

УДК 622.276.72

**АНАЛИЗ ПРИЧИН И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ
ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И БОРЬБЫ С ОТЛОЖЕНИЯМИ СОЛЕЙ
ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ
НА ПРИМЕРЕ АРЛАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**ANALYSIS OF THE CAUSES AND IMPROVEMENT OF METHODS
FOR PREVENTING AND COMBATING SALT DEPOSITS
DURING OIL PRODUCTION
BY THE EXAMPLE OF THE ARLANSKOYE FIELD**

Самойлов Александр Сергеевич
аспирант кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
aleksandr3105@inbox.ru

Иолчуев Алишер Муслимович
студент-магистрант,
институт Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
alifootball@mail.ru

Аннотация. Одной из причин, снижающих эффективность эксплуатации скважин на Арланском нефтяном месторождении, является образование из попутно добываемых вод неорганических солей, которые отлагаются в призабойной зоне скважин и на поверхности нефтепромыслового оборудования. Как правило, отложения солей встречаются на стенках нижней части эксплуатационных колонн, в приёмных и рабочих органах электроцентробежных и штанговых насосов, на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб. Отложения солей являются причиной снижения или полной потери производительности скважинных насосных установок и возникновения на нефтепромысловых объектах аварийных ситуаций. Целью статьи является анализ методов предотвращения и борьбы с отложениями солей при добыче нефти, применяемых в НГДУ «Арланнефть». Эффективность методов определяется технико-экономическими показателями предприятия, а также выяснением причин, условий образования отложения солей и зон накопления осадков.

Ключевые слова: борьба с отложениями солей при добыче нефти; методы удаления комплексных осадков; технологии предотвращения образования сульфидсодержащих солей; удаление отложений солей, образовавшихся в ЭЦН; предотвращение образования солей; предотвращение образования отложений солей в затрубном пространстве скважины; повышение эффективности борьбы с отложениями солей при добыче нефти.

Samoylov Alexander Sergeevich
Graduate student of oil and gas
engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
aleksandr3105@inbox.ru

Iolchuev Alisher Muslimovich
Masters' student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
alifootball@mail.ru

Annotation. One of the reasons that reduces the efficiency of well operation at the Arlanskoye oil field is the formation of inorganic salts from the produced water, which are deposited in the bottomhole zone of wells and on the surface of oilfield equipment. As a rule, salt deposits occur on the walls of the lower part of the production columns, in the receiving and working bodies of the electric centrifugal and rod pumps, on the inner surface of the tubing. Salt deposits cause the reduction or total loss of productivity of downhole pumping units and the emergence of emergencies at oilfield facilities. The purpose of the article is to analyze the methods of preventing and combating salt deposits in oil production used in oil and gas production department «Arlanneft». The effectiveness of methods is determined by the technical and economic indicators of the enterprise, as well as clarification of the causes, conditions for the formation of salt deposits and zones of accumulation of precipitation.

Keywords: control of salt deposits during oil production; methods of removing complex precipitation; technology to prevent the formation of sulfide-containing salts; removal of salt deposits formed in the electric centrifugal pumps; prevention of salt formation; prevention of formation of salt deposits in the annulus of the well; increase of efficiency of struggle against deposits of salts at oil extraction.

Характеристика текущего состояния разработки по НГДУ «Арланнефть»

В 2017 году из всех объектов разработки НГДУ «Арланнефть» добыто 1966,0 тыс. тонн нефти и отобрано 41625,8 тыс. тонн жидкости.

Суточная добыча нефти составила 5016 тонн/сут., суточный отбор жидкости составил 121076 тонн/сут. Среднесуточный дебит на 1 скважину в 2017 году составил по

нефти 2,7 тонн/сут., по жидкости – 56,9 тонн/сут. Основной объём добычи нефти и отбора жидкости приходится на продуктивные коллекторы с терригенными отложениями нижнего карбона.

Из всех объектов добыто 207782,4 тыс. тонн нефти или 32,3 % от начальных балансовых и 82,4 % от начальных извлекаемых запасов. Годовой темп отбора по НГДУ от начальных извлекаемых запасов составил 0,8 %, а от остаточных извлекаемых запасов – 4,2 %.

Пробуренный фонд по НГДУ «Арланнефть» на конец 2017 года составил 4772 скважины.

Обводнённость составила 95,3 %, что выше уровня прошлого года на 0,4 %. Действующий фонд на 01.01.2018 г. составил 2267 скважин, из них с водой работали 2267 или 100 % от всего фонда.

В 2017 году в продуктивные пласты закачано 33204,6 тыс. м³ воды.

Средняя приёмистость одной нагнетательной скважины составляет 391 м³/сут. Рабочим агентом закачки является вода следующих типов: сточная с УКПН и ТВО; сточная с комбината «Искож»; пластовая с глубинных горизонтов; пресная с Камского водозабора.

Обычно добывающие скважины оборудуются СШНУ или УЭЦН. Другие виды насосов (диафрагменные, винтовые) применяются в крайне ограниченном количестве. Так, по состоянию на 01.01.2018 г. в НГДУ «Арланнефть» имелось 1745 скважин (77,1 % от всего добывающего фонда), оборудованных СШНУ, и 478 скважин (21,1 %), оборудованных УЭЦН. В то же время доля добычи жидкости при использовании СШНУ составила 12,5 %, а при использовании УЭЦН – 87,3 %. Это указывает на основную роль в добыче жидкости скважин, оборудованных УЭЦН.

Отложения солей существенным образом влияют на межремонтный период работы ГНО, особенно скважин, оборудованных УЭЦН. В 2017 году в НГДУ «Арланнефть» он составил 799 сут., а по ряду скважин 1000 сут. и более. В то же время в 2017 году более 20 % установок, вышедших из строя, не отработали гарантийный срок – 1 год, на 16 скважинах было произведено по два и более подземных ремонта, связанных с восстановлением работоспособности УЭЦН, т.е. межремонтный период по ним составляет 40–120 сут.

Образование отложений солей в рабочих органах ЭЦН и вызываемый ими износ является основной причиной как преждевременных выходов установок из строя, так и аварий, связанных с падением их на забой скважин.

Динамика фонда осложнённых скважин представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Динамика фонда осложнённых скважин по НГДУ «Арланнефть» за 2008–2017 гг.

Год	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Количество осложнённых скважин	22	43	74	97	176	194

Рост осложнённых скважин увеличивается, и на сегодняшний день борьба с отложениями солей является одной из главных проблем разработки и добычи нефти на Арланском нефтяном месторождении.

Образование отложений солей в скважинах

Состав образующихся отложений

Образование отложений неорганических солей в скважинах Арланского месторождения впервые отмечено на Ново-Хазинской площади. Вначале отложение солей проявлялись лишь в единичных скважинах, но с 1971–1972 годов интенсивность солеобразования в скважинах резко возрастает. В последующие годы процесс отложения неорганических солей распространяется на скважинах Николо-Березовской, Арланской и Вятской площадей, а борьба с ними перерастает в сложную научно-техническую проблему.

Исследованиями показано, что основным компонентом отложений в те годы являлся гипс. В качестве примесей в состав отложений входят карбонаты кальция и магния, сульфаты магния и бария, окислы и сульфид железа, асфальто-смоло-парафинистые компоненты нефти, гигроскопическая влага.

В конце 80-х начале 90-х годов прошлого столетия отложения стали трансформироваться и приобретать комплексный характер. Отложения с преимущественным содержанием сульфатов стали встречаться значительно реже. В то же время происходит увеличение количества отложений, представленных сульфидами железа (FeS) с сульфатами и карбонатами кальция (CaSO₄ и CaCO₃) и АСПО в качестве примесей.

В таблице 2 представлен состав осадков, обнаруженных в 90-х годах в скважинах Арланского месторождения.

По групповому составу отложения классифицируются как гипсо-сульфидо-углеводородные, карбонато-сульфидо-углеводородные. Виды отложений солей, встречающиеся в скважинах, представлены в таблице 3.

Причины образования солей

Выпадение любого вещества в осадок происходит в том случае, если концентрация этого вещества или иона в растворе превышает равновесную (или предельную) концентрацию, т.е. когда соблюдается неравенство $C_i \geq C_{pi}$, где C_{pi} – концентрация соединения или иона, потенциально способного к выпадению осадков; C_{pi} – равновесная концентрация (предельная растворимость) соединения или иона при данных условиях. Это неравенство смещается в сторону выпадения осадков либо за счёт увеличения левой части (возрастания фактической концентрации), либо за счёт уменьшения правой части (снижения предельной растворимости). Первое из этих условий возникает обычно при смешении вод разного состава, химически не совместимых друг с другом. Вторым условием выпадения осадков служит перенасыщение вод в результате изменения температуры, давления выделения газов, когда в исходном растворе снижается величина равновесной концентрации.

Необходимым условием формирования комплексных отложений является наличие в попутно добываемых водах ионов железа, сероводорода, сульфатов или карбонатов. Сероводород в нефтяных пластах Арланского месторождения образуется под влиянием жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ), которые широко распространены в водах, используемых для заводнения нефтяных пластов, в том числе закачка сточных вод комбината «Искож».

Наиболее благоприятные условия для протекания процессов сульфатредукции создаются в призабойной зоне пласта, в застойных водах резервуаров, установках подготовки нефти и сточных вод. Жизнедеятельность СВБ вызывает ряд серьёзных проблем на нефтяном месторождении, таких как коррозия, загрязнение сероводородом добываемой нефти, газа и воды, биодеструкция хемпродуктов при добыче нефти, образование отложений с сульфидом железа.

Скорость коррозии металла в системе заводнений в результате воздействия СВБ в отдельных случаях возрастает в несколько раз, при этом срок службы сокращается до 0,5–2 лет вместо 15. Наличие на поверхности металла закреплённых колоний СВБ снижает эффективность ингибиторной защиты, что приводит к дополнительным затратам.

Развитие микроорганизмов в ПЗП может способствовать разрушению пласта, как за счёт растворения цементировочного материала, так и за счёт нарушения его структуры, ослабления сцепления отдельных частиц и конгломератов. В результате увеличивается количество выносимых частиц породы пласта, которые вместе с образовавшимися сульфидами железа образуют сульфидо-песчаные осадки, отлагающиеся в стволе скважины и в глубинно-насосном оборудовании.

В таблице 4 показана бактериальная заражённость попутно добываемых и закачиваемых вод.

Таблица 4 – Бактериальная заражённость попутно добываемых и закачиваемых вод

Объект	Арланская площадь	Никола–Березовская площадь	Саузбашевское месторождение
Добывающая скважина	101–102	102–103	101–103
Нефтесборный парк	102–103	103–104	101–103
Резервуары очистных сооружений	103–104	104–105	102–103
Нагнетательная скважина	105	104–107	104

Таблица 2 – Состав осадков, обнаруженных в 90-х годах прошлого столетия в скважинах

Площадь (№ скважины)	Содержание, вес. %						Вид осадка
	CaSO ₄	CaCO ₃	FeS	АСПО	песок		
Николо-Березовская (скважина № 45)	8,9	4,1	64,0	16,1	6,9		Сульфидо-углеводородный
Николо-Березовская (скважина № 1155)	25,0	6,3	5,0	19,0	41,7		Гипсо-углеводородный
Николо-Березовская (скважина № 6089)	1,2	5,3	58,8	18,0	18,6		Сульфидо-песчано-углеводородный
Арланская (скважина № 7249)	21,6	1,2	41,2	20,0	4,0		Гипсосульфидо-углеводородный
Арланская (скважина № 7686)	4,3	0,1	2,5	0,5	91,4		Песчаный
Арланская (скважина № 6960)	16,2	1,2	47,0	0,3	25,8		Сульфидопесчаный
Николо-Березовская (скважина № 7998)	80,3	–	2,5	17,7	1,1		Гипсо-углеводородный
Николо-Березовская (скважина № 1159)	0,8	21,0	42,0	20,5	1,6		Карбонато-сульфидо-углеводородный
Саузбашевское месторождение (скважина № 2676)	5,3	12,9	65,0	13,5	0,6		Карбонато-сульфидный
Саузбашевское месторождение (скважина № 2278)	3,6	1,5	66,2	21,6	6,7		Сульфидо-углеводородный
Саузбашевское месторождение (скважина № 7019)	10,0	13,5	45,9	13,0	15,5		Сульфидо-песчаный
Арланская (скважина № 1575)	6,3	13,7	57,1	20,0	0,7		Сульфидо-углеводородный

Таблица 3 – Виды отложений, встречающиеся в скважинах

	Компонентный состав отложений		Наименование типа (вида) отложений по составу
	Основной	Примеси	
1. Гипс 65–92 %	Карбонат кальция 4–8 % Сульфид железа 2–3 % Песок 1–5 % АСПКН < 15 %	Гипсовый	
2. Гипс 65–82 % АСПКН 15–22 %	Карбонат кальция 4–8 % Сульфид железа 2–3 % Песок 1–5 %	Гипсо-углеводородный	
3. Карбонат кальция 40–70 %	Гипс 5–10 % Сульфид железа 2–5 % Песок 2–12 % АСПКН < 15 %	Карбонатный	
4. Карбонат кальция 40–65 % АСПКН 15–25 %	Гипс 6–15 % Сульфид железа 2–5 % Песок 2–10 %	Карбонатно-углеводородный	
5. Сульфид железа 70–96 %	Гипс 2–10 % Карбонат кальция 0–6 % Песок 1–8 % АСПКН < 15 %	Сульфидный	
6. Сульфид железа 47–70 % АСПКН 15–25 %	Гипс 2–10 % Карбонат кальция 1–6 % Песок 2–8 %	Сульфидо-углеводородный	
7. Сульфид железа 45–60 % Песок 15–29 %	Гипс 1–6 % Карбонат кальция 1–4 % АСПКН < 15 %	Сульфидо-песчаный	
8. Сульфид железа 42–56 % Песок 15–29 % АСПКН 15–18 %	Гипс 1–6 % Карбонат кальция 1–4 %	Сульфидо-песчано-углеводородный	

Из таблицы видно, что большое количество СВБ находится в нагнетательных скважинах, т.е. в результате закачки сточных вод с комбината «Искож» и с установки подготовки нефти и воды.

Считается, что первоначально СВБ вносятся в пласт ещё на стадии разведочного бурения вместе с закачиваемой водой и реагентами для бурения.

Процесс осадкообразования контролируется по шестичленному анализу попутно добываемой воды, наличие в ней ионов железа Fe, сероводорода H₂S, СВБ, водородного показателя pH и коэффициентов насыщенности по сульфатам и карбонатам K₂SO₄ и K₂CO₃. Наличие железа и сероводорода является необходимым условием формирования отложений сульфида железа. Частицы сульфида железа, являясь центрами кристаллизации, инициируют образование других солей и твёрдых углеводородов нефти. Если добываемая пластовая вода имеет коэффициент насыщенности сульфатами более единицы и в ней отсутствуют ионы железа или сероводорода, то в скважине образуются гипсо-углеводородные отложения (первый тип). При насыщенности добываемой пластовой воды сульфатами и карбонатами при присутствии в ней сероводорода, иона двух- и трёхвалентного железа, СВБ образуются соответственно гипсо-сульфидо-углеводородные (второй тип) и карбонато-сульфидо-углеводородные отложения (третий тип).

В таблицах 5 и 6 представлены результаты лабораторных анализов по определению конкретных значений вышеназванных показателей по добывающим скважинам Арланского месторождения, в которых происходило образование комплексных осадков с сульфидом железа.

Таблица 5 – Состав попутно добываемой воды из скважин Арланского месторождения

№ скважины	Состав попутно добываемых вод, мг/л								СВБ, кл/м ³
	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ³⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	K ⁺ + Na ⁺	Fe ⁺² + Fe ⁺³	H ₂ S	
45	12163	300	366	1500	1216	4149	8	35	102
62	50390	230	201	5200	1620	24686	7	28	10
1453	56836	175	378	4400	3344	26973	1	45	102
1924	19248	900	183	9400	2797	60322	3	31	10
2126	98578	475	220	7500	2614	50698	92	35	103
2300	83402	300	152	8800	7296	30402	10	27	103
2399	38006	280	262	3300	3102	16041	16	12	103
2891	57473	444	309	5600	2716	29047	64	4	102
6346	136521	708	154	9600	5950	65858	8	0	0
7134	117018	550	183	10000	3648	73036	3	8	103
7135	140422	550	122	9400	2797	60322	83	3	102
7637	140027	538	240	8760	3614	56678	48	33	102
7998	121982	710	110	8800	2554	64571	2	32	10
8006	40424	1060	238	4400	1459	19008	53	46	103

Из таблиц 5 и 6 видно, что если добываемая вода имеет коэффициент насыщенности сульфатами больше единицы и отсутствуют ионы железа или сероводорода, то в скважине образуются отложения 1-го типа – гипсо-углеводородные. При содержании на устье скважины ионов железа от 1 до 92 мг/л, сероводорода от 3 до 62 мг/л, СВБ от 10 до 1000 кл/м³ имеются реальные условия образования комплексных осадков с сульфидом железа. Осадки 2-го типа образуются при перенасыщенности вод сульфатами, начиная от 0,9 мг/л и более, осадки третьего типа образуются при перенасыщенности вод карбонатами от 0,1 мг/л и более, сульфатами от 0,07 до 0,9 мг/л.

Таблица 6 – Состав отложений солей из скважин Арланского месторождения

№ скважины	Состав отложений, % масс.					Коэффициент перенасыщения		Тип отложения
	АСПО	карбонаты	FeS	гипс	нерастворимый остаток	K ₂ CO ₃	K ₂ SO ₄	
45	6	16	69	–	9	0,10	0,08	3
62	7	20	62	–	11	0,20	0,16	3
1453	10	61	20	–	9	0,28	0,15	3
1924	11	5	11	70	3	0,70	0,99	2
2126	6	4	15	65	10	0,10	0,99	2
2300	7	46	34	–	13	0,34	0,47	3
2399	8	27	8	29	18	1,29	0,94	2
2891	6	60	32	–	12	1,00	0,26	3
6346	3	–	–	95	2	1,00	0,99	1
7134	2	4	10	82	2	0,78	0,51	3
7135	2	4	20	66	8	0,40	0,92	2
7637	9	32	49	–	10	0,10	0,33	3
7998	10	38	36	8	8	0,23	0,56	3
8006	6	4	68	20	2	0,10	0,92	2

Таким образом, на сегодняшний день можно считать установленную основную причину образования осадков сложного состава на скважинах Арланского месторождения – это закачка в течение длительного времени пресных вод, заражённость продуктивных пластов, системы сброса и подготовки нефти сульфатвосстанавливающими бактериями.

Прогнозирование видов комплексных осадков в добывающих скважинах

Прогнозирование и контроль за солеотложением при добыче нефти имеет большое практическое значение, так как от предсказания и своевременного обнаружения солевых остатков в скважинах, на насосном оборудовании, в системах внутрипромыслового сбора и подготовки нефти зависит эффективность мероприятий по их ликвидации, предупреждению и защите нефтепромыслового оборудования.

Прогнозирование образования комплексных осадков в добывающих скважинах НГДУ «Арланнефть» базируется на шестикомпонентном анализе попутно добываемых вод, анализе содержания ионов двух- и трёхвалентного железа, сероводорода, методиках прогнозирования образования сульфата и карбоната кальция, результатах статистической обработки промысловых материалов по изучению состава попутно добываемых вод и видов комплексных осадков.

Впервые методика прошла промышленную апробацию в НГДУ «Краснохолмскнефть» и НГДУ «Арланнефть».

Перечень и последовательность основных видов работ, необходимых для прогнозных расчётов следующий:

а) Химический анализ попутно добываемых вод:

1. Отобрать пробу воды:
 - 0,5 л без консерванта;
 - 0,3 л с консервантом – уксуснокислым кадмием (объёмом 25 мл).
2. Определить в пробе воды без консерванта:
 - плотность, кг/м³;
 - содержание хлора, мг/л;
 - содержание сульфата, мг/л;
 - содержание карбоната, мг/л;
 - содержание кальция, мг/л;
 - содержание магния, мг/л;
 - содержание двух- и трёхвалентного железа, мг/л;
 - водородный показатель воды.

3. Определить в пробе воды с консервантом содержание сероводорода, мг/л.

б) Расчёт склонности попутно добываемых к образованию комплекса сульфата кальция (метод Скилмана-МакДональда).

Метод основан на измерении термодинамической растворимости и имеет теоретическую основу. Растворимость сульфата кальция рассчитывается по формуле:

$$S_{расч} = 1000 \cdot \left(\sqrt{x^2 + 4 \cdot K} - x \right), \quad (1)$$

где $S_{расч}$ – расчётная растворимость сульфата кальция, мг-экв/л; x – избыточная общая концентрация ионов, мг/л; K – константа растворимости продукта.

Ионная сила рассчитывается по формуле:

$$\mu = \left[1,4 \cdot Cl^- + 2,1 \cdot SO_4^{2-} + 0,8 \cdot HCO_3^- + 5 \cdot Ca^{2+} + 8,2 \cdot Mg^{2+} + 2,2 \cdot (Na^+ + K^+) \right] \cdot 10^{-5}, \quad (2)$$

где ионы Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ и K^+ выражены в мг/л.

Исходя из ионной силы μ и температуры t , находится константа растворимости K по таблице 7.

Таблица 7 – Приближённые значения константы растворимости сульфата кальция при различных ионных силах μ и температуре t , °C

μ	100 °C	200 °C	μ	100 °C	200 °C
0	$1,02 \cdot 10^{-4}$	$1,13 \cdot 10^{-4}$	2,5	$30,00 \cdot 10^{-4}$	$30,07 \cdot 10^{-4}$
0,1	$3,04 \cdot 10^{-4}$	$3,15 \cdot 10^{-4}$	2,75	$30,60 \cdot 10^{-4}$	$30,66 \cdot 10^{-4}$
0,2	$4,99 \cdot 10^{-4}$	$5,10 \cdot 10^{-4}$	3,0	$30,84 \cdot 10^{-4}$	$30,87 \cdot 10^{-4}$
0,3	$6,87 \cdot 10^{-4}$	$6,98 \cdot 10^{-4}$	3,25	$30,77 \cdot 10^{-4}$	$30,77 \cdot 10^{-4}$
0,4	$8,68 \cdot 10^{-4}$	$8,78 \cdot 10^{-4}$	3,5	$30,39 \cdot 10^{-4}$	$30,77 \cdot 10^{-4}$
0,5	$10,41 \cdot 10^{-4}$	$10,51 \cdot 10^{-4}$	3,75	$29,76 \cdot 10^{-4}$	$29,72 \cdot 10^{-4}$
0,6	$12,07 \cdot 10^{-4}$	$12,17 \cdot 10^{-4}$	4,0	$28,90 \cdot 10^{-4}$	$28,83 \cdot 10^{-4}$
0,7	$13,67 \cdot 10^{-4}$	$13,75 \cdot 10^{-4}$	4,25	$27,85 \cdot 10^{-4}$	$27,77 \cdot 10^{-4}$
0,8	$15,16 \cdot 10^{-4}$	$15,26 \cdot 10^{-4}$	4,5	$26,65 \cdot 10^{-4}$	$26,55 \cdot 10^{-4}$
0,9	$16,60 \cdot 10^{-4}$	$16,70 \cdot 10^{-4}$	4,75	$25,34 \cdot 10^{-4}$	$25,25 \cdot 10^{-4}$
1,0	$17,96 \cdot 10^{-4}$	$18,07 \cdot 10^{-4}$	5,0	$23,98 \cdot 10^{-4}$	$23,80 \cdot 10^{-4}$
1,25	$21,25 \cdot 10^{-4}$	$21,36 \cdot 10^{-4}$	5,25	$22,60 \cdot 10^{-4}$	$21,52 \cdot 10^{-4}$
1,5	$23,69 \cdot 10^{-4}$	$23,80 \cdot 10^{-4}$	5,5	$21,26 \cdot 10^{-4}$	$21,26 \cdot 10^{-4}$
1,75	$25,09 \cdot 10^{-4}$	$26,00 \cdot 10^{-4}$	5,75	$20,02 \cdot 10^{-4}$	$20,11 \cdot 10^{-4}$
2,0	$23,67 \cdot 10^{-4}$	$23,76 \cdot 10^{-4}$	6,0	$18,93 \cdot 10^{-4}$	$19,12 \cdot 10^{-4}$
2,25	$29,03 \cdot 10^{-4}$	$29,11 \cdot 10^{-4}$			

Избыточная общая концентрация ионов x определяется по формуле:

$$x = \left(2,5 \cdot Ca^{2+} - 1,04 \cdot SO_4^{2-} \right) \cdot 10^{-5}, \quad (3)$$

где Ca^{2+} и SO_4^{2-} выражены в мг/л.

Полученные величины подставляем в формулу (1) и находим расчётную растворимость сульфата кальция, которая сравнивается с действительной концентрацией ионов кальция и сульфат-ионов присутствующим в воде. Далее необходимо выбрать меньшую из двух концентраций и перевести выбранную концентрацию из мг/л в эквивалентную форму, используя следующие формулы:

$$S_{\text{факт}} = \frac{\text{SO}_4^{2-} \cdot 68,07}{48,03}; \quad (4)$$

$$S_{\text{факт}} = \frac{\text{Ca}^{2+} \cdot 68,07}{20,04}, \quad (5)$$

где SO_4^{2-} и Ca^{2+} выражены в мг/л; 68,07 – эквивалентный вес CaSO_4 ; 48,03 – эквивалент SO_4^{2-} ; 20,04 – эквивалент Ca^{2+} .

Если $S_{\text{расч}} < S_{\text{факт}}$, то возможно образование отложений сернокислого кальция; если $S_{\text{расч}} > S_{\text{факт}}$, то вода не насыщена сернокислым кальцием и нет условий для образования отложений.

Далее рассчитывается коэффициент перенасыщенности по формуле:

$$K\text{SO}_4^{2-} = \frac{S_{\text{факт}}}{S_{\text{расч}}}. \quad (6)$$

Если $K\text{SO}_4^{2-}$ более 1, то имеются условия для образования гипса; если $K\text{SO}_4^{2-}$ менее 1, то условия для образования отложений отсутствуют.

в) Расчёт склонности пластовой воды к образованию комплекса карбоната кальция по методу Стиффа-Девиса.

Склонность пластовой воды к осадкообразованию карбоната кальция рассчитывается по данным химического анализа состава воды, ионной силы и водородного показателя воды по формуле:

$$Si = \text{pH} - (k + \text{pCa} + \text{pAlk}), \quad (7)$$

где Si – индекс стабильности воды; pH – определённый водородный показатель воды; pCa – отрицательный логарифм концентрации ионов кальция; pAlk – отрицательный логарифм общей щёлочности воды; k – коэффициент активности, зависящий от ионной силы воды и температуры.

1. Взять общую ионную силу μ воды, рассчитанную по формуле (2).
2. При заданной температуре и общей ионной силе определить коэффициент k .
3. По содержанию ионов кальция (мг/л) в исследуемой воде определить pCa .
4. Вычислить общую щёлочность воды по формуле:

$$\text{Alk} = \text{HCO}_3^{3-} + \text{CO}_2^{3-}, \quad (8)$$

где концентрации HCO_3^{3-} и CO_2^{3-} выражены в мг/л.

5. Для данной общей щёлочности воды Alk найти отрицательный логарифм общей щёлочности Alk .

6. Рассчитать склонность воды к отложению карбоната кальция по формуле (7).

Если Si более 0, то вода склонна к отложению карбоната кальция; если Si менее 0, то вода не склонна к отложению карбоната кальция, однако создались условия для образования сульфида железа.

Далее проводится математическая обработка данных с целью прогнозирования возможности осадконакопления и его вида с привлечением теории адаптации и обучения.

Программы обработки исходной базы данных позволяют решить следующие задачи:

- какие факторы влияют на исследуемый процесс осадконакопления;
- какова информативность факторов в исследуемом процессе;
- задачи прогнозирования вида отложения.

В исходную базу данных входят водородный показатель воды, плотность воды, ионный состав по 6 компонентам, содержание сероводорода, ионов железа, количест-

венный анализ отложений на предмет содержания сульфатов кальция, карбонатных солей и сульфида железа, коэффициенты перенасыщенности вод по сульфат- и карбонат-ионам.

Обработка промыслового материала ставила целью прогнозирование содержания в образующихся осадках карбонатов, сульфидов железа и гипса.

Анализ экспериментальной информации показал высокую коррелируемость признаков, поэтому для выделения существенных признаков был применён метод главных компонент. Для более устойчивого анализа информации каждый признак был разделён на свой максимум.

На основе корреляционной матрицы были найдены собственные числа λ_i и построены собственные векторы U_i .

Получены независимые факторы:

$$Z_i = \sum A_i \cdot U_i; \quad (9)$$

$$A_i = \frac{X_i}{X_{max i}}, \quad (10)$$

где i принимает значения от 1 до 9; X_1 – удельный вес воды ($X_{max1} = 1190$ кг/м³); X_2 – содержание ионов SO_4^{2-} ($X_{max2} = 3187$ мг/л); X_3 – содержание ионов HCO_3^- ($X_{max3} = 567,3$ мг/л); X_4 – содержание ионов Ca^{2+} ($X_{max4} = 22800$ мг/л); X_5 – содержание ионов Mg^{2+} ($X_{max5} = 18240$ мг/л); X_6 – содержание $Fe^{2+} + Fe^{3+}$ ($X_{max6} = 91,9$ мг/л); X_7 – содержание H_2S ($X_{max7} = 62,0$ мг/дм³); X_8 – коэффициент перенасыщенности сульфат ионами ($X_{max8} = 2,78$); X_9 – коэффициент перенасыщенности карбонат ионами ($X_{max9} = 2,94$).

Построены уравнения линейной регрессии по 4 главным компонентам:

$$Y_1 = 28,12 - 27,98 \cdot Z_1 - 21,69 \cdot Z_2 + 26,14 \cdot Z_3 + 0,76 \cdot Z_4; \quad (11)$$

$$Y_2 = 23,26 - 19,21 \cdot Z_1 + 22,92 \cdot Z_2 + 24,59 \cdot Z_3 + 6,94 \cdot Z_4; \quad (12)$$

$$Y_3 = 32,94 + 46,48 \cdot Z_1 + 45,89 \cdot Z_2 - 50,12 \cdot Z_3 + 3,40 \cdot Z_4, \quad (13)$$

где Y_1, Y_2, Y_3 – соответственно карбонат кальция, сульфид железа и сульфат кальция.

Наиболее информативными являются первые две главные компоненты Z_1 и Z_2 . Для определения вида отложений были построены соответствующие графики по значениям Z_1 и Z_2 . Их анализ позволил получить следующие результаты:

1. Если в составе комплексных отложений есть отложения гипса (Y_3), то, как правило, отсутствуют отложения карбонатных солей (Y_1). Количество скважин, где происходит отложение гипса и твёрдых углеводородов (1-ый тип), составляет около 10 % от количества осложнённых осадками скважин. Количество скважин, где происходит отложение гипса, сульфида железа и твёрдых углеводородов (2-ой тип), составляет 20 % от всего количества скважин. Количество скважин, где происходят отложения карбонатных солей, сульфида железа и АСПО (3-ий тип), составляет около 70 % от всего количества скважин, осложнённых осадками.

2. Между осложнениями сульфида железа (Y_2) и карбонатными солями (Y_1) диагностируется устойчивая обратная линейная связь, которая описывается уравнением:

$$Y_2 = 85 - Y_1. \quad (14)$$

3. Разбивая процентное содержание отложения карбонатных солей, сульфида железа и гипса на 2 класса (А – соответствующее содержание отложения менее 50 % и В – в противном случае), удалось создать следующее правило:

- если Z_1 более 0,6 и Z_2 более минус 0,1, то вероятность появления отложений гипса (1-ый тип) более 75 %, а появление отложений карбонатных солей и сульфида железа маловероятно;

- если Z_1 более 0,6 и Z_2 входит в промежуток от минус 0,3 до минус 0,1, то вероятность появления отложений гипса и сульфида железа (2-ой тип) более 90 %;
- если Z_1 более 0,6 и Z_2 входит в промежуток от минус 0,3 до 0, то вероятность появления карбонатных солей и сульфида железа (3-ий тип) более 75 %.

Таким образом, появилась возможность прогнозировать образование комплексных осадков в конкретных добывающих скважинах.

Зоны отложения солей и определения их местоположения

Основным методом установления зон отложения сложных осадков является визуальный осмотр извлечённого оборудования при подземном и капитальном ремонтах скважины.

При эксплуатации скважин, оборудованных скважинными штанговыми насосными установками (СШНУ), характерными местами накопления осадков является устьевая арматура, насосно-компрессорные трубы (НКТ), клапанные узлы насоса, приёмный фильтр, нижние трубы хвостовика. При эксплуатации скважин установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) местами накопления осадков является устьевая арматура, НКТ, обратный клапан, рабочие органы ЭЦН, приёмная сетка, протектор, наружная часть электродвигателя и кабеля.

Одновременно накопление осадков сульфида железа происходит на забое скважины. В ряде случаев объём этих осадков перекрывает интервал перфорации. Эти скопления происходят в результате их осаждения в столбе воды, расположенной ниже приёма насоса. Скопление на забое легко размывается потоком жидкости при промывке скважины.

В период эксплуатации осложнённых скважин производятся замеры дебита, динамического уровня и отбивка глубины забоя скважины.

Отложение осадков в порах продуктивного пласта должно ухудшать его фильтрационные характеристики, изменения которых можно оценить по результатам гидродинамических исследований скважин на неустановившихся режимах. По полученным кривым восстановления давления можно оценить фильтрационные характеристики удалённой зоны пласта. Постоянство гидропроводности, проницаемости удалённой зоны пласта или их увеличение в связи с обводнением залежи будет свидетельствовать о том, что комплексные осадки с сульфидом железа в удалённой зоне не отлагаются. Ухудшение фильтрационных характеристик будет свидетельствовать о возможном отложении солей в пласте. При этом следует учитывать и другие процессы, способные вызвать ухудшение фильтрационных характеристик – разбухание глин при закачке в пласт пресной воды или выпадение парафина в порах пласта.

Отложение осадков в призабойной зоне скважины всегда чётко фиксируется при исследовании скважин на установившихся отборах по уменьшению коэффициентов продуктивности скважин. Отложение солей в призабойной части продуктивного пласта будет приводить к снижению проницаемости и эффективной толщины пласта, а отложение сульфида железа и гипса в перфорационных каналах – к увеличению несовершенства по характеру вскрытия.

В период между подземными ремонтами в осложнённых скважинах наблюдается снижение дебитов жидкости и повышение динамических уровней. Это свидетельствует о том, что причиной снижения дебитов была закупорка приёмной части насосов осадками.

Визуальным осмотром подземного оборудования после его подъёма установлено, что в скважинах, где содержание песка более 30–50 г/м³, идёт интенсивное образование и накопление осадков сульфидо-песчаного вида в НКТ, на приёмной сетке и в самом насосе.

Борьба с отложениями солей при добыче нефти

Методы удаления комплексных осадков

В промысловой практике возникает необходимость в периодическом удалении отложений комплексных осадков из скважин, НКТ и оборудования даже при условии применения способов предупреждения.

Методы удаления отложений солей из скважин подразделяются на механические и химические. Сущность механических методов удаления отложения заключается в проведении очисток скважин путём разбуривания мощных солевых пробок или путём проработки колонны расширителями и скребками с последующим шаблонированием.

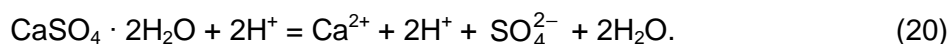
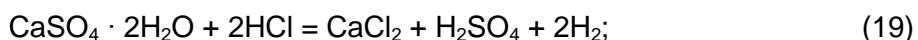
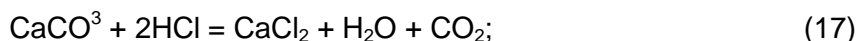
Положительный эффект достигается в том случае, если интервал перфорации не перекрыт солевыми осадками. Если фильтрационные каналы перекрыты отложениями солей, то необходимо производить повторную перфорацию колонны. Механические очистки являются дорогостоящими мероприятиями, поэтому в настоящее время наибольшее распространение получили химические методы удаления отложений.

Сущность химических методов удаления отложения солей заключается в проведении обработок скважин реагентами, эффективно растворяющими неорганические соли.

Для удаления комплексных осадков с сульфидами железа применяют раствор соляной кислоты концентрацией 15 %, при этом их взаимодействие описывается следующим уравнением:



Эта реакция необходима для того, чтобы перевести минеральную форму сульфида железа в растворённое состояние, так как минеральная форма FeS практически не связывается с ингибитором солеотложения. Кроме того, низко концентрированная соляная кислота растворяет карбонаты и сульфаты, присутствующие в осадках, с образованием хорошо растворимых соединений:



Образовавшийся в результате этих реакций хлористый кальций хорошо растворим в воде.

Применение соляной кислоты направлено на активное воздействие только на минеральную часть отложения, в то время как осадок содержит и углеводороды. Углеводородные соединения, обволакивая кристаллы гипса и заполняя пустоты между ними, мешают его взаимодействию с растворяющим реагентом. При этом значительно уменьшается площадь реагирования, а, следовательно, и эффективность процесса растворения отложений. В таких случаях практикуют удаление АСПО из осадков до химической обработки путём промывки скважины горячей нефтью или растворителями. При этом существенно усложняется технология обработок.

Как показывает практика удаления сульфида железа в добывающих скважинах, это мероприятие малоэффективно. Эффективность таких обработок в НГДУ «Арлан-нефть» составляет 60 %, которая определяется отношением дебита после обработки к дебиту скважины до начала отложения комплексных осадков при том же режиме работы насосной установки. Для повышения эффективности необходимо применить дополнительные методы интенсификации добычи нефти. Продолжительность эффекта и дополнительная добыча нефти от обработки лишь косвенно и частично характеризуют качество удаления отложений, так как проведением таких обработок не устраняются условия образования осадков. Эти показатели существенно зависят от насыщенности попутной воды сульфатами, карбонатами, СВБ, ионов железа, от термодинамических условий в скважине и других изменяющихся факторов.

О технологической эффективности химических обработок можно судить по увеличению коэффициента продуктивности скважины, если проведено удаление осадков из призабойной зоны пласта, или по увеличению коэффициента подачи СШНУ, если проведено удаление отложений из приёмной части насосного оборудования.

Технологии предотвращения образования сульфидсодержащих солей в скважинах с сульфидом железа без подъёма глубинно-насосного оборудования

В условиях разработки Арланского месторождения повышенное содержание ионов железа приводит к образованию твёрдой фазы в виде сульфида железа.

По мнению ряда исследователей, сульфид железа, исходя из свободной энергии образования фаз, образуется раньше, нежели неорганические соли других видов. Несмотря на малый размер образующихся частиц сульфида железа, их из объёма попутно добываемой воды выпадает очень большое количество, за счёт чего суммарная поверхность этих микрокристаллов резко возрастает. В свою очередь, увеличение поверхности твёрдой фазы ведёт к повышению расхода ингибиторов солеотложения, что делает в ряде случаев технологические операции по обработке скважин чрезвычайно дорогостоящими и трудоёмкими.

Представляет практический интерес изучение содержания сероводорода, СВБ, ионов железа в скважинах и ПЗП, поскольку образование сульфида железа связано с их наличием. Для этого на 9 скважинах проводилось свабирование, при котором отбиралось от 30 до 150 м³ пластовой жидкости из расчёта 0,65 м³ жидкости на 1 м мощности пласта. При этом из интервала перфорации скважины периодически отбирались глубинные пробы пластовой жидкости, которые соответствовали радиусу ПЗП, равному 0, 1, 3, 5 и 10 м. В пробах, помимо обычного шестикомпонентного анализа, определялось содержание растворённых железа (общего, двух- и трёхвалентного), сульфида железа, сероводорода. Одновременно проводилось определение заражённости СВБ. Определялось также наличие сульфида железа в твёрдой (минеральной) форме путём фильтрования пробы с последующим растворением осадка в соляной кислоте и определением количества выделившегося сероводорода.

Осреднённые результаты измерений представлены на рисунке 1, из которого следует, что сульфид железа в твёрдой фазе присутствует в больших количествах непосредственно в стволе скважины и в призабойной зоне пласта радиусом 1 м. Наибольшая концентрация ионов двух- и трёхвалентного железа наблюдается в скважине и в ПЗП на удалении до 5 м. Колонии СВБ и выделяющийся в результате их жизнедеятельности сероводород концентрируются в самой скважине и в призабойной зоне пласта радиусом 1–3 м.

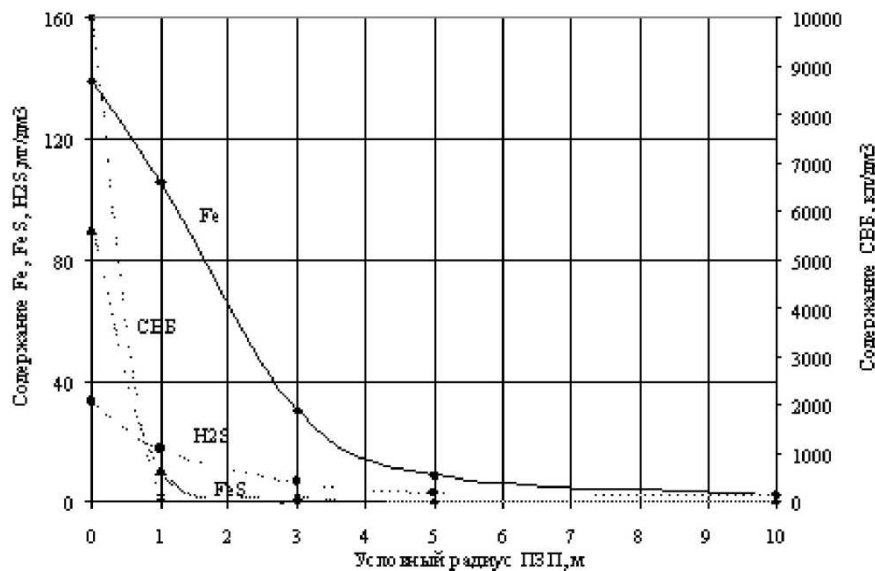


Рисунок 1 – Содержание H₂S, СВБ, FeS и ионов Fe в призабойной зоне скважины

Результаты исследований позволили определить последовательность воздействия на вредные факторы, виды и количество химреагентов для устранения осложнений. Лабораторными исследованиями и промышленными испытаниями было определено, что удаление сульфида железа наиболее эффективно осуществлять обработкой ПЗП скважины 5,0–7,5 %-ным раствором соляной кислоты. Для подавления СВБ лучшие результаты получены при применении бактерицида Сонцид-8101 в виде отдельного раствора. Поскольку для связывания ионов железа требуются повышенные расходы ингибиторов солеотложений, были проведены исследования по подбору химических

реагентов, повышающих адсорбцию их на поверхности твёрдой породы. Наилучшие результаты достигаются при использовании активизирующих добавок.

В качестве активизирующей добавки к ингибиторам солеотложения было предложено использование малеиновой кислоты. Такая добавка позволяет увеличить адсорбционную способность ингибиторов солеотложения на основе НТФ, смещает предельные значения насыщенности по CaSO_4 , CaCO_3 и FeS , а также частично нейтрализует сероводород. Таким образом, была получена высокоэффективная ингибирующая композиция для предотвращения образования сульфидсодержащих осадков. Подобными свойствами обладает и композиция, где в качестве активизирующей добавки используется аммиачная селитра. По результатам исследований и экспериментов была разработана технология обработок добывающих скважин по предупреждению сульфидсодержащих отложений, предусматривающая последовательное устранение вредных факторов в зонах их распространения в ПЗП. Необходимость обработки определяется на основе результатов прогнозирования солеотложений, либо при обнаружении осадков в процессе подземного ремонта. При наличии в скважине сульфидсодержащих осадков с большим количеством АСПО и механических примесей производится очистка скважины и призабойной зоны растворителями путём закачки в скважину в количестве 1 м^3 с последующей выдержкой 12–24 часа. После этого производится промывка скважины 1 %-ным раствором СНПХ-7941. Очистка стенок эксплуатационной колонны производится вначале механическим способом – скребком (ершом), закреплённым на нижней части НКТ с одновременной промывкой скважины с допуском труб до забоя. Количество промывочной жидкости должно быть не менее 1,5–2-х объёмов скважины, а скорость циркуляции – не менее $0,016 \text{ м}^3/\text{с}$. Затем для растворения накопившихся в стволе скважины и призабойной зоне пласта сульфидсодержащих осадков в скважину закачивается 5,0–7,5 %-ный раствор соляной кислоты.

Раствор кислоты выдерживается в интервале перфорации в течение 1 часа, после чего продавливается в пласт водой. Далее приготавливается расчётное количество 2–4 %-ного раствора ингибитора солеотложений. Затем приготавливается 3–5 м^3 раствора активизирующей добавки. При этом количество активизирующей добавки $G_{ад}$, в качестве которой используется малеиновая кислота или аммиачная селитра, рассчитывается по формуле:

$$G_{ад} = k \cdot Q_г, \quad (21)$$

где $G_{ад}$ – количество активизирующей добавки, кг; $Q_г$ – дебит скважины по воде, тонн/сут.; k – коэффициент расхода, равный для малеиновой кислоты 0,3, а для аммиачной селитры 0,6.

После этого растворы ингибитора и активизирующей добавки тщательно перемешиваются, затем полученная композиция закачивается в скважину с последующей продавкой в пласт водой из расчёта 5–6 м^3 на 1 м толщины пласта. На завершающем этапе производится закачка в скважину 1 %-ного раствора бактерицида Сонцид с последующей продавкой в пласт водой. Скважина выдерживается в течение 24–48 часов для адсорбции химических реагентов на поверхности горной породы, после чего производится её пуск в работу. Технологическая схема обработки приведена на рисунке 2.

В качестве примера рассмотрим использование вышеописанной технологии обработки скважины № 8177 Николо-Березовской площади, в которой при проведении очередного подземного ремонта было обнаружено в ГНО большое количество осадков сульфидо-песчаного типа. Скважину промыли с допуском труб до забоя, при этом на конце нижней трубы был установлен скребок. В дальнейшем обработку скважины проводили по технологической схеме, показанной на рисунке 2. После промывки в скважину закачали 5 %-ный раствор соляной кислоты в объёме $3,7 \text{ м}^3$ и довели его до интервала перфорации с последующей выдержкой в течение часа. Затем раствор кислоты продавили в пласт 6 м^3 воды. Далее были приготовлены 2 %-ный раствор ингибитора солеотложений Дифонат и 6 %-ный раствор малеиновой кислоты.

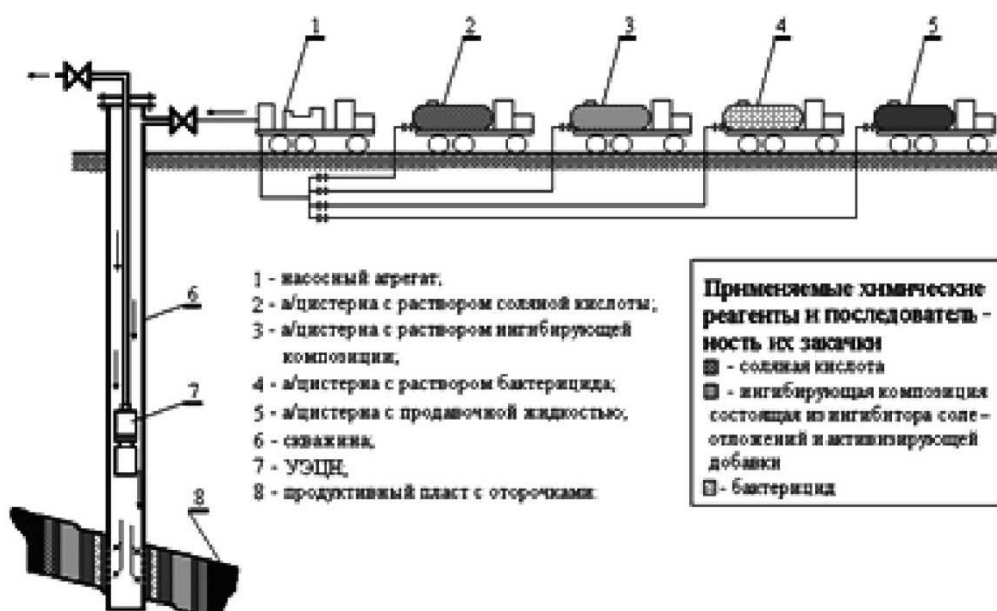


Рисунок 2 – Технологическая схема обработки скважины для предотвращения образования сульфидсодержащих осадков

При этом количество Дифоната, составлявшее по расчёту согласно ранее применяемой методике 420 кг, уменьшили до 360 кг, т.е. на 16,6 %. Приготовленные растворы тщательно перемешали, затем готовая композиция была закачана в скважину и продавлена в пласт 30 м³ воды. В завершение обработки в скважину был закачан 1 %-ный раствор бактерицида Сонцид, который продавлен в пласт 10 м³ воды. После 24-часовой выдержки для адсорбции реагентов на поверхности породы пласта скважину пустили в работу. Если ранее МРП работы скважины составлял 162 сут., то после обработки скважина отработала 714 сут. и продолжает работать. Из рисунка 3 видно, что ранее дебит скважины резко снижался, что объясняется отложением сульфидсодержащих осадков в скважине, это подтверждается и характером повышения динамического уровня. После проведённой обработки дебит скважины удалось практически восстановить. В течение 714 сут. дебит скважины стабилен, незначительно колеблется и динамический уровень. Эффект от обработки продолжается. Испытание и промышленное внедрение технологии обработки с применением указанной композиции в 2016–2017 годах проведено на 23 скважинах НГДУ «Арланнефть», в результате чего МРП их работы возрос в среднем в 1,7 раза, продолжительность эффекта составила 10–12 месяцев (табл. 8).

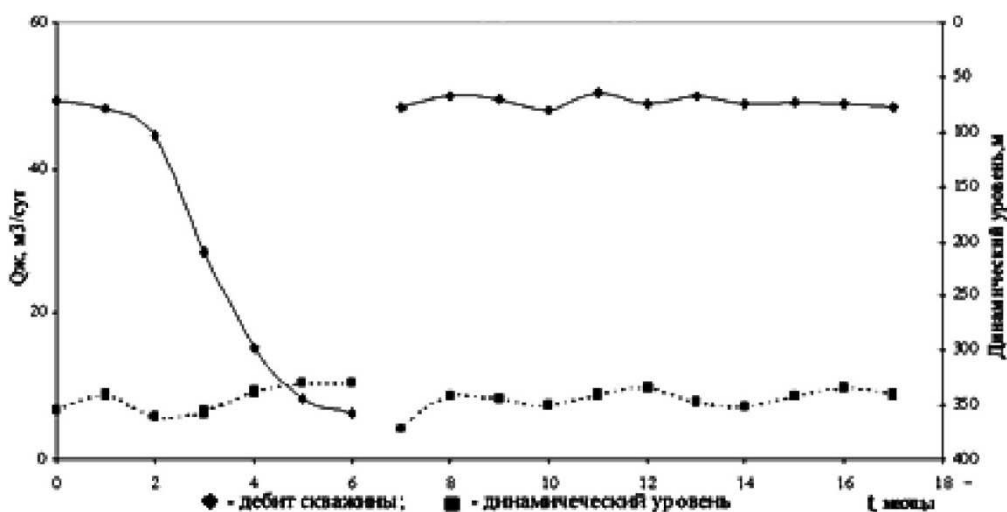


Рисунок 3 – Изменение дебита и динамического уровня скважины № 8177 до и после обработки по предупреждению отложений

Таблица 8 – Результаты опытно-промышленных обработок скважин по предупреждению образования сульфидсодержащих осадков

№№ скважины	До обработки			После обработки		
	Дебит по жидкости, м ³ /сут.	Дебит по нефти, м ³ /сут.	наработка, сут.	Дебит по жидкости, м ³ /сут.	Дебит по нефти, м ³ /сут.	наработка, сут.
1838в	70,0	0	67	90,0	0	571
6919	40,0	31,0	53	47,0	36,6	300
6158	2,4	1,3	69	4,7	2,5	322
6960	120,0	5,4	53	110,0	5,9	420
8533	265,0	8,7	233	246,5	6,5	355
8565	219,0	8,2	280	212,6	8,8	444
2381	177,0	6,9	17	185,2	8,5	348
833г	79,2	3,1	594	100,6	5,8	370
10167	3,6	9,3	56	4,1	12,3	180
7134	70	1,9	636	76,0	2,2	658
8018	12,0	0,7	610	14,0	0,9	978
8070	125,0	4,4	118	122,7	3,7	423
8177	72,0	8,3	162	75,0	8,2	714
8155	81,0	10,0	317	73,1	10,9	703
1924	92,0	4,9	119	97,3	6,1	191
8172	25,0	1,3	340	22,8	1,5	733
8176	190,0	7,0	335	193,0	8,8	834
8006	72,0	3,0	47	87,2	3,6	367
8009	84,0	3,0	120	98,0	5,7	225
7999	10,0	1,7	290	12,5	1,8	395
7998	291,0	10,8	540	306,0	12,3	781
7135	20,0	4,8	121	37,1	6,8	198
8138в	280,0	0	48	290,0	0	610

Практически по всем обработанным скважинам заметного снижения дебита, равно как и осложнений, связанных с повторным отложением сульфидсодержащих осадков, не наблюдается.

Удаление образовавшихся в ЭЦН отложений солей с сульфидом железа без подъёма глубинно-насосного оборудования

С началом процесса отложения сульфидсодержащих солей в ЭЦН происходит быстрое снижение его производительности. Со снижением подачи установка работает не более 3–5 месяцев, после чего срабатывает защита, либо насос преждевременно выходит из строя. При этом всегда существует опасность аварии, связанной с разрушением ЭЦН и полётом его на забой скважины. В итоге на скважине производится внеплановый ПРС или КРС, при котором ЭЦН заменяется на новый. Извлечённый ЭЦН отправляют на капитальный ремонт. В спущенном в скважину новом насосе спустя короткое время опять начинается осадкообразование, сопровождающееся снижением производительности и т.д. Всё это приводит к значительным материальным и финансовым затратам.

Для удаления уже имеющихся сульфидсодержащих отложений из рабочих органов ЭЦН без его подъёма из скважины, восстановления производительности установки, следовательно, и дебита скважины с наименьшими затратами, разработана и внедрена технология с применением растворяющей композиции, включающей соляную кислоту, ингибиторы коррозии и солеотложений, бактерицид. Обобщение промышленного опыта показывает, что наиболее целесообразно проводить обработки по удалению сульфидсодержащих отложений при снижении производительности установки на 30 % и более. При этом наиболее целесообразно уже при снижении дебита скважины на 10–15 % отобрать пробу попутно добываемой воды на шестикомпонентный анализ, содержание сероводорода и ионов железа и определить вид образующегося осадка. Кроме этого, необходимо провести гидродинамические исследования для проверки отсутствия снижения коэффициента продуктивности скважины. Если установлено, что снижение дебита скважины связано не с ухудшением продуктивности ПЗП скважины, а с образованием сульфидсодержащих осадков в ГНО, то необходимо проводить обработку по их удалению.

На рисунке 4 приведена технологическая схема удаления образовавшихся сульфидсодержащих осадков из ГНО скважины без его подъёма. Обработка производится путём закачки в остановленную скважину растворяющей композиции, состоящей из 0,05–0,1 м³ 5,0–7,5 %-ного раствора соляной кислоты и 0,01–0,02 м³ ингибитора коррозии Азимут-14, с доведением её в насос и последующей выдержкой в течение 4–6 часов для растворения сульфидсодержащих осадков.

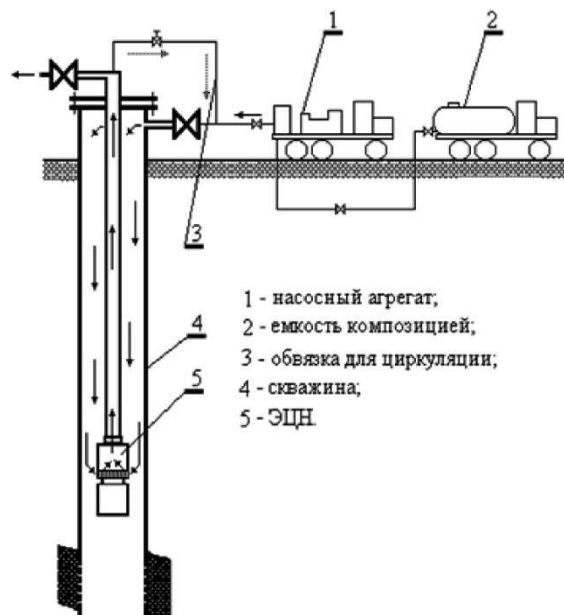


Рисунок 4 – Технологическая схема удаления сульфидсодержащих осадков из ЭЦН (без его подъёма из скважины)

Количество продавочной жидкости для доведения композиции в насос рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{прод.ж}} = V_K - (V_{\text{нкт}} + V_{\text{нас}}), \quad (22)$$

где $V_{\text{прод.ж}}$ – объём продавочной жидкости, м³; V_K – объём внутреннего пространства эксплуатационной колонны, м³; $V_{\text{нкт}}$ – объём, занимаемый НКТ, м³; $V_{\text{нас}}$ – объём, занимаемый насосом, м³.

Объём внутреннего пространства эксплуатационной колонны рассчитывается по формуле:

$$V_K = \frac{\pi \cdot D_K^2}{4} \cdot (H_{\text{подв}} - h_{\text{нас}}). \quad (23)$$

Объём, занимаемый НКТ, находится по формуле:

$$V_{\text{нкт}} = \frac{\pi \cdot D_{\text{нкт}}^2}{4} \cdot H_{\text{подв}}. \quad (24)$$

Объём, занимаемый насосом, рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{нас}} = \frac{\pi \cdot D_{\text{нас}}^2}{4} \cdot h_{\text{нас}}, \quad (25)$$

где D_K – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; $D_{\text{нкт}}$ – наружный диаметр НКТ, м; $D_{\text{нас}}$ – наружный диаметр насоса, м; $H_{\text{подв}}$ – длина НКТ, м; $h_{\text{нас}}$ – длина насоса, м.

Композиция может приготавливаться как непосредственно у скважины, так и на базе химреагентов и в готовом виде доставляться на скважину. Затем создаётся циркуляция жидкости работой ЭЦН «на себя» (1–2-х кратный объём скважины), после чего скважина переключается в систему нефтесбора. Далее в затрубное пространство скважины закачивается смесь из 0,2–0,4 м³ 20–25 %-ного раствора ингибитора солеотложений Дифонат, ингибитора коррозии Азимут-14 и бактерицида Сонцид по 0,01 м³ каждого. Состав композиции и концентрация растворов компонентов подобраны в лабораторных условиях таким образом, чтобы обеспечить максимально возможное удаление образовавшихся сульфидсодержащих осадков, подавить закреплённые на металле колонии СББ и предотвратить повторное образование сульфидсодержащих осадков в ГНО. Испытания в промысловых условиях показали, что применение композиции обеспечивает практически полное удаление сульфидсодержащих осадков из ЭЦН без какого-либо заметного коррозионного воздействия на него. Об эффективности обработки можно судить по степени восстановления производительности ЭЦН конкретных скважин.

По скважине № 6919 Арланского месторождения, где были проведены обработки по предложенной технологии, стабильно проработавшей с дебитом 47–49 м³/сут. в течение 4 месяцев, было отмечено снижение дебита в последующие 3 месяца эксплуатации до 32 м³/сут., сопровождающееся подъёмом динамического уровня с 700 до 520 м. Анализ проб попутно добываемой воды показал возможность образования сульфидсодержащих солей, гидродинамические же исследования показали, что снижения продуктивности ПЗП пласта не происходит. На основании проведённых исследований и опыта эксплуатации соседних скважин было сделано предположение, что снижение дебита скважины № 6919 вызвано образованием отложений в рабочих органах насоса. Скважина была обработана ингибирующей композицией согласно вышеуказанной технологии, показанной на рисунке 4. Первоначально на базе цеха КРС была приготовлена композиция из 7,5 %-ного раствора соляной кислоты в объёме 0,1 м³, 0,02 м³ ингибитора коррозии Азимут-14 и 0,2 м³ 20 %-ного раствора ингибитора солеотложения Дифонат, которую затем закачали в межтрубное пространство остановленной скважины.

Для доведения её в насос, в межтрубное пространство была закачана продавочная жидкость (сточная вода), объём которой, согласно расчёту, составлял 4,2 м³.

После выдержки композиции в течение 4 часов для растворения сульфидсодержащих отложений в пласте произвели обвязку трубного пространства с межтрубным и пустили скважину на циркуляцию на 12 часов, что обеспечивало лучшее растворение и разрушение отложений в ЭЦН. Затем скважину перевели на работу в систему нефтесбора на 24–48 часов для выноса растворившихся отложений из ЭЦН и закачали в межтрубное пространство композицию из 0,2 м³ 20 %-ного раствора ингибитора солеотложений Дифонат и 0,02 м³ ингибитора коррозии Азимут-14. Непосредственно после проведённой обработки дебит скважины увеличился до 47 м³/сут., практически достигнув первоначальной величины (до начала интенсивного солеотложения).

Результаты промысловых испытаний и внедрения этой технологии в 2017 году на 10 скважинах показали её высокую эффективность (табл. 9).

Как следует из таблицы, на всех скважинах проведённые обработки по удалению сульфидсодержащих отложений из ЭЦН были результативными. После проведения обработок, выполненных без подъёма ГНО, дебит скважин восстанавливался до 89–98 % от первоначального (до начала интенсивного отложения сульфидсодержащих солей), а продолжительность межочистного периода достигает 6 месяцев и более.

Предотвращение образования солей

Основным направлением борьбы с отложением комплексных осадков с сульфидом железа является применение методов предупреждения их отложения в скважинах и на глубинно-насосном оборудовании, так как легче предотвратить, чем удалить эти отложения. При этом правильный выбор метода можно сделать на основе всестороннего изучения причин, условий и зон образования отложений солей. Существующие методы предотвращения отложения солей можно разделить на две группы – *безреагентные* и *химические*.

К безреагентным методам предотвращения отложения солей относятся: использование защитных покрытий труб и рабочих органов насосов, мероприятия, основанные на изменении технологических факторов эксплуатации скважин (проведение специальных изоляционных работ, поддержание забойных давлений, использование хвостовиков, диспергенераторов и других конструктивных изменений в глубинно-насосных установках).

Так, например, независимо от компоновки насоса углепластиковыми рабочими колёсами отложения на таких колёсах не происходит. Это обстоятельство является перспективным при разработке новых конструкций ЭЦН. Имеется положительный опыт применения НКТ с покрытием внутренней поверхности стеклом, эмалями и лаками. Опытнотехнологические испытания УЭЦН с защитным покрытием позволяет увеличить межремонтный период скважины до 2 раз.

Важным технологическим методом предотвращения отложения солей является проведение изоляционных работ при выявлении негерметичности цементного кольца или неисправности обсадной колонны и попадания вод в продукцию скважины, вызывающих образование солей. Устранить их можно только путём ликвидации притока несовместимых верхних вод. Для этого производится капитальный ремонт скважин по восстановлению герметичности цементного кольца и обсадной колонны.

Основная доля нарушений колонн (95 %) на Акинеевском участке Арланского месторождения приходится на скважины, находящиеся 10 и более лет в эксплуатации и приуроченные к глубине от 1100 до 1400 м. Практически все порывы колонн произошли ниже подвески насоса. Одним из опробованных методов обнаружения коррозионных повреждений обсадной колонны является акустическое (ультразвуковое) сканирование внутренней поверхности колонны. Из-за коррозии металла вовлекается большое количество ионов двух- и трёхвалентного железа, которое при определённых условиях, соединяясь с сероводородом, образует осадки сульфида железа. Из безреагентных методов предотвращения коррозионных разрушений обсадной колонны и, как следствие из этого, отложения солей сульфида железа рекомендуют защиту обсадной колонны при её установке в призабойной зоне скважины в интервале перфорации спуском труб из коррозионно-стойких материалов или труб с защитным покрытием; в случае действующей колонны – спуск на НКТ хвостовика или трубы с протекторными материалами. Благодаря этому нижняя часть обсадной колонны оказывается защищённой от коррозии, вызываемой закачиваемыми в пласт сточными водами.

Таблица 9 – Результаты опытно-промышленных обработок скважин по удалению сульфидсодержащих отложений из ЭЦН без подъёма ГНО

№№ скважины	Дебит жидкости, м ³ /сут.			Восстановление производительности ЭЦН, %	Период сохранения дебита после обработки, сут.
	до начала солеотложений	перед обработкой	после обработки		
6919	49	32	47	95,9	183
7999	14	10	12,8	91,0	169*
2300	74	56,5	72,9	98,5	195
1540	54,8	29,8	51	93,1	175*
7134	53,3	29	51,4	96,4	188
8138в	330	236	294	89,1	162*
1924	98,6	67,1	97,3	98,7	204
7799	26,5	12,8	25,3	95,5	184
2417	52	31,3	51	98,1	191
1394	22,1	11,4	21	95,0	178*

* – скважины продолжают работать

К химическим методам относятся подготовка и использование для закачки в пласт высокоминерализованных вод, совместимых с пластовыми водами.

В комплекс работ по подготовке вод входит проверка закачиваемых вод на химическую совместимость с другими водами, с которыми они смешиваются в поверхностных или пластовых условиях.

В связи с внедрением закачки различных жидкостей для повышения нефтеотдачи пластов одновременно должны решаться вопросы предотвращения отложения солей в процессе разработки залежей. При прочих равных условиях следует использовать те методы, применение которых не приводит к образованию солей или существенно предотвращает интенсивность их образования.

Наиболее эффективным и технологичным в настоящее время является способ с применением химических реагентов-ингибиторов отложения солей и бактерицидов, подавляющих жизнедеятельность бактерий.

Наиболее эффективными и экономически целесообразными ингибиторами являются те, которые обнаруживают «пороговый эффект». Этот эффект возникает тогда, когда реагент покрывает микрокристаллические ядра образующегося осадка, замедляет их рост и удерживает в растворе во взвешенном состоянии при концентрации выше уровня осаждения. Так как адсорбционные слои ингибитора возникают и на поверхности защищаемого оборудования, эти микромолекулы имеют плохую адгезию к металлическим поверхностям и легко уносятся потоком жидкости. Некоторые ингибиторы мало препятствуют кристаллизации солей, но при этом видоизменяют форму кристаллов и препятствуют их дальнейшему росту.

К настоящему времени в НГДУ «Арланнефть» применяют ингибиторы солеотложения Дифонат и Инкредол, для подавления жизнедеятельности СББ – бактерицид Сонцид. Ниже приводится краткая характеристика применяемых реагентов.

Дифонат – тринатриевая соль нитрилотриметилфосфоновой кислоты (НТФ). Представляет собой жидкость белого цвета со слабым специфическим запахом. Плотность 1301 кг/м^3 при $20 \text{ }^\circ\text{C}$, хорошо растворяется в пресной и пластовой воде, в том числе и содержащей ионы кальция до 16000 мг/л . Водородный показатель равен $4,5\text{--}5,5$; температура застывания ниже минус $20 \text{ }^\circ\text{C}$. Применяется в скважинах и нефтепромысловом оборудовании для предотвращения отложения карбонатов и сульфатов кальция. Максимальная эффективность достигается при дозировке реагента в попутно добываемой воде от 20 до 50 мг/л и обусловлена степенью её пресыщенности солеобразующими ионами. Рекомендуется применять в виде $1\text{--}5 \%$ -ного водного раствора, приготовленного на пресной воде.

Реагент Инкредол представляет собой жидкость зеленовато-жёлтого цвета однородной консистенции, хорошо растворимую в воде и нерастворимую в органических растворителях. Композиция содержит нитрилотриметилфосфоновую кислоту с массовой долей $3\text{--}15 \%$, фосфористую кислоту с массовой долей $1\text{--}5 \%$, карбамид с массовой долей $15\text{--}18 \%$, этиленгликоль с массовой долей $7\text{--}9 \%$, аммиак с массовой долей $10\text{--}13 \%$, ингибитор кислотной коррозии с массовой долей $0,5\text{--}1 \%$, остальное – массовая доля воды. Плотность при $20 \text{ }^\circ\text{C}$ составляет не менее 1200 кг/м^3 , температура кристаллизации не выше минус $40 \text{ }^\circ\text{C}$, водородный показатель $1,0\text{--}2,0$. Применяется для предотвращения образования карбонатов и сульфатов кальция. Рекомендуемая дозировка реагента составляет $10\text{--}20 \text{ г/м}^3$. Негорюч, невзрывоопасен, хорошо совместим с пластовыми водами, содержащими до 36 г/л ионов кальция.

Бактерицид Сонцид-8101 – подвижная жидкость от жёлтого до тёмно-коричневого цвета. Плотность при $20 \text{ }^\circ\text{C}$ составляет 1000 кг/м^3 , температура застывания не выше минус $40 \text{ }^\circ\text{C}$, показатель активности ионов водорода водного раствора с концентрацией 10% массовых равен $8,7\text{--}9,5$. Содержание азота не менее $3,9 \%$, которое обеспечивает полное подавление роста музейной культуры сульфатвосстанавливающих бактерий. Необходимое количество бактерицида определяется исходя из дозировки 10 кг на 1 м^3 приготовленного раствора ингибитора солеотложения, но не менее 100 кг бактерицида на 1 обработку.

Эти реагенты хорошо зарекомендовали себя, поэтому их применяют в данное время в НГДУ «Арланнефть». Но ведётся разработка и поиск реагентов комплексного действия по борьбе с отложениями солей.

Ингибитор солеотложения может применяться по следующим способам:

- периодической подачи раствора ингибитора в скважину с последующей закачкой (задавливанием) его в призабойную зону пласта;
- непрерывной дозировки в систему с помощью дозирующих насосов или специальных устройств;
- периодической подачи раствора ингибитора в затрубное пространство скважин.

Внедрение и применение ингибиторов солеотложений, а также бактерицида в НГДУ «Арланнефть» позволяет ликвидировать «недоборы» нефти, резко уменьшить число капитальных ремонтов, увеличить межремонтный период работы скважин. На основе обобщения опыта внедрения ингибиторов солеобразования разрабатываются технологии дозирования ингибиторов солеобразования, а также совершенствуются технологии обработки скважин по предупреждению образования сульфидсодержащих осадков.

Предотвращение образования сульфида железа, комплексных осадков и коррозии в затрубном пространстве скважины

При разработке Арланского месторождения образование сульфидсодержащих отложений происходит и в затрубном пространстве скважин, т.е. на внутренней поверхности эксплуатационной колонны и наружной поверхности НКТ. Как известно, появление сульфида железа в затрубном пространстве обусловлено протекающим там коррозионным процессом в присутствии сероводорода, который, в свою очередь, является продуктом жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий. Образовавшийся сульфид железа приводит к дополнительному отложению солей в подземном оборудовании, в проточных каналах ЭЦН. Протекающая в затрубном пространстве коррозия приводит, в первую очередь, к потере герметичности эксплуатационной колонны – наиболее ответственной части скважины.

Анализ материалов расследования отказов эксплуатационной колонны по добывающим скважинам Арланского месторождения показывает, что одними из основных зон потери герметичности по причине коррозии являются участки колонны от интервала перфорации до приёма насоса и от уровня жидкости до устья скважины.

Ликвидация негерметичности эксплуатационных колонн требует больших материальных и трудовых затрат, сопряжена с длительными простоями скважин. Так, по НГДУ «Арланнефть» на устранение негерметичности эксплуатационной колонны одним из самых надёжных на сегодня способом – методом спуска «колонны-летучки», затрачивается около 400 тыс. руб.

Поэтому в НГДУ «Арланнефть» была внедрена система профилактических мероприятий по защите ГНО и эксплуатационной колонны от коррозии и солеотложений для обеспечения на этой основе увеличения МРП скважин и снижения эксплуатационных затрат.

Первые единичные обработки скважин для защиты ГНО и эксплуатационной колонны от коррозии проводились в НГДУ «Арланнефть» с 1985 года. Испытания различных способов и технологий защиты позволили выявить наиболее эффективные из них. Накопленный опыт показал, что наибольшую продолжительность защитного эффекта при наименьшем расходе химических реагентов имеют растворы (композиции) ингибиторов коррозии на нестабильном бензине, который ранее производился на Кармановском НПЗ (плотность 650 кг/м³). Применение таких растворов позволяло обеспечить продолжительность защитного эффекта до 1,5–2 месяцев. В связи с прекращением производства нестабильного бензина и отсутствием других доступных растворителей малой плотности обработки лёгкими растворами ингибиторов коррозии вынуждены были прекратить.

В последующем для защиты ГНО и выкидных линий скважин от коррозии в НГДУ «Арланнефть» была разработана и внедрена технология обработок скважин с использованием ингибиторов коррозии Нефтехим-3 и СНПХ-6014, которые дали хороший эффект по снижению числа отказов (негерметичностей) эксплуатационных колонн в интервале от динамического уровня до приёма насоса и выкидных линий скважин. Однако указанная технология, обладая высокой ингибирующей способностью, имела существенный недостаток – малую продолжительность защиты подземного оборудования. Это объясняется значительной разницей между плотностью нефти в межтруб-

ном пространстве скважины (750–850 кг/м³) и плотностью ингибитора коррозии (910–960 кг/м³). По этой причине ингибитор быстро «проваливается» сквозь слой нефти в межтрубном пространстве на приём насоса и за короткое время выносится из скважины. При этом ингибитор не успевает в полной мере диспергироваться в затрубной нефти, в особенности в скважинах с низким динамическим уровнем, в результате продолжительность требуемого защитного эффекта не превышает нескольких суток и до 80 % ингибитора расходуется неэффективно. Для лучшего диспергирования ингибитора в нефти производится циркуляция продукции скважины работой насоса «на себя». Это позволяет увеличить продолжительность защитного действия до 3–4 недель. Практика применения такой технологии, несмотря на её простоту для исполнения, показала, что она имеет больше затрат, чем применение лёгких растворов ингибиторов коррозии. Кроме того, не в полной мере обеспечивается защита подземного оборудования от сульфидсодержащих отложений и коррозии в интервале от устья до динамического уровня.

Для полного охвата защитой от коррозии и образования ССО подземного оборудования и в течение более продолжительного периода предложен новый способ. Сущность способа заключается в подаче в затрубное пространство скважины ингибирующей композиции в виде мелкодисперсной высокоустойчивой пены. Потребное количество ингибитора солеотложения и ингибитора коррозии для обработки одной скважины рассчитывается в зависимости от глубины подвески насоса и дебита скважин. При этом количество ингибитора солеотложения рассчитывается по формуле:

$$G_{уос} = \frac{A \cdot d \cdot Q_g \cdot t}{1000}, \quad (26)$$

где $G_{уос}$ – количество ингибитора солеотложения, кг; A – коэффициент неравномерности выноса реагента из призабойной зоны (изменяется от 1 до 2); d – оптимальная дозировка ингибитора, г/м³ (подбирается лабораторным путём); Q_g – производительность скважины по воде, м³/сут.; t – время защиты оборудования скважин от солеотложения, сут.

Расчёт требуемого количества ингибитора коррозии проводится по формуле:

$$G_{ук} = \frac{\omega \cdot Q_g \cdot \tau}{1000}, \quad (27)$$

где $G_{ук}$ – количество ингибитора коррозии, кг; ω – оптимальная дозировка ингибитора коррозии, г/м³; τ – время дозирования, сут.; Q_g – производительность скважины по воде, м³/сут.

Если в процентном отношении количество ингибитора меньше расчётного, то необходимый для композиции реагент берётся по расчётной формуле с последующей корректировкой компонентов для придания вспененной композиции устойчивости.

Для вспенивания композиции используются жидкие, неионогенные, малотоксичные (4–5-й группы) пенообразователи с рН 5,5–7,0 и температурой замерзания не менее минус 40 °С. Для придания стойкости вспененной ингибирующей композиции добавляется водный раствор КМЦ вязкостью 15–30 мПа·с. В качестве азрирующего газа применяется технический азот.

Приготовление ингибирующей композиции производится в следующей последовательности. Вначале приготавливается водный раствор КМЦ с выдержкой для набухания в течение 24 часов. Затем в этот раствор вводится расчётное количество ингибитора солеотложения и ингибитора коррозии, которые тщательно перемешиваются. Последним вводится пенообразователь.

Для закачки приготовленной композиции была разработана установка, принципиальная схема которой приведена на рисунке 5.

Установка состоит из баллона с техническим азотом 1, подогревателя азота 2, ёмкости 3, пеногенератора 4 и насоса 6.

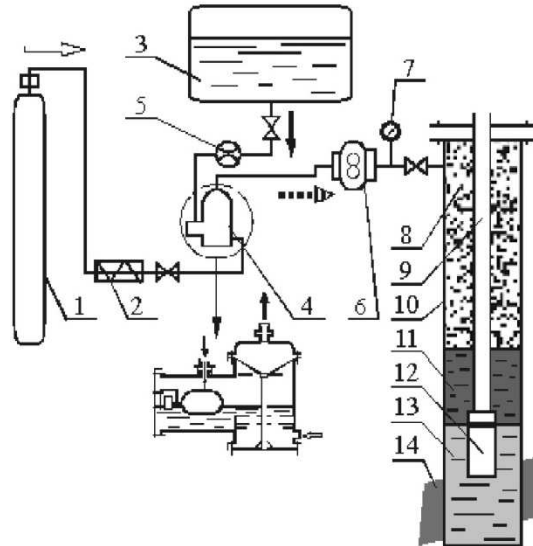


Рисунок 5 – Схема закачки вспененной ингибирующей композиции в скважину:

1 – баллон со сжатым азотом; 2 – устройство подогрева азота; 3 – ёмкость с ингибирующей композицией; 4 – пеногенератор; 5 – расходомер; 6 – насос; 7 – манометр; 8 – вспененная ингибирующая композиция; 9 – колонна НКТ; 10 – эксплуатационная колонна; 11 – нефть; 12 – ЭЦН; 13 – добываемая жидкость; 14 – продуктивный пласт

Обработка скважины производится в следующей последовательности. Предварительно стравливается газ до атмосферного давления из межтрубного пространства скважины. Установка подключается к задвижке затрубного пространства. Композиция заливается в ёмкость 3, откуда она поступает через расходомер 5 в пеногенератор 4. Далее включается устройство подогрева азота 2, подаётся азот 1 под давлением $1,5\text{--}2,0\text{ кг/см}^2$ в пеногенератор 4. Включением насоса 6 начинается процесс вспенивания ингибирующей композиции и её подача в межтрубное пространство скважины, при этом закачка композиции ведётся со скоростью $0,2\text{--}0,3\text{ м}^3/\text{час}$ и контролируется расходомером 5.

Закачка композиции прекращается при достижении давления в затрубном пространстве скважины 8 кг/см^2 по манометру 7 или израсходованию расчётного количества композиции в баке 3.

Необходимый размер пузырьков пены ($0,5\text{--}2,0\text{ мм}$) обеспечивается подбором калибровочной сетки пеногенератора. В процессе закачки пены через трёхходовой вентиль манометра за насосом можно отобрать пробу пены для определения её параметров.

Вспененная композиция способна длительное время сохранять свою структуру и обеспечивать защиту подземного оборудования. Пена контактирует с НКТ и колонной, при этом содержащийся в ней ингибитор коррозии образует на поверхности металла защитную плёнку, а ингибитор отложения солей, адсорбируясь на поверхности оборудования, предотвращает агрегацию зародышей микрокристаллов сульфида железа. Защита межтрубного пространства в интервале от уровня жидкости до приёма насоса, а также самого насоса и далее внутренней поверхности НКТ обеспечивается за счёт постепенного поступления жидкой фазы ингибирующей композиции вдоль вибрирующей от работающего насоса поверхности НКТ.

Образование жидкой фазы композиции осуществляется «сверху вниз» за счёт постепенного гашения пены со свободной поверхности под воздействием сил гравитации. При этом обеспечивается смачивание, т.е. защита поверхности межтрубного пространства и обогащение жидкой фазой нижних слоёв вспененной композиции. Таким образом, обеспечивается равномерное дозирование ингибиторов в течение расчётного времени.

В процессе закачки вспененной ингибирующей композиции может оказаться так, что пена из расчётного количества ингибиторов не вмещается в объёме затрубного пространства в интервале от устья до первоначального динамического уровня. В таких случаях допускается занять половину объёма между первоначальным динамическим уровнем и приёмом насоса, т.е. это не приводит к изменению давления на приёме насоса (смещение депрессионной воронки), соответственно дебит скважины остаётся прежним.

Обработка вспененной ингибирующей композицией была проведена на скважине № 1087 Арланского месторождения. Ввиду трудностей с количественным определением выносимого ингибитора коррозии, прослеживалось защитное действие ингибитора коррозии на выкидной линии скважины. Для этого к ней подключалась стандартная электрохимическая коррозионнометрическая ячейка, с помощью которой прослеживалось изменение скорости коррозии во времени. Измерение скорости коррозии с точностью до $0,001 \text{ г/м}^2\cdot\text{час}$ производилось стандартным коррозиметром Монитор-2, позволяющим вести запись измеренных значений с заданным интервалом времени. Дополнительно перед коррозионнометрической ячейкой устанавливалось специальное устройство (миниатюрный трубный делитель фаз), позволяющее отделить из добываемой жидкости водную фазу с высокой степенью очистки от нефтепродуктов, что повысило достоверность определения скорости коррозии и исключило возможность отказа ячейки из-за замазывания электрохимического датчика.

На первом этапе испытаний была определена величина скорости коррозии без защиты, которая составила $0,32 \text{ г/м}^2\cdot\text{час}$, и определена «допустимая» скорость коррозии (при величине защитного эффекта 75 %), которая составила $0,08 \text{ г/м}^2\cdot\text{час}$.

Затем скважина была обработана по ранее принятой технологии путём заливки в межтрубное пространство ингибитора коррозии Нефтехим-3 в объёме $0,4 \text{ м}^3$. Прослеживание динамики скорости коррозии показало, что величина защитного эффекта, достигающая непосредственно после обработки 94 %, в течение 28–30 сут. снижается до 75 %.

На третьем этапе испытаний скважина была обработана вспененной ингибирующей композицией согласно технологии, приведённой на рисунке 5.

Замеры скорости коррозии показали, что непосредственно после обработки величина защитного эффекта составляет 82 %, а максимальная величина защитного эффекта (96,8 %), в отличие от предыдущей обработки, достигается через 8–12 сут. и сохраняется на этом уровне до 18–21 сут. Снижение защитного эффекта происходит значительно медленнее, минимально допустимый уровень защиты (75 %) был достигнут только по истечении 88 сут.

Проведённые в 2017 году испытания способа на двух скважинах №№ 1087 и 2006 показали его высокую эффективность. Продолжительность защитного эффекта составила 88–94 сут., что в 2,5–3,0 раза больше, чем при обработках скважин ингибиторами в товарной форме, при этом расход химических реагентов на одну обработку снижается в 2 раза.

Регулируя свойства получаемой пены изменением состава исходной композиции, возможно получить и новые области применения способа, помимо защиты от коррозии. Например, применение ингибиторов коррозии, обладающих бактерицидными свойствами, которые препятствуют образованию и росту закреплённых колоний СВБ на колонне и ГНО. Этим исключается один из источников образования сульфида железа в пространстве между обсадной колонной и НКТ, в котором образовавшийся в результате жизнедеятельности бактерий сероводород вызывает сильную коррозию труб и постоянное осыпание её продуктов на забой скважины, откуда сульфиды попадают в пластовую жидкость, а с ней и в ГНО.

Повышение эффективности борьбы с отложениями неорганических солей при добыче нефти

Одним из способов повышения эффективности борьбы с солями, применяемым в НГДУ «Арланнефть», является применение ингибирующих композиций с улучшенной адсорбционно-десорбционной характеристикой. Чем больше адсорбция ингибирующего вещества и медленнее его десорбция с породы, тем продолжительнее и эффективнее предотвращение образования отложений солей.

Для улучшения адсорбционно-десорбционных свойств используемых ингибиторов отложения солей на основе фосфатов применяют с кислотными реагентами. Для обработок терригенных пластов в качестве кислотных реагентов используют соляную и кремнефтористоводородную кислоты (КФВК). При поступлении в поры малоцентрированного раствора КФВК происходит только хемосорбция молекул КФВК и молекул ингибитора отложения солей с образованием плёнки кремнезоля. Наличие соляной кислоты обеспечивает качественную очистку поверхности породы от плёночной нефти

и увеличение поверхности адсорбента. Благодаря этим факторам, на очищенной и увеличенной площади поверхности пор молекулы ингибитора солеотложения прочно удерживаются на породе в составе силикатной плёнки кремнезоля и очень медленно десорбируются.

В случае использования более концентрированных растворов КФВК происходит химическое взаимодействие её с силикатными породами с образованием зелей и гелей. В объёме этих гелей находятся и молекулы ингибитора солеотложения. Десорбция ингибитора будет протекать медленнее, поскольку силикатные системы с ингибитором устойчивее к вымыванию нежели обычные адсорбционные слои ингибитора на твёрдой поверхности. При этом период десорбции увеличивается, а это означает, что повышается и эффективность использования ингибитора. Образование геля в высокопроницаемых коллекторах способствует снижению притока воды в скважину.

В настоящее время по данной гелеобразующей технологии проводятся опытно-промышленные испытания по обработке скважин от комплексных осадков с сульфидом железа и по их результатам будут даны наиболее эффективные рекомендации по профилактическим обработкам.

Заключение

Борьба с отложениями солей на Арланском месторождении чрезвычайно актуальна, в настоящее время в скважинах идёт интенсивный процесс качественного изменения состава отложений. Начался процесс образования комплексных осадков, представленных сульфидом железа, гипсом, карбонатами и АСПО.

Основная причина образования сульфидсодержащих осадков на скважинах Арланского месторождения – это закачка в течение длительного периода времени пресных вод.

Процесс образования сульфида железа начинается в продуктивном пласте, что подтверждается большим количеством выносимого из пласта при свабировании ионов двух- и трёхвалентного железа и самого сульфида железа, и продолжается в призабойной зоне и в скважине.

Отложения осадков сложного состава происходят на стенках НКТ и эксплуатационной колонны, в приёмных и рабочих органах электроцентробежных и штанговых глубинных насосов, и приводят к снижению или полной потере производительности насосных установок.

Основным методом борьбы с отложениями солей при добыче нефти является предупреждение образования осадков. Для этого была разработана и внедрена технология с использованием композиции, в состав которой входит ингибитор солеотложения и активизирующая добавка, которая смещает предельные значения насыщенности по сульфату и карбонату кальция, а также по сульфиду железа, увеличивает связывающую способность ингибитора солеотложения и нейтрализует сероводород, содержащийся в попутно добываемой воде. Такая обработка скважин позволила снизить количество подземных ремонтов с 25 в 2016 году до 11 ремонтов в 2017 году на 23 скважинах, выделенных для проведения опытно-промышленных испытаний данной технологии. Экономическая эффективность от проведения мероприятия составила 1016,4 тыс. руб. или 44,2 тыс. руб. на одну скважину по сравнению с применением старой технологии.

Для удаления образовавшихся отложений и восстановления дебита скважин используется технология с применением растворённой композиции, включающей соляную кислоту, ингибиторы коррозии и солеотложения, бактерицид. Результаты промысловых испытаний показали, что производительность установки восстанавливается на 89–90 %, а продолжительность эффекта достигает 6 месяцев.

В результате жизнедеятельности СВБ идёт интенсивная коррозия эксплуатационной колонны скважины. В результате чего образуется большое количество ионов двух- и трёхвалентного железа, которые при определённых условиях, соединяясь с сероводородом, образуют осадки сульфида железа. По проведению мероприятий по увеличению долговечности и надёжности обсадной колонны рекомендуется:

- защита обсадной колонны при её установке в призабойную зону скважины в интервале перфорации спуском труб из коррозионно-стойких материалов или труб с защитными покрытиями;
- обработка скважинного оборудования и колонны ингибиторной пробкой с не-однократной её циркуляцией;

- обработка закачиваемой воды бактерицидами типа Сонцид;
- периодическая обработка с задавкой в пласт добывающей скважины композиций бактерицида и ингибитора солеотложения или бактерицида и ингибитора коррозии;
- проведение систематического обследования продукции скважины на содержание железа, в т.ч. и сульфида железа, для прогнозирования процесса коррозии в скважине и определения эффективности применения методов защиты.

Для защиты эксплуатационной колонны и НКТ выше динамического уровня от образования солеотложения и коррозии металла закачивают ингибирующую композицию в виде мелкодисперсной высокоустойчивой пены. При контакте пены с нефтью в затрубном пространстве происходит медленное её разрушение, при котором ингибиторы коррозии и солеотложения поступают в нефть и далее на приём насоса, НКТ и выкидную линию скважины, защищая их от коррозии и солеотложения. Продолжительность защитного эффекта составила 88–94 сут., что в 2,5–3,0 раза больше, чем при обработках скважины ингибиторами в товарной форме.

За счёт проведения технологий по удалению и предотвращению образования комплексных осадков уменьшается количество КРС. В 2017 году получен экономический эффект 345 тыс. руб. на 1 скважину.

Результаты проделанной работы рекомендуется использовать на месторождениях, где применяется пресная вода для поддержания пластового давления.

Литература:

1. Геологический отчёт по НГДУ «Арланнефть». – Нефтекамск, 2017.
2. Антипин Ю.В., Валева М.Д., Сыртланов А.Ш. Предотвращение осложнений при добыче обводнённой нефти – Уфа : Башкирское книжное издательство, 1987. – 68 с.
3. Баймухаметов К.С., Гайнуллин К.Х., Сыртланов А.Ш., Тимашев Э.М. Геологическое строение и разработка Арланского нефтяного месторождения. – Уфа : РИЦ АНК «Башнефть», 1997. – 368 с.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 539 с.
6. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1. – 348 с.
7. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 2. – 348 с.
8. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
10. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
11. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
12. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
13. Кащавцев В.Е., Мищенко И.Т. Солеобразование при добыче нефти. – М. : Издательство Недра, 2004. – 402 с.
14. Кошелев А.Т., Усов С.В., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Реконструкция и восстановление скважин : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – 284 с.
15. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
16. Анализ методов предотвращения и борьбы с отложениями солей при добыче нефти, применяемых в НГДУ «Арланнефть». – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625a2bc79b4d53a89521216d37_0.html

17. Антипин Ю.В., Габдуллин Р.Ф., Исланова Г.Ш. Повышение эффективности методов борьбы с отложениями неорганических солей при добыче нефти // Нефтепромысловое дело. – 1999. – № 10. – С. 42–44.

18. Антипин Ю.В., Исланова Г.Ш. Использование гелеобразующей технологии для предотвращения образования отложений солей в скважинах // Сборник научных трудов УГНТУ «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений». – Уфа : Издательство УГНТУ, 1999. – С. 67–78.

19. Антониади Д.Г., Савенок О.В. Проблема солеотложения – общие принципы и особенности конкретных решений // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар : КубГАУ, 2013. – № 03 (87). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2013/03/pdf/41.pdf>

20. Габдуллин Р.Ф. Характер и состав отложений неорганических солей в установках ЭЦН // Сборник научных трудов «Актуальные проблемы разработки и эксплуатации Арланского нефтяного месторождения». – Уфа : БашНИПинефть, 2000. – Вып. 102. – С. 102–119.

21. Гарифуллин Ф.С., Габдуллин Р.Ф. Изучение условий образования и зон отложения комплексных осадков в добывающих скважинах // Сборник научных трудов УГНТУ «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений». – Уфа : Издательство УГНТУ, 1999. – С. 33–38.

22. Гарифуллин Ф.С. Прогнозирование образования комплексных осадков с сульфидом железа в добывающих скважинах // Сборник научных трудов УГНТУ «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений». – Уфа : Издательство УГНТУ, 1999. – С. 52–59.

23. Савенок О.В. Использование колтюбинговых технологий для удаления гидратных пробок и растепления скважин // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 261–264. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-261-264.pdf>

24. Салов С.А., Очередыко Т.Б. Обоснование технологий борьбы с солеотложениями в скважинах Мамонтовского нефтяного месторождения // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 4. – С. 51–73.

25. Шарыпова Д.Д., Савенок О.В. Проблема солеотложения – общие принципы и особенности конкретных решений // Сборник тезисов 67-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2013». 9–12 апреля 2013 г. Секция 2 Разработка нефтяных и газовых месторождений, бурение скважин. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013. – С. 129.

26. Шарыпова Д.Д., Савенок О.В. Основные методы и решения проблемы солеотложения // Материалы 8-й научно-технической конференции молодых специалистов филиала «Краснодар бурение» «Новые технологии в бурении скважин» (18–19 апреля 2013 года, г. Краснодар, пос. Яблоновский).

27. Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6–11. – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

28. Патент 2174590. Способ защиты от коррозии и солеотложения внутрискважинного оборудования / Ю.В. Антипин, Р.Ф. Габдуллин, Н.Р. Яркеева, М.И. Саматов, С.В. Дорофеев, И.Ф. Алетдинов. – Подача заявки: 04.12.2000. Публикация патента: 10.10.2001. Патентообладатель: ОАО «АНК «Башнефть».

29. Патент 2165008. Способ предотвращения отложения минеральных солей и сульфида железа / Р.Ф. Габдуллин, И.Р. Рагулина, Ю.В. Антипин, М.Д. Валеев. – Подача заявки: 24.03.2000. Публикация патента: 10.04.2001. Патентообладатель: ОАО «АНК «Башнефть».

References:

1. Geological report on NGDU Arlanneft. – Neftekamsk, 2017.
2. Antipin Yu.V., Valeev M.D., Syrtlanov A.Sh. Prevention of complications at extraction of the flooded oil – Ufa : Bashkir book publishing house, 1987. – 68 p.
3. Baymukhametov K.S., Gaynullin K.H., Syrtlanov A.Sh., Timashev E.M. Geological structure and development of the Arlansky oil field. – Ufa : RITs ANC «Bashneft», 1997. – 368 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
6. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovye deposits and hydrate formations: prevention and removal in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2011. – Т. 1. – 348 p.

7. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyie deposits and hydrate formations: prevention and removal in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2011. – Т. 2. – 348 p.
8. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
12. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennyya naftovy i gazovy sverдлов. Science i practice : monograph. – Lviv : Spol, 2018. – 476 p.
13. Kashchavtsev V.E., Mishchenko I.T. Salt formation at oil production. – M. : Publishing house Subsoil, 2004. – 402 p.
14. Koshelev A.T., Usov S.V., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. Reconstruction and restoration of wells : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2015. – 284 p.
15. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013. – 336 p.
16. The analysis of methods of prevention and fight against deposits of the salts at oil production applied in NGDU Arlanneft. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625a2bc79b4d53a89521216d37_0.html
17. Antipin Yu.V., Gabdullin R.F., Islanova G.Sh. Increase in efficiency of methods of fight against deposits of inorganic salts at oil production // Oil-field business. – 1999. – No. 10. – P. 42–44.
18. Antipin Yu.V., Islanova G.Sh. Use gel-forming technologies for prevention of formation of deposits of salts in wells // the Collection of scientific works of UGNTU «Development and operation of oil fields». – Ufa : UGNTU publishing house, 1999. – P. 67–78.
19. Antoniadi D.G., Savenok O.V. A salt sedimentation problem – the general principles and features of concrete decisions // the Polythematic network online scientific magazine of the Kuban state agricultural university (The scientific magazine of KubGAU). – Krasnodar : КубГАУ, 2013. – No. 03 (87). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2013/03/pdf/41.pdf>
20. Gabdullin R.F. Character and structure of deposits of inorganic salts in the ETsN installations // the Collection of scientific works «Current problems of development and operation of the Arlansky oil field». – Ufa : Bashnipineft, 2000. – Issue 102. – P. 102–119.
21. Garifullin F.S., Gabdullin R.F. Studying of conditions of education and zones of adjournment of complex rainfall in production wells // the Collection of scientific works of UGNTU «Development and operation of oil fields». – Ufa : UGNTU publishing house, 1999. – P. 33–38.
22. Garifullin F.S. Forecasting of formation of complex rainfall with iron sulfide in production wells // the Collection of scientific works of UGNTU «Development and operation of oil fields». – Ufa : UGNTU publishing house, 1999. – P. 52–59.
23. Savenok O.V. Ispolzovaniye of kolyubingovy technologies for removal of hydrate traffic jams and thawing of wells // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – Т. 2: Development of oil and gas fields. – P. 261–264. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-261-264.pdf>
24. Salov S.A., Ocheredko T.B. Justification of technologies of fight against salt sedimentations in wells of the Mamontovsky oil field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 4. – P. 51–73.
25. Sharypova D.D., Savenok O.V. A salt sedimentation problem – the general principles and features of concrete decisions // the Collection of theses of the 67th International youth scientific conference «Oil and Gas – 2013». April 9–12, 2013. Section 2 Development of Oil and Gas Fields, well-drilling. – M. : RGU of oil and gas of I.M. Gubkin, 2013. – P. 129.
26. Sharypova D.D., Savenok O.V. Main methods and solutions of the problem of salt sedimentation // Materials of the 8th scientific and technical conference of young specialists of Krasnodar Drilling branch «New technologies in well-drilling» (on April 18–19, 2013, Krasnodar, settlement of Yablonovsky).
27. Savenok O.V., Kusov G.V., Likhacheva O.N., Al Maari Majd. To the question about geological and environmental problems of exploration and operational drilling for oil and gas // International Educational Applied Scientific Research Journal (IEASRJ) Volume 2, Issue 11, Nov 2017, p. 6–11. – URL : <http://ieasrj.com/journal/index.php/ieasrj/article/view/74/65>

28. Patent 2174590. Way of protection against corrosion and salt sedimentation of the intra borehole equipment / Yu.V. Antipin, R.F. Gabdullin, N.R. Yarkeeva, M.I. Samatov, S.V. Dorofeyev, I.F. Aletdinov. – Application: 12/4/2000. Publication of the patent: 10/10/2001. Patent holder: JSC ANC Bashneft.

29. Patent 2165008. Way of prevention of adjournment of mineral salts and sulfide of iron / R.F. Gabdullin, I.R. Ragulina, Yu.V. Antipin, M.D. Valeev. – Application: 3/24/2000. Publication of the patent: 4/10/2001. Patent holder: JSC ANC Bashneft.