

УДК 622.276.054.23

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ  
ОПТИМИЗАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН,  
ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН, НА ТАЛАКАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF THE OPTIMIZATION  
OF PRODUCTION WELLS EQUIPPED  
WITH ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMP INSTALLATION  
ON THE TALAKANSKOYE FIELD**

**Петрушин Евгений Олегович**

Заместитель начальника промысла,  
ОАО «Печоранефть»  
eopetrushin@yahoo.com

**Арутюнян Ашот Страевич**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры прикладной математики,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
mereniya@mail.ru

**Аннотация.** Если продукция скважин сильно обводнена, а остаточные запасы нефти ещё достаточно велики, то использование УЭЦН даёт возможность сохранить объём добычи нефти при дальнейшем росте обводнения продукции скважин. Для улучшения показателей эксплуатации скважин на Талаканском месторождении необходимо улучшить контроль над подбором оборудования, эксплуатацией скважин и качественным выводом на режим. В статье проанализированы причины отказов оборудования УЭЦН с целью выявления факторов, существенно влияющих на наработку до отказа, и выбрана оптимальная методика, отвечающая современным требованиям и позволяющая решать задачи подбора оборудования с учётом осложняющих факторов. Целью статьи является повышение эффективности работы УЭЦН путём создания и внедрения методик выбора оборудования и определения оптимального режима эксплуатации системы «пласт – скважина – насосная установка».

**Ключевые слова:** анализ показателей работы фонда скважин; подбор оборудования УЭЦН; теоретические основы оптимизации работы скважин, оборудованных УЭЦН; анализ отказов УЭЦН на Талаканском месторождении; установки погружных электроцентробежных насосов; методика подбора оборудования УЭЦН; расчёт подбора оборудования УЭЦН.

**Petrushin Evgeniy Olegovich**

Deputy head of oil and gas trade,  
JSC «Pechoranefit»  
eopetrushin@yahoo.com

**Arutyunyan Ashot Straевич**

Candidate of technical sciences,  
Associate Professor  
of applied mathematicians department,  
Kuban state technological university  
mereniya@mail.ru

**Annotation.** If the production of wells is heavily flooded, and the residual oil reserves are still quite large, then the use of electric centrifugal pump installation makes it possible to maintain the volume of oil production with a further increase in well production. To improve the performance of wells in the Talakanskoye field, it is necessary to improve control over the selection of equipment, the operation of wells and the quality output to the mode. The article analyzes the causes of equipment failures in the electric centrifugal pump installation system in order to identify factors that significantly affect the time to failure, and selected the optimal methodology that meets modern requirements and allows us to solve equipment selection problems taking into account complicating factors. The purpose of the article is to increase the operating efficiency of the electric centrifugal pump installation by creating and implementing equipment selection methods and determining the optimal operation mode of the «reservoir – well – pumping system» system.

**Keywords:** analysis of well stock performance; selection of equipment electric centrifugal pump installation; theoretical foundations for optimizing the operation of wells equipped with electric centrifugal pump installation; analysis of failures electric centrifugal pump installation on the Talakanskoye field; installation of submersible electric centrifugal pumps; electric centrifugal pump installation equipment selection technique; calculation of equipment selection electric centrifugal pump installation.

## **Х** характеристика Талаканского месторождения

Географически Талаканское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на территории Ленского района республика Саха (Якутия), рядом с Иркутской областью. На рисунке 1 изображена обзорная схема района месторождения.

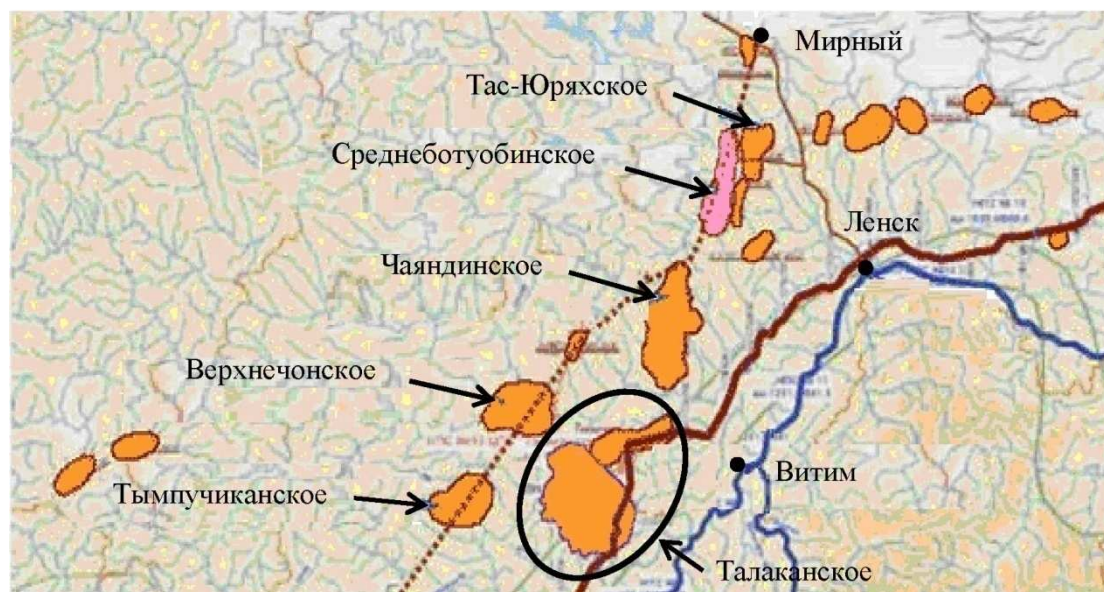


Рисунок 1 – Обзорная схема района месторождения

Населённые пункты на месторождении практически отсутствуют. На берегу р. Пеледуй, в южной части месторождения есть п. Иннялы. Источниками водоснабжения служат реки и родники. Ближайшие крупные населённые пункты п. Витим и п. Пеледуй находятся соответственно в 110 км и в 115 км от границ месторождения и расположены на левом берегу р. Лены.

Талаканское месторождение, хоть и расположено на той же параллели, что и Сургут, но климат имеет совершенно иной, резко-континентальный и сопровождается резкими колебаниями температуры воздуха. Практически нет межсезонья, жаркое лето сменяется очень холодной зимой. Месторождение входит в область массивного распространения многолетнемерзлых пород, поэтому здесь приходится искать для строек участки без вечной мерзлоты, а скважины обогревать специальными установками.

Месторождение, по сравнению с другими месторождениями, обладает рядом преимуществ: небольшие глубины залегания продуктивного горизонта от 1000–1200 м, наличие крупных залежей нефти с высокой концентрацией по площади, наличие обширных чисто нефтяных зон, высокие товарные свойства нефти. Однако главным отличием Талаканского месторождения от месторождений Западной Сибири является то, что нефть залегает в карбонатных породах (доломиты).

Рассматриваемая территория расположена в пределах Приленского структурно-денудационного плато Среднесибирского плоскогорья.

Эти обстоятельства позволяют охарактеризовать Талаканское месторождение как наиболее перспективное в нефтедобывающей отрасли региона.

### История освоения месторождения

Талаканское месторождение в Якутии содержит 125 млн тонн нефти и 60 млн м<sup>3</sup> природного газа. В 2001 году конкурс на его освоение выиграла компания «Саханефтегаз», позднее ставшая «дочкой» «ЮКОСа».

В конце 2003 года, когда чиновники собирались снова выставить Талакан на торги, на месторождение объявился хозяин. «Сургутнефтегаз» обратился в арбитражный суд Якутии с требованием выдать ему лицензию на том основании, что в конкурсе 2001 года он занял второе место с бонусом в 61 млн дол. Хотя ни законодательством о недропользовании, ни условиями конкурса такая транзакция не была предусмотрена, суд удовлетворил это требование, сославшись на аналогию – положение о проведении конкурсов на получение радиочастот.

Большинство юристов расценили тогда это решение как неправомерное. Однако Минприроды, хотя и подало апелляцию, действовало крайне пассивно, и в итоге рассмотрение жалобы так и не состоялось. Это дало повод наблюдателям предпо-

жить, что «Сургутнефтегаз» пользуется поддержкой на самом высоком уровне. В декабре 2003 года ОАО «Сургутнефтегаз» выдана лицензия ЯКУ 12061 НЭ, зарегистрированная МПР России 26.12.2003 г. На право пользования недрами Центрального блока Талаканского НГКМ.

В 1979-80 годах были проведены сейсморазведочные работы МОГТ на Джербинской площади. Подготовлена к разведке глубоким бурением Талаканская структура. В приплатформенной части Предпатомского прогиба выделен ряд линейных приразломных складок.

Талаканская структура была подготовлена к глубокому поисковому бурению в 1978-81 годах.

В 1981-82 годы были проведены электроразведочные работы методом ЗСБ на Талаканской площади (Талаканская электроразведочная партия 53/81-82). Изучен характер изменения суммарной продольной проводимости осадочного чехла юго-западной и северо-восточной частей Пеледуйского свода и прилегающих участков Предпатомского краевого прогиба. Выполнена оценка изменений проводимости нижней части разреза. Уточнено строение и гипсометрическое положение фундамента.

На Центральном блоке месторождения первая разведочная скважина № 827 была заложена в 1986 году, и в ней впервые был получен промышленный приток нефти.

В 1987-88 годах были проведены сейсморазведочные работы МОГТ, проведённых на Талаканской площади. Прослежены опорные горизонты КВ, II на Центрально-Талаканском и Таранском месторождениях; с привлечением данных бурения выполнено скоростное обоснование; проведено сейсмомоделирование; по материалам динамического анализа построены прогнозные карты распространения коллекторов и нефтегазопродуктивности осинского горизонта; выполнены структурные построения по горизонтам II и КВ.

В 1993-94 годах были проведены сейсморазведочные работы МОГТ на Талаканской и Алинской площадях. Выделены продуктивные зоны хамакинского горизонта общей площадью 809 км<sup>2</sup>. Выявлена Алинская НАЛ, включающая переданные ранее в глубокое бурение Таранскую, Алинскую и Гадалинскую структуры общей площадью 684 км. Подготовлена для передачи в глубокое бурение северная часть ловушки площадью 291 км<sup>2</sup>.

В 1994-95 годах были проведены сейсморазведочных работ МОГТ на Алинской площади. Уточнён структурный план по сейсмическим горизонтам КВ и II в северо-западной части Талаканского месторождения и на участке севернее Делиндинской структуры. На основании анализа динамических особенностей записи уточнено положение северной границы замещения коллекторов осинского горизонта на Талаканском месторождении.

В 1995-96 годах были проведены сейсморазведочные работы МОГТ на Алинской площади. Уточнён структурный план по сейсмическим горизонтам КВ и II в северо-западной части Талаканского месторождения и прилегающей территории. Выделен ряд тектонических нарушений, возможно являющихся экранами для образования ловушек УВ. Предполагается распространение осинского продуктивного горизонта.

В 1996-97 годах были проведены сейсморазведочные работы МОГТ на Алинской площади. Уточнён структурный план по сейсмическим горизонтам КВ и II к северозападу от Талаканского месторождения. Структурный план горизонтов II и КВ отрисовывается в виде обширного носа. Выделен ряд тектонических нарушений, осложняющих его строение. Оконтурена Бакаловская брахиантиклинальная складка, размеры её по горизонту II (21×6) км, амплитуда 30 м, по горизонту КВ (17×6) км. Предполагается распространение осинского и хамакинского горизонтов.

## **Анализ показателей работы фонда скважин Талаканского месторождения**

### ***Анализ фонда скважин***

Фонд скважин Талаканского месторождения составляет 507 скважин. Из этих скважин 351 нефтяных, которые находятся в эксплуатации и 100 нагнетательных. Из эксплуатационных скважин, 148 принадлежат к горизонтальным и 171 к вертикальным.

С каждым годом на месторождении наблюдается увеличение отбора добываемой нефти. Это происходит за счёт интенсивного увеличения фонда эксплуатационных скважин (рис. 2).

Данная диаграмма показывает увеличение роста эксплуатационных скважин с 2013 года по 2018 год. В 2013 году фонд эксплуатационных скважин составлял 48 единиц. К 2014 году фонд вырос примерно 2 раза и число скважин составило 92. В 2015 году это число выросло ещё на 75 и составило 167 единиц. В 2016 году фонд скважин увеличился ещё на 73 и составил 240 единиц. В 2017 году было пробурено 79 скважин, количество скважин составило 319 единиц. В 2018 году пробурили 32 скважины, тем самым увеличили общий фонд эксплуатационных скважин до 351. На месторождении с каждым годом будут увеличивать фонд скважин до того времени, когда будет необходимо перейти на падающий период добычи.

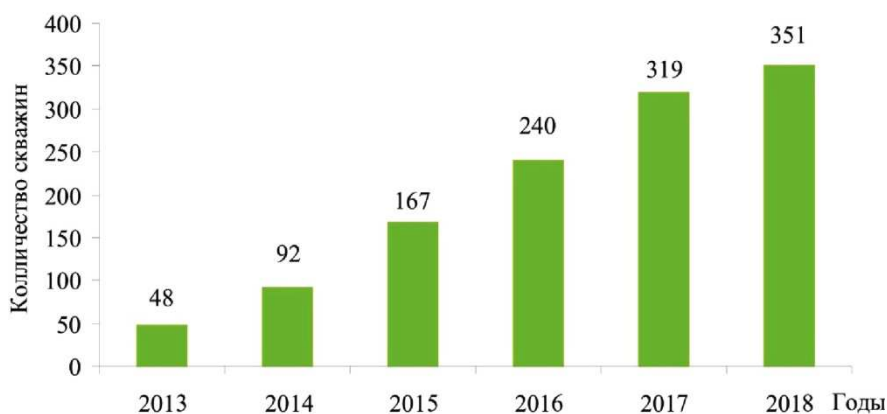


Рисунок 2 – Годовой прирост фонда скважин

На рисунке 3 представлен рост добычи нефти на месторождении по годам с 2013 по 2018 год. В 2013 году добыча составляла 597,6 тыс. тонн, с каждым годом происходил интенсивный рост объёма добычи нефти и в 2018 году объём добычи составил 7257,8 тыс. тонн. Проектная мощность на 2018 год составила 7190 тыс. тонн. Превышение реального объёма добычи нефти над проектной составила 67,8 тыс. тонн.

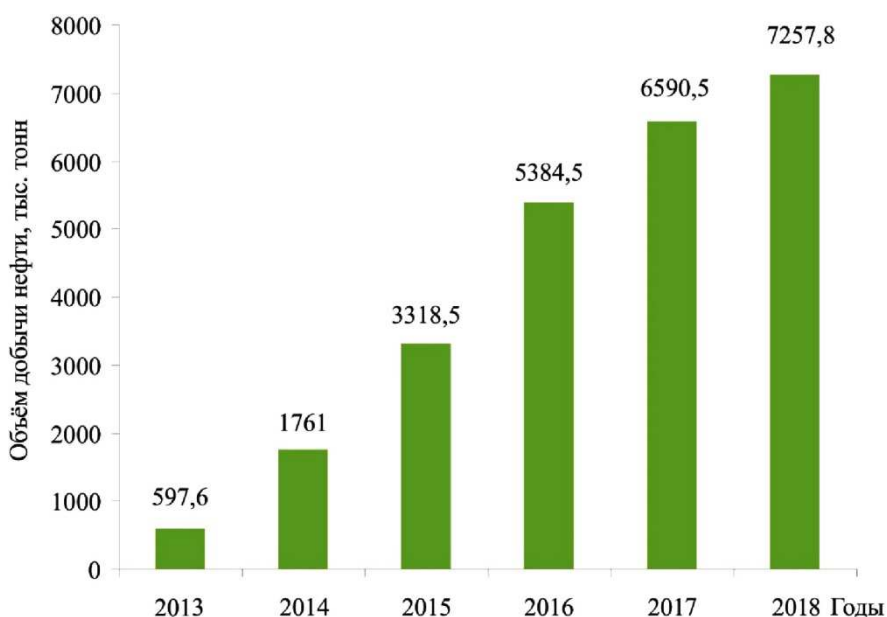


Рисунок 3 – Объём добычи нефти

В 2013 году прирост объёма добычи нефти составил 8,23 %, в 2014 – 16,03 %, в 2015 году – 21,46 %, в 2016 году – 28,47 %, в 2017 году – 16,62 %, в 2018 году – 9,19 %.

На месторождении применяется два способа добычи фонтанный и механизированный способ (УЭЦН). Так как месторождение находилось в начале разработки и обладало достаточно высоким пластовым давлением, большую часть фонда скважин работала на фонтанном (естественном) способе эксплуатации (рис. 4).

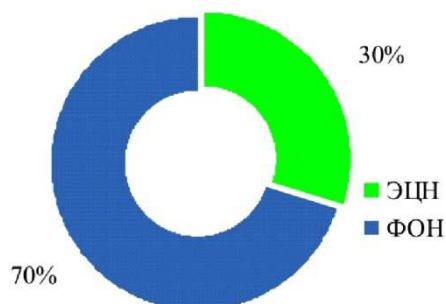


Рисунок 4 – Процентное соотношение скважин по способу эксплуатации в начале разработки месторождения

На диаграмме (рис. 4) представлено процентное соотношение фонда эксплуатационных скважин по способу эксплуатации в начале разработки месторождения. Из общего фонда добывающих скважин механизированным способом (ЭЦН) эксплуатировалось 30 % скважин, а фонтанным способом – 70 %.

Но с течением времени, по мере снижения пластового давления, необходимым стало перевод большого количества скважин на механизированный способ эксплуатации – УЭЦН.

На сегодняшний день на месторождении фонтанным способом эксплуатируются 84 скважин, с механизированным способом ЭЦН 351 скважина (рис. 5).

Диаграмма (рис. 5) показывает процентное соотношение фонда скважин по способу добычи на 2013 год. По сравнению с началом разработки месторождения применение механизированного способа (ЭЦН) добычи увеличилось на 22 % и составило 52 % от общего фонда добывающих скважин. Ввиду большого внедрения механизированного способа (ЭЦН), фонд скважин, эксплуатируемых фонтанным способом, уменьшился на 22 %.

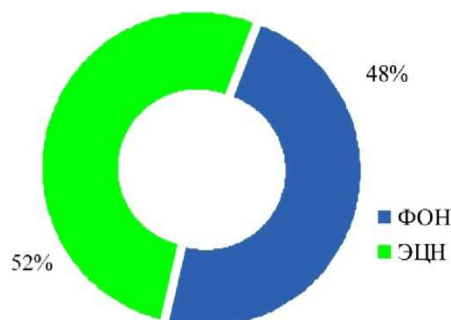


Рисунок 5 – Процентное соотношение скважин по способу эксплуатации

В силу особенностей Талаканского месторождения, дебиты скважин, работающие фонтанным способом, падают. Проанализировав фонд скважин, пришли к выводу, что скважины, оборудованные УЭЦН, со временем стали увеличиваться по количеству, чем фонтанные скважины, потому что центробежные насосы дают большой напор при заданных подачах жидкости и ограниченных габаритах насоса и обеспечивают скважинам постоянный дебит.

Согласно лицензии, полученной на данное месторождение, необходимо поддерживать определённые объёмы добычи. Для этого скважины, работающие на естественном режиме эксплуатации (фонтанном), с падающим дебитом надо переводить на механизированный способ эксплуатации для поддержания дебитов.

Фактический и плановый уровень добычи на Талаканском месторождении приведены в таблице 1.

**Таблица 1** – Фактический и плановый уровень добычи на Талаканском месторождении

Основные показатели	2016 год (факт)	2017 год (факт)	2018 год (факт)
Добыча нефти всего, тыс. тонн	5 384,90	6 590,50	7 190,00
Добыча нефти из новых скважин, тыс. тонн	1 135,50	636,1	414,3
Добыча попутного газа, млн м <sup>3</sup>	534,5	616,6	629,1
Среднедействующий фонд нефтяных скважин, в т.ч.:	232	318	406
среднедействующий фонд нагнетательных скважин, скв.	61	104	146
Ввод новых нефтяных и нагнетательных скважин, в т.ч.:	159	168	191
нефтяных	121	121	137
нагнетательных	38	47	54
Средний дебит нефти 1 скважины, в т.ч.:			
средний дебит 1 новой скважины, тонн/ч	54,9	32	17,2
средний дебит 1 старой скважины, тонн/ч	57,5	65,2	54,5
Количество ДНС, шт.	2	2	3
Количество КНС, шт.	3	3	3
Закачка рабочего агента в пласт, в т.ч.:			
вода, тыс. м <sup>3</sup>	4401,50	6443,0	7357,50
газ в КС, тыс. м <sup>3</sup>	323 460	361 770	343 206

**Анализ результатов исследований скважин и пластов**

В 2017 году методом установившихся отборов исследовано 32 скважины Талаканского месторождения (таб. 2). Все скважины отработывались методом штуцирования на пяти-шести режимах, как правило, на четырёх-пяти режимах прямого хода и одном обратном. Забойные давления регистрировались глубинными манотермометрами МИКОН-107. По залежи I коэффициент продуктивности изменяется от 6,96 (№ 179-008) до 104,17 (№ 179-006) тонн/(сут. · МПа); по залежи III – от 4,61 (№ 179-005) до 476,19 (№ 179-018) тонн/(сут. · МПа).

**Таблица 2** – Изменения коэффициентов продуктивности в период 2017–2018 гг.

Скважина	Кпр, тонн/(сут. · МПа)		Изменения, тонн/(сут. · МПа)
	2017 год	2018 год	
1	2	3	4
залежь I			
179-001	80,00	34,97	-45,03
179-003	68,97	44,84	-24,13
179-006	125,00	104,17	-20,83
179-007	40,16	26,32	-13,84
179-008	13,16	6,96	-6,2
179-014	23,09	17,04	-6,05
179-015	70,42	65,79	-4,63
179-017	6,34	–	–
179-38	33,33	35,46	+2,13
179-69	55,87	79,37	+23,5
залежь II			
179-92	2,43	2,54	+0,11

Продолжение таблицы 2

залежь III			
179-002	46,51	35,34	-11,17
179-004	30,40	25,38	-5,02
179-005	4,79	4,61	-0,18
179-010	41,49	-	-
179-012	12,61	14,68	+2,07
179-016	232,56	136,99	- 95,57
179-018	238,10	476,19	+238,09
179-019	476,19	-	-
179-020	357,14	149,25	-207,89
179-63	28,09	-	-
179-76	208,33	196,08	-12,25
179-79	37,74	-	-
179-82	27,10	-	-
179-83	23,75	26,32	+2,57
179-84	51,55	52,36	+0,81
179-86	181,82	133,33	-48,49
179-87	172,41	40,65	-131,76

В целом по большинству скважин Талаканского месторождения по сравнению с 2017 годом в 2018 году наблюдается снижение коэффициента продуктивности. В скважинах №№ 179-005, 179-015, 179-38, 179-76, 179-84 и 179-92 изменения коэффициентов продуктивности находятся в пределах погрешности вычислений. Наибольшее снижение наблюдается в скважинах №№ 179-001, 179-008, 179-020 и 179-87. В скважине № 179-87 продуктивность уменьшилась на 131,76 тонн/(сут.·МПа) с 172,4 в 2017 году до 40,65 тонн/(сут.·МПа) в 2018 году. В скважине № 179-020 продуктивность уменьшилась на 207,89 тонн/(сут.·МПа) с 357,14 в 2017 году до 149,25 тонн/(сут.·МПа). В скважине № 179-001 продуктивность уменьшилась на 45,03 тонн/(сут.·МПа) с 80,0 в 2017 году до 34,97 тонн/(сут.·МПа). В скважине № 179-008 продуктивность уменьшилась на 6,2 тонн/(сут.·МПа) с 13,16 в 2017 году до 6,96 тонн/(сут.·МПа). Наибольшее увеличение продуктивности отмечается по скважинам №№ 179-018 и 179-69. В скважине № 179-018 продуктивность увеличилась в 2 раза с 238,1 в 2017 году до 476,2 тонн/(сут.·МПа) в 2018 году. Таким образом, в целом по большинству скважин Талаканского месторождения по сравнению с 2017 годом в 2018 году наблюдается снижение коэффициента продуктивности. В скважинах №№ 179-005, 179-015, 179-38, 179-76, 179-84 и 179-92 изменения коэффициентов продуктивности находятся в пределах погрешности вычислений. Наибольшее снижение наблюдается в скважинах №№ 179-001, 179-008, 179-020 и 179-87; наибольшее увеличение – №№ 179-018 и 179-69.

При фильтрации двухфазных жидкостей искривление индикаторных линий вызывается тем, что по мере снижения давления и связанных с этим расширения газа и разгазирования жидкости последняя оттесняется газом к стенкам поровых каналов, что препятствует продвижению жидкости к забою скважины и уменьшает продуктивность скважины. Также причиной является частичное смыкание трещин трещинного коллектора при увеличении забойной депрессии. По результатам исследований 2017 и 2018 гг. проведён анализ динамики изменения коэффициентов продуктивности (рис. 6).

Наличие информации о фактическом (текущем) коэффициенте продуктивности позволяет корректировать и прогнозировать добывные возможности скважины, влияющие на технико-экономические показатели разработки месторождения.

Проницаемость пород одного и того же пласта может резко изменяться в различных его зонах или участках. Иногда при общей хорошей проницаемости пород пласта отдельные скважины вскрывают зоны с пониженной проницаемостью, в результате чего ухудшается приток нефти и газа к ним.



Естественная проницаемость пород под влиянием тех или иных причин также может с течением времени ухудшаться. Так, при заканчивании скважин бурением призабойные зоны их часто загрязняются отфильтровавшимся глинистым раствором, что приводит к закупорке пор пласта и снижению естественной проницаемости пород.

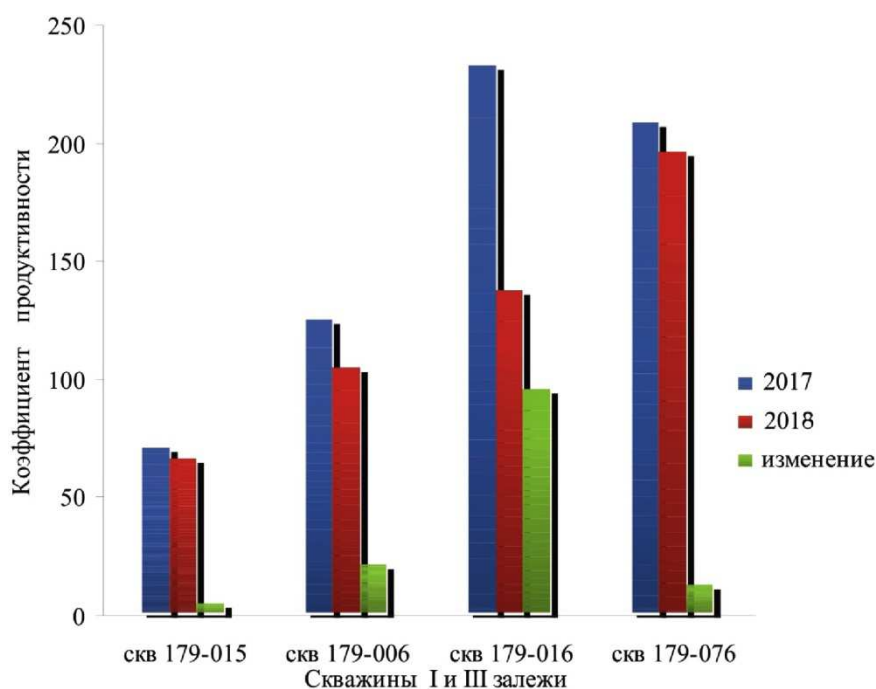


Рисунок 6 – Изменение коэффициентов продуктивности

При эксплуатации нефтяных и газовых скважин проницаемость пород в призабойной зоне может резко ухудшиться из-за закупорки пор парафинистыми и смолистыми отложениями, а также глинистыми частицами. Проницаемость пород призабойной зоны скважин улучшают путём искусственного увеличения числа и размеров дренажных каналов, увеличения трещиноватости пород, а также путём удаления парафина, смол и грязи, осевших на стенках поровых каналов. Часто для получения лучших результатов методы увеличения проницаемости призабойных зон скважин применяют в сочетании друг с другом или последовательно.

Повышение продуктивности скважин определяется различными причинами – изменением свойств пористой среды и жидкости. Свойства пористой среды изменяются при гидроразрыве пласта (ГРП) за счёт образования системы трещин или при тепловой обработке, в результате, которой расплавляются отложившиеся на поверхности поровых каналов парафино-смолистые вещества. Разработка карбонатного горизонта представляет большие трудности. Применение заводнения весьма ограничено из-за недостаточной приёмистости нагнетательных скважин и, для увеличения приёмистости необходимо применение различных методов воздействия призабойной зоны пласта (ПЗП).

## Подбор оборудования УЭЦН

### *Теоретические основы оптимизации работы скважин, оборудованных УЭЦН*

Погружные центробежные электронасосы (УЭЦН) предназначены для эксплуатации нефтяных и газовых скважин, характеризующихся высокой обводнённостью, малым диаметром и большой глубиной. Их основным назначением является обеспечение безотказной и длительной работы в жидкостях, содержащих агрессивные пластовые воды с растворёнными в них различными солями, газами (в том числе сероводородом), механическими примесями, преимущественно в виде песка.

Установка ЭЦН состоит из оборудования устья, погружного агрегата, электрооборудования и колонны НКТ.



Погружной агрегат включает в себя электроцентробежный насос, электродвигатель и гидрозащиту. Агрегат спускается в скважину на колонне НКТ, которая подвешивается с помощью устьевого оборудования, устанавливаемого на колонной головке эксплуатационной колонны.

Основными параметрами центробежных насосов являются его подача  $Q$  (м<sup>3</sup>/сут.) и развиваемый напор  $H$  (м). Напор насоса и его подача – взаимозависимые величины: чем выше развиваемый напор, тем ниже его подача. Величина напора характеризует высоту, на которую жидкость может быть поднята данным насосом. В паспортных данных насоса обычно указывается значения напора насоса и его подачи при максимальном КПД установки.

На сегодняшний день основной фонд добывающих скважин механизирован и состоит практически из двух видов насосных установок: установки глубинных штанговых насосов (ШСНУ) и погружных центробежных насосов.

Установка глубинного штангового насоса это простое в конструктивном исполнении устройство стало самым распространенным способом механической добычи нефти.

Основным недостатком ШСНУ является наличие механической связи между станком-качалкой и насосом в виде длинной колонны штанг, которая, не обладая достаточной прочностью и ограничивая передаваемую насосу мощность, снижает надёжность и межремонтный срок работы установки и скважины. Под действием знакопеременных нагрузок, возрастающих с увеличением глубины подвески насоса и отбора жидкости, часто происходит аварии в результате обрыва и отвинчивания (отворота) штанг. Кроме того, штанговые насосные установки характеризуются следующими недостатками:

- ограниченная производительность;
- большая металлоёмкость, громоздкость;
- наличие вращающихся и движущихся частей на поверхности;
- неполная герметизация устья скважины.

Таким образом, можно сделать вывод, что скважины, оборудованные УЭЦН, выгодно отличаются от скважин, оборудованных ШСНУ:

1. На поверхности нет механизмов с движущимися частями, отсутствуют громоздкие металлоёмкие станки-качалки и массивные фундаменты, необходимые для их установки. Это позволяет вводить скважины в эксплуатацию в любое время года без больших затрат времени и средств на сооружение и монтаж тяжёлого оборудования. Наземное оборудование установок погружных центробежных насосов может устанавливаться непосредственно на открытом воздухе, либо в небольшой не отапливаемой будке, в зависимости от климатических условий.

2. Спуск насоса в скважину отличается от обычного спуска насосно-компрессорных труб лишь наличием кабеля и необходимостью его крепления к трубам, сборка же самого электронасоса на устье скважины проста и занимает по нормам времени не более 2–3 часов.

3. При эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, устье легко поддаётся герметизации, что позволяет осуществлять сбор и отвод попутного газа.

4. Погружные электродвигатели имеют большую производительность и могут осуществлять подъём жидкости с больших глубин, чем установки штангового скважинного насоса.

Однако установки электроцентробежных насосов обладают и серьёзными недостатками:

- наличие длинного кабеля, помещенного в агрессивную среду, предъявляет высокие требования к его изоляции;
- область применения УЭЦН ограничивается температурой откачиваемой продукции;
- существенное снижение эффективности их работы при откачке высоковязких жидкостей и водонефтяных эмульсий, а также при повышенном содержании в продукции скважины свободного газа;
- размещение погружного электродвигателя в скважине обуславливает высокие требования к надёжности гидрозащиты;
- высокая стоимость приобретения и обслуживания погружного оборудования.

Под подбором УЭЦН к нефтяным скважинам понимают определение типоразмеров установок, обеспечивающих заданную добычу пластовой жидкости из скважины при оптимальных или близких к оптимальным рабочих показателях. В более широком смысле под подбором понимается определение основных рабочих показателей взаимосвязанной системы «нефтяной пласт – скважина – насосная установка» и выбор оптимальных сочетаний этих показателей. Оптимизация может вестись по различным критериям, но, в конечном итоге, все они должны быть направлены на один конечный результат – минимизацию себестоимости единицы продукции – тонны нефти.

В основу методик подбора установок центробежных насосов к нефтяным скважинам положены исследования в таких областях как: фильтрация жидкости и газа в пласте и призабойной зоне пласта, движение газоводонефтяной смеси по колонне обсадных труб, законы изменения газосодержания, давления, плотности, вязкости и т.д.

Кроме того, часто необходимо знать точные значения температуры как перекачиваемой жидкости, так и элементов насосной установки, поэтому в методике подбора важное место занимают термодинамические процессы взаимодействия насоса, погружного электродвигателя и токонесущего кабеля с откачиваемым многокомпонентным пластовым флюидом.

Необходимо отметить, что при любом способе подбора УЭЦН есть необходимость в некоторых допущениях и упрощениях, позволяющих создавать более или менее адекватные модели работы системы «пласт – скважина – насосная установка». Такими допущениями и упрощениями в общем случае являются следующие утверждения:

1. Инклинограмма скважины является неизменным во времени параметром.
2. Процесс фильтрации пластовой жидкости в призабойной зоне пласта во время процесса подбора оборудования является стационарным, с постоянными значениями давления, обводнённости, газового фактора, коэффициента продуктивности и т.д.

С учётом представленных выше допущений общая методика подбора УЭЦН выглядит следующим образом:

1. По геофизическим, гидродинамическим и термодинамическим данным пласта и призабойной зоны, а также по планируемому (оптимальному или предельному в зависимости от задачи подбора) дебиту скважины определяются забойные величины – давление, температура, обводнённость и газосодержание пластового флюида.

2. По законам разгазирования потока пластовой жидкости, а также по законам относительного движения отдельных составляющих этого потока по колонне обсадных труб на участке «забой скважины – приём насоса» определяется необходимая глубина спуска насоса или давление на приёме насоса, обеспечивающие нормальную работу насосного агрегата. В качестве одного из критериев определения глубины подвески насоса может быть выбрано давление, при котором свободное газосодержание на приёме насоса не превышает определённую величину. Другим критерием может являться максимально допустимая температура откачиваемой жидкости на приёме насоса.

Если результат расчёта оказывается нереальным (например, глубина спуска насоса оказывается больше глубины самой скважины), расчёт повторяется с использованием изменённых исходных данных (дебита, давления, обводнённости и т.д.).

Расчётная глубина подвески насоса проверяется на возможный изгиб насосной установки, на угол отклонения оси скважины от вертикали, на темп набора кривизны, после чего выбирается уточнённая глубина подвески.

1. По выбранной глубине подвески, типоразмеру обсадных и НКТ, а также по планируемому дебиту, обводнённости, газовому фактору, вязкости и плотности пластовой жидкости и устьевым условиям определяется потребный напор насоса. В соответствии с этим подбираются насосные установки, чьи рабочие характеристики лежат в непосредственной близости от расчётных величин дебита и напора. Для выбранных типоразмеров насосных установок проводится пересчёт их «водяных» рабочих характеристик на реальные данные пластовой жидкости (с учётом вязкости, плотности, газосодержания).

2. По новой «нефтяной» характеристике насоса выбирается количество рабочих ступеней, удовлетворяющих заданным параметрам – подаче и напору. По пересчитанным характеристикам определяется мощность насоса и выбирается приводной электродвигатель, токонесущий кабель и наземное оборудование (трансформатор и станция управления).

3. По температуре пластовой жидкости на приёме насоса, по мощности, КПД и теплоотдаче насоса и погружного электродвигателя определяется температура основных элементов насосной установки – обмотки электродвигателя, масла в гидрозащите, токоввода, токоведущего кабеля и т.д. После расчёта температур в характерных точках уточняется исполнение кабеля по теплостойкости (строительной длины и удлинителя), а также исполнение ПЭД, его обмоточного провода, изоляции и масла гидрозащиты.

4. После окончательного подбора УЭЦН по величинам подачи, напора, температуры и габаритным размерам проводится проверка возможности использования выбранной установки для освоения нефтяной скважины после бурения или подземного ремонта. При этом, в качестве откачиваемой жидкости для расчёта принимается тяжёлая жидкость глушения или иная жидкость (пена), используемая на данной скважине.

Расчёт ведётся для изменённых плотности и вязкости, а также для других зависимостей тепловода от насоса и погружного электродвигателя к откачиваемой жидкости. Во многих случаях при указанном расчёте определяется максимально возможное время безостановочной работы погружного агрегата при освоении скважины до достижения критической температуры на обмотках статора погружного двигателя.

После окончания подбора УЭЦН установка при необходимости проверяется на возможность работы на пластовой жидкости, содержащей механические примеси или коррозионно-активные элементы. При невозможности заказа для данной конкретной скважины специального исполнения износо- или коррозионностойкого насоса определяются необходимые геолого-технические и инженерные мероприятия, позволяющие снизить влияние нежелательных факторов.

Эксплуатация установок центробежных насосов является наиболее рациональной при следующих условиях:

1. Содержание воды в добываемой продукции не более 99 %.
2. Содержание механических примесей не более:
  - для насосов обычного исполнения – 0,1 г/л;
  - для насосов износостойкого исполнения – 0,5 г/л.
3. Содержание сероводорода, не более:
  - для насосов обычного исполнения – 0,01 г/л;
  - для насосов износостойкого исполнения – 1,25 г/л.
4. Максимальное объёмное содержание газа на приёме насоса, не более:
  - для установок без газосепаратора – 25 %;
  - для установок с газосепаратором – 55 %.
5. Микротвёрдость частиц не более 5 баллов по Моосу.
6. Минимальное допустимое снижение изоляции системы «кабель – ПЭД» – 0,03 МОм.
7. Водородный показатель для насосов коррозионностойкого исполнения 6,0-8,5.
8. Температура перекачиваемой жидкости не более 90 °С.
9. Зенитный угол в зоне работы УЭЦН не более – 40°.
10. Темп набора кривизны, не более:
  - в зоне прохождения УЭЦН – 12° на 1 м;
  - в зоне работы УЭЦН – 18° на 1 м.

#### ***Анализ отказов УЭЦН на Талаканском месторождении***

Наибольший фонд добывающих скважин на Талаканском месторождении работает механизированным способом, из них оборудовано ЭЦН – 351 скважина. При работе происходят сбои работы насосов, в основном по причине отказа оборудования. Межремонтный период работы скважин с УЭЦН невысокий и составляет в среднем 186 сут. Проанализируем причины отказов по наработке. Больше число отказов – преждевременные, происходит после работы оборудования от 31 до 180 сут. (52 %) и от 3 до 30 сут. (24 %). Повторные отказы (от 0 до 2 сут.) составляют 9 %. Затянувшиеся отказы составляют 15 % от всех наработок.

В 2016 году на скважинах, оборудованных ЭЦН, были отмечены следующие причины отказов:

- необеспеченность притока на скважинах после интенсификации и ввода новых скважин из бурения – 26 %;

- парафиноотложения – 15 %;
- солеотложения – 12 %;
- засорение ЭЦН механическими примесями – 8 %;
- механическое повреждение кабеля – 7 %;
- вынос проппанта на скважинах после ГРП – 5 %;
- брак вывода на режим, скрытый дефект кабеля, брак подготовки скважин – 4 %;
- брак ремонта гидрозащиты и ПЭД, брак эксплуатации УЭЦН – 2 %;
- брак УЭЦН, брак при монтаже, не герметичность лифта, солеотложения – 1 %;
- неустановленные причины отказов – 5 %;
- прочие причины отказов – 15 % (табл. 3).

**Таблица 3** – Причины отказов УЭЦН на Талаканском месторождении

Параметр	Процент от всех отказов, %
Необеспеченность притока на скважинах после интенсификации и ввода новых скважин из бурения	26
Парафиноотложения	15
Солеотложения	12
Засорение ЭЦН механическими примесями	8
Механическое повреждение кабеля	7
Вынос проппанта на скважинах после ГРП	5
Брак вывода на режим, скрытый дефект кабеля, брак подготовки скважин	4
Брак ремонта гидрозащиты и ПЭД, брак эксплуатации УЭЦН	2
Брак УЭЦН, брак при монтаже, не герметичность лифта, солеотложения	1
Не установленные причины отказов	5
Прочие причины отказов	15

Для улучшения показателей эксплуатации скважин на Талаканском месторождении необходимо улучшить контроль над подбором оборудования, эксплуатацией скважин, качественным выводом на режим и установить устройство для крепления кабелей к элементам установки электроцентробежных насосов. Технической задачей изобретения является повышение надёжности устройства за счёт предотвращения контакта элементов конструкции со стыками и внутренней поверхностью обсадных труб при спускоподъёмных операциях, уменьшение габарита устройства, обеспечение крепления кабеля-удлинителя, а также обеспечение направления дополнительного кабеля с возможностью его продольного перемещения.

Были проанализированы все без исключения узлы УЭЦН поступившие со скважин. При этом отказы классифицируются:

1. По длительности работы УЭЦН в скважине:
  - затянувшиеся (УЭЦН не запустился в работу);
  - повторные (УЭЦН отработал менее 2 сут. с момента первого выпуска);
  - преждевременные (УЭЦН отработал от 2 до 30 сут., либо от 30 до 180 сут.);
  - прочие (УЭЦН отработал более 180 суток).
2. По причине подъёма УЭЦН из скважины:
  - снижение изоляции системы «кабель – двигатель»;
  - обрыв в цепи питающей ПЭД («отсутствие звезды»);
  - снижение производительности УЭЦН либо полное прекращение подачи;
  - заклинивание валов УЭЦН («установка не разворачивается»);
  - геолого-технические мероприятия, не связанные с выходом из стоя узлов

УЭЦН;

3. Прочие.

По службам виновным в отказе УЭЦН: НГДУ, смежники (УПНП и КРС, УБР, СП, прочие), база ЭПУ, завод изготовитель, не установлены и прочие.

Во всех случаях определяется техническое состояние УЭЦН поступившей со скважины, заполняется ремонтный журнал и эксплуатационный паспорт поднятой установки. В случае выхода из стоя узла УЭЦН, его техническое состояние обязательно

нужно соотносить с режимом эксплуатации и прочими скважинными условиями. Первопричину отказа УЭЦН зачастую можно определить ещё до спуска этой установки в скважину: исходя из качества ремонта и монтажа на предприятии, осуществляющем прокат ЭПУ, соблюдения необходимых условий подбора УЭЦН, подготовки самой скважины к спуску.

Оценка и определение причин отказа УЭЦН разбивается на следующие этапы:

Первый этап – непосредственно на скважине, до подъёма установки. При этом необходимо не только точно определить причину остановки и состояние УЭЦН, но и окончательно убедиться в невозможности дальнейшей работы установки без подъёма из скважины. Запуск аварийно остановившейся установки значительно сокращает затраты. Но в то же время многократный пуск УЭЦН, особенно при повышенных нагрузках, значительно снижает ресурс изоляции двигателя и кабеля.

Второй этап – демонтаж поднятой отказавшей УЭЦН. На этом этапе работы выполняются совместно персоналом ЭПУ и бригады ремонта скважин. Результаты демонтажа и все обнаруженные отклонения записываются в эксплуатационный паспорт УЭЦН. В случае подъёма УЭЦН из-за отсутствия, либо снижения подачи и при заклинивании, необходимо тщательно осмотреть обратный и сбивной клапан, убедиться в их работоспособности, отсутствии мех примесей и попытаться запустить на устье скважины поднятую установку с обратным клапаном. Для этого необходимо долить скважину до устья, установить на выкиде заглушку с манометром и запустить УЭЦН.

Третий этап – подготовка к ревизии и дефектации узлов УЭЦН. На этом этапе до начала рабочего дня цеха ремонта, ознакомиться с эксплуатационным паспортом установки (характеристика скважины, режим работы УЭЦН, причины подъёма, результаты демонтажа). В случае если УЭЦН отработал менее 180 сут., предупреждает представителя нефтедобывающего предприятия о предстоящей разборке УЭЦН.

Четвёртый этап – разборка и дефектация узлов УЭЦН в цехе ремонта ЭПУ производится рабочими цеха. В процессе разборки проверяется вращение валов, состояние шлицевых концов валов и соединительных муфт. Грамотная дефектация узлов и деталей позволит определить причину отказа УЭЦН – комплектного устройства, незначительный дефект одного из узлов которого вызывает отказ другого узла и всей установки. Задача не только разобрать и отдефектовать узел, но и собрать как можно больше информации о состоянии каждого узла в отдельности, чтобы получить достоверную общую картину, позволяющую определить причину отказа УЭЦН. Очень важна предварительная подготовка к разборке и дефектации узлов: изучение эксплуатационного паспорта УЭЦН, режима работы, протоколов испытаний и карточек узлов.

Пятый этап – подготовка к заседанию Дня качества. На этом этапе производится анализ всей информации, чтобы определить чёткую картину отказа и если нужно, производится сбор и подготовка дополнительной информации.

Шестой этап – ежемесячное заседание дня качества по определению причин отказов УЭЦН в скважинах. По состоянию результатов составляется и подписывается сторонами протокол. При необходимости вносятся оперативные изменения в план работ бригад ремонта скважин, принимаются решения об изменении типоразмера УЭЦН в рассматриваемой скважине или о прекращении вообще эксплуатации в ней УЭЦН.

Седьмой этап – подготовка претензионных материалов по факту преждевременного отказа УЭЦН в скважине.

Восьмой этап – проведение анализа надёжности работы УЭЦН за месяц. Составляется итоговая таблица распределения причин отказа в работе УЭЦН. Для проведения анализа также служит расчёт МРП в целом по базе, по нефтедобывающим предприятиям, по месторождениям, по типоразмерам УЭЦН, по пластам и глубинам подвески, рассчитываемые ежегодно.

В большинстве случаев чётко определить причину отказа или выявить брак какой-либо службы в оборудовании, проработавшем более 30 сут., невозможно. Исполнение данных условий и требований позволит не только чётко определить причины выхода из строя УЭЦН на скважинах, но и своевременно принимать меры по их предотвращению впредь, неуклонно повышать МРП работы оборудования и поддерживать высокую технологическую дисциплину рабочих.

Мероприятия по увеличению МРП работы ЭЦН:

Для достижения эффективности работ УЭЦН на Талаканском месторождении необходимы следующие условия:

1. Применение УЭЦН в коррозионно-стойком исполнении:

- рабочие органы должны быть выполнены из износостойких материалов;
- качество обработки рабочих органов должно быть достаточно высоким, чтобы предотвратить оседание на них солей и примесей;
- промежуточные подшипники и узлы пяты необходимо исполнять из современных износостойких материалов, с применением твёрдых сплавов (карбид кремния);
- рассмотреть возможность внесения конструктивных изменений в приёмном модуле для повышения эффективности защиты насоса от влияния механических примесей.

2. При отложении парафина и неорганических солей на стенках скважин и подъёмных труб, в насосном оборудовании и наземных коммуникациях систем сбора и подготовки нефти, резко ухудшаются условия работы насоса, происходит падение дебита от 10 до 70 %, вследствие чего уменьшается объём прокачиваемой через насос жидкости, повышение динамического уровня, изменение токовых нагрузок. А, следовательно, необходимо внедрять эффективные мероприятия по борьбе с отложениями АСПО и солей.

3. Важной особенностью Талаканского месторождения является эксплуатация ЭЦН на малодобитном фонде скважин, вследствие чего необходимо применять установки ЭЦН следующих типов:

- расширенными динамическими характеристиками и рабочей зоной;
- производительностью от 10 м<sup>3</sup>/сут. и выше.

4. В связи с высоким газосодержанием на приёме насоса необходимо:

- применять газосепараторы с повышенным коэффициентом сепарации;
- рассмотреть возможность применения на Талаканском месторождении методики «предварительного дегазирования газа и разрушение структуры откачиваемой эмульсии».

5. Для повышения эффективности работы электропогружного оборудования необходимо применять системы телеметрии, которые будут обеспечивать контроль таких параметров как температура и давление на приёме насоса, что позволит своевременно выявить отклонения от работы УЭЦН, вносить изменения в технологические режимы, проводить комплексные исследования скважин и т.д.

### **Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) для добычи нефти из скважин**

Компания «Борец» производит полнокомплектные установки погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН) для добычи нефти:

- в габарите 5 – насос с наружным диаметром корпуса 92 мм, для обсадных колонн с внутренним диаметром 121,7 мм;
- в габарите 5А – насос с наружным диаметром корпуса 103 мм, для обсадных колонн с внутренним диаметром 130 мм;
- в габарите 6 – насос с наружным диаметром корпуса 114 мм, для обсадных колонн с внутренним диаметром 144,3 мм.

Оценка герметичности колонны труб производится в процессе её опрессовки. Колонна считается герметичной, если в процессе её опрессовки при опрессовочном давлении давление в затрубном пространстве снижается, например, в течение 30 минут не более чем на 0,5 МПа. «Борец» предлагает различные варианты комплектации УЭЦН в зависимости от условий эксплуатации и требований потребителей.

Высококвалифицированные специалисты завода «Борец» производят подбор комплектации УЭЦН для каждой конкретной скважины, обеспечивающий оптимальное функционирование системы «скважина – насос».

Стандартная комплектация УЭЦН:

- погружной центробежный насос;
- модуль входной или газостабилизирующий модуль (газосепаратор, диспергатор, газосепаратор-диспергатор);



- погружной электродвигатель с гидрозащитой (2, 3, 4) кабель и кабельный удлинитель;

- станция управления погружным электродвигателем.

Указанные изделия выпускаются в широкой номенклатуре параметров и имеют исполнения для обычных и осложненных условий эксплуатации.

В реальных условиях эксплуатации механизированных скважин случаи, когда износ узлов ЭЦН носит только эрозионный характер, крайне редки. Обычно изнашивание элементов узлов ЭЦН, образующих проточные каналы насоса, носит комплексный характер, включающий все виды абразивного износа.

Компания «Борец» выпускает погружные центробежные насосы на подачи от 15 до 1000 м<sup>3</sup>/сут., напором от 500 до 3500 м, следующих типов:

- погружные центробежные двухопорные насосы с рабочими ступенями из высокопрочного нирезиста (типа ЭЦНД) – предназначены для эксплуатации в любых условиях, в том числе в осложнённых (с повышенным содержанием мехпримесей, газо-содержания и температуры перекачиваемой жидкости);

- погружные центробежные насосы в модульном исполнении (типа ЭЦНМ) – предназначены преимущественно для обычных условий эксплуатации;

- погружные центробежные двухопорные насосы с рабочими ступенями из высокопрочных коррозионностойких порошковых материалов (типа ЭЦНДП) – рекомендуются для скважин с высоким газовым фактором и нестабильным динамическим уровнем, успешно противостоят отложению солей.

### ***Насосы погружные центробежные модульные типа ЭЦНД***

Насосы типа ЭЦНД предназначены преимущественно для обычных условий эксплуатации. Ступени одноопорной конструкции, материал ступеней – высокопрочный легированный модифицированный серый перлитный чугун, обладающий повышенной износо- и коррозионной стойкостью в пластовых средах с содержанием механических примесей до 0,2 г/л и относительно невысокой интенсивностью агрессивности рабочей среды.

Основным отличием насосов ЭЦНД является ступень двухопорной конструкции из чугуна марки нирезист. Стойкость нирезиста к коррозии, износу в парах трения, гидроабразивному износу позволяет использовать насосы ЭЦНД в скважинах с осложненными условиями эксплуатации.

Применение двухопорных ступеней существенно улучшает эксплуатационные характеристики насоса, повышает продольную и поперечную устойчивость вала и снижает вибрационные нагрузки. Повышается надёжность работы насоса и его ресурс.

Преимущества ступеней двухопорной конструкции:

- повышенный ресурс нижних осевых опор рабочего колеса;
- более надёжная изоляция вала от абразивной и коррозионноагрессивной жидкости;

- увеличенный ресурс работы и радиальная устойчивость вала насоса из-за увеличенной длины межступенных уплотнений.

Для осложнённых условий эксплуатации в этих насосах, как правило, устанавливаются промежуточные радиальные и осевые керамические подшипники.

Насосы ЭЦНД имеют напорную характеристику постоянно падающей формы, исключая возникновение неустойчивых режимов работы, приводящих к повышенной вибрации насоса и снижающей вероятность отказов оборудования.

Применение двухопорных ступеней, изготовление опор вала из карбида кремния, соединение секций насоса по типу «корпус – фланец» болтами с мелкой резьбой класса прочности 10.9 повышают надёжность работы УЭЦН и снижают вероятность отказов оборудования.

Условия эксплуатации приведены в таблице 4.

Допускаемый темп набора кривизны ствола скважины не должен превышать 2° на 10 м.

Угол отклонения оси ствола скважины от вертикали в зоне работы погружного агрегата не должен быть более 60°. Технические характеристики приведены в таблице 5.

**Таблица 4** – Условия эксплуатации

Параметр	Значение
Водородный показатель pH	6,0–8,5
Концентрация твердых частиц в пластовой жидкости, г/л	0,5
Микротвёрдость частиц по шкале Мооса	не более 7 баллов
Максимальное содержание свободного газа на приёме насоса по объёму, %	25
– с применением газосепаратора или диспергатора	55
– с применением «газосепаратора-диспергатора»	68
Температура откачиваемой жидкости, °С	не более 135

**Таблица 5** – Технические характеристики

Группа насоса	Номинальная подача, м <sup>3</sup> /сут.	Напор насоса, м		КПД, %
		min	max	
5	30	1000	2800	33,0
	50	1000		43,0
	80	900		51,0
	125	750		52,0
5А	35	100	2700	35,0
	60	1250	2700	50,0
	100	1100	2650	54,0
	160	1250	2100	58,0
	250	1000	2450	57,0
	320	800	2200	55,0
	400	850	2000	61,0

### **Установки погружных электроцентробежных насосов**

Установки ЭЦН являются основным видом нефтедобывающего оборудования. Если в 1960 году ими добывалось 9,3 млн тонн нефти, то уже в 1980 году около 200 млн тонн при 19 % фонда скважин.

Основным фактором широкого применения УЭЦН является установка привода в скважине около насоса, что ликвидировало длинный узел связи между ними и позволило снять ограничение на передачу полезной мощности насосу.

В настоящее время полезная мощность ЭЦН составляет от 14 до 120 кВт против 40 кВт у штанговых насосов.

Промышленностью выпускаются насосы для отбора до 1000 м<sup>3</sup>/сут. жидкости при напоре 900 м (табл. 6), различных типоразмеров (табл. 7). Содержание в добываемой жидкости сероводорода до 0,01 г/л, для установок коррозионно-стойкого исполнения – 1,25 г/л; максимальное содержание попутной воды – 99 %, свободного газа на входе в насос не более 25 % (по объёму), а для установок с модулями-газосепараторами – 55 %. Максимальное содержание твёрдых частиц – 0,1 г/л, а для насосов в износостойком исполнении – до 5 г/л.

Шифр: ЭЦН-5А-360-600 – электроцентробежный насос для обсадной колонны 5А (диаметром 146 мм) подача 360 м<sup>3</sup>/сут., напор – 600 м водяного столба ( $P = 1000 \text{ кг/м}^3$ ). Диаметры эксплуатационных колонн в обозначении группы ЭЦН соответствуют:

- 5 – обсадная колонна диаметром 140 мм с внутренним диаметром 121,7 мм;
- 5А – обсадная колонна диаметром 146 мм с внутренним диаметром 130 мм;
- 6 и 6А – обсадная колонна диаметром 168 мм с внутренним диаметром 144,3 мм и 148,3 мм соответственно.

В соответствии с группами ЭЦН диаметры корпусов насосов составляют 92 мм, 103 мм, 114 мм и 137 мм. Внутренний диаметр корпусов насосов соответственно равен 80 мм, 90 мм, 100 мм и 120 мм.

Таблица 6 – Характеристики погружных центробежных насосов

Шифр насоса	Номинальные		напор, м	Рабочая область		КПД, %	Число ступеней	Масса, кг
	подача, м <sup>3</sup> /сут.	напор, м		подача, м <sup>3</sup> /сут.	напор, м			
1	2	3	4	5	6	7	8	
ЦНИ5-40-850	40	940	25-70	960-690	37,8	191	185	
ЭЦН5-40-1400		1475		1510-1100				
ЭЦНИ5-40-950		860		890-650				
ЭЦН5-80-850	80	850	60-115	910-490	49,8	195	205	
ЭЦН5-80-1200		1195		1280-695				
ЭЦНИ5-80-1550		1500		1520-1100				
ЭЦН5-130-600	130	675	85-160	765-500		164	318	
ЭЦН5-130-1200		1160		1320-860				
ЭЦНИ5-130-1200		1165		1300-830				
ЭЦНИ5А-100-1350	100	1300	80-180	1360-800	49,0	248	288	
ЭЦН5А-160-1100	160	1080	125-205	1225-710	57,5	226	313	
ЭЦН5А-160-1400		1400		1520-1000				
ЭЦН5А-250-800		800		900-490				
ЭЦН5А-250-1000	250	1010	190-350	1110-625	59,5	187	432	
ЭЦН5А-360-600		570		670-440				
ЭЦН5А-360-700		660		760-500				
ЭЦН5А-360-850	360	850	290-430	950-680	59,3	186	456	
ЭЦНИ6-100-1500		1460		1560-950				
ЭЦН6-160-850		855		930-750				
ЭЦНИ6-160-750	160	740	130-185	830-605	57,0	109	182	
ЭЦН6-160-1100		1150		1260-980				
ЭЦНИ6-160-1190		1060		1195-875				
ЭЦН6-160-1450	160	1580	130-185	1740-1380	56,5	247	382	
ЭЦНИ6-160-145		1385		1550-1140				

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8
ЭЦНИ6-250-800		785	200-330	850-550	62,0	125	240
ЭЦНИ6-250-800		850	190-320	920-615	61,0	133	238
ЭЦНИ6-250-1050	250	1140	200-330	1230-820	62,0	183	386
ЭЦНИ6-250-1050		1080	190-320	1175-815	61,0	170	333
ЭЦНИ6-250-1400		1385	200-330	1490-960	62,0	229	424
ЭЦНИ6-350-650		620	280-440	685-400	64,0	90	280
ЭЦНИ6-350-650	350	690	230-430	700-470	51,8	106	261
ЭЦНИ6-350-850		840	280-440	925-510	64,0	125	390
ЭЦНИ6-350-850	350	850	230-430	1000-530	49,6	149	371
ЭЦНИ6-350-1100		1000	260-430	1170-710	61,5	154	455
ЭЦНИ6-500-450		445	350-680	530-260	62,5	84	286
ЭЦНИ6-500-450	500	415	300-600	558-328	50,0	93	250
ЭЦНИ6-500-750		775	350-680	905-455	62,5	143	477
ЭЦНИ6-500-750		750	420	860-480	60,0	145	462

Таблица 7 – Типоразмеры погружных электродвигателей

Электродвигатель	Номинальные			КПД, %	cos φ	Скорость охлаждения жидкости, м/с	Температура окружающей среды, °С	Длина, м	Масса, кг
	мощность, кВт	напряжения, В	ток, А						
ПЭД14-103	14	350	40	72	0,80	0,06	70	4,20	200
ПЭД20-103	20	700	29	73	0,78	0,06	70	5,17	275
ПЭД28-103	28	850	34,7	73	0,75	0,085	70	5,5	295
ПЭД40-103	40	1000	40	72	0,80	0,12	55	6,2	335
ПЭДС55-103	55	850	69	73	0,75	0,37	70	5,21	500
ПЭД45-117	45	1400	27,3	81	0,84	0,27	50	5,60	382
ПЭД65-117	65	2000	27,5	81	0,84	0,27	50	7,5	525
ПЭД90-117	90	2000	38,7	81	0,83	0,4	60	10,7	750
ПЭД17-123	17	400	39,5	78	0,80	0,1	80	4,6	348
ПЭД35-123	35	550	55,5	79	0,84	0,12	70	5,45	425
ПЭД46-123	46	700	56,5	79	0,85	0,2	80	6,73	528
ПЭД55-123	55	800	61,5	78	0,83	0,2	70	7,2	568
ПЭД75-123	75	915	73,5	76	0,85	0,3	55	8,02	638
ПЭД100-123	100	950	89,5	80	0,85	0,35	60	8,02	638
ПЭД125-138	125	2000	50,5	84	0,85	0,9	50	8,21	800

В последнее время промышленностью освоен выпуск насосов в модульном исполнении, что позволяет более точно подобрать насос для широкого диапазона параметров скважин. В этом случае в обозначение насоса вводится буква «М».

Для привода погружных центробежных электронасосов применяется маслозаполненный погружной трёхфазный асинхронный электродвигатель переменного тока с короткозамкнутым ротором и синхронной частотой оборотов 3066 в мин.

Электродвигатели изготавливаются диаметрами 103, 117, 123 и 138 мм, что позволяет компоновать их с соответствующей группой насосов 5, 5А, 6, 6А и опускать в соответствующую эксплуатационную колонну с зазором 10–20 мм.

Всего предусмотрено 15 типоразмеров погружных электродвигателей мощностью от 14 до 125 кВт (табл. 7). Большие мощности и малые диаметры вызывают необходимость иметь большую длину электродвигателя до 8,2 м.

Для предотвращения попадания пластовой жидкости из скважины корпус электродвигателя выполняется герметичным, и его заполняют трансформаторным маслом с высоким пробивным напряжением. Масло служит одновременно смазкой для подшипников скольжения электродвигателя.

Трансформаторное масло для лучшего охлаждения и смазки опор циркулирует. Оно поднимается по пустотелому валу к турбинке и нагнетается ею в полость над статором двигателя. Отсюда оно идёт по зазорам между статором и ротором и по пазам в статорном железе, отводя тепло от перегретых деталей и вынося продукты износа из подшипников.

Теплостойкость изоляции проводов обмотки электродвигателей ограничена 130–160 °С, поэтому температура добываемой жидкости в скважине не должна превышать 50–80 °С в зависимости от конструкции двигателя и применяемых материалов.

В настоящее время разработаны и начинают широко внедряться погружные электродвигатели для привода насосов в модульном исполнении.

Двигатели предназначены для работы в среде пластовой жидкости с температурой до 110 °С и гидродинамическим давлением до 20 МПа.

Обозначения: ПЭДУСК-90-117В5 – погружной электродвигатель унифицированный. С – секционный, К – коррозионно-стойкий (отсутствующие буквы – нормальный); 90 – полезная (номинальная) мощность, кВт; 117 – диаметр корпуса, мм; В5 – климатическое исполнение и категория размещения.

## Литература:

1. СургутНИПИнефть. Проектирование строительства скважин на Талаканском месторождении. – Сургут : СургутНИПИнефть, 2008. – Том 1. – Книга 1. – 231 с.
2. Технологический регламент цеха добычи нефти и газа НГДУ «Талаканнефть», 2009. – 79 с.
3. Арутюнов А.А. [и др.]. Оборудование для добычи нефти. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 182 с.
4. Будников А.М., Щеглов А.В., Апенышев Д.С. Влияние геологических особенностей строения Талаканского НГКМ на режим работы скважин. – Сургут : Издательство «Сургутграф», 2009. – Книга 1. – 35 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., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 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. 1–2.
8. Булатов А.И. [и др.]. 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. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
14. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
15. Кошелев А.Т., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Реконструкция и восстановление скважин : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – 284 с.
16. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
17. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
18. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
19. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГУ», 2019. – 267 с.
20. Александров А.Н., Рогачёв М.К. Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в условиях образования асфальтосмолопарафиновых отложений // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): 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. 14–19.
21. Ахметов А.Ф., Копытина Е.В., Колобов А.Н. Свойства нефтей Талаканского месторождения // Башкирский химический журнал. – Уфа : Издательство «Ювента», 2010. – Т. 14. – № 4. – С. 65–73.
22. Ахриев К.Р., Савенок О.В., Яковлев А.Л. Анализ эффективности применения установок электроцентробежных насосов на Ново-Покурском нефтяном месторождении // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 4. – С. 275–297.
23. Березовский Д.А. [и др.]. 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.
24. Березовский Д.А. [и др.]. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 1. – С. 33–50.
25. 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.
26. 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.
27. Вдовиченко Д.В., Батыров М.И. Анализ оптимизации технологических режимов скважин механизированного фонда на Талинском месторождении // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 3. – С. 246–265.
28. Гребенников И.М. Работа установки погружных электроцентробежных насосов в кратковременном периодическом режиме – эффективная технология добычи нефти // Нефть и газ. – 2014. – № 5. – С. 15–21.
29. Грибенников О.А., Шумахер М.Ю., Рудь О.Н. Вопрос оптимизации работы УЭЦН на примере Бобровского месторождения «Оренбургнефть» // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 144–148.
30. Кирпа С.В., Шальская С.В. Анализ эффективности проведения оптимизации скважин по Рославльскому нефтяному месторождению // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 1. – С. 42–61.

31. Лапотников А.Г., Котельников А.С. Анализ эффективности внедрения УЭЦН на месторождениях НГДУ «Катанглинефтегаз» // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 3. – С. 178–192.

32. Леонов И.В. Гидродинамический метод выявления притока воды из негерметичности эксплуатационной колонны, расположенной над УЭЦН // Нефтепромысловое дело, 2011. – № 5. – С. 35–37.

33. Чернокнижный Д.В., Савенок О.В. Оптимизация работы установок электроцентробежных насосов на Первомайском нефтяном месторождении // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 1. – С. 124–149.

34. 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.

## References:

1. SurgutNIPIneft. Designing the construction of wells at the Talakanskoye field. – Surgut : SurgutNIPIneft, 2008. – Volume 1. – Book 1. – 231 p.

2. Technological Regulations of Oil and Gas Production Shop of NGDU «Talakanneft», 2009. – 79 p.

3. Arutyunov A.A. [et al.] Equipment for oil production. – Krasnodar : Publishing House – South, 2014. – 182 p.

4. Budnikov A.M., Shcheglov A.V., Apenishev D.S. Influence of the geological peculiarities of the Talakan oil and gas condensate field structure on the well operation mode. – Surgut : Surgutgraph Publishing House, 2009. – Book 1. – 35 p.

5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of the oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie-South, 2010. – 539 p.

6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at the construction of the oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie-South, 2010. – 522 p.

7. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-resin-paraffin deposits and hydrate formation: prevention and removal: in 2 volumes : a manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2011. – Т. 1–2.

8. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in construction of oil and gas wells : textbook for university students. – Krasnodar : Prosveshchenie-South LLC, 2011. – 603 p.

9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Overhaul of the oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Т. 1–4.

10. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Completion of the oil and gas wells»: in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Т. 1–4.

11. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific basis and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.

12. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Development of oil and gas wells. Science and practice : monograph. – Lviv : Spole, 2018. – 476 p.

13. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremiychuk R.S. Oil and gas engineering during well development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.

14. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Fundamentals of the geophysical research during construction and operation of the wells at the oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.

15. Koshelev A.T., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. Reconstruction and restoration of the squawjin : textbook. – Krasnodar : Publishing House – South, 2015. – 284 p.

16. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and well work: educational event. – Novocherkassk : Lik, 2017. – 326 p.

17. Savenok O.V. Optimization of the operation equipment functioning to increase the efficiency of the oil-field systems with complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013. – 336 p.

18. Savenok O.V. Theoretical bases of the oil and gas fields development : textbook. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie-South, 2011. – 203 p.

19. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Published by FGBOU VPO KubGTU, 2019. – 267 p.

20. Alexandrov A.N., Rogachev M.K. Increasing the efficiency of operation of wells with electric submersible pumps in the conditions of formation of asphalt tar pitch and paraffin deposits // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas reservoirs. – P. 14–19.

21. Akhmetov A.F., Kopytina E.V., Kolobov A.N. Oil properties of the Talakanskoye field // Bashkir Chemical Journal. – Ufa : Yuventa Publishing House, 2010. – Т. 14. – № 4. – P. 65–73.
22. Akhriev K.R., Savenok O.V., Yakovlev A.L. Efficiency analysis of the electric submersible pump units application at the Novo-Pokurskoye oil field // Scientific journal of Nauka. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – № 4. – P. 275–297.
23. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of physical-chemical models and methods of prognosticating the state of reservoir rocks // Monthly scientific-technical and production journal «Oil industry». – M. : CJSC «Oil Industry Publishing House», 2014. – № 9. – С. 84–86.
24. Berezovsky D.A. [et al.]. Technologies and principles of development of multiplatform places-births // Scientific journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – № 1. – P. 33–50.
25. Borovik O.V., Savenok O.V. Analysis of ESP installation efficiency in the fields of the Krasnodar Territory // Scientific Journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – № 2. – P. 34–61.
26. Borovik O.V., Savenok O.V. Analysis of the Y-Tool bypassing system application for research under the operating ESP installation at the fields of the Krasnodar Territory // Scientific Journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – № 2. – P. 62–81.
27. Vdovichenko D.V., Batyrov M.I. Analysis of optimization of technological modes of squeeze mechanized fund at Talinskoye field // Scientific journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – № 3. – P. 246–265
28. Grebennikov I.M. Operation of the submersible electric centrifugal pumps installation in the short-term periodical mode – an effective oil production technology // Oil and Gas. – 2014. – № 5. – P. 15–21.
29. Gribennikov O.A., Shumakher M.Y., Rud O.N. The question of ESP installation optimization on the example of Bobrovskoye oilfield «Orenburgneft» // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International scientific-practical conference (March 31, 2018): in 7 volumes : collection of articles; under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 144–148.
30. Kirpa S.V., Shalskaya S.V. Analysis of the efficiency of well optimization at Roslavlskoye oil field (in Russian) // Scientific journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – № 1. – P. 42–61.
31. Lapotnikov A.G., Kotelnikov A.S. Analysis of ESP installation efficiency at NGDU «Katan-glineftegaz» fields // Scientific journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – № 3. – P. 178–192.
32. Leonov I.V. Hydrodynamic method of revealing the water inflow from the leakiness of the operating column located above the ESP installation // Oilfield business, 2011. – № 5. – P. 35–37.
33. Chernoknizhnyi D.V., Savenok O.V. Optimization of the operation of the electric centrifugal pump units at the Pervomayskoye oil field // Scientific journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – № 1. – P. 124–149.
34. 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.