

УДК 553.048

**ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ  
I И II ГОРИЗОНТА КЛЮЧЕВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
И ОБЪЁМА ОСТАТОЧНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ**

**EVALUATION OF THE STATE OF PRODUCTION OF RESERVES  
OF I AND II HORIZONS OF THE KLYUCHEVOYE FIELD  
AND THE VOLUME OF RESIDUAL RECOVERABLE OIL RESERVES**

**Ваулина Анна Вячеславовна**

Специалист 2 категории  
отдела геологического моделирования  
и подсчёта запасов углеводородов,  
ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»  
avvyacheslavova@mail.ru

**Савенок Ольга Владимовна**

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

**Яковлев Алексей Леонидович**

Вице-президент по развитию  
инвестиционных проектов,  
ООО «КНГК-Групп»  
yakovlev@kngk-group.ru

**Аннотация.** В статье проведена оценка состояния выработки запасов и объёма остаточных извлекаемых запасов нефти и растворённого газа, а также обоснование выбора варианта доработки и рассмотрение рекомендаций по извлечению остаточных запасов нефти I и II горизонтов майкопских отложений Ключевого месторождения. На основании полученных данных по месторождению проанализирован имеющийся промыслово-геофизический и геологический материал. Рассмотрены и обоснованы варианты разработки месторождения. На основании выбранного варианта выполнено технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти, подсчитаны начальные и остаточные извлекаемые запасы углеводородов продуктивных горизонтов. Рассмотрены рекомендации по извлечению остаточных извлекаемых запасов нефти и растворённого газа, которые являются самыми эффективными для Ключевого месторождения на данной стадии разработки.

**Ключевые слова:** оценка состояния выработки запасов месторождения; объём остаточных извлекаемых запасов нефти и растворённого газа; промыслово-геофизический и геологический материал; анализ текущего состояния разработки; обоснование и выбор варианта разработки; оценка остаточных извлекаемых запасов; анализ выработки запасов.

**Vaulina Anna Vyacheslavovna**

Specialist of the 2nd category  
of the department of geological modeling  
and calculation of hydrocarbon reserves,  
LLC «Oil Company «Rosneft» - Scientific  
and Technical Center»  
avvyacheslavova@mail.ru

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of technical sciences,  
Professor of oil and gas  
engineering department  
named after professor G.T. Vartumyan  
Kuban state technological university  
olgasavenok@mail.ru

**Yakovlev Aleksey Leonidovich**

Vice President for Investment  
Project Development,  
LLC «KNGK-Group»  
yakovlev@kngk-group.ru

**Annotation.** The article assesses the state of development of reserves and the volume of residual recoverable reserves of oil and dissolved gas, as well as the rationale for choosing an additional development option and considering recommendations for extracting residual oil reserves of horizons I and II of the Maykop deposits of the Klyuchevoye field. Based on the obtained data on the field, the existing geophysical and geological material was analyzed. Considered and justified options for field development. On the basis of the chosen option, a feasibility study of oil recovery coefficients was completed, the initial and residual recoverable hydrocarbon reserves of the productive horizons were calculated. Considered recommendations for the extraction of residual recoverable reserves of oil and dissolved gas, which are the most effective for the Klyuchevoye field at this stage of development.

**Keywords:** assessment of the development of reserves; the volume of residual recoverable reserves of oil and dissolved gas; geophysical and geological material; analysis of the current state of development; justification and choice of development options; assessment of residual recoverable reserves; stock analysis.

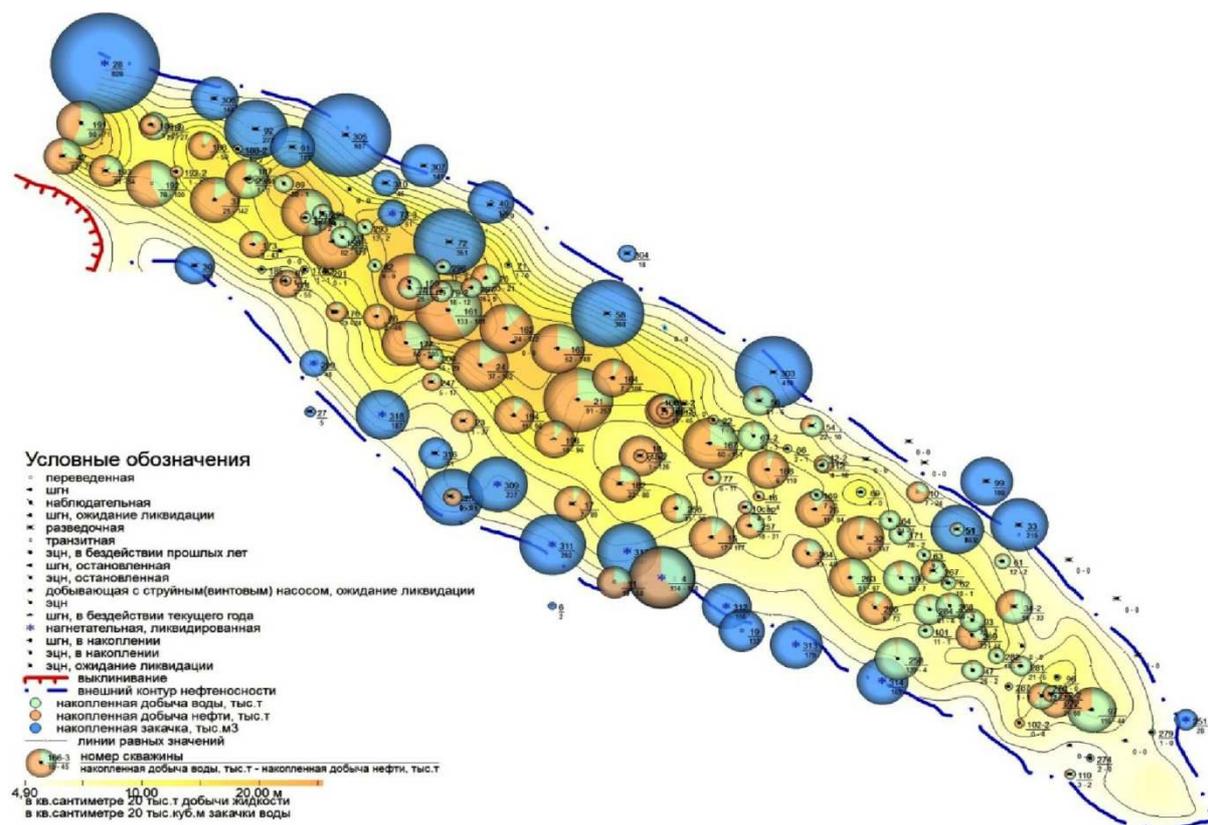
Для того чтобы оценить остаточные извлекаемые запасы нефти и растворённого газа, сначала необходимо определить вариант разработки, согласно которому будут эксплуатироваться объекты разработки и выбран коэффициент извлечения нефти. С помощью КИН рассчитываются начальные извлекаемые запасы нефти и растворённого газа, а затем с учётом фактически накопленной добычи и остаточные извлекаемые запасы.

## Анализ текущего состояния разработки

### Горизонт I

Геологические запасы I горизонта Ключевого месторождения составляют 9212 тыс. тонн нефти.

Карта накопленных отборов нефти и жидкости по состоянию на 01.01.2017 г. I горизонта Ключевого месторождения показана на рисунке 1, карта текущих отборов нефти и жидкости – на рисунке 2.



**Рисунок 1** – Карта накопленных отборов нефти и жидкости на 01.01.2017 г. Ключевого месторождения I горизонта

По состоянию на 01.01.2017 г. из залежи I горизонта отобрано 4610 тыс. тонн нефти, 7195 тыс. тонн жидкости, закачено 6486 тыс. м<sup>3</sup> воды, текущая обводнённость 90 %.

Всего на I горизонте перебивалась в эксплуатации на нефть 141 скважина, в том числе 58 переведены с других горизонтов и 19 переведены из нагнетательных со II горизонта Ключевой залежи. Под закачкой пребывало 33 скважины, 18 из которых переведены с других горизонтов и 3 из добывающих. Также было работало 4 водозаборных скважины, 1 из которых переведена из нагнетательных.

На 01.01.2017 г. действуют добывающих 25 скважин и 1 водозаборная.

Начальный режим разработки горизонта – естественный упруговодонапорный с переходом на поддержание пластового давления через законтурные и приконтурные нагнетательные скважины.

По карте накопленных отборов нефти и жидкости и суммарной закачки видно, что приконтурной закачкой была охвачена довольно равномерно вся залежь, наиболее высокие объёмы закачки воды были в скважинах северной части, особенно в скважинах №№ 28, 305 и 303, в которые в сумме закачено 828, 557 и 410 тыс. м<sup>3</sup> воды соответственно. Высокая приёмистость нагнетательных скважин в течение 1957–1961 гг. обеспечила максимальные объёмы закачки воды – 388,0–214,0 тыс. м<sup>3</sup>/год при небольшом фонде нагнетательных скважин – 12. В этот период компенсация отборов пластовых жидкостей закачкой составляла 121,5–89,6 %. Этот уровень компенсации



С 2008 по 2016 годы со II горизонта было переведено 14 скважин. Следует отметить, что эффективность мероприятий оказалась низкой. К 2017 году из 14 скважин только 8 находятся в действующем фонде и работают со средней обводнённостью 95 %, остальные в ожидании ликвидации, либо ликвидированы.

За 2016 год добыча нефти составила 26,1 тыс. тонн, жидкости 253,9 тыс. тонн.

Распределение скважин по текущим и накопленным показателям приведено на рисунках 3–8.

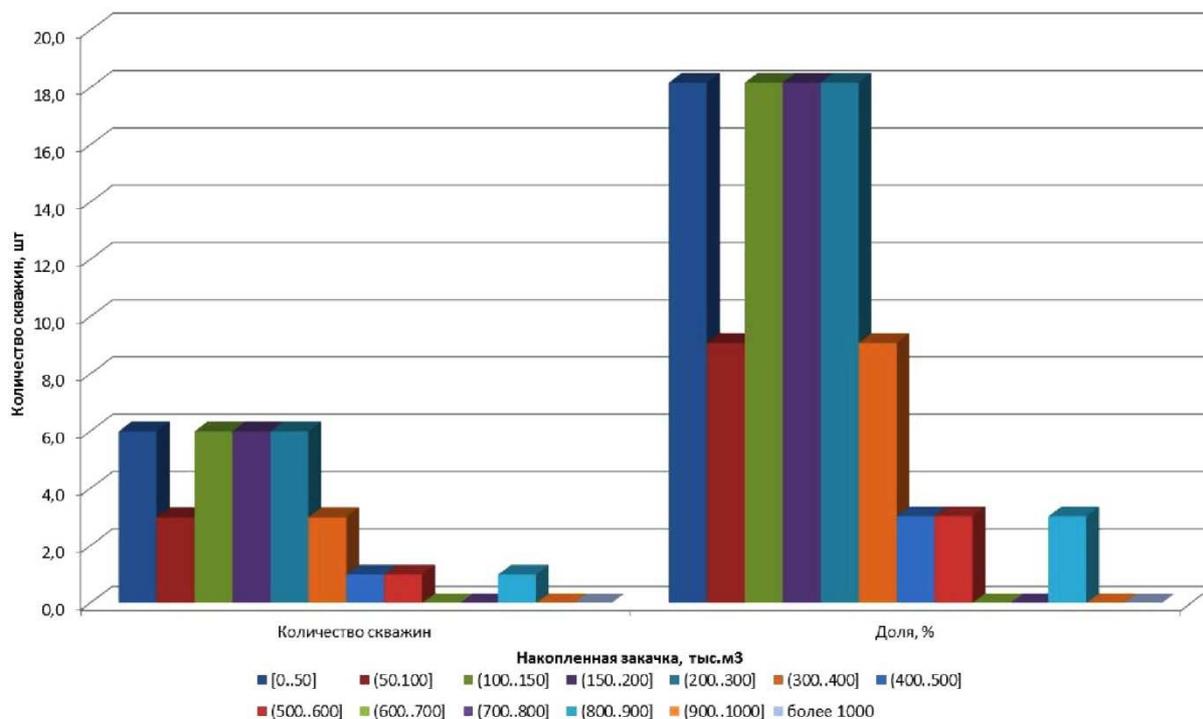


Рисунок 3 – Распределение закачки по скважинам I горизонта Ключевого месторождения

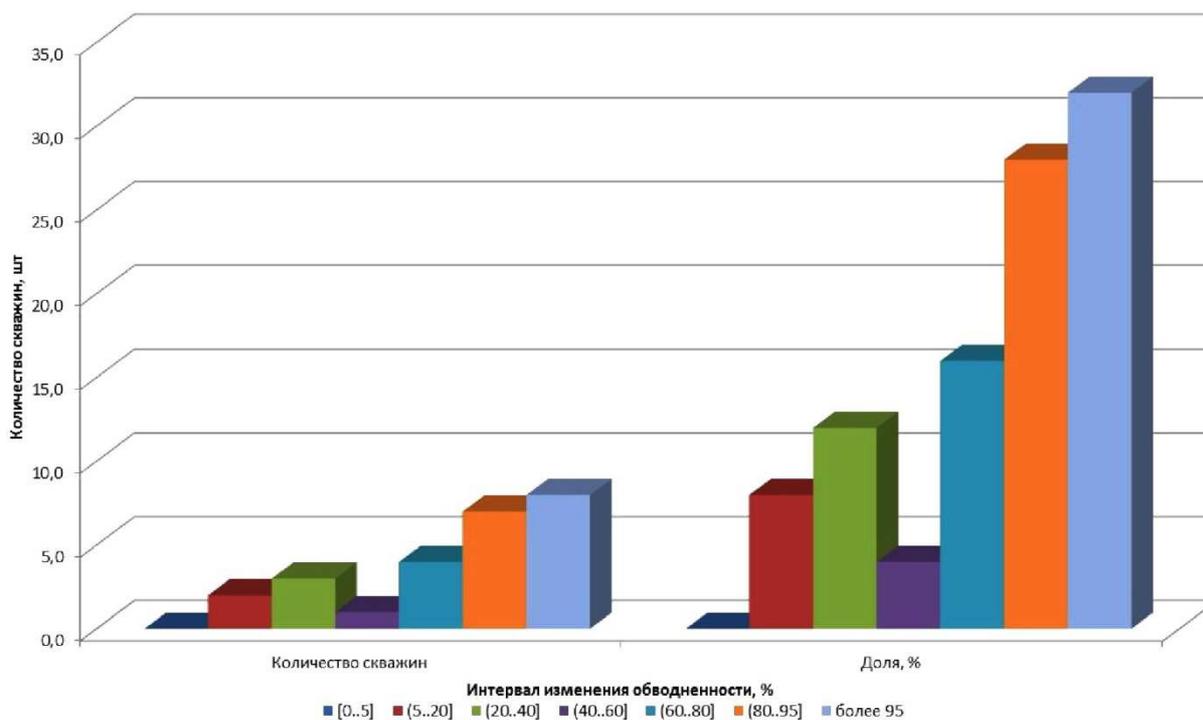


Рисунок 4 – Распределение обводнённости по скважинам I горизонта Ключевого месторождения

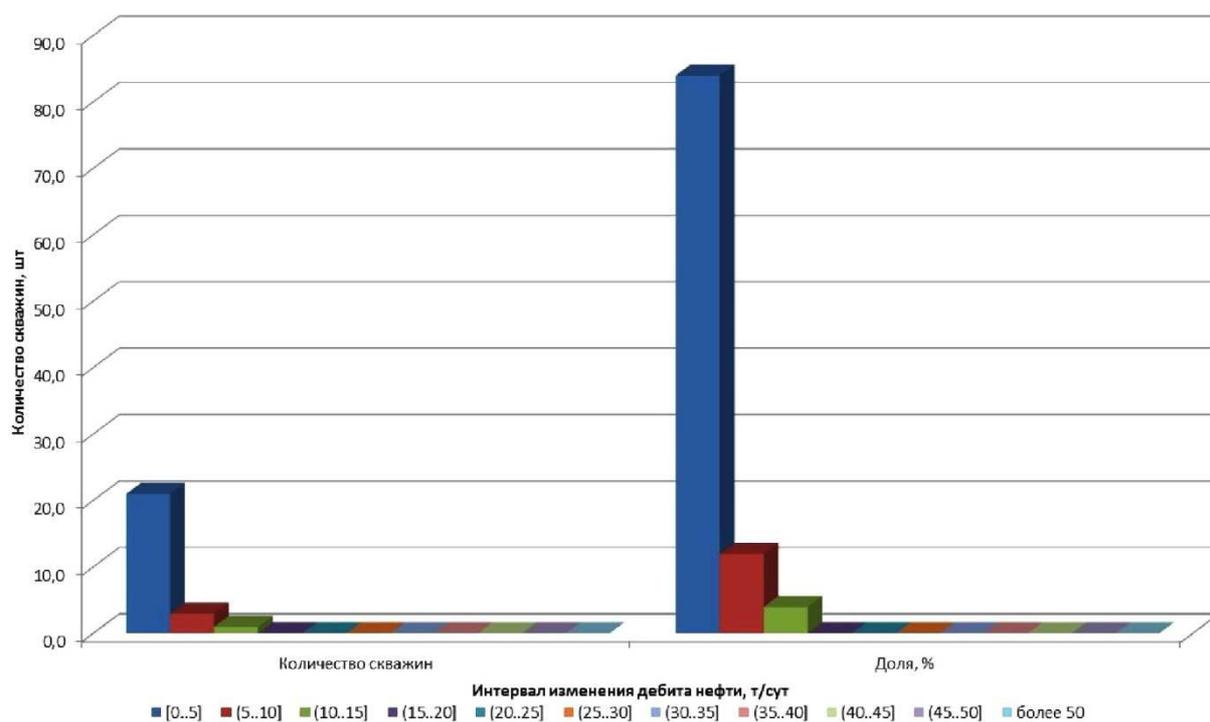


Рисунок 5 – Распределение дебита нефти по скважинам I горизонта Ключевого месторождения

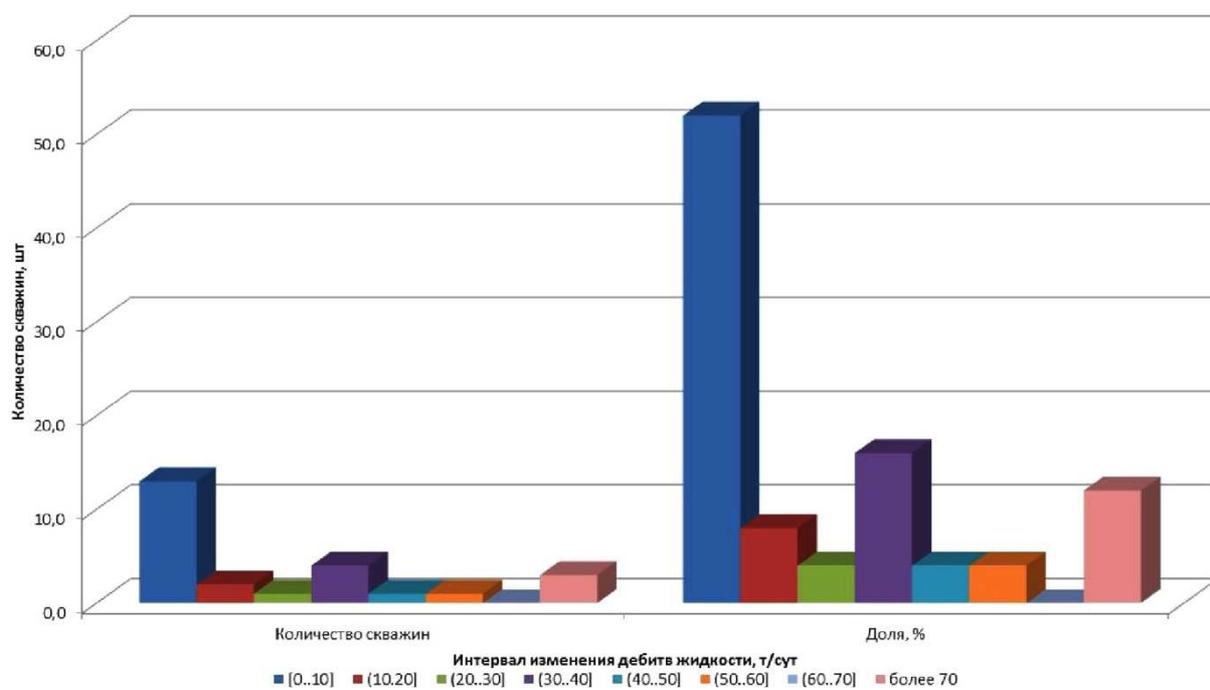
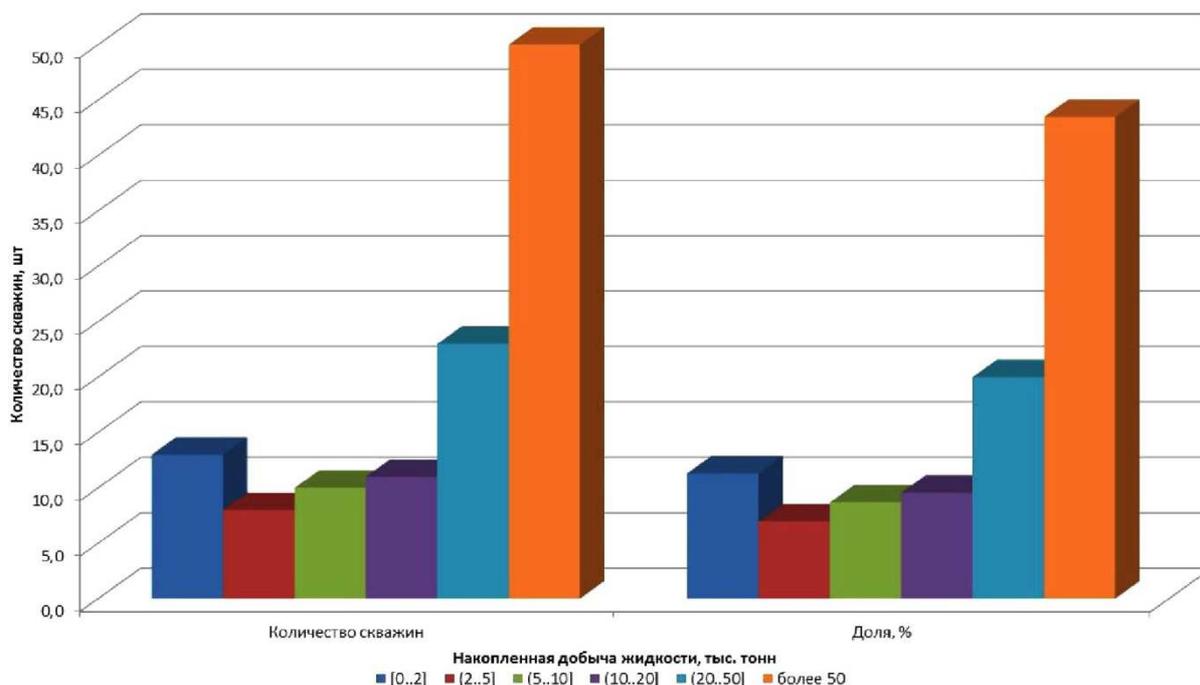
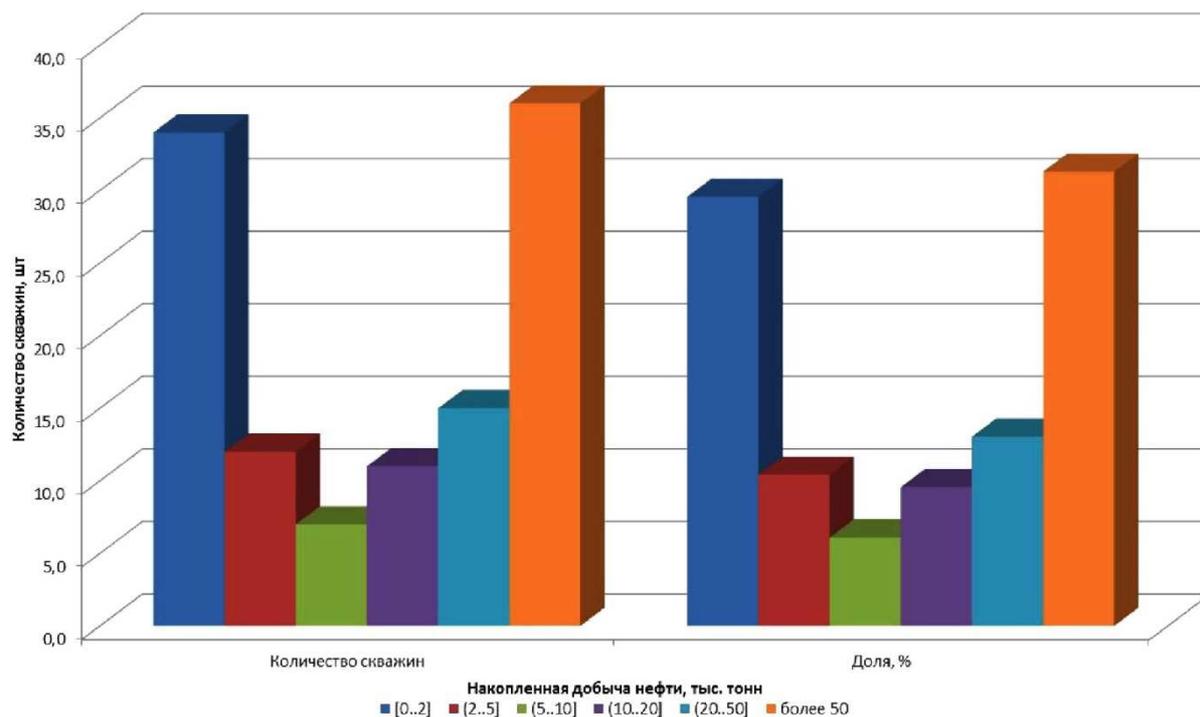


Рисунок 6 – Распределение дебита жидкости по скважинам I горизонта Ключевого месторождения



**Рисунок 7** – Распределение накопленной добычи жидкости по скважинам I горизонта Ключевого месторождения



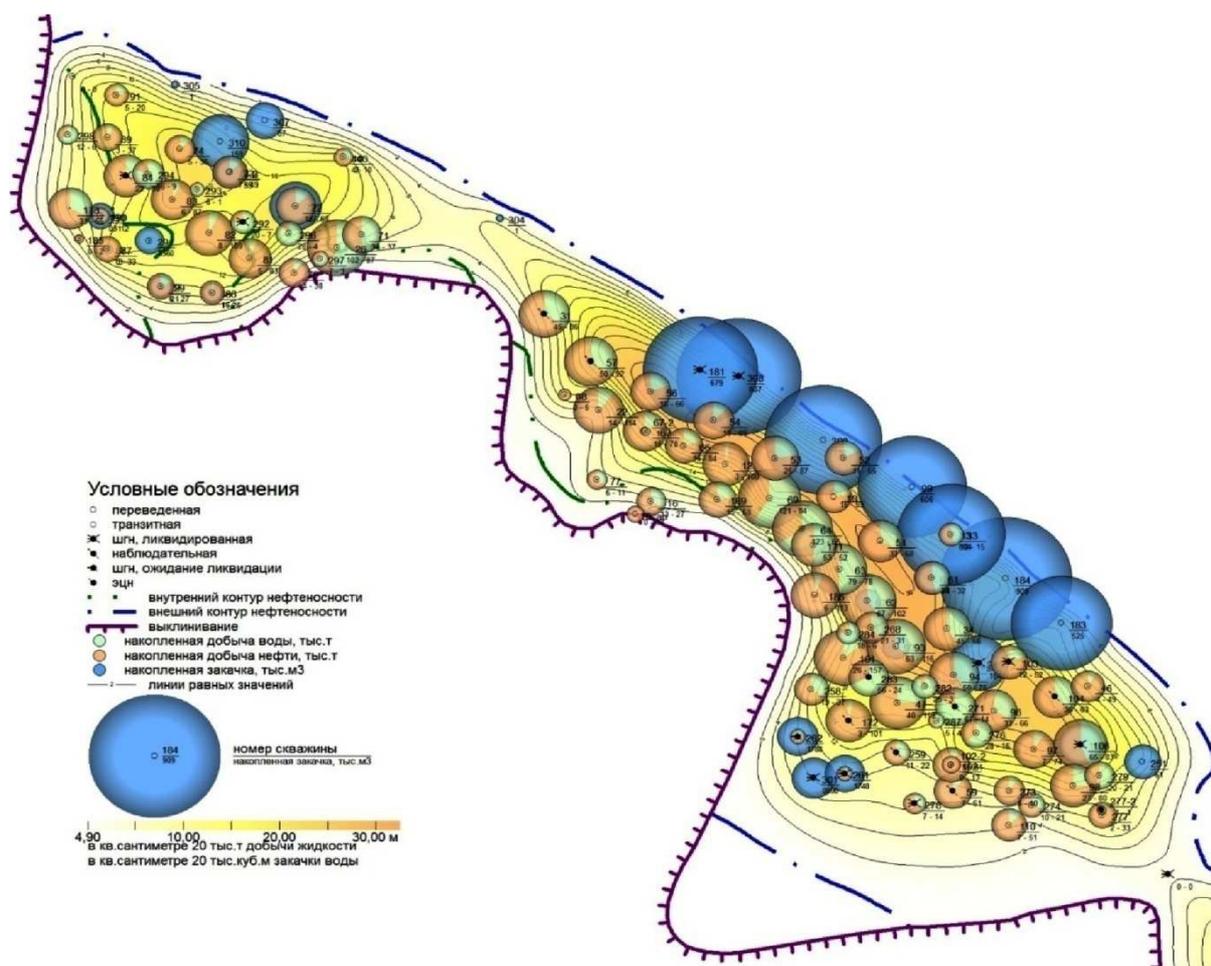
**Рисунок 8** – Распределение накопленной добычи нефти по скважинам I горизонта Ключевого месторождения

### **Горизонт II**

Геологические запасы II горизонта Ключевого месторождения составляют 10690 тыс. тонн нефти.

Карта накопленных отборов нефти и жидкости по состоянию на 01.01.2017 г. II горизонта Ключевого месторождения показана на рисунке 9, карта текущих отборов нефти и жидкости – на рисунке 10.

По состоянию на 01.01.2017 г. из залежи II горизонта отобрано 4103 тыс. тонн нефти, 6031 тыс. тонн жидкости, закачано 6057 тыс. м<sup>3</sup> воды, при текущей обводнённости 93 %.



**Рисунок 9** – Карта накопленных отборов нефти и жидкости на 01.01.2017 г. Ключевого месторождения II горизонта

Всего перебивало в эксплуатации на нефть 90 скважин, 5 скважин переведены с I горизонта Ключевого месторождения. Под закачкой пребывало 22 скважины, 1 из которых переведена с I горизонта и 12 из добывающих. На 01.01.2017 г. действует 1 добывающая скважина.

II горизонт Ключевого месторождения находится на глубинах 2300,0–2350,0 м, ниже I горизонта в среднем на 200,0 м и в значительной степени им перекрывается. На II горизонте выделяются три залива – западный, центральный и восточный, которые образуют единую водонапорную систему.

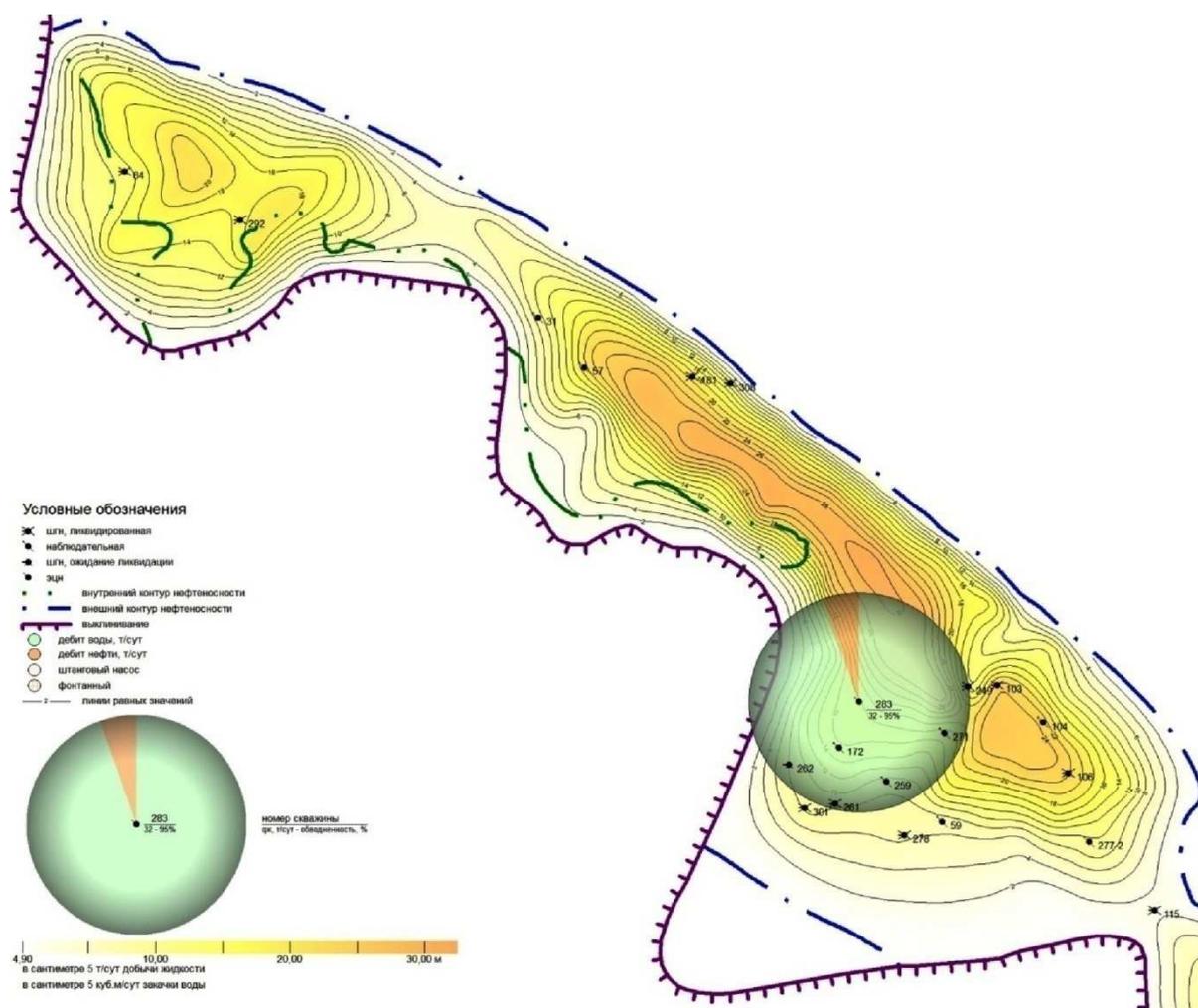
Также на II горизонте реализовано приконтурное заводнение, на более поздней стадии разработки – в 1973–1988 гг. под закачку воды были переведены некоторые обводнившиеся скважины, расположенные в приконтурной зоне.

Разбуривание залежи II горизонта по основной сетке с расстоянием между скважинами 300,0–400,0 м. велось очень интенсивно, фактически в течение 1953–1955 гг. был пробурен почти весь фонд добывающих скважин.

Залежь II горизонта введена в эксплуатацию в 1952 году скважиной № 16, расположенной на центральном заливе. Максимальный годовой отбор получен в 1955 году и составил 336 тыс. тонн. Этот темп отбора был фактически наибольшим. В этот период действующий фонд добывающих скважин уже составил 52, и в этом году было введено под закачку воды 6 приконтурных нагнетательных скважин. Средний дебит нефти новых скважин составил 14,2 тонн/сут., средняя обводненность – 7,3 %. Минимальная среднегодовая обводненность была получена в 1956 году и составила 4,6 %. В последующие годы она постепенно возрастала, а годовая добыча нефти снижалась с темпом 7–10 % в год.

Закачку воды с целью ППД начали в 1955 году. Именно в этот начальный период разработки из-за высоких отборов нефти вокруг скважин образовывались зоны пониженного пластового давления, и началось разгазирование пластовой нефти. В последующие годы после снижения дебитов скважин газовый фактор восстанавливался

до номинального. Результаты исследования пластового давления после 1970 года показывают, что даже самые низкие замеренные величины пластового давления (скважина № 83 – 18,5 МПа) были выше давления насыщения нефти газом (16,2 МПа). С 1990 года пластовое давление выросло до 22,0 МПа и в последующие годы продолжало повышаться, в 2006 году в среднем по II горизонту оно составило 24,0 МПа. В течение всего основного периода разработки залежи закачка воды велась с компенсацией отборов пластовых жидкостей в среднем 89 %. Ко времени остановки закачки (1993 год) суммарно в залежь II горизонта закачано 6057 тыс. м<sup>3</sup> воды, суммарная компенсация отборов пластовых жидкостей закачкой составила 73 %. Таким образом, очевидной является достаточно высокая активность законтурной водонапорной системы.



**Рисунок 10** – Карта текущих отборов нефти и жидкости на 01.01.2017 г. Ключевого месторождения II горизонта

Гидродинамическая взаимосвязь различных участков залежи и параллельность выработки их запасов нефти хорошо прослеживается по одновременности появления воды в добывающих скважинах, пробуренных в 1954–1955 гг. и расположенных по северу структуры в первом от контура нефтеносности добывающем ряде.

С 2007 по 2011 гг. добыча нефти выросла с 2,0 тыс. тонн до 6,0 тыс. тонн. Этот рост обусловлен значительным увеличением дебитов жидкости с 3,1 тонн/сут. до 20,6 тонн/сут. при практически постоянной обводнённости. Действующий фонд сократился с 4 до 3 скважин за счёт вывода из эксплуатации одной малодебитной обводнившейся скважины. Все скважины в указанный период работали на восточном заливе. В 2012 году была введена из бездействия за счёт дополнительной перфорации скважина № 47, но после трёх месяцев работы при обводнённости 92–96 % была переведена на I горизонт. Также была переведена на I горизонт и обводнившаяся скважина № 282. В середине года после ликвидации аварии и смены насоса обводнилась с 56 %

до 95 % скважина № 283, обеспечивавшая до 2012 года большую часть добытой нефти. В 2013 году была переведена на I горизонт обводнившаяся скважина № 101. Таким образом, на 01.01.2017 г. на II горизонте Ключевого месторождения действует всего 1 скважина со средней обводнённостью 93 %, добыча нефти в 2016 году по сравнению с 2015 упала с 2,6 тыс. тонн до 0,6 тыс. тонн при возросшем уровне добычи жидкости.

За 2016 год добыча нефти составила 0,6 тыс. тонн, жидкости 8,2 тыс. тонн.

Распределение скважин по текущим и накопленным показателям приведено на рисунках 11–16.

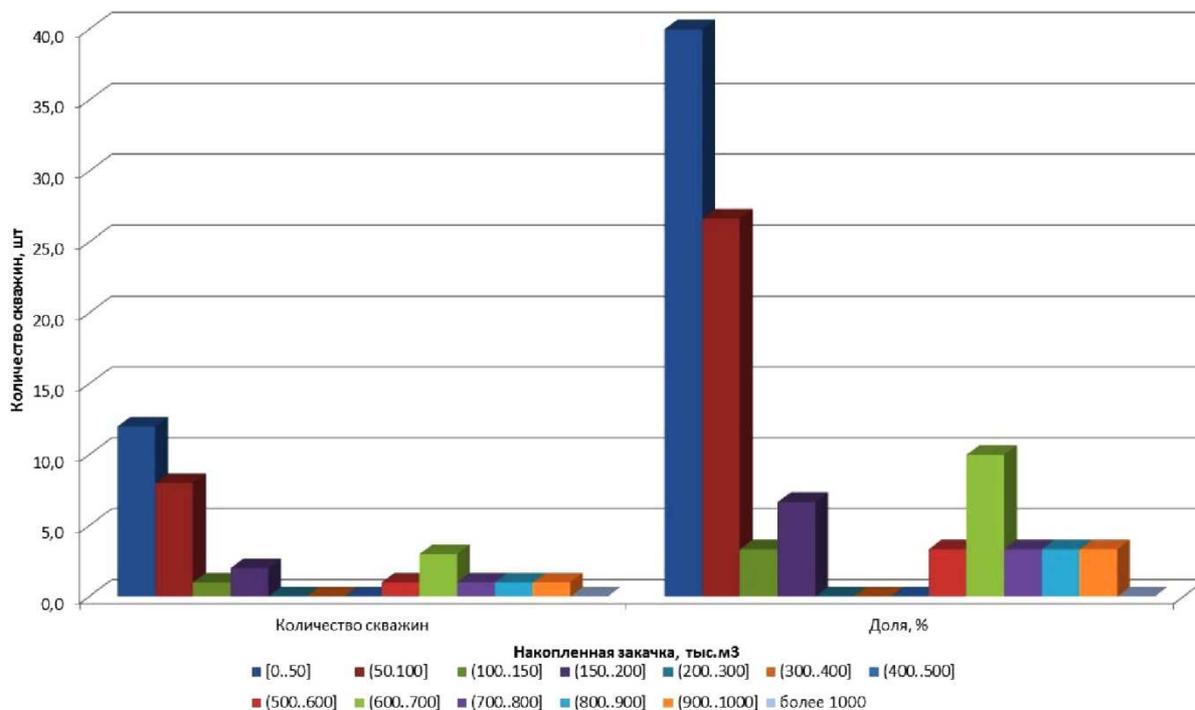


Рисунок 11 – Распределение закачки по скважинам II горизонта Ключевого месторождения

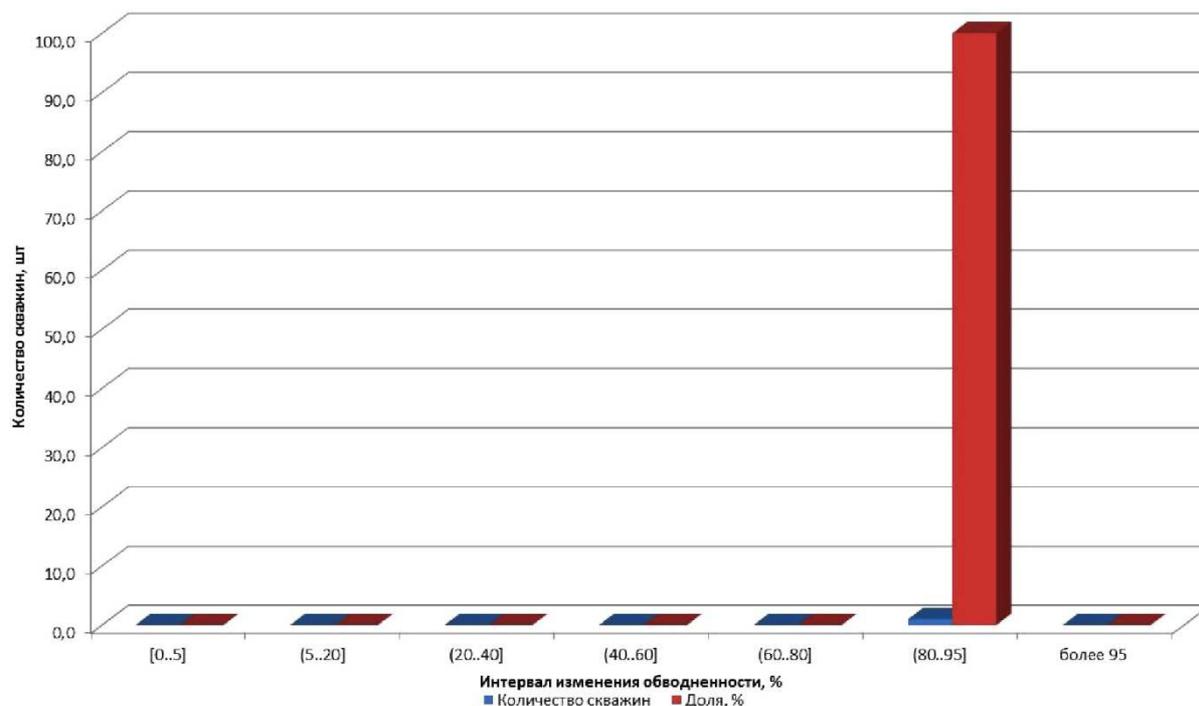


Рисунок 12 – Распределение обводнённости по скважинам II горизонта Ключевого месторождения

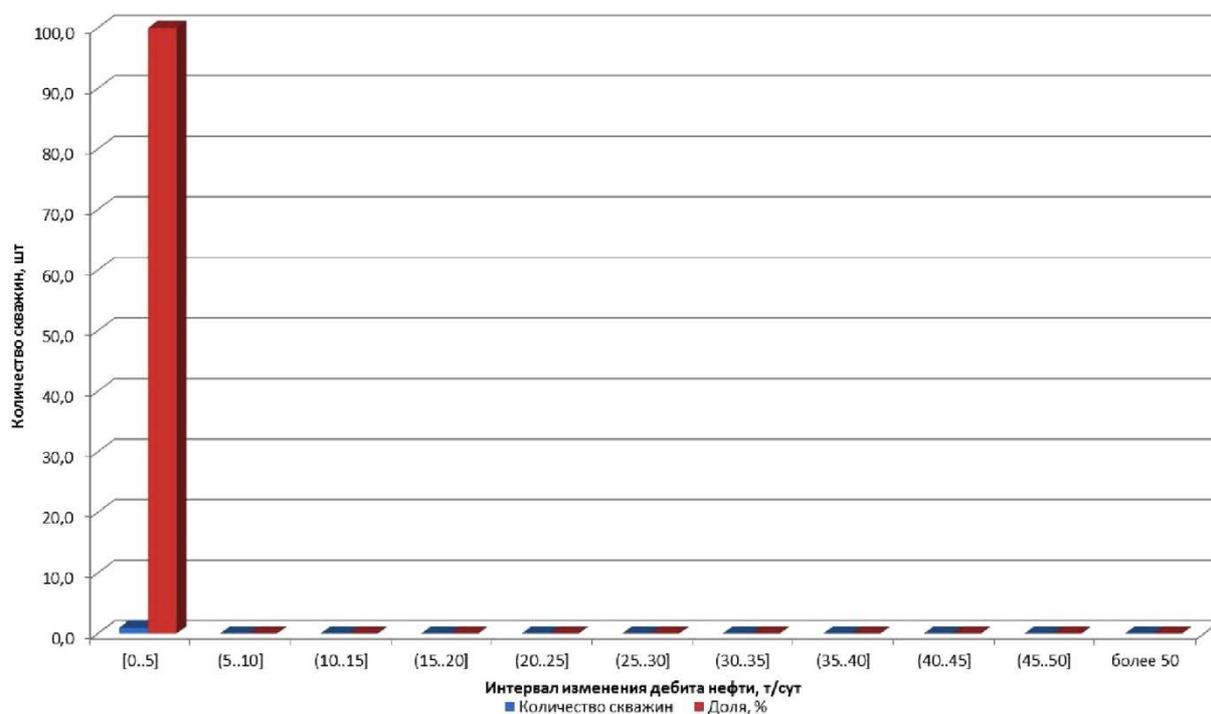


Рисунок 13 – Распределение дебита нефти по скважинам II горизонта Ключевого месторождения

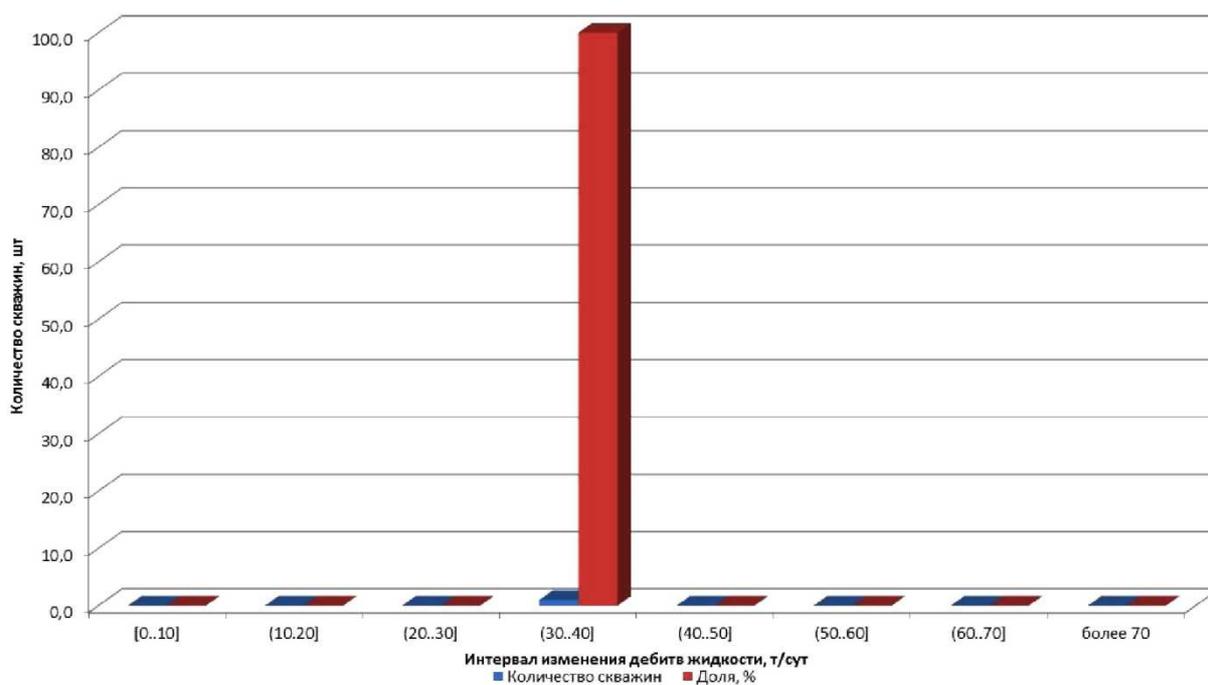


Рисунок 14 – Распределение дебита жидкости по скважинам II горизонта Ключевого месторождения

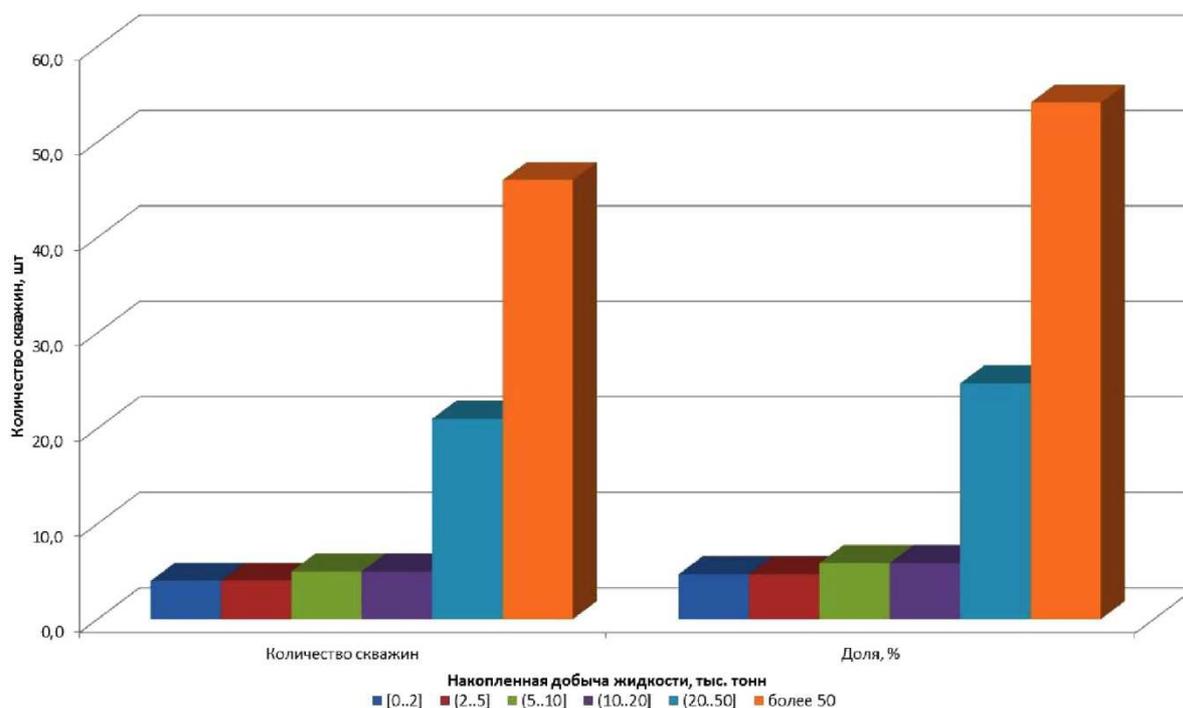


Рисунок 15 – Распределение накопленной добычи жидкости по скважинам II горизонта Ключевого месторождения

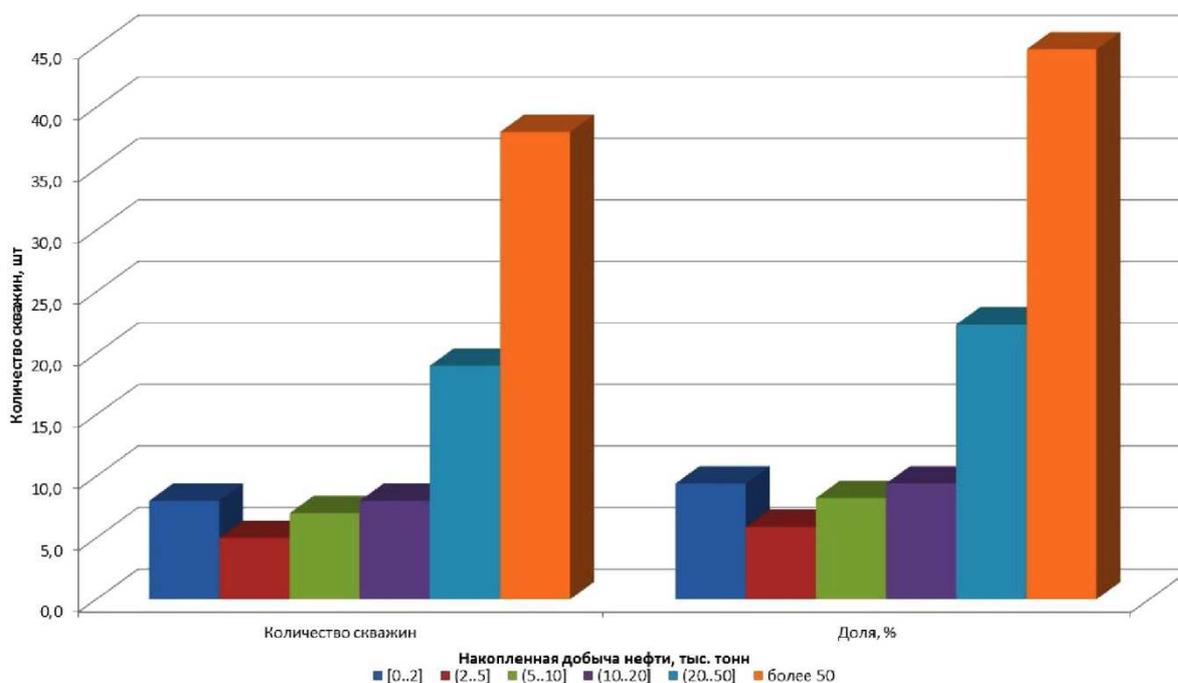


Рисунок 16 – Распределение накопленной добычи нефти по скважинам II горизонта Ключевого месторождения

Характеристика фонда скважин Ключевого месторождения приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика фонда скважин Ключевого месторождения по состоянию на 01.01.2017 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	I горизонт	II горизонт
1	2	3	4
Фонд добывающих скважин	Пробурено	64	85
	Возвращено с других горизонтов	58	1
	Переведены из нагнетательных	19	4

**Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле**

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
Фонд добывающих скважин	Всего	141	90
	В том числе:		
	Действующие	25	1
	из них: фонтанные	–	–
	ЭЦН	11	1
	ШГН	14	–
	Бескомпрессорный газлифт	–	–
	Внутрискважинный газлифт	–	–
	Бездействующие	1	–
	В освоении после бурения	–	–
	В консервации	–	–
	Наблюдательные	25	8
	Переведены под закачку	3	12
	Переведены на другие горизонты	1	58
	В ожидании ликвидации	32	1
Ликвидированные	54	10	
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	12	9
	Возвращено с других горизонтов	18	1
	Переведены из добывающих	3	12
	Всего	33	22
	В том числе:		
	Под закачкой	–	–
	Поглощающие	–	–
	Бездействующие	–	–
	В консервации	–	–
	Наблюдательные	–	–
	В отработке на нефть	–	–
	Переведены на другие горизонты	1	18
	Переведены в водозаборные	1	-
Переведены в добывающие	19	4	
В ожидании ликвидации	–	–	
Ликвидированные	12	–	
Фонд водозаборных скважин	Пробурено	3	–
	Возвращено с других горизонтов	–	–
	Переведены из добывающих	–	–
	Переведены из нагнетательных	1	–
	Всего	4	–
	В том числе:		
	Действующие	1	–
	Бездействующие	–	–
	В освоении после бурения	–	–
	В консервации	–	–
	Наблюдательные	1	–
	Переведены на другие горизонты	–	–
В ожидании ликвидации	1	–	
Ликвидированные	1	–	

## Обоснование и выбор варианта разработки

Залежи нефти Ключевого месторождений находятся на завершающей стадии разработки. Выработка запасов по ним превышает 90 %. Отборы жидкости по этим объектам существенно снизились по сравнению с периодом максимальной добычи. В связи с этим энергетическое состояние пластов стабильное, необходимость в поддержании пластового давления отсутствует.

На I горизонте Ключевого месторождения пробуренного фонда достаточно для извлечения остаточных запасов нефти. Поэтому при проектировании сделан акцент на ремонт и ввод из бездействия уже пробуренного, но вышедшего из эксплуатации фонда скважин.

II горизонт Ключевого месторождения характеризуется малым объёмом остаточных извлекаемых запасов, запасы отбираются действующим фондом скважин, соответственно необходимость в каких-либо мероприятиях отсутствует.

По эксплуатационным объектам варианты разработки следующие.

### *I горизонт Ключевого месторождения:*

- 1) вариант разработки предусматривает продолжение разработки реализованной к настоящему времени системой.
- 2) вариант разработки предусматривает бурение бокового ствола.
- 3) вариант разработки предусматривает ввод 5 скважин из бездействия путём проведения в них мероприятий по изоляции обводнившихся интервалов и дополнительной перфорации, и отказ от ЗБС, в связи с текущим расположением остаточных извлекаемых запасов нефти.

### *II горизонт Ключевого месторождения:*

- 1) вариант разработки предусматривает продолжение разработки реализованной к настоящему времени системой.
- 2) вариант разработки предусматривает ввод из бездействия одной скважины, бурение боковых стволов в 10 скважинах.

## Технико-экономические показатели вариантов разработки

Сопоставление основных экономических показателей по вариантам разработки Ключевого месторождения приведено в таблице 2.

**Таблица 2** – Сопоставление основных технико-экономических показателей вариантов разработки Ключевого месторождения

Показатели	I горизонт		
	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3*
1	2	3	4
Завершение			
рентабельного периода	2022	2020	2022
проектного периода	2032	2032	2046
Добыча нефти:			
рентабельный срок	77	62	95
проектный срок	90	97	139
Добыча растворённого газа			
рентабельный срок	14	11	17
проектный срок	16	18	25
Фонд скважин, всего, доб./нагн., в т.ч.	136/12	137/12	136/12
из бурения			
вертикальных скважин			
горизонтальных скважин			
зарезка боковых стволов		1/0	
возвратный фонд			

**Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле**

**Продолжение** таблицы 2

1	2	3	4
Средний дебит нефти, тонн/сут.			
начальный	3,2	3,2	3,1
конечный	0,5	0,5	0,5
Обводнённость, %			
рентабельный срок	95	92	95
проектный срок	98	98	98
Капитальные вложения, млн руб.			
рентабельный срок	178	166	203
проектный срок	206	261	273
Эксплуатационные затраты, млн руб.			
рентабельный срок	921	687	1134
проектный срок	1382	1491	2094
Себестоимость, руб./т.у.т.			
рентабельный срок	10470	9657	10453
проектный срок	13354	13387	13161
Чистый дисконтированный доход (коэффициент дисконтирования 10 %), млн руб.			
рентабельный срок	61	47	77
проектный срок	10	-6	16
Доход государства, млн руб.			
рентабельный срок	506	433	599
проектный срок	558	587	721
КИН, доли ед.			
рентабельный срок (эконом.)	0,511	0,510	0,513
проектный срок (технолог.)	0,513	0,514	0,518
Внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR), %	-	-	-
Индекс доходности затрат, доли ед.	1,01	1,00	1,01
Период окупаемости, лет	в год вложения	в год вложения	в год вложения

Показатели	II горизонт	
	Вариант 1*	Вариант 2
1	2	3
Завершение		
рентабельного периода	2017	2017
проектного периода	2019	2072
Добыча нефти:		
рентабельный срок	0	0
проектный срок	1	119
Добыча растворённого газа		
рентабельный срок	0	0
проектный срок	1	18

**Окончание** таблицы 2

Фонд скважин, всего, доб./нагн., в т.ч.	81/0	91/0
из бурения		
вертикальных скважин		
горизонтальных скважин		
зарезка боковых стволов		10/0
возвратный фонд		
Средний дебит нефти, тонн/сут.		
начальный	1,3	1,3
конечный	0,5	0,4
Обводнённость, %		
рентабельный срок	93	93
проектный срок	98	98
Капитальные вложения, млн руб.		
рентабельный срок	0	0
проектный срок	2	716
Эксплуатационные затраты, млн руб.		
рентабельный срок	0	0
проектный срок	20	2328
Себестоимость, руб./т.у.т.		
рентабельный срок	–	–
проектный срок	13746	17419
Чистый дисконтированный доход (коэффициент дисконтирования 10 %), млн руб.		
рентабельный срок	0	0
проектный срок	–5	–152
Доход государства, млн руб.		
рентабельный срок	0	0
проектный срок	7	99
КИН, доли ед.		
рентабельный срок (эконом.)	0,384	0,384
проектный срок (технолог.)	0,384	0,395
Внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR), %	–	–
Индекс доходности затрат, доли ед.	0,76	0,61
Период окупаемости, лет	не окупаются	не окупаются

### *I горизонт*

По разработке I горизонта рассмотрено 3 варианта разработки.

При реализации варианта 1 добыча нефти за проектный срок составит 90 тыс. тонн. Дисконтированный (при ставке дисконта 10 %) доход недропользователя составит 10 млн руб., государству с учётом дисконта будет перечислено 558 млн руб.

При реализации мероприятий, предложенных в варианте 2, добыча нефти увеличится до 97 тыс. тонн, дисконтированный доход недропользователя снизится до – 6 млн руб., доход государства увеличится до 587 млн руб.

При реализации варианта 3 добыча нефти за проектный срок составит 139 тыс. тонн, за рентабельный – 95 тыс. тонн. Дисконтированный (при ставке дисконта 10 %) доход недропользователя составит 16 млн. руб., государству с учётом дисконта будет перечислено 721 млн руб.

К реализации по I горизонту Ключевого месторождения рекомендуется вариант 3, как обеспечивающий максимальную добычу нефти и доход государства при положительных доходах недропользователя.

**II горизонт**

По разработке II горизонта рассмотрено 2 варианта разработки.

При реализации варианта 1 добыча нефти за проектный срок составит 0,9 тыс. тонн. Дисконтированный (при ставке дисконта 10 %) убыток недропользователя составит 5 млн руб., государству с учётом дисконта будет перечислено 7 млн руб. При реализации мероприятий предложенных в варианте 2, добыча нефти увеличится до 119 тыс. тонн, дисконтированный доход недропользователя снизится до – 152 млн руб., доход государства увеличится до 99 млн руб.

К реализации по II горизонту Ключевого месторождения рекомендуется вариант 1, как обеспечивающий необходимое значение КИН при минимальных убытках недропользователя.

**Оценка остаточных извлекаемых запасов нефти и растворённого газа**

На 01.01.2017 г. по Ключевому месторождению утверждены следующие начальные геологические запасы нефти, рассчитанные объёмным методом (табл. 3).

**Таблица 3** – Таблица подсчётных параметров и начальных геологических запасов нефти Ключевого месторождения на 01.01.2017 г.

Пласт	I горизонт	II горизонт
Категория запасов	А	А
Площадь нефтеносности, тыс. м <sup>2</sup>	13209	11200
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	8,0	10,6
Объём нефтенасыщенных пород, тыс. м <sup>3</sup>	106112	118466
Коэффициенты, доли ед.		
пористости	0,22	0,22
нефтенасыщенности	0,68	0,67
пересчётный	0,701	0,742
Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	0,828	0,835
Начальные геологические запасы нефти, тыс. тонн	9212	10690

В таблице 4 приведены расчётные начальные и остаточные извлекаемые запасы нефти и растворённого газа по каждому горизонту Ключевого месторождения по вариантам разработки.

**Таблица 4** – Расчётные начальные и остаточные извлекаемые запасы нефти, растворённого газа и КИН по вариантам разработки Ключевого месторождения

Вариант	Эксплуатационный объект	Геологические запасы	Начальные извлекаемые запасы		Коэффициент извлечения нефти	Остаточные извлекаемые запасы	
			нефти, тыс. тонн	растворённого газа, млн. м <sup>3</sup>		нефти, тыс. тонн	растворённого газа, млн. м <sup>3</sup>
1	I горизонт	9212	4724	916	0,513	114	20
2		9212	4731	918	0,514	121	22
3		9212	4772	926	0,518	162	30
1	II горизонт	10690	4105	641	0,384	2	1
2		10690	4223	658	0,395	120	18

По I горизонту 3 вариант разработки позволяет достичь наиболее высоких значений КИН при положительных экономических показателях, поэтому извлекаемые запасы, полученные по этому варианту, считаются приемлемыми.

К реализации по II горизонту Ключевого месторождения рекомендуется вариант 1, как обеспечивающий необходимое значение КИН при минимальных убытках недропользователя.

Накопленная добыча по Ключевому месторождению на 01.01.2017 г. составляет:

*по I горизонту*

- нефти – 4610 тыс. тонн;
- растворённого газа – 896 млн м<sup>3</sup>;
- остаточные извлекаемые запасы нефти – 162 тыс. тонн;
- растворённого газа – 30 млн м<sup>3</sup>;

*по II горизонту*

- нефти – 4103 тыс. тонн;
- растворённого газа – 640 млн м<sup>3</sup>;
- остаточные извлекаемые запасы нефти – 2 тыс. тонн;
- растворённого газа – 1 млн м<sup>3</sup>.

### **Анализ выработки запасов нефти**

На основании материалов гидродинамических и промыслово-геофизических исследований скважин по контролю за разработкой даётся анализ текущей выработки запасов нефти продуктивных пластов (залежей). Анализируются эффективность применяемой системы разработки с точки зрения выработки запасов нефти пластов, а также мероприятий, направленных в предшествующий период на совершенствование системы воздействия на пласт и увеличение нефтеотдачи.

Исследуется характер и степень выработки запасов нефти, степень охвата пласта воздействием рабочим агентом по площади и разрезу, распределение остаточных запасов нефти. Анализ выработки запасов нефти производится по данным гидродинамических и промыслово-геофизических исследований, включая: потокометрию, термометрию, а также методы контроля насыщенности пластов за колонной в обсаженных скважинах. Производится оценка интервалов работающих толщин пластов, анализируется их динамика в ходе разработки месторождения, а также влияние на них проводимых ГТМ. Анализируется характер поступления рабочего агента к добывающим скважинам.

В качестве наиболее достоверной оценки текущих извлекаемых запасов были приняты значения, рассчитанные по характеристикам вытеснения, так как этот расчёт опирается исключительно на фактическую динамику показателей разработки и не требует дополнительных допущений, в отличие от прочих методов. Вместе с тем, определение извлекаемых запасов другими методами невозможно, так как отсутствуют необходимые исследования.

Применение характеристик вытеснения для расчёта извлекаемых запасов I горизонта Ключевого месторождения затрудняется активной работой с фондом скважин, особенно в последние годы. Большое количество проведённых в последнее время ГТМ оказывает влияние на достоверность прогноза. Ниже на рисунках 17–20 приведены результаты по характеристикам, дающим наиболее устойчивый результат.

#### ***Горизонт I***

Прогноз величины извлекаемых запасов нефти I горизонта Ключевого месторождения выполнен по характеристикам вытеснения.

Средняя величина начальных извлекаемых запасов I горизонта Ключевого месторождения, рассчитанная по характеристикам вытеснения, равна 4772 тыс. тонн. С учётом накопленной добычи на 01.01.2017 г. 4610 тыс. тонн получаем текущие извлекаемые запасы 162 тыс. тонн, что соответствует значению КИН, равному 0,518.

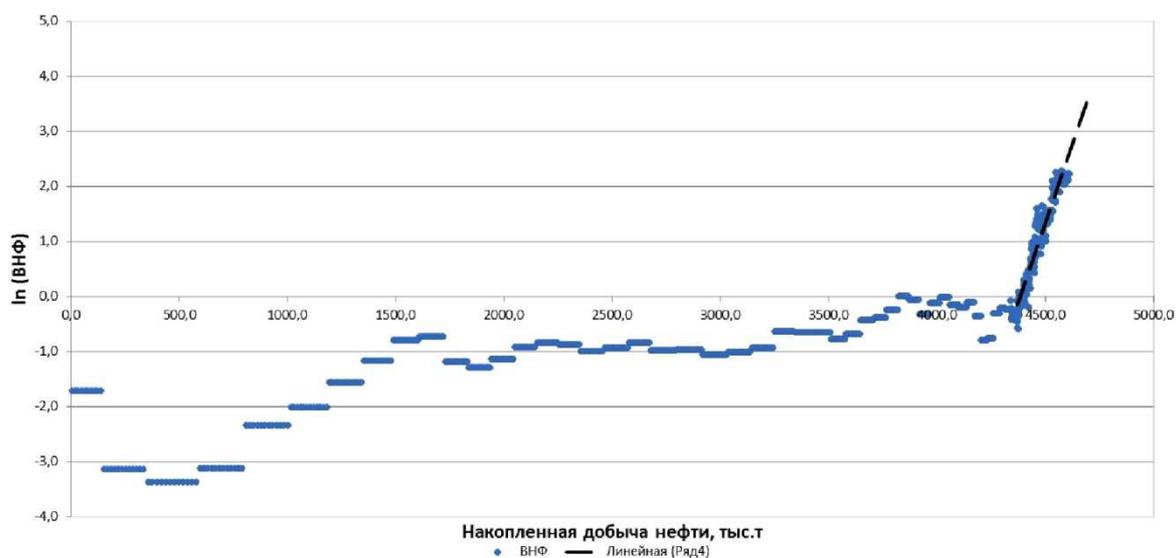


Рисунок 17 – Зависимость  $\ln(\text{ВНФ})$  от накопленной добычи нефти по I горизонту Ключевого месторождения

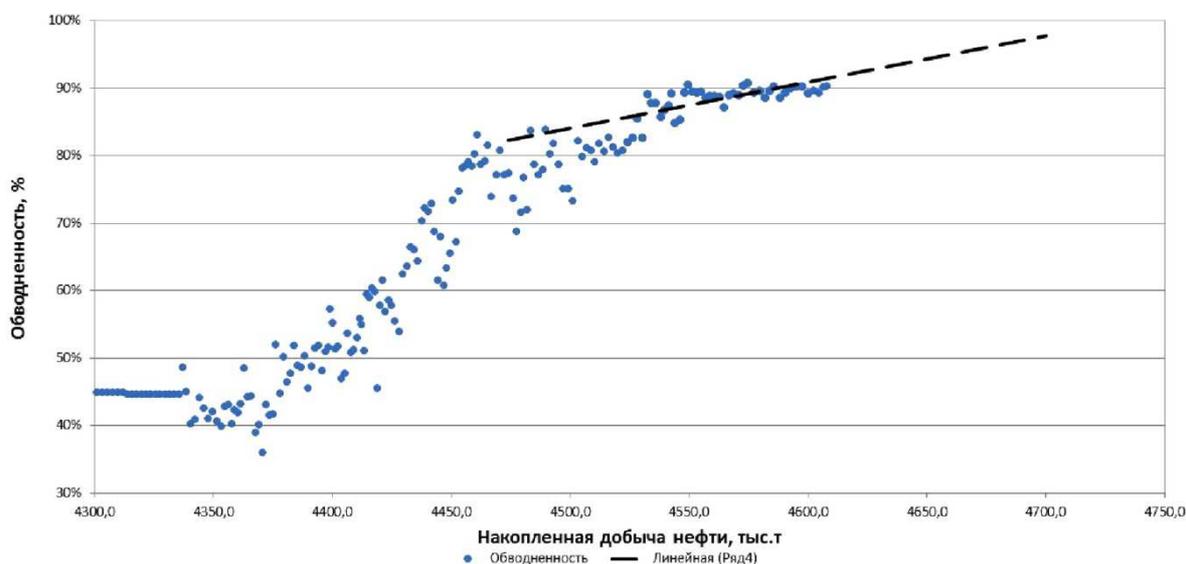


Рисунок 18 – Зависимость обводнённости от накопленной добычи нефти по I горизонту Ключевого месторождения

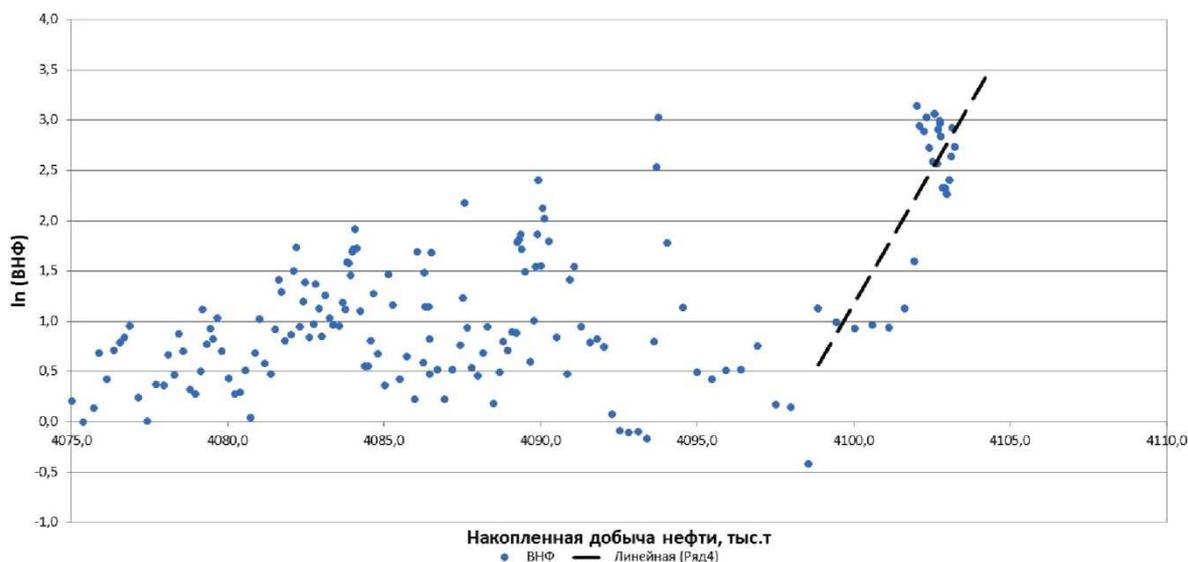
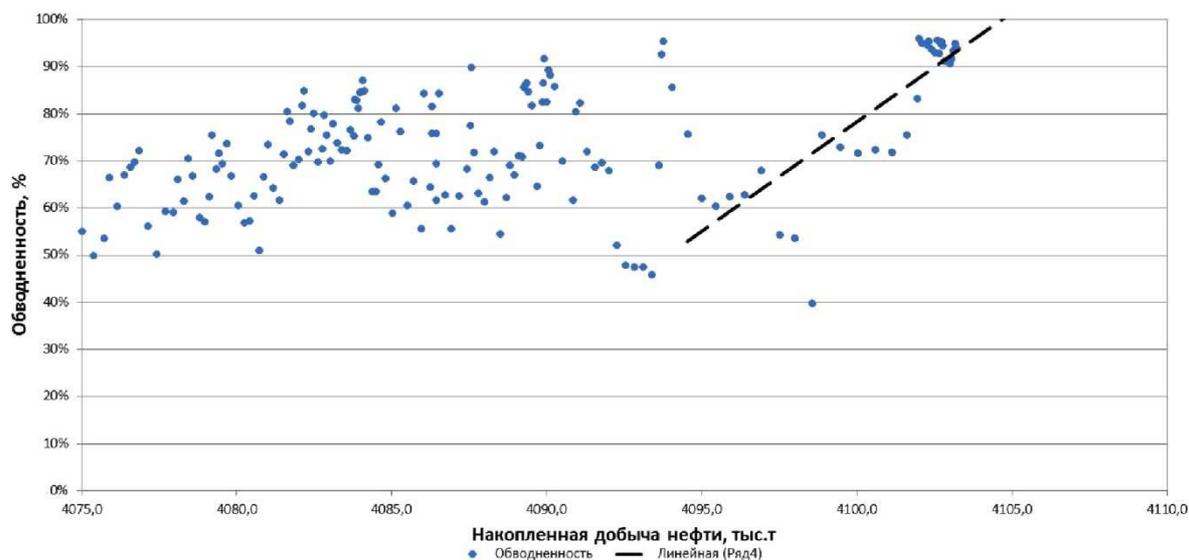


Рисунок 19 – Зависимость  $\ln(\text{ВНФ})$  от накопленной добычи нефти по II горизонту Ключевого месторождения



**Рисунок 20** – Зависимость обводнённости от накопленной добычи нефти по II горизонту Ключевого месторождения

### **Горизонт II**

Прогноз величины извлекаемых запасов нефти II горизонта Ключевого месторождения выполнен по характеристикам вытеснения.

Средняя величина начальных извлекаемых запасов II горизонта Ключевого месторождения, рассчитанная по характеристикам вытеснения, равна 4105 тыс. тонн. С учётом накопленной добычи на 01.01.2017 г. 4103 тыс. тонн получаем текущие извлекаемые запасы 2 тыс. тонн, что соответствует значению КИН, равному 0,384.

### **Обоснование рекомендаций по извлечению остаточных извлекаемых запасов месторождения**

В последние годы на месторождениях проводились мероприятия по повышению нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти с использованием различных технологий:

- ГРП;
- перевод скважин с нижележащих горизонтов;
- дополнительная перфорация;
- реперфорация;
- перенос интервала перфорации;
- ремонтно-изоляционные работы;
- крепление призабойной зоны пласта;
- ликвидация песчаных пробок;
- ремонт устьевого оборудования;
- изменение способа эксплуатации скважины;
- кислотная обработка призабойной зоны пласта.

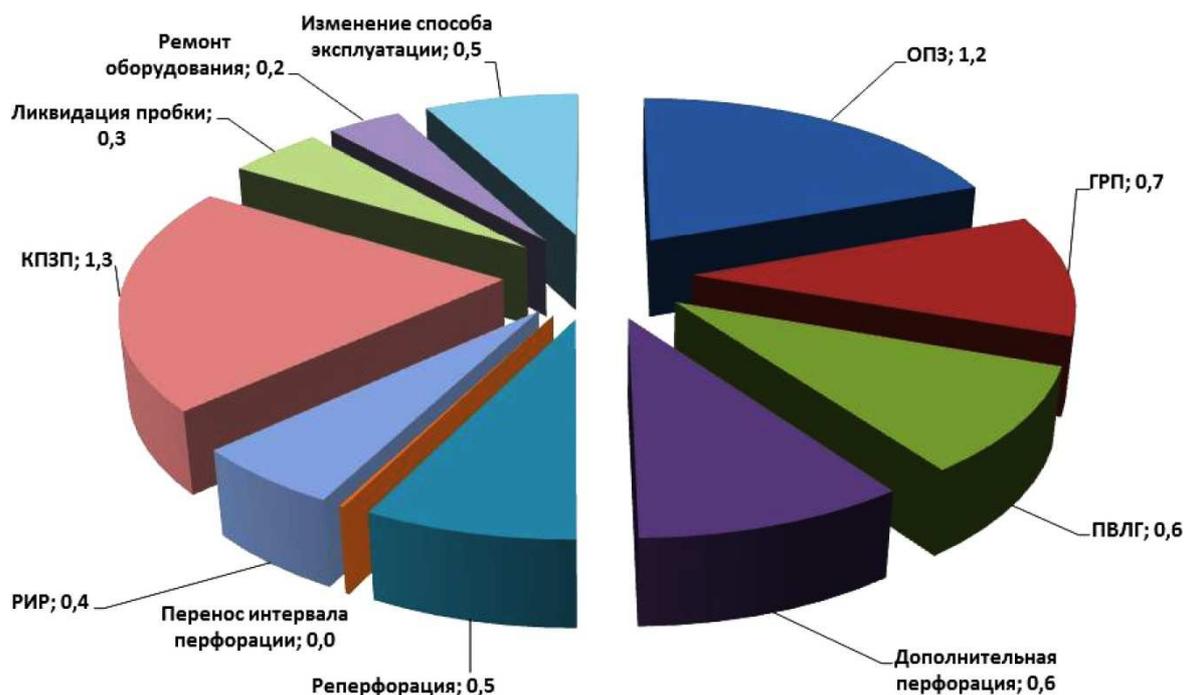
Большая часть мероприятий проводилась на I горизонте Ключевого месторождения, проведено 3 ГРП, 12 скважин переведены со II на I горизонт, проведено 11 дополнительных перфораций, 18 реперфораций, 13 ремонтно-изоляционных работ, 10 креплений призабойной зоны пласта, ликвидация песчаных пробок в 2 скважинах, 6 ремонтов оборудования и смена типоразмера насоса либо способа эксплуатации в 13 скважинах, а также проведена кислотная обработка в 3 скважинах.

На II горизонте Ключевого месторождения проведено 2 дополнительные перфорации, 2 реперфорации, 1 перенос интервала перфорации, ремонтно-изоляционные работы в 2 скважинах, крепление призабойной зоны пласта в 1 скважине, ремонт оборудования в 1 скважине и смена типоразмера насоса в 1 скважине, а также проведена кислотная обработка в 1 скважине.

Оценка эффективности проведённых мероприятий представлена в таблице 5 и на рисунке 21.

**Таблица 5** – Объёмы выполненных методов интенсификации притоков и увеличения нефтеотдачи пластов (МУН) Ключевого месторождения

Методы интенсификации притока и увеличения нефтеотдачи пластов		I горизонт	II горизонт
Обработка призабойной зоны (ОПЗ)	Количество операций	3	1
	Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	4,9	0
ГРП	Количество операций	3	0
	Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	2,1	0
Перевод на вышележащий горизонт (ПВЛГ)	Количество операций	12	0
	Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	7,3	0
Дополнительная перфорация	Количество операций	11	2
	Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	7,8	0,2
Реперфорация	Количество операций	18	2
	Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	9,2	0,4
Перенос интервала перфорации	Количество операций	0	1
	Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	0	0
Ремонтно-изоляционные работы (РИР)	Количество операций	13	2
	Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	4,4	0,3
Крепление призабойной зоны пласта (КПЗП)	Количество операций	10	1
	Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	6,6	7,7
Ликвидация песчаной пробки	Количество операций	2	0
	Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	0,6	0
Изменение способа эксплуатации	Количество операций	12	1
	Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	3,7	2,7
Ремонт оборудования	Количество операций	7	1
	Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	1,0	0,9



**Рисунок 21** – Удельная добыча на 1 мероприятие по видам ГТМ

Самыми эффективными за последние 5 лет мероприятиями являются проведение ОПЗ (обработка призабойной зоны) и КПЗП (крепление призабойной зоны пласта), они имеют практически равный средний эффект. Несколько меньшую эффективность имеют мероприятия по переводу скважин на вышележащий горизонт и дополнительная перфорация.

Таким образом, вполне закономерно, что на последней стадии разработки Ключевого месторождения, работы направленные на ввод в разработку участков, не охваченных дренированием, отходят на второй план, делая более важной задачу поддержания в работоспособном состоянии действующего фонда скважин, а также проведение ремонтов и ввода в работу аварийных скважин.

Как видно из таблицы, наиболее эффективными являются методы ПВЛГ и повторной перфорации. Как правило, использование метода ПВЛГ подразумевает последующее применение метода повторной перфорации. При совместном применении этих методов, дополнительная добыча нефти увеличивается в 1,5 раза.

Для повышения эффективности извлечения остаточных извлекаемых запасов нефти, рекомендуется объединение методов перевода скважин с нижнего горизонта на верхний и последующей повторной перфорации.

### ***Перевод скважин с нижнего горизонта на верхний***

Возврат скважин на вышележащий горизонт – мероприятие, применяемое на многопластовых месторождениях с целью более полного использования эксплуатационных скважин.

Разработка нефтяных месторождений по системе «снизу – вверх» предусматривает возможность использования скважин для поочередной эксплуатации ряда горизонтов и пластов по мере их истощения или по другим техническим причинам. Скважины, после того, как они выполнили своё назначение на каком-либо объекте эксплуатации, переводят на эксплуатацию другого объекта.

Решение о переводе скважин на другие горизонты принимают, если нет возможности или причин использования их в качестве пьезометрических, наблюдательных, нагнетательных на данном горизонте.

Перевод скважины на вышележащий горизонт производят после разобщения оставляемого горизонта от нового путем создания в стволе монолитного цементного моста над оставляемым, горизонтом. При этом главное внимание должно быть уделено изоляции от проникновения воды, в особенности, если эта вода высоконапорная, а горизонт, на который переводят скважину, по разрезу расположен на небольшом расстоянии от оставляемого объекта. В таких случаях применяют метод заливки цементного раствора под давлением через существующие отверстия фильтра.

Во всех случаях при возвратных работах после установления надёжного цементного стакана на заданной глубине скважину испытывают на герметичность опресовкой или снижением уровня.

Далее проводится дополнительная перфорация скважин напротив продуктивных пропластков горизонта, на который переводится скважина.

### ***Повторная перфорация пласта***

Повторная перфорация производится в случае отсутствия притока флюида из скважины, либо при проведении операций по повышению нефтеотдачи пластов.

При разработке залежей нефти с применением процесса заводнения может происходить частичное или полное «отключение» отдельных прослоев или пластов из разработки, как со стороны нагнетательных, так и со стороны добывающих скважин. Одной из основных причин частичного или полного прекращения притока нефти к скважинам, является перевод скважин на другие горизонты. Также причинами могут служить кольматация призабойной зоны пласта буровым раствором при бурении скважин, набухание глин бурового раствора при воздействии с пресной водой.

Повторная перфорация пласта позволяет улучшать условия притока жидкости в скважину за счёт устранения засорения ПЗП и улучшения совершенства вскрытия пласта. Доля повторной перфорации методов воздействия на пласт на месторождении составляет 20 %, их успешность – 90 %, а прирост дебита – 43 %. Применение этого дешёвого метода даёт прирост дебита одной скважины 4,5 тонн/сут.

## Литература:

1. Подсчёт запасов нефти и газа месторождения Ключевое-Дыш. – Краснодар : ВНИ-ПИтермнефть, 1987.
2. Дополнение к проекту разработки Ключевого газонефтяного месторождения. – Краснодар : ООО «НК «Роснефть»-НТЦ», 2013.
3. Кичигина Т.М. Пересчёт запасов нефти и газа I и II майкопских горизонтов Ключевого месторождения. – Краснодар : ООО «НК «Роснефть»-НТЦ», 2013.
4. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов / под ред. Б.Ю. Вендельштейна, В.Ф. Козяра, Г.Г. Яценко. – Калинин, 1990.
5. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
6. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
7. 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.
8. 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.
9. 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.
10. 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.
11. 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.
12. Попов В.В., Богуш И.А., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
13. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
14. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
15. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019.
16. Абдуллаева Э.С. кызы. Повышение нефтеотдачи пласта путём восстановления проницаемости призабойной зоны скважин // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) 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. 32–34.
17. Абдулхаков Р.Р., Захарова Е.Ф. Некоторые аспекты оценки ГТМ на нагнетательном фонде длительно эксплуатируемых объектов // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) 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. 35–38.
18. Былин А.В., Раупов И.Р. Контроль за процессом нефтеизвлечения при внутрипластовой водоизоляции // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 39–41.
19. Васильев Н.И., Даценко Е.Н., Орлова И.О., Авакимян Н.Н., Лешкович Н.М. Фрактальный подход к увеличению нефтеотдачи пласта // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 54–56.
20. Кокарев М.О., Мирский А.В. Разработка технологии повышения нефтеотдачи пластов на поздней стадии эксплуатации месторождения // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 109–113.

21. Омельченко Н.Н., Иолчуев А.М., Савенок О.В. Вопросы безопасности и экологичности на Ключевом месторождении ООО «РН-Краснодарнефтегаз» // Актуальные вопросы охраны окружающей среды : сборник докладов Всероссийской научно-технической конференции (17–19 сентября 2018 года, Белгород). – Белгород : Издательство Белгородского государственного технологического университета, 2018. – Секция 6: Экологическая безопасность. – С. 356–363.
22. Омельченко Н.Н., Савенок О.В., Иолчуев А.М. Предупреждение и ликвидация отложений солей при добыче нефти на Ключевом месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 4. – С. 27–52.
23. Омельянюк М.В., Пахлян И.А., Зотов Е.Н. Разработка техники и технологии для комплексной обработки скважин газонефтяного месторождения Дыш // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) 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. 2. – С. 50–53.
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 года) 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. 2. – С. 89–100.
25. Савенок О.В. Трудноизвлекаемые запасы нефти – структура и тенденции // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М. : Издательство ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2012. – № 3. – С. 5–9.
26. Савенок О.В., Даценко Е.Н., Орлова И.О., Авакимян Н.Н., Лукьяненко П.В. Оптимизация нагнетательного фонда скважин месторождения на поздней стадии разработки по результатам анализа трассерных исследований (на примере месторождения Дыш) // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М. : Издательство ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2018. – № 4 (45). – С. 59–65.
27. Яковлев А.Л., Савенок О.В. Анализ и обзор применяемых технологий восстановления продуктивности и работоспособности скважин на месторождении Дыш // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 4. – С. 99–119.
28. Четвериков В.В., Пахлян И.А., Савенок О.В. База данных «Разработка нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2015621535. Заявка № 2015621098. Дата поступления 25 августа 2015 г. Дата государственной регистрации в Реестре баз данных 09 октября 2015 г.

## References:

1. Calculation of reserves of oil and gas of the Klyuchevoye-Dysh field. – Krasnodar : VNI-Pitermneft, 1987.
2. Addition to the project of development of the Key gas-oil field. – Krasnodar : LLC Rosneft – STC, 2013.
3. Kichigina T.M. Recalculation of reserves of oil and gas I and II of the Maykop horizons of the Key field. – Krasnodar : LLC Rosneft – STC, 2013.
4. Methodical recommendations about determination of subcalculating parameters of deposits of oil and gas about materials of geophysical surveys of wells with attraction of results of analyses of a core, approbations and tests of productive layers / under the editorship of B.Yu. Vendelshteyn, V.F. Kozyar, G.G. Yatsenko. – Kalinin, 1990.
5. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields: manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.
6. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Usov G.V., Savenok O.V. Ekologiya at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. A workshop on discipline «Completion oil and gas wells» in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
10. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovikh i gazovikh sverdlavin. Science i practice : monograph. – L'viv : Spol, 2018. – 476 p.
11. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical surveys at construction and operation of wells on oil and gas fields. – Krasnodar : The publishing house is the South, 2016. – 274 p.
12. Popov V.V., Bogush I.A., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. Search, reconnaissance and operation of oil and gas fields : manual. – Novocherkassk : YuRGPU (NPI), 2015. – 322 p.

13. Popov V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov G.V., Shvets V.V. Geophysical researches and works in wells : manual. – Novocherkassk : Lik, 2017. – 326 p.
14. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of results of hydrodynamic researches : manual. – Krasnodar : Prod. FGBOOU VO of «KubGTU», 2017. – 203 p.
15. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Prod. FGBOOU VO of «KubGTU», 2019.
16. Abdullaeva E.S. kyzy. Increase in oil recovery of layer by restoration of permeability of a bottomhole zone of wells // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 32–34.
17. Abdulkhakov R.R., Zakharova E.F. Some aspects of assessment of GTM on delivery fund it is long the operated objects // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 35–38.
18. Bylin A.V., Raupov I.R. Control of process of petroextraction at intra bedded water isolation // Bulatovskiyе of reading : materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 39–41.
19. Vasilyev N.I., Datsenko E.N., Orlova I.O., Avakimyan N.N., Leshkovich N.M. Fractal approach to increase in oil recovery of layer // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 54–56.
20. Kokarev M.O., Mirsky A.V. Development of technology of increase in oil recovery of layers at a late stage of operation of the field // Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) in 5 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 109–113.
21. Omelchenko N.N., Olchuyev A.M. Savenok O.V. Safety issues and environmental friendliness on the Key field of LLC RN-Krasnodarneftegaz // Topical issues of environmental protection : collection of reports of the All-Russian scientific and technical conference (on September 17–19, 2018, Belgorod). – Belgorod : Publishing house of the Belgorod state technological university, 2018. – Section 6: Environmental safety. – P. 356–363.
22. Omelchenko N.N., Savenok O.V., Olchuyev A.M. Prevention and elimination of deposits of salts at oil production on the Key field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 4. – P. 27–52.
23. Omelyanyuk M.V., Pakhlyan I.A., Zotov E.N. Development of the equipment and technology for complex processing of wells of the gas-oil field Dysh // Bulatovskiyе of reading: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 2. – P. 50–53.
24. Povarova L.V., Yakovina A.S., Daniyelyan G.G. Calculation of reserves of oil and the dissolved Kowalewski's gas of the field // Bulatovsky readings: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 2. – P. 89–100.
25. Savenok O.V. Hardly removable reserves of oil – structure and trends // the Scientific and technical magazine «Inzhener-neftyanik». – M. : LLC Ai Dee Es Drilling publishing house, 2012. – № 3. – P. 5–9.
26. Savenok O.V., Datsenko E.N., Orlova I.O., Avakimyan N.N., Lukyanenko P.V. Optimization of a delivery well stock of the field at a late stage of development by results of the analysis the trasernykh of researches (on the example of the Dysh field) // the Scientific and technical magazine «Inzhener-neftyanik». – M. : LLC Ai Dee Es Drilling publishing house, 2018. – № 4 (45). – P. 59–65.
27. Yakovlev A.L., Avenok O.V. The analysis and the review of the applied technologies of restoration of efficiency and operability of wells on the Dysh field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – № 4. – P. 99–119.
28. Chetverikov V.V., Akhlyan I.A., Savenok O.V. «Development of oil fields with hardly removable stocks» database Certificate on the state registration of database № 2015621535. Application № 2015621098. Date of receipt on August 25, 2015 Date of the state registration in the Register of databases on October 09, 2015.