

**Александр В. Колонских\***

## **ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИНЫ ПО ДИНАМИКЕ ИЗМЕНЕНИЯ ДЕБИТА**

Усинское месторождение пермо-карбонтовой залежи характеризуется крайне неоднородным строением карбонатного коллектора, характеризующегося высокой расчлененностью разреза и прерывистостью продуктивных интервалов и включающего аномально проницаемые коллектора. Главная особенность залежи, затрудняющая эффективное применение традиционных технологий разработки, – аномально высокая вязкость нефти (около 700 мПа\*с в среднем). Поэтому наиболее оптимальной технологией, позволяющей существенно повысить нефтеотдачу пласта, является тепловой метод воздействия на пласт.

Другой особенностью разработки Усинского месторождения является проблема измерения производительности скважин. За весь период разработки применялись различные методы измерения (Спутник-А, СКЖ, замер на емкость), но в связи с высокой вязкостью нефти данное оборудование давало большую погрешность и быстро выходило из строя. В результате было принято решение о внедрении бесконтактных индикаторов производительности скважин «Спутник – Нефтемер МК10».

Главное преимущество данного прибора заключается в проведении измерения бесконтактным способом, что позволяет применять его на месторождениях с высоковязкой нефтью. Измерение продукции скважины производится по трем компонентам (нефть, вода и газ) постоянно во времени. Конструкция прибора разработана таким образом, что позволяет проводить замер производительности сразу по всем скважинам на кусте, в отличие от большинства методов, которые работают через ПСМ (переключатель скважин многоходовой).

Все это создает уникальный комплекс, позволяющий контролировать работу скважины и изучать процессы, протекающие в системе пласт-скважина-насос. С этой целью была собрана база по работе индикаторов «Спутник – Нефтемер МК10» и забойной телеметрической системы СКАД. Динамика работы скважины оцени-

---

\* Санкт-Петербургский государственный горный институт (технический университет) им. Г.В. Плеханова, Санкт-Петербург, Россия

валась по каждому методу эксплуатации отдельно. Основные способы эксплуатации на Усинском месторождении ШСНУ (12%), УЭЦН (22%) и УЭВН (66%). В результате анализа выявлено, что каждый способ эксплуатации имеет своеобразную динамику работы. Это обусловлено тем, что каждый способ эксплуатации имеет свою специфику, которая отражается на работе всей системы пласт-скважина-насос.

## УЭЦН

По результатам анализа было выявлено, что динамика работы УЭЦН имеет скачкообразный характер. Характерная работа скважины с УЭЦН представлена на рисунке 1, 2.

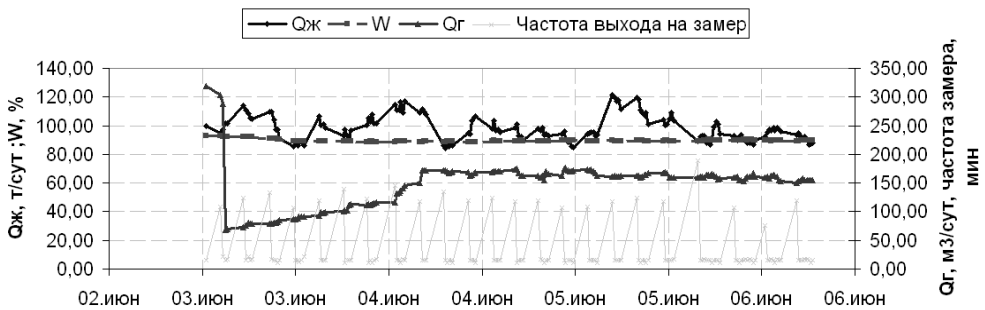


Рис. 1. Показания нефтемера МК10. Скважина 3026 (ЭЦН 80–1400)

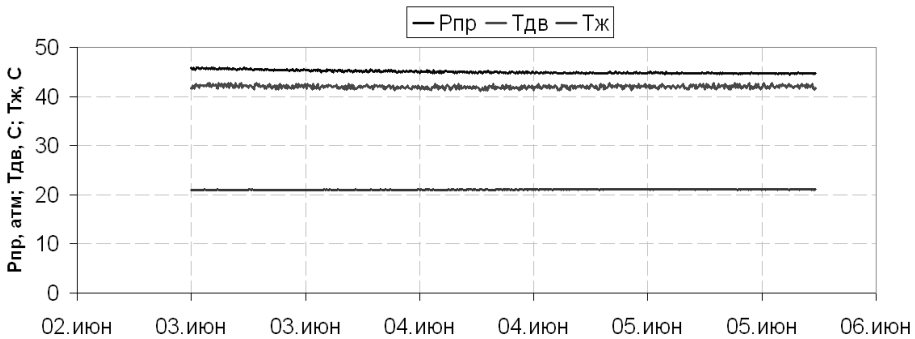


Рис. 2. Показания ЗТМС СКАД. Скважина 3026 (ЭЦН 80–1400)

По показаниям СКАД (рис. 2) изменение давления на приеме насоса не происходит. Это говорит о том, что забойное давление не изменяется. Но дебит скважины по жидкости изменяется в очень широких пределах (порядка 40 т/сут). Подобное изменение дебита по жидкости может происходить по двум причинам. Первая — это непостоянство состава продукции на приеме насоса. Устьевые отборы проб показали, что обводненность продукции изменяется в очень широких пределах. В результате чего меняется как сама характеристика насоса, так и противодействие, которое необходимо преодолеть наосу. Вторая возможная причина связана с реологическими

свойствами нефти Усинского месторождения, в частности с релаксационными свойствами [1]. Характерной особенностью движения тяжелой нефти в пористой среде является неравновесность фильтрационного потока. По данным исследования фильтрации при постоянном перепаде давления было выявлено, что расход нефти монотонно снижался, после чего стабилизировался [2]. Это свидетельствует о том, что усинская нефть обладает временем релаксации. Наличие релаксационных свойств нефти может обуславливать подобную работу скважины.

Частота выхода на замер имеет пилообразную форму, что свидетельствует о равномерном распределении пузырьков газа в добываемой продукции. Это достигается за счет тщательного перемешивания продукции скважины в рабочих органах центробежного насоса.

## УЭВН

Напорная характеристика винтового насоса практически не зависит от противодавления, которое необходимо преодолеть насосу. А при той вязкости жидкости, которая создается в насосе, производительность насоса должна быть равной теоретической производительности. Но как показывает Нефтемер МК10, дебит скважины с УЭВН незначительно изменяется. Причем изменение дебита носит плавный характер, в отличие от скважин с УЭЦН. Характерная работа скважины с УЭВН представлена на рисунке 3, 4.

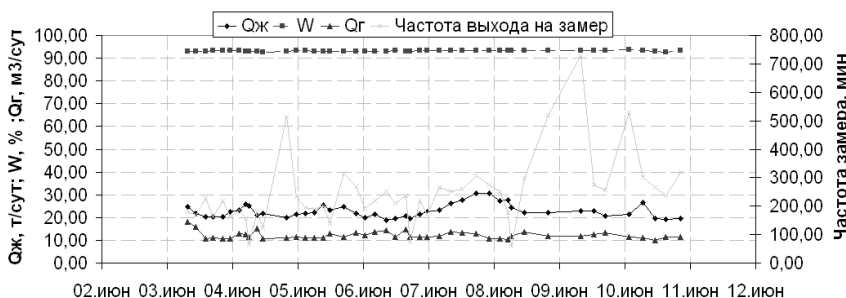


Рис. 3. Показания нефтемера МК10. Скважина 3308 (ЭВН 25–1500)

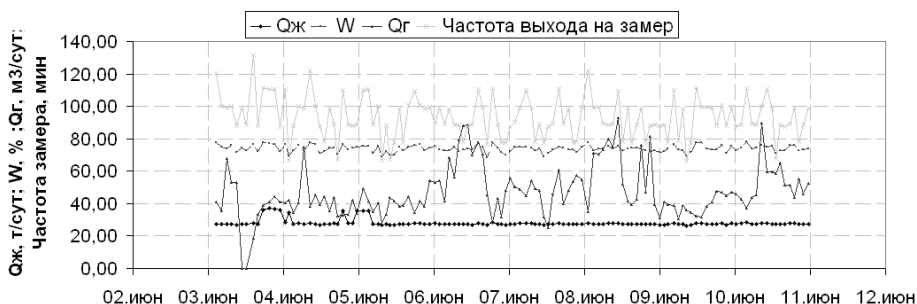


Рис. 4. Показания нефтемера МК10. Скважина 8331 (ННЗБ 44–30)

Этот процесс также можно объяснить релаксационными свойствами нефти, а также влиянием свободного газа на коэффициент подачи насоса.

Частота выхода на замер имеет случайный характер, что свидетельствует о неоднородной структуре добываемой продукции. В полости винтового насоса не происходит такого интенсивного перемешивания, как в УЭЦН.

## ШСНУ

Анализ динамики работы скважины с ШСНУ проводился при условии близкого сходства фактической динамограммы с теоретической динамограммой. Это условие обеспечивает отбор скважин с исправным глубинным оборудованием, следовательно, помогает оценить работу системы без влияния скважинного оборудования. В этом случае динамика работы скважины по жидкости имеет постоянный характер со скачкообразными недолговременными увеличениями дебита скважины по жидкости.

Частота выхода на замер имеет случайный характер, что свидетельствует о неоднородной структуре добываемой продукции, подобно винтовому насосу.

## Осложнения при эксплуатации скважин

При анализе динамики работы добывающих скважин выявлено много непонятных явлений, которые фиксирует индикатор производительности скважин «Спутник – Нефтемер МК10». В этих случаях динамика работы скважины имеет случайный характер с частыми скачкообразными выбросами.

Как говорилось выше, большинство скважин, эксплуатируемых при помощи УЭВН, имеют плавное изменение дебита в небольших пределах. Но встречаются скважины, динамика которых имеет случайный характер. Это может быть связано с множеством факторов, которые влияют на работу всей системы. Показательный пример представлен на рисунке 5. Дебит скважины №3245 по жидкости хаотически изменяется вблизи некоторого значения.

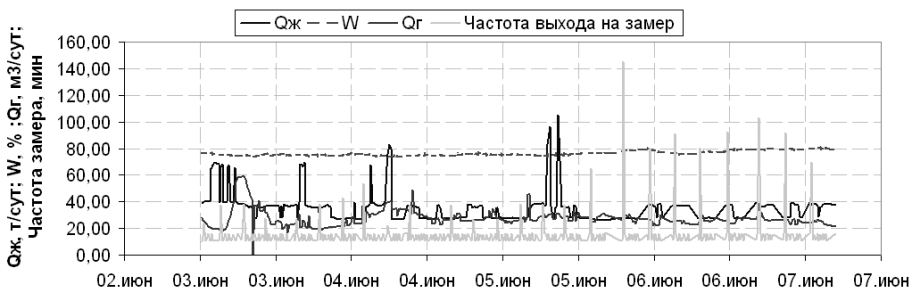
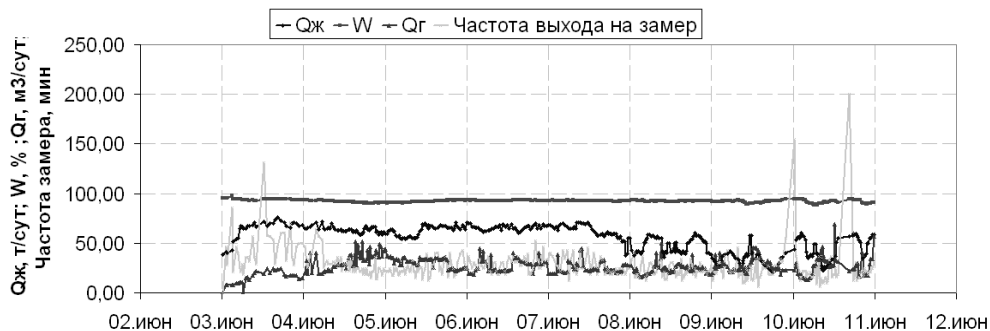


Рис. 5. Показания нефтемера МК10. Скважина 3245 (УЭВН 25–1500)

На рисунке 6 представлена динамика работы скважины с ШСНУ. По изменению динамики видно, что с оборудованием что-то происходит. Для более точной оценки необходимы детальные исследования со снятием динамограммы.



**Рис. 6.** Показания нефтемера МК10. Сквжина 6215 (НН2Б 57–30)

Причина подобной реакции Нефтемера МК10 (рис. 5, 6) обусловлена сложностью процессов, протекающих в системе пласт-скважина-насос. Анализ подобных явлений затруднен малой изученностью процессов, проходящих в системе.

## ВЫВОДЫ

1. Каждый способ эксплуатации имеет своеобразную динамику работы, которая связана с особенностями оборудования. Выявлено что скважины с УЭЦН имеют скачкообразную динамику работы, дебит скважины с УЭВН плавно изменяется, а скважины с ШСНУ работают с постоянным дебитом.
2. Работу скважин с УЭЦН и УЭВН можно объяснить релаксационными свойствами усинской нефти, а также непостоянством состава продукции на приеме насоса.
3. Диагностирование технического состояния эксплуатации скважины по данным многофазного расходомера осложнено малой изученностью процессов, проходящих в системе, но данное направление является актуальным.

## ЛИТЕРАТУРА

- [1] Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М.: *Прогнозирование промысловой эффективности методов теплового воздействия на нефтяные пласты*. М., „Недра”, 1983, 205
- [2] Аметов И.М., Байдииков Ю.Н., Рузин Ю.А. и др.: *Добыча тяжелых и высоковязких нефтей*. М., „Недра”, 1985, 205