

УДК 622.276

**АНАЛИЗ ПРИЧИН ОТКАЗОВ И РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ  
ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ РАБОТЫ  
МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН  
ВАНКОРСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**ANALYSIS OF THE CAUSES OF FAILURES AND DEVELOPMENT  
OF MEASURES TO IMPROVE THE OPERATION  
OF THE MECHANIZED FUNCTION OF WELLS  
ON THE VANKORSKOYE OIL AND GAS FIELD**

**Петрушин Евгений Олегович**  
заместитель начальника промысла,  
ОАО «Печоранефть»  
eopetrushin@yahoo.com

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

**Аннотация.** В статье проведён анализ текущего состояния разработки Ванкорского нефтегазового месторождения. Рассмотрены проектные показатели разработки месторождения. Приведён анализ и обоснование способов и режимов эксплуатации скважин и применяемого внутрискважинного оборудования. Показано, что в сложившейся системе эксплуатации на Ванкорском месторождении применяют два способа эксплуатации – фонтанный и с помощью УЭЦН. На текущий момент основным способом эксплуатации месторождения является механизированный, с помощью которого обеспечено 93 % добычи, фонтанным – 7 % добычи нефти.

**Ключевые слова:** проектные показатели разработки месторождения; техника и технология добычи углеводородов; анализ и обоснование способов и режимов эксплуатации скважин; применяемое внутрискважинное оборудование; распределение дебитов по способам эксплуатации; динамика отказов механизированного фонда скважин; динамика отказов УЭЦН.

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

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

**Annotation.** The article analyzes the current state of development of the Vankorskoye oil and gas field. The design indicators of the field development are considered. The analysis and justification of methods and modes of operation of wells and downhole equipment used. It is shown that in the existing system of exploitation at the Vankorskoye field, two methods of exploitation are used – fountain and with the help of installation of an electric centrifugal pump. At the moment, the main method of exploitation of the field is mechanized, with the help of which 93 % of production is ensured, gusher – 7 % of oil production.

**Keywords:** field development design indicators; equipment and technology for hydrocarbon production; analysis and justification of methods and modes of well operation; downhole equipment used; distribution of production rates by operation methods; dynamics of failures of mechanized well stock; dynamics of failures of installation of an electric centrifugal pump.

**Проектные показатели разработки Ванкорского месторождения**

Ванкорское месторождение с августа 2009 года запущено в промышленную эксплуатацию. В настоящий момент находится во второй стадии разработки. В соответствии с планом работ по освоению Ванкорского месторождения, его разбуривание эксплуатационным фондом скважин началось в 2006 году, параллельно с работами по строительству магистрального нефтепровода, призванного обеспечить внешний транспорт нефти.

К моменту ввода месторождения в эксплуатацию было пробурено и обустроено порядка 35 % проектного фонда скважин основных объектов разработки Як-II-VII и Нх-III-IV.

Нефтегазовая залежь в пласте Нх-III-IV содержит около 30 % начальных запасов нефти месторождения, залегает на глубине 2800 м, нефть маловязкая. Средняя проницаемость коллекторов составляет порядка  $150 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Согласно результатам испытания скважин пласт характеризуется достаточно высокой продуктивностью и добычными возможностями. Фактические дебиты скважин составляют 600–700 м<sup>3</sup>/сут., а для горизонтальных стволов до 1000 м<sup>3</sup>/сут.

На 100–150 м выше по разрезу установлена залежь нефти в пласте Нх-I в плане практически совпадающая с залежью пласта Нх-III-IV. Вместе с тем, из-за существенно более низких коллекторских свойств и нефтенасыщенных толщин, запасы нефти указанной залежи почти в 5 раз ниже запасов пласта Нх-III-IV и составляют менее 7 % запасов месторождения.

Очевидно, что объектом самостоятельного освоения является нефтегазовая залежь пласта Нх-III-IV. Горизонтальные добывающие и нагнетательные скважины с длиной ствола 1000 м. Расстояние между рядами скважин и скважинами в ряду 1000 м. Общее количество скважин по проекту 72, в т.ч. 42 – горизонтальных добывающих, 20 – горизонтальных водонагнетательных, 6 – вертикальных водонагнетательных и 3 – вертикальных газонагнетательных.

Что касается залежи пласта Нх-I, то условия залегания нефти, её характеристика и коллекторские свойства таковы, что она также должна рассматриваться как объект самостоятельного освоения. Однако учитывая, что запасы этой залежи составляют менее 7 % запасов месторождения, а также тот факт, что конфигурация её контуров практически совпадает с конфигурацией контуров залежи пласта Нх-III-IV, залежь пласта Нх-I разрабатывается как объект совместно-раздельной разработки и как объект освоения возвратным фондом скважин.

Нефтегазовая залежь пласта Як-II-VII залегает на глубине 1800 м, по всей площади подстилается подошвенной водой и содержит нефть повышенной вязкости. Нефть залегает в виде слоёв, толщина порядка 30–40 м, значительная часть площади перекрыта газовыми шапками. В общем объёме выявленных на месторождении запасов нефти на её долю приходится более 60 %. Учитывая размеры этого резервуара и условия залегания углеводородов, он разрабатывается как самостоятельный объект, разбуриваемый собственной сеткой скважин. Горизонтальные добывающие скважины с длиной ствола 100 м, вертикальные нагнетательные скважины. Расстояние между рядами скважин и скважинами в ряду 1000 м.

Теоретические и экспериментальные исследования, а также промысловые наблюдения свидетельствуют о том, что при залегании нефти в виде слоя, подстилаемого водой и перекрытого газом для предотвращения быстрого прорыва газа необходимо использовать горизонтальные добывающие скважины и эксплуатировать их при небольших депрессиях. При этом важно для предотвращения расширения газовой шапки осуществлять с самого начала разработки заводнение пласта со 100 %-ной компенсацией отбора пластовых флюидов.

Для организации системы ППД на Ванкорском месторождении на начальном этапе в качестве рабочего агента используется вода водоносного насоновского горизонта, с последующим переходом на закачку сточной воды.

Учитывая необходимость 100 %-ной утилизации добываемого на месторождении газа и отсутствие на начальном этапе освоения месторождения условий для его дальнейшего транспорта, используется углеводородный газ для целей ППД путём обратной закачки в газовые шапки пластов Нх-III-IV и Як-II-VII. Коэффициенты охвата, вытеснения и извлечения нефти указаны в таблице 1.

**Таблица 1** – Коэффициенты объектов разработки

Объект разработки	$K_{\text{выт}}$	КИН	$K_{\text{охв}}$
Як-II-VII	0,650	0,412	0,634
Нх-I	0,480	0,379	0,790
Нх-III-IV	0,610	0,403	0,661

Динамика проектных показателей Ванкорского месторождения приведена на рисунке 1.

### Техника и технология добычи углеводородов

В разрезе Ванкорского месторождения выделяются следующие объекты разработки:

- газонефтяные: Як-III-VII, Сд-IX, НХ-I;
- нефтегазоконденсатный: Нх-III-IV;
- газовые: Дл-I-III, Як-I-I, Як-I-II.

Продуктивные отложения яковлевской и нижнехетской свит характеризуются высокими фильтрационно-емкостными свойствами, средняя эффективная нефтенасыщенная мощность всех пластов – в среднем 20 м, эффективная газонасыщенная мощность всех пластов – в среднем 20 м.

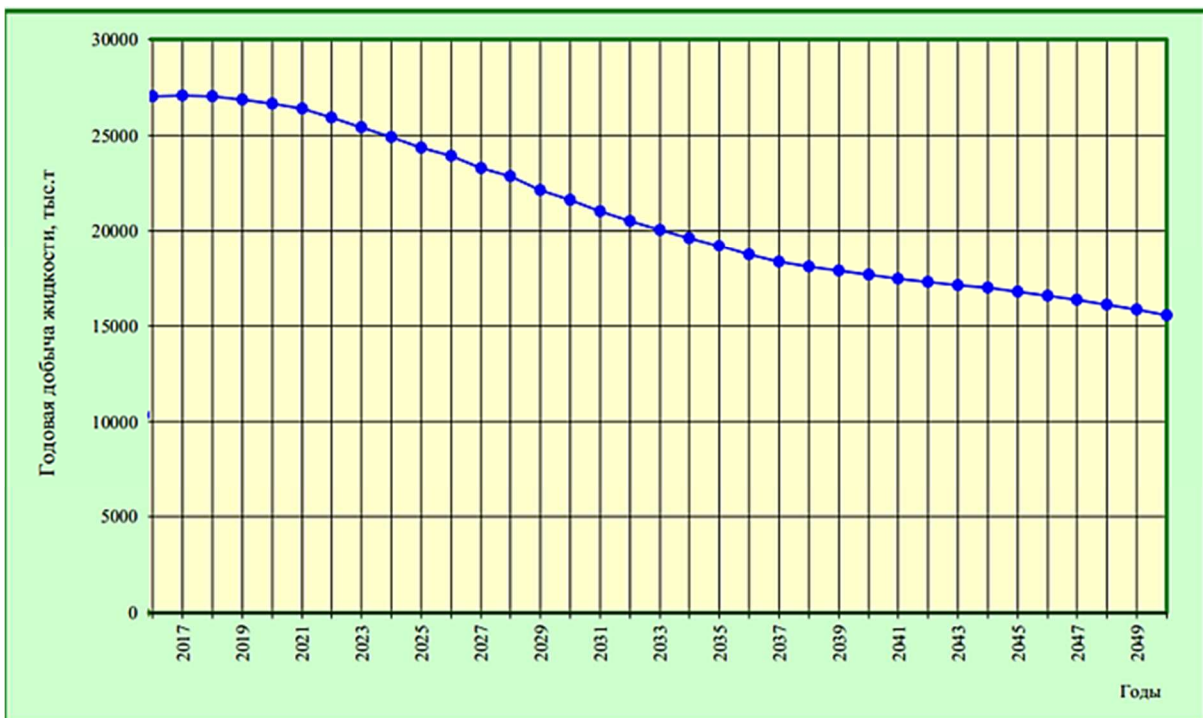
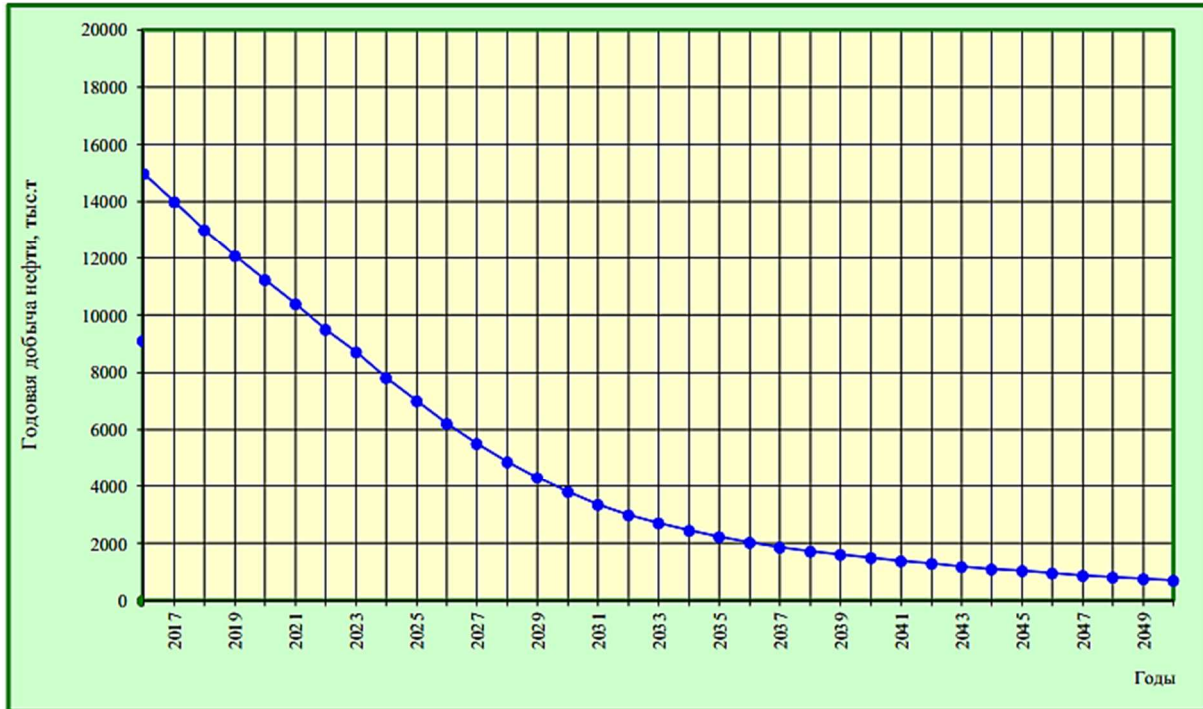
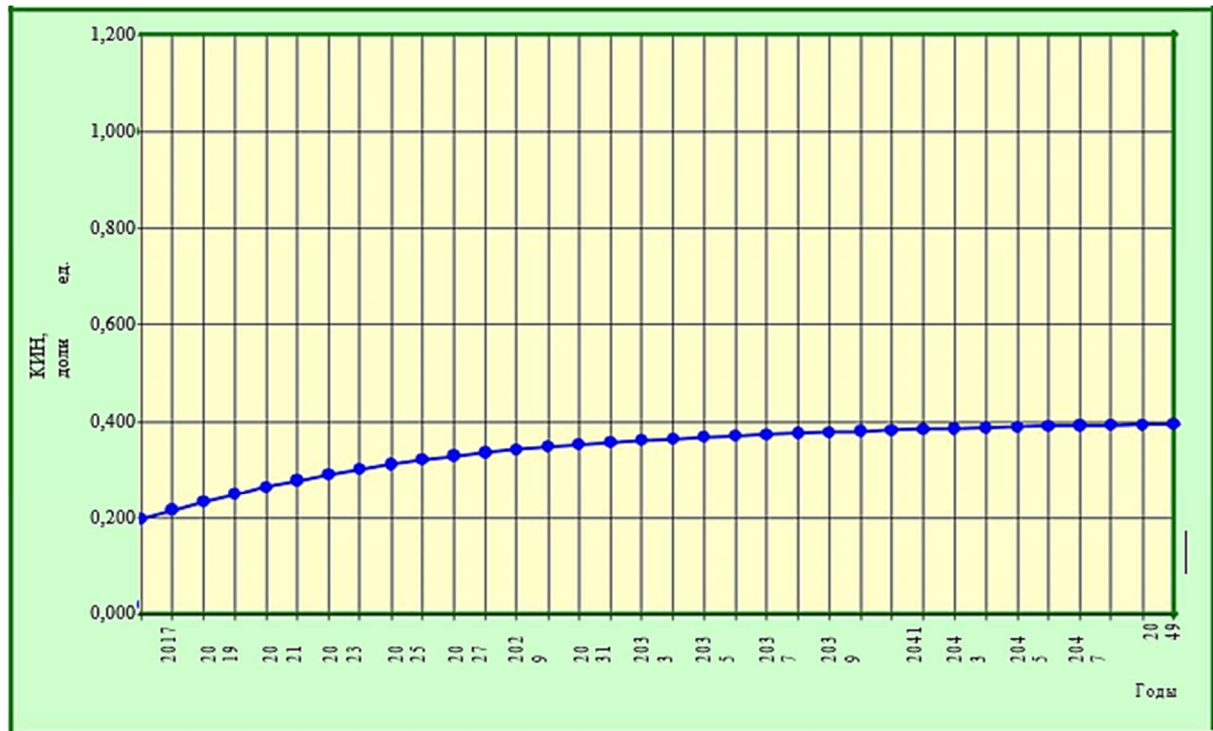


Рисунок 1 – Динамика проектных показателей Ванкорского месторождения



Окончание рисунка 1 – Динамика проектных показателей Ванкорского месторождения

Нефть на месторождении малосернистая (Як-III-VII – 0,2 %, Нх-I – 0,13 %, Нх-III-IV – 0,1 %), смолистая (Як-III-VII – 8,85 %, Нх-I – 4,5 %, Нх-III-IV – 5,6 %), парафинистая (Нх-I – 3,37 %, Нх-III-IV – 3,8 %, Як-III-VII – 0,9 %), с плотностью нефти в поверхностных условиях Як-III-VII – 0,902 т/м<sup>3</sup>, Нх-I – 0,823 т/м<sup>3</sup>, Нх-III-IV – 0,845 т/м<sup>3</sup>, значение газового фактора Як-III-VII – 61 м<sup>3</sup>/т, Нх-I – 202 м<sup>3</sup>/т, Нх-III-IV – 211 м<sup>3</sup>/т. Давление насыщения Як-III-VII – 15,9 МПа, Нх-I – 25,4 МПа, Нх-III-IV – 27,1 МПа. Вязкость пластовой нефти составляет Як-III-VII – 8,7 мПа · с, Нх-I и Нх-III-IV – 0,6 мПа · с. Начальная пластовая температура: Дл-I-III – 12 °С, Як-I – 30 °С, Як-II – 30 °С, Як-III-VII – 30 °С, Сд-IX – 53 °С, Нх-I – 59 °С, Нх-III-IV – 65 °С. Начальное пластовое давление: Дл-I-III – 9,6 МПа, Як-I – 15,8 МПа, Як-II – 15,8 МПа, Як-III-VII – 15,9 МПа, Сд-IX – 23,5 МПа, Нх-I – 25,4 МПа, Нх-III-IV – 27,1 МПа. Содержание асфальтенов Як-III-IV – 0,6 %, Нх-I – 0,1 %, Нх-III-IV – 0,2 %.

В данный момент в эксплуатации находится 3 объекта разработки Як-III-VII, Нх-I и Нх-III-IV. Основными объектами разработки месторождения являются Як-III-VII (60 % геологических запасов) и Нх-III-IV (28 % геологических запасов нефти).

Для установления технологического режима работы скважин определяющим параметром является её продуктивность, зависящая от фильтрационных свойств коллектора, степени совершенства вскрытия пласта, состояния призабойной зоны, состава и свойств флюидов.

При выборе оптимального способа добычи нефти необходимо учитывать:

- соответствие производительности оборудования диапазону ожидаемых дебитов скважин и условий эксплуатации;
- соответствие технических и технологических условий эксплуатации погружного оборудования условиям конкретной скважины;
- соответствие требованиям правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, при проектировании и ведении работ по добыче, сбору и подготовке нефти и газа;
- применяемый способ добычи, наряду с другими факторами, должен обеспечить оптимальные технико-экономические показатели уровней и объёмов разработки месторождения.

В таблицах 2 и 3 представлены основные геологические и эксплуатационные условия месторождения, в таблице 4 – структура добывающего фонда скважин.

**Таблица 2 – Геологические условия месторождения**

Параметр	Ванкорское			
	пласт Як-III-VII	пласт Нх-III-IV	пласт Сд-IX	пласт Нх-I
Средняя глубина залегания кровли, м	1610	2726	2374	2605
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	315,4	24	40	124
Начальное пластовое давление, атм.	159	271	235	254
Начальная пластовая температура, °С	30	65	53	59
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	8,9	0,7	1	0,7
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	0,902	0,823	0,867	0,845
Давление насыщения, атм.	159	254	235	271
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	60,5	202,3	177,4	211,0

**Таблица 3 – Эксплуатационные условия месторождения**

Параметр	Ванкорское			
	пласт Як-III-VII	пласт Нх-III-IV	пласт Сд-IX	пласт Нх-I
Действующий фонд скважин, в т.ч.	295	118	2	89
добывающих	228	85	2	63
нагнетательных	67	33	–	26
Способы эксплуатации	УЭЦН, ФОН	УЭЦН, ФОН	УЭЦН	УЭЦН, ФОН
Кривизна скважин	верт., гор.	верт., гор.	–	верт., гор.
Глубина до верхних дыр перфорации, м	1838-3721	2870-3987	–	2914-3721
Диаметр обсадной колонны, мм	157-160	157-160	–	157-160
Средняя глубина спуска НКТ, м	2183	3032	–	2571
Диаметр НКТ, мм	89, 102, 114	89, 102, 114	–	89, 102
Забойное давление, атм.	49,16-137,24	67,12-249	–	86,7-213
Средняя депрессия, атм.	40,6	51,7	–	116,2
Средний дебит жидкости, тонн/сут.	450,06	294,11	–	113,66
Средний дебит нефти, тонн/сут.	285,92	244,52	–	102,46
Обводнённость, %	26,58	18,27	–	10,57
Средний коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут./атм.	13,5	14,3	–	2,9

**Таблица 4 – Структура добывающего фонда скважин**

Параметр	Ванкорское			
	пласт Як-III-VII	пласт Нх-III-IV	пласт Сд-IX	пласт Нх-I
1	2	3	4	5
Эксплуатационный фонд	242	88	2	65
Действующий фонд, в т.ч.	228	85	2	63
УЭЦН	226	63	2	62
ФОН	2	22		1
Добыча жидкости, тонн/сут.	98095,55	27001	53,84	6597,55
ФОН	357,8	6570,61	–	98,25
УЭЦН	97737,74	20430,39	53,84	6499,3
Добыча нефти, тонн/сут.	39054,63	15654,7	9,26	4574,78
ФОН	251,16	4882,56	–	97,45

Окончание таблицы 4

1	2	3	4	5
УЭЦН	38803,47	10772,14	9,26	4477,33
Периодический фонд	0	0	–	0
Ликвидированы	3	3	–	0
В накоплении	8	1	–	0
Остановлены	6	2	–	2
В бурении	7	2	–	4
Бездействующий фонд	4	2	–	15

### **Анализ и обоснование способов и режимов эксплуатации скважин и применяемого внутрискважинного оборудования**

Основными ограничениями для яковлевского горизонта являются: вечная мерзлота в интервале (0–550 м), повышенный вынос песка с высоким процентом кварца (40–50 %), наличие подстилающих вод (залежь водоплавающая) и газовой шапки; для нижнехетского горизонта основными ограничениями являются вечная мерзлота, высокое давление насыщения (27,1 МПа), массивная газовая шапка и большой объём водонефтяной зоны месторождения. Также при эксплуатации скважин яковлевского и нижнехетского горизонтов возможны риски и осложнения выпадения АСПО. Анализ ограничений и возможные методы борьбы с ними рассмотрены в таблице 5.

В качестве вариантов способа эксплуатации рассматриваются методы добычи – фонтанный, ЭЦН и газлифтный. Выбор был сделан в пользу ЭЦН и фонтанного способа добычи, нет существенных оснований для изменения сделанного выбора. Допущения при анализе:

- технология добычи должна обеспечивать депрессию 9 МПа для яковлевского горизонта, 7 МПа для нижнехетского горизонта;
- фонтанные скважины эксплуатируются с пакером (во избежание нелинейных осцилляций дебита);
- СНО для ЭЦН по яковлевскому и нижнехетским горизонтам закладывается 300 сут. (исходя из применения импортного оборудования и значений СНО по пластам-аналогам);
- метод моделирования – системный анализ;
- эксплуатация скважин ШГН не рассматривается, в силу высокодебитности эксплуатационного фонда скважин.

На нижнехетском горизонте забойное давление будет обеспечиваться фонтанным методом при начальных условиях ГЖФ, равном 230 м<sup>3</sup>/т, для продуктивности до 200 м<sup>3</sup>/сут./МПа, при этом метод обеспечивает требуемую депрессию при прорывах газа. Так как контролировать прорыв газа при депрессии 7 МПа не представляется возможным, то наиболее логичным выглядит выбор фонтанного метода эксплуатации для подгазовой зоны.

Для неподгазовой можно применять на начальном этапе фонтанный метод, а при достижении обводнённости более 30 % и на водонефтяной зоне – использовать ЭЦН.

При обводнении скважин подгазовой зоны и падении ГЖФ менее 230 м<sup>3</sup>/т рекомендуется перевод на ЭЦН.

Скважины на яковлевском горизонте будут устойчиво фонтанировать при ГЖФ более 150 м<sup>3</sup>/т. При прорывах газа более 300 м<sup>3</sup>/т забойное давление 7 МПа недостижимо ни для одной технологии. Рекомендуется использовать ЭЦН с газосепаратором и газхэндлером типа «Poseidon», либо аналогичных по свойствам УЭЦН и газосепараторов, способных работать при больших газожидкостных факторах. В зоне средних ГЖФ хорошо показывает себя ЭЦН с газосепаратором и газхэндлером типа MVP, AG или AGH. При малых значениях ГЖФ возможно использование стандартного ЭЦН с газосепаратором.

Результаты анализа и выбора способа эксплуатации Ванкорского месторождения сведены в таблице 6.

Таблица 5 – Анализ рисков добычи углеводородов на Ванкорском месторождении

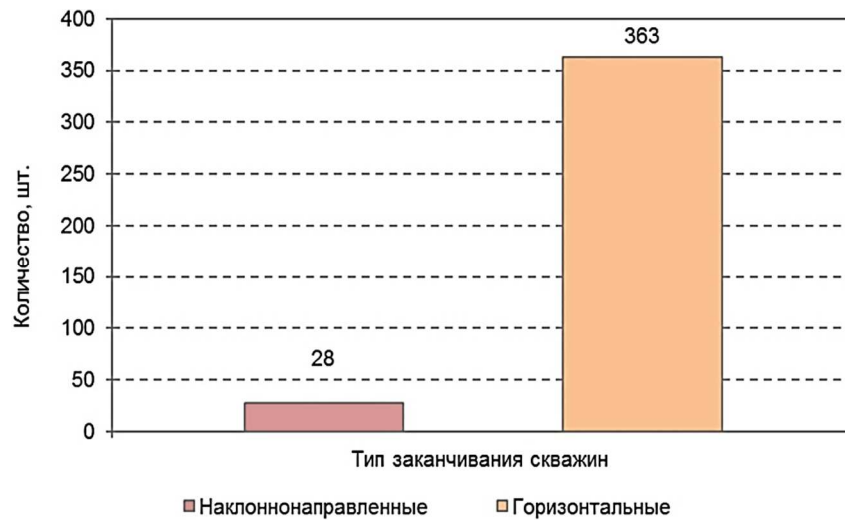
№№ п/п	Риски (ограничения и осложнения)	Степень влияния	Возможные меры по снятию рисков
1	вечная мерзлота	риск высокий 1) растепление грунта вокруг скважины; 2) выпадение гидратов в скважине; 3) трудности запуска скважин при газлифтном методе эксплуатации (опыт месторождения Prida Bay)	Дополнительная термоизоляция скважины. При эксплуатации с помощью ЭЦН держать уровень ниже 600 м штуцированием затруба. Установка пакера при фонтанном методе эксплуатации. Использование газлифтного метода добычи с пакером. При установке пакера использовать датчики погружной телеметрии для контроля давления Для ЭЦН: износоустойкие ЭЦН. Мониторинг состояния ЭЦН, смена насоса по достижении определённого процента износа. Работа ЭЦН на сниженной частоте (с использованием ЧРП). Использование метода добычи, толерантного к наличию механических примесей
2	повышенный вынос мехпримесей	риск высокий – уровень Комсомольского месторождения (пласт ПК18)	Коррозионностойкое исполнение ПЭД для скважин в зоне ВНЗ, центраторы на ПЭД для снижения риска. Закатка ингибиторов коррозии
3	коррозия	риск слабый при обводнённости до 60 %; риск средний при обводнённости более 60 %	Фонтанный/газлифтный метод эксплуатации в подгазовой зоне. Для зоны, граничной с подгазовой, использование перепускных клапанов для ЭЦН. Мониторинг и шадящие значения депрессии скважин Использование УДЭ, закатка ингибиторов посредством капилляров, обработки призабойной зоны неводным ингибитором
4	прорыв газа из газовой шапки	риск высокий для подгазовой зоны и зоны, граничной с подгазовой	
5	солеобразование	риск образования солей высокий при дебитах > 500 м³/сут. и обводнённости > 60 %	

Таблица 6 – Выбор способа эксплуатации

Горизонт	Требуемая депрессия	Условия добычи (зона месторождения)	Способ эксплуатации	Комментарий
яковлевский	9 МПа	кроме подгазовой области, обводнённости менее 30 %	износостойкий ЭЦН REDA или Centrlift с газосепаратором GA, модулем для обработки газа AGH или MVP; износостойкий ЭЦН с модулем для обработки газа	требуемый напор 1600–1800 м
яковлевский	9 МПа	подгазовая	износостойкий ЭЦН REDA или Centrlift с газосепаратором GA, модулем для обработки газа Poseidon или MVP, перепускным клапаном, ЧРП	требуемый напор 1600–1800 м; депрессия может быть менее 8 МПа, для продуктивности порядка 250 м <sup>3</sup> /сут./МПа депрессия может падать до 5–6 МПа
яковлевский	9 МПа	кроме подгазовой области, обводнённости более 30 %	износостойкий ЭЦН с газосепаратором GA	требуемый напор 1600–1800 м
нижнехетский	7 МПа	подгазовая, ГЖФ более 230 м <sup>3</sup> /т	фонтанный с пакером	фонтанный подъёмник 114 мм
нижнехетский	7 МПа	неподгазовая, обводнённости менее 30 %	фонтанный с пакером	фонтанный подъёмник 114 мм
нижнехетский	7 МПа	подгазовая, ГЖФ менее 230 м <sup>3</sup> /т	износостойкий ЭЦН с газосепаратором и модулем для обработки газа	
нижнехетский	7 МПа	неподгазовая, обводнённости более 30 %, зона ВНЗ	износостойкий ЭЦН с газосепаратором GA	

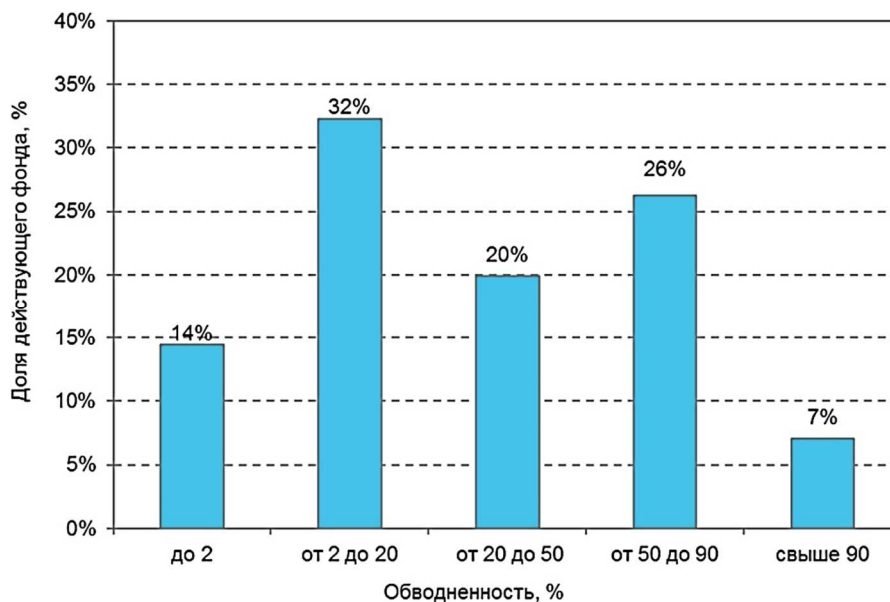


Промышленная эксплуатация Ванкорского месторождения ведётся с июня 2009 года, текущий фонд на 01.01.2019 г. составляет 397 скважины, из них добывающих в эксплуатации 378 ед. На Ванкорском месторождении применяют два принципиальных типа заканчивания скважин – наклонно-направленный и горизонтальный (с длиной горизонтального участка 1000 м). Основным способом на Ванкорском месторождении является горизонтальное заканчивание скважин (рис. 2). Также по основным объектам добычи Як-III-VII горизонтальных 231 ед., наклонно-направленных 13 ед., Нх-III-IV горизонтальных 75 ед., наклонно-направленных 15 ед., Нх-I горизонтальных 55 скважин и по Сд-9 две горизонтальные скважины, наклонно-направленные отсутствуют.

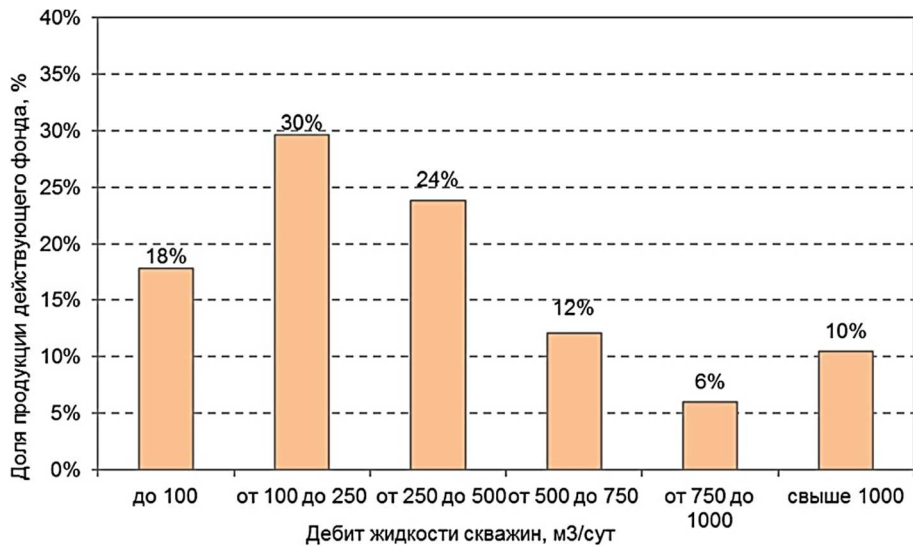


**Рисунок 2** – Соотношение типов заканчивания добывающих скважин, находящихся в эксплуатации Ванкорского месторождения, на 01.01.2019 г.

Ванкорское месторождение находится на второй стадии разработки, характеризующейся работами, направленными на поддержание добычи на месторождении. Эксплуатационный фонд месторождения на момент анализа характеризуется как высокодебитный и средней обводнённостью (рис. 3 и 4). Порядка 46 % эксплуатационного фонда скважин характеризуется обводнённостью не более 20 %. Основной дебит продуктивных скважин составляет интервал 100–500 м<sup>3</sup>/сут. – 54 % и основной разброс дебитов составляет от 100 до 750 м<sup>3</sup>/сут. – 72 % действующего эксплуатационного фонда скважин на дату анализа.

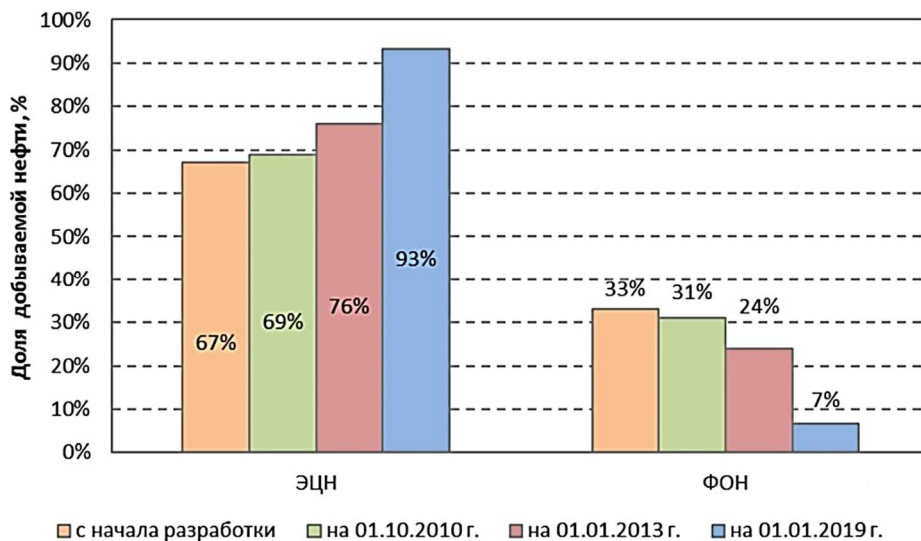


**Рисунок 3** – Характеристика обводнённости действующего эксплуатационного фонда скважин Ванкорского месторождения на 01.01.2019 г.



**Рисунок 4** – Характеристика дебитов жидкости скважин Ванкорского месторождения по состоянию на 01.01.2019 г.

В сложившейся системе эксплуатации на Ванкорском месторождении применяют два способа эксплуатации – фонтанный и с помощью УЭЦН. На текущий момент основным способом эксплуатации месторождения является механизированный (рис. 5), с помощью которого обеспечено 93 % добычи, фонтанным – 7 % добычи нефти.



**Рисунок 5** – Распределение доли добычи на текущий момент и за всю историю разработки по способам эксплуатации на Ванкорском месторождении

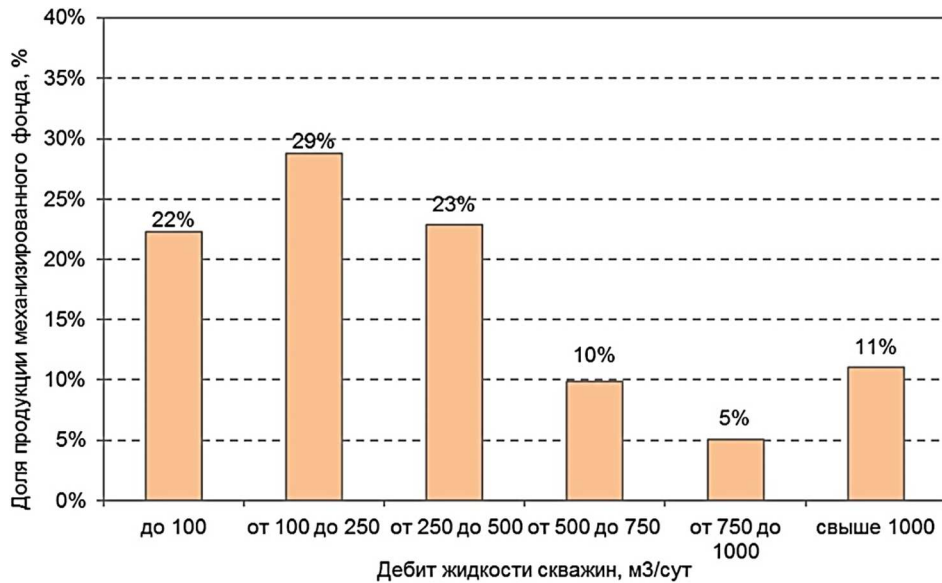
Распределение дебитов по способам эксплуатации является относительно равноценным для рассматриваемых способов эксплуатации, основной дебит месторождения варьируется от 250 до 500 м³/сут. (рис. 6 и 7).

В распределении способов добычи нефти по объектам разработки наблюдаются различные картины. Для всех объектов разработки основным видом эксплуатации скважин является механизированный способ добычи нефти.

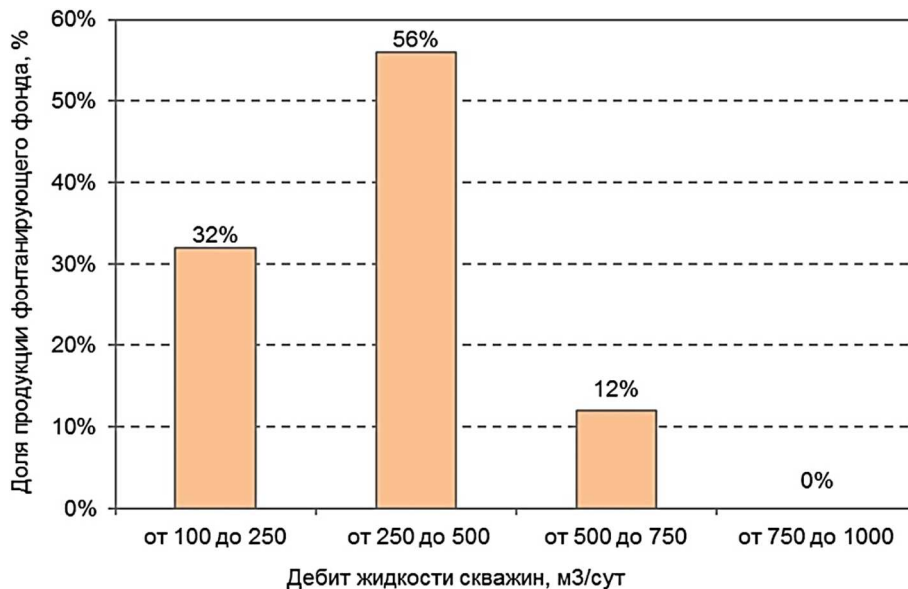
В силу организационной ситуации, сложившейся в данный момент на Ванкорском месторождении, существует основной подрядчик для поставки насосного оборудования фирма «Baker Hughes». На Ванкорском месторождении применяется насос «Центрлифт» различной модификации в зависимости от требуемой производительности.

Системы УЭЦН «Центрлифт» фирмы «Baker Hughes» характеризуются:

- производительностью до 9400 м³/сут.;
- ПЭД мощностью до 1490 кВт;
- погружной кабель с рабочей температурой до 232 °С;
- СЧП мощностью до 2000 кВт·А.



**Рисунок 6** – Распределение дебитов по доле действующего фонда скважин Ванкорского месторождения, эксплуатирующихся ЭЦН



**Рисунок 7** – Распределение дебитов по доле действующего фонда скважин Ванкорского месторождения, эксплуатирующихся фонтанным способом

Также на Ванкорском месторождении применяются УЭЦН для забора сеноманской воды.

Многоступенчатые погружные центробежные насосы «Центрлифт» радиальной и смешанной конфигурации рассчитаны на широкий диапазон производительности, при добыче нефти, воды, рассолов в течение всего времени эксплуатации скважин, при минимуме ремонтов, простоев и замен (по заверению производителя). Количество ступеней насоса определяется необходимым гидродинамическим напором. Каждая ступень состоит из рабочего колеса, посаженного на приводной вал из материала «К-Монель» и направляющего аппарата, изготовленных из материала «Ни-Резист», обладающего высокой абразивной и коррозионной стойкостью. Для снижения осевых нагрузок рабочее колесо радиального типа имеет свободу осевого перемещения между верхней и нижней упорными шайбами. В результате, шайбы получают минимальный износ. В высокопроизводительных насосах фиксированные в осевом направлении рабочие колёса снабжены балансировочными отверстиями, снижающими осевые нагрузки, несмотря на большую мощность и производительность. При необходимости выпускаются насосы в износостойком и/или коррозионно-стойком исполнении.

В данный момент применяются роторные газосепараторы «Центрлифт» способные отделять до 90 % свободного газа из жидкости до её поступления на приём устройства насоса (паспортные данные).

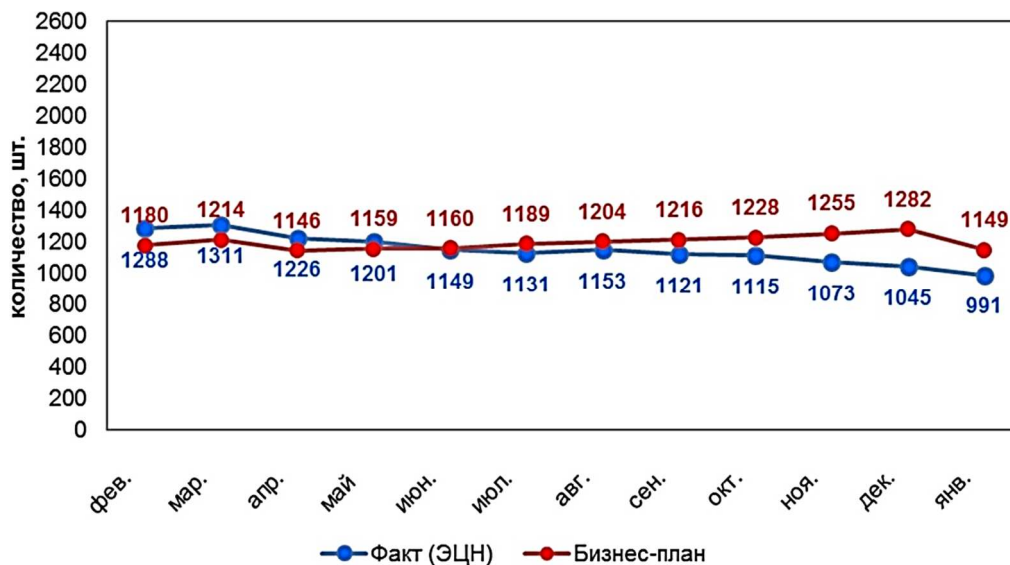
Погружной электродвигатель «Центрлифт» рассчитан для продолжительной работы в агрессивных средах, при высоких температурах и давлениях. Применяемые изоляционные материалы класса Н рассчитаны на рабочие температуры, превышающие 200 °С. В ПЭД «Центрлифт» применяется технология пропитывания пазов статора эпоксидными материалами, благодаря этому обеспечивается отличная защита проводников от механических повреждений, улучшается отвод тепла и диэлектрические свойства изоляции.

Установки центробежных насосов для забора сеноманской воды также фирмы «Baker Hughes»:

- системы УЭЦН для забора сеноманской воды производятся в коррозионно- и износостойком исполнении;
- диапазон номинальных производителей 1000–6000 м<sup>3</sup>/сут.;
- максимальный внешний монтажный габарит системы – 185 мм (для обсадных колонн с внешним радиусом от 219 мм);
- возможные специальные исполнения для обсадных колонн с внешним диаметром 194 мм, производительностью до 3200 м<sup>3</sup>/сут., и для колонн с внешним диаметром 179 мм, производительность до 1700 м<sup>3</sup>.

В связи с тем, что на Ванкорском месторождении наблюдается большое количество КВЧ, применяются насосы в износостойком исполнении с применением подшипника из карбида вольфрама в каждой ступени. Практически исключается левая граница диапазона производительности насоса.

На рассматриваемый период применяемые УЭЦН зарекомендовали себя с положительной стороны. Высокий фактический показатель межремонтного периода (МРП) на март 2017 года составляет 1311 сут. (данные за всю историю эксплуатации месторождения), коэффициент эксплуатации 0,943 доли ед. при низкой динамике отказов (рис. 8–11).



**Рисунок 8** – Динамика межремонтного периода эксплуатационного фонда скважин Ванкорского месторождения, эксплуатирующихся УЭЦН

Динамика отказов механизированного эксплуатационного фонда скважин Ванкорского месторождения представлена на рисунке 12. Несмотря на невысокий процент отказов насосного оборудования, отказ УЭЦН происходит в большинстве своём в группе МРП 181-365 сут. и 31-180 сут. отработки.

На текущую дату все скважины с горизонтальной системой заканчивания. В целом отмечается невысокое число скважин периодической эксплуатации, в основном на объектах Нх-III-IV и Нх-I, что объясняется в целом большими значениями фильтрационно-емкостных свойств.

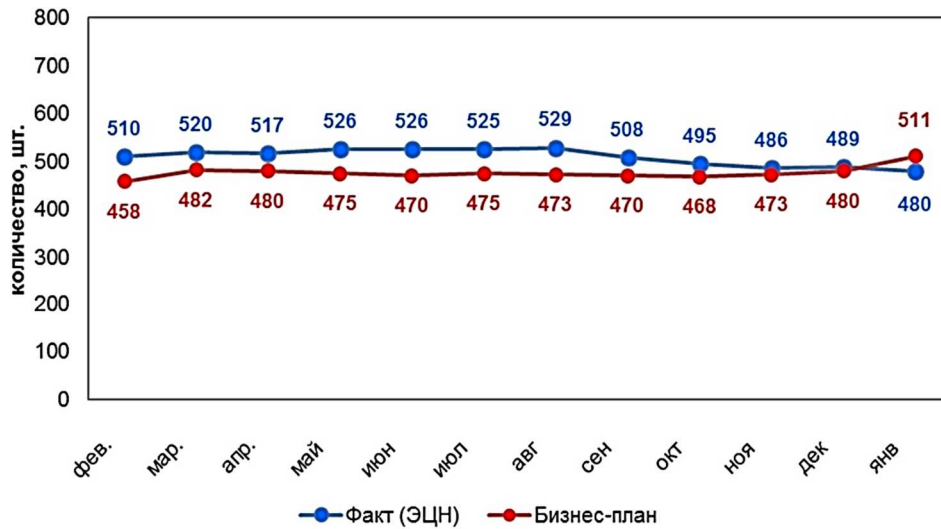


Рисунок 9 – Динамика СНО эксплуатационного фонда скважин Ванкорского месторождения, эксплуатирующихся УЭЦН

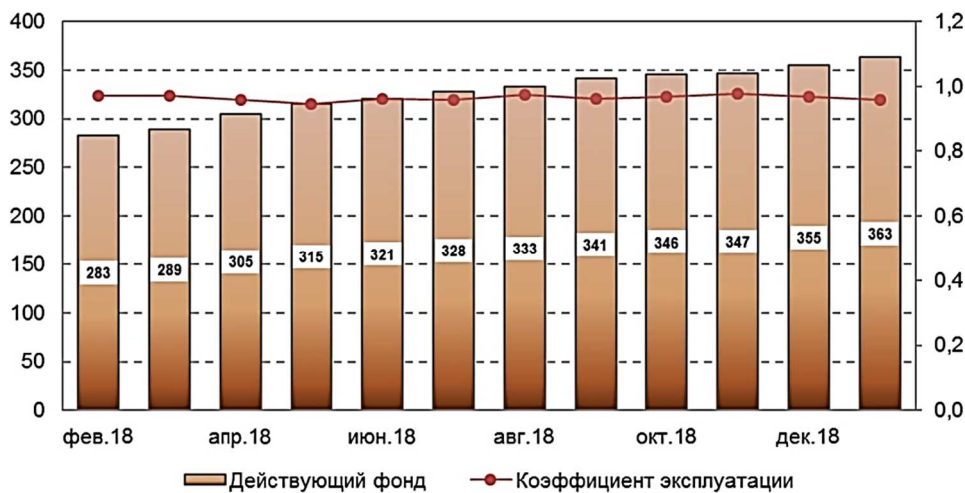


Рисунок 10 – Динамика действующего фонда УЭЦН Ванкорского месторождения



Рисунок 11 – Динамика отказов УЭЦН Ванкорского месторождения

На рисунке 13 показано распределение категории отказов добывающего механизированного фонда скважин Ванкорского месторождения. Как видно из рисунка, основные причины отказов механизированного фонда скважин за период с 2017 по 2018 гг. разработки Ванкорского месторождения – это отказ глубинно-насосного оборудования.

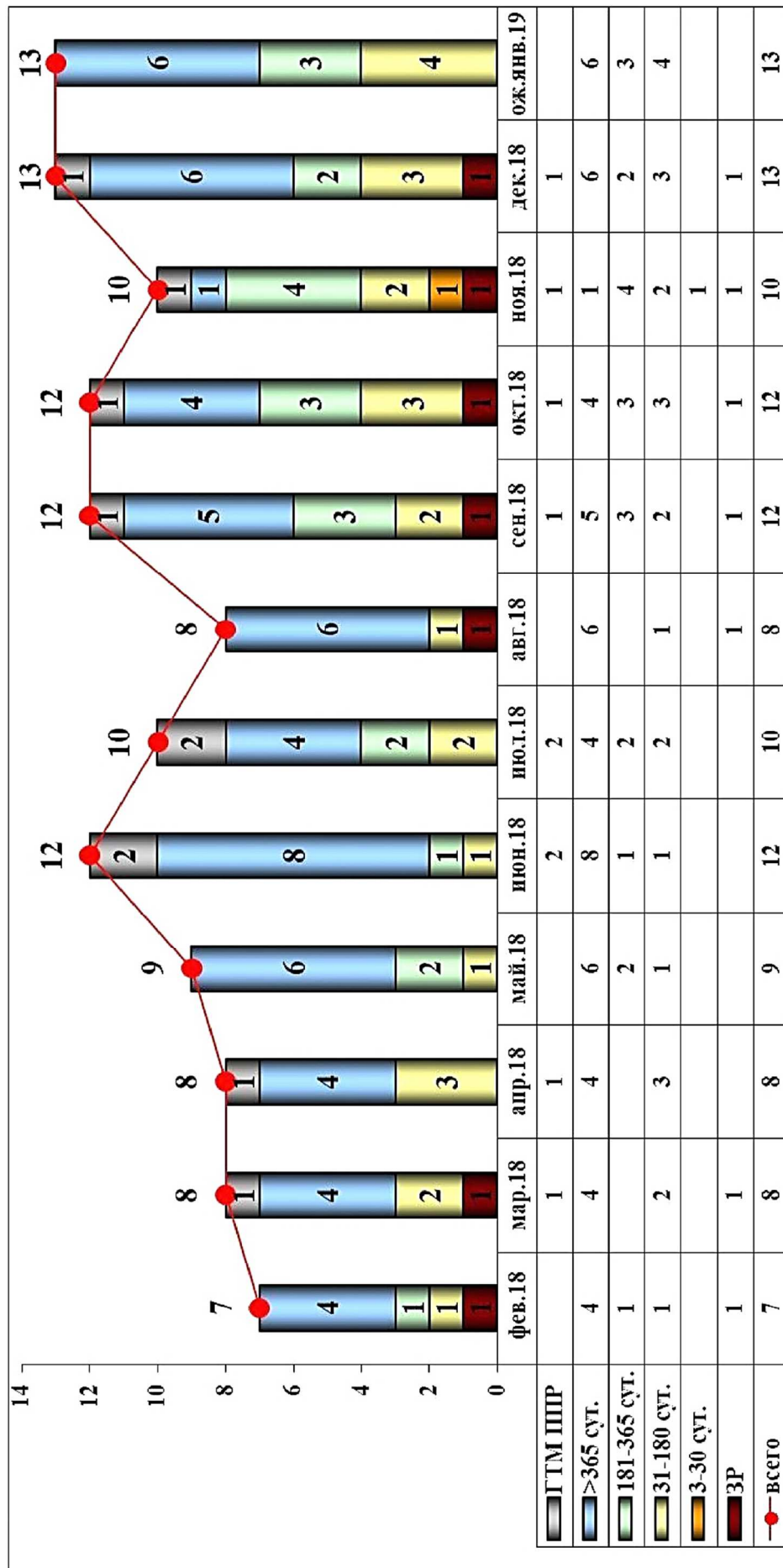


Рисунок 12 – Динамика отказов УЭЦН по наработкам за скользящий год (по месяцам) с февраля 2018 года по январь 2019 года



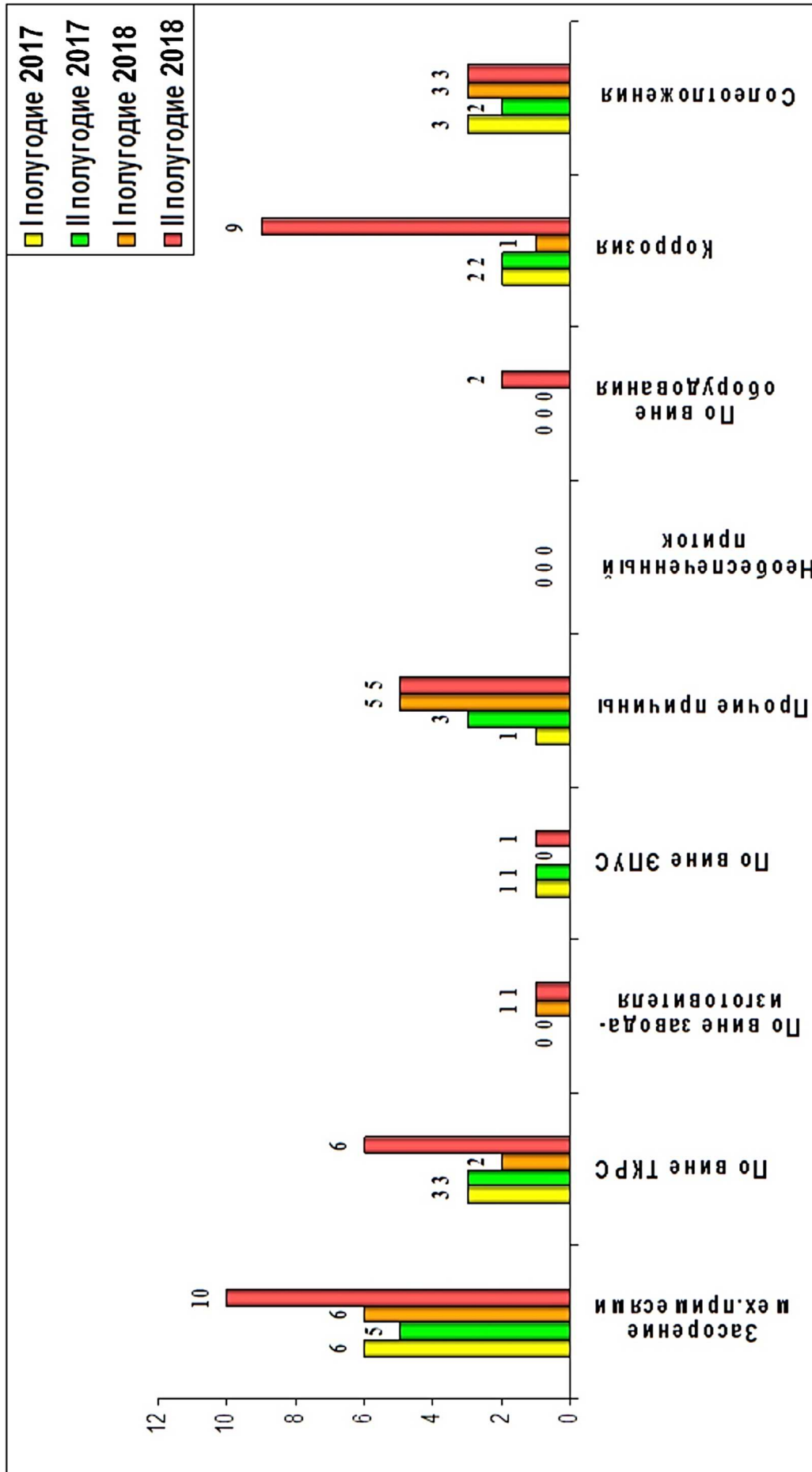


Рисунок 13 – Распределение категории отказов добывающего механизированного фонда скважин Ванкорского месторождения

В ходе проводящихся расследований причин отказов механизированного фонда скважин выявлено, что основная причина отказов, исключая организационные, является засорение механическими примесями и коррозия оборудования.

Несмотря на возможность отложения АСПО и рисков возникновения коррозии, работа фонтанного фонда также стабильна. Отмечается высокий коэффициент эксплуатации 0,988 доли ед., низкое число отказов и высокие значения МРП.

Анализ и обоснование способов и режимов эксплуатации скважин и применяемого внутрискважинного оборудования позволяет сделать следующие выводы:

- для Ванкорского месторождения было выбрано и остаётся 2 способа эксплуатации скважин – фонтанный и с помощью УЭЦН (в данный момент «Центрлифт»). В дальнейшем сохраняются те же способы эксплуатации с преобладанием механизированного способа добычи углеводородов;
- выбранные насосы фирмы «Baker Hughes» доказали свою эффективность на данный момент низким числом отказов и высокими показателями наработки на отказ;
- основными осложняющими факторами добычи продукции скважин являются вынос механических примесей и высокие значения газового фактора.

### Литература

1. Дополнение к Технологической схеме разработки Ванкорского месторождения. – Уфа : ООО «РН – УфаНИПИнефть», 2009.
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 р.]. 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., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
6. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нефтяных и газовых скважин. Наука и практика : монография. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
7. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
8. Попов В.В. [и р.]. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
9. Попов В.В. [и р.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
10. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
11. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
12. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Предпосылки и задачи моделирования горных пород с точки зрения установления условий наступления факторов осложнения добычи // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 27–33.
13. Березовский Д.А. [и р.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
14. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Джозефс Эджемен Рэйчел. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
15. Бобырь М.В., Немов В.Ю. Инновационные подходы к разработке Ванкорского месторождения: влияние состава глушения на коэффициент восстановления проницаемости нефти // Бурение и нефть. – 2017. – № 7-8. – С. 40–43.
16. Богданчиков С.М. Системное применение новых технологий при реализации проекта Ванкор // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 4–9.
17. Кусов Г.В., Савенок О.В., Березовский Д.А. Технологический режим эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин на Медвежье газом месторождении // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 02. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2017/02/6.PDF>



18. Матвеева И.С., Березовский Д.А., Савенок О.В. Расчёт предельного безводного дебита скважины на примере Комсомольского газового месторождения // Материалы X Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (24–26 октября 2017 года, г. Пермь). Секция 3: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2017. – С. 176–179.
19. Мажник В.И., Лешкович Н.М. Совершенствование технологий борьбы с АСПО на Ванкорском месторождении // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 1. – С. 227–232.
20. Мажник В.И., Лешкович Н.М., Полищук Д.А. Расчёт экономической эффективности применения аппаратов «ШТОРМ УКМ НП» как одного из методов борьбы с АСПО на Ванкорском месторождении // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 1. – С. 233–237.
21. Мажник В.И., Лешкович Н.М. Анализ текущего состояния разработки Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 4. – С. 72–98.
22. Мельников А.Д. Обоснование длины горизонтальной части ствола скважин на примере Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 97–114.
23. Паникаровский Е.В., Паникаровский В.В., Анашкина А.Е. Опыт разработки Ванкорского месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2019. – № 1. – С. 47–51.
24. Семёнов А.А., Исламов Р.А., Нухаев М.Т. Дизайн устройств пассивного контроля притока на Ванкорском месторождении // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 20–23.
25. Татарина Е.Э., Кузнецова Т.И. Обзор геологических условий и основные этапы проектирования разработки Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения // Ашировские чтения. – 2018. – Т. 1. – № 1 (10). – С. 226–230.

## References

1. Supplement to the Technological Scheme of Vankor field development. – Ufa : ООО RN-UfaNIPneft, 2009.
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 : South Publishing House, 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 : ООО Enlightenment-South, 2011. – 603 p.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Underground workover of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : South Publishing House, 2012–2015. – Vol. 1–4.
5. 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.
6. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremiichuk R.S. Development of oil and gas wells. Science and Practice : Monograph. – Lvov : Spolom, 2018. – 476 p.
7. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas births. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
8. Popov V.V. [et al.]. Prospecting, exploration and exploitation of oil and gas fields : a training manual. – Novochoerkassk : Russian State Pedagogical University (SPI), 2015. – 322 p.
9. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novochoerkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
10. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering at squa-gin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
11. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Ezd. FSBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
12. Berezovskiy D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and the problems of the rocks modeling from the point of view of an establishment of conditions of the production complication factors occurrence // Science. Technique. Tekhnologiya (Polytechnical bulletin). – 2014. – № 2. – P. 27–33.
13. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of the physico-chemical models and methods of the collector rocks state prediction // Petroleum economy. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
14. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Josephs Edgemen Rachel. Technologies and print-cypes of the multiplate field development // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnical bulletin). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
15. Bobyr M.V., Nемов V.Yu. Innovative approaches to the Vankor field development: influence of the killing composition on the oil permeability recovery factor // Drilling and oil. – 2017. – № 7–8. –P. 40–43.
16. Bogdanchikov S.M. System application of the new technologies at realization of the Vancor project // Oil economy. – 2009. – № 11. – P. 4–9.

17. Kusov G.V., Savenok O.V., Berezovsky D.A. Technological regime of the gas and gas-condensate wells operation on the Bear gas field // Student Science Bulletin of the Information Systems and Programming Department. – 2017. – № 02. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2017/02/6.PDF>
18. Matveeva I.S., Berezovsky D.A., Savenok O.V. Calculation of ultimate anhydrous well flow rate by the example of Komsomolsk gas field // Proceedings of X All-Russian Scientific and Technical Conference «Problems of development of hydrocarbon and ore minerals deposits» (October 24–26, 2017, Perm). Section 3: Development of oil and gas fields. – Perm : Publishing house of Perm National Regional Research Polytechnic University, 2017. – P. 176–179.
19. Mazhnik V.I., Leshkovich N.M. Improvement of the ARPD technologies at the Vankor field // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2. – Part 1. – P. 227–232.
20. Mazhnik V.I., Leshkovich N.M., Polischuk D.A. Calculation of an economic efficiency of the apparatus «SHTORM UCM NP» as one of the methods of struggle against ARPD in the Vankor field // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2. – Part 1. – P. 233–237.
21. Mazhnik V.I., Leshkovich N.M. Analysis of the current state of the Vankor oil-gas-condensate field development // Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin). – 2018. – № 4. – P. 72–98.
22. Mel'nikov A.D. Justification of the horizontal wellbore length by the example of Vankor oil-gas-condensate field // Nauka. Technique. Technologies (polytechnical bulletin). – 2019. – № 1. – P. 97–114.
23. Panikarovskiy E.V., Panikarovskiy V.V., Anashkina A.E. Experience of the Vankor deposit development // Izvestia vysokhranicheskie vedenie. Oil and gas. – 2019. – № 1. – P. 47–51.
24. Semionov A.A., Islamov R.A., Nukhaev M.T. Design of the passive inflow control devices at Vankor field // Petroleum economy. – 2009. – № 11. – P. 20–23.
25. Tatarinova E.E., Kuznetsova T.I. Review of the geological conditions and the basic design stages of the Vankor oil-gas-condensate field development // Ashirovskie readings. – 2018. – Vol. 1. – № 1 (10). – P. 226–230.