

**Техническое решение подачи растворителя
асфальтосмолопарафиновых отложений в колонну
насосно-компрессорных труб нефтяных скважин**

С. Е. Чебан¹, М. Д. Валеев², С. А. Леонтьев^{3*}, А. Ф. Семененко³

¹Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

²ООО НПП «ВМ система», с. Кумлекуль, Республика Башкортостан, Россия

³Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: leontevsa@tyuiu.ru

Аннотация. Для предотвращения и борьбы с парафиновыми отложениями широко используются различные химические реагенты (ингибиторы и растворители асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО)). В нефтепромысловых условиях применяют различные способы подачи химических реагентов. Для растворителей АСПО наиболее эффективным является закачка химического реагента непосредственно в насосно-компрессорную трубу (НКТ), в этом случае многократно снижается расход реагентов в сравнении с подачей реагентов через затрубное пространство скважины. В работе приведена конструкция и принцип действия технологического устройства подачи растворителя АСПО в установку электроцентробежного насоса. При повышении давления на устье скважины клапан открывает доступ жидкости в НКТ. В качестве ароматического растворителя АСПО используется реагент РТ-1-3, в котором используется бутилбензольная фракция ПАО «Казаньоргсинтез», содержащая смесь бутилбензола, изопропилбензола и полиалкилбензола.

Ключевые слова: асфальтосмолопарафиновые отложения; поверхностно-активные вещества; клапан; насосно-компрессорные трубы; установка электроцентробежного насоса

**Technical solution for supplying a wax (deposition) inhibitor
to a tubing string of oil wells**

**Stanislav E. Cheban¹, Marat D. Valeev², Sergey A. Leontiev^{3*},
Anastasia F. Semenenko³**

¹Yugra State University, Khanty-Mansiysk, Russia

²VM Sistema LLC, Colliculi, the Republic of Bashkortostan, Russia

³Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: leontevsa@tyuiu.ru

Abstract. For prevention and combating paraffin deposits different chemical reagents are widely used (wax inhibitors). In field conditions many ways of chemical reagents dosing are applied. Injection of chemical reagents in oil well tubing is the most effective for wax inhibitors; in this case consumption of reagents is largely

decreasing by comparison with chemical reagents dosing through the well-casing annulus. The article describes design and operating processes of technology of wax inhibitor dosing in electric centrifugal well pumps installation. This process opens fluid access to oil well tubing at higher pressure at the wellhead. Reagent RT-1-3 is used as aromatic wax inhibitor. In RT-1-3 there is butylbenzene fraction of Kazanorgsintez PJSC containing a mixture of butylbenzene, isopropylbenzene and polyalkylbenzene.

Key words: asphalt-resin-paraffin deposits; surfactants; valve; oil well tubing; electric centrifugal pump unit

Введение

С каждым годом увеличивается число вводимых в эксплуатацию месторождений, нефти которых характеризуются повышенными значениями температуры застывания, вязкости и тиксотропными свойствами. Образуются накопления асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на стенках колонн насосно-компрессорных труб (НКТ), уменьшающих их пропускную способность. При толщине отложений 1 см перепад давления в НКТ увеличивается от 0,3 до 1 МПа в зависимости от длины трубы [1–3].

Для борьбы с парафинизацией скважинного оборудования применяются различные методы предупреждения и удаления отложений: механические, тепловые, химические и комбинированные методы. Одним из способов борьбы с АСПО является применение растворителей. Данный метод не является универсальным и высокоэффективным из-за необходимости подбирать растворитель применительно к АСПО конкретных месторождений [4–11].

Объект и методы исследования

Выбор оптимального способа борьбы с отложениями парафина в скважинах определяется условиями их эксплуатации, особенностями конструкции скважин, способом добычи, свойствами добываемой продукции, а также динамикой изменения состава продукции и временем достижения обводненности 50 % для выбранной схемы разработки [1–3].

Удаление АСПО может быть осуществлено самыми различными методами, среди которых выделяются следующие:

- механические;
- тепловые;
- химические;
- микробиологические.

Из вышеприведенных методов предотвращения образования АСПО следует отметить, что все методы в той или иной мере являются эффективными, но очень широкого применения так и не нашли, кроме химического метода [1–3, 8–12].

Применение растворителей и растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ) для удаления уже образовавшихся отложений является одним из наиболее известных и распространенных интенсифицирующих методов в технологических процессах добычи, транспорта, хранения и переработки нефти. Химические реагенты могут быть добавлены для повышения эффективности горячих жидкостей. Этот метод, может быть в чем-то уступающий в эффективности механическому удалению, значительно дешевле при применении [1–8].

В настоящее время в различных нефтедобывающих предприятиях применяется широкий спектр составов растворителей АСПО, которые в каждом конкретном случае соответствуют максимальному эффекту удаления парафиновых отложений [12].

Общая формула растворителя АСПО, в котором в качестве основы применяются поверхностно-активные вещества в виде сульфокислоты: $R - SO_nH$, где $n = 3-4$; R — органические радикалы.

В качестве исследуемых ПАВ для увеличения растворяющей и диспергирующей способности известных углеводородных растворителей взяты реагенты серии РТ-1, состоящие из сульфокислот общей формулы $R - SO_nH$ и ароматических растворителей [12].

В реагенте РТ-1-1 в качестве ароматического растворителя используют легкую пиролизную смолу ПАО «Казаньоргсинтез». В реагенте РТ-1-2 в качестве ароматического растворителя используют побочный продукт производства стирола. В реагенте РТ-1-3 в качестве ароматического растворителя используют бутилбензольную фракцию ПАО «Казаньоргсинтез».

Принцип действия и описание технологического устройства подачи растворителя АСПО

Разработана конструкция обратного клапана установки электроцентробежного насоса, открывающего доступ жидкости в НКТ при повышении давления на устье скважины. Существующие средства [13–20] для закачки жидкости в НКТ с устья скважин обладают недостатками, не позволяющими эффективно открывать обратный клапан.

На рисунке показана схема клапана. В корпусе 1 с нижним 2 и верхним (на рисунке не показано) резьбовыми соединениями размещена ступенчатая цилиндрическая опора 3 с уплотнителем 4 в нижней ступени и стопорным кольцом 5. В нижней части верхней ступени опоры 3 выполнены радиальные каналы 6. Верхнюю торцевую часть опоры 3 перекрывает шар 7, над которым располагается ограничитель его движения 8 со сквозными окнами 9. Отверстие в верхнем торце опоры 3 образует посадочное седло для шара 7. Внутри цилиндрической опоры 3 герметично расположен гидрораспределитель потоков 10 со сквозными радиальными каналами 11, совмещенными с радиальными каналами 6 опоры 3. Каналы 11 соединены с вертикальным каналом 12, нижний торец которого выполнен в форме седла и перекрыт дополнительным шаром 13, подпираемым пружиной 14. Шар 13 с пружиной 14 расположен в корпусе 15 со сквозными каналами 16. В корпусе 15 снизу расположен регулирующий болт 17 с подвижной тарелкой 18.

В корпусе гидрораспределителя потоков 10 выполнены сквозные вертикальные каналы 19. Гидрораспределитель потоков 10 удерживается во внутренней полости опоры 3 контргайкой 20 с резьбовым соединением.

Клапан устанавливается в нижней части колонны НКТ непосредственно над погружным электроцентробежным насосом (на рисунке не показано).

Работа клапана состоит в следующем.

При обычной эксплуатации погружного электроцентробежного насоса добываемая продукция пласта после выхода из насоса проходит через вертикальные каналы 19 гидрораспределителя потоков 10 и, приподнимая под действием напора шар 7, выходит в колонну НКТ через окна 9 (на рисунке показано сплошными стрелками).

При образовании осадков в колонне НКТ или в рабочих органах погружного электроцентробежного насоса, например неорганических солей или механических примесей с асфальтосмолопарафиновыми веществами, происходит значительное снижение его подачи, о чем будут свидетельствовать данные по замеру дебита скважины.

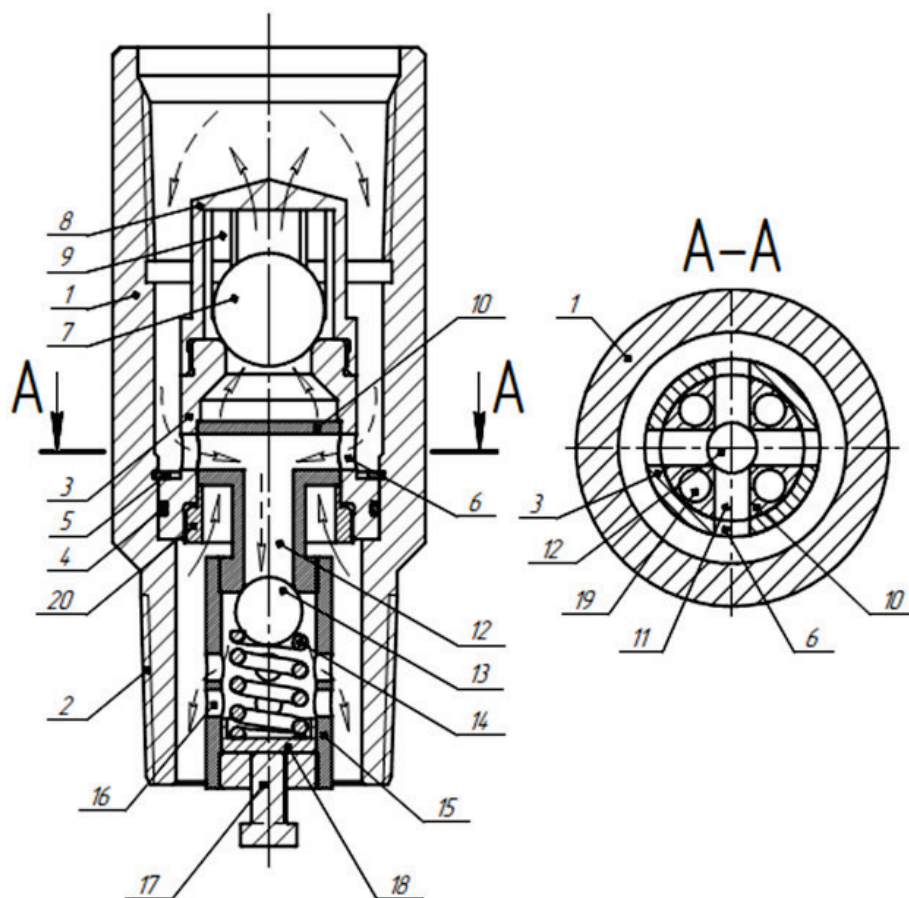


Рисунок. *Схема клапана*

Для удаления осадков скважину останавливают отключением погружного двигателя. После остановки шар 7 под собственным весом садится в седло и перекрывает слив жидкости из колонны НКТ в скважину через рабочие органы насоса.

Далее в колонну НКТ под избыточным давлением производят закачку расчетного объема растворителя осадков. Растворитель через радиальные каналы 6, 11 и вертикальный канал 12 под избыточным давлением отжимает подпружиненный шар 13 вниз и поступает для растворения осадков в колонну НКТ или полости насоса. Далее производят запуск насоса в работу. Продукция скважины, приподнимая шар 7, начнет поступать в колонну НКТ и откачиваться на поверхность в систему нефтесбора.

Для обеспечения безаварийной работы насоса и эффективности удаления осадков пружина 14 настраивается болтом 17 таким образом, чтобы при остановке насоса шар 13 герметично перекрывал свое седло. Для нагнетания растворителя в колонну НКТ на устье необходимо дополнительно поднять давление до расчетной величины, при которой шар 13 отожмет пружину 14 и начнет пропускать через жидкость.

Выводы

- Закачка растворителей непосредственно в колонну НКТ многократно снижает расход реагентов в сравнении с закачкой реагентов через затрубное пространство скважины.
- При накоплении осадков механических примесей на фильтре и в приемной части насоса производят простую промывку насоса закачиваемой жидкостью без применения химических реагентов.
- Техничко-экономическими преимуществами клапана являются простота и надежность открытия клапана, а также возможность удаления осадков из погружного оборудования с использованием малых объемов химических реагентов.

Библиографический список

1. Осложнения в нефтедобыче / Н. Г. Ибрагимов [и др.]; под ред. Н. Г. Ибрагимова, Е. И. Ишемгужина. – Уфа: Монография, 2003. – 302 с.
2. Галикеев Р. М. Исследование закономерности структурообразования парафинсодержащих нефтей в системе добычи и нефтесбора: дис. ... канд. техн. наук. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – 113 с.
3. Леонтьев С. А. Ресурсосберегающие технологии в системах сбора скважинной продукции нефтяных месторождений (научное обобщение, результаты исследований и внедрения): дис. ... д-ра. техн. наук. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 299 с.
4. Галикеев Р. М., Леонтьев С. А., Мисник В. В. Методика исследования химических реагентов для предупреждения и растворения парафиновых отложений нефтей ОАО «Газпром-нефть-Ноябрьскнефтегаз» // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 9. – С. 36–39.
5. Глушенко В. Н., Силин М. А., Герин Ю. Г. Нефтепромысловая химия: учеб. пособие. В 5 т. / Под ред. И. Т. Мищенко. – М.: Интерконтакт Наука, 2009. – Т. 5: Предупреждение и устранение асфальтеносмолопарафиновых отложений. – 2009. – 475 с.
6. О результатах лабораторного моделирования процессов взаимодействия пластового флюида с закачиваемой водой в условиях, имитирующих интенсивный отбор жидкости из пласта / А. Е. Бортников [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 2. – С. 66–69.
7. Лабораторное исследование реологических свойств нефти и графическое определение температуры точки перехода / Р. М. Галикеев [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2010. – № 8. – С. 74–77.
8. Мастобаев Б. Н., Шаммазов А. М., Мовсумзаде Э. М. Химические средства и технологии в трубопроводном транспорте нефти. – М.: Химия, 2002. – 296 с.
9. Мазепа Б. А. Борьба с парафиновыми отложениями при добыче нефти за рубежом. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 91 с.
10. Кучумов Р. Я., Пустовалов М. Ф., Кучумов Р. Р. Анализ и моделирование эффективности эксплуатации скважин, осложненных парафиноотложениями. – М.: ВНИИОНГ, 2005. – 186 с.
11. Мурсалова М. А., Эфендиев Н. Г., Кязимова Н. Н. Разработка и применение способов борьбы с парафиноотложениями на нефтегазовых месторождениях // Обз. инф. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. Вып. 12. – М.: ВНИИЭГазпром, 1986. – 48 с.
12. Насосная добыча высоковязких нефтей из наклонных и обводненных скважин / К. Р. Уразаков [и др.]; под ред. М. Д. Валеева. – М.: Недра, 2003. – 302 с.
13. Миннивалеев А. Н., Зарипова Л. М., Габдрахимов М. С. Совершенствование очистки насосно-компрессорных труб от асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО) // Нефтегазовое дело. – 2013. – № 2. – С. 218–226.
14. Статистическая связь между неравновесными характеристиками нефтей и содержанием в них парафиновых углеводородов / М. Д. Валеев [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 3. – С. 108–113. DOI: 10.31660/0445-0108-2018-3-108-113
15. Богданов А. А. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти. – М.: Недра, 1968. – 272 с.

16. Пат. RU № 56940 U1. Обратный клапан / Артемьев А. П., Макаров А. В.; заявл. 07.04.06; опубл. 27.09.06.
17. Пат. RU 72268 U1. Клапан скважинного центробежного насоса / Габсалимов Р. Р., Смотрик Д. В., Яхин И. Н.; заявл. 26.12.07; опубл. 10.04.08
18. Пат. RU 2441139 C1. Фильтр скважинный очищаемый/ Кунеевский В. В.; заявл. 12.07.10, опубл. 27.01.12.
19. Пат. RU 2544930 C1. Клапан обратный электроцентробежной установки и способ очистки фильтра на приеме насоса / Валеев М. Д., Булчаев Н. Д., Салимгареев С. М., Ведерников В. Я., Гаскаров В. З.; заявл. 17.09.13; опубл. 16.02.15.
20. Пат. RU 104618 U1. Клапан обратный трехпозиционный / Нагуманов М. М., Аминев М. М.; заявл. 25.01.11; опубл. 20.05.11, Бюл. № 14.

References

1. Ibragimov, N. G., Khafizov, A. R., Shaydakov, V. V., Khaydarov, F. R., Emel'yanov, A. V., Golubev, M. V.,..., Laptev, A. B. (2003). *Oslozhneniya v nefte dobyche*. Ufa, Monografiya Publ., 302 p. (In Russian).
2. Galikeev, R. M. (2011). *Issledovanie zakonomernosti strukturoobrazovaniya parafinosoderzhashchikh neftey v sisteme dobychi i neftesbora*. Diss. kand. tekhn. nauk. Tyumen, 113 p. (In Russian).
3. Leontiev, S. A. (2012). *Resursosberegayushchie tekhnologii v sistemakh sbora skvazhinnoy produktsii neftyanykh mestorozhdeniy (nauchnoe obobshchenie, rezul'taty issledovaniy i vnedreniya)*. Diss. dokt. tekhn. nauk. Tyumen, 299 p. (In Russian).
4. Galikeev, R. M., Leontiev, S. A., & Misnik, V. V. (2010). Method of chemical reagents studies to prevent and dissolve oil paraffine sediments developed in JSC "Gazpromneft-Noyabrskneftegaz". *Oilfield Engineering*, (9), pp. 36-39. (In Russian).
5. Glushchenko, V. N., Silin, M. A., & Gerin, Yu. G. (2009). *Neftepromyslovaya khimiya*. Tom 5. *Preduprezhdenie i ustranenie asfal'tenosmoloparafinovyykh otlozheniy*. Moscow, Interkontakt Nauka Publ., 475 p. (In Russian).
6. Bortnikov, A. E., Kordiak, K. E., Moroz, V. N., Leontiev, S. A., & Valeev, M. D. (2015). Results of laboratory modeling of formation fluid interaction with the injected water in conditions simulating liquid intensive discharge out of a formation. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (2), pp. 66-69. (In Russian).
7. Galikeev, R. M., Leontiev, S. A., Tarasov, M. Yu., & Portnyagina, E. V. (2010). Laboratory investigation of the rheological properties of oil and graphical determination of the temperature of the transition point. *Oil and Gas Territory*, (8), pp. 74-77. (In Russian).
8. Mastobaev, B. N., Shammazov, A. M., & Movsumzade, E. M. (2002). *Khimicheskie sredstva i tekhnologii v truboprovodnom transporte nefti*. Moscow, Khimiya Publ., 296 p. (In Russian).
9. Mazepa, B. A. (1961). *Bor'ba s parafinovymi otlozheniyami pri dobyche nefti za rubezhom*. Moscow, Gostoptekhzdat Publ., 91 p. (In Russian).
10. Kuchumov, R. Ya., Pustovalov, M. F., & Kuchumov, R. R. (2005). *Analiz i modelirovaniye effektivnosti ekspluatatsii skvazhin, oslozhnennykh parafinootlozheniyami*. Moscow, VNIIONG Publ., 186 p. (In Russian).
11. Mursalova, M. A., Efendiev, N. G., & Kyazimova, N. N. (1986). *Razrabotka i primeneniye sposobov bor'by s parafinootlozheniyami na neftegazovykh mestorozhdeniyakh*. Obz. inf. Ser. *Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*, (12). Moscow, VNIIEgazprom Publ., 48 p. (In Russian).
12. Urazakov, K. R., Bogomol'nyy, E. I., Seytpagambetov, Zh. S., & Gazarov, A. G. (2003). Pump extraction of highly viscous oil from slant and drowned wells. *Moscow, Nedra Publ.*, 302 p. (In Russian).
13. Minnivaliev, A. N., Zaripova, L. M., & Gabdrakhimov, M. S. (2013). Follow on of cleaning tubing pipes from asphaltene-resin-paraffin deposits (ARPD). *Neftegazovoye delo*, (2), pp. 218-226. (In Russian).
14. Valeev, M. D., Gabdrakhimov, M. S., Zaripova, L. M., & Zaripov, A. K. (2018). Statistical linkage between the non-equilibrium characteristics of oils and the content of paraffin hydrocarbons in them. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 108-113. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2018-3-108-113
15. Bogdanov, A. A. (1968). *Pogruzhnye tsentrobezhnye elektronasosy dlya dobychi nefti*. Moscow, Nedra Publ., 272 p. (In Russian).

16. Artem'ev, A. P., & Makarov, A. V. Obratnyy klapan. Pat. RU № 56940 U1. Applied: 07.04.06. Published: 27.09.06. (In Russian).
17. Gabsalyamov, R. R., Smotrik, D. V., & Yakhin, I. N. Klapan skvazhinnogo tsentrobezhnogo nasosa. Pat. RU 72268 U1. Applied: 26.12.07. Published: 10.04.08. (In Russian).
18. Kuneevskiy, V. V. Fil'tr skvazhinnyy ochishchaemyym. Pat. RU 2441139 C1. Applied: 12.07.10. Published: 27.01.12. (In Russian).
19. Valeev, M. D., Bulchaev, N. D., Salimgareev, S. M., Vedernikov, V. Ya., & Gaskarov, V. Z. Klapan obratnyy elektrotsentrobezhnoy ustanovki i sposob ochistki fil'tra na prieme nasosa. Pat. RU 2544930 S1. Applied: 17.09.13. Published: 16.02.15. (In Russian).
20. Nagumanov, M. M., & Aminev, M. M. Klapan obratnyy trekhpozitsionnyy. Pat. RU 104618 U1. Applied: 25.01.11. Published: 20.05.11, Byul. № 14. (In Russian).

Сведения об авторах

Чебан Станислав Евгеньевич, научный сотрудник Института нефти и газа, Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск

Валеев Марат Давлетович, д. т. н., профессор, технический директор ООО НПП «ВМ система», с. Кумлекуль, Республика Башкортостан

Леонтьев Сергей Александрович, д. т. н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: leontevsa@tyuiu.ru

Семененко Анастасия Федоровна, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Stanislav E. Cheban, Researcher at the Institute of Oil and Gas, Yugra State University, Khanty-Mansiysk

Marat D. Valeev, Doctor of Engineering, Professor, Technical Director of VM Sistema LLC, Colliculi, the Republic of Bashkortostan

Sergey A. Leontiev, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: leontevsa@tyuiu.ru

Anastasia F. Semenenko, Assistant at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen