

В.Н. Ивановский, докт. техн. наук, профессор, зав. кафедрой «Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности»; **А.А. Сабиров**, канд. техн. наук, доцент, зав. лабораторией СГУ; **Ю.А. Донской**, канд. техн. наук, доцент кафедры МОНИГП, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина; **С.Б. Якимов**, главный специалист Департамента нефтегазодобычи, ОАО «НК «Роснефть»; **Р.Т. Исрафилов**, ОАО «Варьеганнефтегаз»

НОВЫЙ КОНЦЕПТУАЛЬНЫЙ ПОДХОД К ЗАЩИТЕ ПОГРУЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОТ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ

Разработан эффективный концептуальный подход к защите погружного оборудования от солеотложения, реализованный в программном обеспечении «СОЛЬ» по прогнозированию выпадения солей и определению индекса стабильности по индексу насыщения, и в интеллектуальном программном комплексе добычи нефти с использованием УЭЦН. Программно-аппаратный комплекс, который обеспечивает управление процессом оптимизации подачи ингибитора для предупреждения солеотложения на скважинном оборудовании, прошел успешные опытно-промышленные испытания в Нижневартовском регионе.

Ключевые слова: солеотложение, ингибитор, интеллектуальный программно-аппаратный комплекс, ЭЦН, СУДР, программное обеспечение.

В условиях интенсификации добычи нефти возрастает число различных осложнений, среди которых наиболее распространены являются АСПО, вынос механических примесей откачиваемым флюидом, увеличение обводненности нефти, увеличение концентрации солей, снижение забойного давления. Последние три вида осложнений, а также увеличение глубины спуска оборудования и увеличение температуры на приеме насоса, соответственно, сильно влияют на изменения термобарических условий в скважине и вызывают интенсивное солеотложение на оборудовании. Отложение в нефтепромысловом оборудовании солей при добыче нефти приводит к образованию налета на поверхности рабочих колес и направляющих аппаратах в УЭЦН, что приводит к заклиниванию насоса и, как следствие, к ухудшению технико-экономических показателей нефтегазодобывающих предприятий (рис. 1).

Из известных способов предотвращения отложения солей наиболее эффективным и технологичным является способ с применением химических реагентов-ингибиторов.

Контроль за появлением солей в действующих нефтяных скважинах и глубинно-насосном оборудовании можно оперативно осуществлять по характеристикам работы глубинно-насосного оборудования. При эксплуатации скважин электроцентробежными насосами появление твердого налета солей

в скважине и насосном оборудовании можно фиксировать по монотонному снижению производительности скважины, повышению температуры ПЭД и изменению давления на приеме насоса, что определяется с помощью погружной телеметрической системы (ТМС). При правильном выборе (рис. 2) и соот-

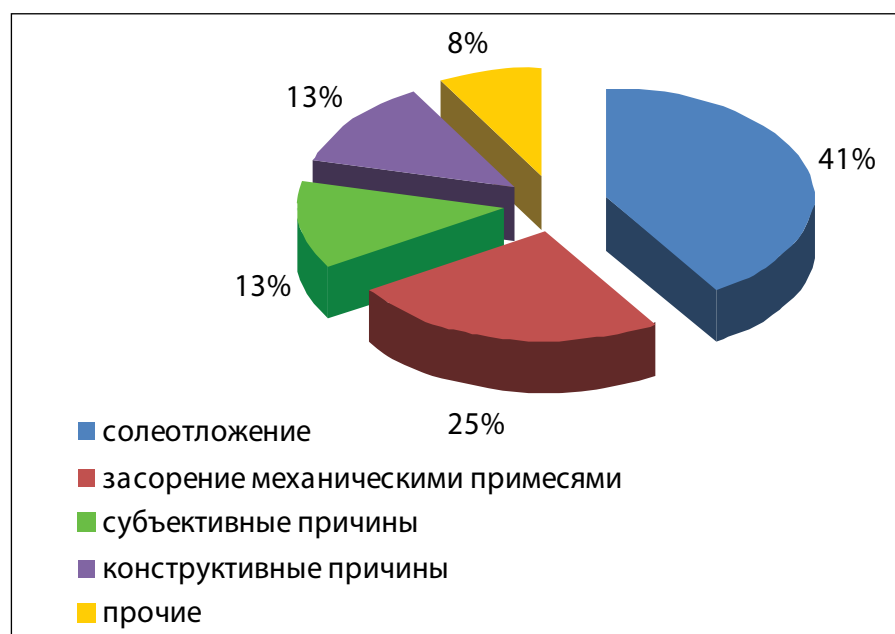


Рис. 1. Распределение количества отказов на одном из месторождений Западной Сибири

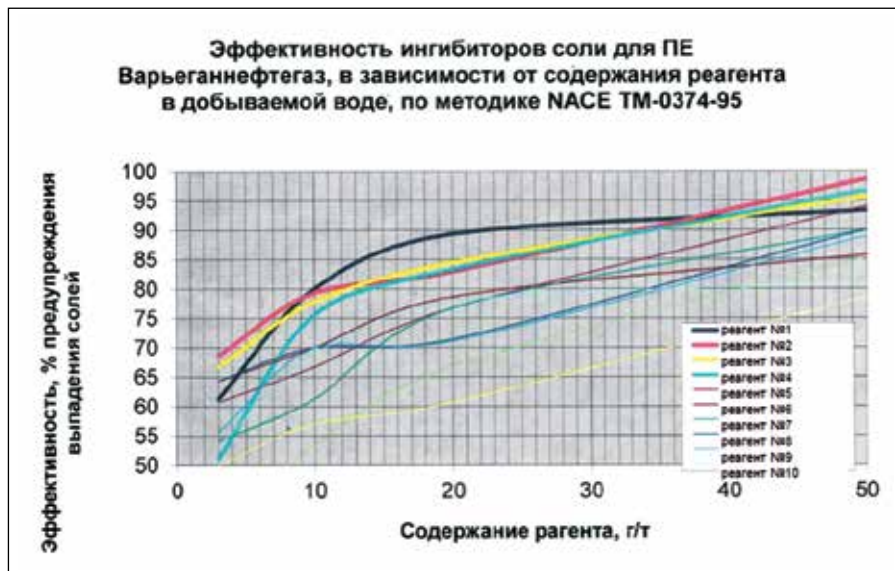


Рис. 2. Эффективность различных ингибиторов солеотложения для условий одного из месторождений нефтедобывающего предприятия в зависимости от содержания реагента в добываемой жидкости

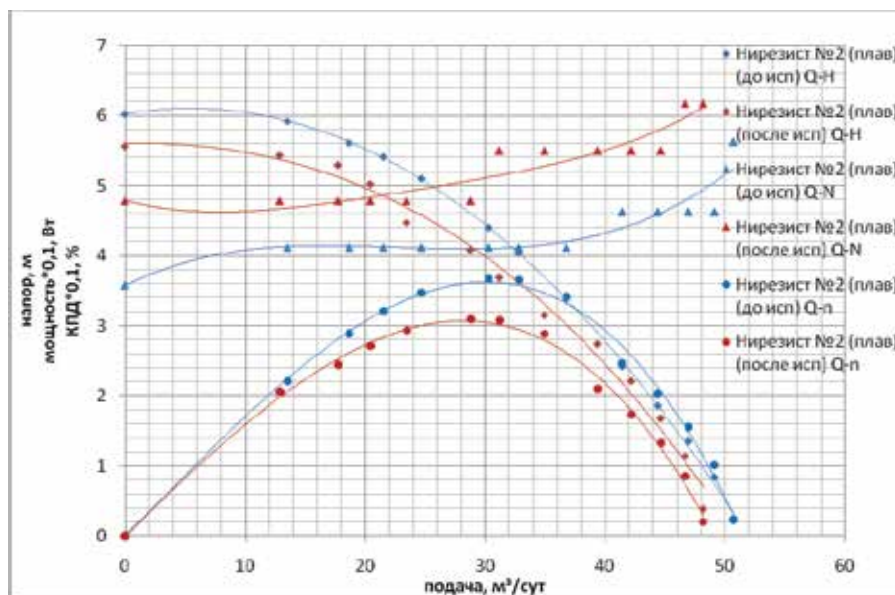


Рис. 3. Рабочие характеристики ступеней ЭЦН из нирезиста до и после отложения солей

ветствующей технологии применения ингибиторов может быть обеспечено предотвращение отложения солей на всем пути движения продукции скважины от забоя до пунктов подготовки нефти и воды. Положительные результаты в борьбе с солеотложением могут быть достигнуты лишь при условии обеспечения постоянного присутствия в системе эффективных ингибиторов в минимально необходимых количествах. При этом наилучшие результаты достигаются при условии ввода ингибиторов в раствор до начала процесса кристаллизации солей.

В промышленной практике для предупреждения солеотложений используются ингибиторы, которые при постоянном дозировании способны предупредить отложения солей на скважинном оборудовании. Важнейшими факторами, влияющими на состав образующихся солей, являются состав пластовой воды и степень пересыщения ее солями. Состав попутнодобываемых вод сложен, они в разной степени пересыщены различными солями, и при солеотложении на поверхности оборудования может происходить сокристаллизация нескольких солей.

В РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина на кафедре МОНиГП был теоретически и при стендовых испытаниях изучен процесс отложения солей на рабочих органах УЭЦН. На рисунке 3 представлен один из графиков проведенных испытаний ступеней ЭЦН из нирезиста (никелевый чугун) до и после отложения солей на рабочих поверхностях рабочих колес (РК) и направляющих аппаратов (НА).

При солеотложении наблюдается частичное забивание каналов РК и НА, а также происходит значительное солеотложение на заднем диске РК, где находится импеллер. Вследствие этого происходит понижение напора в рабочей области (от 0,3 до 0,5 м в.ст.) и снижение КПД (от 3 до 7,5%).

Что же касается отложения солей на рабочих органах, то отмечена значительная прочность отложений при их толщине в десятые доли миллиметра (толщина отложений измерялась толщиномером Horstek TC-315) и уменьшение интенсивности отложений в направлении от первых (нижних) ступеней к последним.

При невозможности прямого контроля состояния рабочих органов ЭЦН в скважине изучение этих процессов важно для оценки работоспособности насоса в условиях солеобразования. Как показывает анализ статистического материала результатов расследований аварий и преждевременных выходов из строя УЭЦН, особую опасность представляют отложения солей, образующиеся на рабочих органах насоса, так как именно с ними связаны все случаи снижения производительности и повышенного износа, приводящие к преждевременному выходу из строя.

Интенсивность и характер отложения солей в рабочих органах насоса выявлялись при расследовании причин выхода из строя УЭЦН во время ее полной разборки при ремонте. Исследованиями при осмотре этих установок было выявлено следующее распределение отложений солей по длине насоса. Установлено, что в 45% случаев отложения наблюдаются в первых (от 2 до 8) направляющих аппаратах и рабочих колесах. До 21% случаев отложения

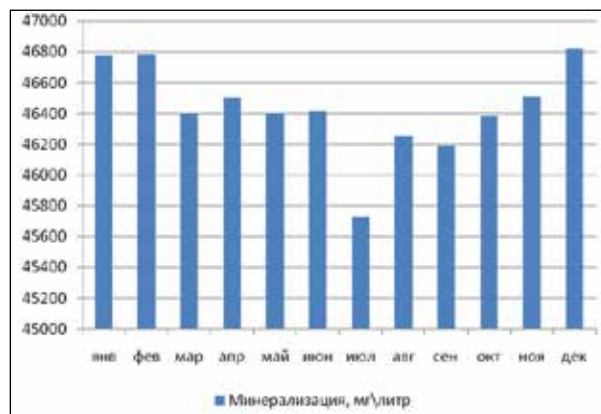
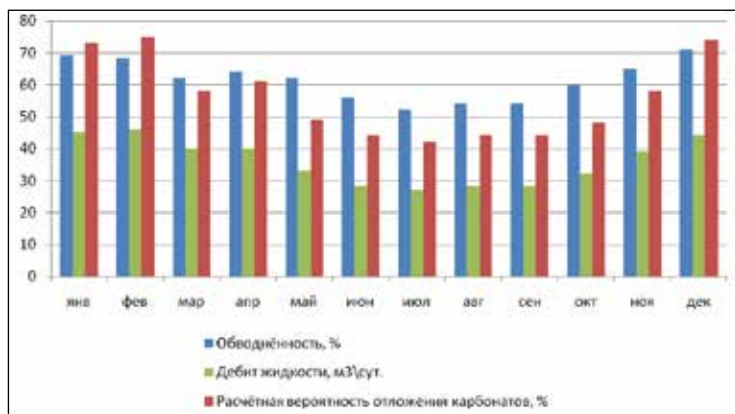


Рис. 4. Изменение условий эксплуатации и результат расчета вероятности отложений карбонатов на одной из скважин Ван-Еганского месторождения

солей наблюдаются в 3–5 последних ступенях насосов. Около 13% случаев отложения наблюдаются по всей длине установки, но с преобладанием их в начале и в конце центробежного насоса, при этом в средней части насоса отложения незначительны и носят прерывистый характер.

Большинство исследователей сходятся во мнении, что изменение термодинамических условий в процессе добычи жидкости является одним из основных факторов возникновения солеотложения [3]. Установлено, что с увеличением температуры резко сокращается время начала выпадения гипса из водяного раствора, особенно при концентрации сульфат-ионов и ионов кальция, близкой к предельной. Снижение температуры при разработке продуктивных пластов ухудшает условия выпадения гипса даже из насыщенного раствора. Это подтверждается и промышленными исследованиями: в зимнее время трубы наземных коммуникаций реже забиваются гипсом по сравнению с летним периодом. Промышленные испытания также показывают значительные колебания многих показателей, которые характеризуют работу системы «пласт – скважина – насосная установка» и влияют на возможность солеотложения.

На рисунке 4 представлено изменение дебита жидкости (м³/сут.), обводненности (%) и расчетной вероятности отложения карбонатных солей по программному комплексу «Автотехнолог + СОЛЬ» [6] (%) за год на одной из скважин Ван-Еганского месторождения. На рисунке 5 представлено изменение

минерализации пластовой жидкости в течение года по той же скважине.

Из представленных графиков видно, что все вышеуказанные параметры существенно изменяются в течение года. Это будет влиять на вероятность отложения солей на добывающем оборудовании. Поэтому необходимо изменять количество подаваемого в скважину ингибитора солеотложения или подавать его, как это делается сегодня, в неизменном количестве из расчета на наихудшие условия.

Одной из основных причин кристаллизации гипса является резкое снижение давления в скважине, что приводит к выделению газа из нефти и воды, частичному испарению последней, увеличению концентрации сульфата кальция, что в итоге приводит к началу его кристаллизации. Наиболее существенно снижение давления в скважине сказывается на карбонатном равновесии и кристаллизацию кальцита.

В расчетном блоке программного обеспечения «СОЛЬ» [6] применяются аналитические способы расчетов, базирующиеся на определении равновесной насыщенности соли, склонной к выпадению в осадок, и сравнению ее с фактической насыщенностью воды этой солью для конкретных объектов и скважин.

Для определения вероятности отложения гипса в скважинах при эксплуатации залежи необходимо иметь пробы пластовой воды для определения ее плотности и содержания шести основных компонентов (Ca²⁺, Mg²⁺, Na⁺, K⁺, Cl⁻, HCO³⁻, SO⁴²⁻). Фактическая насыщенность попутно-добываемой воды

сульфатом кальция определяется расчетным путем по иону, находящемуся в растворе в избытке. Далее по одной из методик определяется равновесная концентрация сульфата кальция. Затем по величине соотношения равновесной и текущей концентраций делается заключение о возможности выпадения гипса. При соотношении, равном или меньше единицы, пластовые воды недонасыщены гипсом, и выпадения твердой фазы не будет. При пересыщенности попутно-добываемых вод гипсом данная соль может выпадать в объеме и на поверхности оборудования.

В программном блоке «СОЛЬ» используются методики прогнозирования отложения сульфатных солей на основе теории Дебая и Гюккеля и метод Дж. Одда и М.Б. Томсона (1998 г.), которые хорошо зарекомендовали себя в нефтяной промышленности.

В отличие от сульфатных солей выпадение карбонатов, в частности наиболее распространенного карбоната кальция, определяется наличием диоксида углерода (CO₂), что значительно осложняет прогноз. Диоксид углерода растворяется в воде с образованием угольной кислоты (H₂CO₃), которая, в свою очередь, диссоциирует с образованием солеобразующих гидрокарбонатного иона – HCO₃⁻ (по первой ступени диссоциации) и карбонатного иона – CO₃²⁻ (по второй ступени диссоциации).

На растворимость карбоната кальция значительное влияние оказывает pH среды. В кислой среде растворимость кальцита значительно большая, чем в щелочной. По мере увеличения pH, повышения щелочности воды вероятность

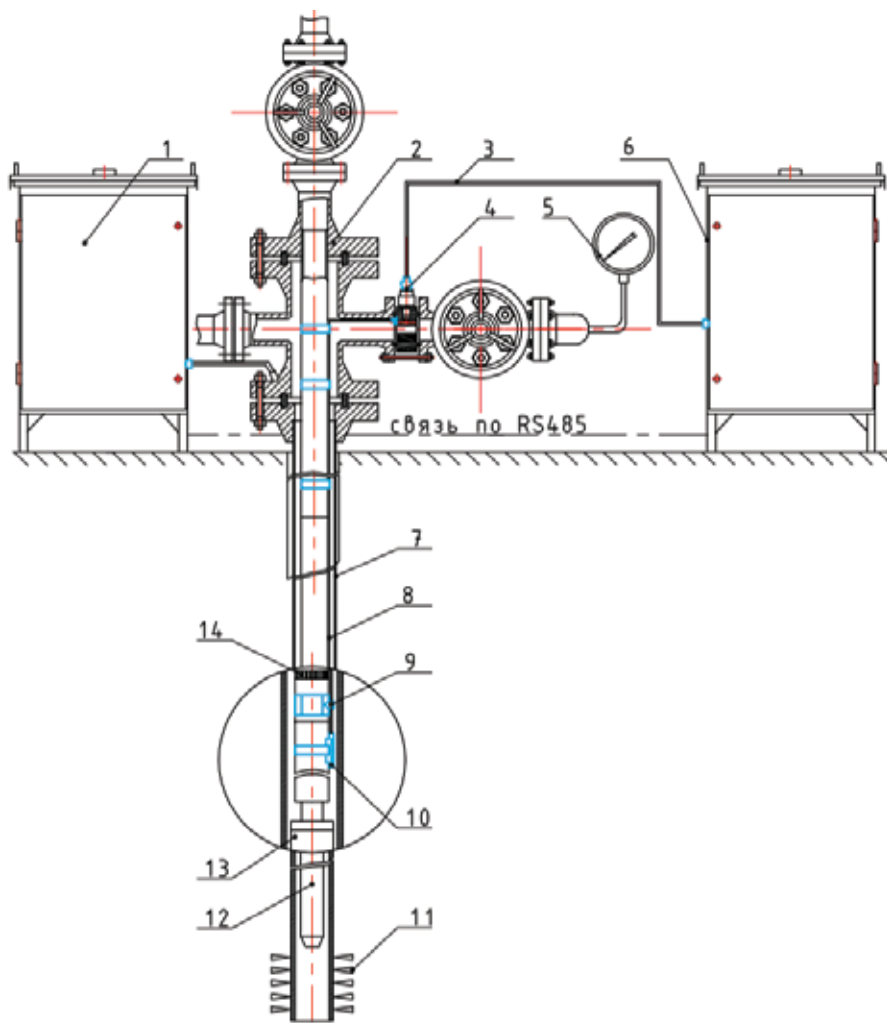


Рис. 5. Схема интеллектуального комплекса подачи ингибитора солеотложений: 1 – СУ УЭЦН, 2 – фонтанная арматура, 3 – трубопровод наземный, 4 – устройство ввода, 5 – манометр, 6 – СУДР, 7 – эксплуатационная колонна, 8 – насосно-компрессорные трубы, 9 – трубопровод скважинный для подачи ингибитора солеотложения, 10 – распылитель реагента, 11 – интервал перфорации, 12 – погружной электродвигатель, 13 – датчики ТМС, 14 – приемный модуль насосной установки

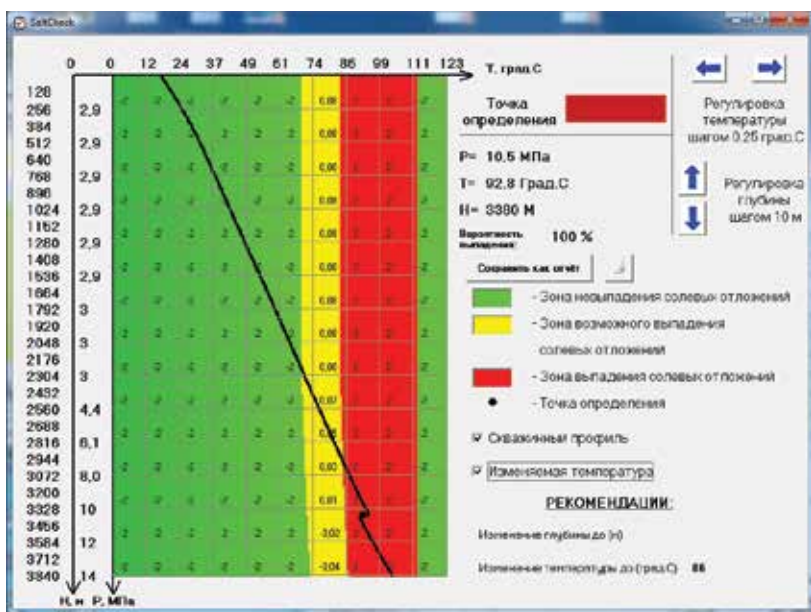


Рис. 6. Графическое представление результатов прогнозирования в расчетном блоке «СОЛЬ»

выпадения карбонатных осадков повышается. Растворимость CO_2 тоже зависит от pH среды: чем выше pH, тем меньше становится растворимость CO_2 .

На основании данных, предоставленных с нефтяных месторождений Нижневартовского района, по 175 скважинам были произведены расчеты на программе «Автотехнолог + СОЛЬ». Установлено, что основными выпадающими в осадок химическими соединениями являются карбонаты. С точки зрения прогнозирования условий выпадения этих солей методики Намиота и Оддо – Томсона дают наиболее достоверные результаты.

Это связано с тем, что эти методики учитывают комплексное влияние температуры, давления и химические свойства пластовой жидкости. Результаты расчетов признаны хорошо совпадающими с фактическими значениями солеотложения в указанных скважинах.

В связи с этим на основе расчетного блока «СОЛЬ» был спроектирован интеллектуальный комплекс подачи химических реагентов (рис. 5).

В станцию управления (СУ) УЭЦН интегрирован расчетный блок «СОЛЬ», графическое представление результата прогнозирования солеотложения представлено на рисунке 6.

Расчетный блок «СОЛЬ», интегрированный в станцию управления ПЭД фирмы ООО «ЭТАЛОН», определяет индекс стабильности пластовой воды по выбранной методике, используя термобарические условия эксплуатации оборудования (давление, температура, получаемые по системе погружной телеметрии фирмы ООО «ТРИОЛ-НЕФТЬ»). Определение вероятности выпадения солей производится по индексу стабильности – IS. Эффективность предупреждения выпадения солей должна быть не менее 75% и зависит от содержания реагента в добываемой жидкости. Программа определяет дозировку ингибитора солеотложения по формуле $M = Q \cdot b \cdot k$,

где M – расход ингибитора, Q – дебит жидкости в сутки, b – обводненность, k – удельная (на 1 м³) расчетная дозировка применяемого ингибитора из условия эффективности не менее 75%.

Данные по необходимому количеству закачиваемого ингибитора передаются со станции управления УЭЦН по каналу RS-485 на контроллер СУДР фирмы ООО «ПОЗИТРОН», который управляет работой насоса закачки ингибитора. При изменении данных по расходу добываемой жидкости и термобарических условий в системе «пласт – скважина – насос» происходит выполнение перерасчета индекса стабильности и изменение требуемой дозировки ингибитора.

Данный программно-аппаратный комплекс оборудования был внедрен на скважинах Ван-Еганского месторождения. На этих скважинах применяется ингибитор «Оксикор-15Н». Одна из скважин работает со следующими показателями режима: дебит жидкости – 33 м³/сут., обводненность – 62%, минерализация – 44360 мг/л, давление на приеме насоса – P_{приема} – 2,96 МПа. На ней эксплуатируется насосная установка 10.13ЦНД5-50-2150 с системой ТМС. До внедрения интеллектуального программно-аппаратного комплекса дозировка реагента была постоянной (30 мг/л) с вероятностью ингибирования (предотвращения отложений солей) 90%. Применение программно-аппаратного комплекса дало возможность задавать число циклов включения-выключения и продолжительность цикла закачки реа-

гента, что позволило снизить объем дозировки до 15 мг/л при сохранении такой же вероятности ингибирования. На настоящий момент скважина находится в работе в таком режиме более 90 суток, отложений солей не замечено ни визуально на устьевом оборудовании, ни по косвенным параметрам (рост рабочих токов). Вторая скважина работает в периодическом режиме: 4 часа откачка – 24 часа накопление, среднесуточный дебит составляет 15 м³/сут., обводненность – 75%, минерализация – 45295 мг/л, P_{приема} – 4 МПа. На скважине работает установка УЭЦНД5А-60-1250 с системой ТМС. До внедрения интеллектуального программно-аппаратного комплекса дозировка ингибитора была 20 мг/л, после внедрения – 16 мг/л.

Выводы

Новый концептуальный подход к защите погружного оборудования от солеотложений, реализованный в программном обеспечении прогнозирования выпадения солей и определения индекса стабильности по индексу насыщения, является работоспособным и эффективным.

Применение программного обеспечения «СОЛЬ» в составе интеллектуального программно-аппаратного комплекса управления процессом добычи нефти с использованием УЭЦН обеспечивает возможность управлять процессом рас-

чета и подачи необходимого количества ингибитора в процессе предупреждения солеотложений на скважинном оборудовании.

Использование интеллектуального программно-аппаратного комплекса управления процессом добычи нефти с использованием УЭЦН позволит эффективно использовать дорогостоящий ингибитор солеотложений и повысить эффективность добычи нефти в осложненных условиях.

Проведенная работа позволила впервые в мировой практике разработать и запатентовать установку для защиты скважинного оборудования, с интеллектуальным алгоритмом управления [6].

ЛИТЕРАТУРА:

1. *Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т.* Солеобразование при добыче нефти. – М.: Недра, 2004. – 432 с.
2. *Кащавцев В.Е., Гаттенберг Ю.П., Люшин С.Ф.* Предупреждение солеобразования при добыче нефти. – М.: Недра, 1985. – 215 с.
3. *Меркушев Ю.М.* Электроцентробежные насосы с низким солеотложением // Нефтегазовая вертикаль. – 2006. – № 12. – С. 77–79.
4. *Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Донской Ю.А., Якимов С.Б.* Влияние растворенного углекислого газа на выпадение карбонатов при добыче нефти с применением электроцентробежных насосов // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 4.
5. *Ивановский В.Н., Донской Ю.А., Якимов С.Б., Сабиров А.А.* Патент на полезную модель № 115822 «Установка для защиты скважинного оборудования», 30.01.2012.
6. *Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Кащанов В.С.* и др. Свидетельство № 2011613348 на программный продукт для ЭВМ «Автотехнолог + СОЛЬ», 28.04.2011.

Automation

V.N. Ivanovskiy, head of department, professor; **A.A. Sabirov**, doctor Pf, chief of scientific laboratory; **Y.A. Donskoy**, docent, PhD, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Departmen of machine and equipment oil and gas production; **S.B. Yakimov**, chief specialist of oil & gas production department, «Rosneft»; R.T. Israfilov, «Varieganeftegaz»

New conceptual approach to protection of submersible equipment from scales

Designed an efficient conceptual approach to the protection of submersible equipment from scaling. It is implemented in software «SALT» which designed to forecast salt deposition and determination stability index by definition saturation index, and in the intellectual software system of oil production using ESP. Pilot hardware and software system that provides control over the optimization process of inhibitor injection to prevent scaling on downhole equipment, has been successful tested in the Nizhneartovsk region.

Keywords: scaling, inhibitor, intellectual software system, ESP, software.

References:

1. *Kashchavtsev V.E., Mishchenko I.T.* Soleobrazovanie pri dobyche nefiti (Salt Formation during Oil Production). – М.: Nedra, 2004. – P. 432.
2. *Kashchavtsev V.E., Gattenberg Yu.P., Lyushyn S.F.* Preduprezhdenie soleobrazovaniya pri dobyche nefiti (Prevention of Salt Formation during Oil Production). – М.: Nedra, 1985. – P. 215.
3. *Merkushev Yu.M.* Elektrotsentrobezhnye nasosy s nizkim soleotlozheniem (Electric Submersible Pumps with Low Scaling) // Oil and Gas Vertical. – 2006. – # 12. – P. 77–79.
4. *Ivanovskiy V.N., Sabirov A.A., Donskoy Yu.A., Yakimov S.B.* Vliyaniye rastvorennogo uglekislogo gaza na vypadeniye karbonatov pri dobyche nefiti s primeneniem elektrotsentrobezhnykh nasosov (Influence of Dissolved Carbonic Acid on Carbon Fallout during Oil Production with Application of Electric Submersible Pumps) // Oil Industry. – 2009. – # 4.
5. *Ivanovskiy V.N., Donskoy Yu.A., Yakimov S.B., Sabirov A.A.* Utility Patent # 115822 Protection Plant for Downhole Equipment, 30.01.2012.
6. *Ivanovskiy V.N., Sabirov A.A., Kashtanov V.S.* Certificate # 2011613348 for Software Avtotechnolog+SALT Machine, 28.04.2011