



# КОГАЛЫМНЕФТЕГАЗ: БОРЬБА С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ



**ВЛАДИМИР ШАБЛЯ**

Заместитель начальника  
отдела добычи нефти и газа  
ТПП «Когалымнефтегаз»,  
ООО «ЛУКОЙЛ —  
Западная Сибирь»

**Э**ксплуатационный фонд нефтяных скважин ТПП «Когалымнефтегаз» составляет 7840 штук. Действующий фонд на 01.01.10 составил 7100 скважин, из них 5970 скважин оборудованы УЭЦН, 1130 скважин — УШГН. Нарботка на отказ скважинного оборудования за 2009 год по скважинам, оборудованным УЭЦН, составила 594

**Действующий фонд на 01.01.10 — 7100 скважин, из них 5970 скважин оборудованы УЭЦН, 1130 скважин — УШГН. Нарботка на отказ скважинного оборудования за 2009 год: по скважинам, оборудованным УЭЦН, составила 594 суток, ШГН — 556 суток**

суток, ШГН — 556 суток (см. «Изменение нарботки на отказ по УЭЦН»).

В настоящее время известно более 50 природных минералов и продуктов коррозии, входящих в состав солевых отложений. На

Одним из важных факторов, осложняющих работу УЭЦН, является отложение неорганических солей на поверхности рабочих органов. В результате проявления солеотложений происходит ухудшение гидродинамических характеристик, увеличиваются вибрации, происходят отказы и выход из строя дорогостоящего оборудования. Все это приводит к трудоемким и дорогим ремонтам, как скважин, так и оборудования, а в итоге — к значительным потерям и в денежном эквиваленте, и в объемах добычи. ТПП «Когалымнефтегаз» продолжает работу по поиску и подбору наиболее эффективных реагентов, способных предотвращать солеобразование, а также новых материалов и конструкций погружного оборудования.

месторождения «Когалымнефтегаза» распространены, в основном, водонерастворимые соли (сульфат кальция  $\text{CaSO}_4$ , карбонат кальция  $\text{CaCO}_3$ , карбонат магния  $\text{MgCO}_3$ , сульфат бария, сульфат магния и др.). Эта группа является наиболее многочисленной и представлена сульфатами и карбонатами.

## Причины

Можно выделить несколько основных причин солеотложений на рабочих органах УЭЦН, к которым относятся, в частности, высокая обводненность и определенный состав пластовой жидкости — наличие растворенных и нерастворенных природных минералов.

Также это изменения термобарических условий в скважине в процессе интенсивного отбора жидкости для поддержания проектных темпов разработки месторождения, приводящие к выпадению осадков. Так, смещение рабочей зоны в левую часть гидродинамической характеристики приводит к повышению температуры перекачиваемой жидкости и увеличению кавитационных процессов и, как следствие, к образованию осадков.

Еще одним фактором, способствующим формированию солеобразующих соединений и агрессивной среды, является смешива-

ние пластовых вод с закачиваемыми водами другого состава.

Определенную роль играют и конструктивные особенности ЭЦН, приводящие к образованию застойных зон, коррозии поверхностей и т.д.

## Найти и обессолить

Планомерная работа по выявлению солеобразующего фонда и реализации различных способов борьбы с солеотложениями началась в ТПП «Когалымнефтегаз» в 1997 году. Тогда же были разработаны первые регламенты, опробованы первые ингибиторы. Применяемые в то время ингибиторы солеотложений ТХ-1312 и ХПС-001 производились на Когалымском заводе химрегенентов, который в свое время назывался ЗАО «ЛУК-Травис Кемикалс» (российско-канадское СП).

В те годы солеотложения были «классическими» — осадения солей на рабочих органах погружного оборудования происходили на фоне высокого процента обводненности. Закачка ингибиторов проводилась периодически как в затрубное пространство скважины, так и в призабойную зону пласта при ремонтах.

По механизму действия данные ингибиторы относятся к ингибиторам порогового действия. Адсорбируясь на гранях родившихся кристаллов, они прекра-

щают их дальнейший рост, благодаря чему кристаллики солей выносятся водонефтяным потоком и, следовательно, не происходит накопления солей на поверхности оборудования. Введенный в пласт ингибитор адсорбируется на стенках поровых каналов и при переводе скважины в режим добычи постепенно вымывается потоком.

Данная методика доказала свою состоятельность и прошла проверку временем. Так, текущая наработка скважин, находящихся на сервисном обслуживании, в 2009 году составила 469 суток (в 2008 году — 433 суток).

### Кислотная обработка

Проводя анализ работы УЭЦН с 2005-го по 2009 год, можно сделать вывод о том, что наибольшее количество отказов УЭЦН, не отработавших гарантийный срок (ОГС), по причине солеотложений приходится на 2006–2007 годы (см. «Количество отказов УЭЦН...»).

В данный период происходило интенсивное проведение мероприятий по сохранению запланированных темпов отбора, осуществлялся спуск оборудования большего типоразмера на большие глубины, что, в свою очередь, привело к снижению забойных давлений до величин, равных давлению насыщения, а в некоторых случаях и ниже  $R_{нас}$ . Больше типоразмер, больше отбор, ниже забойное давление, больше температура в районе работы установки и, как следствие, выпадение солей.

В данный период стали наблюдаться отложения солей в малообводненных скважинах с низким динамическим уровнем, где солей в классическом понимании не должно было быть. Использование ингибиторов в таких скважинах показало их низкую эффективность, т.к. все ингибиторы являются водорастворимыми.

С целью предотвращения отказов в 2007 году были внедрены регламент по промывке глубинного насосного оборудования растворами кислот с ингибиторами

коррозии и солеотложений. Эффективность проводимых работ по промывке достигает 78%. Одновременно усилились работы по поддержанию пластового давления с целью компенсации увеличившихся отборов. В результате удалось приостановить падение динамических уровней (см. «Изменение эксплуатационных параметров скважин...»).

После внедрения данного регламента и остановки падения динамических уровней рост отказов удалось предотвратить, и в течение трех лет количество отказов держится на одном уровне, составляя 20–22% от общего количества отказов насосов, не отработавших гарантийный срок.

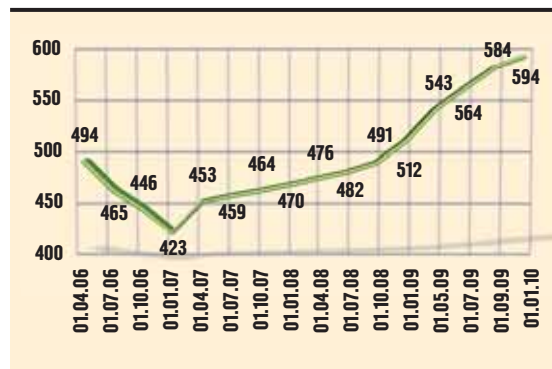
### Обострение после ГРП

Одновременно со снижением динамических уровней начала обостряться ситуация с отложениями сульфатов бария ( $BaSO_4$ ). Так, за 2005 год отмечено 32 случая, 2006-й — 56 случаев, 2007-й — 88 случаев, 2008-й — 96 случаев, 2009-й — 62 случая. Проведенный анализ показал, что 97% данных отказов происходит после освоения скважин и проведения ГРП.

Совместно с ООО «ЦНИПР» была проведена работа по определению причин выпадения сульфатов бария. Исследование состава химических реагентов, используемых при ГРП, показало, что при взаимодействии с водой они разлагаются с образованием сульфата аммония, серной кислоты и кислорода, что приводит к многократному увеличению в пластовой воде сульфат-ионов, а вследствие этого — к образованию нерастворимых солей сульфата бария (барита), а также сульфата кальция (ангидрита).

На основании данной работы был принят целый ряд решений. Во-первых, было решено исключить использование пресных вод для приготовления рабочих жидкостей ГРП. Во-вторых, использовать при проведении ГРП химические реагенты, не содержащие в своем составе сернистые (особенно это касается реагента ОС APS-P) и карбонатные соедине-

Изменение наработки на отказ по УЭЦН



ния. В-третьих, не применять при деструкции гелей ударные дозировки (больше 0,02 кг/м<sup>3</sup>). И, в-четвертых, после проведения ГРП исключить обработку скважин соляной кислотой.

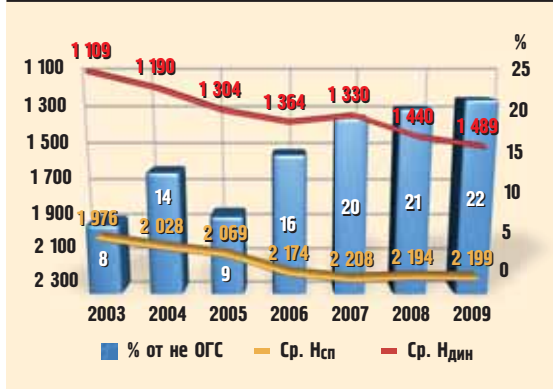
Кроме этого, для предупреждения отказов подземного оборудо-

### Можно выделить несколько основных причин солеотложений на рабочих органах УЭЦН, к которым относятся, в частности, высокая обводненность и определенный состав пластовой жидкости — наличие растворенных и нерастворенных природных минералов

вания по причине солеотложений в ТПП «Когалымнефтегаз» производится закачка ингибитора солеотложений «Descum-2» вместе с жидкостью при проведении ГРП. При этом не требуется дополни-

Количество отказов УЭЦН по ТПП «Когалымнефтегаз»





тельное оборудование и время для закачки ингибитора в пласт. В 2009 году было проведено 76 ГРП с ингибитором солеотложений, за три месяца 2010 года — 44. Применение данной технологии позволило уменьшить количество от-

**Введенный в пласт ингибитор адсорбируется на стенках поровых каналов и при переводе скважины в режим добычи постепенно вымывается потоком. Данная методика доказала свою состоятельность и прошла проверку временем**

казов ГНО, но не так, как бы хотелось. Необходимы более эффективные решения.

#### Исследования продолжают

ТПП «Когалымнефтегаз» продолжает работу по поиску более

**Ныне наблюдаются отложения солей в малообводненных скважинах с низким динамическим уровнем. Использование ингибиторов в таких скважинах показало их низкую эффективность, т.к. все ингибиторы являются водорастворимыми**

эффективных реагентов, способных предотвращать солеобразование при высоких температурах, низких забойных давлениях. Средний динамический уровень

#### ВОПРОСЫ ИЗ ЗАЛА

**Вопрос:** Вы делали раскладку по дебитам скважин или по типоразмерам установок? На каком фоне солеотложения проявляются наиболее активно?

**В.Ш.:** Естественно, делали. Это диапазон малых подач — 25–30, до 50 м<sup>3</sup>/сутки. Там основная масса нехороших моментов.

**Вопрос:** То есть, это малодобитные скважины и нижняя часть среднедобитных?

**В.Ш.:** Да.

**Вопрос:** Ранее доводилось слышать доклады, в которых рассказывалось о том, что применяемые ингибиторы с подтоварной водой попадают опять в пласт. Потом они там реагируют непредсказуемым образом и возникают различного рода проблемы. Вы с таким не сталкивались?

**В.Ш.:** Когда мы попытались закачать ингибитор «Captron75» и стали подбирать скважины, то столкнулись с высоким фоновым содержанием фосфора в добываемой жидкости. Это говорит о том, что, действительно, у нас уже происходит круговорот ингибитора в системе. В этом направлении мы сейчас тоже работаем, но окончательных результатов еще нет.

**Вопрос:** Вы сказали, что использовали насосы с рабочими органами «Ижнефтепласта» и получили при этом убытки. Как я понял, средняя наработка увеличилась в пределах 40 суток, рабочие органы насоса при этом примерно в два с лишним раза дешевле металлических. Объясните, в чем заключается убыток?

**В.Ш.:** Убыток заключается в необходимости проведения ремонта и отбраковке оборудования, потому что на момент отказов еще не было технологии ремонта этого оборудования.

Комментарий: Если я правильно понял, они не получили то, что ожидали, и в этом видят убыток. Ремонт ведь был бы и в случае с металлическими рабочими органами.

**Вопрос:** У вас стабильно высокое количество отказов по причине негерметичности НКТ. Какие мероприятия планируются в этом направлении?

**В.Ш.:** В плане негерметичности мы сейчас проводим работу с трубными заводами по организации поставки коррозионностойких НКТ с повышенным содержанием хрома. Попробуем их испытать.

**Вопрос:** У вас проблема негерметичности и по телу трубы, и по резьбе?

**В.Ш.:** В основном, по телу. Проблемы с резьбой, как правило, связаны с организационными причинами, то есть с некачественной работой бригад, вследствие чего происходит замятие резьбы и, соответственно, негерметичность.

по ТПП составляет 1470 метров при средней глубине залегания пластов от 1800 до 3000 метров. Забойные давления довольно низкие.

Проводятся лабораторные испытания реагентов, производимых фирмами «Миррико», «Оптима», Опытный завод «Нефтехим». На пяти скважинах проводятся испытания капсулирован-

ного ингибитора солеотложений «Captron75». Расчетное количество ингибитора (на год) засыпается в зонд, без использования глубинных дозаторов. Уже получен неплохой эффект — наработка по данным скважинам в три раза превысила предыдущие показатели.

Кроме этого, проводятся испытания низкоадгезионных УЭЦН

# ОТРАСЛЕВОЙ КАЛЕНДАРЬ

интерактивный список всех значимых событий отрасли в течение года



[www.ngv.ru](http://www.ngv.ru)

производства ООО «Ижнефтепласт». На одиннадцати спущенных установках в течение 2009 года произошло пять отказов по причине «клин» и «снижение подачи». При разборе оборудования во всех насосах обнаружены отложения карбонатов кальция (как на подшипниках, так и на рабочих органах).

Следует отметить, что наработка насосов с металлическими колесами на данных скважинах составила 112 суток, наработка УЭЦН с пластиковыми колесами — 129 суток. То есть, можно сделать вывод

о том, что без использования ингибитора солеотложений данное оборудование не защищено в полной мере от солеобразования.

Принято решение на тех скважинах солеобразующего фонда, где спущено оборудование производства ООО «Ижнефтепласт» с полимерными колесами, применять ингибитор с уменьшением дозировки в два раза. Возможно, за счет этого удастся получить экономический эффект.

Использование импульсных трубок, четырехжильного кабеля и подача ингибитора на прием на-

соса с помощью дозирочного устройства в ТПП не рассматривается, так как при достаточно высокой стоимости оборудования

**Рост отказов удалось предотвратить, и в течение трех лет количество отказов держится на одном уровне, составляя 20–22% от общего количества отказов насосов, не отработавших гарантийный срок**

имеются ограничения по его применению. А именно: целесообразно использование данного оборудования только на группе скважин, находящихся на одном ку-

**Одновременно со снижением динамических уровней начала обостряться ситуация с отложениями сульфатов бария. Проведенный анализ показал, что 97% данных отказов происходит после освоения скважин и проведения ГРП**

сте, а также возможно повреждение кабеля или импульсной трубки при СПО.

Экономический расчет закупки устьевых дозаторов проводился, но решили пока не связываться с этим оборудованием, по-

**Применение ряда технологий позволило уменьшить количество отказов ГНО, но не так, как бы хотелось. Необходимы более эффективные решения**

скольку, когда общаешься с теми людьми, которые работают непосредственно на устье скважины, выясняется, что проблем с ним

**ТПП «Когалымнефтегаз» продолжает работу по поиску более эффективных реагентов, способных предотвращать солеобразование при высоких температурах, низких забойных давлениях**

возникает очень много. Существующие методики экономически более оправдывают себя, обеспечивая рост наработки по фонду в целом и по солеобразующему фонду, в частности. 