

## РАЗРАБОТКА СПОСОБА УПЛОТНЕНИЯ ЗАЗОРА НАСОСА ПРОДУКЦИЕЙ СКВАЖИНЫ

**Гурбанов Рамиз Сейфулла**, доктор технических наук, профессор  
Главный научный сотрудник, член корреспондент АНАН, Научно-исследовательский институт «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химии», пр. Азадлыг, 20, г. Баку, Азербайджан, AZ 1010  
E-mail: ramiz.qurbanov@yahoo.com

**Мамедова Малейка Агамоглан**, кандидат технических наук, доцент  
Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, пр. Азадлыг, 20, г. Баку, Азербайджан, AZ 1010  
E-mail: mamedova-1944@mail.ru

**Гурбанова Тюркан Гейдар**  
Аспирант, научный сотрудник, Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, пр. Азадлыг, 20, г. Баку, Азербайджан, AZ 1010  
E-mail: turkanqurbanzade@mail.ru

*Обговорюється питання щодо створення ущільнювальних систем в технологічному обладнанні. Розглядається питання витoku через зазор пари плунжер — циліндр штангового свердловинного насоса і в якості ущільнювальної середовища використовується продукція свердловини. Для реалізації зазначеної ущільнювальної системи використовується ефект «рідина — тріщина», розроблений авторами.*

*Ключові слова: плунжер — циліндр, ефект «рідина — тріщина», коефіцієнт подачі насоса, витік, зазор, гідрозатвір, права різьба.*

*Обсуждается вопрос по созданию уплотнительных систем в технологическом оборудовании. Рассматривается вопрос утечки через зазор пары плунжер — цилиндр штангового скважинного насоса и в качестве уплотнительной среды используется продукция скважины. Для реализации указанной уплотнительной системы используется эффект «жидкость — трещина», разработанный авторами.*

*Ключевые слова: плунжер — цилиндр, эффект «жидкость — трещина», коэффициент подачи насоса, утечка, зазор, гидрозатвор, правая резьба.*

### 1. Введение

Одним из основных факторов, влияющих на коэффициент подачи насоса, является утечка жидкости из зазора пары плунжер — цилиндр штангового насоса [1]. С целью уменьшения утечки жидкости между зазором пары плунжер—цилиндр разработаны различные мероприятия (нанесение правой резьбы на поверхности плунжера, производство плунжера с канавками, разработка уплотнения, состоящего из аномальных жидкостей и т. д.) [2–4].

### 2. Анализ литературных данных и постановка проблемы

В нефтяной литературе имеется большое количество работ, посвященных борьбе с утечкой

продукции скважины через зазор плунжер — цилиндр насоса.

Среда этих работ следует отметить научные работы по применению уплотнительных элементов: заполнение канавок в плунжере резиновыми кольцами, нанесение правой резьбы на поверхность плунжера, гидрозатвор, не нашедший, однако, широкого применения. На основе анализа литературных данных поставлена проблема о возможности использования продукции скважины как уплотнительной системы для зазора.

Разработан новый эффект «жидкость — трещина» авторами. Показано, что при движении воды, вязкой и аномальной нефти в микротрещинах определенной раскрытости, вязкие жидкости приобретают аномальные свойства, а аномальные жидкости усиливают свои реологические параметры, т. е. при описании механического поведения моделью

Шведово-Бингама увеличивается предельные напряжения сдвига и структурные вязкости [5, 6].

Штанговые скважинные насосы по размерам зазора пары плунжер — цилиндр изготавливаются в трех группах:

- ➔ 20–70-микронный размер — первая группа;
- ➔ 70–120-микронный размер — вторая группа;
- ➔ 120–170-микронный размер — относится к третьей группе.

Ограничениями при применении указанных групп насосов в конкретных скважинах являются следующие факторы: глубина спуска насоса, реологические параметры продукции скважины, процент обводненности, а также могут быть другие причины.

Проведенные в последние годы экспериментальные исследования водой, вязкой и аномальной нефти в плоскопараллельных и плоскорадиальных трещинах с микронными размерами, показали, что механические свойства жидкостей в микротрещине меняются существенно [5–8].

В [1] указаны известные пути уменьшения утечки, а в работах [2–4] предложены различные неэффективные уплотнительные системы, которые не нашли широкого применения, в работах [5–8] приведены экспериментальные результаты по определению критических величин раскрытости трещины для воды, вязкой и аномальной нефти, результаты которых сравнены с данными приведенными в [9].

Изменение механических свойств жидкостей зависит от величины раскрытости трещины. Для каждой жидкости установлены определенные размеры трещин и при малых значениях раскрытости от определенного размера жидкость меняет свои механические свойства, а при больших сохраняет их. Эти определенные размеры раскрытости трещины является критической раскрытостью для исследуемой жидкости. Например, при критическом значении раскрытости трещины вязкость  $\mu_{кр}$  воды, при температуре 293 и 303 К, составляет соответственно 0,0011 Па · с и 0,0008 Па · с., т. е. 1,1 и 0,8 спз.

В работах [6–8] получены экспериментальные результаты о движении вязкой жидкости в плоско-радиальной микротрещине [6], реологические свойства воды в каналах микротрещине [7], а также неньютоновской жидкости в микротрещине [8].

### 3. Цель и задачи исследования

Целью исследования является решение вопроса по использованию жидкостей в нефтепромысловом оборудовании в качестве уплотнителей.

Для достижения поставленной цели необходимо выполнить такие задачи:

1. Провести экспериментальные исследования движения жидкостей в каналах микронной раскрытости.

2. Провести исследование о возможности использования продукции скважин в качестве уплотнительной системы.

3. Разработать эффект «жидкость — трещина» по увеличению коэффициента подачи насоса и уменьшения количество насосов, использованных в каждой скважине.

### 4. Результаты экспериментальных исследований и обоснование использования продукции скважины как уплотнителя

Влияние давления и растворенного в воде газа на вязкость пластовых вод очень малы. При температуре пласта в пределах 293–303 К и давлениях 0–300 МПа вязкость воды меняется в пределах 1,01–0,66 спз.

При движении воды и керосина в плоскопараллельных трещинах критические значения раскрытости  $h_{кр}$  трещины для указанных жидкостей при температурах 306 и 313 К получены соответственно 25 и 65; 55 мкм; а для вязкой и аномальной нефти, при температурах 306, 313, 323, 333 К, соответственно 130, 115, 100, 90 и 160, 130, 115, 105 мкм; для 0,3 % раствора ПАА при температурах 303, 313, 323, 333 К при 90, 72, 60, 48 мкм; а для 0,15, 0,06 и 0,03 % растворов ПАА при температуре 306 К соответственно 60, 50 и 42 мкм [5].

Критическое значение раскрытости трещины для воды в плоскорадиальной трещине при температурах 303 и 313 К получены соответственно 35 и 30 мкм, а для аномальной нефти при температуре 303 К 180 мкм [6, 7].

Критические значения раскрытости трещины для вязкой нефти получается больше, чем для воды. Причем критические раскрытости трещины для вязкой нефти при температуре 303 К составляют 110 мкм, а для аномальной нефти — 180 мкм. Таким образом, при величине зазора 20 мкм для насоса первой группы вода ведет себя как аномальная жидкость и утечка воды через зазор будет уменьшаться. Как известно, для вязкой жидкости утечка определяется по формуле:

$$Q = \frac{\pi D \Delta P \delta^3}{12 \mu l}, \quad (1)$$

где  $D$  — диаметр плунжера;  $\delta$  — размер зазора пары плунжер — цилиндр;  $\Delta P$  — перепад давления;  $l$  — длина плунжера;  $\mu$  — вязкость жидкости. На основе указанной формулы отношение  $\delta^3/\mu$ , следует рассматривать как решающий фактор. Например, при зазоре с размером 20 мкм и температуре 293 К вязкость воды получена 1,1 спз. При обычной температуре вязкость воды составляет 1 сантипуаз. Значит, с учетом влияния раскрытости трещины, согласно формуле (1), потеря утечки будет мень-

ше в 1,1 раз. С учетом начального предельного напряжения эти потери будут еще больше.

Например, предположим, что по установленным правилам, в настоящее время, в скважину необходимо спускать насос первого класса с зазором 60 мкм, тогда утечка будет

$$Q_1 = \frac{\pi D \Delta P \delta_1^3}{12 \mu_1 l}.$$

По предложенной методике, для того чтобы эффект «жидкость — трещина» в насосе имел место, в скважину необходимо спускать насос первого класса с зазором 20 мкм, тогда

$$Q_2 = \frac{\pi D \Delta P \delta_2^3}{12 \mu_2 l}.$$

Сравним утечки при откачки воды

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \left( \frac{\delta_1}{\delta_2} \right)^3 \frac{\mu_2}{\mu_1} \approx 30,$$

т. е. по предложенной методике утечка уменьшится в 30 раз.

Таким образом, когда значение зазора пары плунжер — цилиндр будет для жидкости ниже критических значений раскрытости, то продукция скважины станет уплотнительной системой. Таким образом, эффект «жидкость — трещина» предполагает возможность использования продукции скважины в качестве уплотнительной системы с целью предотвращения утечки жидкости в насосном способе эксплуатации.

До сих пор глубина спуска насоса определялась с учетом величины зазора пары плунжер — цилиндр, с учетом же эффекта «жидкость — трещина» ограничения, связанные с глубиной спуска насоса могут не учитываться. В высоко обводненных скважинах независимо от глубины спуска будет более эффективным использование первой группы насосов ( $\delta = 20-70$  мкм). В скважинах, из которых добывают вязкие нефти, можно использовать насосы, имеющие зазор  $\delta = 70$  мкм, а для скважины с аномальной нефтью — менее  $\delta = 180$  мкм, что обеспечивает существование эффекта «жидкость — трещина».

В настоящее время эффект «жидкость — трещина» дает возможность значительно увеличить глубину спуска насосов, производимых в республике. Такой подход дает возможность увеличения отбора нефти из скважин, а также уменьшение количества насосов в каждой скважине, используемых в течение одного года.

Первоначальным подходом для обеспечения производства и использования насосов должно являться исследование насосов с водой, а это значит,

что в высоко обводненных скважинах добываемая в процессе эксплуатации жидкость будет уплотнением для следующих величин зазора пары плунжер-цилиндр: в скважинах с водой — 25–35 мкм, в скважинах с вязкой нефтью — 35–100 мкм, в скважинах с аномальной нефтью — 100–180 мкм.

Достижения такого подхода для увеличения объема производства насосов первой группы должно считаться более эффективными. В процессе эксплуатации во внутренней поверхности цилиндра насоса имеется защитный слой азота толщиной 550 мкм, износ которой в произвольном сечении цилиндра произойдет, если толщина слоя составит более 50 мкм. При этом отработанные насосы могут подлежать капитальному ремонту 3–4 раза [9, 10].

Капитально-отремонтированные насосы, с уплотнением системы «зазор пары плунжер — цилиндр — продукция скважины» для конкретных скважин должны обеспечивать самоуплотнение.

Указанные критические значения раскрытости трещин должны создавать эффект «жидкость — трещина», т. е. продукция скважины могла бы быть в насосе уплотнительной системой. Глубина спуска насоса и возможности образования эффекта «жидкость — трещина» являются факторами для выбора насосов для скважин и зависят от проведения нижеследующих мероприятий:

- ➔ в чистых нефтедобывающих и мало обводненных скважинах независимо от глубины спуска использовать первую и вторую группы насосов;
- ➔ для конкретной скважины при капитальном ремонте необходимо заказать размеры зазора, обеспечивающие эффект «жидкость — микро-трещина»;
- ➔ в целях обеспечения эффекта «жидкость — трещина» в затрубное пространство скважины регулярно подливать водно-полимерный раствор. В высоко обводненных скважинах независимо от глубины спуска использовать насосы первой группы;
- ➔ в относительно мало обводненных скважинах использовать третью группу насосов, имеющих соответствующие зазоры;
- ➔ при добыче аномальной нефти использовать третью группу насосов.

## 5. Выводы

1. Обоснована возможность использования продукции скважины в качестве уплотнительной системы насосов.
2. С помощью микротрещины на основе изменения реологических свойств «зазор пары плунжер — цилиндр — продукция скважины» определены рациональные пределы уплотнения.
3. Разработан эффект «жидкость — трещина» по увеличению коэффициента подачи насоса и уменьшения количества насосов, использованных в каждой скважине.

## Литература

1. Амелин, И. Д. Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых месторождений [Текст] / И. Д. Амелин, Р. С. Андчиасов, Ш. К. Гиматудинов, Ю. П. Каратеев, Е. В. Левькин, Г. С. Лутошкин. — Москва: «Недра», 1978. — 353 с.
2. Мирзаджанзаде, А. Х. Теория и практика применения глубинных насосов с гидравлическим затвором [Текст] / А. Х. Мирзаджанзаде, Р. С. Гурбанов и др. — Москва: «Недра», 1986. — 210 с.
3. А. с. № 32566 [Текст] / Амиров А. Д., Хасанов А. М., Гурбанов Р. С. — Рабочая жидкость гидрозатвора, 1971.
4. А. с. № 1701981 [Текст] / Костыченко Е. В., Сулейманов Т. С., Гурбанов Р. С. — Скважинный штанговый насос, 1991.
5. Гурбанов, Р. С. Методическое руководство по определению параметров пластовых систем и эффективности применения полимерного воздействия в трещинных коллекторах [Текст] / Р. С. Гурбанов, М. А. Мамедова, Г. М. Мириев. — Баку: АзНИПИнефть, 1986. — 35 с.
6. Мамедова, М. А. Исследование движения несжимаемой вязкой жидкости в плоскорадиальной микротрещине [Текст] / М. А. Мамедова // Азербайджанское нефтяное хозяйство. — 2007. — № 11. — С. 25–28.
7. Гурбанов, Р. С. Реологическое исследование воды в каналах микронной толщины [Текст] / Р. С. Гурбанов, М. А. Мамедова // АНХ. — 2015. — № 03. — С. 23–28.
8. Мамедова, М. А. Экспериментальное исследование движения неньютоновских жидкостей в плоскорадиальной микротрещине [Текст] / М. А. Мамедова // Научное обозрение. — 2010. — № 5. — С. 51–57.
9. Оркин, К. Г. Физика нефтяного пласта [Текст] / К. Г. Оркин, П. К. Кучинский. — Гостоптехиздат, 1955. — 299 с.
10. Набиев, Н. А. Разработка и исследования технических и технологических факторов, обеспечивающих повышение эксплуатационных показателей скважинных штанговых насосов [Текст]: автореф. дис. / Н. А. Набиев. — Баку, 2010. — 189 с.

*Abstract. The paper deals with the issues of creating sealing systems in process equipment. The problem of leakage through the clearance of the plunger — cylinder pair of the deep-well pump is considered, and well production is used as a sealing medium. To implement the specified sealing system, the «fluid — fracture» effect, developed by R. S. Gurbanov and M. A. Mamedova is used.*

*The «fluid — fracture» effect at certain critical values of fracture opening leads to changes in the rheological properties of the well production, which allows to identify the pumps with the necessary clearances for the production to work as a seal. The developed method allows to reduce the delivery rate of the pump and decrease the cost of pumps used in a single well.*

*Keywords: plunger — cylinder, «fluid — fracture» effect, delivery rate of pump, leakage, clearance, hydroseal, right-hand thread.*