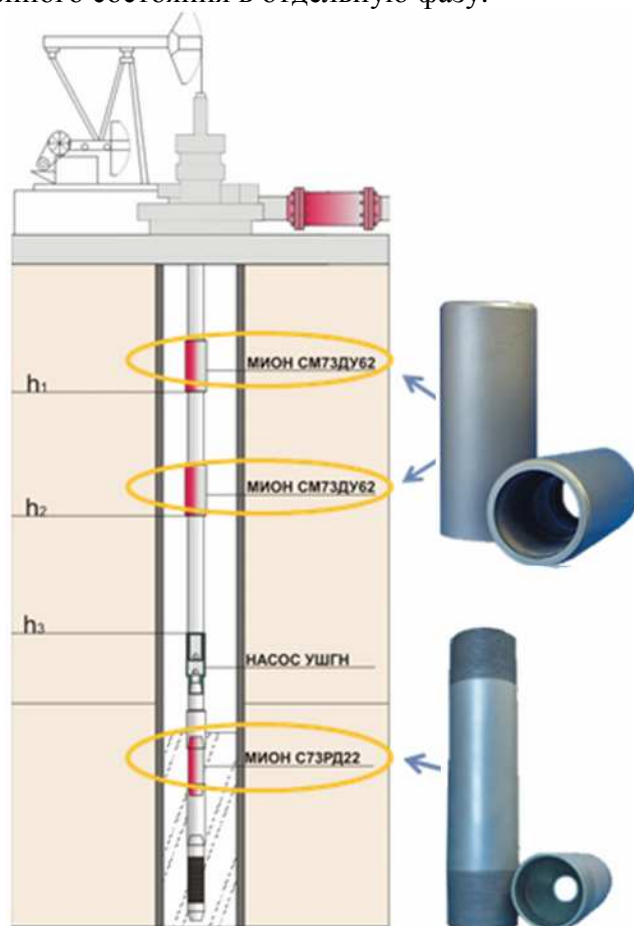


Рис. 1. Расположение магнитных индукторов в стволе скважины

Магнитная обработка по предложенной схеме позволит при малых энергетических затратах перестраивать структуру откачиваемой нефти.

Ферромагнитные примеси в форме оксида железа в добываемой нефти представляют собой микромагниты, соответственно они являются мишенями для магнитного воздействия [3]. Согласно схеме нижележащий магнитный индуктор обладает меньшей напряженностью магнитного поля чем вышерасположенный. В нижнем магнитном индукторе частично задерживаются ферромагнитные компоненты, которые формируются в более крупные структуры и далее срываются потоком откачиваемой нефти. Крупные частицы притягиваются друг к другу и теряют намагниченность, таким образом, теряют способность притягиваться к поверхности НКТ. Далее, выносятся в потоке нефти, проходят через более мощный магнитный

индуктор, где поддерживается намагниченность выносимых частиц. При этом они являются центрами укрупнения агломератов АСПО уже в потоке нефти, тем самым снижают скорость образования АСПО на поверхностях оборудования.

Предложенное расположение магнитных индукторов является технологически оправданной схемой, в том числе и потому, что позволяет сохранять прочностные характеристики магнитных индукторов стабильными и исключить их деформацию.

Оценка статической прочности магнитных индукторов муфтового типа

Для оценки статической прочности в случае напряжённого состояния применяют критерии прочности (разрушения), которые зависят от напряжённого или деформированного состояния материала (в нашем случае магнитного индуктора), его механических свойств. Обозначенные критерии дают возможность спроецировать сложные напряженные состояния, опираясь на результаты испытаний по разрушению образцов при простых напряжённых состояниях. В нашем случае сложным напряженным состоянием будем рассматривать случай хода штанги вниз. В работе [5] проводился расчет параметров эксплуатации различных типоразмеров магнитных клапанов, а также приведены результаты стендовых и опытно-промысловых испытаний данного решения. Произведем расчет прочности магнитного индуктора по аналогии, расположенного в ШГН согласно схеме на рисунке 1.

Условие статической прочности (разрушения) можно представить в следующем виде:

$$\sigma_{э\kappa\beta} = f(\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3; \lambda_0, \lambda_1, \dots) = \sigma_e, \quad (6)$$

где $\sigma_{э\kappa\beta}$ – эквивалентное напряжение; $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ – главные напряжения, λ_0, λ_1 – параметры, зависящие от механических свойств материала; σ_e – предел прочности материала при одноосном растяжении.

Условие прочности считается выполненным если $\sigma_{э\kappa\beta} < \sigma_e$ в наиболее напряженной точке детали. В случае $\sigma_{э\kappa\beta} \geq \sigma_e$ происходит разрушение в точке напряженного воздействия.

Коэффициент запаса по пределу прочности рассчитывается по формуле:

$$Re = H_e = \sigma_e / \sigma_{э\kappa\beta}, \quad (7)$$

Примем коэффициент динамичности $\chi = 2$, поскольку отсутствует начальная скорость $\vartheta_0 = 0$ рабочего тела. Тогда ударное воздействие рабочего тела (воздействующий механизм) на магнитный индуктор с учетом эквивалентного напряжения примет вид:

$$\sigma = \chi \cdot \sigma_{ст}, \quad (8)$$

Результаты расчетов для трех типоразмеров насосов представлены в таблице 2.

По результатам напряжённо-деформированного состояния представленных вариантов при заданных параметрах показал, что с учетом исходных нагрузок работоспособность магнитных индукторов остается

стабильной. Коэффициенты запаса по пределу прочности каждого в каждом варианте больше 1.

Табл. 2. Результаты расчетов для пяти типоразмеров насосов

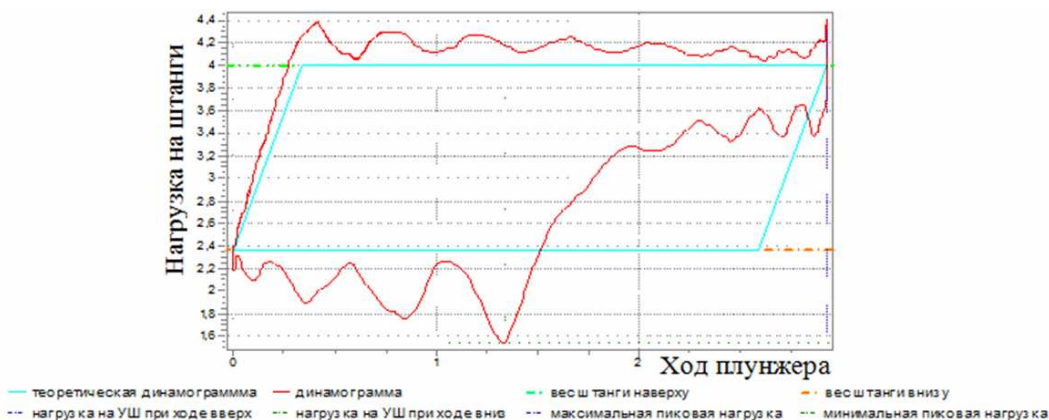
Диаметр плунжера	Усиление сцепления магнита, Н	Интенсивность напряжений, МПа	Коэффициент динамичности, χ	Напряжение, МПа	Коэффициент запаса по пределу прочности
27	61,18	1,43	2	2,86	25,39
38	89,36	2,41	2	4,82	15,25
57	133,29	2,27	2	4,54	14,94

Штанговый глубинный насос с магнитными индукторами муфтового типа были установлены на добывающих скважинах месторождений ПАО НК «Роснефть». Кроме того, в результате экономического обоснования проекта технология включена в Стратегию работы с механизированным фондом на 2022 г. Магнитные индукторы муфтового типа были установлены на скважинах, где наблюдалась проблема в виде частых срывов подачи по причине АСПО, и как следствие происходило «подвисанию» клапанных пар. После спуска насоса на прежнюю глубину работа скважины наладилась.

К настоящему времени одним из методов контроля состояния штанговых глубинных насосов является динамометрирование [6]. Динамограммы во всех фазах движения насосов позволяют определить статические и динамические нагрузки. В результате можно произвести оценку полноты работы насоса, а именно, характера притока, исправности клапанов, объемах добычи и т.д. Так, на рисунке 2 мы можем наблюдать динамограмму ШГН до и после применения магнитного индуктора муфтового типа. Динамограмма снята с добывающей скважины ПАО «НК «Роснефть» (Ельниковское месторождение).



Рис. 2. Динамограммы скв. №3599 Ельниковского месторождения:
а) до применения магнитного индуктора муфтового типа



б

Рис. 2. Динамограммы скв. №3599 Ельниковского месторождения:
б) после применения магнитного индуктора муфтового типа

Отметим, что до проведения мероприятия межочистной период (МОП) по приведенной скважине составлял 100 суток, по плану 150 суток, а на практике реальное значение составило 286 суток.

Выводы

1. Проанализирована проблема зависания штанг при ходе вниз штангового глубинного насоса.

2. Эмпирическим путем установлено, что трение в муфтовых соединениях значительно превышает трение на стенках труб при движении штанг вниз и взаимосвязано с гидродинамическими характеристиками потока.

3. Рассмотрен метод добычи высоковязкой нефти на скважинах, оборудованных ШГН с применением магнитных индукторов муфтового типа. Установлено, что магнитные индукторы следует устанавливать в местах выделения газа из растворенного состояния в отдельную фазу.

4. Проведен расчет прочности магнитного индуктора в условиях создания напряженных состояний.

5. Рассмотрен метод динамометрирования как наиболее эффективный на сегодняшний день для прогнозирования дефектов работы насоса.

6. Показано, что в случае применения магнитных индукторов муфтового типа в добывающих скважинах, эксплуатируемых с помощью ШГН, межочистной период (МОП) увеличивается в 2,5 раза, а динамограмма приобретает более сглаженную и четкую форму.

Заключение. Магнитная обработка нефти является одной из самых эффективных, доступных и энергоэффективных методов, с помощью которой возможно регулирование вязкостных свойств нефти. В случае с ШГН в качестве источника магнитной обработки уже на стадии откачки нефти выступают магнитные индукторы муфтового типа. Магнитные индукторы характеризуются компактностью, простотой монтажа и обслуживания. В результате проведенных экспериментов получены значимые результаты. Так,

рассчитана статическая прочность магнитного индуктора муфтового типа, это явилось подтверждением того, что с учетом исходных нагрузок, присутствующих в работающей скважине, работоспособность магнитных индукторов остается неизменной. Динамограммы, снятые со скважины, где были установлены магнитные индукторы, наглядно подтверждают стабилизацию работы добывающих скважин, повышение межочистного периода.

Список литературы

1. Вахитов Т.М. Комплексные решения по повышению надежности эксплуатации внутрискважинного оборудования в осложненных условиях на месторождениях ОАО АНК «Башнефть» [Электронный ресурс] // Инженерная практика. – 2010. – № 6. – URL: <https://glavteh.ru> комплексные-решения-по-повышению-над/
2. Иванова Т.Н., Новокшенов Д.Н., Галеева О.А., Барташова А. Анализ эффективности применяемых установок штанговых глубинных насосов в условиях добычи высоковязкой нефти // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 218-224.
3. Ким С.Л., Шеховцова Е.В., Романько В.В. Формирование ферромагнитных металлорганических структур в нефтяных системах // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2021. – №2. – С. 19-21.
4. Пирвердян А.М. Физика и гидравлика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1982. – 192 с.
5. Насретдинов М.Р. Повышение эффективности эксплуатации штанговых глубинных насосов за счет применения самоустанавливающихся магнитных клапанов в ООО «Башнефть-Добыча» // Oil and Gas Fields Development. – 2019. – Т. 17, № 1. – С. 56-64.
6. Садов В.Б. Определение дефектов оборудования нефтяной скважины по динамограмме // Вестник ЮУрГУ. Серия «Компьютерные технологии, управление, радиоэлектроника». – 2013. – Вып. 13, № 1. – С. 61-71.
7. Уразаков К.Р., Богомольный Е.И., Сейтпагамбетов Ж.С., Газаров А.Г. Насосная добыча высоковязкой нефти из наклонных и обводненных скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 303 с.
8. Шеховцова Е.В., Романько В.В., Ким С.Л. Актуальность применения магнитных индукторов при эксплуатации осложненного фонда скважин // Нефтепромысловое дело. – 2020. – №3(615). – С. 52-58.
9. Насыров А.М., Галикеев И.А., Насыров В.А. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях. – Ижевск: Парацельс Принт, 2015. – 353 с.
10. Вязкость нефти [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://neftegaz.ru/tech-library/energoresursy-toplivo/142204-vyazkost-nefti/?ysclid=lqhzk6t09x653164059>.

References

1. Vakhitov T.M. Complex solutions to improve the reliability of operation of downhole equipment in complicated conditions at the fields of JSC ANC Bashneft [Electronic resource] // Engineering Practice. 2010, no. 6. URL: <https://glavteh.ru> комплексные-решения-по-повышению-над/
2. Ivanova T.N., Novokshonov D.N., Galeeva O.A., Bartashova A. Analysis of the effectiveness of the used installations of rod depth pumps in conditions of high-viscosity oil production // Bulatovskie readings. 2020, vol. 2, pp. 218-224.

3. Kim S.L., Shekhovtsova E.V., Romanko V.V. Formation of ferromagnetic organometallic structures in oil systems // Oil refining and petrochemistry. Scientific and technical achievements and best practices. 2021, no. 2, pp. 19-21.
4. Pirverdyan A.M. Physics and hydraulics of the oil reservoir. – M.: Science, 1982. – 192 p.
5. Nasretdinov M.R. Improving the efficiency of operation of rod depth pumps through the use of self-aligning magnetic valves in Bashneft–Dobycha LLC // Oil and Gas Fields Development. 2019, vol. 17, no. 1, pp. 56-64.
6. Sadov V.B. Determination of defects in oil well equipment by dynamogram // Bulletin of SUSU. The series «Computer technologies, control, radio electronics». 2013, iss. 13, no. 1, pp. 61-71.
7. Urazakov K.R., Bogomolny E.I., Seitpagambetov Zh.S., Gazarov A.G. Pumping production of high-viscosity oil from inclined and flooded wells. – M.: Nedra-Biznescenter LLC, 2003. – 303 p.
8. Shekhovtsova E.V., Romanko V.V., Kim S.L. The relevance of the use of magnetic inductors in the operation of complicated well stock // Oilfield business. 2020, no. 3(615), pp. 52-58.
9. Nasyrov A.M., Galikeev I.A., Nasyrov V.A. Exploitation of oil fields in complicated conditions. – Izhevsk: Paracelsus Print, 2015. – 353 p.
10. Oil viscosity [Electronic resource]. – Access mode: <https://neftegaz.ru/tech-library/energoresursy-toplivo/142204-vyazkost-nefti/?ysclid=lqhzk6t09x653164059>.

Шеховцова Елизавета Васильевна – магистр	Shekhovtsova Elizaveta Vasilyevna – master's degree
quality.lady@mail.ru	

Received 27.11.2023