

Проблемы добычи нефти на завершающей стадии разработки месторождений

Шестерикова А.А., Шестерикова Р.Е.

Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия

Основным критерием рациональной разработки нефтяных месторождений является полное исчерпание извлекаемой части геологических запасов нефти. Проблема высокой нефтеотдачи залежей в большой степени определяется потребностью в новых технологиях и технических средствах и возможностью их создания.

Для разработки традиционных залежей нефти в нефтедобыче применяются фонтанный, газлифтный и механизированный способы добычи нефти. Все известные технологии добычи нефти имеют ряд недостатков, вызывающих различные осложнения при эксплуатации скважин. В итоге, средняя конечная нефтеотдача месторождений не превышает 40 %. Задачей современного этапа развития нефтедобычи является увеличение нефтеотдачи до 60 % и более за счет интеллектуальных технологий [1].

Формулирование требований к новым технологиям и техническим средствам должно базироваться на анализе известных технологий с учетом их недостатков.

Анализ технологии фонтанной эксплуатации скважин позволил выделить основные проблемы этого способа добычи нефти. Недостатки данной технологии следующие:

- скопление воды на забое;
- образование песчаных пробок на забое или в стволе скважины;
- отложение солей и парафинов в подъемных трубах скважины;
- пульсации скважин при выделении газа под башмаком подъемных труб.

Для уменьшения содержания воды в добываемой нефти необходимо уменьшать депрессию на пласт, что сопровождается снижением дебита скважины. При этом происходит снижение скорости жидкости в подъемных трубах и скопление воды на забое скважины. Скопление воды на забое приводит к снижению депрессии на пласт, вплоть до полной остановки скважины. Для предупреждения скопления воды подъемные трубы в скважине приходится спускать почти до забоя.

Для уменьшения выноса песка из пласта приходится уменьшать дебит скважины, что приводит к снижению скоростей в

подъемных трубах и оседанию песка на забое, которое приводит к образованию песчаных пробок.

Возникает противоречие, которое современные технологии добычи нефти не могут разрешить. Суть противоречия в том, что часто необходимо одновременно снижать дебит скважины для защиты пласта от разрушения и увеличивать его для создания необходимых скоростей потока в подъемных трубах для предупреждения образования песчаных пробок и скопления воды на забое.

При добыче высокопарафинистых нефтей наблюдается кристаллизация парафинов на поверхности труб, что приводит к уменьшению их проходного сечения и снижению дебита скважин. Эти осложнения связаны с охлаждением жидкости в стволе скважины, происходящим за счет теплообмена с окружающей скважину породой и за счет работы расширения выделяющегося из нефти газа. Снижение температуры жидкости в подъемных трубах приводит и к отложению солей в обводняющихся скважинах. Борьбу с солеотложениями приходится проводить специальными химическими, физическими и механическими методами. Для борьбы с отложениями парафинов используют периодическую закачку в работающую скважину водяного пара или горячих углеводородов (для повышения температуры добываемой жидкости), легкие углеводородные жидкости и ПАВ (для снижения температуры застывания парафинов).

Основным недостатком газлифтной добычи нефти является низкий КПД использования энергии, который для скважин с низкими динамическими уровнями не превышает 5 %. Громоздкая система сбора, компримирования и распределения газа усложняет технологию и требует значительных энергозатрат. Энергозатраты резко возрастают для малодебитных скважин с низкими динамическими уровнями, поскольку газ приходится компримировать до высоких давлений.

Эксплуатация газлифтных скважин сопровождается осложнениями, которые имеют место и для фонтанирующих скважин – скопление воды на забое, образование песчаных пробок, отложение на стенках труб парафинов и солей.

Для технологии добычи нефти штанговыми насосами характерны осложнения, которые определяются конструкцией подъемников. На скважинах происходит обрыв штанг и истирание НКТ, на клапанах и стенках труб образуются отложения парафинов, которые нарушают нормальную работу насосов и часто приводят к

обрыву штанг. Серьезные осложнения вызывает попадание свободного газа в цилиндры насосов, что приводит к снижению производительности насосов. В результате борьба с этими осложнениями, как правило, приводит к безвозвратным потерям попутного нефтяного газа. Наличие в продукции скважины песка приводит к разрушению клапанов насосов и снижению их производительности. Технология имеет ограничения по глубине скважин из-за большой массы колонны штанг.

Центробежные электронасосы устойчиво работают при концентрации механических примесей в продукции скважины менее 1% масс. и свободного газа не более 2% об. Свободный газ на приеме насоса приводит к уменьшению его напора и производительности. Большое число ступеней нагнетания насоса приводит к снижению его КПД, который с учетом потерь энергии в подводящем токопроводе не превышает 30%, что значительно ниже, чем для установок со штанговым приводом насосов.

Установка электронасосов ограничена глубиной скважины и пластовой температурой, которая влияет на электроизоляцию подводящего кабеля.

Рассмотренные недостатки основных известных технологий добычи нефти позволяют сформулировать требования, которые необходимо учитывать при разработке принципиально новых технологически и экономически эффективных технологий.

Сформулированные требования приводятся в таблице 1.

Таблица 1

Требования к инновационным технологиям добычи нефти

| № | Требование | Примечание |
|---|---|------------|
| 1 | не должны использоваться: - штанговые насосы, - погружные электронасосы, - газлифт | |
| 2 | исключение скопления воды на забое скважин | |
| 3 | исключение возможности отложений парафинов на оборудовании и трубах | |
| 4 | исключение отложения солей на поверхности труб | |
| 5 | обеспечение добычу нефти скважинами любой глубины | |
| 6 | исключение потерь добываемого с нефтью газа | |
| 7 | высокий КПД использования энергии по сравнению с использованием штанговых насосов | |

| | | |
|----|--|--|
| 8 | обеспечение добычи нефти скважинами с любыми пластовыми давлениями и температурами | |
| 9 | исключение разрушения призабойной зоны пласта | |
| 10 | исключение условий образования песчаных пробок в скважинах | |
| 11 | полное удаление из скважины воды и механических примесей | |

Список литературы

1. Абдулин Ф.С. Добыча нефти и газа: учебное пособие для рабочих. – М.: Недра, 1983. – 256 с.
2. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды к транспорту. – М.: Недра, 1972. – 324 с.
3. Тагиров К.М. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 160 с.

Система автоматического управления на ГРС

Яндиев Б.У., Шестерень А.О.

Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия

В статье рассматривается основная информация о газораспределительной станции и принцип её работы на основе систем автоматического управления. Описывается важность систем автоматического управления при современных технологиях.

В современном мире Россия является одной из лидеров по добыче и экспорту природного газа, а также по мировым его запасам. Но, кроме добычи и переработки газа, немаловажную роль играют транспортировка и распределения поставляемых углеводородов. Для распределения газа в города и населенные пункты используют специальные пункты, оборудованные целым набором установок и технического оборудования. Эти пункты называются газораспределительными станциями (ГРС).

ГРС предназначены для снижения давления газа до уровня, оптимального по условиям безопасного потребления [1], поддержания его с необходимой точностью, а также для очистки, подогрева и одоризации (придание газу характерного запаха) перед подачей населенным пунктам и промышленным предприятиям. Га-