



МИНОБРНАУКИ РОССИИ

ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет

Институт геологии, нефтегазодобычи и трубопроводного транспорта

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений  
и подземной гидромеханики

# АНАЛИЗ РАБОТЫ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН ЮЖНО-ШАПКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Выполнил:

ст. гр. РЭНГМ-

Руководитель:

Усинск

2021 г.



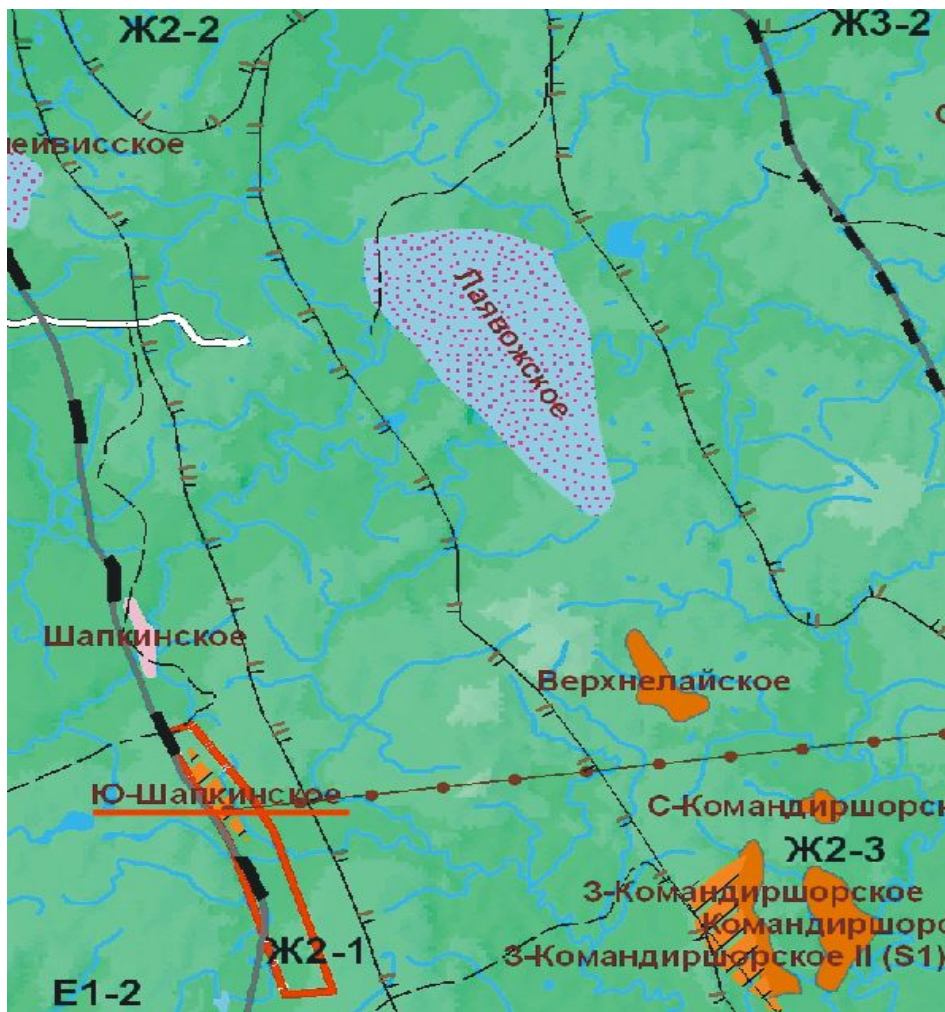
## Цель и задачи

Цель: анализ работы механизированного фонда скважин Южно-Шапкинское месторождения с обзором осложняющих факторов работы насосного оборудования, а также расчёт интервала отложения парафина по скв.1006 Южно-Шапкинское месторождения.

### Задачи:

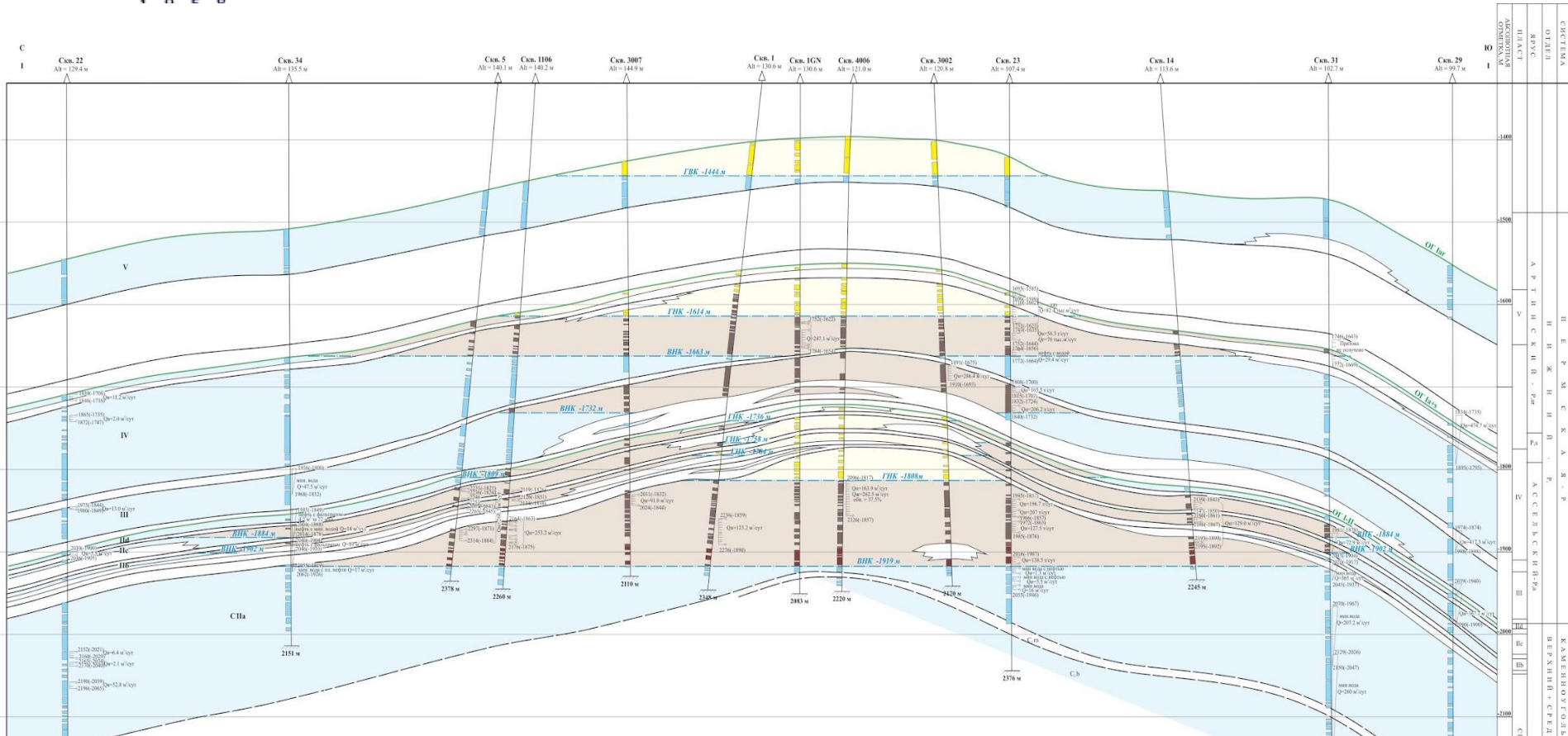
- собрать и проанализировать геолого-промысловый материал по месторождению;
- изучить геологическое строение и гидродинамические свойства месторождения;
- литературный обзор способов эксплуатации нефтяных скважин;
- анализ работы глубинно-насосного оборудования скважин;
- выполнить расчет глубины отложения парафина;
- литературный обзор источников: Скважинная добыча нефти (Мищенко И.Т.), Разработка нефтяных месторождений (Желтов Ю.П.), Авторский надзор за реализацией дополнения к технологической схеме разработки Южно-Шапкинское месторождения (ПечорНИПИнефть 2015 г.).

# Обзорная карта





# Обзорная карта



СИСТЕМА	ОБЪЕКТ	КАТЕГОРИЯ	СТАТУС	АДРЕС	КОординаты	Площадь	Объем	Средняя глубина залегания залежей	Средняя температура пласта	Среднее давление насыщения	Средний газовый фактор	Средняя вязкость нефти	Средняя вязкость газа	Средняя проницаемость	Средняя пористость	Средняя толщина пласта	Средняя температура пласта	Среднее давление насыщения	Средний газовый фактор	Средняя вязкость нефти	Средняя вязкость газа	Средняя проницаемость	Средняя пористость	Средняя толщина пласта
---------	--------	-----------	--------	-------	------------	---------	-------	-----------------------------------	----------------------------	----------------------------	------------------------	------------------------	-----------------------	-----------------------	--------------------	------------------------	----------------------------	----------------------------	------------------------	------------------------	-----------------------	-----------------------	--------------------	------------------------

Продуктивные залежи приурочены к карбонатным отложениям среднего и верхнего карбона и нижней перми, на месторождении выделено семь объектов эксплуатации. Средняя глубина залегания залежей изменяется от 1200 до 1800 м. В объектах эксплуатации присутствуют как пластовые так и массивные залежи. Начальное пластовое давление по нижнему объекту равно давлению насыщения 20,4 МПа, начальный газовый фактор 84 м<sup>3</sup>/т.





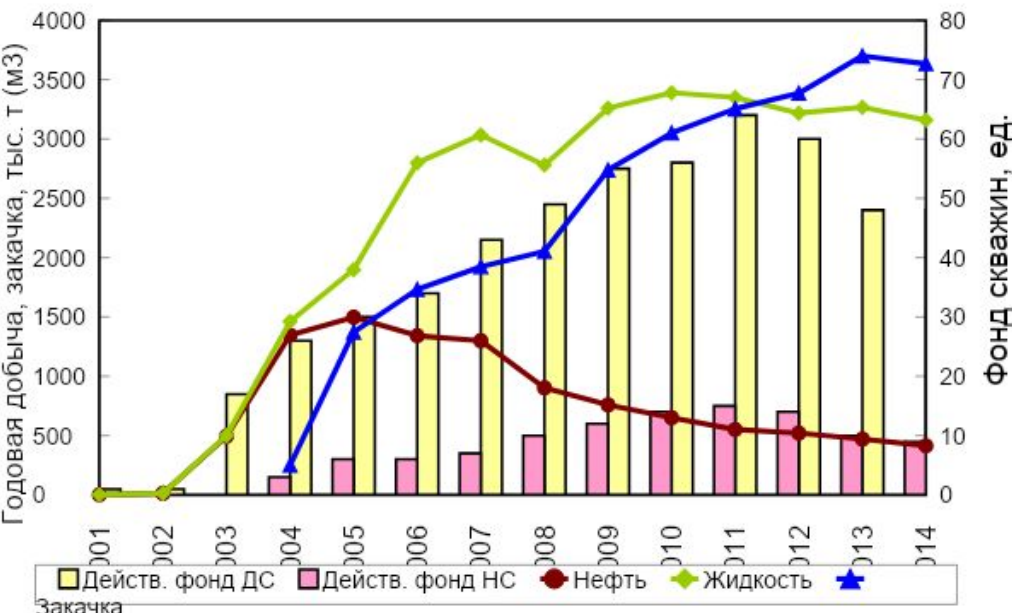
# Геолого-физическая характеристика

Параметры	Южно-Шапкинский купол						
	Пласты						
	IIa	IIb	IIc	IIд	III	IV	V
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	1977 (-1847)	1958 (-1829)	1940 (-1810)	1898 (-1768)	1825 (-1695)	1738 (-1608)	1548 (-1418)
Тип залежи	Массивная, сводовая, тектонич. экранир.	Пластовая, сводовая, тектонически экранированная					Неполно-пластовая, сводовая, тектон. экранир.
Тип коллектора	карбонатный, поровый, каверново-поровый						терригенно-карбонатный, поровый
Коэффициент пористости газонасыщ пород, доли ед.	0,14	0,10	0,09	0,09	-	0,12	0,15
Коэффициент пористости нефтенасыщ пород, доли ед.	0,15	0,12	0,13	0,13	0,19	0,15	-
Коэффициент нефтенасыщенности ГНЗ, доли ед.	0,77	0,91	0,82	0,78	-	0,86	-
Коэффициент нефтенасыщенности НЗ, доли ед.	-	0,91	0,82	0,78	0,83		
Коэффициент нефтенасыщенности ВНК, доли ед.	0,69	0,91	0,82	0,78	0,75	0,76	-
Проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> (по керну)	78,5	267,8	26,6	197,8	60,3	45,0	3,0
Начальное пластовое давление, МПа	20,4	18,9			18,4	17,5	17,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа*с	2,2	2,2	2,4	2,4	1,4	1,7	-
Абсолютная отметка ГВК, м	-	-	-	-	-	-	-1444
Абсолютная отметка ГНК, м	-1808	-1784	-1758	-1736	-	-1614	-
Абсолютная отметка ВНК, м	-1919	-1902	-1884	-1809	-1732	-1663	-
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,170	1,170	1,170	1,170	1,161	1,179	-
Давление насыщения нефти газом, МПа	20,2	20,2	13,2	13,2	18,4	17,6	-

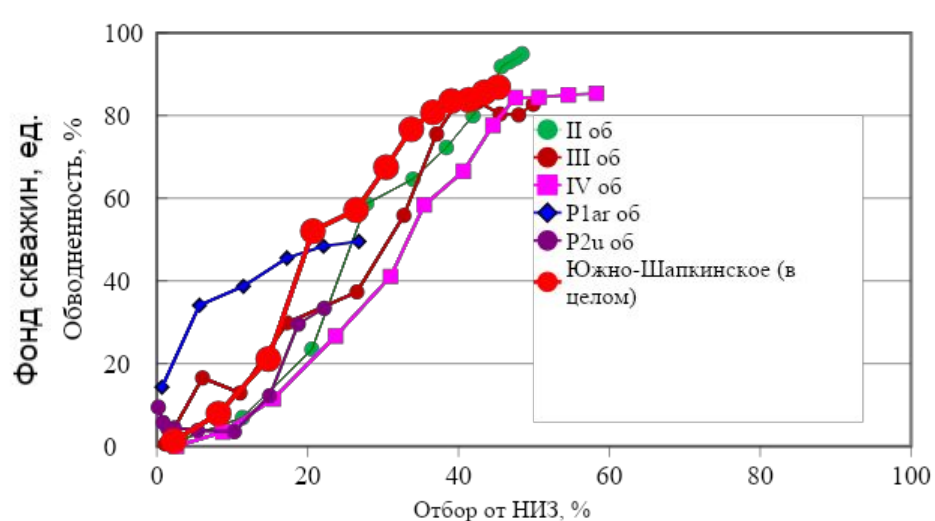


# Состояние разработки Южно-Шапкинское месторождения

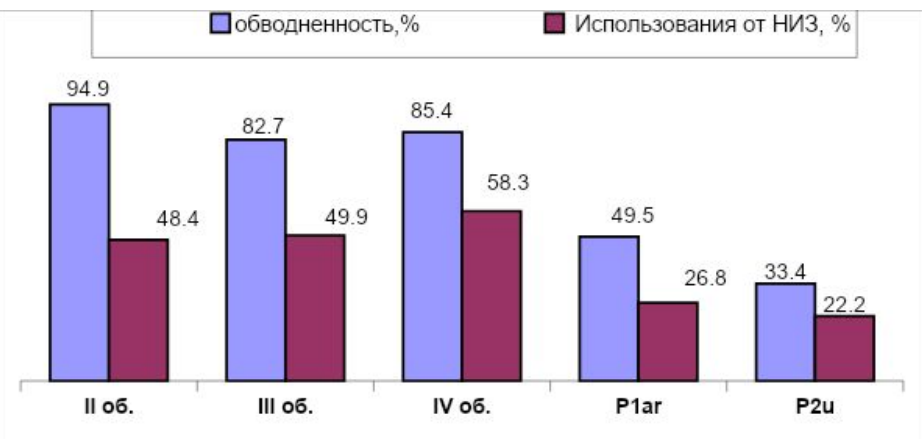
График разработки



Зависимость обводненности от выработки запасов

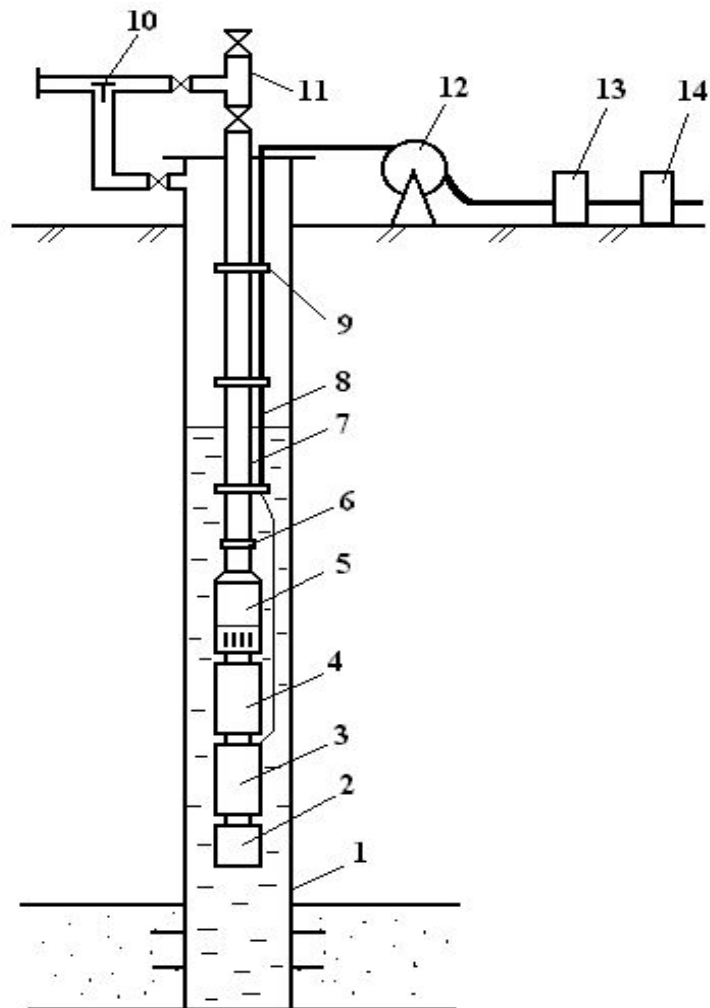


Сопоставление обводненности и выработки запасов по объектам



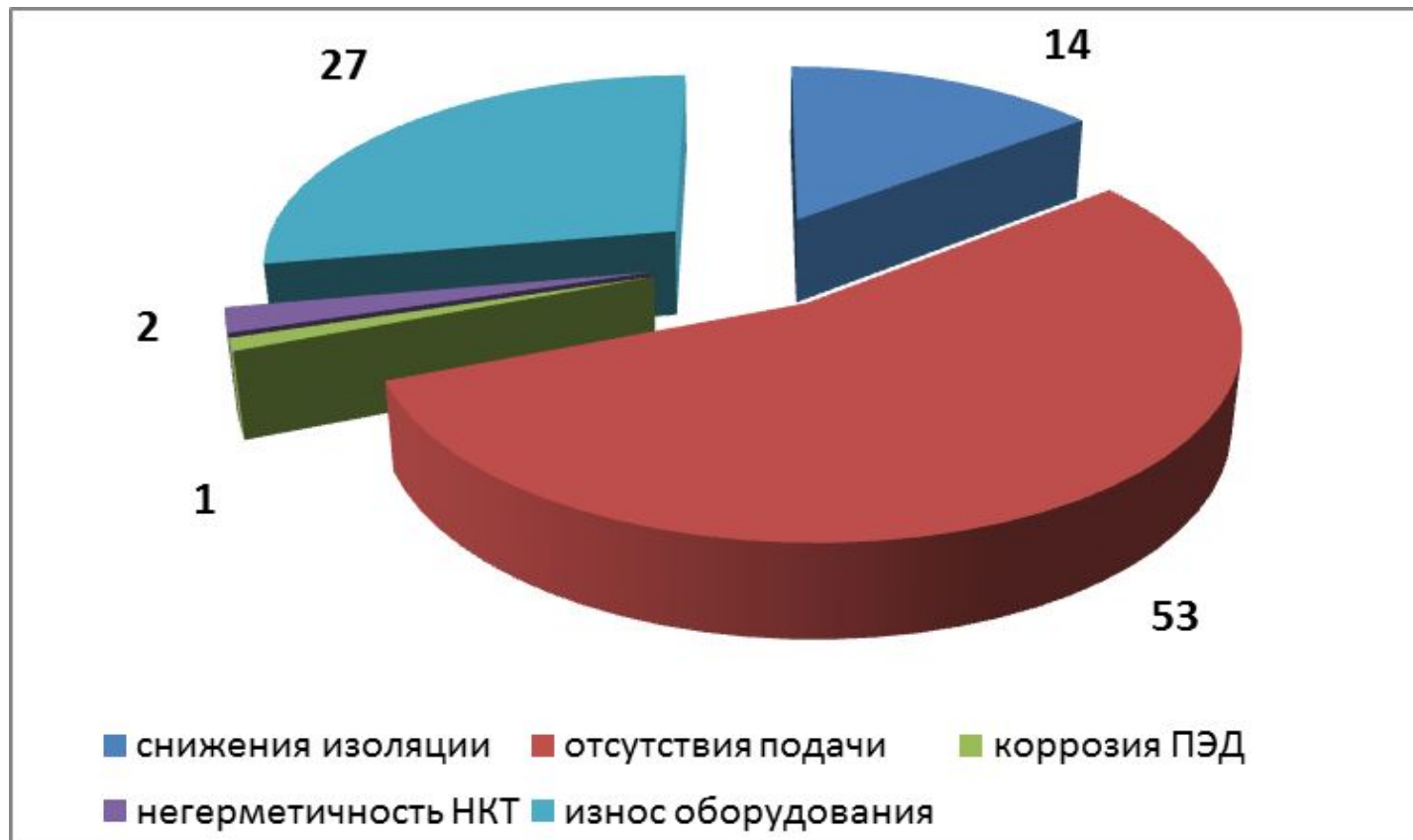
- Действующим проектным документом является дополнение к тех. схеме ЮШМ НГКМ на 2014-2016гг.
- Месторождение находится на **III стадии** разработки.
- В эксплуатации находится **5 объектов**.
- Все объекты разрабатываются с ППД.
- Отбор от НИЗ – **45,2 % (кат.С<sub>1</sub>)**, обводненность – **86,9 %**
- Добыча нефти с начала разработки – **10266,5 тыс.т.**
- Добыча нефти в 2014 г. – **414,6 тыс.т.** **2016г 2014г.**
- Действ. добывающий фонд – **61 скв.** **48 скв.**  
нагнетательный фонд – **13скв.** **9 скв.**
- Средний дебит жидкости – **182,2 т/сут**  
нефти – **23,9 т/сут**

## Компоновка электроцентробежного насоса



- 1 – обсадная эксплуатационная колонна;
- 2 – компенсатор;
- 3 – электродвигатель;
- 4 – протектор;
- 5 – центробежный насос;
- 6 – обратный и спускной клапаны;
- 7 – колонна НКТ;
- 8 – электрический кабель;
- 9 – крепежный пояс;
- 10 – обратный клапан на устье;
- 11 – оборудование устья;
- 12 – барабан для кабеля;
- 13 – станция управления;
- 14 – трансформатор.

## Причины отказов в работе ГНО на Южно-Шапкинском месторождении







## Анализ эффективности работы скважин

В период 2011-2013 гг. на Ю-Шапкинском месторождении произведено 97 ремонтов на скважинах (средняя наработка на отказ - 874 сут).

Отказов погружного оборудования (выходы скважин в ремонт по причине не связанной с ГТМ) произошло 67 со средней наработкой на отказ 825 сут.

Из них по причине:

- снижения изоляции – 14 отказов, наработка на отказ 825 сут;
- отсутствия подачи – 53 отказа, наработка на отказ 842 сут, в т. ч.:
- коррозия ПЭД – 1 отказ с наработкой 870 сут:
- не герметичность НКТ (коррозия) – 2 отказа (наработка на отказ 1250 сут);
- износ оборудования – 27 отказов (наработка на отказ 810 сут).



## Распределение отказов по подаче насоса

Все установки ЭЦН, применяемые на Ю-Шапкинском месторождении, можно подразделить по подаче насосов на три группы:

1. Номинальной производительностью до  $125 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;
2. Номинальной производительностью от  $160 \text{ м}^3/\text{сут}$  до  $250 \text{ м}^3/\text{сут}$ ;
3. Номинальной производительностью свыше  $300 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Распределение отказов по группам:

Группа 1. Всего за период – 41 отказ, средняя наработка на отказ - 845 сут.

Из них:

По причине снижения изоляции – 5 отказов (12,2 % от общего количества отказов), средняя наработка на отказ 848 сут;

По причине отсутствия подачи – 36 отказов (87,8 % от общего количества отказов), средняя наработка на отказ 837 сут.



## Распределение отказов по подаче насоса

Группа 2. Всего за период – 15 отказов, средняя наработка на отказ - 728 суток.

Из них:

По причине снижения изоляции – 4 отказа (26,7 % от общего количества отказов), средняя наработка на отказ 520 сут;

По причине отсутствия подачи - 11 отказа (73,3 % от общего количества отказов), средняя наработка на отказ 1187 сут.

Группа 3. Всего за период – 11 отказов, средняя наработка на отказ - 900 сут.

Из них:

По причине снижения изоляции – 5 отказов (45,5 % от общего количества отказов), средняя наработка на отказ 1310 сут;

По причине отсутствия подачи (негерметичен лифт) - 6 отказов (54,5 % от общего количества отказов), средняя наработка на отказ 563 сут.



## Основные осложняющие факторы

Основными осложняющими факторами на скважинах Южно-Шапкинского месторождения являются:

- АСПО - содержание парафина до 6 %;
- Высокий газовый фактор – до 93 м<sup>3</sup>/т, и высокое давление насыщения (до 20,2 МПа);
- Высокое содержание диоксида углерода (СО<sub>2</sub>) в добываемой продукции (до 317 мг/дм<sup>3</sup>, содержание сероводорода до 24 мг/дм<sup>3</sup>).

### АСПО:

– механическая очистка НКТ скребками (периодичность СПО скребков определена графиком в зависимости от работы скважины до 4 раз в сутки);

### Высокий газовый фактор:

- применение насосов с конусной вставкой;
- применение газосепараторов.

В целом по скважинам можно отметить, что текущая наработка эксплуатации оборудования, так же как и наработка на отказ оборудования достаточно высоки, что позволяет судить о том, что и оборудование и методы борьбы с осложняющими факторами на данном этапе эксплуатации месторождения подобраны правильно.



## Основные осложняющие факторы (продолжение)

По результатам комиссионных разборов установлено, что основное количество отказов оборудования происходит по причине износа с высокой наработкой.

Незначительное количество отказов оборудования, связанных с коррозионными поражениями, связаны с углекислотной коррозией. На текущем этапе мероприятия по борьбе с коррозией на фонде не проводятся. Необходимо разработать мероприятия по внедрению технологий антикоррозионной защиты внутрискважинного оборудования.

В целом применяемое насосное оборудование соответствует условиям эксплуатации, насосы в основном производства «АЛНАС» и «БОРЕЦ». В насосах узлы осевой опоры имеют шайбы из износостойкого материала, рабочие аппараты – двухопорной конструкции, материал – нирезист, в секциях установлены промежуточные опоры.





# Расчет глубины отложения АСПО

Глубину, на которой начинает выделяться АСПО, определяет условие  $T=T_{кр}$ , где  $T$  и  $T_{кр}$  – соответственно, температуры нефтяного потока и начала кристаллизации парафина из нефти. Глубину начала отложения парафина определяют как:

$$h_{отл} = h_k + h_{зуд} + h_{обс} - 200 м$$

где  $h_{отл}$  - глубина начала отложения АСПО, м;

$h_k$  - глубина начала выпадения АСПО, м;

$h_{обс}$  - поправка, учитывающая влияние обводнённости продукции скважины, м;

$m$  - обводненность продукции скважины, дол.ед.

$$h_k = M_1 \frac{y}{\alpha} \left[ 1 + \left( M_2 + \frac{M_3}{y} \right)^{M_4} \right],$$

где  $M_1, M_2, M_3, M_4$  - эмпирические коэффициенты.

при  $y \leq 2,74M_1 = 0,395, M_2 = 1, M_3 = 12,735, M_4 = \frac{1}{2}$ ;

при  $y \geq 2,74M_1 = M_3 = M_4, M_2 = 0$ .

Коэффициент  $y$  находится:

$$y = \frac{(T_{заб} - T_{кр}) \cdot \pi \cdot K}{\Gamma \cdot q \cdot C},$$

где  $T_{заб}$  - температура на забое скважины, °С;

$K$  - коэффициент теплопередачи, Вт/кг·°С;

$\Gamma$  - геотермальный градиент, °С/м;

$q$  - дебит скважины по жидкости, кг/с.

$$K = \frac{q}{1,29 + 0,36 \cdot q} + 0,43,$$

$$\Gamma = \frac{T_{заб} - T_{20}}{H},$$

где  $T_{20}$  - температура горной породы на глубине 20 м от поверхности, °С;

$H$  - глубина забоя скважины, м.



## Расчет глубины отложения АСПО

$$C = m \cdot C_e + (1 - m) \cdot C_n,$$

где  $C, C_e, C_n$  - соответственно удельные теплоемкости продукции скважины, воды и нефти, Дж/кг·°С.

$$\alpha = \frac{\pi \cdot K}{q \cdot C},$$

Эмпирические поправки  $h_{зид}$  и  $h_{обв}$  выведены на основе фактического промыслового материала и составляют:

$$h_{зид} = 250 \cdot (q - 0,8)^2,$$

$$h_{обв} = 70 \cdot \left( \frac{m}{1 - m} \right)^{1,5},$$

Получаем окончательную формулу для расчета прогнозируемой глубины начала отложения АСПО от забоя скважины:

$$h_{отл} = M_1 \frac{y}{\alpha} \left[ 1 + \left( M_2 + \frac{M_3}{y} \right)^{M_4} \right] + 250 \cdot (q - 0,8)^2 + 70 \cdot \left( \frac{m}{1 - m} \right)^{1,5} - 200 \cdot m$$

Глубина от устья скважины  $Z$ , на которой начинается отложение АСПО, находится из выражения  $Z = H - h_{отл}$ .



# Расчет глубины начала отложения парафина для скв.1006 Южно-Шапкинское месторождения

Определим интервал запарафинивания НКТ (глубину начала отложения АСПО) для скв. 1006 Южно-Шапкинское месторождения.

Исходные данные для расчета:

глубина забоя скважины – 1950 м;

дебит скважины по жидкости – 80 т/сут или 0,9259 кг/с;

обводненность продукции – 60 % или 0,6 дол.ед;

температура на забое скважины – 36 °С;

температура горных пород на глубине 20 м от поверхности – 4 °С;

температура начала кристаллизации парафина – 32 °С;

удельная теплоемкость нефти – 2721,4 Дж/кг·°С;

удельная теплоемкость воды – 4186,8 Дж/кг·°С.

Решение:

$$K = \frac{0,9259}{1,29 + 0,36 \cdot 0,9259} + 0,43 = 1,0003 \text{ Вт/кг} \cdot \text{°С};$$

$$Г = \frac{36 - 4}{1950} = 0,01641 \text{ °С/м};$$

$$C = 0,6 \cdot 4186,8 + (1 - 0,6) \cdot 2721,4 = 3600,64 \text{ Дж/кг} \cdot \text{°С};$$

Подставляем найденные величины в формулу:

$$y = \frac{(36 - 32) \cdot 3,14 \cdot 1,0003}{0,01641 \cdot 0,9259 \cdot 3600,64} = 0,2296, \quad \alpha = \frac{3,14 \cdot 1,0003}{0,9259 \cdot 3600,64} = 0,000942.$$

Поскольку  $y \leq 2,74$ , то

$$h_x = 0,395 \frac{0,2296}{0,000942} \left[ 1 + \left( 1 + \frac{12,735}{0,2296} \right)^{\frac{1}{2}} \right] = 819,7 \text{ м.}$$

Глубина начала отложения АСПО от забоя составит:

$$h_{отл} = 0,395 \frac{0,2296}{0,000942} \left[ 1 + \left( 1 + \frac{12,735}{0,2296} \right)^{\frac{1}{2}} \right] + 250(0,9259 - 0,8)^2 + 70 \left( \frac{0,6}{1 - 0,6} \right)^{1,5} - 200 \cdot 0,6 = 832,3 \text{ м.}$$

Интервал запарафинивания колонны НКТ составит:

$$Z = 1950 - 832,3 = 1117,7 \text{ м.}$$



## Выводы

1. Все скважины эксплуатируются механизированным способом с помощью ЭЦН;
2. Производительность УЭЦН на данном месторождении изменяется от 30 до 400 м<sup>3</sup>/сут;
3. Средняя глубина спуска ЭЦН 1900 м, Кподачи=1,1, текущий межремонтный период 656 суток;
4. Больше половины действующего фонда скважин работает с обводненностью более 60 %;
5. В скважинах Южно-Шапкинского месторождения установки работают в пределах рабочей зоны, скважины эксплуатируются при депрессии от 4 до 6,7 МПа и среднем забойном давлении, ниже давление насыщения (Южно-Шапкинский купол для пласта II  $\approx 0,8 P_{нас}$ , для пласта III-IV  $\approx 0,45 P_{нас}$ , Средне-Серчеюский купол  $\approx 0,6 P_{нас}$ );
6. В период 2010-2012 гг. на Ю-Шапкинском месторождении произведено 69 ремонтов на скважинах (средняя наработка на отказ - 874 сут). Отказов погружного оборудования (выходы скважин в ремонт по причине не связанной с ГТМ) произошло 67 со средней наработкой на отказ 825 сут. Основная причина отказов погружного оборудования является отсутствие подачи (79 %);
7. По результатам комиссионных разборов основное количество отказов оборудование по причине износа оборудования с высокой наработкой;
8. На текущем этапе мероприятий по борьбе с коррозией на добывающем фонде не проводятся;
9. Основными осложняющими факторами на скважинах Южно-Шапкинского месторождения являются повышенное содержание парафина, углекислого газа, сероводорода, а также высокий газовый фактор;
10. Согласно расчётов, интервал запарафинивания колонны НКТ составит 1118 м от устья скважины.



## Рекомендации

1. Использование механической очистки НКТ скребками;
2. Применение газосепараторов;
3. Применение насосов с конусной вставкой (новая конструкция газосепаратора);
4. Для снижения влияния осложняющих факторов отложения АСПО рекомендуется механическая очистка НКТ скребками с рекомендуемой глубиной спуска 1118 м;
5. Глубину спуска глубинно-насосного оборудования рекомендуется определять с учетом инклинометрии скважины и допустимого количества свободного газа на приеме насоса;
6. Для уменьшения влияния свободного газа на работу насоса рекомендуется оснащать компоновку ГНО дополнительным оборудованием, снижающим влияние газа;
7. Применение оборудования в коррозионностойком исполнении. Учитывая, что коррозионная агрессивность среды возрастает с ростом обводненности продукции осуществлять мониторинг работы обводненных скважин на вероятность коррозионной агрессивности с целью своевременной разработки эффективной технологии защиты оборудования.





Спасибо за внимание!