В. В. Шайдаков,
К. В. Чернова,
А. В. Пензин

Современные химические методы насосного дозирования в нефтедобыче

«Инфра-Инженерия»

УДК 622.276
ББК 361.79
Ш 17

ФЗ №436-ФЗ	Издание не подлежит маркировке в соответствии с п. 1 ч. 4 ст. 11

Рецензент:
заведующий кафедрой машины и оборудования нефтяных и газовых промыслов Уфимского государственного нефтяного технического университета, д-р. техн. наук, проф. *В.У. Ямалиев*

Шайдаков В. В., Чернова К. В., А. В. Пензин А. В.
Ш 17 Современные химические методы насосного дозирования в нефтедобыче. Учебное пособие. / В. В. Шайдаков, К. В. Чернова, А. В. Пензин. Под общей ред. В.В. Шайдакова. – М.: Инфра-Инженерия, 2018. – 120 с.

ISBN 978-5-9729-0218-7

Рассмотрены проблемные вопросы осложнений при добыче нефти и газа. Предложены технические и технологические методы предотвращения отложений солей, парафинов, образования стойких эмульсий, снижения коррозионной активности добываемой продукции. Акцент сделан на инновации в области совершенствования химического метода. Изучаются установки дозирования. Приведены основные виды полимерных армированных трубопроводов, используемые в качестве напорных в дозировочных системах. Представлено вспомогательное оборудование, обеспечивающее соединение трубопроводов, спуск в скважины, защиту. Рассмотрены математические модели процессов гидратообразования, течения попутного нефтяного газа в трубопроводе малого диаметра в нефтедобыче.

Для студентов, магистрантов, аспирантов вузов различного профиля, специализирующихся на проблемах добычи нефти и газа.

© Шайдаков В. В., Чернова К. В., Пензин А. В., авторы, 2018
© Издательство «Инфра-Инженерия», 2018

ISBN 978-5-9729-0218-7

ГЛАВА 1. ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Образование отложения неорганических солей на внутренней поверхности нефтегазопромыслового оборудования имеет место при добыче обводненной нефти в процессе разработки большинства месторождений России [2-3].

К числу основных технологических факторов, влияющих на обводнение скважин, относится режим эксплуатации скважины или, точнее, темп отбора жидкости из нее [4-7].

Отложения солей происходят при всех способах эксплуатации скважин, однако наиболее отрицательные последствия от солеотложения возникают при добыче нефти штанговыми глубинными насосами (ШГН) и установками электропогружных центробежных насосов (ЭЦН). Кристаллические образования неорганических солей на рабочих органах глубинных насосов приводят к повышенному их износу, заклиниванию и слому вала погружного центробежного электронасоса, заклиниванию плунжера ШГН и т.п.

Рисунок 1.1 – Отложения солей на рабочем колесе ЭЦН и на приемной сетке

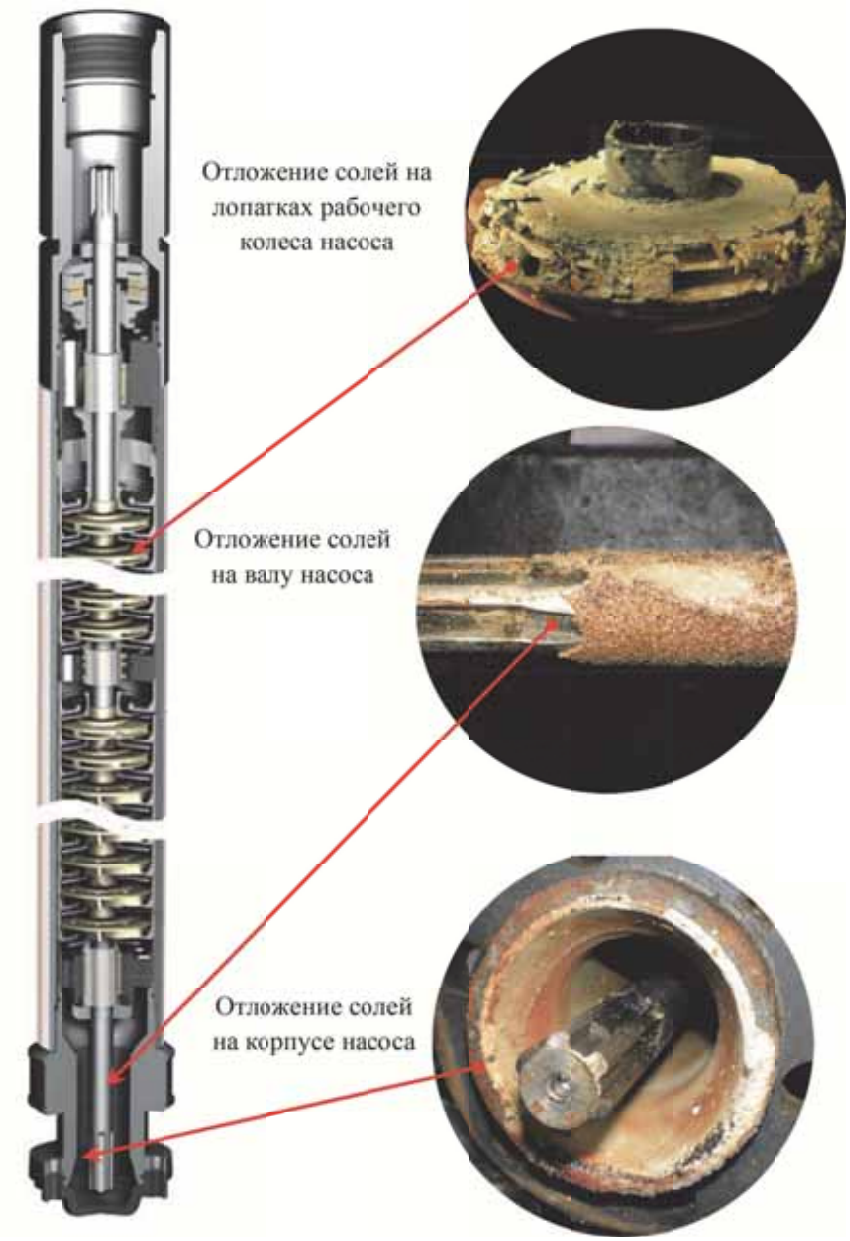

Рисунок 1.2 – Отложение солей на деталях ЭЦН

По преимущественному содержанию в отложениях неорганических солей определенного вида выделяется три группы солей: хлоридные, карбонатные и сульфатные.

С каждым годом растут затраты на защиту оборудования от солеотложений. Это связано с проводимыми геолого-техническими мероприятиями по интенсификации добычи нефти, происходит рост действующего фонда скважин за счет проводимых мероприятий по извлечению труднодоступных запасов нефти, разработке пластов и ввода новых скважин. Требуется усовершенствование методов подачи химреагента в скважину, так как затраты на борьбу с солеотложениями несравненно ниже затрат, возникающих из-за выхода оборудования из строя, его ремонта или замены.

Проблема солеотложения в последние годы получила особую актуальность ввиду прогрессирующего роста обводненности пластовой жидкости на большинстве активно разрабатываемых нефтяных месторождениях России.

Например, на Самотлорском месторождении с 2004 года солеотлагающий фонд увеличился в 2 раза и в настоящее время продолжает расти [8,9]. Тенденция к росту числа скважин, оборудование которых осложнено отложением солей, отмечается всеми компаниями, осуществляющими добычу нефти в Западно-Сибирском регионе.

Асфальтосмолопарфиновые отложения (АСПО) относятся к наиболее проблемным видам осложнений с точки зрения предотвращения и ликвидации последствий.

Накопление АСПО происходит в основном в насосно-компрессорных трубах (НКТ), трубопроводах системы сбора нефти. Это приводит не только к снижению дебита, возрастанию давления в системе сбора, но и резкому уменьшению межремонтного периода (МРП) работы скважинного оборудования.

К осложненным по АСПО относят скважины, в нефти которых более 5 % парафинов и динамической вязкостью нефти, эмульсий более 10 *сПауз*, в стандартных условиях.

По данным промысловых исследований [10], при малой обводненности нефти характер распределения парафиновых отложений в трубах различного диаметра примерно одинаков. Толщина отложений постепенно увеличивается от места начала их образования и достигает максимума на глубине 50-200 *м*, затем уменьшается до толщины 1-2 *мм* в области устья.

На поздней стадии разработки отмечен рост глубины начала формирования АСПО, что обусловлено интенсивным снижением пластовой температуры за счет закачки большого количества воды, следовательно, общим снижением теплового потока [10].

За 10 лет эксплуатации число скважин, в которых глубина формирования АСПО составляет более 900 *м*, увеличилось почти в 3 раза.

В процессе разработки месторождений ухудшаются свойства остаточной нефти. Это можно связать с образованием и накоплением в пласте окисленной, малоподвижной и неподвижной, биодеградированной и высокосернистой нефти.

Увеличение содержания асфальтенов и парафинов приводят к уменьшению температуры насыщения нефти парафином а, следовательно, расширению зоны возможного формирования асфальтосмолопарафиновых отложений, смещению интервала АСПО в зону более высоких температур, то есть, начало отложения парафинов наблюдается на большей глубине.

Кроме того, увеличение в составе отложений смол и асфальтенов приводит к изменению консистенции отложений, они становятся более пластичными, мазеподобными.

Снижение пластовой температуры, вызванное длительным воздействием закачиваемых пресных холодных вод, обуславливает увеличение

глубины формирования АСПО. В связи с этим все чаще встречаются отложения парафинов в насосах (27 % - в насосе, 73 % - в НКТ).

Твердые углеводороды, парафины, присутствуют практически во всех нефтях, оказывая влияние на технологию и технику добычи, сбора и транспорта, подготовку и переработку нефти. Их содержание может колебаться от следов до 20-28 %.

Практически все нефтяные компании России проводят интенсификацию добычи, увеличивают отбор жидкости из скважин. Это приводит к повышению обводненности, усугубляет процессы АСПО и солеотложений. Например, для ряда скважин Самотлорского месторождения интенсификация привела за короткий срок к повышению обводненности добываемой нефти с 13 до 79 %

Анализируя осложненный по парафинам фонд скважин Самотлорского месторождения можно отметить, что с ростом обводненности до 30 % количество осложненных по парафинам скважин составляет 38 %. С увеличением обводненности до 50 % количество скважин с АСПО значительно растет. И в дальнейшем при увеличении обводненности до 65 % и выше количество скважин с отложениями парафинов снижается. Но с ростом обводненности значительно усложняются условия предотвращения и удаления АСПО.

Так как из-за повышения обводненности и происходит смещение зоны формирования АСПО в нижние интервалы. Возрастает вероятность отложений в глубинно-насосном оборудовании. Изменяется состав нефти, что в свою очередь приводит к изменению состава АСПО. Увеличивается стойкость отложений, для удаления которых требуются современные технологии и новые химические реагенты.

То есть на основании вышеизложенного можно сделать вывод, что на поздней стадии разработки целесообразным становится предотвращения АСПО, а не только их удаление.

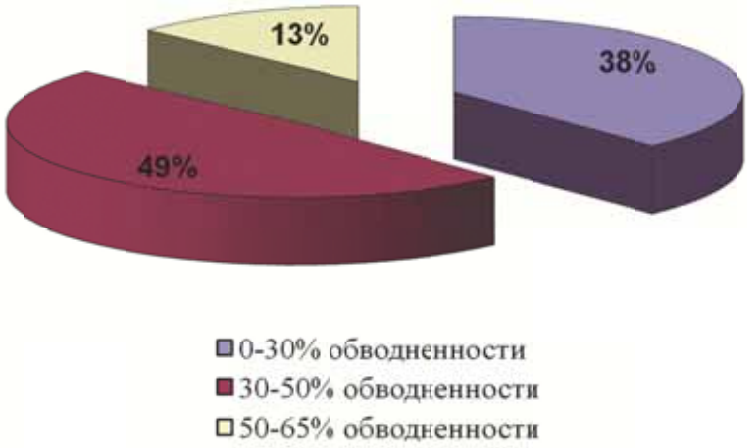

Рисунок 1.3 – Распределение действующего парафинового фонда скважин УШГН по обводненности

Коррозия приводит ежегодно к миллиардным убыткам, и разрешение этой проблемы является важной задачей. Основной ущерб, причиняемый коррозией, заключается не в потере металла как такового, а в огромной стоимости изделий, разрушаемых коррозией. Вот почему ежегодные потери от неё в промышленно развитых странах столь велики. Истинные убытки от неё нельзя определить, оценив только прямые потери, к которым относятся стоимость разрушившейся конструкции, стоимость замены оборудования, затраты на мероприятия по защите от коррозии. Ещё больший ущерб составляют косвенные потери. Это простои оборудования при замене прокорродировавших деталей и узлов, утечка нефти и газа, нарушение технологических процессов, экологический аспект.

Для скважин характерны более высокие, чем в системе сбора нефти, парциальные давления CO_2 и градиент P_{CO2} от забоя к устью скважины [11]. Основной вид коррозионного повреждения скважинного оборудования – локальная коррозия внутренней поверхности НКТ и установок погружных электроцентробежных насосов при механизированной добыче нефти. Результатом в обоих случаях являются дорогостоящие

преждевременные подземные ремонты скважин и необходимость замены оборудования, вышедшего из строя в результате коррозии.

Коррозия НКТ и УЭЦН в 90 % случаев наблюдается там, где обводненность нефти превышает 40 %, а добыча жидкости более 40 $м^3/сут$. Тем не менее, следует подчеркнуть, что углекислотная коррозия со значительными скоростями может наблюдаться даже в тех скважинах, где содержание воды в продукции составляет около 1 % [12].

В общем случае коррозию НКТ обнаруживают на любой глубине, однако на многих месторождениях [12,13], в том числе на нефтяных месторождениях Западной Сибири [14], основные проблемы, как правило, возникают на глубинах более 400…600 $м$.

Все локальные коррозионные повреждения НКТ и УЭЦН можно разделить на два крайних типа:

1. язвенная коррозия с хорошо выраженными склонами язв и свищей.
2. мейза-коррозия – характеризуется значительными по площади областями локальных коррозионных повреждений, которые перемежаются с областями металла вообще не затронутыми коррозией.

Остальные типы локальных коррозионных повреждений лежат между этими крайними случаями.

Для борьбы с коррозией в нефтедобыче используются следующие методы. Технологические методы защиты, например, создание эмульсионных режимов течения, исключающих выделение воды в отдельную фазу. В трубопроводах системы сбора при обводненности транспортируемой продукции менее 40 %, обеспечивают предварительный сброс воды и дальнейший раздельный транспорт водной и углеводородной фаз. Находят применение ингибиторы коррозии, коррозионностойкие стали, неметаллические материалы, защитные покрытия.

Многолетний опыт добычи нефти и газа в осложненных условиях как в России, так и за рубежом, показывает, что особенно эффективно как с технической, так и с экономической точки зрения, для предотвращения отложения солей, АСПО и коррозии оборудования, сооружений является химический метод[15,16,17].

Рост количества осложненных скважин] требует либо значительно увеличить потребление химических реагентов, либо повысить эффективность их использования. Появление новых высокоэффективных ингибиторов коррозии, солеотложений, деэмульгаторов и других реагентов существенно меняет технологию их подачи в скважину. Требуется обеспечение бесперебойной, точной дозировки малых объемов реагента в наиболее проблемный интервал скважины: на прием насоса, в колонну насосно-компрессорных труб, в интервал перфорации. Так, например, для ряда скважин Самотлорского месторождения с дебитом 40-50 *т/сут*. вполне достаточно для предотвращения отложения кальцита подача в интервал перфорации 1…2 *л/сут.* высокоэффективного ингибитора солеотложений [2].

Существуют следующие способы подачи химреагента в скважину. Дозирование может производиться с помощью устьевых дозаторов в «затруб», либо в заданный интервал по капиллярному трубопроводу. Так же возможно применение погружных скважинных контейнеров, с реагентом, скважинных дозаторов. В пласт химичекский реагент может попадать путем задавки из скважины. Возможна закачка через нагнетательные скважины; введение реагента вместе с пропантом при гидроразрыве пласта (ГРП); совмещение кислотной обработки с введением реагента; введение химического реагента с жидкостью глушения.

Подача реагента в пласт обладает следующими преимуществами: защита обширной области призабойной зоны пласта; высокая продолжительность эффекта; дальнейшая эксплуатация скважины не требует специального оборудования. Недостатки: повышенные требования к совместимости ингибитора с агентом ГРП; значительные затраты на реагенты. Закачка в пласт сопряжена с высоким темпам выноса химического реагента.

Так, например, на Талинском месторождении в первые сутки содержание ингибитора было 2000 *мг/ дм*^{3}, через день 1000 *мг/дм*^{3}, спустя трое суток 100 *мг/дм*^{3}., в конце года 10-13 *мг/дм*^{3} [19]. Рассмотрим затраты на предотвращения солеотложений на одном из месторождений Казахстана. По представленным данным подача реагента по капиллярной системе требует порядка 700 *тыс. руб.* в год на одну скважину с дебитом 100 *куб. м* в сутки при глубине 2000 *м*. Контейнер с твердым и капсулированным реагентом-210 *тыс. руб*. в год, задавка в ПЗП -300 *тыс. руб.*, дозирование в затруб – 540 *тыс. руб*. Однако наибольший экономический эффект дает применение капиллярных систем – в среднем 600 *тыс. руб*. в год на одну скважину.

Использование погружных скважинных контейнеров ограничено низкой эффективностью в период вывода на режим; необходимостью постоянного контроля выноса реагента; ограниченным сроком действия (около одного года); дебит жидкости не более 150 *м*^{3}*/сут* (для твердого реагента). В качестве примера приведем результаты использование контейнеров в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». С использованием погружных скважинных контейнеров не была достигнута плановая наработка [20]. Лучшие результаты были достигнуты подачей химического реагента (ингибитора солеотложений, ингибитора коррозии) с помощью капиллярной системы (импульсной трубки) на прием насоса. Для данного способа характерно: высокая точность дозирования реагента; снижение расхода относительно закачки в «затруб»; оперативное определение эффективности и необходимой концентрации реагента.

Интересные материалы получены в Варьеганнефтегаз при использовании ингибиторов коррозии и ингибиторов солеотложений. Сравнивались эффективность и затраты на химическую обработку, используя капсулированный реагент, подачу реагента с помощью наземной дозировочной установки и периодическую обработку закачкой в затруб [21]. При прочих равных условиях, подача химических реагентов с помощью дозировочных установок приводит к существенной экономии реагентов

(примерно в 1, 7-3,8 раза). Однако стоимость оборудования и его обслуживание выше. При этом при оценке эффективности учитывались только прямые затраты и выбраны были не самые эффективные системы дозирования.

Компания «BakerHughes» рекомендует способы подачи ингибиторов солеотложений в зависимости от тенденций к солеотложениям [22]. Тенденции к солеотложениям разбили на слабую, среднюю и сильную. Сравнивалась периодическая подача в затруб, использование контейнеров, закачка утяжеленного ингибитора на забой, закачка в пласт, и подача дозировочными установками по капиллярным системам. Подача реагентов по капиллярным системам по продолжительности защиты от осложнений значительно превосходит все остальные методы и составляет 5-7лет.

Способы борьбы с осложнениями на каждом предприятии выбираются по-разному. Наиболее распространенным является химический метод, связанный с подачей реагентов в скважину. Действенность его зависит от двух принципиальных факторов – эффективности химического реагента и способа его доставки в скважину.

Выбор реагентов, технических средств и технологии подачи реагентов производится путем проведения тендеров, в которых на основании объективных и субъективных подходов, по стоимости услуг и оборудования, не всегда учитывая технологическую целесообразность в полной мере, выбирается оборудование, технология, поставщик или сервисная компания. При этом все менее заметен голос технических служб нефтегазодобывающих предприятий, а превалирует мнение экономистов. В результате зачастую возникает ситуация, когда, решая одну проблему, получают ряд новых, более дорогостоящих. Например, выбирая более дешевую технологию подачи в скважину ингибитора солеотложения (закачку в затруб) – спустя короткий промежуток времени получаем значительные затраты в связи с коррозионным разрушением металла глубинно-насосного оборудования, эксплуатационной колонны, НКТ.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 3

ГЛАВА 1. Осложнения при эксплуатации глубинно-насосного оборудования 5

ГЛАВА 2. Насосное дозирование химических реагентов 15

2.1. Установки дозирования 19
2.2. Полимерные армированные трубопроводы 35
2.3. Арматура полимерного армированного трубопровода 42
2.4. Скважинное дозировочное оборудование 47

ГЛАВА 3. Дозирование химического реагента в скважину 55

3.1. Проблемы дозирования в скважину 55
3.2. Дозирование в скважины с электроцентробежными насосами 63
3.2.1 Дозирование на прием электроцентробежного насоса 63
3.2.2 Дозирование в колонну насосно-компрессорных труб 64
3.2.3 Дозирование в интервал перфорации 66
3.3. Дозирование в скважины с штанговыми глубинными насосами 67
3.4. Зарубежный опыт дозирования в скважину 69

ГЛАВА 4. Отвод газа из скважины 76

4.1. Гидратообразование при отводе газа 86
4.2. Процесс стационарного неизотермического течения попутного нефтяного газа по трубопроводу малого диаметра 89
4.3. Новая технология отвода газа 100

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 111

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ 112