



Способ уплотнения зазора штангового скважинного насоса продукцией скважины

¹Рамиз Сейфулла оглы Гурбанов, ²Тюркан Гейдар гызы Гурбанова

¹Научно-исследовательский Институт «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химии»
AZ 1010, г. Баку, ул. Д.Алиева 227; E-mail: ramiz.qurbanov@yahoo.com

²Азербайджанский Государственный Университет Нефти и Промышленности, AZ 1010, г.Баку,
пр.Азадлыг, 20; E-mail: turkanqurbanzade@mail.ru

Аннотация

В данной работе рассматриваются вопросы по созданию уплотнительных систем в технологических оборудованьях. Также рассматривается вопрос утечки через зазор пары плунжер-цилиндр штангового скважинного насоса, в качестве уплотнительной среды используется продукция скважины. Для реализации указанной уплотнительной системы используется эффект микротрещина-жидкость. Это при определенных критических значениях раскрытости трещины приводит к изменениям реологических свойств продукции скважины и коэффициента подачи насоса. **Ключевые слова:** продукция скважины, эффект микротрещина-жидкость, коэффициент подачи насоса, утечка, зазор, гидрозатвор.

Введение

Как известно 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 через зазор пары плунжер-цилиндр разработаны различные методы [2–4].

Анализ литературных данных и постановка проблемы

В литературе имеется большое количество работ, которые следует особо отметить, например, научные работы по применению уплотнительных элементов. На основе анализа литературных данных поставлена проблема возможности использования продукции скважины в качестве уплотнительной системы.

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 воды, вязкой и аномальной нефти в трещинах с микронными размерами, показали, что механические свойства жидкостей в микротрещине существенно меняются [5–8].

В [1] указаны известные пути уменьшения утечки, а в работах [2,3,4] предложены различные неэффективные уплотнительные системы, которые не нашли широкого применения, в работах [5,6,7,8] 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.

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



Цель и задачи исследования

Целью исследования является решение вопроса по использованию жидкостей в нефтепромысловых оборудованных в качестве уплотнителей.

Основная часть – Результаты экспериментальных исследований и обоснование использования продукции скважины как уплотнитель

Влияние давления и растворенного в воде газа на вязкость пластовых вод очень мало. 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%-ного раствора ПАА при температурах 303, 313, 323, 333 К при 90, 72, 60, 48 мкм; а для 0,15, 0,06 и 0,03%-ных 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 303К - 180 мкм [6, 7].

Критические значения раскрытости трещины для вязкой нефти получаются больше чем для воды. Причем, критические раскрытости трещины для вязкой нефти при температуре 303К составляют 110мкм, а для аномальной нефти – 180мкм. 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 ниже следующей формулой.

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

где: D – диаметр плунжера; δ – размер зазора пары плунжер–цилиндр; ΔP – перепад давления; l – длина плунжера; μ – вязкость жидкости. На основе указанной формуле отношение $\frac{\delta^3}{\mu}$ следует рассматривать как решающий фактор. Например, при зазоре с размером 20 мкм и температуре 293К

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 меньше в 1,1 раз. С учетом начального предельного напряжения эти потери будут ещё 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 имело место, в скважину необходимо спускать насос первого класса с зазором 20 мкм, тогда утечка будет

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

Сравним утечки при откачке воды

$$Q_1 / Q_2 = \left(\frac{\delta_1}{\delta_2} \right)^3 \frac{\mu_2}{\mu_1} \approx 30 \text{ т.е по предложенной методике}$$

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, использование эффекта «жидкость–трещина», с целью предотвращения утечки жидкости при насосном способе эксплуатации, продукцию скважины можно использовать в качестве уплотнительной системы.

Целью данной работы является решение вопроса по обеспечению использования в оборудованных движущейся жидкости в качестве уплотнительной системы.

До сих пор глубина спуска насоса определялась с учетом величины зазора пары плунжер-цилиндр, а с учетом эффекта «жидкость-трещина» в настоящее время ограничения, связанные с глубиной спуска насоса, могут не учитываться. В высоко обводненных скважинах не зависимо от глубины спуска будет более эффективным использование первой группы насосов ($\delta=20-70$ мкм). В скважинах, добывающих вязкую нефть можно использовать насосы, имеющие зазор $\delta=70$ мкм, а для скважины с аномальной нефтью – менее $\delta=180$ мкм, что обеспечит 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 уменьшения количества насосов в каждой скважине, используемых в течении одного года.

Первоначальным подходом для обеспечения производства и использования насосов должно являться исследование насосов с водой. Значит, в высоко обводнённых скважинах при наличии зазора пары плунжер-цилиндр в 25-35 мкм, в скважинах с вязкой нефтью в 35-100 мкм, а в скважинах с аномальной нефтью в 100-180 мкм, в процессе эксплуатации добываемая жидкость будет уплотнением для зазора пары плунжер-цилиндр.

Достижения такого подхода для увеличения объёма производства насосов первой группы должны считаться более эффективными. В процессе эксплуатации, если на внутренней поверхности цилиндра насоса имеется защитный слой азота толщиной в 550 мкм, а износ в произвольном сечении цилиндра будет более 50 мкм, то 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 может быть в насосе уплотнительной системой. Глубина спуска насоса и возможность образования эффекта «жидкость-трещина» в насосах будут факторами выбора насосов для скважин и проведения ниже следующих мероприятий:

– В чисто нефтедобывающих и мало обводненных скважинах независимо от глубины спуска использовать первые и вторые группы насосов.

– Для конкретной скважины при капитальном ремонте необходимо заказать размеры зазора, обеспечивающие эффект «жидкость-микротрещина».

– 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, подлежащих капитальному ремонту и имеющие соответственные зазоры.

– При добыче аномальной нефти использовать третью группу насосов.

Выводы

1. Обоснование в качестве уплотнительной системы в насосах использовать дебиты скважины.
2. С помощью микротрещины на основе изменения реологических свойств «зазор пары плунжер-цилиндр-продукция скважины» определены рациональные пределы уплотнения.

Литература

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