

## АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАЦИОНАЛЬНОМУ ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ФОНДА СКВАЖИН

Никитина<sup>1</sup> Е.А., Савенок<sup>2</sup> О.В., Кусов<sup>3</sup> Г.В.

<sup>1</sup>ООО «Газпром бурение», [ea.nikitina@bk.ru](mailto:ea.nikitina@bk.ru)

<sup>2</sup>ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет»,  
[olgasavenok@mail.ru](mailto:olgasavenok@mail.ru)

<sup>3</sup>ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет»,  
[de\\_france@mail.ru](mailto:de_france@mail.ru)

В статье проведён анализ текущего состояния разработки нефтяных оторочек Уренгойского месторождения (анализ выработки запасов и характеристика энергетического состояния) и даны рекомендации по рациональному использованию фонда скважин (характеристика фонда нефтяных скважин и анализ простаивающего фонда нефтяных скважин). Выполнен анализ ремонтных работ на скважинах в 2019 году и даны предложения к плану на 2020-2023 гг. Представлены результаты расчётов показателей добычи нефти.

**Ключевые слова:** разработка нефтяных оторочек; анализ выработки запасов и характеристика энергетического состояния; характеристика фонда нефтяных скважин; анализ простаивающего фонда нефтяных скважин; анализ ремонтных работ на скважинах; результаты расчётов показателей добычи нефти.

### **1. Анализ выработки запасов и характеристика энергетического состояния**

Опытно-промышленная эксплуатация нефтяных оторочек Уренгойского месторождения началась в 1987 году с ввода в разработку пластов БУ<sub>10</sub> и БУ<sub>11</sub> в районе второго опытного участка. Дальнейшее освоение осуществлялось по-

этапным вводом в разработку нефтяной оторочки пласта БУ<sub>8</sub> (1988 год) в районе первого эксплуатационного участка и в 1990 вводом в разработку пластов БУ<sub>10</sub> и БУ<sub>11</sub> в районе третьего участка.

Изначально основными проектными решениями предполагалось формирование эксплуатационного поля нефтяных скважин, которое бы осуществлялось исходя из степени подготовленности запасов для промышленного освоения в зоне максимальных нефтенасыщенных толщин категории запасов С<sub>1</sub>. За 22-летний период с начала разработки нефтяных оторочек со вскрытием пласта БУ<sub>8</sub> эксплуатировалось порядка 89 скважин, расположенных в пределах разрабатываемых участков. Накопленная добыча нефти из пласта составила 2643,8 тыс. тонн при максимально достигнутом уровне 243,5 тыс. тонн в год. В настоящее время обводнённость продукции скважин составляет 29,8 %, а объём добычи нефти снизился до 48,8 тыс. тонн в 2009 году. Пласт БУ<sub>10</sub> вскрыт в 87 скважинах, максимальная добыча нефти в объёме 191,1 тыс. тонн достигнута в 1996 году при сопутствующей обводнённости 1,4 %. Накопленная с начала разработки добыча нефти из пласта составила 2279 тыс. тонн, а годовой объём к настоящему времени снизился до 126,4 тыс. при текущей обводнённости 20,2 %. Из восьми скважин, которые вскрыли пласты БУ<sub>10-11</sub> максимальный объём добычи нефти не превышал 11,0 тыс. тонн, а её накопленный отбор за весь период составил 66,3 тыс. тонн, при максимальной обводнённости продукции 95,1 %. Пласт БУ<sub>11</sub> в пределах разрабатываемых участков вскрыт в 127 скважинах, которыми в настоящее время отобрано 6434,6 тыс. тонн нефти, при максимальных значениях добычи, достигнутых в 1992 году в объёме 679,5 тыс. тонн и сопутствующей обводнённости 1,9 %.

Разработка пласта БУ<sub>12-1</sub> осуществлялась скважиной № 10400, расположенной в районе шестого участка, при этом максимальная добыча нефти составила 8,8 тыс. тонн в 1994 году, а её накопленный отбор 11,2 тыс. тонн.

Основными объектами добычи нефти являются пласт БУ<sub>8</sub> в районе первого участка и пласты БУ<sub>10-11</sub> в районе второго и третьего участков. По состоянию на 01.01.2019 г. коэффициент извлечения нефти по пласту БУ<sub>8</sub> достиг 8,36 %, а

по пластам БУ<sub>10-11</sub> – 3,54 %. Всего по месторождению с учётом пласта БУ<sub>12-1</sub> отобрано 11434,9 тыс. тонн, а средний коэффициент извлечения нефти составляет 3,89 % при утверждённом значении в 20 %. Таким образом, в настоящее время из месторождения отобрано менее 20 % от извлекаемых запасов нефти.

В результате отбора свободного газа из газовых шапок и нефти из оторочек произошло снижение пластового давления по пласту БУ<sub>8</sub> в районе первого участка до 10,1-13,4 МПа и по пластам БУ<sub>10</sub> и БУ<sub>11</sub> в районе второго и третьего участков до 9,3-15,7 и 9,3-14,5 МПа соответственно. Аналогичная картина наблюдается в районе третьего участка, где пластовое давление составляет по пласту БУ<sub>10</sub> – 8,1-17,4 МПа и по пласту БУ<sub>11</sub> – 6,0-17,7 МПа (таблица 1).

Таблица 1 – Распределение пластовых давлений в зоне отбора по состоянию на 01.01.2019 г.

Давление, атм.	Участок 1	Участок 2		Участок 3	
	пласт БУ <sub>8</sub>	пласты БУ <sub>10</sub>	пласты БУ <sub>11</sub>	пласты БУ <sub>10</sub>	пласты БУ <sub>11</sub>
Минимальное	101,3	93,3	92,5	80,7	59,8
Максимальное	133,9	156,6	144,8	173,9	176,9
Среднее в зоне отбора	117,8	110,3	119,5	111,2	96,3
В целом по участку	121,9	120,6	128,6	126,0	109,7

Энергетическое состояние продуктивных пластов, содержащих нефтяные оторочки, свидетельствует, что возможности дальнейшей добычи нефти только из разрабатываемых участков уже практически исчерпаны. Для достижения утверждённых КИН необходимо вовлечение в эксплуатацию участков, не охваченных разработкой.

## 2. Характеристика фонда нефтяных скважин

Для разработки нефтяных оторочек на месторождении по состоянию на 01.01.2019 г. по трём участкам пробурено 327 скважин (рисунок 1), в том числе по первому участку – 100 скважин, по второму участку – 73 скважины, по третьему участку – 154 скважины. Действующий фонд состоит из 137 скважин, из них 30 скважин работают на первом участке, 27 на втором и 80 на третьем.

Эксплуатационный фонд нефтяных скважин по трём разрабатываемым участкам составляет 165 ед., в том числе по первому участку – 41 ед., по второму – 29 ед., по третьему – 95 ед., а действующий соответственно по первому участку – 30 ед., по второму – 27 ед., по третьему – 80 ед. Бездействующий фонд скважин составляет 28 ед., в том числе: на первом – 11 ед., втором – 2 ед., третьем – 15 ед. и представлен в основном обводнёнными, низкодебитными и находящимися в освоении скважинами.

В консервации на разрабатываемых участках находится 109 скважин, которые в настоящее время не эксплуатируются по следующим причинам:

- отсутствие притока нефти;
- низкое рабочее устьевое давление;
- гидратообразование из-за прорыва свободного газа и высокого газового фактора;
- обводнение в процессе эксплуатации или в результате заколонных перетоков;
- необходимость перевода на механизированный способ добычи нефти;
- ожидающие обустройства.

За период с начала разработки нефтяных залежей по различным геологическим и техническим причинам ликвидировано и списано с баланса предприятия 21 скважина. По состоянию на 01.01.2019 г. ожидают ликвидации ещё 9 скважин, из которых 3 скважины первого, 1 скважина второго и 5 скважин третьего участков.

По состоянию на 01.01.2019 г. 20 нефтяных скважин работают с газовым фактором свыше 20 тыс. м<sup>3</sup>/т, добываемая продукция которых состоит в основном из конденсата. В связи с этим предусмотрено отключение таких скважин с целью не только уменьшения доли конденсата в продукции промысла, но и регулирования добычи попутного газа для его последующей утилизации.

В настоящее время простаивающий фонд эксплуатационных нефтяных скважин на разрабатываемых участках составляет 137 единиц, формирование которого в начальный период освоения нефтяных залежей происходило за счёт

скважин из бурения, а в последующий период за счёт выбывших из эксплуатации (рисунок 2).



Рисунок 2 – Динамика формирования простаивающего фонда

На рисунке 3 представлено распределение действующего фонда скважин Уренгойского месторождения по способам эксплуатации (фонтанный или механический). На 01.01.2019 г. на первом участке 13 скважин эксплуатируются фонтанным способом, механическим способом по второму и третьему участкам эксплуатируется 19 и 67 скважины соответственно. Из механических способов эксплуатации преобладает газлифтный метод.

Распределение нефтяных скважин действующего фонда по технологическим параметрам и способам эксплуатации приведено на рисунке 4.

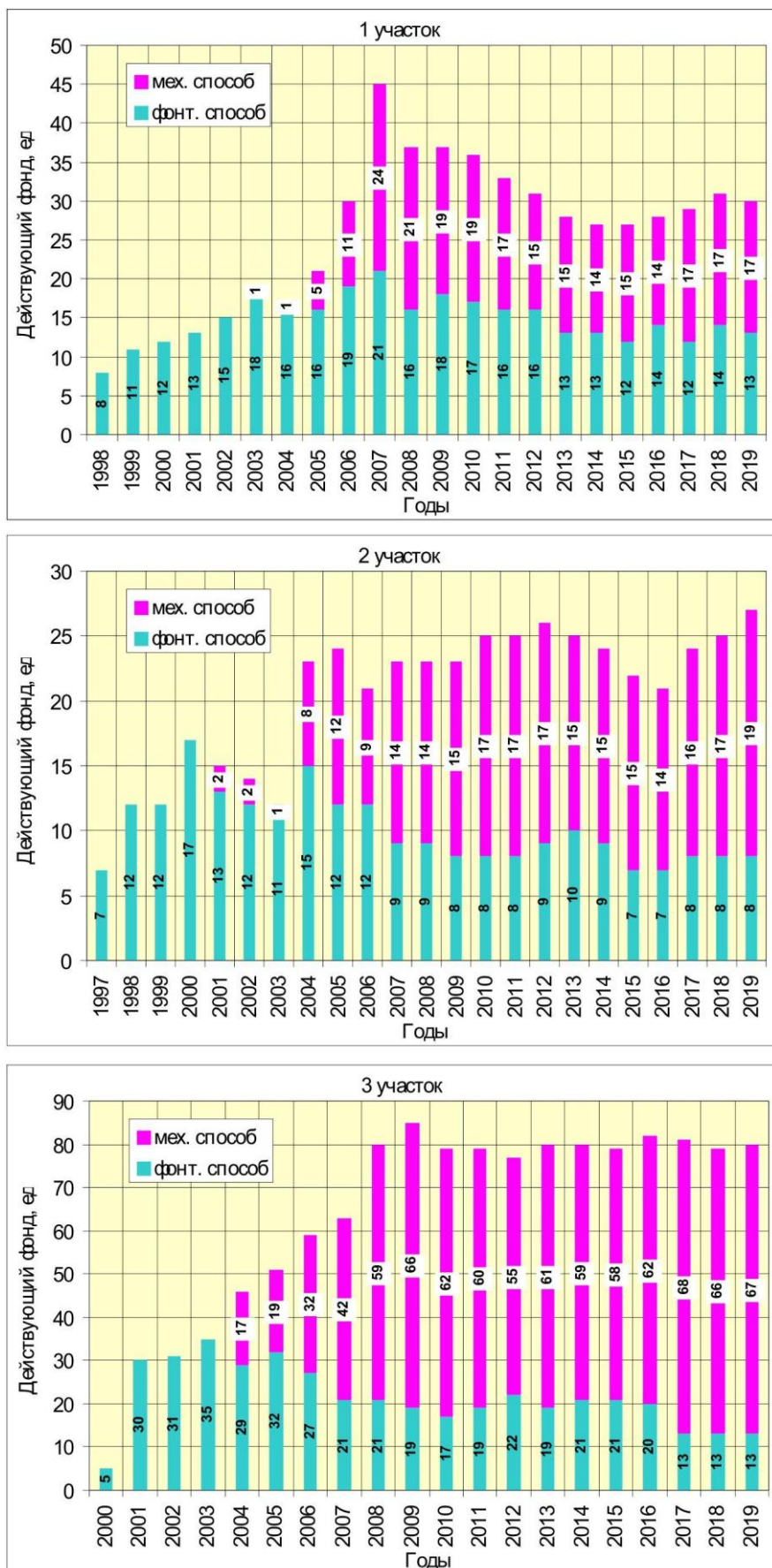


Рисунок 3 – Динамика распределения действующего фонда скважин по способам эксплуатации

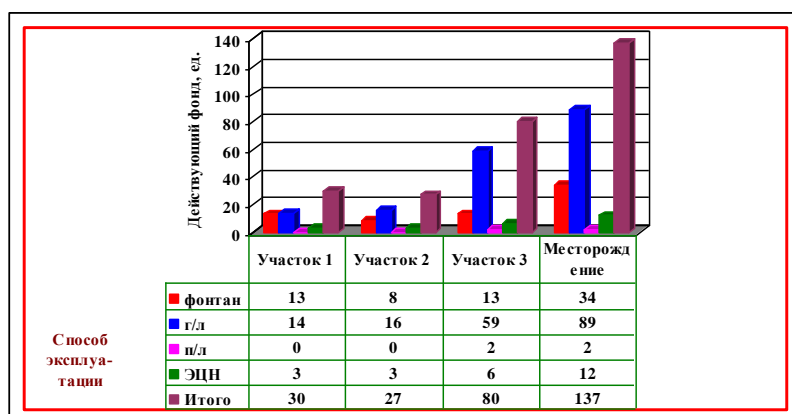
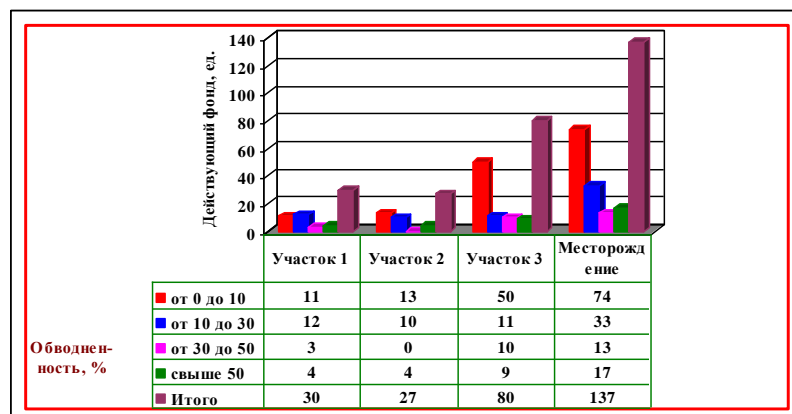
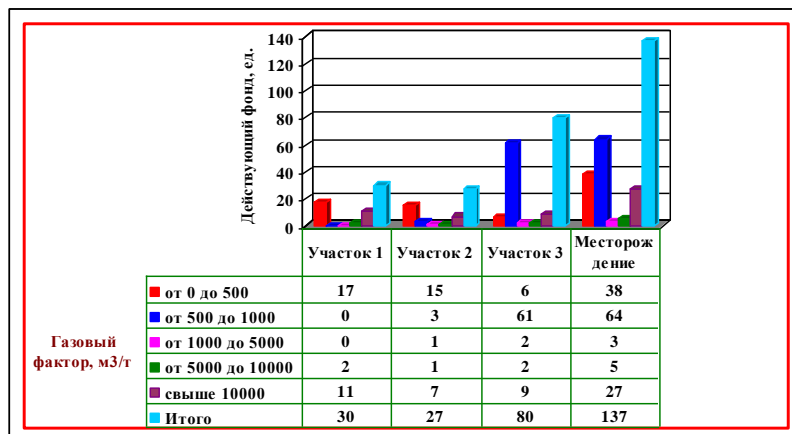
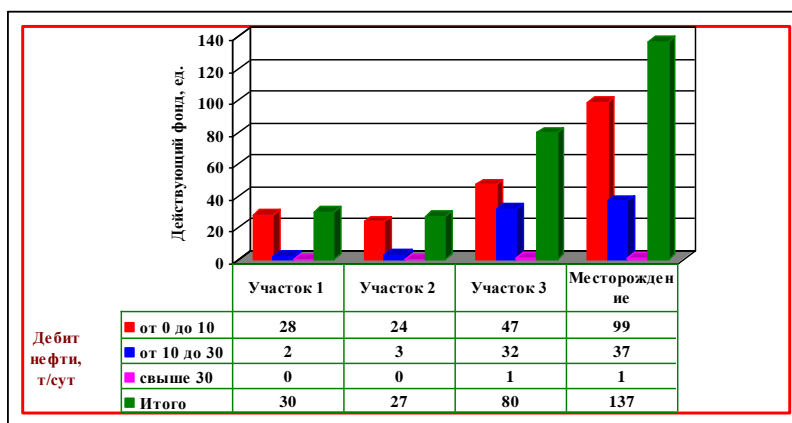


Рисунок 4 – Распределение действующего фонда скважин по технологическим параметрам и способам их эксплуатации

Несмотря на существенное снижение пластового давления на месторождении, 25 % скважин действующего фонда эксплуатируются фонтанным способом. Как правило, фонтанирование этих скважин обеспечивается высоким газовым фактором из-за прорыва в интервал перфорации свободного газа газовой шапки.

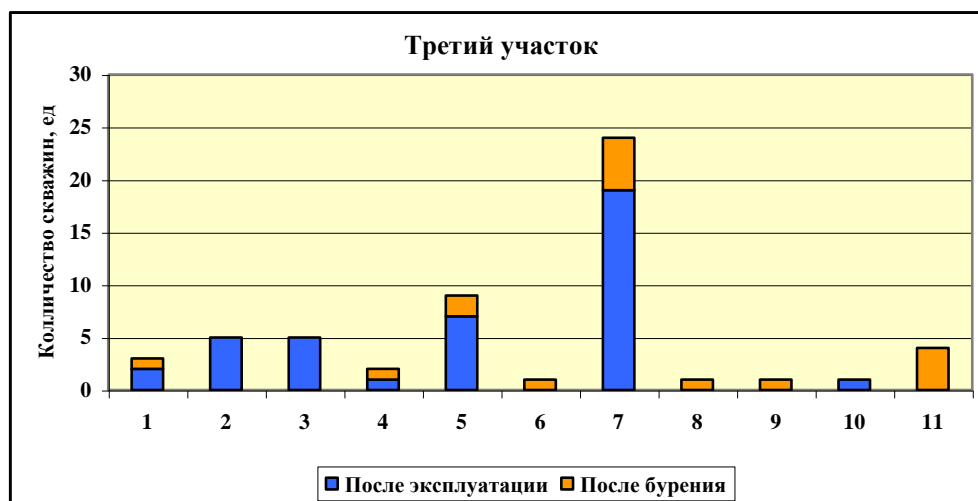
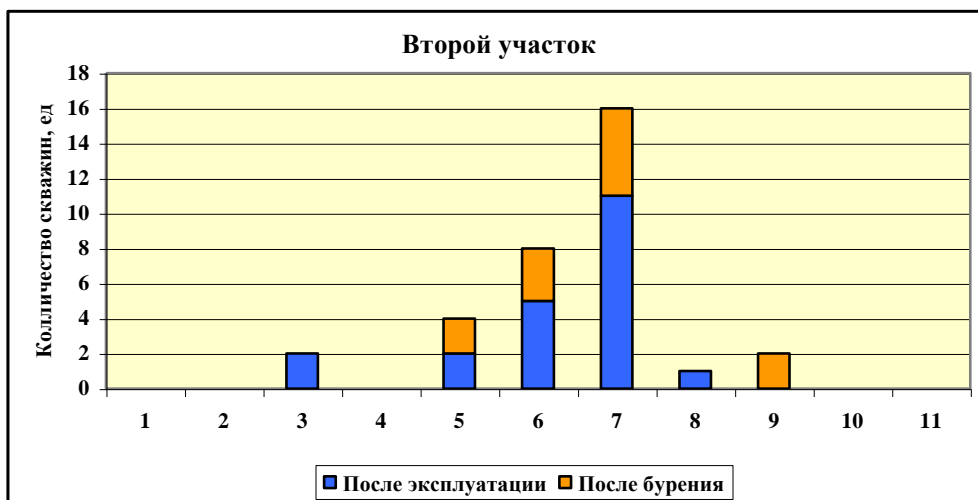
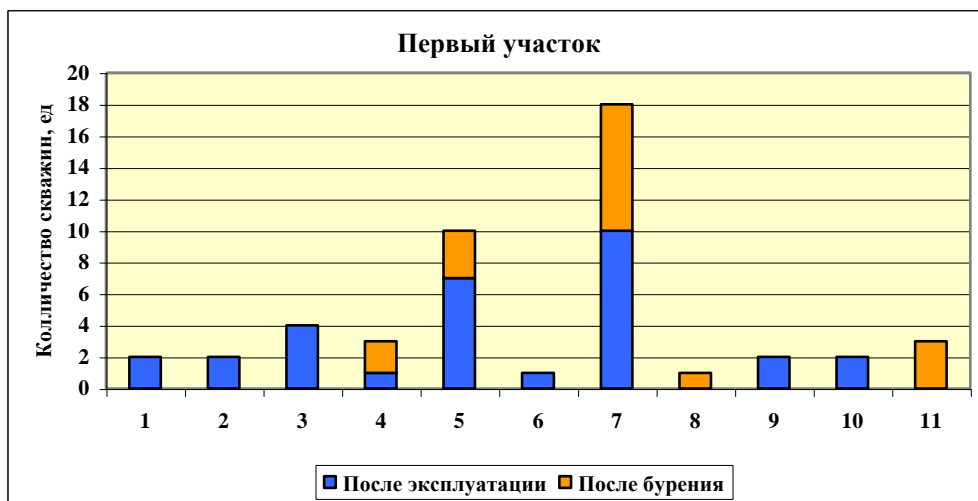
72 % скважин действующего фонда работают с дебитами по нефти менее 10 тонн/сут. Дебиты по нефти у 27 % скважин действующего фонда находятся в пределах 10-30 тонн/сут. и всего одна скважина третьего участка эксплуатируется с дебитом более 30 тонн/сут.

Отметим, что более половины скважин работают с повышенным (от 500-1000 м<sup>3</sup>/т) и высоким (более 1000 м<sup>3</sup>/т) газовым фактором, а газовый фактор свыше 10000 м<sup>3</sup>/т имеют по первому участку – 11 скважин, второму – 7, третьему – 9 скважин. Больше половины скважин на месторождении имеют обводнённость до 10 %. Обводнённость свыше 50 % имеют 4 скважины на первом и втором участках и 9 скважин третьего участка. Следует отметить, что высокие газовые факторы и значительная обводнённость скважин связаны, как с прорывом газа и воды по более проницаемым пропласткам, так и с заколонными перетоками.

### **3. Анализ простаивающего фонда нефтяных скважин**

По различным геологическим и техническим причинам и отсутствия технологий, не позволяющих осуществлять нормальную эксплуатацию скважин, находятся в консервации по первому участку 37, по второму 31 и по третьему 41 скважина. Общее количество законсервированных скважин по трём участкам составляет 109 ед. В бездействующем фонде находится 28 скважин, из которых 11 на первом, 2 на втором и 15 на третьем участках. Таким образом, простаивающий фонд нефтяных скважин по состоянию на 01.01.2019 г. составляет 137 ед., из которого в эксплуатации побывало 92 скважины и 45 скважин ранее не эксплуатировались (рисунки 5 и 6).





Бездействующий фонд

- 1) слабый приток
- 2) технические причины
- 3) обводнены
- 4) в освоении

Консервация

- 5) Требуют интенсификации
- 6) Требуют перевода на другой объект
- 7) Требуют гидроизоляции
- 8) Требуют перевода в наблюдательные
- 9) Требуют забурки второго ствола
- 10) Прорыв газа в процессе эксплуатации
- 11) Необустроенные и недообустроенные

Рисунок 5 – Распределение простаивающего фонда скважин по участкам

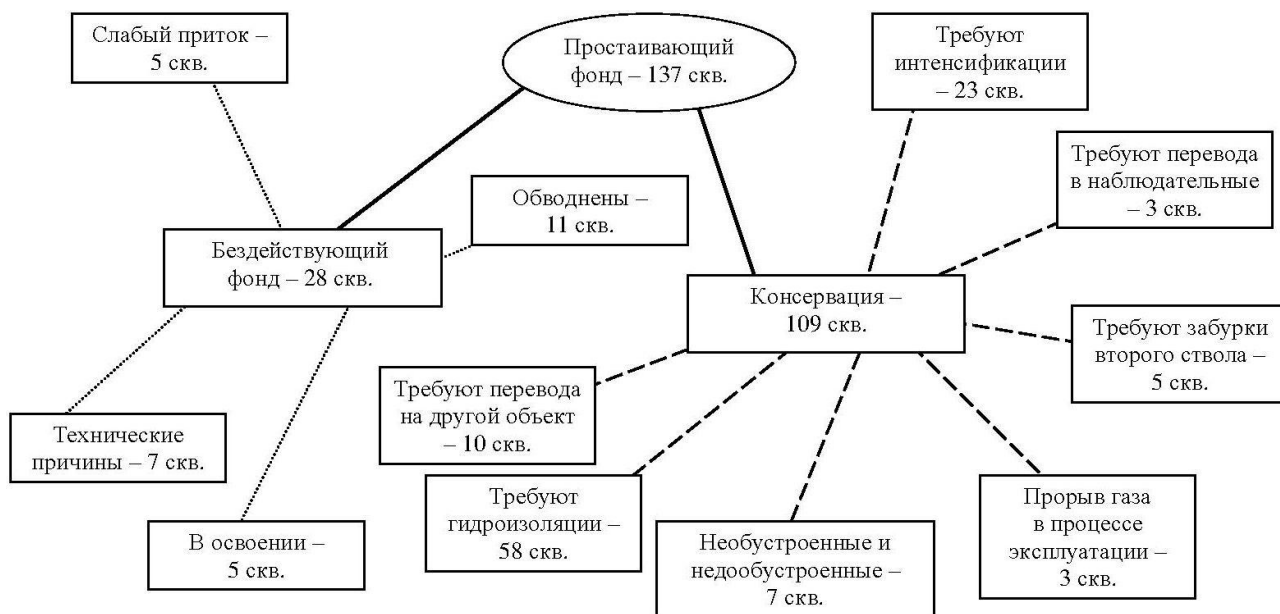


Рисунок 6 – Характеристика простаивающего фонда нефтяных скважин по причинам вывода в бездействие или консервацию

Формирование простаивающего фонда осуществлялось в течение всего периода разработки нефтяных оторочек как после бурения, так и их остановки после непродолжительной эксплуатации. Основными причинами остановки скважин и перевода их в бездействующий фонд, являются слабый приток, высокий газовый фактор, обводнение скважин, связанное с поступлением воды как по заколонному пространству из-за некачественного состояния цементного камня, так и с её продвижением по наиболее проницаемым пропласткам из водонасыщенных частей залежей.

Из 109 законсервированных скважин 41 простаивает после бурения и 68 после эксплуатации, из которых более половины скважин (58 ед.) требуют проведения ремонтных работ по гидроизоляции, из которых 40 скважин ранее эксплуатировались. В 23 скважинах необходимо проведение ремонтных работ по интенсификации притока. 13 скважин требуют перевода на газоконденсатный объект либо в наблюдательный фонд, на трех скважинах произошел прорыв газа в процессе эксплуатации, 5 скважин требуют забурки второго. Кроме того, из-за отсутствия обвязки в систему сбора или трубопровода газлифтного газа простаивают

вают и числятся в консервации три скважины на первом и четыре на третьем участках, также в трёх скважинах произошел прорыв газа в процессе эксплуатации.

В скважинах с более высокой продуктивностью по нефти, которые находились в эксплуатации, источники обводнения продукции аналогичны. Однако рост обводнённости по скважинам до их вывода из эксплуатации происходил постепенно по мере снижения пластового и забойного давлений при увеличении перепада давления между водоносными пластами в стволе скважин, а также продвижении водонефтяного контакта.

Из 28 скважин бездействующего фонда качество одной из основных причин простоя является обводнение – в 11 скважинах, по пять скважин находятся в освоении и имеют слабый приток, 7 скважин остановлены по техническим причинам. После эксплуатации остановлены 24 скважины и 4 скважины ранее не эксплуатировались.

Необходимо отметить, что дефекты и осложнения относятся не только к бездействующему и законсервированному фонду скважин, но и характерны для скважин, которые в настоящее время эксплуатируются. Количество скважин действующего и простаивающего фонда с дефектами и осложнениями по месторождению составляет 141 ед., из которых на действующий фонд приходится – 48,2 % (68 ед.), на бездействующий – 14,2 % (20 ед.) и на скважины, находящиеся в консервации, – 37,6 % (53 ед.).

#### **4. Анализ ремонтных работ на скважинах в 2019 году и предложения к плану на 2020-2023гг.**

В период 2017-2018 гг. ООО «Газпром добыча Уренгой» с привлечением субподрядных организаций планировалось осуществлять на нефтяных скважинах по 73-77 скважино-ремонтов с учётом текущих ремонтов по ликвидации парафино-гидратных пробок и другим работам с помощью колтюбинговых установок. Фактически в 2017-2018 гг. было выполнено 60 и 55 скважино-

ремонтов и введено в эксплуатацию 43 и 39 скважин, при этом эффективность составляла 72 и 71 %.

Согласно «Программе по сокращению бездействующего фонда...» в 2019 году проведение ремонтных работ было запланировано на 26 скважинах простаивающего фонда, из которых закончены ремонтom 10 скважин. Из них 7 скважин введены в действующий фонд, в том числе на первом участке скважины №№ 6281, 6328, 6466 и 6481, на втором – скважина № 6467 и на третьем – скважины №№ 2298 и 20505. Скважина № 6315 находится в освоении, скважины №№ 6296 и 6390 числятся в бездействующем фонде. В девяти скважинах ведутся работы по ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны, гидроизоляция, подготовка к проведению ГРП и ГРП, а также работы по интенсификации притока пластового флюида с приобщением водоносной части пласта.

Таким образом, в 2019 году при планируемых объёмах 67 скважино-ремонтов на скважинах действующего и бездействующего фонда выполнено 69 скважино-операций и введено в эксплуатацию 43 скважины при достигнутой успешности 62 %.

Из бездействующего фонда выведено 13 ед. и текущего простоя 32 ед., без учёта успешного ремонта по восстановлению приёмистости, выполненного в поглощающих скважинах №№ 49-П и 50-П, которые введены в эксплуатацию из текущего простоя (рисунок 7).

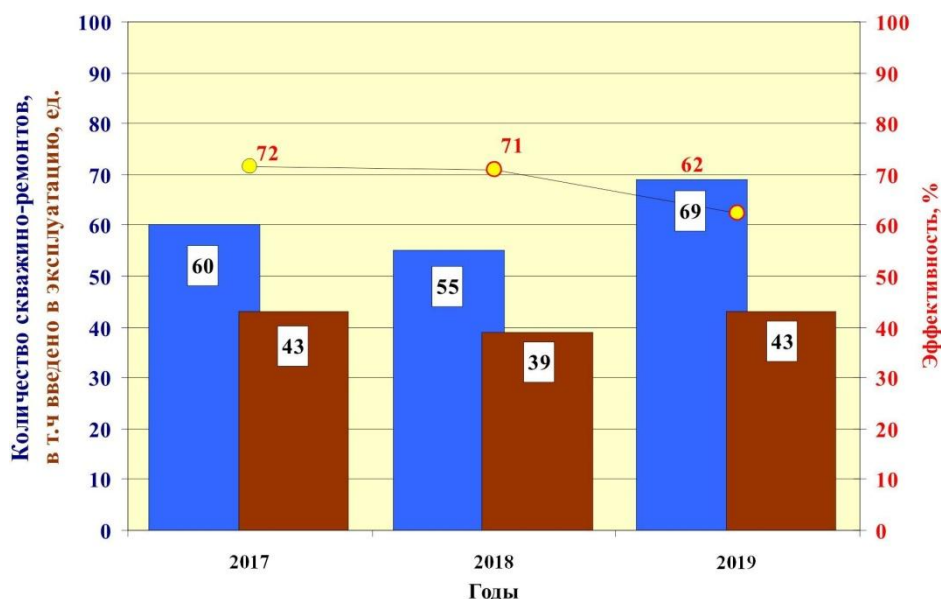


Рисунок 7 – Эффективность капитальных ремонтов в период 2017-2019 гг.

Ремонты по интенсификации притока пластового флюида гидравлическим разрывом пласта проведены силами УИРС, УРСД и NEWCO на 11 скважинах. По результатам выполненных работ следует признать успешными ремонты, проведённые на скважинах №№ 2298 и 20434 по которым дебит нефти вырос в 4 раза (в скважине № 2298 с 4,0 до 13,7 и по скважине № 20434 с 3,9 до 16,2 тонн/сут. соответственно). Положительным следует считать ремонт по гидравлическому разрыву пласта, проведённый в скважине № 20504, на которой в 2018 году проведены работы по водоизоляции и интенсификации. В настоящее время скважина сдана по протоколу ГТС, но числится в бездействующем фонде, так как на ней продолжаются работы по спуску ЭЦН. Не привели к желаемому результату работы по интенсификации методом ГРП, выполненные на скважинах №№ 6296 и 6390, по которым получен приток воды с сопутствующей обводнённостью более 95 %. Обе скважины числятся в бездействующем фонде.

Работы по интенсификации методом повторной перфорации с сопутствующими ремонтами по замене газлифтных компоновок, фонтанной арматуры, ревизии ЭЦН проведены в 15 скважинах. Неуспешными оказались работы, выполненные на 8 скважинах. Так, скважина № 6254 осталась в бездействующем фонде, а скважина № 20223 запущена в действующий фонд с дебитом нефти меньше доремонтного с сопутствующей обводнённостью 55 %. Успешными следует считать работы, проведённые на скважине № 6281, в которой выполнена повторная перфорация в интервале 2818,6-2830,6 зарядами ЗПКТ-89Н. После освоения и записи КВУ произведена замена газлифтной компоновки на УЭЦН DN-440, и скважина запущена в действующий фонд с послеремонтным дебитом нефти 1,3 тонн/сут. Необходимо отметить, что по состоянию на 01.01.2019 г. скважина простаивает в связи с ревизией ЭЦН. Скважины №№ 20375 и 20541 эксплуатировались газлифтным способом с дебитом нефти 2,2 и 7,0 тонн/сут. В результате работ по интенсификации и замене газлифтной компоновки обе введены в действующий фонд с дебитом нефти 10,5 и 10,8 тонн/сут. соответственно.

Успешными оказались операции по извлечению посторонних предметов с помощью канатной техники, выполненные на 8 скважинах, 7 из которых введены

в действующий фонд. Также следует считать успешными ремонты по очистке НКТ от парафино-гидратных пробок, выполненные на 15 скважинах. Остальные ремонты были направлены на замену внутрискважинного оборудования, фонтанной арматуры, устьевых пакеров. Не изменились добывные возможности в скважине № 20210 после проведения ловильных работ по извлечению из НКТ скребковой проволоки. Скважина запущена в действующий фонд практически с доремонтным дебитом нефти 13,7 тонн/сут. Кроме того, проведены успешные ремонты на 5 скважинах, эксплуатировавшихся насосным способом. Скважина № 6323 эксплуатировалась на ЭЦН до декабря 2018 года с дебитом нефти 5,8 тонн/сут. и сопутствующей обводнённостью 65,5 %. После ревизии НКТ и спуска нового ЭЦН ВНН4-30\_2500/05-000 запущена в действующий фонд со среднесуточным дебитом нефти 7,5 тонн/сут. и обводнённостью 64 %. Скважина № 6328 числилась в бездействующем фонде с сентября 2009 года по причине обводнения и гидратного режима. Неоднократные попытки реанимировать скважину проведением работ по интенсификации и гидрощелочной перфорацией, предпринятые в 2009 и 2013 гг., не привели к желаемому результату. В апреле 2018 года проведены повторные работы по гидравлическому разрыву пласта, но скважина осталась в бездействующем фонде (освоение) и поставлена в график КРС на 2019 год по виду спуска ЭЦН. В текущем году в результате успешного ремонта введена в действующий фонд со среднесуточным дебитом нефти 4,7 тонн/сут. и сопутствующей обводнённостью 78 %. Аналогичная картина характерна и для скважины № 6481, которая введена в действующий фонд со среднесуточным дебитом нефти 4,7 тонн/сут. и сопутствующей обводнённостью 76 %.

Скважина № 20505 числилась в бездействующем фонде с мая 2008 года по причине обводнения. Предлагаемые в 2019 году работы по интенсификации повторной перфорацией и спуск ЭЦН выполнены частично. Фактически в мае 2019 года силами УИРС (ЭЦН «Новомет») выполнены работы по спуску насоса ЭЦН ВНН-80-2500/03-00, и скважина запущена в действующий фонд со среднесуточным дебитом нефти 11,6 тонн/сут. и обводнённостью 73 %. Скважина

№ 20460 числится в действующем фонде с июня 2016 года и эксплуатировалась насосным способом с периодическими остановками до марта 2019 года. Выбытие скважины в текущий простой в основном связано с техническими причинами. В результате успешных работ по ревизии и замены старого ЭЦН на новый, выполненных в 2019 году, введена в действующий фонд со среднесуточным дебитом 6,1 тонн/сут. и сопутствующей обводнённостью 77 %.

Следует отметить, что по результатам выполненных в 2018 году совместных исследований ООО «Газпром добыча Уренгой» и ООО «ТюменНИИгипрогаз» для поддержания на скважинах температурного режима без отложений парафинов и образования гидратов предлагалось в 10 скважинах провести геолого-технические мероприятия по приобщению водонефтяных зон и водонасыщенной части пластов для совместной эксплуатации. В 2018 году выполнено приобщение на пяти скважинах №№ 20336, 20340, 20422, 20454 и 20501. Все скважины находятся в действующем фонде, за исключением скважины № 20340, которая остановлена в июне 2019 года из-за отсутствия электроэнергии. В 2019 году проведены работы по приобщению водонасыщенной части пласта в 5 скважинах. В скважине № 20402 проведены работы по интенсификации пласта методом повторной перфорацией, после чего скважина находится в освоении для проведения исследований с целью проведения ГРП и перевода на периодическую эксплуатацию. Скважина № 20421 после приобщения находится в бездействии по причине слабого притока, по ней также предлагается рассмотреть перспективу проведения ГРП. Скважины №№ 20421 и 20490 после проведения ремонтов находятся в освоении. Скважина № 20490 введена в действующий фонд после мероприятий по интенсификации повторной перфорацией.

Распределение эффективности геолого-технических мероприятий по видам работ, приведённые на рисунке 8, свидетельствуют, что за период 2018-2019 гг. фактическая успешность за счёт ГРП снизилась с 40 до 18 %, поскольку основные объекты для проведения данного мероприятия уже исчерпали себя. Эффективность работ по интенсификации повторной перфорацией оставалась на уровне 30 %. Менее эффективными оказались ремонтно-изоляционные работы по огра-

ничению прорывов воды и газа по заколонному пространству, фактическая успешность за 2018 год составляла 17 %, в 2019 году ремонтно-изоляционные работы не проводились. Наиболее эффективными оказались работы по ликвидации парафино-гидратных пробок, фактическая успешность по которым в 2018 году составляла 100 %, в 2019 году оказалась равной 87 %. Эффективность проведённых в 2019 году работ по оптимизации технологического режима, связанных со сменой способа эксплуатации с сопутствующими ремонтами по замене внутри-скважинного и устьевого оборудования, достигла 80 %.

Следует отметить, что в отдельную категорию отнесены скважины первого, второго и третьего участков, которые по геологическим или техническим причинам не планируется использовать для добычи нефти. По данным скважинам требуется проведение мероприятий, направленных на их перевод в наблюдательные или для добычи газа и конденсата из вышележащих объектов, а также испытанию надсеноманских отложений. Работы в данной категории скважин за исключением предназначенных для добычи конденсатосодержащего газа планировались ранее при подготовке программы по сокращению простаивающего фонда на период 2019-2024 гг. Кроме того, на основе дополнительного детального анализа простаивающего фонда по некоторым скважинам изменены мероприятия по их восстановлению или сроки проведения работ.

Проведение указанных работ позволит охватить ремонтами только часть простаивающих скважин, а именно бездействующий фонд. По скважинам, находящимся в консервации, данные виды ремонтов практически исчерпали себя и не приведут к желаемым результатам. Учитывая данные обстоятельства и техническое состояние скважин, представлены мероприятия по выводу скважин из простоя. Данные мероприятия позволят охватить капитальным ремонтом практически весь фонд нефтяных скважин с тем, чтобы в этот период обеспечить максимальные объёмы добычи нефти. Исходя из анализа причин простоя скважин и необходимых видов работ по выводу их из бездействия, а также с учётом тенденций развития основных направлений капитального ремонта выполнена предварительная оценка объёмов необходимых работ в период 2020-2023 гг. (таблица 2).



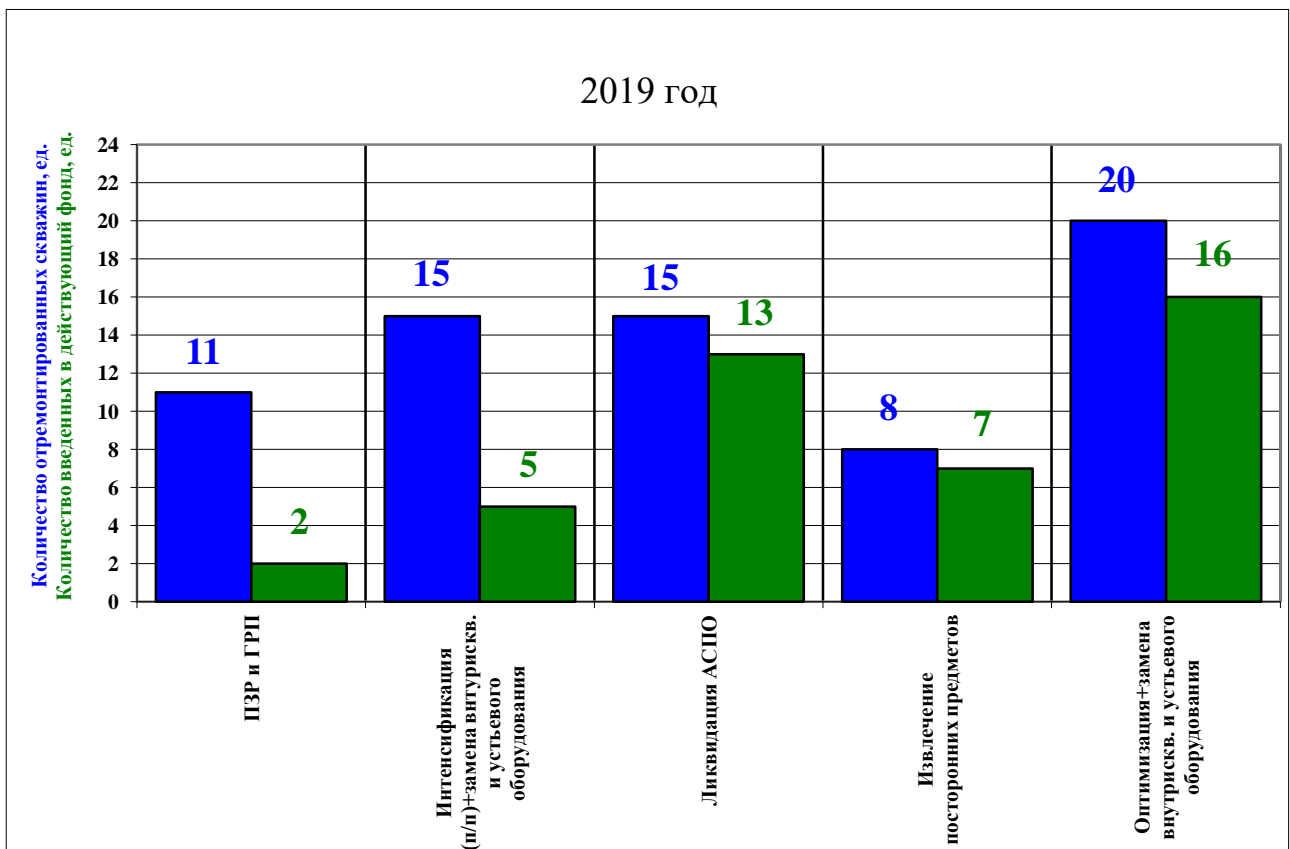
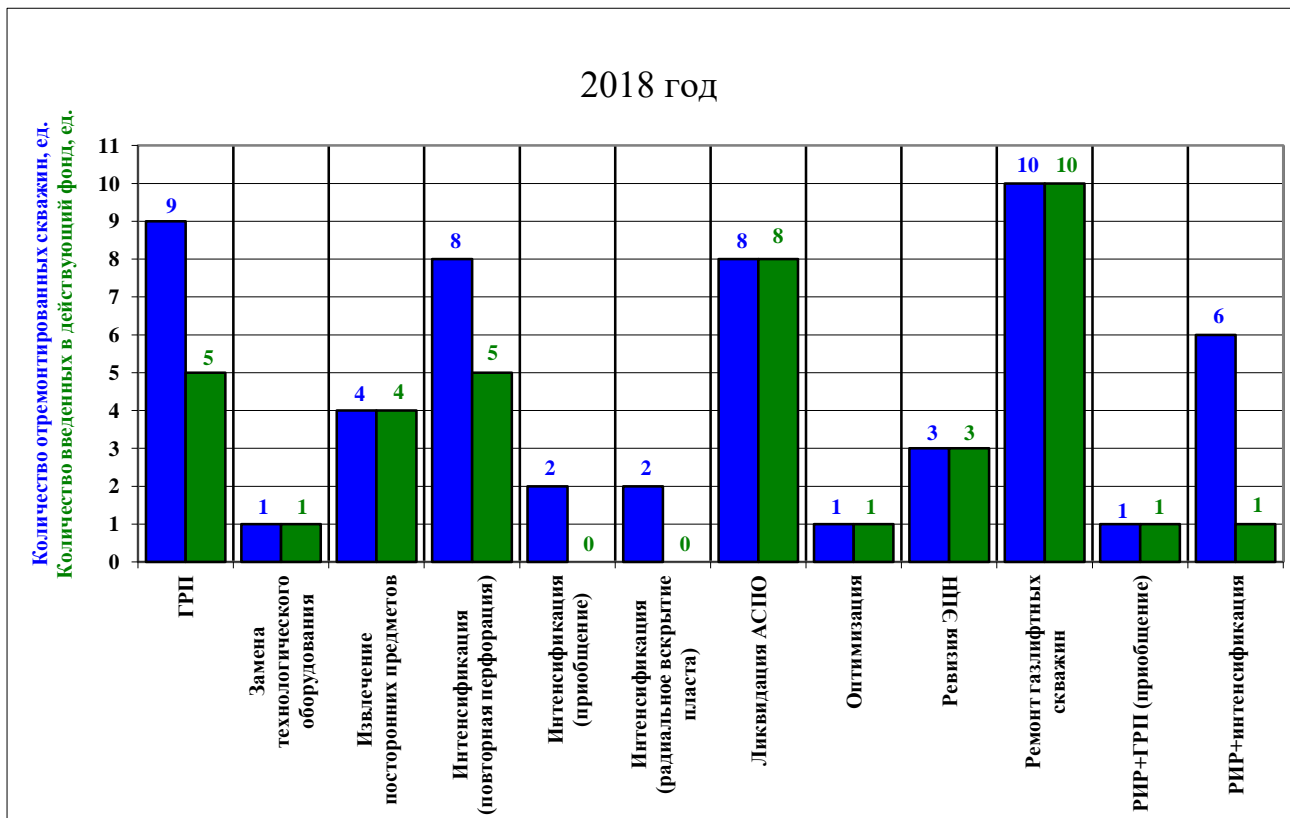


Рисунок 8 – Эффективность ремонтов по видам работ за 2018-2019 гг.

Таблица 2 – Планируемые операции и объёмы ремонтных работ на нефтяных скважинах за период 2020-2023 гг.

Предлагаемые мероприятия	Годы							
	2020		2021		2022		2023	
	прост. фонд	действ. фонд	прост. фонд	действ. фонд	прост. фонд	действ. фонд	прост. фонд	действ. фонд
ГРП + ликвидация негерметичности, заколонных перетоков + реконструкция	8	2	8	–	8	–	1	–
Интенсификация повторной перфорацией + ликвидация негерметичности, заколонных перетоков + реконструкция	9	12	6	4	–	3	2	7
Бурение второго ствола	–	–	2	–	4	–	6	–
Всего скважино-операций	31		20		15		16	
Бурение новых скважин	–		16		4		–	

В 2020 году мероприятия по капитальному ремонту будут осуществляться на 14 скважинах действующего и 17 бездействующего фонда, из которых с учётом коэффициентов успешности планируется ввести в эксплуатацию 9 и 6 ед. соответственно. На скважинах действующего фонда проведение мероприятий по ГРП планируется в скважине № 20626, кроме того, данный вид работ плюс сопутствующий ремонт по ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны планируется в скважине № 24239. В остальных скважинах запланированы мероприятия по интенсификации притока пластового флюида повторной перфорацией с сопутствующими ремонтами по водогидроизоляции и реконструкции.

Для прогнозирования сроков выбытия и количества скважин в бездействующий фонд в период 2021-2023 гг., а также ввода в эксплуатацию после проведения ремонтов положен в основу анализ данных, содержащихся в месячных эксплуатационных рапортах и в технологических режимах за 2018 и 9 месяцев 2019 года, а также утверждённые мероприятия по выводу их из простоя, предлагаемые в «Программе по сокращению бездействующего фонда нефтяных скважин до 2024 года». Результаты анализа позволили выделить группы скважин с производительностью близкой к критической, работающих с явными признаками наличия воды или газа в их продукции из-за дефектов, связанных с негер-

метичностью эксплуатационной колонны, поступлением воды из нижележащих пластов и зон недонасыщения.

Кроме того, при прогнозировании скважин, подлежащих ремонту действующего фонда, учитывались мероприятия по реконструкции внутрискважинного и устьевого оборудования, которые будут осуществляться в этот же период.

Принималось, что в первую очередь будут ремонтироваться скважины с заколонными перетоками воды или газа, дебит которых менее 2 тонн/сут., обводнённость более 80 % и газовый фактор выше 10000 м<sup>3</sup>/т. К следующей группе отнесены скважины, по которым дебит нефти составляет 3-4 тонн/сут., обводнённость 50-60 % и газовый фактор от 1000 до 10000 м<sup>3</sup>/т.

Кроме того, с целью увеличения добычи нефти и вовлечения в разработку ранее не дренируемых запасов в районе третьего участка предложено бурение 20 дополнительных скважин, ввод которых запланирован в 2021-2022 гг.

Технологический режим эксплуатации нефтяных скважин определяется принятой двухнапорной системой сбора продукции, параметрами работы и способом эксплуатации скважин. Основным ограничивающим фактором на работу скважин является высокий (свыше 20 тыс. м<sup>3</sup>/т) газовый фактор, при котором их дальнейшая эксплуатация не целесообразна. В остальных скважинах в случае прекращения фонтанирования по причине обводнённости продукции решаются вопросы перевода их на механизированный способ добычи нефти.

## **5. Результаты расчётов показателей добычи нефти**

Для оценки эффективности работ по капитальному ремонту, работ по зарезке вторых стволов и бурению новых скважин выполнены расчёты показателей добычи нефти по двум вариантам на период 2020-2023 гг. с поквартальной разбивкой в 2020 году. Вариант 1 – оценочный, не предусматривающий капитальных ремонтов и бурения новых скважин, вариант 2 предусматривает проведение капитальных ремонтов и бурение новых скважин по уточнённой программе. Основные результаты технологических расчётов добычи нефти приведены в целом по месторождению в таблицах 3 и 4.

Результаты расчётов по варианту 1, представленные таблице 3, свидетельствуют, что без проведения ремонтных работ по реанимации скважин простаивающего и восстановлению выбывшего в бездействующий фонд прогнозируется в течение трёх последующих лет сокращение количества добывающих скважин до 113 ед. Данное обстоятельство вызовет снижение к 2020 году добычи нефти до 277,9 тыс. тонн. Ежегодно прогнозируется падение объёмов добычи нефти на 16-27 % от ожидаемых в 2019 году, которое на конец 2023 года может составить 218,8 тыс. тонн.

Несмотря на предлагаемые в период 2020-2023 гг. объёмы капитальных ремонтов, не представляется возможным без бурения новых скважин или зарезки вторых стволов стабилизировать объёмы добычи на уровне достигнутых в 2019 году и ожидается её снижение соответственно до 295,9 тыс. тонн в 2020 году (таблица 4). Тем не менее, проведение планируемых объёмов капитального ремонта скважин позволяет дополнительно добыть 18 тыс. тонн нефти в 2020 году. За счёт работ по зарезке вторых стволов и ввода из бурения 16 новых скважин в районе третьего участка, средний дебит которых планируется на уровне 28,9 тонн/сут., ожидаемые объёмы добычи нефти по месторождению в 2021 году могут составить 346,3 тыс. тонн, в том числе из новых скважин 84,4 тыс. тонн. В 2022 году планируется зарезка вторых стволов в 4 скважинах, а также бурение 4 новых скважин. В случае выполнения в полном объёме данных мероприятий, включая запланированные работы в категории скважин простаивающего фонда, ожидаемые объёмы добычи нефти могут составить 510,5 тыс. тонн в 2022 году, в том числе из новых скважин 24,2 тыс. тонн, и 528,6 тыс. тонн в 2023 году.

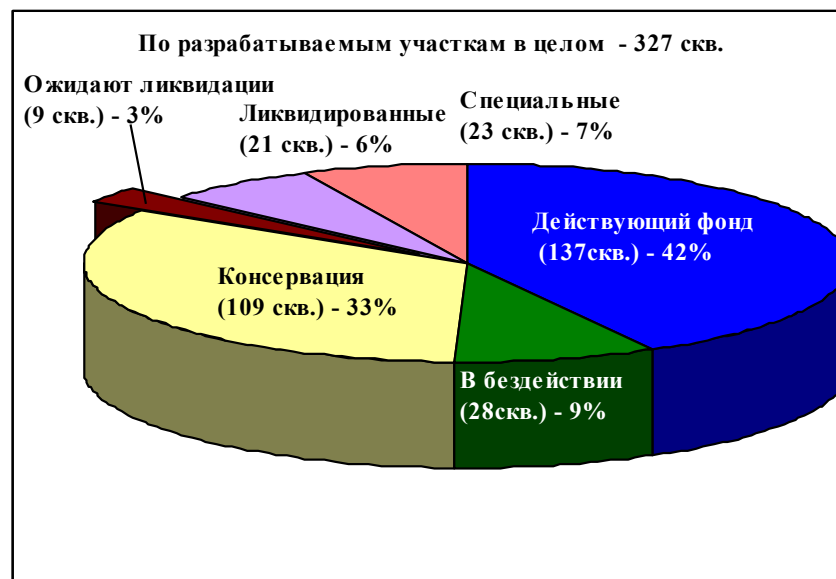
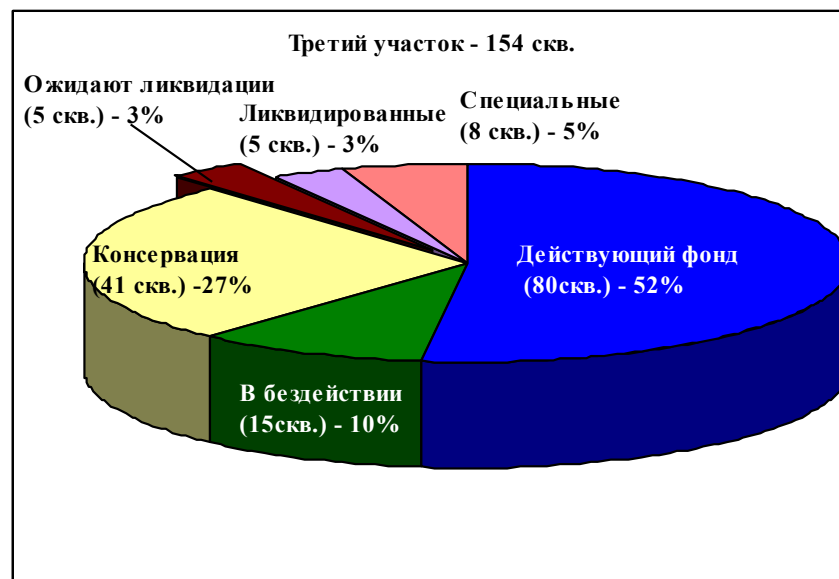
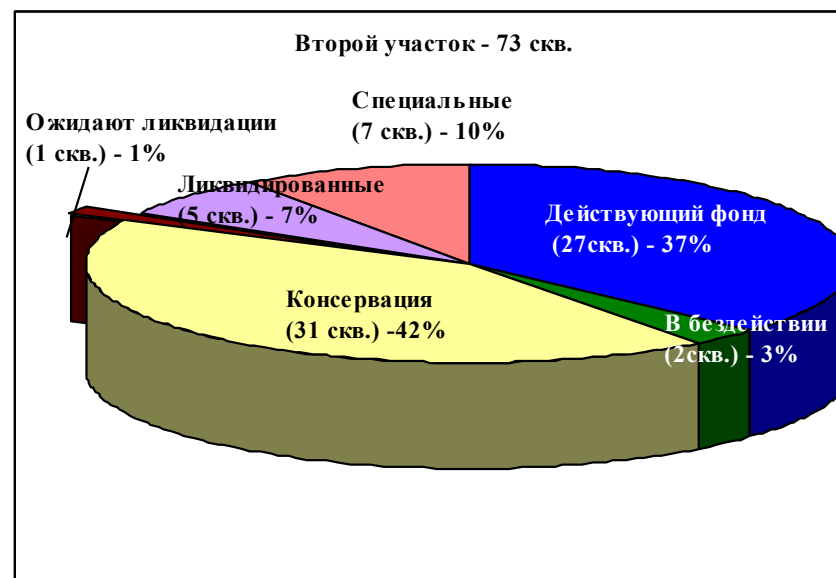
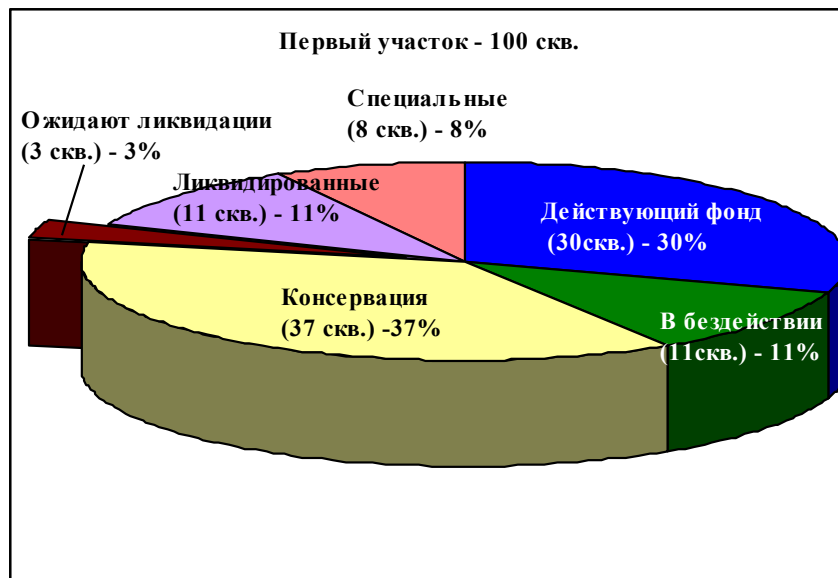


Рисунок 1 – Распределение фонда нефтяных скважин по состоянию на 01.01.2019 г.

Таблица 3 – Результаты расчёта прогнозных показателей разработки добычи нефти из месторождения (вариант 1)

Показатели	Годы								
	2019	I	II	III	IV	2020	2021	2022	2023
	факт	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз
Добыча жидкости, тыс. тонн	513,7	106,6	101,0	100,4	99,0	407,0	340,9	289,1	218,8
Добыча нефти, тыс. тонн, в т.ч.	373,3	74,0	68,6	68,2	67,1	277,9	232,9	191,8	140,0
из скважин после капитального ремонта						0,0	0,0	0,0	0,0
из новых скважин после бурения							0,0	0,0	0,0
Изменение добычи нефти, тыс. тонн	- 13,7	- 17,1	- 5,4	- 0,4	- 1,1	- 95,4	- 45,0	- 41,2	- 51,8
Процент изменения добычи нефти, %	- 3,5	- 18,8	- 7,3	- 0,5	- 1,7	- 25,6	- 16,2	- 17,7	- 27,0
Добыча нефти с начала разработки, тыс. тонн	11423	11497	11566	11634	11701	11701	11934	12126	12266
Эксплуатационный фонд скважин, ед.	165	174	174	174	174	174	174	174	174
Действующий фонд добывающих скважин, ед.	137	132	130	128	127	127	122	117	113
переходящих							122	117	113
новых скважин							0	0	0
Средний дебит действующих скважин по нефти, тонн/сут.	7,63	6,42	5,98	5,97	5,92	6,2	5,5	4,6	3,5
новых скважин							0,0	0,0	0,0
Средний дебит действующих скважин по жидкости, тонн/сут.	10,5	9,3	8,8	8,8	8,7	9,1	8,0	6,9	5,4
Средняя обводнённость продукции, %	27,34	30,57	32,07	32,05	32,27	31,72	31,68	33,66	36,03
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	3254	3534	3663	3657	3678	3631	3505	3496	4181
Ресурсы попутного газа, млн. м <sup>3</sup>	1215	262	251	249	247	1009	816	670	585
Потребность в газлифтном газе, млн. м <sup>3</sup>	694	176	177	179	177	709	735	769	807
Ресурсы попутного газа с учётом газлифта, млн. м <sup>3</sup>	1909	437	429	428	423	1718	1551	1439	1392

Таблица 4 – Результаты расчёта прогнозных показателей разработки добычи нефти из месторождения (вариант 2)

Показатели	Годы								
	2019	I	II	III	IV	2020	2021	2022	2023
	факт	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз	прогноз
Добыча жидкости, тыс. тонн	513,7	111,7	105,8	106,8	107,8	432,2	496,9	714,8	732,4
Добыча нефти, тыс. тонн, в т.ч.	373,3	77,5	72,3	72,9	73,2	295,9	346,0	510,5	528,6
из скважин после капитального ремонта						18,0	15,8	13,2	10,0
из новых скважин после бурения							84,4	24,2	0,0
Изменение добычи нефти, тыс. тонн	- 13,7	- 14,5	- 5,3	0,7	0,2	- 77,4	50,1	164,5	18,1
Процент изменения добычи нефти, %	- 3,5	- 15,7	- 6,8	0,9	0,3	- 20,7	16,9	47,6	3,6
Добыча нефти с начала разработки, тыс. тонн	11423	11501	11573	11646	11719	11719	12065	12575	13104
Эксплуатационный фонд скважин, ед.	165	176	176	177	178	178	198	205	208
Действующий фонд добывающих скважин, ед.	137	138	137	137	139	139	157	161	162
переходящих							141	157	162
новых скважин							16	4	0
Средний дебит действующих скважин по нефти, тонн/сут.	7,63	6,44	5,98	5,97	5,90	6,0	6,7	9,0	9,1
новых скважин							28,9	33,2	0,0
Средний дебит действующих скважин по жидкости, тонн/сут.	10,5	9,3	8,7	8,7	8,7	8,8	9,6	12,6	12,6
Средняя обводнённость продукции, %	27,34	30,60	31,71	31,74	32,13	31,53	30,38	28,58	27,82
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	3254	3514	3665	3663	3708	3636	3017	2059	2148
Ресурсы попутного газа, млн. м <sup>3</sup>	1215	272	265	267	271	1076	1044	1051	1136
Потребность в газлифтном газе, млн. м <sup>3</sup>	694	176	177	179	177	709	735	769	807
Ресурсы попутного газа с учётом газлифта, млн. м <sup>3</sup>	1909	448	442	446	448	1784	1779	1820	1942

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Отчёт о НИР «Уточнённый проект разработки газоконденсатных залежей и нефтяных оторочек Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения» / рук. Юшков Ю.Ф. – Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 1997.
2. Подсчёт запасов углеводородного сырья по месторождениям РАО «Газпром» (Уренгой, II-IV объекты) / Моргунов Н.С., Федорцова С.А, Жардецкий А.В. и др. – Москва-Тверь-Кимры: ГАЗГЕРС, 1995.
3. Дополнения к уточнённому проекту разработки газоконденсатных залежей и нефтяных оторочек Уренгойского месторождения: отчёт о НИР; отв. исп. Маслов В.Н., Юшков Ю.Ф. – Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2001 (фонды ООО «ТюменНИИгипрогаз»).
4. Проект разработки газоконденсатных залежей и нефтяных оторочек нижнемеловых отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения на полное развитие. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2008.
5. Трёхмерные цифровые геологические и гидродинамические модели эксплуатационных объектов нижнемеловых отложений Уренгойского месторождения, адаптированные по истории разработки: отчёт о НИР / ООО «ТюменНИИгипрогаз»; руководитель Туренков Н.А. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2006.
6. «Обоснование прогнозных показателей добычи нефти и газа по разрабатываемым участкам до 2020 года» / рук. Лютомский С.М., Юшков Ю.Ф. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2006.
7. Алиев В.К., Савенок О.В., Сиротин Д.Г. Экологическая безопасность при разработке северных нефтегазовых месторождений. – М.: Инфра-Инженерия, 2019. – 128 с.
8. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар: ООО «Промсвещение-Юг», 2011. – 603 с.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар: ООО «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: ООО «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: ООО «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. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2013. – 336 с.
14. Савенок О.В. Повышение эффективности базовых и информационно-управляющих технологий при разработке месторождений углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами: диссертация на соискание учёной степени доктора технических наук. – Москва, 2013. – 432 с.
15. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М.: Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
16. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар: Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 267 с.
17. Алхашман В.Х. Геология нефти // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 28-29.



18. Бобкова К.Ю., Сиротин Д.Г., Савенок О.В. Система подготовки газа на Уренгойском газоконденсатном месторождении (на примере УКПГ-15) // Сборник тезисов Юбилейной 70-ой Международной молодёжной научной конференции «Нефть и газ - 2016», приуроченной к III Национальному нефтегазовому форуму (18-20 апреля 2016 года, г. Москва). Секция 3 Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2016. – Т. 1 – С. 363.
19. Галкин В.И., Колтырин А.Н. Прогнозирование эффективности геолого-технических мероприятий // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.): в 5 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2019. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 42-51.
20. Кусов Г.В., Савенок О.В. Модернизация низкотемпературных сепараторов на Уренгойском газоконденсатном месторождении // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – № 2. – С. 179-197.
21. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ системы подготовки газа на Уренгойском газоконденсатном месторождении (на примере УКПГ-15) // Сборник научных трудов по материалам Всероссийской научно-практической конференции «Теоретические и прикладные исследования в области естественных, гуманитарных и технических наук» (17 июня 2016 года, г. Прокопьевск). – Прокопьевск, 2016. – С. 84-95.
22. Кусов Г.В., Савенок О.В., Одунлами Казим Алан Система сбора и подготовки газа на примере УКПГ-13 Уренгойского газоконденсатного месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – № 4. – С. 120-133
23. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Сезар Лину Андре, Ганга Иванов Адриану Табита. Анализ гидродинамических исследований скважин на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 1. – С. 51-76.
24. Поварова Л.В., Яковина А.С., Даниелян Г.Г. Подсчёт запасов нефти и растворённого газа Ковалевского месторождения // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 2. – С. 89-100.

## REFERENCES

1. Otchyot o NIR «Utochnyonnyj proekt razrabotki gazokondensatnyh zalezhej i neftyanyh otorochek Urengoj'skogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya» / ruk. YUshkov YU.F. – Tyumen': TyumenNIIgiprogaz, 1997.
2. Podschyot zapasov uglevodorodnogo syr'ya po mestorozhdeniyam RAO «Gazprom» (Urengoj, II-IV ob"ekty) / Morgunov N.S., Fedorcova S.A, ZHardeckij A.V. i dr. – Moskva-Tver'-Kimry: GAZGERS, 1995.
3. Dopolneniya k utochnyonnomu proektu razrabotki gazokondensatnyh zalezhej i neftyanyh otorochek Urengoj'skogo mestorozhdeniya: otchyot o NIR; otv. isp. Maslov V.N., YUshkov YU.F. – Tyumen': TyumenNIIgiprogaz, 2001 (fondy ООО «TyumenNIIgiprogaz»).
4. Proekt razrabotki gazokondensatnyh zalezhej i neftyanyh otorochek nizhnemelovyh otlo-zhenij Urengoj'skogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya na polnoe razvitie. – Tyumen': ООО «TyumenNIIgiprogaz», 2008.
5. Tryohmernye cifrovye geologicheskie i gidrodinamicheskie modeli ekspluatacionnyh ob"ektov nizhnemelovyh otlozhenij Urengoj'skogo mestorozhdeniya, adaptirovannye po istorii razrabotki: otchyot o NIR / ООО «TyumenNIIgiprogaz»; rukovoditel' Turenkov N.A. – Tyumen': ООО «TyumenNIIgiprogaz», 2006.

6. «Obosnovanie prognoznyh pokazatelej dobychi nefiti i gaza po razrabatyvaemym uchastkam do 2020 goda» / ruk. Lyutomskij S.M., YUshkov YU.F. – Tyumen': OOO «TyumenNIIgipro-gaz», 2006.
7. Aliev V.K., Savenok O.V., Sirotin D.G. Ekologicheskaya bezopasnost' pri razrabotke severnyh neftegazovyh mestorozhdenij. – M.: Infra-Inzheneriya, 2019. – 128 s.
8. Bulatov A.I., Voloshchenko E.YU., Kusov G.V., Savenok O.V. Ekologiya pri stroitel'stve neftyanyh i gazovyh skvazhin: uchebnoe posobie dlya studentov vuzov. – Krasnodar: OOO «Prosveshchenie-YUG», 2011. – 603 s.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Kapital'nyj podzemnyj remont neftyanyh i gazovyh skvazhin: v 4 tomah. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2012-2015. – T. 1-4.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum po discipline «Zakanchivanie neftyanyh i gazovyh skvazhin»: v 4 tomah: uchebnoe posobie. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2013-2014. – T. 1-4.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremijchuk R.S. Nauchnye osnovy i praktika osvoeniya neftyanyh i gazovyh skvazhin. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2016. – 576 s.
12. Bulatov A.I., Kachmar YU.D., Savenok O.V., Yaremijchuk R.S. Osvoennaya naftovih i gazovih sverдловin. Nauka i praktika: monografiya. – L'viv: Spolom, 2018. – 476 s.
13. Savenok O.V. Optimizaciya funkcionirovaniya ekspluatacionnoj tekhniki dlya po-vysheniya effektivnosti neftepromyslovyh sistem s oslozhnyonnymi usloviyami dobychi. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2013. – 336 s.
14. Savenok O.V. Povyshenie effektivnosti bazovyh i informacionno-upravlyayushchih tekhnologij pri razrabotke mestorozhdenij uglevodorodov s trudnoizvlekaemymi zapasami: dissertaciya na soiskanie uchyonoj stepeni doktora tekhnicheskikh nauk. – Moskva, 2013. – 432 s.
15. Savenok O.V., Kachmar YU.D., Yaremijchuk R.S. Neftegazovaya inzheneriya pri osvoenii skvazhin. – M.: Infra-Inzheneriya, 2019. – 548 s.
16. Savenok O.V., Ladenko A.A. Razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij. – Krasnodar: Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 267 s.
17. Alhashman V.H. Geologiya nefiti // Bulatovskie chteniya: materialy I Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2017 g.): v 5 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2017. – T. 1: Prognoz, poisk i razvedka mestorozhdenij nefiti i gaza. Neftegazopromyslovaya geologiya. Razvedochnaya i promyslovaya geofizika. – S. 28-29.
18. Bobkova K.YU., Sirotin D.G., Savenok O.V. Sistema podgotovki gaza na Urengoj'skom gazokondensatnom mestorozhdenii (na primere UKPG-15) // Sbornik tezisov YUbilejnoy 70-oj Mezhdunarodnoj molodyozhnoj nauchnoj konferencii «Nef't' i gaz - 2016», priurochennoj k III Nacional'nomu neftegazovomu forumu (18-20 aprelya 2016 goda, g. Moskva). Sekciya 3 Proektirovanie, sooruzhenie i ekspluataciya sistem truboprovodnogo transporta. – M.: RGU nefiti i gaza imeni I.M. Gubkina, 2016. – T. 1 – S. 363.
19. Galkin V.I., Koltyrin A.N. Prognozirovaniye effektivnosti geologo-tekhnicheskikh meropriyatij // Bulatovskie chteniya: materialy III Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2019 g.): v 5 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2019. – T. 2: Razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij. – S. 42-51.
20. Kusov G.V., Savenok O.V. Modernizaciya nizkotemperaturnyh separatorov na Urengoj'skom gazokondensatnom mestorozhdenii // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEKHNIKA. TEKHNO-LOGII (politekhnikeskij vestnik). – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUG», 2016. – № 2. – S. 179-197.
21. Kusov G.V., Savenok O.V. Analiz sistemy podgotovki gaza na Urengoj'skom gazokondensatnom mestorozhdenii (na primere UKPG-15) // Sbornik nauchnyh trudov po materialam Vserossijskoj nauchno-prakticheskoy konferencii «Teoreticheskie i prikladnye issledovaniya v

- oblasti estestvennyh, gumanitarnyh i tekhnicheskikh nauk» (17 iyunya 2016 goda, g. Prokop'evsk). – Prokop'evsk, 2016. – S. 84-95.
22. Kusov G.V., Savenok O.V., Odunlami Kazim Alan Sistema sbora i podgotovki gaza na primere UKPG-13 Urengoj'skogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEKHNIKA. TEKHNLOGII (politekhnicheskij vestnik). – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2016. – № 4. – S. 120-133
23. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Sezar Linu Andre, Ganga Ivanov Adrianu Tabita. Analiz gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin na Urengoj'skom neftegazokondensatnom mestorozhdenii // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEKHNIKA. TEKHNLOGII (politekhnicheskij vestnik). – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2017. – № 1. – S. 51-76.
24. Povarova L.V., YAKovina A.S., Danielyan G.G. Podschyot zapasov nefti i rastvoryonnogo gaza Kovalevskogo mestorozhdeniya // Bulatovskie chteniya: materialy II Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2018 g.): v 7 t.: sbornik statej / Pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2018. – T. 2 v 2 ch.: Razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij. – CH. 2. – S. 89-100.

## **ANALYSIS OF THE DEVELOPMENT OF THE OIL RIMS OF THE URENGOYSKOYE FIELD AND RECOMMENDATIONS FOR THE RATIONAL USE OF THE WELL STOCK**

**Nikitina<sup>1</sup> Elena Alexandrovna, Savenok<sup>2</sup> Olga Vadimovna, Kusov<sup>3</sup> Gennady  
Vladimirovich**

<sup>1</sup>*«Gazprom bureniye» LLC, [ea.nikitina@bk.ru](mailto:ea.nikitina@bk.ru)*

<sup>2</sup>*Kuban state technological university, [olgasavenok@mail.ru](mailto:olgasavenok@mail.ru)*

<sup>3</sup>*North-Caucasian Federal University, [de\\_france@mail.ru](mailto:de_france@mail.ru)*

The article analyzes the current state of development of the oil rims of the Urengoy'skoye field (analysis of reserves development and characterization of the energy state) and gives recommendations for the rational use of the well stock (characteristic of the oil well stock and analysis of the idle oil well stock). An analysis of the repair work at the wells in 2019 is carried out and proposals for the plan for 2020-2023 are given. The results of calculations of indicators of oil production are presented.

**Keywords:** development of oil rims; analysis of the development of reserves and characteristics of the energy state; characteristics of the stock of oil wells; analy-

sis of idle oil well stock; analysis of well repair work; oil production calculation results.