

УДК 622.276.054.23

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ
УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ
НА НОВО-ПОКУРСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF THE APPLICATION
OF ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMPS AT NOVO-POKURSKOYE OIL FIELD**

Ахриев Казбек Ризванович

студент-магистрант,
институт Нефти, газа и энергетики
Кубанский государственный
технологический университет
ahrievkazbek1994@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук, доцент,
профессор кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Яковлев Алексей Леонидович

Директор департамента проектирования,
ООО «КНГК-Групп»
yakovlev@i-npz.ru

Аннотация. Целью статьи является анализ эксплуатации нефтяных скважин установками электроцентробежных насосов. В работе уделено внимание изучению вредного влияния различных факторов на работу электроцентробежных насосов, а также приведены рекомендации по их устранению. В результате работы проведён сбор, обобщение и переработка информации по эксплуатационному фонду скважин. Проведён анализ эффективности работы установок электроцентробежных насосов по основным технологическим показателям (таким как коэффициент использования и эксплуатации) и приведены рекомендации для повышения надёжности работы насосного оборудования.

Ключевые слова: анализ применения установок электроцентробежных насосов; анализ режимов эксплуатации добывающих скважин; анализ бездействующего фонда добывающих скважин; мероприятия по улучшению работы насосного оборудования; ликвидация осложнений, обусловленных механическими примесями; ликвидация осложнений, связанных с солеотложением; мероприятия по снижению коррозии нефтепромыслового оборудования.

Ahriev Kazbek Rizvanovich

Undergraduate student,
Institute of Oil, Gas and Energy
Kuban state technological university
ahrievkazbek1994@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of technical sciences,
Associate professor, professor of oil
and gas engineering department
by name of the professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Yakovlev Alexej Leonidovich

Head of the Design Department,
LLC «KNGK-Group»
yakovlev@i-npz.ru

Annotation. The purpose of the article is to analyze the operation of oil wells using electric centrifugal pumps. Attention is paid to the study of the harmful influence of various factors on the operation of electric centrifugal pumps, as well as recommendations for their elimination. As a result of the work, a collection, generalization and processing of information on the operating well stock was conducted. The efficiency analysis of the electric centrifugal pumps is analyzed in terms of the main technological indicators (such as utilization and operation coefficient) and recommendations are given to improve the reliability of the pump equipment.

Keywords: analysis of application of installations of electric centrifugal pumps; analysis of operating modes of production wells; analysis of inactive production wells; measures to improve the operation of pumping equipment; elimination of complications caused by mechanical impurities; elimination of complications related to scaling; measures to reduce corrosion of oilfield equipment.

В административном отношении Ново-Покурское месторождение расположено в Тюменской области Ханты-Мансийского национального округа на территории Сургутского и Нижневартовского районов.

Географически месторождение приурочено к Западно-Сибирской равнине и расположено на левом берегу широтного участка реки Обь примерно в 100 км к юго-западу от города Мегиона и 80 км к юго-востоку от города Сургута. Обзорная карта месторождений нефти и газа ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» представлена на рисунке 1.

Таблица 2 – Структура эксплуатационного фонда скважин на период 2012-2016 гг.

Характеристика фонда	2012	2013	2014	2015	2016
Фонд добывающих скважин					
Всего	224 (34*)	231 (31*)	238 (24*)	243 (21*)	294 (17*)
в т.ч.: действующие	200 (27*)	213 (26*)	218 (18*)	226 (16*)	263 (11*)
из них: фонтанные	2	0	–	–	–
ЭЦН	145 (20*)	182 (20*)	191 (14*)	201 (13*)	242 (5*)
ШГН	53 (7*)	31(6*)	27 (4*)	25 (3*)	21
бездействующие	24 (7*)	18(5*)	20 (6*)	17 (5*)	31(6*)
в освоении	2	3	3	2	0
Фонд нагнетательных скважин					
Всего	78	84	89	96	105
в т.ч.: действующие	73	78	86	91	96
бездействующие	3	12	14	6	9
в освоении	1	1	1	1	0
в консервации	3	–	–	4	7
Фонд контрольных и пьезометрических скважин	10	6	8	8	9
Фонд ликвидированных скважин	6	2	2	4	4
Всего пробурено	318(44*)	323(31*)	337 (24*)	351 (21*)	399 (17*)

* в том числе совместные скважины на объекты ЮВ₁¹ + ЮВ₁²

Коэффициенты использования и эксплуатации добывающих скважин равны соответственно 0,91 и 0,89.

Действующий фонд нагнетательных скважин на 01.01.2017 г. составляет 96 единиц (по проекту – 111). Коэффициенты использования и эксплуатации добывающих скважин равны соответственно 0,80 и 0,92.

Все ликвидированные и находящиеся в консервации скважины выведены из эксплуатационного фонда по геологическим причинам (отсутствие коллекторов или нефтеносного коллектора).

Действующий фонд скважин, оборудованных УЭЦН, доля которого составляет 82 % от эксплуатационного механизированного фонда, представлен на рисунке 1.

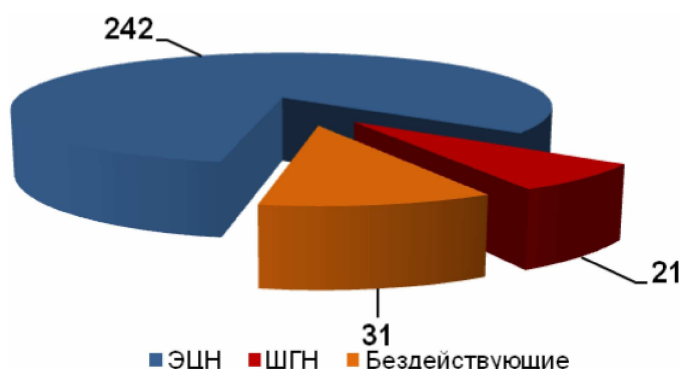


Рисунок 1 – Структура добывающего фонда скважин на 01.01.2017 г.

В целом следует отметить, что структура эксплуатационного фонда скважин на месторождении достаточно благоприятна – доля бездействующего фонда незначительна (10,5 %). Однако допущены отдельные нарушения в области использования проектного фонда скважин. Прежде всего, это касается совместной эксплуатации объектов разработки ЮВ₁¹ и ЮВ₁², не предусмотренной проектным документом.

Основной причиной использования фонда скважин для совместной добычи нефти с объектов ЮВ₁¹ и ЮВ₁² явилось отсутствие достаточно обоснованной геологической модели пласта ЮВ₁¹. Принятое ГКЗ СССР геологическое строение пластов, контура нефтеносности и структура запасов нефти предполагали возможность совмещения добычи нефти в нефтяных зонах. Начиная с 1994 года, недропользователем были выполнены работы по приобщению продуктивных интервалов пласта ЮВ₁¹ с целью ввода в разработку его запасов нефти. Однако без достоверного сейсмогеологического и петрофизического обоснования проведение исследований на приток нефти пласта ЮВ₁¹ велось фактически методом «проб и ошибок».

Всего было приобщено и исследовано около 80 интервалов перфорации в 69 скважинах. Подавляющая часть исследований показала водоносный характер исследуемого пласта, что потребовало обоснования новой геологической модели. Часть работ по приобщению пласта ЮВ₁¹ позволила выявить и определить контуры нефтеносности его залежей нефти. В таких скважинах даже при значительной обводнённости осуществлялась совместная эксплуатация объектов разработки.

Для разобщения нефтеносного пласта ЮВ₁² и преимущественно водоносного ЮВ₁¹ выполнялись ремонтно-изоляционные работы (58 скважино-операций), успешность которых оказалась недостаточно высока.

Перечисленные факты, несомненно, оказали влияние на характеристику вытеснения и извлечения нефти для совместных скважин. Ожидаемые потери в нефтедобыче объекта ЮВ₁² связаны, прежде всего, с различиями в геологическом строении совместно разрабатываемых пластов: различия в фильтрационных свойствах (средняя проницаемость коллекторов пласта ЮВ₁¹ – 19,1 мДарси, пласта ЮВ₁² – 9,6 мДарси) и характере насыщенности (все залежи нефти пласта ЮВ₁¹, кроме Восточной – водоплавающие, недонасыщенные, залежь объекта ЮВ₁² – преимущественно нефтяная). Основным негативным фактором можно считать замедление выработки запасов нефти объекта ЮВ₁² за счёт добычи дополнительных объёмов воды при совместной эксплуатации пластов.

Максимальные потери в нефтедобыче с объекта ЮВ₁² были допущены в 2005 году, когда в совместной эксплуатации пластов находилось 67 скважин, причём средняя обводнённость по группе этих скважин составляла 68 %. В дальнейшем, благодаря совершенствованию технологии ремонтно-изоляционных работ, количество совместно эксплуатирующихся пласты скважин сократилось до 17 ед. (2016 год).

Анализ режимов эксплуатации добывающих скважин

Показатели эксплуатации действующего добывающего фонда с распределением по способам добычи нефти представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Показатели эксплуатации добывающих скважин с распределением по способам добычи нефти по состоянию на 01.01.2017 г.

Способ эксплуатации	Количество скважин	Добыча, тыс. тонн		Дебит, тонн/сут.		Обводнённость, %
		нефти	жидкости	нефти	жидкости	
ШГН	21	39,8	110,5	5,2	11,1	64,9
ЭЦН	242	849,7	2178,7	12,2	36,3	65,6
Итого	263	889,5	2289,2	11,8	33,8	65,4

Согласно данным представленной таблицы, по состоянию на 01.01.2017 г. все скважины на Ново-Покурском месторождении эксплуатируются механизированным способом: 8,0 % скважин оборудованы ШГН и 92,0 % электроцентробежными насосами.

Годовая добыча нефти из скважин, оборудованных ШГН, составила 39,8 тыс. тонн (4,5 %), оборудованных ЭЦН – 849,7 тыс. тонн (95,5 %).

Эксплуатация добывающих скважин осуществляется при забойных давлениях от 10,5 до 21,5 МПа. Среднее забойное давление составляет 14,5 МПа, что превышает давление насыщения на 3,9 МПа. Среднее забойное давления при эксплуатации скважин ШГН и ЭЦН составляет 14,8 и 12,2 МПа соответственно (таблица 4).

Таблица 4 – Характеристика забойных давлений и динамических уровней действующего фонда скважин по способам эксплуатации на 01.01.2017 г.

Пласт	Способ эксплуатации	Число скважин	Забойное давление, МПа			Количество скважин, где забойные давления выше проектного, скв.	Фактические динамические уровни, м (от устья)	
			проектные	фактические			от – до	средние
				от – до	средние			
ЮВ ₁ ²	ЭЦН	223	17	10,6–15,2	12,8	0	1296–1939	1541
	ШГН	16	17	11,0–21,7	14,9	17	325–1563	1059
ЮВ ₁ ¹	ЭЦН	19	17	10,4–13,0	11,4	0	1016–1595	1393
	ШГН	5	17	11,2–16,3	12,6	0	347–1519	1235

Средние динамические уровни по скважинам с ЭЦН ниже (считая от устья) на 150–500 м, что обусловлено большей производительностью ЭЦН.

В отдельных скважинах динамические уровни жидкости приближены к устью, что позволяет рассмотреть вопрос оптимизации или смены на них оборудования.

Из 16 скважины пласта ЮВ₁², оборудованных ШГН, 82 % работают с забойными давлениями меньше 17 МПа, в 23 % рассмотренных скважин забойные давления близки к проекту (16-18 МПа). Около 10 % скважин эксплуатируются с забойным давлением выше 18 МПа. Скважин, работающих с забойными давлениями ниже давления насыщения (10,6 МПа), нет.

По пласту ЮВ₁¹ забойные давления в скважинах не превышают проектного значения (17 МПа).

Средние параметры действующих скважин по интервалам забойных давлений приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Распределение основных параметров скважин по интервалам забойных давлений (объект ЮВ₁²)

Интервалы забойных давлений, МПа	Среднее пластовое давление для интервала, МПа	Средняя депрессия для интервала, МПа	Средняя продуктивность, тонн/сут. · МПа	Средняя толщина, м	Средняя удельная продуктивность, тонн/сут./МПа · м
11–12	26,8	15,2	0,43	5,9	0,07
12–13	26,8	14,4	0,53	7,9	0,07
13–14	26,5	12,9	0,68	8,3	0,08
14–15	27,1	12,7	0,62	7,6	0,08
15–16	26,9	11,5	0,76	7,6	0,10
16–17	26,7	10,3	0,99	7,7	0,13
17–18	27,1	9,8	1,02	7,3	0,14
18–19	27,8	9,2	0,92	7,2	0,13
19–20	26,2	6,8	0,44	6,3	0,07
20–21	26,6	6,0	1,43	5,8	0,29
21–22	27,3	5,7	1,04	7,0	0,15

Анализируя данные по режимам эксплуатации скважин объекта ЮВ²₁, оборудованных ШГН, следует отметить, что существующие зависимости между продуктивностью скважин, забойным давлением и дебитом выявляются достаточно чётко. Этот факт свидетельствует о корректности установленных режимов эксплуатации скважин. Так, проектный дебит жидкости (7,3 тонн/сут.) достигается в скважинах, эксплуатируемых в интервале забойных давлений от 13 до 19 МПа (рисунок 2). В группе скважин с депрессией меньше проектной средний дебит составляет 4,3 тонн/сут., что ниже проектного на 42 %.

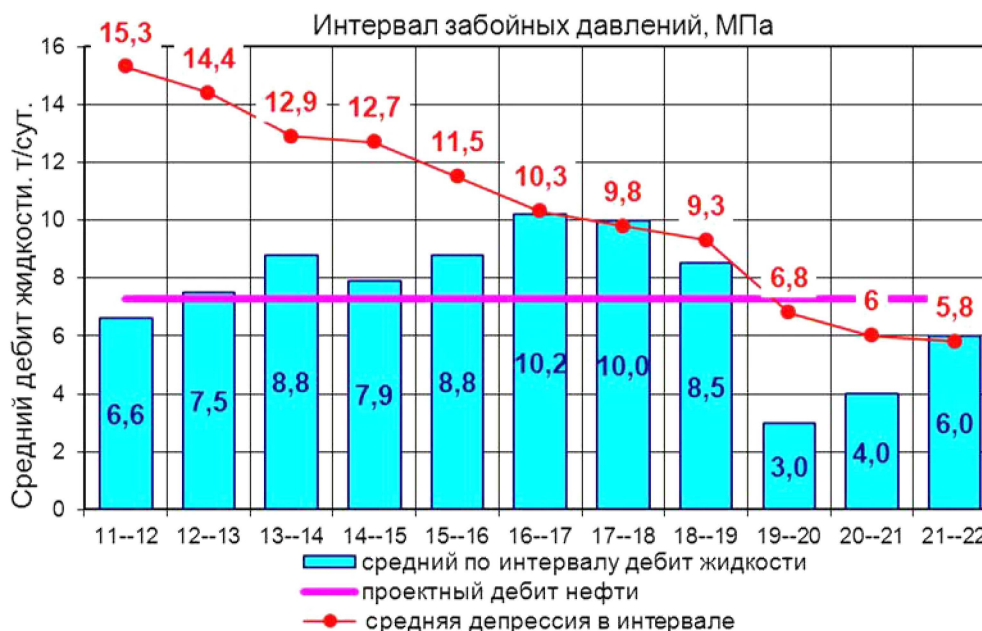


Рисунок 2 – Зависимость среднего дебита жидкости от забойного давления действующих скважин объекта ЮВ²

В результате проведённого анализа режимов эксплуатации скважин можно сделать вывод, что:

- проектные решения в области технологии режимов работы добывающих скважин выполняются. Основная часть скважин (64 %) эксплуатируется в наиболее оптимальных условиях с точки зрения энергетики пласта;
- часть скважин (5 ед.) эксплуатируется в интервале забойных давлений 19–22 МПа, что не обеспечивает получения ими проектного дебита жидкости. Средняя проницаемость коллектора по группе скважин составляет 17,2 мДарси, что выше средней величины для пласта ЮВ²₁ (9,7 мДарси). Для этих скважин следует рассмотреть условия оптимизации либо смены оборудования на более производительное;
- 23 добывающих скважины эксплуатируются в интервалах забойных давлений 11–13 МПа, при этом создаваемая депрессия на пласт достигает 15 МПа при дебите жидкости ниже максимального, что свидетельствует о низких фильтрационно-емкостных свойствах коллекторов или о плохом качестве призабойной зоны пласта. Подтверждением последнему служит тот факт, что в этой группе скважин гидроразрывом пласта охвачено всего 35 % (75 скважино-операций) фонда.

Выбор способа эксплуатации обусловлен, в основном, низкими коллекторскими свойствами пластов. Тем не менее, отсутствие существенных различий между ФЭС скважин, оборудованных ШГН и ЭЦН, свидетельствует о различиях в качестве вскрытия и текущего состояния призабойной зоны пластов. Для скважин, оборудованных различными типами насосов, средние коллекторские свойства составили:

- коэффициент пористости – 16,1 (15,6) %;
- эффективная нефтенасыщенная толщина – 7,0 (7,4) м;
- коэффициент насыщения – 59,6 (57,9) %;
- коэффициент проницаемости – 9,2 (7,4) мДарси
(в скобках указаны параметры скважин с ЭЦН).

Эксплуатационные показатели добывающих скважин, оборудованных УЭЦН

На месторождении применяются УЭЦН отечественного и импортного производства производительностью от 25 до 200 м³/сут. и напором 850–2100 м (рисунок 3). Преобладают ЭЦН низкой и средней производительности ЭЦН-25 – 28,9 %, ЭЦН-30 – 8,0 %, ЭЦН-45 – 12,9 %, ЭЦН-60 – 9,5 %, ЭЦН-80 – 13,7 %, ЭЦН-125 – 10,6%. На месторождении 74 скважины (28,1 %) оборудованы импортными насосами типа DN (0,1 %) и TDK (28,0 %).

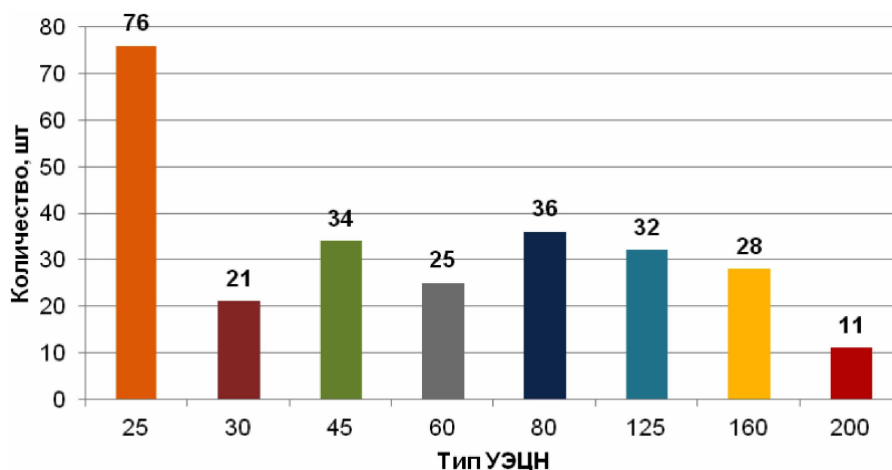


Рисунок 3 – Распределение фонда скважин по типоразмеру УЭЦН

В целом по месторождению основной фонд скважин (78,3 %) эксплуатируется с дебитами, не превышающими 10 тонн/сут., из них с дебитом нефти до 5 тонн/сут. работает 34,2 % или 90 скважин. Из числа малодебитных (дебит нефти до 5 тонн/сут.) 70 скважин имеют обводнённость более 50 %, 20 скважин работают с обводнённостью в интервале от 0–50 %, с обводнённостью более 90 % эксплуатируется 34 скважины. Доля фонда добывающих скважин, работающих с дебитами более 10 тонн/сут., составляет всего 21,7 %.

Распределения фонда скважин, оборудованных УЭЦН, по интервалам дебитов нефти, жидкости и обводнённости представлено в таблице 6.

Таблица 6 – Распределение фонда скважин, оборудованных УЭЦН, по дебитам нефти и обводнённости по состоянию на 01.01.2017 г.

Дебиты нефти, тонн/сут.	Обводнённость, %							итого	то же в %
	0–5	5–20	20–50	50–90	90–95	95–100			
0–5									
5–10	0	6	16	44	33	19	118	44,5	
10–50	0	4	15	25	11	2	57	21,5	
Итого	0	18	43	105	62	37	265	100	
То же в %	0	6,8	16,2	39,6	23,4	14,0	100		
Дебиты жидкости, тонн/сут.	Обводнённость, %							итого	то же в %
	0–5	5–20	20–50	50–90	90–95	95–100			
10-30	0	10	21	22	14	15	82	30,9	
30-60	0	4	12	11	29	17	73	27,5	
60-160	0	8	8	37	23	34	110	41,5	
Итого	0	22	41	70	66	66	265	100	
То же в %	0	8,3	15,5	26,4	24,9	24,9	100		

Обводнённость продукции скважин в целом по месторождению по данным на 01.01.2017 г. распределилась следующим образом (таблица 6): большая часть скважин

(76,2 %) работает с обводнённостью более 50 %, из них 24,9 % скважин имеют обводнённость более 95 %, с обводнённостью до 20 % воды эксплуатируются 22 скважины (8,3 %).

В целом динамика обводнения продукции по разрабатываемым объектам достаточно благоприятна. Сложившиеся характеристики вытеснения близки к проектным.

Анализ бездействующего фонда добывающих скважин

Ново-Покурское нефтяное месторождение находится на третьей стадии разработки, характеризующейся высокой обводнённостью скважин, образованием в скважинах и глубинно-насосном оборудовании различных отложений. В процессе эксплуатации месторождений фонд скважин стареет, дебит их уменьшается, обводнённость увеличивается, число ремонтов возрастает. Старение скважин и ухудшение геологотехнологических условий их эксплуатации приводит к потерям в добыче нефти, обусловленным простоями скважин в ожидании ремонта и в период его проведения.

В таких условиях одним из основных способов повышения эффективности эксплуатации скважин является увеличение их межремонтного периода (МРП), в первую очередь скважин, оснащённых УЭЦН, на которые приходится основная доля добываемой продукции.

Эксплуатация скважин, оборудованных УЭЦН, сопряжена с определёнными трудностями, основными из которых являются: сверхнормативная кривизна, увеличение глубины подвески, вынос механических примесей, солеотложения и др.

Интенсификация работы скважин с применением УЭЦН привела к изменению условий движения флюида по пласту, более интенсивному выделению из продукции пласта попутного нефтяного газа и появлению свободного газа на приёме УЭЦН, увеличению обводнённости, более интенсивному выносу механических примесей и увеличению отложений различного характера, что закономерно ухудшает условия работы ЭЦН.

Анализ причин отказов УЭЦН за период с 2011 до 2016 гг. приведён в таблице 7. Основными причинами отказов являются: засорение механическими примесями, солеотложения, негерметичность НКТ, ошибки выбора глубины подвески УЭЦН, механическое повреждение кабеля при спуске УЭЦН, брак эксплуатации, некачественный вывод на режим, брак подземного оборудования (рисунок 4).

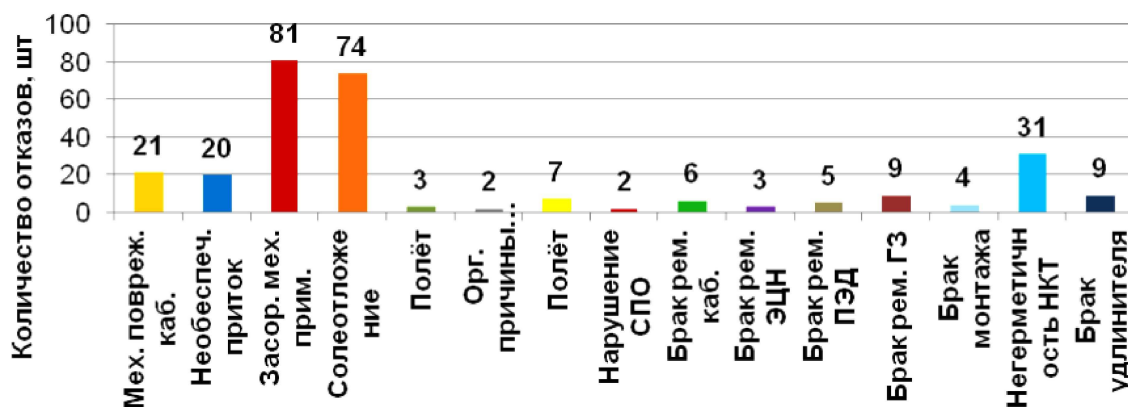


Рисунок 4 – Основные причины отказов УЭЦН за 2016 год

Причины отказов установок, отработавших более 180 сут., расследуются технической службой ООО «ЭПУ-Сервис» при необходимости определения наработки отдельных узлов или деталей, либо по другим исследовательским причинам.

К основным причинам отказов УЭЦН по часто ремонтируемому фонду относятся:

- засорение механическими примесями;
- солеотложения;
- ошибки операторов, брак вывода УЭЦН на режим;
- несоответствие продуктивности скважин выбранной производительности УЭЦН;
- механическое повреждение кабеля;
- негерметичность НКТ;
- организационные причины по вине ремонтных служб (эксплуатационно-производственного управления по ремонту УЭЦН), в т.ч. брак комплектации.

Стабилизация работы электроцентробежных насосов на Ново-Покурском месторождении возможна при проведении комплекса работ по исследованию скважин и выполнения плановых мероприятий по борьбе с осложнениями.

Таблица 7 – Причины отказов УЭЦН

Причины отказов УЭЦН	2005	2006	2007	2008	2009	2010
По причине ЦДНГ	323	332	317	318	245	253
Негерметичность лифта более 30 сут.	36	10	28	31	30	31
Брак подгот. скв.	17	12	8	1	1	1
Механическое повреждение кабеля	16	9	7	0	2	3
Брак ВНР		18	12	2		4
Брак эксплуатации	34	32	28	5	3	2
Брак подбора		3	2	4		
Необеспеч. приток	37	66	58	53	24	20
Засорение механическими примесями	22	32	54	72	77	81
Солеотложение	16	32	30	35	63	74
Парафиноотложения	2			0		
Высокая температура пласта		2	1	3		
Эксперимент			2	12	1	1
Полёт	1	1	1	3	7	3
Раб. в зоне кривизны	9	2	1	4		1
Организационные причины ЦДНГ	34	14	4	4	3	2
По причине ТКРС	20	66	25	22	40	41
Негерметичность лифта до 30 сут.	12	19	8	4	8	9
Брак подгот. скв.	3		1	2	1	2
Механическое повреждение кабеля	3	23	14	12	21	18
Полёт				0	4	6
Нарушение глубины спуска			1	0		
Нарушение СПО		4		1	3	2
Организационные причины ТКРС	2	20	1	3	3	4
По причине ЭПУС	47	46	31	33	37	36
Брак рем. кабеля	1	23	10	0	5	6
Брак рем. ЭЦН	1	11	2	3	3	3
Брак рем. ПЭД	2	3	7	3	5	5
Брак рем. ГЗ	1	9	2	2	2	9
Брак монтажа	2	2	2	4	6	4
Брак ВНР	16	24		4	2	4
Полёт					0	1
Организационные причины ЭПУС	10	7	1	6	15	6
По причине завода	11	0	8	22	35	16
Дефект кабеля	8		8	8	15	3
Брак ЭЦН	3				0	
Брак ПЭД				2	5	
Брак ГЗ					1	1
Брак удлинителя				4	3	9
Конструктивные недостатки оборудования					1	2
Проч. по оборудованию				8	10	1
По причине ЭН	1	2	2	3	5	2
Нестабильность электроснабжения	1	2	2	3	5	2

Мероприятия по улучшению работы насосного оборудования

Увеличение продуктивности скважин

Как показывают исследовательские работы и опыт эксплуатации нефтяных скважин, снижение коэффициента продуктивности призабойной зоны при вскрытии продуктивных пластов с использованием растворов на водной основе обусловлено проникновением в порово-трещинное пространство фильтрата и твёрдой фазы бурового раствора.

При взаимодействии фильтрата с высокоминерализованной водой образуются нерастворимые осадки, которые выпадают в порах и трещинах пласта. На границе контакта промывочной жидкости с нефтью образуются стойкие вязкие водонефтяные эмульсии, которые препятствуют продвижению нефти из пласта в скважину. Использование холодного бурового раствора вызовет интенсивное отложение смол, асфальтенов и парафинов в ПЗП, что может стать одним из основных осложнений при освоении скважин. В результате действия вышеперечисленных факторов в порах и трещинах образуется смешанная фаза, значительно снижающая проницаемость ПЗП.

Дополнительное снижение проницаемости возникает при перфорации за счёт деформации и разрушения зоны перфорации с уплотнением фрагментов ударным воздействием кумулятивного заряда. Следует отметить низкую начальную проницаемость части участков ещё до начала разработки.

Универсальных способов борьбы с разными типами загрязнителей нет, поэтому метод воздействия выбирается применительно к основному компоненту отложений. Для достижения проектных показателей уже при освоении скважин потребуется обработка ПЗП для восстановления проницаемости.

Наибольшая трудность выбора способов ОПЗ отмечается для скважин, работающих в осложнённых условиях, например, при забойном давлении ниже давления насыщения, при наличии смолопарафиновых отложений в ПЗП, при высокой послойной неоднородности коллекторов и др. Такие условия не только усложняют выбор способа ОПЗ и определение режима его обработки, но и делают малопредсказуемыми результаты ОПЗ без проведения специальных исследований. Одним из самых важных факторов, определяющих эффективность обработки коллектора, является совместимость используемой рабочей жидкости с коллектором в условиях призабойной зоны. Следует отметить, что этот принцип должен соблюдаться не только при обработке ПЗП, но и без исключения при проведении любых ГТМ (первичном и вторичном вскрытиях пласта, ремонтных работах, исследованиях скважин и др.).

Для частичного восстановления первоначальной проницаемости пластов с целью интенсификации притока или приёмистости скважин на пластах Ново-Покурского месторождения запланировано применение следующих методов воздействия на призабойную зону:

- химическая обработка призабойной зоны с помощью кислот, растворителей и ПАВ (солянокислотные и глинокислотные обработки, промывки растворами ПАВ, органическими растворителями);
- различные сочетания физико-химических методов (комплексная обработка ПЗП нагнетательных скважин);
- гидравлический разрыв пласта.

Кислотные обработки производятся растворами, получаемыми при смешивании соляной и плавиковой кислот и других реагентов. Соляная кислота и глинокислота по-разному реагируют с породой коллектора и загрязнениями ПЗП. Соляная кислота повышает продуктивность, создавая обходные каналы вокруг загрязнённого участка, но не прочищая последний. Целью обработки глинокислотой является скорее разблокировка существующих каналов путём растворения загрязнения скважины и минералов, заполняющих промежуточное поровое пространство. По опыту применения ОПЗ для пластов Ново-Покурского месторождения лучшие результаты даёт СКО, поскольку высокая реакционная способность глинокислоты в сочетании с высокой концентрацией солеотлагающих компонентов может приводить к образованию вторичных солевых осадков при недостаточной промывке ПЗП. Оптимальный вариант – двухстадийная промывка сначала растворителем для удаления органических загрязнителей и разблокирования поверхности

ПЗП с последующей кислотной обработкой и тщательной промывкой ПЗП от продуктов реакций и диспергированных загрязнителей. Отмывка АСПВ из призабойной зоны способствует разрушению эмульсий и разблокированию пор и микротрещин.

Использование сложных композиций, включающих кроме плавиковой и соляной уксусную кислоту, кислотостойкие ПАВ, органические растворители (ацетон, конденсат и др.) обеспечивает комплексность действия (на органические и неорганические загрязнители) большую глубину проникновения и большую продолжительность реакции для максимального растворения мельчайших частиц. В ряде случаев хороший эффект даёт введение добавок ПАВ (Неонол, Синтинол и пр.) и вспенивание закачиваемой композиции.

Перспективным методом, обеспечивающим максимальную глубину проникновения кислотных растворов в ПЗП скважин и более полный охват ПЗП (включая малопроницаемые прослойки), становится метод гидроударного воздействия на пласт MAPDIR, широко применяемый в последнее время ведущими сервисными компаниями. Метод заключается в обеспечении максимального градиента давления (но меньше давления разрыва пласта) и скорости закачки кислотного раствора в скважину (до 30 bpm), что позволяет существенно повысить эффективность обработки в пластах как высокой, так и низкой проницаемости. Метод может быть дополнен импульсной подачей реагента, также повышающей эффективность обработок.

Для проведения глинокислотных обработок ПЗП могут быть использованы самые разные составы: например, смесь соляной (HCl) и плавиковой (HF) кислот с бифторидом аммония (БФА), либо другие растворы: «HCl + HF», «БСК + БФА», «БСК + БФА + HF», «HCl, HF, ПАВ, вода» (БСК – бензолсульфоокислота (C₆H₅-SO₃H), БФА – бисфенол А) в зависимости от типа загрязнений.

Определённую проблему для проведения ГРП создаёт его высокая стоимость и во многих случаях значительный рост не только дебита, но и обводнённости (прорыв воды по трещинам ГРП при малой толщине пласта и близости ВНК). При резком росте обводнённости продукции скважин для сохранения дебита по нефти при высоком КИН возможно использовать потокоотклоняющие технологии (закачку термостойких композиций «Галка» ИХН СО РАН, поликатионита ВПК-402). Образующиеся в пласте гели, эмульсии сдерживают прорыв воды из нагнетательных в добывающие скважины, в результате чего происходит перераспределение фильтрационных потоков, выравнивание профиля приёмистости нагнетательных скважин, увеличение охвата пласта воздействием. Применение этих технологий наиболее целесообразно на объектах с пластовой температурой до 80 °С, нефтенасыщенностью не менее 50 %, при обводнённости добываемой продукции 30–60 %.

Технология комплексной обработки призабойной зоны пласта (КОПЗП) нагнетательных скважин заключается в поочередном (циклическом) воздействии на ПЗП комплексом реагентов: Нефрас, ПАВ, СКО (ГКО). Высокую эффективность ОПЗ обеспечивает комплексность воздействия.

Достоинством взаимных растворителей является их абсолютная совместимость с водой и нефтью и комплексное действие на пласт, включающее повышение совместимости пластовых и закачиваемых жидкостей, предотвращение коагуляции порового пространства и эффективное удаление минеральных и органических отложений. Взаимные растворители сохраняют свои физико-химические свойства в пластовых условиях, не адсорбируются на породе и не подвергаются термоокислительной деструкции.

В качестве взаимного растворителя на пластах Ново-Покурского месторождения рекомендуется использовать этиленгликольмонобутиловый эфир (бутилцеллозольв). Этот растворитель имеет высокую температуру кипения (171,2 °С), термостабилен в пластовых условиях и может использоваться в виде водных или кислотных растворов. Бутилцеллозольв добавляется в кислотные составы в количестве 10–12 %, что обеспечивает снижение межфазного натяжения на границе «нефть – кислотный состав» до 5–10 мН/м. Достаточно полезными могут быть депрессионные методы очистки призабойной зоны пласта (ПЗП), основанные на вымывании частиц загрязнителей потоком флюидов при большой разности пластового и забойного давлений. Не требуют применения химвагентов, остановки скважин, но эффективны только при слабой адгезии загрязнителей к вмещающим породам (водонефтяная эмульсия, компоненты бурового

раствора). Для осаждённых солей и парафинов эти методы, как правило, малоэффективны. Обязательное условие для повышения эффективности любых обработок – минимальное время между остановкой (бурением) и обработкой (освоением) для предотвращения закрепления в порах и образования монолитного слоя кольматантов.

Во ВНИИнефтеотдача и НПФ «Ойл-Инжиниринг» разработаны технологии виброволнового воздействия на ПЗП, обеспечивающие её декольматацию при различных типах загрязнений (нефтяных, солевых, механических примесей) и повышение фазовой проницаемости по нефти за счёт применения скважинных генераторов колебаний, опускаемых на забой и приводимых в действие потоком жидкости, закачиваемой с поверхности. Успешная апробация технологии проведена на ряде предприятий АНК «Башнефть» и ПАО «Татнефть».

Для терригенных коллекторов хорошие результаты показывает также и технология акустико-химической стимуляции, успешно апробированная на промыслах ПАО «Татнефть».

Для условий добычи Ново-Покурского месторождения наиболее эффективен комплекс физико-химических методов увеличения нефтеотдачи. Но выбор операций из числа вышеописанных и оптимальных условий их проведения требует проведения промысловых испытаний по ходу разработки.

Ликвидация осложнений, обусловленных механическими примесями

Присутствие механических примесей в продукции нефтяных скважин является серьёзным осложнением при эксплуатации механизированным способом за счёт уменьшения МРП насосов. Статистика причин отказов ЭЦН на месторождении показала, что для высокодебитных скважин высокое КВЧ является одним из основных проблем добычи. Отмечены замены ЭЦН в связи с их заклиниванием, что обусловлено выносом КВЧ в условиях форсированного отбора. Механические примеси могут являться продуктами разрушения коллектора, загрязнениями с насосно-компрессорных труб (продукты коррозии, песок, солеотложения), либо результатом обратного выноса проппанта после ГРП. Допустимые концентрации механических примесей при эксплуатации механизированным способом не должны превышать 0,3 г/л. С учётом вовлечения в разработку новых участков месторождений, сложности строения и неоднородности пластов, а также планируемых ГТМ следует предусмотреть защиту от этого типа осложнений.

Способы борьбы с механическими примесями:

- подбор оптимальных значений депрессии на пласт, позволяющих достичь максимального дебита без разрушения рыхлых пропластков с выносом дисперсной породы;
- при производстве сложных ремонтов, ГРП, кислотных обработок, а также при выводе скважин из длительного бездействия, предусмотреть качественную подготовку и промывку скважин перед спуском УЭЦН, например, с использованием комплекта гибких НКТ (колтюбинг);
- для уменьшения объёма перевозок и расходов рекомендуется применение гидроциклонной очистки промывочной жидкости (разработанная конструкция на основе ило-пескоотделителя ИГ-45М с промывочным агрегатом ПА-80 обеспечивает замкнутый цикл циркуляции, прямой или обратной промывки, очистку от механических примесей диаметром более 0,01 мм на 95 %);
- применение жидкостей глушения скважин, очищенных от механических примесей в процессе их приготовления (блок очистки жидкости БОЖ-1 (изготовитель ОАО «Нефтемаш», г. Тюмень) используется на растворных узлах, его производительность 50 м³/час, КВЧ после фильтрации не более 20 мг/л. Есть и другие аналоги);
- очистка от АСПО, продуктов коррозии, песка, солей механическим или абразивным методами (щётки, пескоструй, дробеструй), дефектоскопия и отбраковка поднятых в процессе ремонта скважин НКТ;
- применение УЭЦН в коррозионно- и износостойком исполнении путём использования более стойких сталей и сплавов (типа «Нирезист»), упрочнения и создания защитной плёнки на поверхности обычных стальных труб плазменным, электрохимическим или другими способами;
- применение при необходимости (по итогам анализов добываемых флюидов) индивидуальных механических фильтров для УЭЦН (проволочных и сетчатых). Для УЭЦН рекомендуется применение механических фильтров, устанавливаемых через пакер на забое, либо на приёме насоса (фильтры Meshrite Screen, REDA Schlumberger,

апробированные на Приобском месторождении ОАО «Юганскнефтегаз»; фильтры типа ЖНШ производства ОАО «Новомет-Пермь», апробированные на месторождениях ОАО «Газпромнефть» в г. Ноябрьске);

- установка в интервале перфорации гравийных забойных фильтров – при интенсивном выносе проппанта или пластового песка (КВЧ более 500 мг/л) в течение длительного срока (более 6 месяцев после ГТМ), либо при быстрой кольматации проволочных и сетчатых механических фильтров (менее 1–2 мес.); комплекс подземного оборудования ОАО «Тяжпрессмаш» (г. Рязань) для сооружения гравийного фильтра включает пакеры, проволочный или щелевой фильтр, устройства для намыва гравия прямой или обратной циркуляцией и последующих промывок фильтра. Известны также комплексные технологии предотвращения выноса песка типа FracPac (Halliburton Energy Services), сочетающие локальные ГРП пласта с гравийными забойными фильтрами, обеспечивающими длительную эксплуатацию скважин без существенного снижения дебита;

- закрепление проппанта при ГРП (например, это применение проппанта марки Fores RCP; проппант покрыт фенолформальдегидными смолами; склеивание начинается при давлении выше 69 атм.).

Далее более подробно рассмотрим наиболее распространённые методы борьбы с механическими примесями.

Одним из самых распространённых и эффективных способов защиты ГНО от воздействия мехпримесей служит установка на приёме насосных установок специальных фильтров.

В фильтре ЖНШ производства ЗАО «Новомет-Пермь» в качестве фильтрующего элемента используются щелевые решётки из V-образной проволоки из высокопрочной нержавеющей стали. Фильтр устанавливается в составе УЭЦН. Размер задерживаемых частиц – 0,1–0,2 мм. Преимуществ у данного фильтра несколько. Во-первых, он обладает свойством самоочищения за счёт вибрации УЭЦН. Во-вторых, удобством монтажа, поскольку фильтр устанавливается в составе погружной насосной установки. Соответственно, спуск фильтра не увеличивает время на ТРС. Фильтр не подвержен засорению, чем объясняются минимальные потери подпора на приёме насоса.

В то же время у фильтров ЖНШ существуют и недостатки. Фильтр увеличивает общую длину УЭЦН, применяется только с газосепаратором без входного модуля, зависит от габарита погружной установки, имеет достаточно высокую стоимость. Области применения фильтра ограничиваются определённой максимальной нагрузкой на вал. В некоторых случаях (при наличии в добываемой жидкости глины и прочих подобных субстанций) обнаруживается засорение поверхности фильтра. И ещё один недостаток: крупные частицы мехпримесей «отбиваются» V-образной проволокой и спускаются на забой. Фильтр ЖНША производства ОАО «АЛНАС» обладает схожей конструкцией, преимуществами и недостатками.

Шламоуловитель МВФ производства ЗАО «Новомет-Пермь» представляет собой многослойный фильтроэлемент из пеноникеля, который задерживает частицы диаметром более 0,25 мм (рисунок 5). Пористость достигает 99 %. Входной модуль оборудован клапаном, срабатывающим при засорении фильтра. Фильтр устанавливается в составе УЭЦН. Среди преимуществ шламоуловителей МВФ следует отметить также удобство монтажа без увеличения времени проведения ТРС. При засорении фильтрующего элемента при помощи пластичных клапанов обеспечивается проход жидкости, минуя МВФ. К недостаткам можно отнести то, что мехпримеси и проппант остаются в фильтре, а также то, что фильтр увеличивает общую длину УЭЦН и может применяться только с газосепаратором без входного модуля.

В случае шламоуловителей МВФ также существует ограничение по передаваемой валом мощности: для 5-го габарита это 85 кВт, для габарита 5А – 140 кВт. При этом максимальный расход для 5-го габарита – 125 м³/сут., для габарита 5А – 280 м³/сут. К недостаткам также можно отнести сложный и дорогостоящий ремонт данного шламоуловителя.

Погружной сепаратор механических примесей ПСМ, разработанный РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина (изготовитель ЗАО «Новомет-Пермь»), устанавливается в нижней части погружной установки. В этом случае компоновка должна включать в себя так называемый двусторонний ПЭД, две гидрозащиты (рисунок 6).

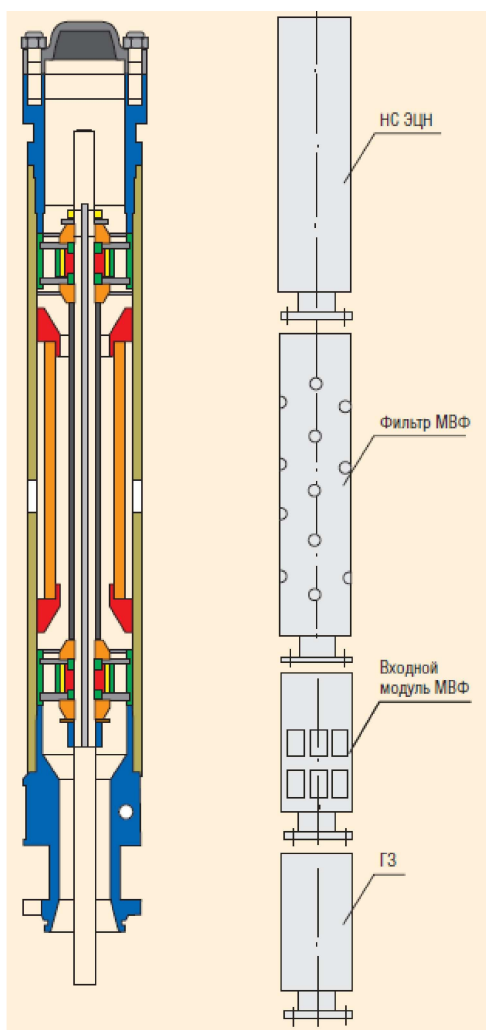


Рисунок 5 – Шламоуловитель МВФ ЗАО «Новомет-Пермь»

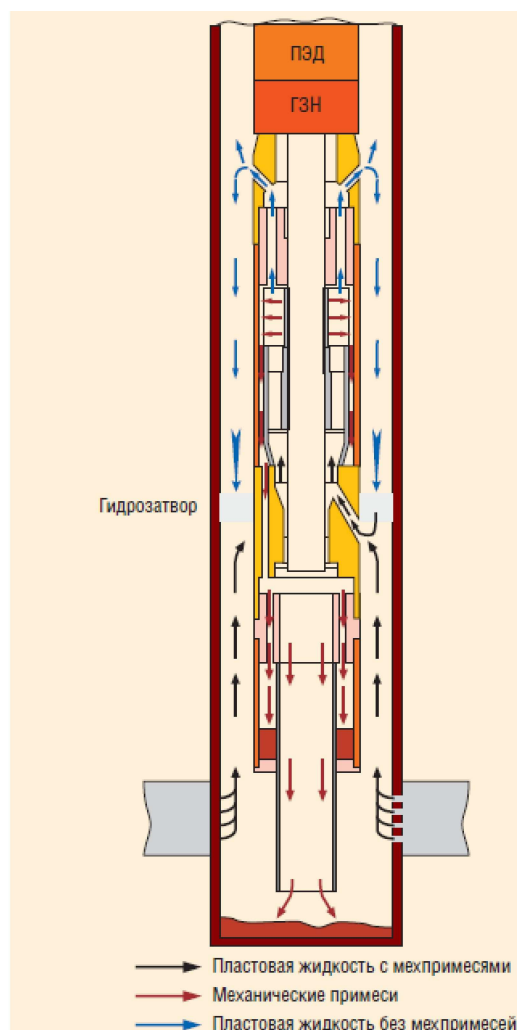


Рисунок 6 – Погружной сепаратор механических примесей ПСМ

Принцип действия следующий: поток добываемой продукции поступает из пласта в скважину и затем на приём центробежного сепаратора. Во вращающемся роторе сепаратора происходит отделение твёрдых частиц от жидкости в поле центробежных сил.

Преимущества данного устройства заключаются в том, что при его использовании после сепарации частицы накапливаются в контейнере, обеспечивается защита УЭЦН от пикового выноса механических примесей из пласта при пуске УЭЦН, производится двухступенчатая сепарация газа, возможна обработка жидкости ингибитором солеотложения. Основной недостаток – сложная конструкция.

Скважинный фильтр-кожух для УЭЦН производится ООО «Привод-НефтеСервис» по проекту ОАО «ЛУКОЙЛ-Пермь». Фильтр выполнен в виде кожуха (труба диаметром 130 мм с нижней перфорированной частью), который распространяется только на длину установки УЭЦН, захватывающую часть ЭЦН чуть выше приёмной сетки, на одном конце которой находится приёмная сетка увеличенной площади, на другом – муфта для крепления фильтра к ЭЦН (рисунок 7).

К преимуществам фильтра-кожуха можно отнести улучшенное охлаждение ПЭД, а также собственно способность предотвращать засорение ГНО мехпримесями. Главный недостаток конструкции в том, что её невозможно применять для эксплуатационных колонн диаметром менее 168 мм. И в целом фильтр-кожух увеличивает общий диаметральный габарит, а значит, возникает проблема с подготовкой скважин. То есть в данном случае имеют место все известные недостатки, связанные с применением кожухов.

И, наконец, последний из рассматриваемой группы – скважинный фильтр на проволочной основе типа ФС-73 производства ОАО «Тяжпрессмаш». Фильтр устанавливается на пакере ниже УЭЦН. К его преимуществам относится возможность осуще-

ствления нескольких СПО УЭЦН без подъёма фильтра, достаточно высокая пропускная способность (также до 400 м³/сут.) и независимость от габарита УЭЦН. К недостаткам в данном случае относится увеличение времени на ТРС в связи с дополнительной подготовкой ствола скважины с последующей установкой данной конструкции. Кроме того, существуют риски преждевременного распаковывания пакера при СПО (рисунок 8).

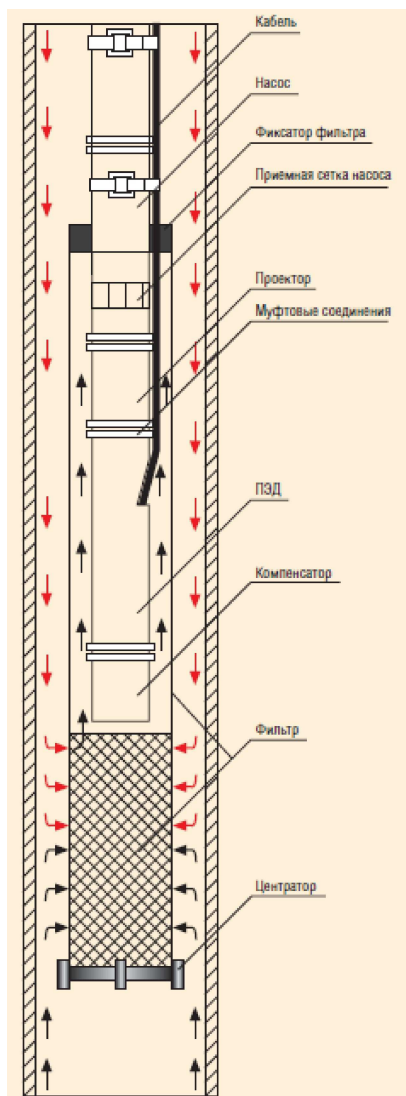


Рисунок 7 – Скважинный фильтр-кожух для УЭЦН

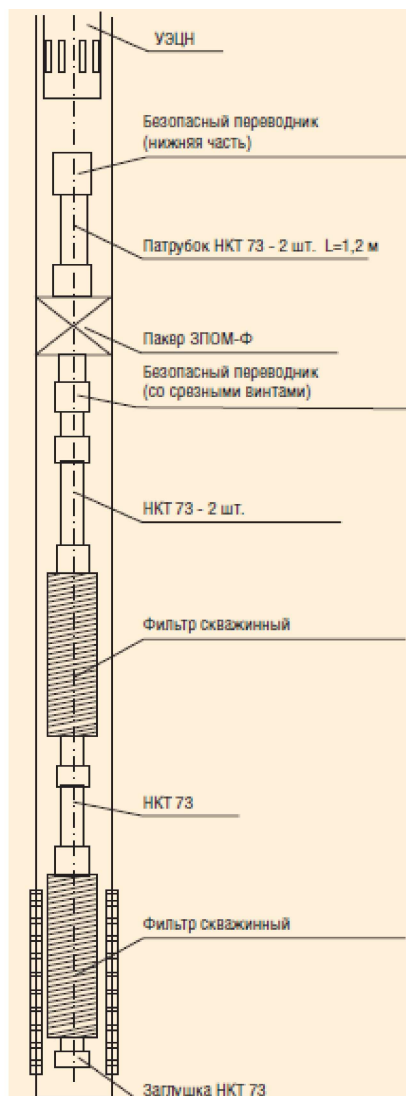


Рисунок 8 – Скважинный фильтр на проволочной основе типа ФС-73

Ликвидация осложнений, связанных с солеотложением

Процесс добычи нефти сопровождается отложением твёрдых осадков неорганических веществ, накапливающихся на стенках скважин и подъёмных труб, в насосном оборудовании и наземных коммуникациях систем сбора и подготовки нефти. Главным источником выделения солей является вода, добываемая совместно с нефтью. В этой связи процессу солеотложения подвержены скважины и наземное оборудование, эксплуатирующиеся в условиях повышенной обводнённости добываемой продукции.

В процессе подъёма водонефтяного потока от забоя к устью скважины изменяются термобарические условия, что вызывает нарушение химического равновесия в составе добываемой продукции. Это сопровождается отложением неорганических солей на стенках НКТ и рабочих колёсах ЭЦН, что снижает межремонтный период (МРП) работы насосного оборудования и дебит добывающих скважин. Образование осадка на рабочих частях и поверхностях погружных ЭЦН нарушает теплообмен, приводит к заклиниванию электродвигателя, поломке вала и выходу насоса из строя.

Наличие в пластовых водах месторождения катионов кальция и магния, гидрокарбонат-ионов предполагает образование в процессе нефтедобычи карбонатных осадков. Сульфат-ион обнаружен только в отдельных пробах пластовых вод, поэтому образование сульфатных отложений маловероятно.

Как показали расчёты, пластовые воды продуктивных пластов перенасыщены гидрокарбонатом кальция $[Ca(HCO_3)_2]$, поэтому по мере роста обводнённости добываемой продукции следует ожидать образование карбоната кальция в эксплуатационных скважинах. Закачиваемая вода также нестабильна. Поэтому, как отмечалось выше, отложение солей возможно в ПЗП нагнетательных скважин.

Для удаления отложений карбоната кальция в НКТ и в призабойной зоне продуктивного пласта рекомендуется проведение солянокислотных обработок с использованием 15–18 % раствора ингибированной соляной кислоты при соотношении раствора соляной кислоты – ингибитор коррозии 1:(0,005–0,01). В качестве ингибиторов могут быть использованы Север-1, катапины, ИКАП-2, защитное действие которых по отношению к углеродистой стали в растворе соляной кислоты при пластовых температурах составляет более 90 %.

Для предотвращения отложения карбоната кальция в нефтепромысловом оборудовании широко применяют технологические и химические способы.

К технологическим способам относят применение вод для заводнения продуктивных пластов, совместимых с пластовыми, и ограничение притока воды в добывающих скважинах. Ограничение притока может быть обеспечено за счёт селективной изоляции обводнившихся пропластков продуктивного пласта, при этом сокращение объёма добываемой воды снизит интенсивность отложения солей.

Наиболее эффективным вариантом предотвращения солеобразования в нефтепромысловом оборудовании является химический способ с использованием реагентов-ингибиторов.

Для защиты от солеотложения призабойной зоны пласта, НКТ добывающих скважин и насосного оборудования ингибитор должен вводиться в водонефтяной поток до зоны выпадения солей. Для защиты от солеотложения призабойной зоны пласта добывающих скважин может использоваться технология задавливания ингибитора в пласт и закачка ингибитора в систему ППД месторождения.

Для защиты от солеотложения насосного оборудования и лифта скважин предпочтительно использование непрерывного дозирования ингибитора в затрубное пространство скважины с помощью наземных дозирующих устройств, периодического дозирования в затруб, задавливания ингибитора в пласт с периодическим подливом в затрубное пространство (рисунок 9).

При проведении КРС ингибитор солеотложения рекомендуется добавлять в растворы глушения.

Для ингибирования солеотложения необходимо выбирать реагент с наибольшей эффективностью действия при меньшей дозировке для определённого типа попутнодобываемой воды. Для предотвращения отложения солей в скважинах месторождения рекомендуется использовать ингибиторы серии СНПХ, ОЭДФ, Серво-367, Нарлекс Д 54.

Рекомендуемые мероприятия по борьбе с отложениями солей приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Мероприятия по удалению и предотвращению отложений неорганических солей

Необходимые мероприятия	Расход реагента на одну обработку, тонн	Периодичность, число обработок в год
Удаление отложений солей		
1. Солянокислотные обработки (15–18 % водный раствор ингибированной соляной кислоты)	3–5	1–2
Предотвращение отложений солей		
2. Ингибирование отложений солей с использованием ингибиторов (ПАФ-13А, серия СНПХ и др.)	20–100 г/т	постоянно

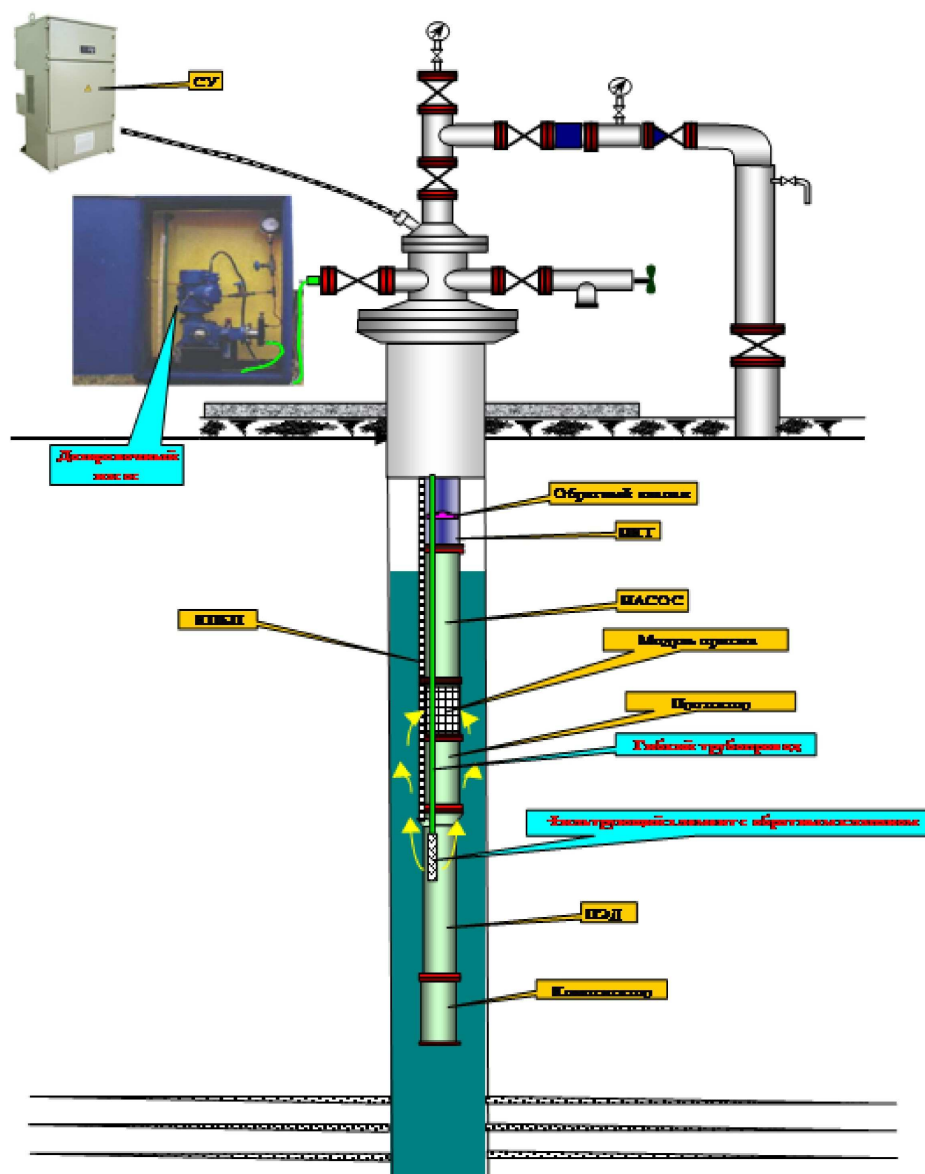


Рисунок 9 – Схема подачи ингибитора солеотложений в скважину с ЭЦН при помощи блока дозирования

Ингибитор ПАФ-13А рекомендуется применять для ингибирования солеотложения CaCO_3 в скважинах, попутно-добываемая вода которых не содержит избытка гидрокарбонат-ионов. Ингибитор СНПХ-5301 следует использовать в скважинах со значительным избытком гидрокарбонат-ионов в попутно-добываемой воде в дозировках 20–100 мг/л. Могут использоваться также ингибиторы СНПХ-5311 и СНПХ-5312С. Эффективными ингибиторами солеотложения CaCO_3 для вод с различным содержанием гидрокарбонат-ионов являются реагенты Нарлекс Д 54, Серво-367.

Мероприятия по снижению коррозии нефтепромыслового оборудования

В процессе эксплуатации месторождения внутрискважинное оборудование подвергается коррозии.

Процессы коррозии могут быть обусловлены:

- высокой коррозионной активностью вод, применяемых для заводнения;
- применением высокоагрессивных средств обработки призабойной зоны с целью увеличения продуктивности скважины.

Одним из эффективных и перспективных способов защиты от коррозии является применение ингибиторов коррозии. Введение их в агрессивную среду значительно снижает скорость коррозии.

Ингибиторы коррозии образуют на поверхности металла защитные плёнки, которые препятствуют доступу агрессивной среды.

К основным мерам по предотвращению и защите скважинного оборудования от коррозии относятся:

- подача в скважину ингибиторов коррозии;
- применение оборудования в коррозионно-стойком исполнении;
- НКТ с защитными покрытиями (лакокрасочными, фторполимерными, стеклоэмалевыми), с термомодифузионными муфтами, стеклопластиковые;
- ЭЦН в коррозионно-стойком исполнении заводов АЛНАС, «Борец» и «Новомет» с защитными покрытиями корпусов двигателей и насосов.

Заключение

Применение механизированной добычи для условий Ново-Покурского месторождения является оптимальным способом подъёма жидкости в скважинах. В ходе проделанного анализа можно сделать следующие выводы.

Месторождение в настоящее время эксплуатируется насосным способом – установками ЭЦН и УШГН, как и рекомендовано проектным документом.

По состоянию на 01.01.2017 г. добывающий фонд месторождения составил 294 скважины, из них оборудованных установками ЭЦН – 242 (92 %) скважины. Установки ЭЦН обеспечивают основную добычу нефти (95,5 %) по месторождению.

За 2016 год показатели эксплуатационной надёжности по способу добычи с применением ЭЦН высокие и составили:

- коэффициент эксплуатации – 0,89;
- коэффициент использования – 0,91.

Основная часть скважин (64 %) эксплуатируется в наиболее оптимальных условиях с точки зрения энергетики пласта. В целом по месторождению основной фонд скважин (78,5 %) эксплуатируется с дебитами нефти, не превышающими 10 тонн/сут.

Основной причиной преждевременных отказов УЭЦН на 01.01.2017 г., связанных с эксплуатацией УЭЦН, являются:

- 29,2 % связано с заклиниванием насоса механическими примесями;
- 26,7 % связаны с солеотложениями на рабочих элементах оборудования;
- 11,6 % происходят по причине брака оборудования;
- 11,2 % вызвано коррозионным износом подземного оборудования;
- 10,8 % связано с некачественной работой бригад подземного ремонта скважин.

Проведённый в данной статье анализ разработки Ново-Покурского месторождения позволил:

1) обозначить основные направления дальнейшего развития разработки месторождения;

2) выявить причины преждевременного выхода из строя глубинно-насосного оборудования и обозначить мероприятия необходимые, для значительного увеличения межремонтного периода и наработки на отказ работы скважин, оборудованных УЭЦН.

Так, для снижения вредного влияния механических примесей рекомендуется использовать шламоуловители производства ОАО «Новомет-Пермь», погружной сепаратор механических примесей ПСМ, а также скважинный фильтр-кожух.

Для предупреждения образования солей на поверхности скважинного оборудования рекомендуется производить солянокислотные обработки скважин, а также производить непрерывное дозирование ингибитора в затрубное пространство с помощью наземных дозирочных устройств.

Литература:

1. Отчёт по литолого-петрофизическим исследованиям керна пластов Ю₁¹ и Ю₁² Ново-Покурской площади / Г.В. Ведерников, А.П. Базылев и др. – Новосибирск : ОАО «Сибнефтегеофизика», 2000.
2. Отчёт по договору № 456-02 «Физико-химические свойства пластовых флюидов Ново-Покурского месторождения» / Г.М. Ярышев и др. – Тюмень : ОАО «СибНИИ-ИНП», 2002.

3. Переоценка балансовых запасов нефти и растворённого газа продуктивных пластов Ново-Покурского месторождения / Отв. исп. И.Ш. Халиулин, И.Л. Новгородова. – Мегион : ОАО «НГК «Славнефть», ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», ООО «Славнефть-НПЦ», ЗАО «Сибирская Наука», 2004.
4. Технико-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти Ново-Покурского месторождения. – Тюмень : ЗАО «МИНК», 2005.
5. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 203 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, 2001. – 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 : Просвещение-Юг, 2011. – 603 с.
9. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
10. 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.
11. 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.
12. 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.
13. Анализ применения установок электроцентробежных насосов на Ново-Покурском нефтяном месторождении (Тюменская область). – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635a3ad69a5c53b88421206c26_0.html
14. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Антониади Д.Г., Кошелев А.Т. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2014. – № 9. – С. 84–86.
15. Яковлев А.Л., Шамара Ю.А., Даценко Е.Н. Технические средства для обработок скважин с использованием виброволнового воздействия. Скважинные генераторы колебаний // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 1. – С. 139–148.
16. Яковлев А.Л., Кусов Г.В. Физические основы виброволнового воздействия // Сборник статей ЦНС «Международные научные исследования» по материалам VI Международной научно-практической конференции «Проблемы и перспективы современной науки» (25 апреля 2016 года, г. Москва). – М. : Издательство «ISI-journal», 2016. – Часть 2. – С. 75–80. – URL : <http://isi-journal.ru/wp-content/uploads/2016/02/ISI-06-p2-web.pdf>
17. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Построение графических зависимостей и моделирование влияния операций волнового воздействия на степень экологической безопасности при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Самара : ООО «Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2016. – № 4/2016. – С. 31–36.
18. Яковлев А.Л., Шамара Ю.А., Савенок О.В. Комплексная технология повышения продуктивности и реанимации скважин с использованием виброволнового воздействия // Научный электронный журнал «Бюллетень науки и практики». – № 5 (май). – С. 91–100. – URL : <http://www.bulletennauki.com/#!yakovlev/lpmgc>
19. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Анализ причин и последствий нарушения экологической безопасности при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Современные технологии извлечения нефти и газа. Перспективы развития

минерально-сырьевого комплекса (российский и мировой опыт). Сборник материалов Всероссийской научно-практической конференции, посвящённой 85-летию доктора технических наук, профессора, академика РАЕН В.И. Кудинова (26–27 мая 2016 года, г. Ижевск). – Ижевск : Издательский дом «Удмуртский университет», 2016. – С. 427–437.

20. Яковлев А.Л., Шамара Ю.А. Применение технологии акустической реабилитации скважин и пластов для повышения нефтеотдачи на месторождениях ПАО «ЛУКОЙЛ» // Новейшие достижения и успехи развития технических наук : сборник научных трудов по итогам Международной научно-практической конференции (25 июня 2016 года, г. Краснодар). – Краснодар : Ареал, 2016. – С. 44–48.

21. Яковлев А.Л., Чуйкин Е.П., Савенок О.В. Оценка полноты обеспеченности технологизации при проведении интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Самара : ООО «Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2016. – № 7/2016. – С. 35–40.

22. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Анализ эффективности применения операций волнового воздействия на месторождениях Краснодарского края в области экологической безопасности // Научно-технический журнал «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса». – М. : ВНИИОЭНГ, 2016. – № 5. – С. 34–39.

23. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Нарушения экологической безопасности при интенсификации добычи нефти на месторождениях Краснодарского края // Научно-технический журнал Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – М. : ВНИИОЭНГ, 2017. – № 1. – С. 50–54.

24. Яковлев А.Л., Панцарников Д.С., Савенок О.В. Анализ методов воздействия на призабойную зону пласта в условиях Самотлорского месторождения // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Самара : Издательский Дом «Нефть. Газ. Новации», 2017. – № 2/2017. – С. 36–51.

25. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Джозефс Эджемен Рэйчел. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 1. – С. 33–50.

26. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Матвеева И.С. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин на Средне-Макарихинском месторождении // 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. 30–38. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>

27. Савенок О.В., Лешкович Н.М., Мажник В.И. Анализ обводнённости и методы ограничения водопритокков в нефтегазодобывающих скважинах месторождений острова Сахалин // 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. 255–260. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-255-260.pdf>

28. Яковлев А.Л., Самойлов А.С., Сезар Лину Андре, Джоакуим Моисес Висенте. Анализ применения и рекомендации потокоотклоняющих технологий на Вынгапуровском месторождении // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) : в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 323–331. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-323-331.pdf>

29. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ эффективности работы УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 2. – С. 34–61.

30. Боровик О.В., Савенок О.В. Анализ применения системы байпасирования Y-Tool для исследования под действующей УЭЦН на месторождениях Краснодарского края // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 2. – С. 62–81.

31. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Алкаджи Махран. Анализ эффективности ремонтных работ на скважинах Югидского месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 2. – С. 109–137.

32. Сезар Лину Андре, Очередько Т.Б., Савенок О.В., Матвеева И.С. Анализ эффективности применения технологий водоизоляционных работ в продуктивных пластах Южно-Ягунского месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 208–236.

33. 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>

34. Яковлев А.Л., Самойлов А.С., Барамбонье Соланж. Анализ химических методов увеличения продуктивности скважин в ОАО «ТНК - Нижневартовск» // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 02. – URL : vsn.esrae.ru/2-8 (дата обращения: 10.11.2017).

35. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Петрушин Е.О. Анализ эффективности проведения потокоотклоняющих технологий на Вынгапуровском нефтегазоконденсатном месторождении // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М. : Издательство ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2017. – № 4. – С. 16–20.

References:

1. The report on litologo-petrophysical researches Ю₁¹ and Ю₁² Novo-Pokurskaya Square / G.V. Vedernikov, A.P. Bazylev, etc. – Novosibirsk : JSC Sibneftegeofizika, 2000.

2. The report on the contract No. 456-02 «Physical and chemical properties of formation fluids of the New and Pokursky field» / G.M. Yaryshev, etc. – Tyumen : JSC SIBNIINP, 2002.

3. Revaluation of balance reserves of oil and the dissolved gas of productive layers of the New and Pokursky field / executive in charge I.Sh. Haliulin, I.L. Novgorodova. – Megion : JSC Slavneft Oil and Gas Company, JSC Slavneft-Megionneftegaz, LLC Slavneft-NPTs, CJSC Sibirskaya Nauka, 2004.

4. Feasibility study on coefficient of oil recovery of the New and Pokursky field. – Tyumen : CJSC MINK, 2005.

5. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : Education - the South, 2011. – 203 p.

6. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 volumes : educational grant. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2001. – T. 1. – 348 p.

7. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 volumes : educational grant. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – T. 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 : Education South, 2011. – 603 p.

9. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – 336 p.

10. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – T. 1–4.

11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells» : in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014. – T. 1–4.

12. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.

13. The analysis of application of installations of electrocentrifugal pumps on the New and Pokursky oil field (Tyumen region). – URL: http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65635a3ad69a5c53b88421206c26_0.html

14. Berezovsky D.A., Lavrentyev A.V., Savenok O.V., Antoniadi D.G., Koshelev A.T. Development of physical and chemical models and methods of forecasting of a condition of breeds collectors // Monthly scientific and technical and production magazine «Neftyanoye Hozyaystvo». – M. : CJSC Neftyanoye hozyaystvo Publishing House, 2014. – No. 9. – C. 84–86.

15. Yakovlev A.L., Shamara Yu.A., Datsenko E.N. Technical means for processings of wells with use of vibrowave influence. Borehole oscillation generators // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – No. 1. – P. 139–148.

16. Yakovlev A.L., Kusov G.V. Physical bases of vibrowave influence // Collection of articles of TsNS «International Scientific Research» on materials VI of the International scientific and practical conference «Problems and Prospects of Modern Science» (on April 25, 2016, Moscow). – M. : ISI-journal publishing house, 2016. – Part 2. – P. 75–80. – URL : <http://isi-journal.ru/wp-content/uploads/2016/02/ISI-06-p2-web.pdf>

17. Yakovlev A.L., Savenok O.V. Creation of graphic dependences and modeling of influence of operations of wave impact on degree of ecological safety at an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai // the Scientific and technical magazine «Oil. Gas. Innovations». – Samara : LLC Editorial Office of the Magazine Neft. Gaz. Novatsii, 2016. – No. 4/2016. – P. 31–36.

18. Yakovlev A.L., Shamara Yu.A., Savenok O.V. Complex technology of increase in efficiency and resuscitation of wells with use of vibrowave influence // the Scientific online magazine «Byulleten Nauki I Praktiki». – No. 5 (May). – P. 91–100. – URL : <http://www.bulletennauki.com/#!yakovlev/lpmgc>

19. Yakovlev A.L., Savenok O.V. The analysis of the reasons and consequences of violation of ecological safety at an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai // Modern technologies of oil recovery and gas. Prospects of development of a mineral and raw complex (Russian and international experience). The collection of materials of the All-Russian scientific and practical conference devoted to the 85 anniversary of the Doctor of Engineering, professor, academician of the Russian Academy of Natural Sciences V.I. Kudinov (on May 26–27, 2016, Izhevsk). – Izhevsk : Udmurt University publishing house, 2016. – P. 427–437.

20. Yakovlev A.L. Shamar Yu.A. Use of technology of acoustic rehabilitation of wells and layers for increase in oil recovery on fields of PJSC Lukoil // the Latest developments and progress of development of technical science : the collection of scientific works following the results of the International scientific and practical conference (on June 25, 2016, Krasnodar). – Krasnodar : Area, 2016. – P. 44–48.

21. Yakovlev A.L., Chuykin E.P., Savenok O.V. Otsenka of completeness of security of technologization when carrying out an intensification of oil production on fields of Krasnodar Krai // the Scientific and technical magazine «Oil. Gas. Innovations». – Samara : LLC Editorial Office of the Magazine Neft. Gaz. Novatsii, 2016. – No. 7/2016. – P. 35–40.

22. Yakovlev A.L., Savenok O.V. The analysis of efficiency of application of operations of wave influence on fields of Krasnodar Krai in the field of ecological safety // the Scientific and technical magazine «Oborudovaniye I Tekhnologii Dlya Neftegazovogo Kompleksa». – M. : VNIIOENG, 2016. – No. 5. – P. 34–39.

23. Yakovlev A.L., Savenok O.V. Violations of ecological safety at an oil production intensification on fields of Krasnodar Krai // the Scientific and technical Environment protection magazine in an oil and gas complex. – M. : VNIIOENG, 2017. – No. 1. – P. 50–54.

24. Yakovlev A.L., Pantsarnikov D.S., Savenok O.V. The analysis of methods of impact on a bottomhole zone of layer in the conditions of Samotlor field // the Scientific and technical magazine «Oil. Gas. Innovations». – Samara : Publishing house «Oil. Gas. Innovations», 2017. – No. 2/2017. – P. 36–51.

25. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Dzhozefs Edzhemen Rachael. Technologies and principles of development of multisheeted fields // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – No. 1. – P. 33–50.

26. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Matveeva I.S. The analysis of carrying out solyanokislotny processing of wells on the Average and Makarikhinsky field // Bula-tovskiyе of reading: 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 : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 30–38. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>

27.Savenok O.V., Leshkovich N.M., Mazhnik V.I. The analysis of water content and methods of restriction of water inflows in oil and gas extraction wells of fields of the island of Sakhalin // 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 : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 255–260. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-255-260.pdf>

28.Yakovlev A.L., Samoylov A.S., César Lina Andrée, Dzhokuim Moises of Vicente. The analysis of application and the recommendation the potokootklonyayushchikh of technologies on the Vyngapurov-sky field // Bulatovskiye of reading: 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. O.V. Savenok. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 323–331. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-323-331.pdf>

29.Boletus O.V., Savenok O.V. The analysis of overall performance of UETsN on fields of Krasnodar Krai // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – No. 2. – P. 34–61.

30.Boletus O.V., Savenok O.V. The analysis of use of system of a baypasirovaniye of Y-Tool for a research under the operating UETsN on fields of Krasnodar Krai // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – No. 2. – P. 62–81.

31.Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Alkadzhi Makhran. The analysis of efficiency of repair work on wells of the Yugidsky field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – No. 2. – P. 109–137.

32.César Lina Andrée, Ocheredko T.B., Savenok O.V., Matveev I.S. The analysis of efficiency of use of technologies of water insulating works in productive layers of the Southern Yagunsky field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – No. 3. – P. 208–236.

33.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>

34.Yakovlev A.L., Samoylov A.S., Barambonie Solange. The analysis of chemical methods of increase in efficiency of wells in JSC Multinational Corporation – Nizhnevartovsk // the Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2017. – No. 02. – URL : vsn.esrae.ru/2-8 (date of the address: 11/10/2017).

35.Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O. The analysis of efficiency of carrying out the potokootklonyayushchikh of technologies on the Vyngapurovsky oil-gas condensate field // the Scientific and technical magazine «Inzhener-neftyanik». – M. : LLC Ai Dee Es Drilling publishing house, 2017. – No. 4. – P. 16–20.