

УДК 622.692

UDC 622.692

**ПРОБЛЕМА СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ – ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ И ОСОБЕННОСТИ КОНКРЕТНЫХ РЕШЕНИЙ**

**PROBLEM OF SALT DEPOSIT – GENERAL PRINCIPLES AND PARTICULARITIES OF THE CONCRETE DECISIONS**

Антониади Дмитрий Георгиевич  
д.т.н., профессор, академик РАЕН  
зав. кафедрой Нефтегазового дела  
имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
директор института Нефти, газа и энергетики  
E-mail: [antoniadi@kubstu.ru](mailto:antoniadi@kubstu.ru)

Antoniadi Dmitriy Georgievich  
Dr.Sci.Tech., professor, academician  
head of the Oil and gas faculty  
director of Institute of Oil, gas and energy  
E-mail: [antoniadi@kubstu.ru](mailto:antoniadi@kubstu.ru)

Савенок Ольга Вадимовна  
к.т.н., доцент кафедры Нефтегазового дела  
имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
E-mail: [olgasavenok@mail.ru](mailto:olgasavenok@mail.ru)  
*Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия*

Savenok Olga Vadimovna  
Cand.Tech.Sci., assistant professor of the Oil and  
gas Faculty n.a. professor G.T.Vartumyan,  
E-mail: [olgasavenok@mail.ru](mailto:olgasavenok@mail.ru)  
*Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia*

В статье рассматриваются общие принципы и алгоритм решения проблемы солеотложения. Представлен аппаратный фактор как компонент общей схемы решения проблемы. Приведено совершенствование оборудования при решении проблемы солеотложения на УЭЦН и другом погружном оборудовании. Произведён автоматизированный подбор нефтедобывающего оборудования при прогнозировании солеотложения

In the article, we considered general principles and the algorithm of the decision of the problem of salt deposits. We also presented the equipment factor as a component of the general scheme of the decision of the problem, as well as we brought the improvement of the equipment at the decision of the problem of salt deposit on UECN and other submersion equipment. The automatic selection of oil producing equipment at forecasting of salt deposits was made

Ключевые слова: СОЛЕОТЛОЖЕНИЕ, ОСЛОЖНЁННЫЕ УСЛОВИЯ ДОБЫЧИ, ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ, АППАРАТУРНЫЙ ФАКТОР, АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ ПОДБОР ОБОРУДОВАНИЯ, ПРОГНОЗИРОВАНИЕ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ

Keywords: SALT DEPOSIT, COMPLICATED CONDITIONS OF MINING, HARD EXTRACTION OIL STOCKS, EQUIPMENT FACTOR, AUTOMATIC SELECTION EQUIPMENT, FORECASTING SALT DEPOSITS

К признакам осложнённых условий и трудноизвлекаемых запасов относятся следующие положения [1].

К осложнённым условиям добычи могут быть отнесены факторы:

- солеобразование и солеотложение;
- пескообразование;
- повреждение пласта;
- отложения парафинов;
- эмульгирование нефти в воде;
- коррозия.

К признакам трудноизвлекаемых запасов относятся:

- пласты с послойной и зональной неоднородностью по проницаемости и прерывистости;
- с низкой начальной нефтенасыщенностью;
- с малыми размерами чисто нефтяных площадей и участков;
- с близостью давления насыщения нефти газом к начальному пластовому давлению с одновременным заметным или даже значительным содержанием в нефти твёрдых компонентов (асфальтенов, смол и парафинов);
- с высоковязкой нефтью.

Среди перечисленных признаков к наиболее распространённым может быть отнесено солеотложение, которое в небольшой степени было нами рассмотрено в [2] при исследовании структуры и состава факторов осложнения условий добычи. Здесь проблема солеотложения будет представлена с точки зрения аппаратурно-методических подходов.

Общая схема решения проблемы солеотложения включает ряд основных этапов:

- исследование механизмов формирования осадков;
- исследование показателей эффективности и надёжности работы установок в условиях действия факторов осложнения добычи;
- разработка методов и технологий предотвращения и устранения осадков;
- разработка усовершенствованных и новых аппаратов и агрегатов;
- исследование эксплуатационных параметров в условиях применения новых методов, технологий и аппаратуры.

Таким образом, аппаратурные решения представляют собой структурно связанный элемент сложной системы решения проблемы солеотложения.

Исключительно аппаратурные решения применяются редко, как правило, они сочетаются с методическими подходами, которые и составляют

основу принципов решения проблемы солеотложения. Собственно, подробное рассмотрение методов и технологий борьбы с солеотложением будет рассмотрено ниже.

***Общие принципы и алгоритм решения проблемы солеотложения.***

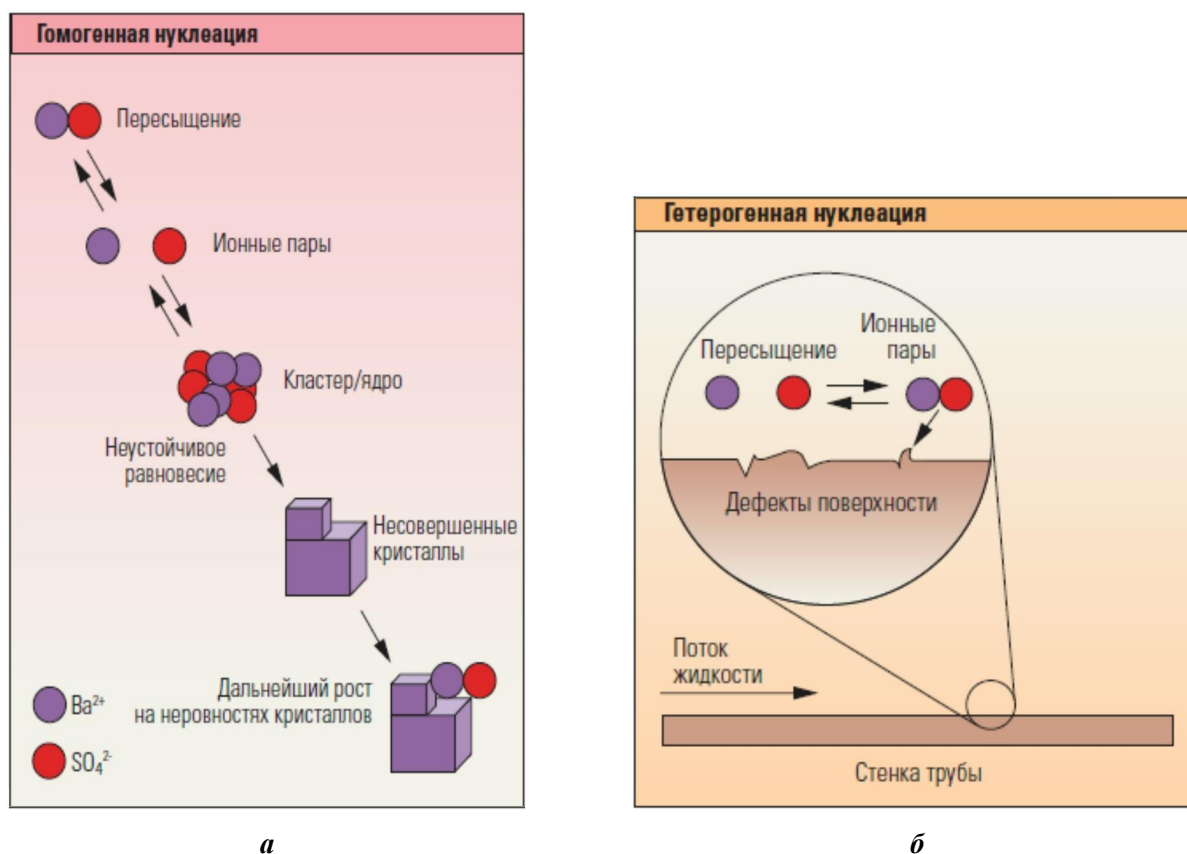
***Аппаратурный фактор как компонент общей схемы решения проблемы***

Представляют интерес работы [6, 8, 10], в которых последовательно рассматриваются этапы общей схемы решения проблемы солеотложения.

***Процесс формирования солевых отложений [8]***

При солеобразовании главную роль играет вода, поскольку глубокие подземные воды насыщаются ионами ввиду обмена ими с осадочными породами. Вода, находящаяся в породах из карбоната или известковистого песчаника обычно содержит избыток катионов двухвалентного кальция ( $\text{Ca}^{2+}$ ) и магния ( $\text{Mg}^{2+}$ ). Пластовые воды в песчанике обычно содержат катионы бария ( $\text{Ba}^{2+}$ ) и стронция ( $\text{Sr}^{2+}$ ).

Формирование осадка солей начинается с образования зародышей по двум механизмам – гомогенному и гетерогенному. В первом случае формирование зародышей начинается из насыщенного раствора в виде образования нестабильных кластеров атомов, а сам процесс называется гомогенным зародышеобразованием (рисунок 1, а). Солеотложения также способны накапливаться на уже существующих дефектах поверхности, таких как неоднородности на поверхности «жидкость / труба – гетерогенное зародышеобразование» (рисунок 1, б).

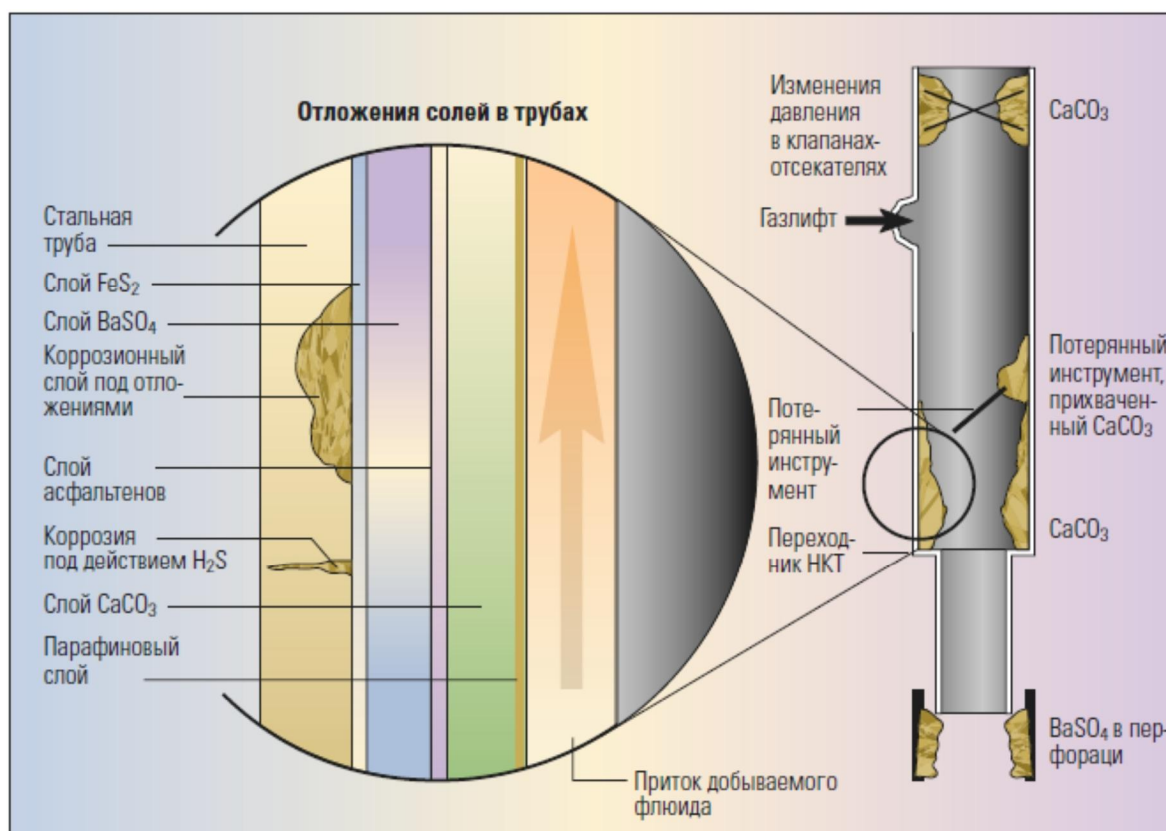


**Рисунок 1. Гомогенный (а) и гетерогенный (б) механизмы зарождения, роста и осаждения солей на поверхности трубы**

*Стадия развития процесса солевых отложений [8]*

Практическое значение имеет задача выявления местоположения и состава солевых отложений – первый шаг в разработке эффективных методов их устранения.

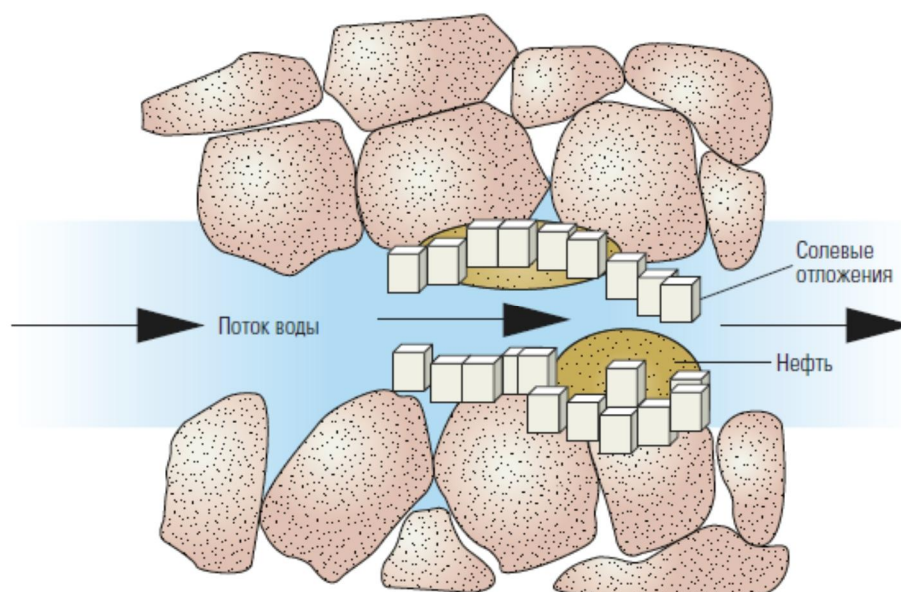
В эксплуатационных колоннах НКТ и наземном оборудовании солевой осадок накапливается в виде слоя с толщиной в несколько сантиметров, плотно прилегающих к их внутренней поверхности. Рост солевых отложений приводит к снижению скорости добычи за счёт увеличения неровности поверхности труб, при этом в них снижается диаметр протока. Следовательно, давление растёт, а добыча падает. По мере увеличения роста кристаллов становится невозможным доступ к нижним секциям скважины, при этом поток через трубы стремительно падает (рисунок 2).



**Рисунок 2. Солеотложения внутри труб**

*Солевые отложения в период длительных остановок скважины*

Во время длительных остановок скважины из пород пристволенной зоны (карбонатные или сульфидные отложения) формируются тонкозернистые слои с размером частиц в несколько микрон. В результате происходит закупоривание гравийной набивки и фильтров, а также пор в материнской породе. Характер осадка соответствует покрытию (рисунок 3). Применение методов химической обработки способно резко поднять добычу.

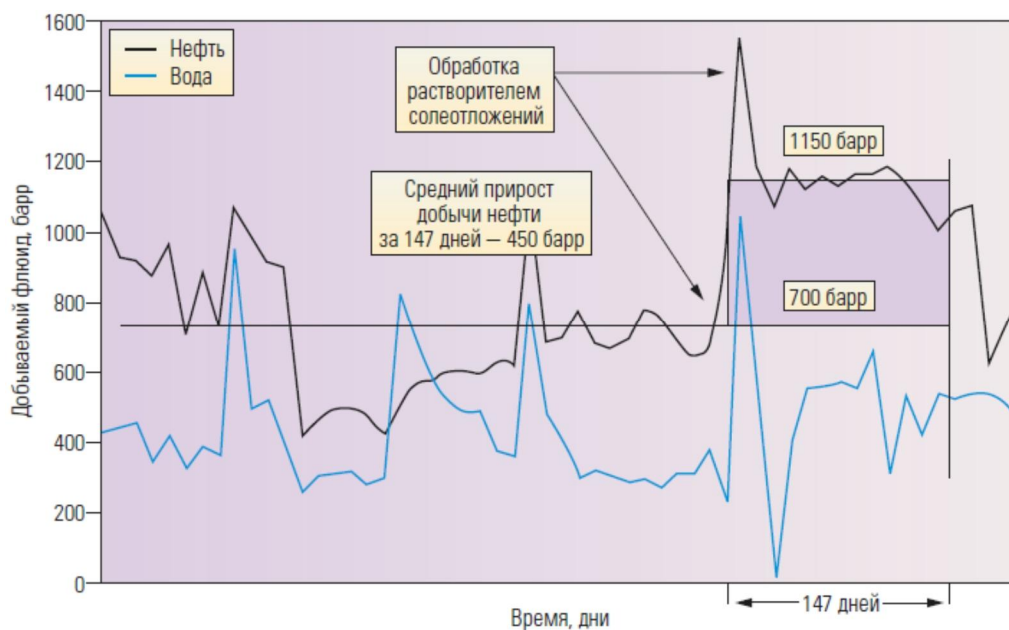


**Рисунок 3. Тонкие фракции солевых отложений, прилегающие к стволу скважины, формирующиеся в течение продолжительных остановок скважины**

*Восстановление производительности добычи на примере месторождений Северного моря [8]*

На месторождениях Северного моря солеотложения сосредоточены в породах вокруг ствола скважины и перфорационных каналах. Химический состав солеотложений – смесь сульфата бария и карбоната кальция. В результате обработки препаратом U104 добыча увеличилась на 450 барр/день [72 м<sup>3</sup>/день] (рисунок 4).

Нормализованный поток – хороший показатель изменений, обусловленных указанными воздействиями, поскольку это устраняет эффект подавления добычи, вызванный ограничениями наземного оборудования. Нормализованная кривая показывает большое и мгновенное воздействие кислотной обработки и связанные с этим потери производительности скважины в течение одного-трёх месяцев (повторяющееся солеосаждение).



**Рисунок 4. Зависимость производительности добычи от времени эксплуатации скважин Северного моря**

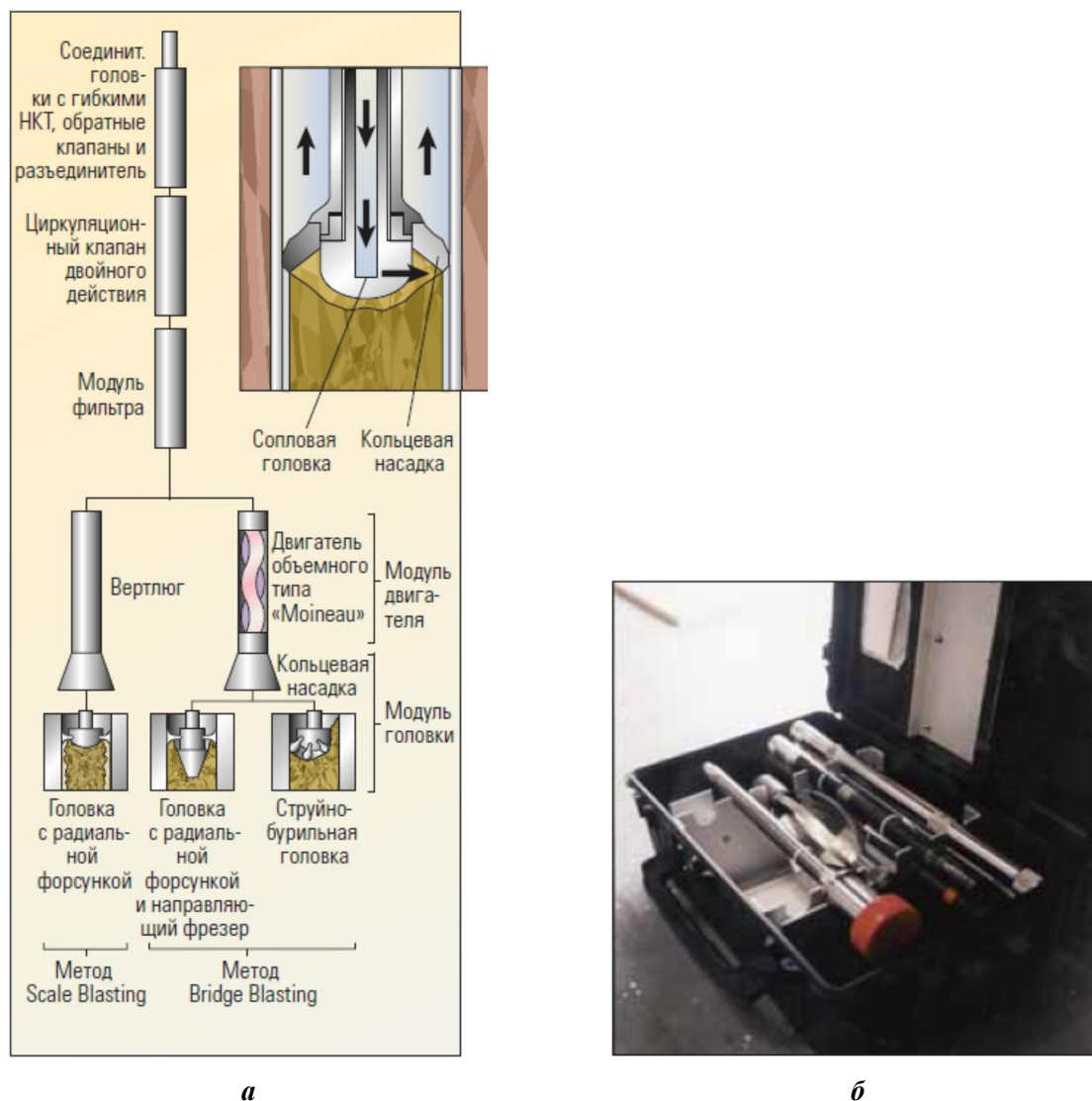
*Аппаратурные решения управления производительностью*

В развитии ранее описанных положений по механизмам солеотложения авторами [8] разработана универсальная система удаления солевых отложений из скважинных труб – струйный инструмент с вращающейся головкой с подачей регулируемого потока вязкой жидкости *JetBlaster* с использованием абразива «серебряный бисер» (рисунок 5).

В системе *BlasterServices* применяются три метода удаления отложений, которые могут использоваться для решения широкого спектра проблем в связи с отложениями:

1) метод *ScaleBlasting* (размыва отложений) предусматривает использование абразива «серебряный бисер» вместе с новой струйной головкой для удаления твёрдых отложений;

2) метод *BridgeBlasting* (размыва перемычек) предусматривает использование механизированной фрезерной головки и абразивной струйной обработки в тех случаях, когда отложения полностью закупоривают трубу;



**Рисунок 5. Универсальная система удаления солевых отложений из скважинных труб *JetBlaster*:**

*а* – схема установки; *б* – внешний вид

3) метод *JetBlasting* (струйного размыва) предусматривает использование нового струйного инструмента с неабразивными жидкостями для удаления мягких отложений.

**На основании рассмотренной общей схемы решения проблемы солеотложения можно сделать вывод, что этап создания аппаратуры представляет собой итог всех предшествующих стадий научно-исследовательской и конструкторской работы.**



***Совершенствование оборудования при решении проблемы  
солеотложения на УЭЦН и другом погружном оборудовании***

Вопросам борьбы с солеотложением на УЭЦН посвящены многочисленные работы [3-5, 7, 9, 11-14]. Общий подход при решении проблемы солеотложения соответствовал алгоритму, описанному в предыдущем разделе. Как правило, для борьбы с солеотложением используются методы физико-химической или химической природы, при реализации которых применяются некоторые аппараты и агрегаты.

Так, например, типичное решение подобного рода приводится в [3].

Причина солеотложения может состоять в перегреве оборудования, особенно в момент вывода на режим и в процессе эксплуатации, т.к. насосы работают «в левой зоне» (рисунок 6).



**Рисунок 6. Солеотложение на корпусных деталях и  
рабочих ступенях УЭЦН**

На предприятии ОАО «Томскнефть ВНК» применяются различные виды ЭЦН со ступенями из жидкокристаллических полимеров (ЖКП) (рисунок 7).



**Рисунок 7. Полимерные рабочие ступени**

Используются как комбинации из чугунного аппарата с колесом из ЖКП, так и комбинации из проточных каналов, выполненных из ЖКП с чугунным стаканом, вкупе и рабочим колесом из ЖКП.

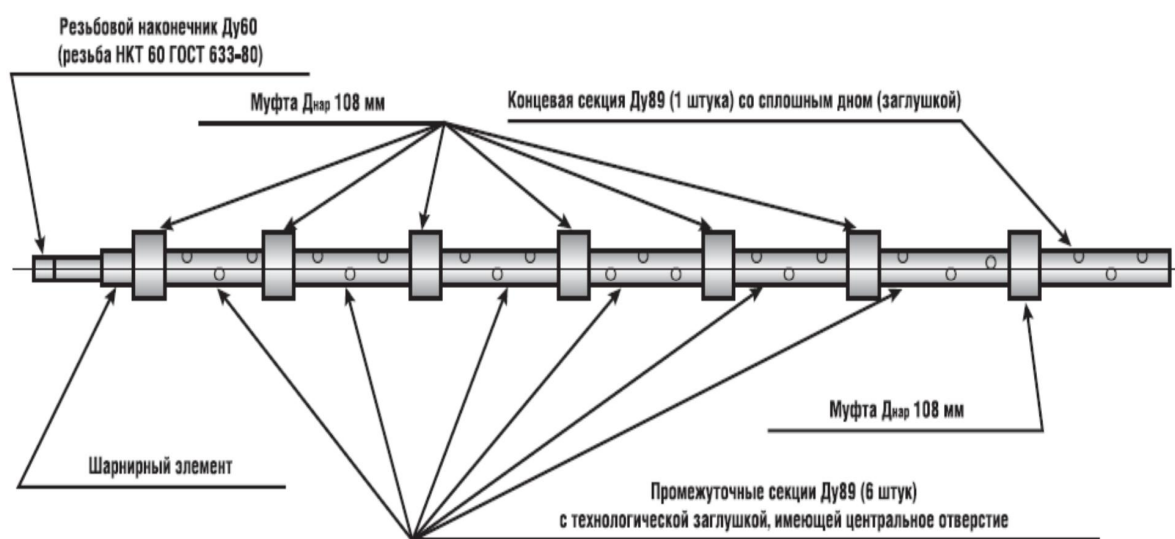
В результате проведенных промышленных испытаний получен положительный эффект в части роста наработки насосного оборудования, причём все насосы монтировались в «тематические» скважины (рисунок 8).

Для борьбы с отложением солей на ЭЦН применены погружные скважинные контейнеры (ПСК) (рисунок 9). ПСК заряжен твёрдым ингибитором на битумной основе. Общая длина контейнера составляет 14 м (7 секций по 2 м). Срок действия ингибитора зависит от типоразмера УЭЦН, для примера УЭЦН-80 срок полезного действия составляет – 180 сут., в случае увеличения типоразмера срок действия соответственно уменьшается и наоборот.

На основе изучения фонда солепродуцирующих скважин был выполнен адресный монтаж в каждую скважину ПСК, что позволило увеличить наработку на отказ по этому фонду.

Комбинированное двухопорное рабочее колесо						Комбинированные направляющие аппараты одноопорной (А и Б) и двухопорной (В) конструкции							
№ п/п	Месторождение	Куст	Скважина	Тип ЭЦН	ТИП ПЭД	Экспл. статус	Запуск	Остановка	Отработал	Текущее состояние	Причина под.	СНО до применения ЖП	+ / - к СНО
1	Лулинское	15	886	5-30-1700	32-117	Отказал	09.06.07	24.04.09	684	Демонтирован	на насосе соли	46	638
2	Советское	119	991	5-50-1300	28-117	Отказал	21.04.07	09.04.08	354	Демонтирован	Солеотложение	246	108
3	Сосненское	5	631	5-30-1400	28-117	Отказал	24.04.07	27.12.07	247	Демонтирован	Негерм. НКТ	102	145
4	Советское	102	1520	5-30-1250	22-117	Отказал	12.04.07	12.03.08	334	Демонтирован	Солеотложение	90	244
5	Советское	180	1894	5-30-1250	32-117	Отказал	17.12.06	15.08.08	608	Демонтирован	Солеотложение	146	462
6	Лулинское	28	675	5-60-1500	32-117	Отказал	31.03.07	31.07.08	488	Демонтирован	тв. Отложения	127	361
7	Лулинское	16	1219	5-30-2000	32-117	Отказал	02.02.07	18.08.08	563	Демонтирован	мехпримеси	121	442
8	Лулинское	5	1164	5-30-2000	32-117	Отказал	06.02.07	18.07.08	528	Демонтирован	мехпримеси	56	472
9	Советское	42	981	5-30-1400	22-117	Отказал	09.06.07	06.04.09	663	Демонтирован	мехпримеси	170	493
10	Игольское	35	196	5-50-2300	45-117	Отказал	29.07.07	24.01.08	178	Демонтирован	Слабый приток	20	158
11	Игольское	56	3402	5-30-2500	32-117	Отказал	15.07.07	12.08.07	28	Демонтирован	Слабый приток	42	-14
12	Советское	114	707	5-30-1400	32-103 М1	Отказал	17.07.07	19.12.07	155	Демонтирован	ГТМ-ЗБС	119	36
13	Советское	92а	2660	5-30-1550	22-117	Отказал	24.07.07	05.03.09	590	Демонтирован	мехпримеси	207	383
14	Советское	26	771	5-80-1550	32-117	Отказал	16.04.06	26.11.07	589	Демонтирован	Солеотложение	336	253
15	Лулинское	7	735	5-30-1700	32-117	Работает	08.03.07		921	В скважине		84	837
16	Лулинское	8	829	5-30-1700	32-117	Отказал	12.02.07	19.03.08	401	Демонтирован	Солеотложение	60	341
17	Советское	250	2262	5-30-1600	32-117	Отказал	11.12.06	25.12.07	377	Демонтирован	Слабый приток	97	280
18	Жневартовск	4	7	5-30-1350	22-130	Отказал	02.08.07	19.10.07	77	Демонтирован	Слабый приток	68	9
19	Игольское	25	2201	5-30-2200	32-117	Отказал	04.08.07	05.05.08	275	Демонтирован	ГТМ-ИДН	93	182
												обновление	14.09.2009

**Рисунок 8. Результаты работы насосов производства «Ижнефтепласт» с полимерными рабочими ступенями**



**Рисунок 9 – Погружной скважинный контейнер (ПСК)**

### ***Автоматизированный подбор нефтедобывающего оборудования при прогнозировании солеотложения***

Обобщение теоретических и экспериментальных работ по солеотложению позволяет спрогнозировать параметры солеотложения и оптимизировать подбор оборудования [12].

#### *Прогнозирование скважинных условий*

С помощью ряда программных продуктов (*RosPump*, «Насос», «Автотехнолог») возможно определение «рабочей точки», которая позволяет подобрать оборудование и условия эксплуатации – по глубине скважины: температуру, давление, свободный газ, плотность и др.

Могут быть выявлены зоны невозможного, зоны возможного и зоны гарантированного выпадения солевых отложений.

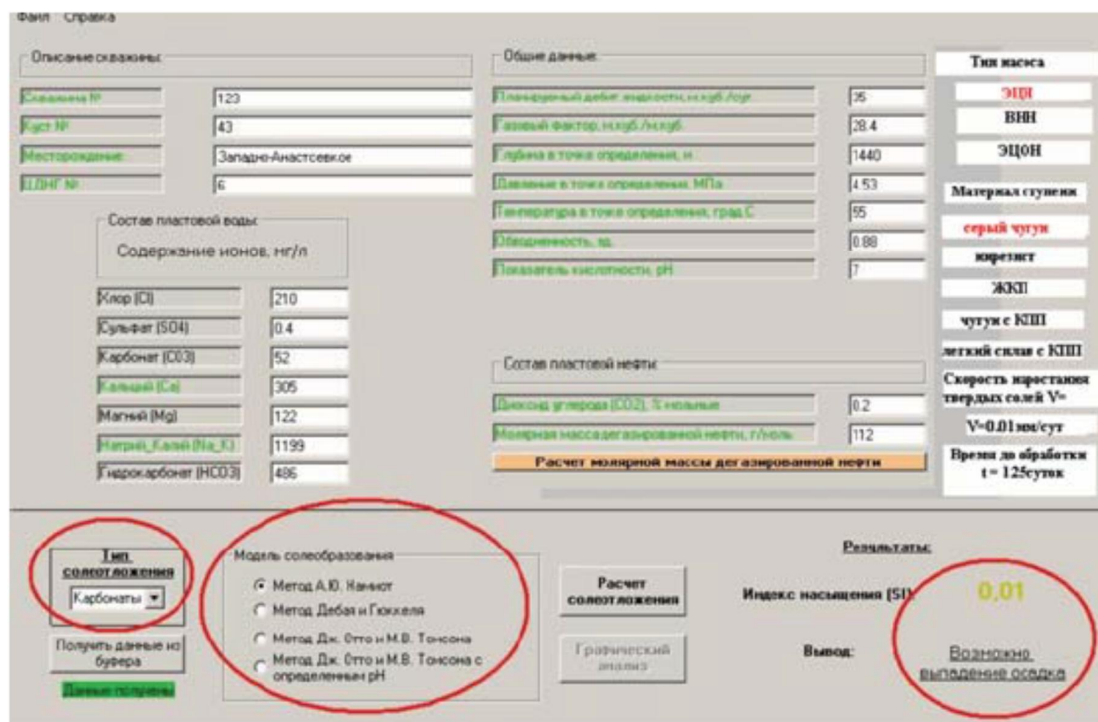
Производимый программой виртуальный перебор вариантов эксплуатации скважины позволяет спрогнозировать, будет ли скважина проблемной или работа системы «пласт – скважина – оборудование» в соответствующих режимах будет нормальной.

#### *Подбор оборудования*

В специальном блоке программы подставляются разные типы насосов и материалы ступеней. На приведённой форме программы «Автотехнолог + Соль» приведён фрагмент подбора установки центробежного насоса с материалом ступени «серый чугун» (рисунок 10).

Программа позволяет определить скорости нарастания твёрдых солей (например, в мм/сут.), и для расчётных условий определяется время до следующей обработки, обеспечивающей растворение и вымывание солей со скважинного оборудования.

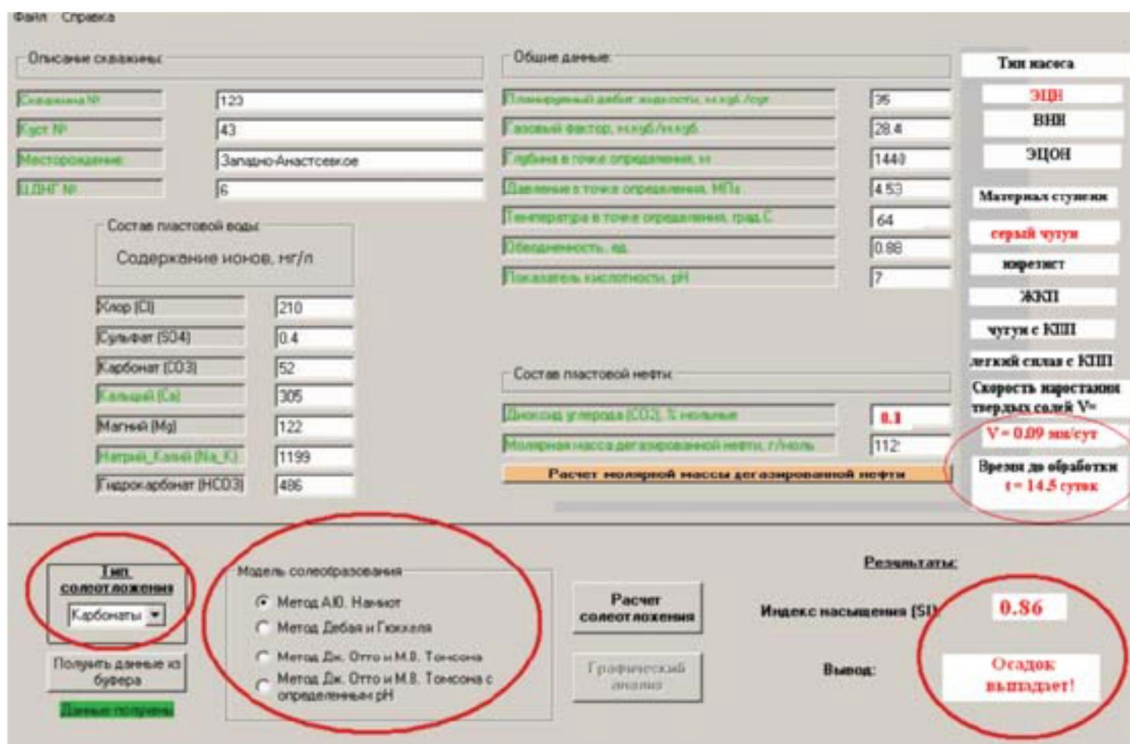
При изменении условий эксплуатации для той же скважины будет подобран другой вид оборудования, другая глубина подвески, будут определены параметры работы, которые обеспечат необходимые условия эксплуатации. Однако при этом может измениться вероятность выпадения солей.



**Рисунок 10. Форма подбора оборудования и скорости солеотложения в программе «Автотехнолог + Соль» до оптимизации работы скважины**

На рисунке 11 приведён фрагмент подбора по программе «Автотехнолог + Соль» для той же скважины, но при увеличении дебита с 40 до 60 м<sup>3</sup>/сут. Программа выдаёт информацию о том, что осадок гарантированно будет выпадать.

Существенный эффект при решении проблемы солеотложения даёт применение ступеней с открытыми рабочими колесами из алюминиевых сплавов с защитным комплексным керамико-полимерным покрытием (ККПП). Стендовые испытания таких ступеней показали, что они не забиваются механическими примесями, хорошо работают на газожидкостной смеси, не подвержены отложению солей. Сравнение результатов стендовых испытаний ступеней из различных материалов – алюминиевого сплава с ККПП, никелевого чугуна типа «нирезист» и серого чугуна с покрытием (таблица 1) – показало значительные превосходство рабочих колес покрытием.



**Рисунок 11 – Форма подбора оборудования и скорости солеотложения в программе «Автотехнолог + Соль» после оптимизации работы скважины**

**Таблица 1 – Результаты испытаний ступеней на адгезию и износ**

Результаты испытаний ступеней на адгезию и скорость износа				
Материал колеса	Тип ступени	Масса рабочего колеса, г	Скорость износа, г/час	Относительная адгезия к АСПО/ CaSO <sub>4</sub>
Алюминиевый сплав с покрытием	ЭЦНО5-80	42,17	0,0133	1,00/1,00
Чугун никелевый (типа «нирезист»)	ЭЦНМ5-80	172,4	0,16	4,53/5,19
Чугун серый с нитратным покрытием	ЭЦНМ5-80	171,6	0,0184	1,81/1,92

Таким образом, применение современных методов прогнозирования отложения солей и программ на их основе позволяет оптимизировать режимы работы системы «пласт – скважина – оборудование» в зависимости от условий эксплуатаций, материалов и конструкций оборудования.

В заключении можно сделать следующие основные выводы:

**1. Анализ общей схемы решения проблемы солеотложения и практических данных позволяет сделать вывод, что этап создания аппаратуры представляет собой итог всех предшествующих стадий научно-исследовательской и конструкторской работы.**

**2. Обобщение теоретических и экспериментальных работ по солеотложению позволяет спрогнозировать параметры солеотложения и оптимизировать подбор оборудования.**

### Литература

1. Антониади Д.Г., Савенок О.В. Факторы, затрудняющие добычу нефти (ФЗДН): классификация и систематизация // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М.: ВНИИОЭНГ, 2012. – № 6. – С. 22-27.
2. Антониади Д.Г., Савенок О.В. Классификация и систематизация факторов, затрудняющих добычу нефти // Аналитический научно-технический журнал «ГеоИнжиниринг». – Краснодар, 2012. – № 1 (13) весна 2012. – С. 80-85.
3. Васильев А.И. Опыт работы сервисных подразделений ОАО «АЛНАС» с солеобразующим фондом скважин // Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика». Пилотный выпуск, 2009. – № 1.
4. Волочков А.Н., Уметбаев В.Г. Повышение надёжности эксплуатации глубинного оборудования скважин в условиях отложения солей на Кирском и Коттыньском месторождениях // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 1. – С. 99-106. URL: [http://www.ogbus.ru/authors/Volochkov/Volochkov\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Volochkov/Volochkov_1.pdf)
5. Габдуллин Р.Ф. Эксплуатация скважин оборудованных УЭЦН в осложнённых условиях // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 4. – С. 62-64.
6. Генералов И.В. Повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, в осложнённых условиях Самотлорского месторождения. Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук. – Уфа, 2005.
7. Зейгман Ю.В., Колонских А.В. Оптимизация работы УЭЦН для предотвращения образования осложнений // Нефтегазовое дело. – 2005. URL: [http://www.ogbus.ru/authors/Zeigman/Zeigman\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Zeigman/Zeigman_1.pdf)
8. Крабтри М., Эслингер Д., Флетчер Ф., Миллер М., Лэнд Ш., Джонсон Э., Кинг Д. Борьба с солеотложениями – удаление и предотвращение их образования // Нефтегазовое обозрение, 2002. Осень.
9. Меркушев Ю.М. Электроцентробежные насосы с низким солеотложением // Нефтегазовая Вертикаль. – 2006. – № 12.
10. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложнённых условиях. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.
11. Рагулин В.В., Михайлов А.Г., Волошин А.И., Смолянец Е.Ф., Теплов В.М. Технологии предотвращения солеотложения в скважинном оборудовании. – М.: Технологии ТЭК, 2004. – № 4.

12. Топольников А.С. Прогнозирование солеотложения в скважине при автоматизированном подборе насосного оборудования // Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика». Пилотный выпуск. – 2009. – № 1.

13. Чернова К.В., Аптыкаев Г.А., Шайдаков В.В. Эксплуатация глубинных электроцентробежных насосных установок в условиях интенсивного солеотложения // Научный журнал «Современные наукоёмкие технологии». – 2007. – № 10. – С. 28-33.

URL: <http://www.rae.ru/snt/pdf/2007/10/4.pdf>

14. Шабля В.В. Опыт работы ТПП «Когалымнефтегаз» с солеобразующим фондом скважин // Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика». Пилотный выпуск. – 2009. – № 1.