

УДК 622.276

## АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ И КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ КРАСНОВСКОГО ГАЗОНЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



### ANALYSIS OF THE CURRENT STATUS AND CONTROL OF DEVELOPMENT OF THE KRASNOVSKOYE GAS AND OIL FIELD

**Шиян Станислав Иванович**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры  
«Оборудования нефтяных  
и газовых промыслов»,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
akngs@mail.ru

**Березовский Денис Александрович**

заместитель начальника цеха,  
филиал ООО «Газпром добыча Краснодар»  
Каневское газопромысловое управление  
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

**Шелест Дмитрий Алексеевич**

заместитель генерального директора  
по общим вопросам и связям с общественностью,  
ООО «СТАРСТРОЙ»  
d.a.shelest@mail.ru

**Шутов Дмитрий Васильевич**

инженер по планированию ремонта  
и обслуживанию оборудования,  
Интегрированный комплекс  
по добыче природного газа и конденсата,  
подготовке сжиженного газа,  
отгрузке СПГ и газового конденсата  
Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения  
ПАО «НОВАТЭК» ООО «ЯМАЛ СПГ»  
dm-shutov72@inbox.ru

**Аннотация.** В статье проведён анализ текущего состояния и контроль за разработкой Красновского газонефтяного месторождения. Описаны основные проектные решения по разработке месторождения. Выполнен анализ применения МУН пластов и интенсификации добычи нефти (анализ результатов воздействия на пласты через добывающие скважины; анализ результатов воздействия на пласты через нагнетательные скважины). Рассмотрен контроль за разработкой Красновского месторождения промыслово-гидродинамическими и геофизическими методами.

**Ключевые слова:** основные проектные решения по разработке месторождения; анализ текущего состояния разработки месторождения; анализ применения МУН пластов и интенсификации добычи нефти; анализ результатов воздействия на пласты через добывающие скважины; анализ результатов воздействия на пласты через нагнетательные скважины; контроль за разработкой месторождения промыслово-гидродинамическими и геофизическими методами.

**Shiyan Stanislav Ivanovich**

Candidate of technical sciences,  
Associate Professor of department  
«Equipment of oil and gas fields»,  
Kuban state technological university  
akngs@mail.ru

**Berezovskiy Denis Aleksandrovich**

deputy chief,  
branch LLC «Gazprom mining Krasnodar»  
Kanevskoe gas field management  
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

**Shelest Dmitriy Alekseevich**

Deputy General Director,  
General Issues & PR  
«STARSTROI» LLC  
d.a.shelest@mail.ru

**Shutov Dmitry Vasilievich**

Planning engineer maintenance department,  
Integrated facility for production,  
processing, liquefaction, LNG and  
gas condensate loading from the South  
Tambeyskoye gas and condensate field  
«NOVATEK» PJSC «Yamal LNG» LLC  
dm-shutov72@inbox.ru

**Annotation.** The article analyzes the current state and control over the development of the Krasnovskoye gas and oil field. The main design solutions for the field development are described. The analysis of the application of enhanced oil recovery methods of reservoirs and stimulation of oil production (analysis of the results of stimulation of reservoirs through production wells; analysis of the results of stimulation of reservoirs through injection wells). Control over the development of the Krasnovskoye field by production-hydrodynamic and geophysical methods is considered.

**Keywords:** basic design solutions for field development; analysis of the current state of field development; analysis of the application of enhanced oil recovery methods of reservoirs and stimulation of oil production; analysis of the results of stimulation of reservoirs through production wells; analysis of the results of stimulation of reservoirs through injection wells; control over the development of the field by production hydrodynamic and geophysical methods.

## Основные проектные решения по разработке

Красновское газонефтяное месторождение открыто в 1982 году и введено в промышленную эксплуатацию в 2000 году. Красновское месторождение расположено в центральной части Сургутского свода и объединяет локальные поднятия Карьяунское, Таплорское, Куншанское, Красновское, Сапоркинское и Мильтонское. В пластах АС<sub>4</sub> и ЮС<sub>2</sub> выявлены залежи нефти, в пластах АС<sub>9</sub>, АС<sub>8</sub> и АС<sub>7</sub>, кроме нефтяных залежей, выявлены нефтяные залежи с газовыми шапками.

Нефти Красновского месторождения тяжёлые, вязкие, смолистые, парафинистые, сернистые.

В 2004 году была составлена технологическая схема и утверждена ЦКР. В настоящее время разработка месторождения ведётся на основании работы «Дополнение к технологической схеме разработки Красновского месторождения» со следующими принципиальными положениями:

- выделение четырёх эксплуатационных объектов – АС<sub>7</sub>, АС<sub>8</sub>, АС<sub>9</sub> и ЮС<sub>2</sub>;
- на южной залежи объекта АС<sub>8-9</sub> применяется трёхрядная и площадная девятиточечная система с расстоянием между скважинами 500 м, на Красновском и Мильтонском поднятии организация очагового заводнения;
- на северной залежи применение площадной девятиточечной системы с расстоянием между скважинами 400 м, организацией барьерного заводнения;
- по слабонефтенасыщенным и низкопроницаемым пластам АС<sub>4</sub> и АС<sub>7</sub> эксплуатация существующим фондом и возврат обводнившихся скважин нижних объектов;
- по объекту ЮС<sub>2</sub> продолжение опытно-промышленной эксплуатации двух элементов площадной пятиточечной и девятиточечной системы с расстоянием между скважинами 400 м.

Запасы нефти Красновского месторождения утверждены в ГКЗ России в следующем объёме:

- балансовые запасы нефти по категории В + С<sub>1</sub> – 269511 тыс. тонн;
- извлекаемые запасы нефти – 74680 тыс. тонн.

С начала разработки отобрано 14073 тыс. тонн нефти, это составляет 18,8 % от начальных извлекаемых запасов. Темп отбора от НИЗ – 2,6 %, от ТИЗ – 3,2 %. Среднегодовая обводнённость добываемой продукции 67,1 %.

В 2012 году месторождение вышло на стадию стабилизации добычи нефти.

В 2009–2010 гг. произведён пересчёт балансовых запасов и ТЭО КИН Красновского месторождения, которые были представлены на рассмотрение в ГКЗ РФ с коэффициентами нефтеизвлечения по пластам АС<sub>4</sub>, АС<sub>5-6</sub>, АС<sub>7</sub>, АС<sub>8</sub> и ЮС<sub>2</sub> – 0,05, по основному объекту разработки АС<sub>9</sub> – 0,245 при условии соглашения о разделе продукции (СРП). ГКЗ не согласилась с представленными расчётами по утверждённым запасам пластов АС<sub>7</sub>, АС<sub>8</sub> и АС<sub>9</sub> и оставила их на прежнем уровне: АС<sub>7</sub> – категория запасов С<sub>1</sub> – 0,284, С<sub>2</sub> – 0,185, АС<sub>8</sub> соответственно 0,28 и 0,29, АС<sub>9</sub> – 0,3 по категории В + С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>, хотя за 8 лет произошло ухудшение геологического строения пластов и изменение экономической ситуации в стране.

Разбуривание низкопродуктивных пластов АС<sub>7</sub> и АС<sub>8</sub> самостоятельной сеткой скважин экономически нецелесообразно, рентабельная эксплуатация их возможна возвратным фондом скважин пласта АС<sub>9</sub> при разновременном вводе и нерегулярной системе разработки, что резко снижает коэффициент нефтеизвлечения.

По вновь представленным пластам АС<sub>4</sub>, АС<sub>5-6</sub> и ЮС<sub>2</sub> коэффициенты нефтеизвлечения были приняты экспертным путём по категории запасов С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> на уровне 0,1.

Балансовые и извлекаемые запасы нефти и газа утверждены ГКЗ РФ в целом по месторождению по категории В + С<sub>1</sub> – 269511 тыс. тонн, по категории С<sub>2</sub> – 50077 тыс. тонн, извлекаемые соответственно 74680 и 10649 тыс. тонн, т.е. уменьшились по сравнению с 2002 годом: балансовые категории В + С<sub>1</sub> на 53254 тыс. тонн (16,5 %), категории С<sub>2</sub> на 14750 тыс. тонн (22,8 %); извлекаемые соответственно на 20724 тыс. тонн (21,7 %) и 4321 тыс. тонн (28,9 %).

Действующий проектный документ, на основании которого в настоящее время осуществляется разработка месторождения, – «Проект разработки Красновского месторождения».

Основные проектные решения и технологические показатели:

- 1) максимальные проектные уровни:
  - добычи нефти – 2488 тыс. тонн (2018 год);
  - добычи жидкости – 15686 тыс. тонн (2034 год);
  - закачки воды – 18182 тыс. м<sup>3</sup> (2030 год);
  - ресурсов газа – 793 млн м<sup>3</sup> (2019 год);
- 2) выделение четырёх эксплуатационных объектов – АС<sub>4</sub>, АС<sub>7</sub>, АС<sub>8+9</sub>, ЮС<sub>2</sub>;
- 3) дальнейшая реализация систем разработки:
  - по объекту АС<sub>8+9</sub> – применение на южной залежи трёхрядной и площадной девятиточечной системы разработки с расстоянием между скважинами 500 м, на северной залежи – площадной девятиточечной с расстоянием между скважинами 400 м с барьерным заводнением, бурение боковых горизонтальных стволов;
  - по объекту АС<sub>7</sub> – избирательная система разработки с бурением боковых горизонтальных стволов на пласт АС<sub>7</sub> из скважин объекта АС<sub>8+9</sub>;
  - по объекту АС<sub>4</sub> – избирательная система разработки с бурением боковых горизонтальных стволов из пяти скважин объекта АС<sub>8-9</sub> и перевод под закачку одной скважины;
  - по объекту ЮС<sub>2</sub> – продолжение опытно-промышленной разработки на Мильтонской площади с избирательной системы разработки, по Таплорской площади – применение пятиточечной системы разработки с бурением 12 горизонтальных скважин и с бурением горизонтальных боковых стволов из 4 добывающих скважин;
  - для вовлечения в разработку залежи пласта АС<sub>9</sub> – бурение бокового горизонтального ствола длиной 250 м из ликвидированной разведочной скважины № 61Р, для перевода залежи пласта АС<sub>7</sub> в категорию С<sub>1</sub> и оценки добывных возможностей – бурение бокового горизонтального ствола длиной 205 м из разведочной скважины № 30Р, по результатам эксплуатации боковых стволов №№ 30Р и 61Р пробурить элемент утверждённой и реализованной на ближайших площадях девятиточечной системы разработки плотностью сетки 25 га/скв. (8 добывающих и 1 нагнетательной скважины);
- 4) фонд скважин всего – 1070, в том числе добывающих – 661 (из них 14 горизонтальных), нагнетательных – 238, специальных – 82 (8 контрольных, 54 пьезометрических и 20 водозаборных), резервных – 89; бурение 113 скважин, в том числе 12 добывающих, 12 нагнетательных и 89 резервных;
- 5) по всем объектам разработки применение методов интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи:
  - бурение боковых стволов по всем эксплуатационным объектам;
  - ГРП, кислотные и комбинированные ОПЗ, депрессионные методы, закачка ВУС и гидродинамические методы;
  - перевод скважин, выполнивших своё проектное назначение, на другие объекты;
- 6) способ эксплуатации – механизированный (УЭЦН и УШГН);
- 7) давление на устье нагнетательных скважин: для объектов группы АС – 13 МПа; ЮС<sub>2</sub> – 18 МПа;
- 8) для целей ППД – использование сточных вод и апт-альб-сеноманского водоносного комплекса.

С даты постановки запасов, принятых при проектировании, на Государственный баланс, работу считать проектом разработки без ограничения срока действия.

Проектный документ «Анализ разработки Красновского месторождения» выполнен на запасы углеводородов, находящихся на Государственном балансе на 01.01.2020 г., которые соответствуют принятым при проектировании.

### **Анализ текущего состояния разработки Красновского месторождения**

Красновское газонефтяное месторождение открыто в 1982 году и введено в промышленную эксплуатацию в 2000 году. Эксплуатируются следующие объекты:

- совместно газонефтяные пласты АС<sub>8</sub> + АС<sub>9</sub>;
- слабонефтенасыщенный, низкопродуктивный пласт АС<sub>7</sub>;
- несколько отдельных скважин на пласты АС<sub>4</sub> и ЮС<sub>2</sub>.

В 2012 году месторождение вышло на стадию стабилизации добычи нефти.

Добыча нефти в отчётном 2019 году по месторождению составила 2841,5 тыс. тонн при проектной 2809,2 тыс. тонн (таблица 1). По состоянию на 01.01.2020 г. эксплуатационный фонд добывающих скважин – 682, нагнетательных – 186.

На 01.01.2020 г. с начала разработки отобрано 28531,6 тыс. тонн нефти или 40,0 % от начальных извлекаемых запасов. Темп отбора от НИЗ – 4 %. Среднегодовая обводнённость добываемой продукции 82,8 %. Добыча жидкости составила 16506,9 тыс. тонн (26,3 % от добычи по НГДУ) (рис. 1) при проектной 14200,4 тыс. тонн.

Средний дебит нефти действующей скважины – 12,7 тонн/сут., жидкости – 74 тонн/сут., что значительно выше проектных значений.

В 2019 году с целью поддержания пластового давления было закачано 15153,9 тыс. м<sup>3</sup> воды, текущая компенсация отбора закачкой – 73,7 %, накопленная – 89,9 %.

Бурение основного фонда скважин практически закончено. Ведётся бурение скважин на сочленении Красновского и Лянторского месторождений. С начала года на месторождении введена 1 новая добывающая скважина с годовой добычей нефти 0,504 тыс. тонн, что составило 0,02 % всей добычи месторождения, средний дебит нефти составил 10,0 тонн/сут. Добывные возможности новых скважин, пробуренных за последние годы, гораздо хуже, чем у тех, которые бурились на основной залежи.

*Пласт АС<sub>7</sub>* является вторым по запасам на месторождении. В 2019 году добыто 53,9 тыс. тонн нефти при проектной 70,3. Основная причина отставания от проекта – плохие коллекторские свойства пласта (проницаемость 31 мД). Пласт АС<sub>7</sub> эксплуатируется 71 добывающей и 12 нагнетательными скважинами. Средний дебит жидкости 10,3 тонн/сут., нефти 2,5 тонн/сут. Пласт характеризуется низкой начальной нефтенасыщенностью (менее 50 %), в порах содержится рыхлосвязанная вода. Поэтому с начала эксплуатации скважины работают с высоким процентом воды, обводнённость в 2019 году 75,6 % при отборе от НИЗ – 0,4 %. Пластовое давление по пласту АС<sub>7</sub> ниже начального на 7,3 атм. и составляет 195,7 атм.

По результатам бурения и эксплуатации скважин на начальном этапе разработки дальнейшее разбуривание пласта АС<sub>7</sub> было признано нецелесообразным. Однако числящиеся запасы с коэффициентом нефтеотдачи 0,011 заставляют испытывать различные методы интенсификации притока.

В 2019 году различные ГТМ были проведены на 34 скважинах (41 % эксплуатационного фонда) с технологической эффективностью 8,7 тыс. тонн (16,1 % всей добычи пласта).

Все традиционные методы интенсификации притока на этом пласте испытаны.

Самым эффективным методом повышения нефтеотдачи по пласту АС<sub>7</sub> является ГРП. В 2019 году ГРП проведён на четырёх скважинах, получен средний прирост дебита нефти 5,7 тонн/сут. и дополнительная добыча 6,3 тыс. тонн, что составляет 11,7 % от добычи в целом по пласту. Работы на скважинах пласта АС<sub>7</sub> будут продолжены – в 2020 году запланирован ГРП на двух скважинах.

Боковые стволы на пласт АС<sub>7</sub> пробурены в трёх скважинах (2014 год – 1 скважина, 2016 год – 2 скважины). Все они расположены в типичных для данного пласта зонах. Длина бокового ствола – 240–340 м. Эксперимент нельзя признать успешным. Наряду с увеличением дебита жидкости на всех скважинах произошло увеличение обводнённости. Дебиты нефти увеличились незначительно и не достигли рентабельных величин. Эффективность не выше, чем от ГРП, который стоит значительно дешевле, поэтому в 2019 году резрезка боковых стволов не проводилась.

*Объект АС<sub>8-9</sub>* является основным объектом разработки и обеспечивает 97,6 % всей добычи нефти месторождения. В 2019 году было добыто 2772,8 тыс. тонн нефти (проект – 2724,3 тыс. тонн) и 16259,8 тыс. тонн жидкости при проектном уровне 13923 тыс. тонн. С начала разработки отобрано 27844,2 тыс. тонн нефти (49,2 % НИЗ). Обводнённость добываемой продукции – 82,9 %. Фонд добывающих скважин – 646, при проектном – 679, фонд нагнетательных скважин – 177, при проектном – 168.

Пласт АС<sub>9</sub> имеет 4 газовых шапки; около 65 % площади занимают водонефтяные зоны.

Таблица 1 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки Красноярского месторождения за 2019 год

№№ п/п	Показатели	АС <sub>4</sub>		АС <sub>7</sub>		АС <sub>8+9</sub>		ЮС <sub>2</sub>		ИТОГО	
		проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
1	Добыча нефти за год, тыс. тонн	3,8	3,7	70,3	53,9	2724,3	2772,8	10,8	11,1	2809,2	2841,5
2	Добыча нефти с начала разработки, тыс. тонн	49,6	47,0	541,9	522,6	27832,0	27844,2	116,1	117,8	28542,0	28531,6
3	Добыча газа за год, млн. м <sup>3</sup>	0,200	0,164	16,2	5,154	636,400	711,813	0,500	0,544	653,300	717,675
	в т.ч. из газовой шапки	–	–	13,0	2,729	513,800	587,036	–	–	526,800	589,765
4	Коэффициент нефтеотдачи, доли ед.	0,020	0,022	0,010	0,011	0,150	0,146	0,010	0,008	0,110	0,113
5	Фонд Добывающих скважин, шт.	2	1	74	71	679	646	9	9	722	682
	в т.ч. нагнетательные										
	в отработке	–	–	–	2	51	56	–	–	52	52
6	Средний дебит по нефти, тонн/сут.	7,6	10,4	3,1	2,5	12,8	12,6	3,7	3,9	11,7	12,7
7	Средний дебит по жидкости, тонн/сут.	24,7	17,7	10,8	10,3	65,2	73,7	8,2	6,9	59,4	74,0
8	Обводнённость продукции, %	69,2	41,2	70,9	75,6	80,4	82,9	54,5	43,3	80,2	82,8
9	Добыча жидкости в поверхностных условиях, тыс. тонн	12,4	6,2	241,2	221,3	13923,0	16259,8	23,8	19,6	14200,4	16506,9
10	Закачка воды, тыс. м <sup>3</sup>	–	–	348,6	194,2	17008,0	14959,7	–	–	17356	15153,9
11	Компенсация текущая, %	–	–	106,2	77,9	100,3	81,5	–	–	100,1	73,7
12	Компенсация накопленная, %	–	–	173,9	148,7	96,7	89,1	2,2	3,4	97,7	89,9
13	Темп отбора от НИЗ, %	1,8	1,7	0,5	0,4	4,8	4,9	0,4	0,8	3,9	4,0
14	Отбор от НИЗ, %	23,8	22,3	4,2	4,0	49,1	49,2	4,1	8,1	39,2	40,0
15	Фонд нагнетательных скважин, шт.	–	–	8	12	168	177	–	–	175	186
	в том числе под закачкой	–	–	7	10	148	160	–	–	158	170
16	Ввод новых скважин, шт.	–	–	–	–	27	1	–	–	32	1
17	Дебит нефти по новым скважинам, тонн/сут.	–	–	–	–	28,1	3,6	–	–	25,7	3,6
18	Дни работы 1 новой скважины, сут.	–	–	–	–	160	142	–	–	160	142

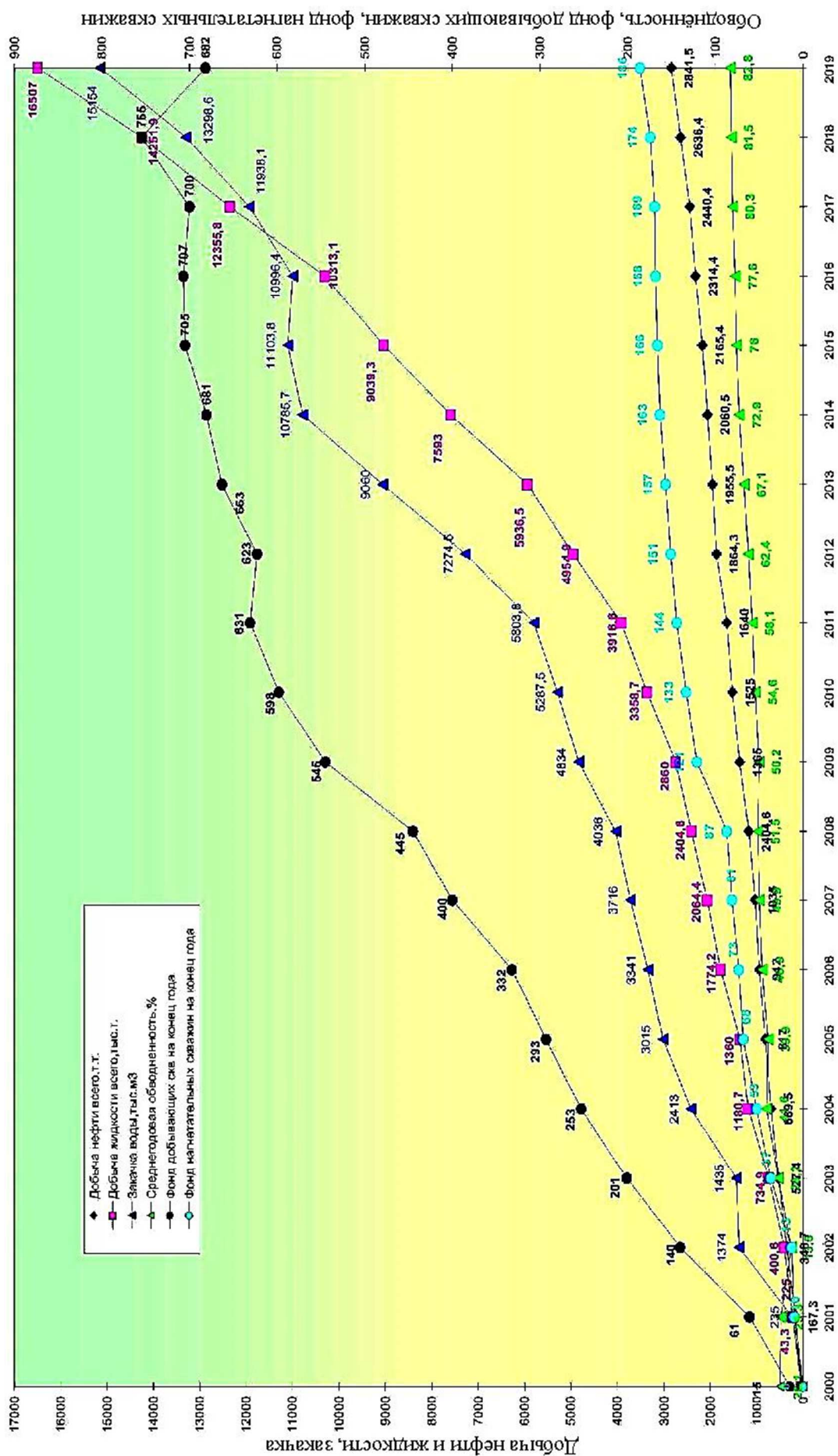


Рисунок 1 – Показатели разработки Краснодарского месторождения по состоянию на 01.01.2019 г.

Эти два фактора – высокая обводнённость и ВГФ – осложняют эксплуатацию скважин, приводят к необходимости проведения большого объёма работ по изоляции водо- и газоперетоков (в 2019 году подобные работы были проведены на 13 скважинах). Кроме того, повышенное значение давления насыщения (145 атм.) и близкое расположение ГНК не позволяет создавать высокие депрессии на пласт, поэтому высокие динамические уровни и низкие дебиты при эксплуатации механизированных скважин далеко не всегда являются признаком неоптимального режима работы скважин.

Особенно это касается северной части, где добывается 62,8 % нефти и 60,9 % общей добычи газа месторождения. Всего с начала разработки с высоким газовым фактором работало 154 скважины, в настоящее время в работе находится 79 скважин, 13 скважин находятся в бездействии, 15 – в консервации и контрольно-пьезометрическом фонде по причине высокого газового фактора.

Энергетическое состояние залежей нормальное. Пластовое давление по пласту АС<sub>9</sub> в северной и южной части незначительно ниже первоначального.

Накопленная компенсация отбора закачкой по Красновскому месторождению по состоянию на 01.01.2020 г. составляет 89,1 % (проект – 96,7 %). Не достижение проектного уровня компенсации объясняется окончательно несформированной системой заводнения, т.к. дебиты нефти намеченных под нагнетание скважин находятся на высоком уровне (до 40 тонн/сут.). Существенного снижения пластового давления при этом не происходит. Вместо запроектированной девятиточечной системы принято решение перейти на трёхрядную систему разработки.

С целью поддержания проектных уровней добычи нефти на Красновском месторождении проводилось большое количество ГТМ. Из физико-химических методов в наибольшем количестве представлены кислотные методы.

Для выравнивания профиля приёмистости и перераспределения потоков нагнетаемой воды на месторождении широкое применение нашли методы воздействия на пласты при помощи различных композиций полимеров.

Наиболее эффективными оказались обработки СС<sub>2</sub> (КМЦ + БГ + ПАВ) со средним приростом суточной добычи 35,5 тонн/сут. Неплохие результаты получены по закачке бесполимерных эмульсионных составов. От закачки эмульсионных составов получена дополнительная добыча 5,5 тыс. тонн, прирост суточной добычи достигает 28,2 тонн/сут. с коэффициентом успешности 1,0 и продолжительностью эффекта в среднем 195 сут.

Боковые горизонтальные стволы в 2019 году пробурены в 33 скважинах, получена дополнительная добыча нефти – 364,7 тыс. тонн, средний прирост на 1 скважину составил 72 тонн/сут., в том числе на трёх скважинах пробурены ответвления, средний прирост дебита нефти 83,8 тонн/сут. Работы будут продолжены в 2020 году, намечено бурение 33 горизонтальных стволов, в т.ч. в подгазовой зоне.

По улучшению состояния разработки месторождения необходимо провести следующие мероприятия:

- 1) обеспечить достоверный замер скважин с высоким газовым фактором;
- 2) продолжить проведение опытно-промышленных работ по определению эффективных методов выравнивания профилей приёмистости по пласту АС<sub>9</sub>;
- 3) обеспечить равномерность закачки в северной части месторождения;
- 4) реализовать программу по регулированию и ограничению непроизводительных отборов газа;
- 5) продолжить опытные работы по бурению боковых стволов с горизонтальным участком в подгазовой и водонефтяной зонах.

### **Анализ применения МУН пластов и интенсификации добычи нефти**

В течение длительного времени эксплуатации скважин происходит ухудшение коллекторских свойств призабойной зоны пласта (в результате попадания в пласт солевого раствора при глушении скважин, выпадения асфальто-смолисто-парафиновых отложений (АСПО) и др.).

Кроме того, высокая доля запасов нефти приурочена к низкопроницаемым коллекторам, нефтегазовым залежам с обширными подгазовыми зонами, водонефтяным

зонам залежей – так называемые трудноизвлекаемые запасы. Эксплуатация скважин, расположенных в зонах с трудноизвлекаемыми запасами, осложняется низкими дебитами и приёмистостью скважин, высокой обводнённостью и высоким газовым фактором.

Для восстановления продуктивности добывающих и приёмистости нагнетательных скважин на Красновском месторождении применялись различные технологии воздействия на призабойную зону пласта. К ним относятся ОПЗ химреагентами, депрессионные, вибрационные методы, перестрелы продуктивных интервалов и другие методы, приводящие к увеличению продуктивности скважины.

Для оценки целесообразности проведения работ и определения дальнейших перспектив повышения нефтеотдачи пластов был проведён анализ эффективности реализации методов повышения нефтеотдачи пластов на Красновском месторождении за период 2015–2019 гг.

За анализируемый период (2015–2019 гг.) на месторождении проведено 703 ГТМ по добывающим и 416 по нагнетательным скважинам с целью повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти. Преобладающее количество мероприятий приходится на обработку призабойных зон пласта, направленное на улучшение их фильтрационных характеристик. ОПЗ проводились с применением кислот и их комбинаций с другими реагентами. Проводились работы по изоляции пласта, перестрелам и изоляции заколонных перетоков. С целью увеличения нефтеотдачи пластов проводились закачки химреагентов в нагнетательные скважины (ВУС, ПАВДС, ПДС и др.). За период 2015–2019 гг. за счёт применения методов воздействия дополнительно добыто в целом по месторождению 3616,318 тыс. тонн нефти.

#### ***Анализ результатов воздействия на пласты через добывающие скважины***

На добывающем фонде скважин Красновского месторождения за период 2015–2019 гг. проведено 642 операции без ГРП.

Расчёты технологической эффективности применения методов проводились на автоматизированном комплексе, методически основанном на РД 153-39.1-004-96.

Технологический эффект от применения различных воздействий на пласт по годам включает в себя всю дополнительно добытую нефть от каждого метода, независимо от переходящего на следующий год эффекта, на дату его проведения, что позволяет оценить общую эффективность МУН и ОПЗ в зависимости от даты воздействия и состояния разработки залежи.

В результате проведения 703 скважино-операций за период 2015–2019 гг. дополнительно добыто 3040,7 тыс. тонн нефти, прирост – 5,4 тонн/сут. Наибольшая технологическая эффективность от проведения воздействий на пласт через добывающие скважины в последние 5 лет (2015–2019 гг.) достигнута при применении следующих технологий:

- щелочно-кислотное воздействие (прирост 5,6 тонн/сут.);
- СКО (прирост 7,5 тонн/сут.);
- перевод на вышележащий горизонт (прирост 10,2 тонн/сут.);
- перфорация на кислоте (прирост 7,1 тонн/сут.) и др.

#### ***Анализ результатов воздействия на пласты через нагнетательные скважины***

В нагнетательных скважинах Красновского месторождения за период 2015–2019 гг. использовались технологии ОПЗ, технологии по физическому воздействию на пласт, изоляционные технологии, технологии закачки среднеобъёмных оторочек химических реагентов. За этот период было проведено 416 скважино-операций.

Результаты оценки технологической эффективности воздействий на пласт через нагнетательные скважины: в результате проведения 416 скважино-операций за период 2015–2019 гг. дополнительно добыто 2464 тыс. тонн, среднесуточный прирост составляет 12,6 тонн/сут. Продолжительность эффекта в среднем 403 сут.



Наибольшая технологическая эффективность от проведения воздействий на пласт через нагнетательные скважины за последние 5 лет (2015–2019 гг.) достигнута при применении следующих технологий:

- закачка ЭДС (прирост 33,1 тонн/сут.);
- закачка ПАВДС (прирост 19,1 тонн/сут.);
- закачка эмульсионных оторочек (прирост 20,8 тонн/сут.);
- ВУС (прирост 13 тонн/сут.);
- ГКО (прирост 16,9 тонн/сут.);
- дострел пласта (прирост 11,5 тонн/сут.).

На основе анализа методов восстановления продуктивности и приёмистости скважин отдельно по пластам необходимо отметить низкую эффективность их применения на объектах АС<sub>4</sub>, АС<sub>7</sub>, АС<sub>8</sub> и ЮС<sub>2</sub>. На этих объектах предлагается испытать щелочные, щелочно-кислотные и кислотные ОПЗ, объёмные кислотные обработки.

По пласту АС<sub>9</sub> эффективность всех применяемых методов по обработке призабойной зон добывающих и нагнетательных скважин находится на среднем уровне и планируется к применению на перспективу.

### **Контроль за разработкой Красновского месторождения промыслово-гидродинамическими и геофизическими методами**

Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений представляет собой систему промысловых, физико-химических, гидродинамических и геофизических исследований и осуществляется в целях:

- 1) оценки эффективности принятой системы разработки залежи в целом и отдельных технологических блоков;
- 2) получения информации, необходимой для регулирования процесса разработки и проектирования мероприятий по его совершенствованию.

Виды, объёмы и периодичность исследований скважин определены согласно «Регламенту проведения контроля за разработкой нефтяных и нефтегазовых месторождений» промыслово-гидродинамическими методами» (1999 г.).

Рассмотрены запланированные объёмы работ и фактическое выполнение промыслово-гидродинамических исследований на Красновском месторождении за 2019 год. В целом по количеству операций план промыслово-гидродинамических исследований в 2019 году выполнен. В тоже время следует отметить невыполнение плана по замерам пластового давления в пьезометрических и фонтанных скважинах. Данное обстоятельство вызвано проведением мероприятий по сокращению пьезометрического фонда. Отмечается невыполнение плана по замерам забойного давления, КВД, ИК фонтанных скважин. Невыполнение плана исследований фонтанных скважин связано со сложностью подготовки скважин к замерам (особенно в зимнее время), высокими устьевыми давлениями в ряде скважин, невозможностью прохода глубинных приборов в НКТ из-за отложений парафина. В 2019 году на Красновском месторождении продолжена эксплуатация программного комплекса «Альфа-гидродинамика» в лаборатории гидродинамики ЦНИПР и продолжено построение карт изобар в автоматическом варианте.

По нефтяным и нагнетательным скважинам объём исследований в целом выполнен. При этом собственными геофизическими партиями НГДУ выполнено 42 % от всех проведённых исследований за год. Не выполнен план по определению профиля приёмистости нагнетательных скважин (план – 45, факт – 37), так как в связи с проведением большого количества ремонтно-изоляционных работ при КРС партии были задействованы на проведении исследований по ОТСЭК (план – 32, факт – 44 скважины).

Ниже приведены мероприятия, направленные на улучшение работ по контролю за разработкой:

1. Подготовить скважины для глубинных исследований в соответствии с планом работ на 2021 год.
2. Обеспечение индивидуального учёта добываемой воды с водозаборных скважин. Оборудование всех водозаборных скважин для гидродинамических исследований.

3. Обеспечение 100 % охвата замерами давления нагнетания на скважинах ППД, оборудованных штуцерами.

4. Замер дебита газа установкой АСМА-Т на всех скважинах, работающих с высоким газовым фактором.

5. Строгое выполнение программы исследований скважин по контролю за ГНК и ВНК согласно утверждённой опорной сети и графику исследования контрольных скважин.

### Выводы

Развитие системы разработки с учётом выявляемых особенностей геологического строения отдельных пластов и особенностей процесса выработки запасов обусловило формирование во времени сложной, разнообразной по плотности и рядности системы разработки с законтурным и внутриконтурным, рядным и очаговым заводнением. В ходе эксплуатации основных объектов выявилась необходимость решения целого комплекса вопросов, связанных с особенностями процесса выработки запасов по отдельным пластам. Поэтому бурение боковых стволов будет одним из наиболее целесообразных методов влияния на нефтеотдачу пластов и повышение конечного коэффициента нефтеотдачи.

### Литература

1. Технологическая схема разработки Красновского месторождения. – Тюмень, 2019.
2. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1–2.
3. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
4. 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.
5. 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.
6. 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.
7. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
8. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
9. Попов В.В. [и др.]. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
10. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
11. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
12. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
13. Доброчасов А.И., Попова Ж.С., Саломатов В.А. Технично-технологические решения по повышению эффективности бурения боковых горизонтальных стволов на месторождениях Западной Сибири // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 76–82.
14. Еловых П.Ф., Нескоромных В.В. Анализ и совершенствование технологии забуривания новых направлений в открытом стволе скважины с опорой на искусственный забой // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 85–92.
15. Куликов С.В. Капитальный ремонт скважин резкой боковых стволов // Нефть. Газ. Новация. – 2011. – № 12 (155). – С. 71–75.
16. Кусов Г.В., Березовский Д.А., Савенок О.В. Перспективы разработки Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Особенности резки боковых стволов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 3. – С. 73–99.
17. Мойса Н.Ю. [и др.]. Некоторые рецептуры и технология приготовления буровых растворов, применяемых при бурении вторых стволов на Самотлорском месторождении // Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар: СКО ИА РФ, 2000. – Вып. 9. – С. 299–301.

18. Павельева О.Н., Басов А.О., Павельева Ю.Н. Бурение боковых стволов как метод повышения нефтеотдачи пласта в нефтяных скважинах // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 206–208.
19. Савенок О.В. [и др.]. Оценка перспективности бурения боковых горизонтальных стволов и совершенствования системы разработки на турнейском объекте Черновского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 2. – С. 123–141.
20. Шиян С.И., Березовский Д.А. Анализ экономической и технологической эффективности эксплуатации боковых стволов на Красновском газонефтяном месторождении // Наука и техника в газовой промышленности. – 2020. – № 3. – С. 26–37.

### References

1. Technological scheme of Krasnovskoye deposit development. – Tyumen, 2019.
2. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asphalt-resin-paraffin deposits and hydra formation: prevention and removal in 2 volumes : a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2011. – Vol. 1–2.
3. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in the construction of oil and gas wells : a textbook for university students. – Krasnodar : Prosveshchenie-Yug LLC, 2011. – 603 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Subsurface Overhaul of Oil and Gas Wells in 4 Volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012-2015. – Vol. 1–4.
5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Oil and gas wells completion» in 4 volumes : a training manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – Vol. 1–4.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
7. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremiichuk R.S. Development of Oil and Gas Sverdlovins. Science and practice : monograph. – Lvov : Spolom, 2018. – 476 p.
8. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical basics of oil and gas births development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
9. Popov V.V. [et al.]. Prospecting, exploration, and exploitation of oil and gas fields : a training manual. – Novochoerkassk : JRGPU (NPI), 2015. – 322 p.
10. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novochoerkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
11. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in development of squagin. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
12. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2019. – 275 p.
13. Dobrochasov A.I., Popova Zh.S., Salomatov V.A. Technical and technological solutions to improve the efficiency of drilling lateral horizontal shafts in the fields of Western Siberia // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 76–82.
14. Elovkyh P.F., Neskoromnykh V.V. Analysis and perfection of technology of drilling of new directions in an open wellbore with support on an artificial bottom // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 85–92.
15. Kulikov S.V. Well workover by sidetracking // Oil. Gas. – 2011. – № 12 (155). – P. 71–75.
16. Kusov G.V., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Prospects for the development of the Samburg oil and gas condensate field. Features of sidetracking // Science. Techni-ca. Tekhnologii (Polytechnical bulletin). – 2017. – № 3. – P. 73–99.
17. Moisa N. Yu. [et al.]. Some recipes and technology for preparing drilling muds used for second hole drilling in the Samotlor field // Collection of scientific papers «Hypotheses, Search, Projections». Krasnodar : UKO IA RF, 2000. – Episode. 9. – P. 299–301.
18. Pavelieva O.N., Basov A.O., Pavelieva Yu.N. Sidetrack drilling as method of oil recovery enhancement in oil wells // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 3. – P. 206–208.
19. Savenok O.V. [et al.]. Estimation of Perspectivity of Drilling of Sidetrack Horizontal Wells and Improvement of Development System on Turney Object of Chernovskoye Deposit // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2018. – № 2. – P. 123–141.
20. Shiyan S.I., Berezovsky D.A. Economic and technological efficiency analysis of the side shaft ex-lutation at Krasnovskoye gas and oil field // Science and technology in gas industry. – 2020. – № 3. – P. 26–37.