



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.



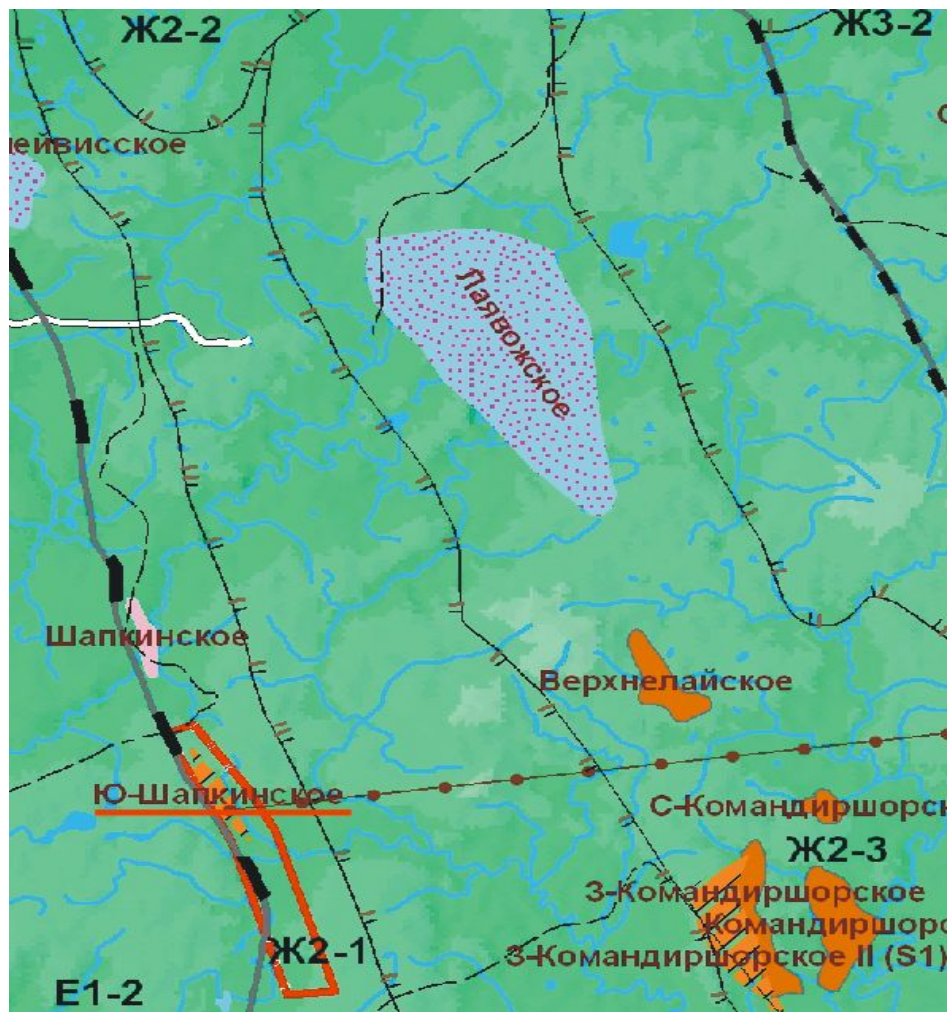
Цель и задачи

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





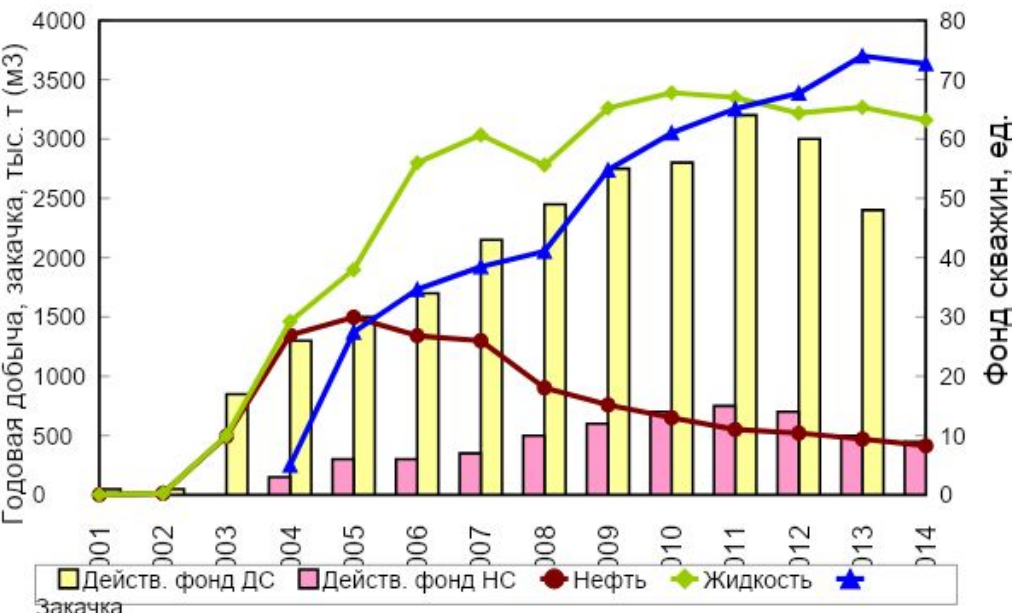
Геолого-физическая характеристика

Параметры	Южно-Шапкинский купол						
	Пласты						
	IIa	IIb	IIc	IIId	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 ² (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	-

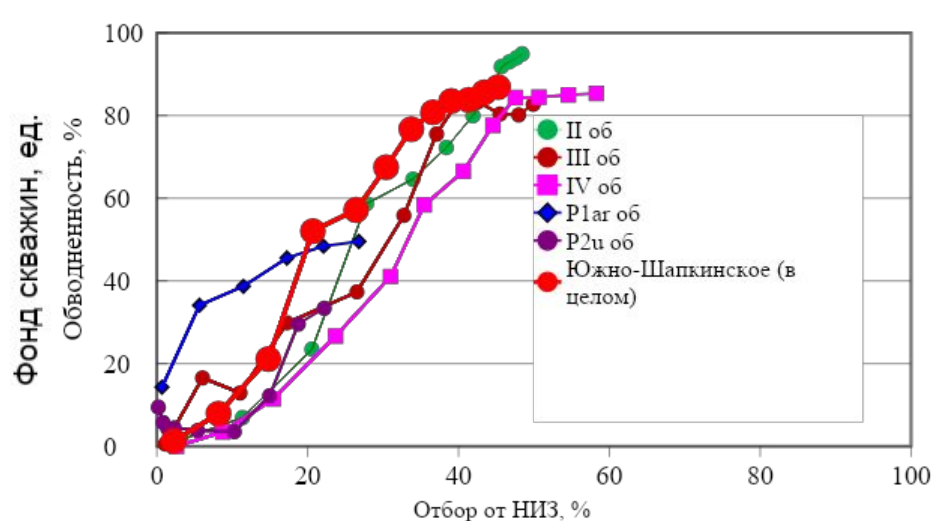


Состояние разработки Южно-Шапкинское месторождения

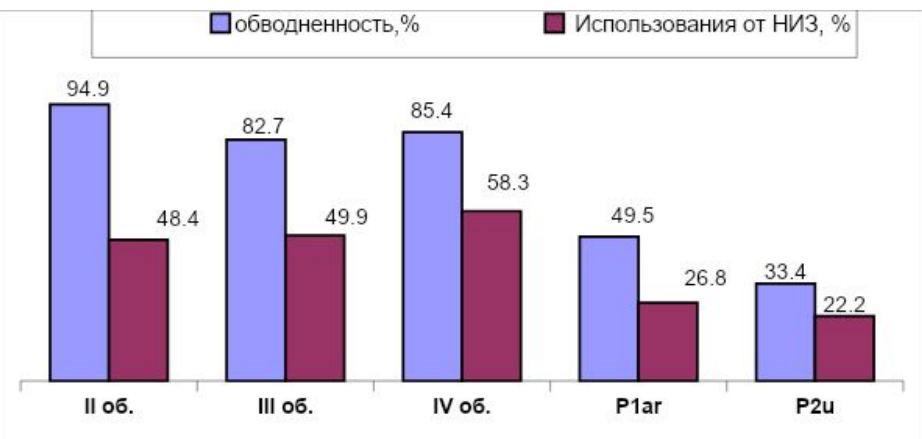
График разработки



Зависимость обводненности от выработки запасов

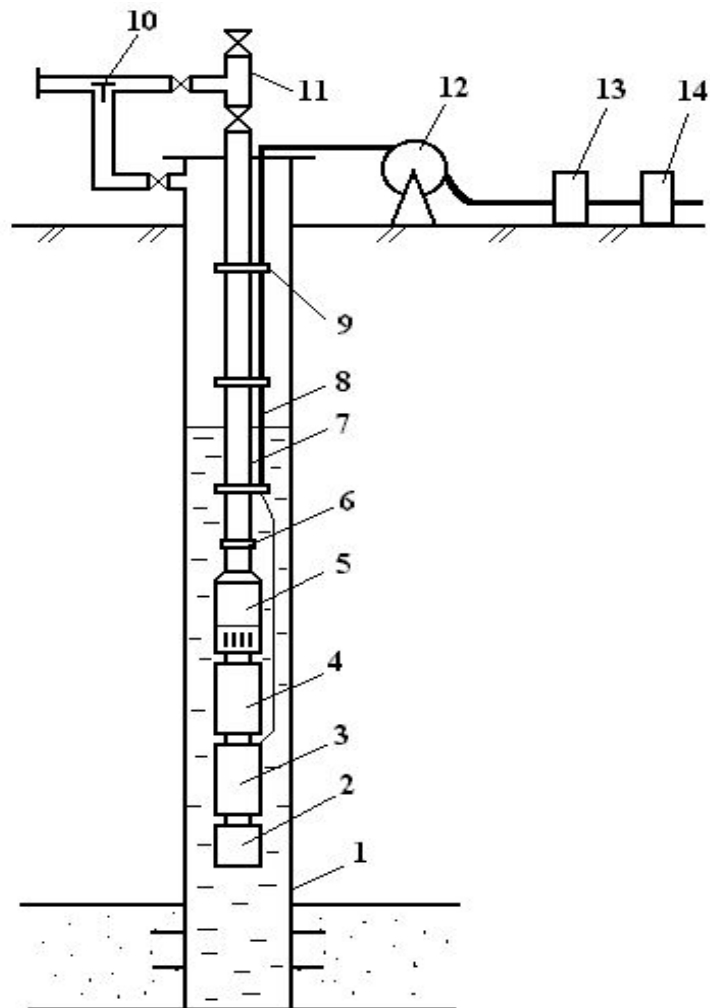


Сопоставление обводненности и выработки запасов по объектам



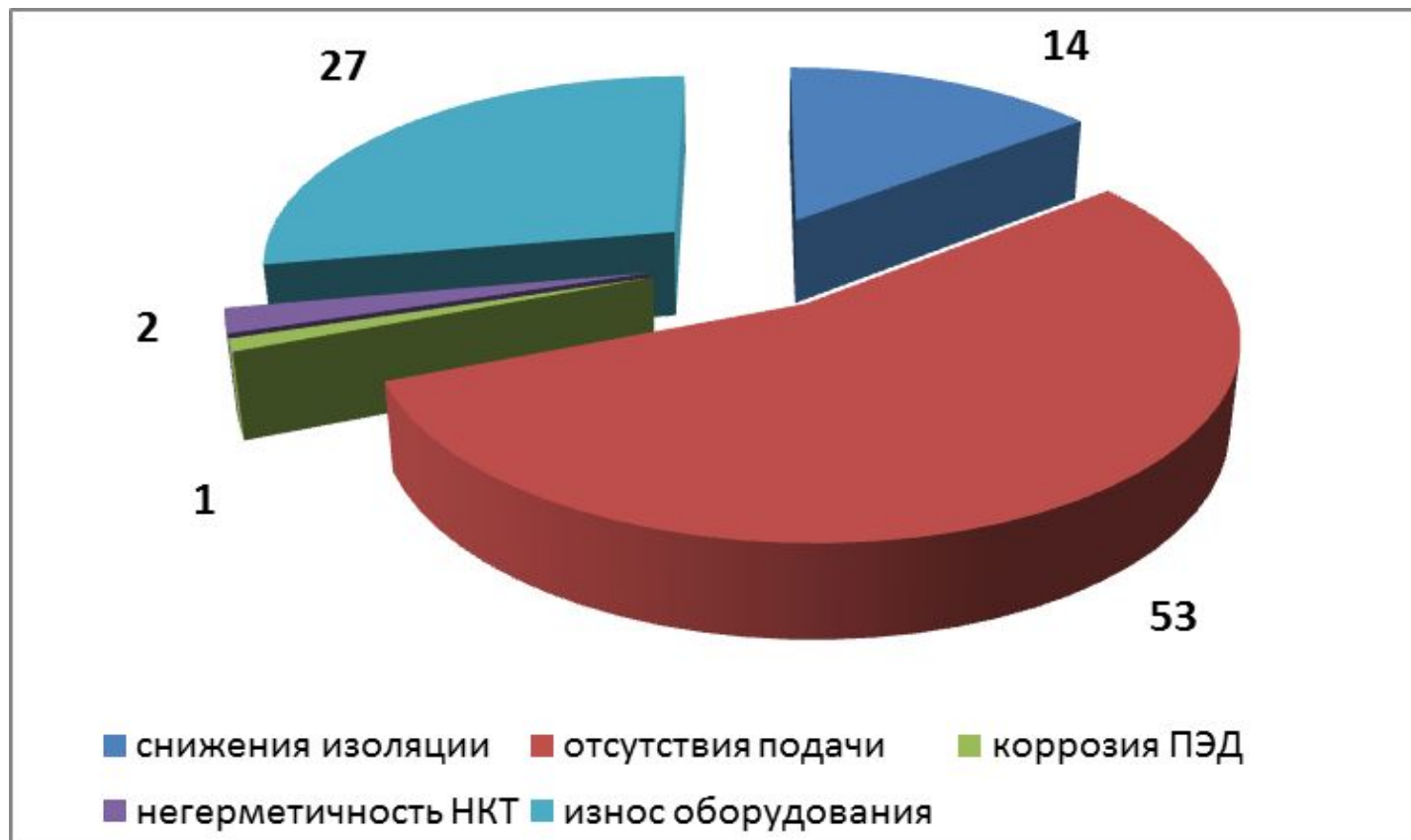
- Действующим проектным документом является дополнение к тех. схеме ЮШМ НГКМ на 2014-2016гг.
- Месторождение находится на III стадии разработки.
- В эксплуатации находится 5 объектов.
- Все объекты разрабатываются с ППД.
- Отбор от НИЗ – 45,2 % (кат.С₁), обводненность – 86,9 %
- Добыча нефти с начала 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 отказов (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 м³/т, и высокое давление насыщения (до 20,2 МПа);
- Высокое содержание диоксида углерода (CO₂) в добываемой продукции (до 317 мг/дм³, содержание сероводорода до 24 мг/дм³).

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, $^{\circ}C$;

K - коэффициент теплопередачи, Вт/кг $\cdot^{\circ}C$;

Γ - геотермальный градиент, $^{\circ}C/м$;

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, $^{\circ}C$;

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-Шапкинского месторождения

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

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

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

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

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 м³/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!