



УДК 622

## О РЕГУЛИРОВАНИЯХ ДИНАМИЧЕСКОГО УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В ШТАНГОВЫХ ГЛУБИННО-НАСОСНЫХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

### ON REGULATIONS OF DYNAMIC LEVEL OF LIQUID IN SUCKER ROD DOWNHOLE PUMP OIL WELLS

**Ханалиев В.Б.**

Азербайджанский Государственный Университет  
Нефти и Промышленности  
vugar\_khanaliyev@yahoo.com

**Khanaliyev V.B.**

Azerbaijan State Oil and Industry University  
vugar\_khanaliyev@yahoo.com

**Аннотация.** В статье, проведен подробный анализ нефтепромысловых данных, показаны многочисленные случаи нарушения оптимального режима работы штанговых глубинно-насосных нефтяных скважин и изложены причины возникновения этих нежелательных осложнений.

**Annotation.** In article, the detailed analysis of oil-field data is carried out, numerous cases of violation of an optimum operating mode of sucker rod deep and pump oil wells are shown and the causes of these undesirable complications are stated.

**Ключевые слова:** штанговая глубинно-насосная скважина, динамический уровень жидкости, нарушение режима работы, песчаная пробка, обводнение скважины, утечка жидкости, автоматический регулятор, ручное регулирование, норма дебита скважины.

**Keywords:** sucker rod downhole pump well, dynamic level of liquid, violation of an operating mode, sandy stopper, flood of the well, liquid leak, automatic regulator, manual regulation, norm of an output of the well.

Каждая штанговая глубинно-насосная нефтяная скважина (ШГНС) имеет свой оптимальный технологический режим работы, который устанавливается в результате гидродинамического исследования её на установившихся режимах притока, то-есть построением индикаторных диаграмм и регулированных кривых [1, 2, 3].

При эксплуатации ШГНС, по различным причинам этот уровень жидкости отклоняется от своего оптимального значения в сторону увеличения или в сторону уменьшения. Причинами этих нежелательных явлений могут быть:

- интенсивное пескопроявление;
- обводнение продукции ШГНС;
- отложение парафиновых кристаллов на внутренних стенках насосно-компрессорных труб (НКТ) и на поверхности колонны штанг;
- накопление тяжелых фракций (смола, парафинов и асвальтенов) в призабойной зоне пласта;
- отложение солей на внутренних стенках НКТ и на поверхности колонны штанг;
- засорение перфорационных отверстий забойного фильтра;
- утечки жидкости через кольцевой зазор между плунжером и цилиндром насоса;
- утечки жидкости через всасывающий и нагнетательный клапаны насоса;
- утечки жидкости через резьбовые соединения НКТ;
- утечки жидкости через образовавшиеся отверстия на НКТ;
- увеличение проницаемости призабойной зоны пласта в результате выноса большого количества песка;
- кислотная обработка призабойной зоны пласта;
- термокислотная обработка призабойной зоны пласта;
- гидродинамический разрыв пласта;
- крепление песков призабойной зоны пласта;
- применение различных комбинаций методов воздействия на призабойную зону пласта и т.д.

При интенсивном пескопроявлении часто образуется на забое скважины песчаная пробка, которая увеличивает местное гидравлическое сопротивление в скважине; увеличивается забойное давление под песчаной пробкой, уменьшается депрессия и дебит скважины; ввиду того, что насос продолжает откачивать жидкость со скважины, динамический уровень жидкости под песчаной пробкой падает ниже своего оптимального значения.

Возвращение уровня на свое оптимальное положение возможно только промывкой образовавшейся песчаной пробки. А промывка песчаной пробки является большим технологическим процессом, выполняемым бригадой подземного ремонта с использованием соответствующих оборудования и агрегатов. Как видно, здесь регулирование динамического уровня жидкости осуществляется не автоматически, а вручную, т.е. в настоящее время отсутствует какой-нибудь универсальный автоматический регулятор для этой проблемы.



В случаях различных отложений в скважинах, возникает аналогичная картина.

Например, в одной скважине НГДУ «Гум адасы», обводнившейся пластовым водами двух различных пластов образовались такие твердые отложения солей, для их очистки требовалось фрезирование внутренних стенок подземных труб.

Призабойная зона засоренная тяжелыми фракциями нефти очищается только методом термодисперсионной обработки, которая является сложным технологическим процессом.

Все виды утечки жидкости, встречающиеся при эксплуатации в ШГНС-ах уменьшают дебит скважины, т.е. понижают динамический уровень жидкости. Возвращение уровня оптимальному положению в скважине требует ликвидировать эти утечки. Это тоже не является простым вопросом; здесь также выполняется сложное ручное регулирование уровня.

Когда коллектор состоит из рыхлых песчаников, выносятся из призабойной зоны пласта большое количество песка, проницаемость увеличивается и динамический уровень повышаясь отклоняется от своего оптимального положения. С целью его регулирования следует применять соответствующее мероприятие, не являющееся простым.

Во всех выше отмеченных методах воздействия на призабойную зону пласта производительность ШГНС увеличивается, т.е. понижается динамический уровень жидкости и как известно добывать нефть больше установленной нормы нельзя допускать; при этом эксплуатационная колонна может получить различные виды деформации и за короткое время скважина потребует различные виды сложных капитальных ремонтов.

Вообще скважина дорогостоящий объект исследования; её эксплуатировать с дебитом больше чем норма дебита нельзя; она может выйти со строя за короткое время. В зависимости от глубины скважины стоимость её изменяется, выражается миллионами манат и она должно служить нефтедобытчикам 100–150 лет.

Нефтяную скважину эксплуатировать с дебитом меньше чем ее норма дебита также нельзя, так как при этом добыча нефти и газа уменьшится.

ШГНС имеет самую высокую долговечность, ее можно эксплуатировать до конца разработки нефтяных месторождений. Также скважины, в основном используются в старых истощенных нефтяных месторождениях. Несмотря на то что, большинство этих скважин является малодобитными, около 50 %-ов всей добычи нефти в мире добываются этими скважинами. Имеются также высокодебитные ШГНС; с их помощью можно поднять подпитать нефть из глубины 4000 м с дебитом 400 т/сут.

При обводнении продукции ШГНС, из пласта в скважину начинает поступать также пластовая вода, поэтому динамический столб жидкости в скважине состоит из нефти и воды; это повышает динамическое забойное давление и понижает динамический уровень в скважине.

В обводнившихся ШГНС-ах необходимо установить новый оптимальный режим.

Как видно из выше изложенного, эксплуатация нефтяных скважин штанговым глубинно-насосным способом имеет большое значение на промышленной практике и требует своевременное регулирование динамического уровня жидкости при каждом его отклонении от своего оптимального значения, притом здесь следует отметить что, хорошо было бы вести это регулирование автоматически.

Выше показаны, для примера, 16 случаев отклонений динамического уровня жидкости от своего оптимального значения. Но, в одной скважине одновременно не может возникнуть такое количество отклонений уровня от своего оптимального положения, вероятность такого явления очень мала. Одновременно могут быть два-три случая подобных отклонений.

Следует отметить что, если имеет место только два отклонения, то для автоматического регулирования требуется создать и применять два самостоятельного автоматического регулятора. Невозможно создать один универсальный автоматический регулятор, который регулировал бы одновременно два различного параметра. Так как регулятор одного параметра имеет замкнутую систему, и действие одного элемента на другой элемент в этой системе происходит только в одном направлении или по часовой стрелке или обратно часовой стрелки.

Необходимо отметить что, из изложенного понятно, невозможно создать автоматический регулятор, который мог бы автоматически регулировать динамический уровень жидкости в ШГНС-ах. С другой стороны, при этом нельзя рассматривать только один параметр, т.е. динамический уровень жидкости в скважине; потому что, он также связан со следующими важными параметрами эксплуатации ШГНС:

- 1) статический уровень жидкости в скважине;
- 2) глубина подвески насоса;
- 3) глубина погружения насоса под динамический уровень жидкости в скважине.

Положение статического уровня зависит от значения пластового давления по данной скважине. Значение подвески, то есть глубина спуска насоса в скважине зависит от значения оптимального динамического уровня жидкости. В пескопроявляющихся ШГНС-ах на прием насоса соединяется труба меньшего диаметра с длиной 20–30 м, которая имеет меньшую площадь поперечного сечения и создает высокую скорость подъема жидкости и устраняет оседание песка на забой; здесь приемом насоса считается башмак этой трубы.



Расстояние от оптимального динамического уровня жидкости в скважине до приема насоса называется глубиной погружения насоса под динамический уровень жидкости. Этот параметр эксплуатации скважины выбирается в зависимости от значения газового фактора данного месторождения. В низких и средних газовых факторах он принимается 30–40 м; а при высоких газовых факторах берется 100–150 м.

Известно что, когда скважина заканчивает свою работу компрессорным способом, ее переводят насосному способу эксплуатации и для нее устанавливают новый оптимальный режим работы. Для этого, демонтируют устьевое фонтанное оборудование и монтируют какой-нибудь станок-качалка (временно) и спускают в скважину какой-нибудь штанговый глубинный плунжерный насос. Исследуют скважину гидродинамическим методом на стационарных режимах притока, снимают индикаторные диаграммы и регулировочные кривые, определяют норму дебита и допустимое забойное давление, которые характеризуют оптимальный режим работы скважины; затем из диаграммы Адонина выбирают тип станка-качалки и диаметр насоса, которые должны работать в данной скважине при оптимальном режиме ее работы. После оборудования скважины выбранными наземными и подземными оборудованиями пускают её в эксплуатацию и со временем эксплуатации своевременно регулируют вручную (т.е. проводят необходимые ремонты) динамический уровень жидкости в скважине.

Необходимо отметить что, после проведения каждого способа воздействия на призабойную зону пласта, требуется установить новый оптимальный технологический режим работы и при необходимости регулировать новый оптимальный динамический уровень жидкости в скважине.

Учитывая допустимое забойное давление, удельный вес газо-жидкостной смеси в скважине и глубину данной скважины определяют высоту столба жидкости в скважине; вычитывая от глубины скважины высоту столба жидкости, определяют глубину оптимального динамического уровня жидкости в скважине. После этого, учитывая значение глубины погружения насоса под динамический уровень жидкости, устанавливают точную подвеску колонны НКТ.

## ВЫВОДЫ

1. В статье, проведя подробный анализ нефтепромысловых данных, показаны многочисленные случаи нарушения оптимального режима работы штанговых глубинно-насосных нефтяных скважин и изложены причины возникновения этих нежелательных осложнений.

2. При таких нарушениях, динамический уровень жидкости оптимального технологического режима работы скважины отклоняется от своего положения на несколько метров, притом в зависимости от характера происходящего явления, отклонения бывают в сторону увеличения или в сторону уменьшения.

3. Выявлено что, при удалении уровня жидкости в сторону уменьшения, дебит скважины становится больше чем норма дебита; работа скважины при таких режимах, может привести к различным деформациям эксплуатационной колонны, которые могут привести к выходу скважины со строя. При удалении уровня в сторону увеличения это приводит к снижению дебита нефти от нормы дебита; нельзя допускать также такой вид нарушения, так как при этом добыча нефти сокращается.

4. Во всех таких случаях нарушения оптимального режима работы скважины следует регулировать уровень жидкости, т.е. возвращать уровень своему оптимальному положению. Хорошо было бы выполнять этот процесс с помощью автоматических регуляторов. К сожалению при современном уровне развития промысловой науки и техники пока не созданы такие автоматические регуляторы. Поэтому процесс регулирования уровня жидкости осуществляется вручную.

5. При интенсификации добычи нефти и газа, когда выполняются способы воздействия на призабойную зону пласта, тогда проницаемость пласта вокруг скважины повышается; это требует установить в скважине новый оптимальный технологический режим работы и ее эксплуатируют при новом оптимальном динамическом уровне; при необходимости этот новый тоже регулируется ручным способом.

## Литература:

1. Муравьев И.М. и др. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. – М. : Недра, 1970. – 304 с.
2. Шуров В.И. Технология и техника добычи нефти. – М. : Недра, 1983. – 417 с.
3. Справочник по добыче нефти. II том. – М. : Гостоптехиздат, 1959. – 351 с.

## References:

1. Muravyev I.M., etc. Development and operation of oil and gas fields. – M. : Nedra, 1970. – 304 p.
2. Shurov V.I. Technology and technology of oil production. – M. : Nedra, 1983. – 417 p.
3. Reference book on oil production. II volume. – M. : Gostoptekhizdat, 1959. – 351 p.