

- Контролировать интервал обработки призабойной зоны пласта [14].

#### Литература

1. Будников А.М., Щеглов А.В. Проведение селективно-кислотного ГРП на Талаканском месторождении: доклад на конференции, Сургут, 2012 – 12 с.
2. Технологический регламент цеха добычи нефти и газа НГДУ «Талаканнефть», 2009 – 79 с.

### ПРИРОСТ ДОБЫЧИ НЕФТИ В РЕЗУЛЬТАТЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

**М.В. Кель, А.В. Мельников**

Научный руководитель доцент В.Н. Арбузов

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Последние три десятилетия характеризуются направленным ухудшением качественного состояния сырьевой базы нефтедобывающей промышленности России вследствие значительной выработки высокопродуктивных месторождений, находящихся в заключительной стадии разработки с высокой степенью обводненности нефтяного пласта, а также вовлечения в эксплуатацию открытых месторождений с так называемыми трудноизвлекаемыми запасами (ТИЗ).

По состоянию на 2001 г более 69 % отечественных запасов нефти приурочено к коллекторам с трудноизвлекаемыми запасами, причем их доля в балансе разведанных запасов постоянно растет. Первостепенное значение поэтому приобретает довыработка запасов месторождений с высокой обводненностью, вступивших в позднюю стадию разработки, в которых сосредоточены миллиарды тонн остаточных запасов нефти.

Проблема полноты извлечения нефти из недр ставится в качестве одной из первоочередных задач повышения рентабельности разработки и рационального использования природных ресурсов нефтяных месторождений, особенно с низкими фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов. Снижение доли безвозвратных потерь в залежах особенно актуально на истощенных, находящихся длительное время в эксплуатации месторождениях.

Решение важнейшей проблемы повышения эффективности разработки вновь вводимых и доработки длительно эксплуатируемых нефтяных месторождений возможно только при широком промышленном использовании искусственных методов управления процессами воздействия на природные залежи углеводородов [1]. Известные методы увеличения нефтеотдачи пластов в основном характеризуются направленным эффектом и воздействуют максимум на одну-две причины, влияющие на состояние остаточных запасов.

По типу рабочих агентов классификация известных методов увеличения нефтеотдачи пластов выглядит следующим образом:

1. Тепловые методы.
2. Газовые методы.
3. Химические методы.
4. Гидродинамические методы.
5. Физические.

Все вышеперечисленные методы характеризуются различной потенциальной возможностью увеличения нефтеотдачи пластов.

Так по России потенциальный прирост добычи нефти в результате применения методов увеличения нефтеотдачи составляет: с применением тепловых методов составляет 15 – 30%, газовых методов 5 – 15%, химических методов 25 – 35%, физических методов 9 – 12%, гидродинамических методов 7 – 15% [2].

Согласно обобщенным данным при применении современных методов увеличения нефтеотдачи, КИН составляет 30–70%. В то время как при первичных способах разработки (с использованием потенциала пластовой энергии) – в среднем не выше 20–25%, а при вторичных способах (заводнении и закачке газа для поддержания пластовой энергии) – 25–35%. МУН позволяют нарастить мировые извлекаемые запасы нефти в 1,4 раза, то есть до 65 млрд. тонн. Среднее значение указанного коэффициента к 2020 году благодаря им увеличится с 35% до 50% с перспективой дальнейшего роста. Если в 1986 году добыча нефти за счет МУН составляла в мире около 77 млн. тонн, то в настоящее время она увеличилась до 110 млн. тонн. Всего, по данным Oil and Gas Journal, в 2009 году в мире, за исключением стран СНГ, реализовывался 301 проект по внедрению МУН. Отметим также, что, по оценкам специалистов, использование современных методов увеличения нефтеотдачи приводит к существенному увеличению КИН. А повышение КИН, например, лишь на 1% в целом по России позволит добывать дополнительно до 30 млн. тонн в год [3].

Вывод:

Мировой опыт свидетельствует, что востребованность современных МУН растет, их потенциал в увеличении извлекаемых запасов внушителен. Этому способствует и то обстоятельство, что себестоимость добычи нефти с применением современных МУН по мере их освоения и совершенствования непрерывно снижается и становится вполне сопоставимой с себестоимостью добычи нефти традиционными промышленно освоенными методами.

## Литература

1. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи. – М., – Недра, – 1985
2. Слюсарев Н.И. Технология и техника повышения нефтеотдачи пластов. СПб. 2003
3. В.Алварано, Э.Манрик .Методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М., – ООО “Премиум Инжиниринг”, 2011.
4. Журнал «Oil&Gas Journal», июнь 2009.

### ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ДОЛГОВЕЧНОСТИ РАБОТЫ УЭЦН ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ ГИБКОЙ ШАРНИРНОЙ МУФТЫ

И.Н. Козырев

Научный руководитель профессор П.Н. Зятиков

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Известно, что при работе установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) на участках с большим набором кривизны из-за боковых усилий возникают нерасчетные напряжения корпусов и валов, которые ведут к одностороннему износу деталей и сокращения межремонтного периода (МРП) [3].

Максимально-допустимая кривизна скважины при спуске установки определенного поперечного габарита определяется допустимой упругой деформацией материалов, из которых изготовлена установка. Величина максимально-допустимой кривизны скважины по нормативным документам российских и иностранных изготовителей равна  $2^\circ$  на 10 метров длины. По тем же нормативным документам место подвески установки должно выбираться в скважине там, где установка не подвергается прогибу или как минимум вписывается в участок скважины. Отсюда спуск УЭЦН в скважину не производится на максимально возможную глубину с достижением целевого забойного давления. С целью максимального спуска установки в скважину и исключения износа оборудования, в настоящее время, в ЗАО «Роснефтехим» разработан и освоен выпуск гибкой шарнирной муфты (ГШМ).

ГШМ состоит из двух трубчатых корпусов, соединенных между собой шарниром, позволяющим корпусам изгибаться относительно друг друга в любом направлении. На концах корпусов расположены фланцы, которыми муфта с помощью шпилек соединяется с одной стороны с фланцем протектора погружного электродвигателя (ПЭД), с другой стороны – с фланцем приемного модуля или газосепаратора (ГЗ) погружного электроцентробежного насоса (рис.). Внутри корпусов муфты размещаются валы для передачи вращения от ПЭД к насосу. Концы валов имеют стандартные шлицы для соединения с валом ПЭД и насоса. Входной и выходной валы муфты соединяются между собой средним валом с карданными шарнирами, что обеспечивает передачу синхронного вращения при изгибе оси муфты. Вращение валов происходит в подшипниках скольжения, смазывающихся пластовой жидкостью. Циркуляция пластовой жидкости, обеспечивающая охлаждение подшипников, осуществляется двумя крыльчатками, установленными на валах муфты [4].

Применение гибкой муфты в составе УЭЦН позволяет:

- достичь потенциала скважины;
- предотвратить ослабление затяжки из-за асимметрии натяжений болтов межсекционных фланцевых соединений УЭЦН за счет снятия изгибающих нагрузок, действующих на установку при прохождении интервалов с интенсивным искривлением ствола во время спуска оборудования в скважину [1].

При эксплуатации УЭЦН в зоне с набором кривизны выше допустимой, где штатная установка работает в напряженно-деформируемом состоянии, УЭЦН, оснащенный гибкой муфтой, свободно вписывается в ствол искривленной скважины, чем обеспечивается повышенная устойчивость его работы [2].

В том случае, если участок ствола скважины, в котором расчетно предполагается подвеска насосного оборудования, имеет высокие значения локальной кривизны и установку вынужденно подвешивают в других интервалах, гибкая муфта позволяет производить подвеску УЭЦН именно в заданном интервале, что приводит к более оптимальному режиму ее работы.

Максимальный угол изгиба ГШМ составляет 5 или  $10^\circ$  в зависимости от варианта исполнения.

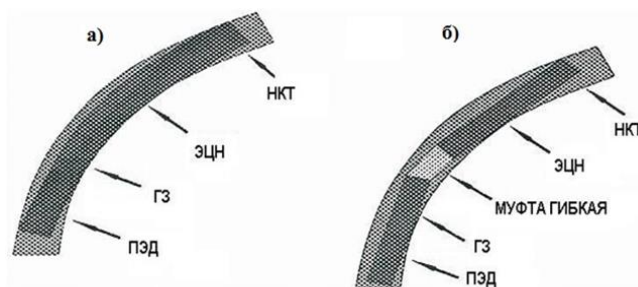


Рис. Положение УЭЦН в скважине без ГШМ (а) и с ГШМ (б)