***Приложение Б***

I ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ДЕГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ

Наименование объекта: нефтегазосборный коллектор куст №1,2 Осеннего месторождения – УПСВ Осеннего месторождения

Место отбора проб: нефтегазосборный коллектор

Дата отбора: 28.12.2021 г.

Дата поступления проб в ОАИ: 31.12.2021 г.

Цель отбора: определение коррозионной агрессивности

Результаты лабораторных испытаний представлены в таблице 1

Таблица 1 – Состав и содержание агрессивных компонентов в водной фазе общего потока

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Дата  проведения  испытаний | Плотность, г/см3 | Минерализация, г/л | рН | Содержание компонентов: мг/л | | | | | | | |
| Cl- | HCO3- | SO42- | Ca2+ | Mg2+ | Na++K+ | CO₂ | H₂S |
| 31.12.2021 | 1,026 | 35,59 | 7,8 | 20822 | 1074 | 52 | 581 | 229 | 12835 | 4,6\* | 6,6\* |

Примечание: \* - учитывая, что при отборе пробы жидкости консерванты углекислого газа и сероводорода не добавлялись, концентрация данных компонентов в исходной пробе будет выше.

**Заключение:** согласно корпоративной базе данных OraView (Гомель), обводненность продукции, перекачиваемой по коллектору от куста №1,2 Осеннего месторождения до УПСВ Осеннего месторождения превышает 80%,попутная вода находится в свободной фазе, поэтому оценка коррозионной агрессивности добываемой продукции выполнена на основании результатов анализа попутно-добываемой воды.

Попутная вода содержит растворенные соли, агрессивные компоненты в виде углекислого газа и сероводорода. Cогласно РД 39-0147103-362-86 «Руководство по применению антикоррозионной мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений» (таблица 4), характеризуется как среднеагрессивная.

Согласно таблице 2, РД 39-0147103-362-86 «Руководство по применению антикоррозионной мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений», скорость коррозии углеродистой стали для данной среды, будет составлять 0,1-0,5 мм/год.

Таблица 2 - Результаты химического анализа попутной воды Осеннего месторождения (дата отбора 08.02.2022)

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Место отбора | Пласт | Плотность, г/см3 | Минерализация, г/дм3 | рН | Жесткость общая,  мг-экв/ дм3 | Содержание компонентов, мг/дм3 | | | | | | | | | CO2 раст. мг/л | H2S раст. мг/л |
| Cl- | HCO3- | SO42- | Ca2+ | Mg2+ | Na+К | Br- | J- | Fe общ. |
| Общий поток |  | 1,037 | 47,2 | 7,7 | 70,0 | 27729,7 | 1308,0 | 14,0 | 806,6 | 361,5 | 16883,2 | 78,0 | 0,0 | 18,3 | 9,2 | 0,6 |

Таблица 3 – Характеристика поступивших проб водо-нефтяной смеси

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Регистрационный № | Месторождение | Залежь | Дата отбора | № скв. | Куст | Объём, л | Описание  образца |
| 6803 | ОАО «Янгпур», Осеннее | БП 12 | 08.02.2022 | 121 | не указан | 2 | 1 л-вода  1 л – вода + нефть |
| 6804 | ОАО «Янгпур», Осеннее | БП 12 | 08.02.2022 | 122 | не указан | 2 | 1 л-вода  1 л – вода + нефть |
| 6805 | ОАО «Янгпур», Осеннее | Ю-1 | 08.02.2022 | 123s3 | не указан | 2 | 1 л-вода  1 л – вода + плёнка нефти |
| 6806 | ОАО «Янгпур», Осеннее | Ю-1 | 08.02.2022 | 124s2 | не указан | 2 | 1 л-вода  1 л – вода + плёнка нефти |
| 6807 | ОАО «Янгпур», Осеннее | Ю-1 | 08.02.2022 | 125g | не указан | 2 | 1 л-вода  1 л – вода + нефть |
| 6808 | ОАО «Янгпур», Осеннее | БП 12 | 08.02.2022 | 820s2 | не указан | 2 | 1 л-вода  1 л – вода + нефть |

Таблица 4 – Содержание воды в свободной фазе в устьевых пробах

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Месторождение | Скважина | Горизонт | Содержание воды,  % объёмные |
| ОАО «Янгпур», Осеннее | 121 | БП 12 | 80,5 |
| ОАО «Янгпур», Осеннее | 122 | БП 12 | 57,9 |
| ОАО «Янгпур», Осеннее | 820s2 | БП 12 | 69,8 |
| ОАО «Янгпур», Осеннее | 123s3 | Ю-1 | 96,3 |
| ОАО «Янгпур», Осеннее | 124s2 | Ю-1 | 84,1 |
| ОАО «Янгпур», Осеннее | 125g | Ю-1 | 89,5 |

Таблица 5 – Результаты определения плотности дегазированной нефти. Классификация нефтей по типу

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Месторождение | Скважина | Залежь | Плотность, кг/м3 | Классификация нефти по плотности  ГОСТ 31378 |
| ОАО «Янгпур», Осеннее | 121 | БП 12 | 843,5 | Лёгкая, тип 1 |
| ОАО «Янгпур», Осеннее | 122 | БП 12 | 839,5 | Лёгкая, тип 1 |
| ОАО «Янгпур», Осеннее | 820s2 | БП 12 | 858,3 | Средняя, тип 2 |
| ОАО «Янгпур», Осеннее | 123s3 | Ю-1 | 820,8 | Особо лёгкая, тип 0 |
| ОАО «Янгпур», Осеннее | 124s2 | Ю-1 | 814,2 | Особо лёгкая, тип 0 |
| ОАО «Янгпур», Осеннее | 125g | Ю-1 | 818,8 | Особо лёгкая, тип 0 |

Таблица 6 – Классификация протестированных проб по плотности и выходу светлых фракций

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Месторождение | Сква-жина | Гори-зонт | Плотность, кг/м3 | Выход светлых фракций, выкипающих, до  (% объёмные) | | Классификация нефти по плотности и выходу светлых фракций  (ГОСТ 31378) |
| 200оС | 300оС |
| ОАО «Янгпур», Осеннее | 122 | БП 12 | 839,5 | 28 | 50 | лёгкая, тип 1 |
| ОАО «Янгпур», Осеннее | 820s2 | БП 12 | 858,3 | 16 | 44 | средняя, тип 2 |
| ОАО «Янгпур», Осеннее | 125g | Ю-1 | 818,8 | 35 | 62 | особо лёгкая, тип 0 |

Таблица 7 - Физико-химические свойства дегазированной нефти ОАО «Янгпур», Осеннего месторождения, скважина № 121, залежь БП 12

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Параметры | Дата отбора 08.02.2022 | ТНПА на метод испытания |
| Плотность при 20оС, г/см3 | 0,8435 | ASTM D 5002-19 |
| Вязкость кинематическая, мм2/с |  |  |
| при 20оС | 17,92 | ASTM D 445-19а |
| при 50оС | 4,038 | ASTM D 445-19а |
| Температура застывания, оС | +13 | ASTM D 5853-17а |
| Содержание, %масс. |  |  |
| - серы | 0,282 | ASTM D 4294-16е1 |
| - асфальтенов | - \* | ASTM D 3279-19 |
| - смол силикагелевых | - \* | СТП 09100.17015.089-2020,пр.Л |
| - парафина | - \* | ГОСТ 11851-2018, метод А |
| Температура застывания парафина, оС | - \* | ГОСТ 11851-2018, метод Б |
| Фракционный состав нефти, % объемные | \* | ГОСТ 2177-99, метод Б |
| Температура, оС |  |  |
| Н.К. | - |  |
| 100 | - |  |
| 120 | - |  |
| 150 | - |  |
| 160 | - |  |
| 180 | - |  |
| 190 | - |  |
| 200 | - |  |
| 220 | - |  |
| 240 | - |  |
| 260 | - |  |
| 280 | - |  |
| 300 | - |  |
| Общий выход фр. до 300оС,% об. | - |  |
| Остаток и потери , % об. | - |  |
| Содержание воды, % об. | 80,5 | СТП 09100.17015.060-2015, пр. Д. |
| Механические примеси, % масс. | - \* | ГОСТ 6370-2018 |

\* - объем обезвоженной нефти недостаточен для выполнения полного комплекса испытаний

Таблица 8 - Физико-химические свойства дегазированной нефти ОАО «Янгпур», Осеннего месторождения, скважина № 122, залежь БП 12

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Параметры | Дата отбора 08.02.2022 | ТНПА на метод испытания |
| Плотность при 20оС, г/см3 | 0,8395 | ASTM D 5002-19 |
| Вязкость кинематическая, мм2/с |  |  |
| при 20оС | 6,899 | ASTM D 445-19а |
| при 50оС | 3,050 | ASTM D 445-19а |
| Температура застывания, оС | +7 | ASTM D 5853-17а |
| Содержание, %масс. |  |  |
| - серы | 0,278 | ASTM D 4294-16е1 |
| - асфальтенов | 0,1 | ASTM D 3279-19 |
| - смол силикагелевых | 2,32 | СТП 09100.17015.089-2020,пр.Л |
| - парафина | 6,30 | ГОСТ 11851-2018, метод А |
| Температура застывания парафина, оС | 57 | ГОСТ 11851-2018, метод Б |
| Фракционный состав нефти, % объемные |  | ГОСТ 2177-99, метод Б |
| Температура, оС |  |  |
| Н.К. | 47,9 |  |
| 100 | 7,2 |  |
| 120 | 10,8 |  |
| 150 | 16,9 |  |
| 160 | 19,5 |  |
| 180 | 23,7 |  |
| 190 | 26,7 |  |
| 200 | 28,0 |  |
| 220 | 33,0 |  |
| 240 | 36,0 |  |
| 260 | 40,9 |  |
| 280 | 45,3 |  |
| 300 | 50,4 |  |
| 350 | 63,1 |  |
| Общий выход фр. до 350оС,% об. | 63,1 |  |
| Остаток и потери , % об. | 36,9 |  |
| Содержание воды, % об. | 57,9 | СТП 09100.17015.060-2015, пр. Д. |
| Механические примеси, % масс. | 0,02 | ГОСТ 6370-2018 |

Таблица 9 - Физико-химические свойства дегазированной нефти ОАО «Янгпур», Осеннего месторождения, скважина № 123s3, залежь Ю-1

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Параметры | Дата отбора 08.02.2022 | ТНПА на метод испытания |
| Плотность при 20оС, г/см3 | 0,8208 | ASTM D 5002-19 |
| Вязкость кинематическая, мм2/с |  |  |
| при 20оС | - \* | ASTM D 445-19а |
| при 50оС | - \* | ASTM D 445-19а |
| Температура застывания, оС | - \* | ASTM D 5853-17а |
| Содержание, %масс. |  |  |
| - серы | 0,185 | ASTM D 4294-16е1 |
| - асфальтенов | - \* | ASTM D 3279-19 |
| - смол силикагелевых | - \* | СТП 09100.17015.089-2020,пр.Л |
| - парафина | - \* | ГОСТ 11851-2018, метод А |
| Температура застывания парафина, оС | - \* | ГОСТ 11851-2018, метод Б |
| Фракционный состав нефти, % объемные | \* | ГОСТ 2177-99, метод Б |
| Температура, оС |  |  |
| Н.К. | - |  |
| 100 | - |  |
| 120 | - |  |
| 150 | - |  |
| 160 | - |  |
| 180 | - |  |
| 190 | - |  |
| 200 | - |  |
| 220 | - |  |
| 240 | - |  |
| 260 | - |  |
| 280 | - |  |
| 300 | - |  |
| 350 | - |  |
| Общий выход фр. до 350оС,% об. | - |  |
| Остаток и потери , % об. | - |  |
| Содержание воды, % об. | 96,3 | СТП 09100.17015.060-2015, пр. Д. |
| Механические примеси, % масс. | - \* | ГОСТ 6370-2018 |

\* - объем обезвоженной нефти недостаточен для выполнения полного комплекса испытаний

Таблица 10 - Физико-химические свойства дегазированной нефти ОАО «Янгпур», Осеннего месторождения, скважина № 124s2, залежь Ю-1

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Параметры | Дата отбора 08.02.2022 | ТНПА на метод испытания |
| Плотность при 20оС, г/см3 | 0,8142 | ASTM D 5002-19 |
| Вязкость кинематическая, мм2/с |  |  |
| при 20оС | 3,580 | ASTM D 445-19а |
| при 50оС | 1,824 | ASTM D 445-19а |
| Температура застывания, оС | +4 | ASTM D 5853-17а |
| Содержание, %масс. |  |  |
| - серы | 0,171 | ASTM D 4294-16е1 |
| - асфальтенов | - \* | ASTM D 3279-19 |
| - смол силикагелевых | - \* | СТП 09100.17015.089-2020,пр.Л |
| - парафина | - \* | ГОСТ 11851-2018, метод А |
| Температура застывания парафина, оС | - \* | ГОСТ 11851-2018, метод Б |
| Фракционный состав нефти, % объемные | \* | ГОСТ 2177-99, метод Б |
| Температура, оС |  |  |
| Н.К. | - |  |
| 100 | - |  |
| 120 | - |  |
| 150 | - |  |
| 160 | - |  |
| 180 | - |  |
| 190 | - |  |
| 200 | - |  |
| 220 | - |  |
| 240 | - |  |
| 260 | - |  |
| 280 | - |  |
| 300 | - |  |
| 350 | - |  |
| Общий выход фр. до 350оС,% об. | - |  |
| Остаток и потери , % об. | - |  |
| Содержание воды, % об. | 84,1 | СТП 09100.17015.060-2015, пр. Д. |
| Механические примеси, % масс. | - \* | ГОСТ 6370-2018 |

\* - объем обезвоженной нефти недостаточен для выполнения полного комплекса испытаний

Таблица 11 - Физико-химические свойства дегазированной нефти ОАО «Янгпур», Осеннего месторождения, скважина № 125g, залежь Ю-1

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Параметры | Дата отбора 08.02.2022 | ТНПА на метод испытания |
| Плотность при 20оС, г/см3 | 0,8188 | ASTM D 5002-19 |
| Вязкость кинематическая, мм2/с |  |  |
| при 20оС | 3,554 | ASTM D 445-19а |
| при 50оС | 1,998 | ASTM D 445-19а |
| Температура застывания, оС | +4 | ASTM D 5853-17а |
| Содержание, %масс. |  |  |
| - серы | 0,203 | ASTM D 4294-16е1 |
| - асфальтенов | 0,11 | ASTM D 3279-19 |
| - смол силикагелевых | 1,99 | СТП 09100.17015.089-2020,пр.Л |
| - парафина | 5,1 | ГОСТ 11851-2018, метод А |
| Температура застывания парафина, оС | 51 | ГОСТ 11851-2018, метод Б |
| Фракционный состав нефти, % объемные |  | ГОСТ 2177-99, метод Б |
| Температура, оС |  |  |
| Н.К. | 69 |  |
| 100 | 3,0 |  |
| 120 | 7,5 |  |
| 150 | 20,5 |  |
| 160 | 24,0 |  |
| 180 | 29,0 |  |
| 190 | 31,0 |  |
| 200 | 35,0 |  |
| 220 | 41,0 |  |
| 240 | 46,5 |  |
| 260 | 52,5 |  |
| 280 | 57,5 |  |
| 300 | 62,0 |  |
| 350 | 74,0 |  |
| Общий выход фр. до 350оС,% об. | 74,0 |  |
| Остаток и потери , % об. | 26,0 |  |
| Содержание воды, % об. | 89,5 | СТП 09100.17015.060-2015, пр. Д. |
| Механические примеси, % масс. | 0,03 | ГОСТ 6370-2018 |

Таблица 12 - Физико-химические свойства дегазированной нефти ОАО «Янгпур», Осеннего месторождения, скважина № 820s2, залежь БП 12

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Параметры | Дата отбора 08.02.2022 | ТНПА на метод испытания |
| Плотность при 20оС, г/см3 | 0,8583 | ASTM D 5002-19 |
| Вязкость кинематическая, мм2/с |  |  |
| при 20оС | 27,64 | ASTM D 445-19а |
| при 50оС | 4,660 | ASTM D 445-19а |
| Температура застывания, оС | +13 | ASTM D 5853-17а |
| Содержание, %масс. |  |  |
| - серы | 0,306 | ASTM D 4294-16е1 |
| - асфальтенов | 0,06 | ASTM D 3279-19 |
| - смол силикагелевых | 2,83 | СТП 09100.17015.089-2020,пр.Л |
| - парафина | 6,3 | ГОСТ 11851-2018, метод А |
| Температура застывания парафина, оС | 54 | ГОСТ 11851-2018, метод Б |
| Фракционный состав нефти, % объемные |  | ГОСТ 2177-99, метод Б |
| Температура, оС |  |  |
| Н.К. | 82 |  |
| 100 | 1,5 |  |
| 120 | 2,5 |  |
| 150 | 5,0 |  |
| 160 | 6,5 |  |
| 180 | 12,0 |  |
| 190 | 13,5 |  |
| 200 | 16,0 |  |
| 220 | 21,0 |  |
| 240 | 27,5 |  |
| 260 | 34,5 |  |
| 280 | 39,5 |  |
| 300 | 43,5 |  |
| 350 | 57,5 |  |
| Общий выход фр. до 350оС,% об. | 57,5 |  |
| Остаток и потери , % об. | 42,5 |  |
| Содержание воды, % об. | 69,8 | СТП 09100.17015.060-2015, пр. Д. |
| Механические примеси, % масс. | 0,03 | ГОСТ 6370-2018 |

Ниже представлена краткая физико-химическая характеристика дегазированной нефти по каждой залежи, основанная на результатах настоящего исследования.

*Осеннее месторождение, БП 12.* Дегазированная нефть в соответствии с ГОСТ 31378-2009 [4], является легкой и относится к типу 1 (плотность – 847,1 кг/м3), малосернистой (содержит 0,289 % массовых серы), по данному параметру относится к классу 1. Нефть является высокопарафиновой (содержание парафина составляет 6,3 % массовых), малосмолистой (среднее содержание асфальто-смолистых веществ 2,66 % массовых). Объемная доля фракций, выкипающих в диапазоне от температуры начала кипения до 100оС, составляет 4,4 %, от температуры начала кипения до 200оС – 22,0 %, от температуры начала кипения до 300оС – 47,0 %. По результатам исследованных ранее проб дегазированной нефти для залежи БП12 Осеннего месторождения приняты следующие физико-химические свойства (диапазоны значений), согласно отчёта «Оперативный подсчёт запасов нефти и растворённого газа Осеннего месторождения нефти»:

- плотность при 20оС 826,7 - 844,8 кг/м3;

- кинематическая вязкость при 20оС 3,74-7,33 мм2/с;

- кинематическая вязкость при 50оС 1,91-3,33 мм2/с;

- содержание асфальто-смолистых веществ 4,22-9,86 % масс.;

- содержание парафина 6,64-8,70 % масс.;

- содержание серы 0,20-0,31% масс.;

- выход лёгких фракций, выкипающих до 300оС 46,0-48,2 % об.

Сравнивая результаты проведенных испытаний с физико-химическими свойствами, принятыми по залежи БП12 Осеннего месторождения, отмечено следующее:

- плотность нефти по скважине 820s2 (858,3 кг/м3) значительно превышает верхнюю границу диапазона значений, принятых по залежи БП12. По информации из базы данных Oraview наблюдается утяжеление добываемой из скв. 820s2 нефти (с 823 кг/м3 после начала эксплуатации пласта БП12 и до 870 кг/м3 в настоящее время), при постоянном росте обводнённости продукции. Столь существенное изменение плотности может быть связано с добычей окисленной нефти вблизи ВНК, неоднородным геологическим строением залежи (подключением в процессе разработки пропластков с различными физико-химическими свойствами), либо с возможным переходом легких углеводородов в водную или газовую фазу. Для проверки предположения о возможном окислении нефти вблизи ВНК проведено определение кислотного числа дегазированной нефти из скв. 820s2. Определение выполнено согласно ASTM D664 «Стандартный метод определения кислотного числа нефтепродуктов потенциометрическим титрованием» [13] с использованием Аutomatic titrator GT-200 (Мitsubishi Сhemical Аnalytech, Japan). Кислотное число протестированного образца составляет 0,05 мгКОН/г. Согласно существующей классификации, сырая нефть с кислотным числом ˃0,5 мгКОН/г относится к категории высококислотной [[James G. Speight. Handbook of Petroleum Analysis // John Wiley&Sons, Inc., 2001] [14], полученный результат (0,05 мгКОН/г) не позволяет отнести протестированный образец дегазированной нефти к данной категории, что противоречит предположению об окислении нефти, контактирующей с ВНК. Невысокое суммарное содержание асфальто-смолистых веществ также не подтверждает данное предположение. Таким образом, вероятными причинами роста плотности нефти, добываемой из скв 820s2 остаются неоднородное строение залежи (наличие пропластков, насыщенных нефтью с разным содержанием высокомолекулярных соединений (смол, асфальтенов, парафинов)), либо частичный переход легких углеводородов в водную фазу, а также в газовую шапку, образовавшуюся в процессе дегазации при снижении пластового давления ниже давления насыщения. Считаем необходимым увеличить верхнюю границу диапазона принятых по залежи значений до 858,3 кг/м3.

- результаты определения кинематической вязкости при 20оС находятся значительно выше принятого диапазона (6,90 - 27,64 мм2/с). Диапазон полученных значений вязкости при 50оС (3,05 - 4,66 мм2/с) также несколько выше принятого по данной залежи. Считаем необходимым увеличить верхнюю границу принятого диапазона кинематической вязкости до 27,64 мм2/с при 20оС и до 4,66 мм2/с при 50оС с учетом результатов настоящего исследования.

- результаты определения асфальто-смолистых веществ (2,42 % масс. и 2,89 % масс.) позволяют скорректировать в сторону уменьшения нижнюю границу принятого по залежи диапазона значений.

- массовое содержание парафина совпадает по скв. 122 и 820s2 (6,30% масс.), полученный результат незначительно снижает нижнюю границу принятого по залежи диапазона.

- массовое содержание серы по результатам испытаний (0,278 - 0,306 % масс.) входит в диапазон принятых по залежи значений.

- по результатам определения фракционного состава нефти из скв. 122 и 820s2, объемный выход легких фракций, выкипающих до 300оС (43,5 и 50,4 % объёмн.) несколько выше полученных ранее результатов, что незначительно увеличивает верхнюю границу принятого диапазона.

*Осеннее месторождение, Ю1.* Дегазированная нефть в соответствии с ГОСТ 31378-2009 [4], является особо легкой и относится к типу 0 (плотность – 817,9 кг/м3), малосернистой (содержит 0,186 % массовых серы), по данному параметру относится к классу 1. Нефть является парафиновой (содержание парафина составляет 5,1 % массовых), малосмолистой (среднее содержание асфальто-смолистых веществ 2,10 % массовых). Объемная доля фракций, выкипающих в диапазоне от температуры начала кипения до 100оС, составляет 3,0 %, от температуры начала кипения до 200оС – 35,0 %, от температуры начала кипения до 300оС – 62,0 %.

По результатам исследованных ранее проб дегазированной нефти для залежи Ю1 Осеннего месторождения приняты следующие физико-химические свойства (диапазоны значений), согласно отчёта «Оперативный подсчёт запасов нефти и растворённого газа Осеннего месторождения нефти»:

- плотность при 20оС 772,2 - 810,5 кг/м3;

- кинематическая вязкость при 20оС 1,07-3,55 мм2/с;

- кинематическая вязкость при 50оС 0,71-1,40 мм2/с;

- содержание асфальто-смолистых веществ 0,61-5,29 % масс.;

- содержание парафина 3,29-6,33 % масс.;

- содержание серы 0,13-0,21% масс.;

- выход лёгких фракций, выкипающих до 300оС 65,0-76,0 % об.

Сопоставляя результаты проведенных испытаний с физико-химическими свойствами, принятыми по залежи Ю1 Осеннего месторождения установлено, что:

- плотность нефти горизонта Ю1 Осеннего месторождения составляет 818,9 кг/м3, что незначительно превышает верхний предел диапазона значений, принятых по залежи Ю1. Полученный результат дополняет принятый диапазон значений.

- полученные значения кинематической вязкости при 20оС (3,58 мм2/с и 3,55 мм2/с) находятся в пределах принятого по залежи диапазона. Полученная величина кинематической вязкости нефти при 50оС (1,82 мм2/с и 1,91 мм2/с) несколько выше принятого по данной залежи диапазона. Считаем необходимым увеличить верхнюю границу принятого диапазона кинематической вязкости до 1,91 мм2/с при 50оС с учётом результатов настоящего исследования.

- результат определения асфальто-смолистых веществ по пробе из скв.125g (2,1 % масс.) находится в принятом по залежи диапазоне значений.

- величина массового содержания парафина по пробе из скв.125g (5,1 % масс.). входит в диапазон значений по пробам, исследованным ранее.

- результаты определения массового содержания серы (0,171 - 0,203 % масс.) входят в диапазон свойств по пробам, изученным ранее.

- по результатам определения фракционного состава объёмный выход светлых фракций, выкипающих до 300оС (62,0 % объёмн.), незначительно снижает нижнюю границу принятого диапазона значений.

Таблица 13 - Физико-химические свойства протестированных проб дегазированной нефти

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Сква-жина | Месторож-дение | Залежь | Плот-ность  при 20oС, г/см3 | Вязкость кинематическая, мм2/с | | Температура застывания, оС | | Массовое содержание, % | | | | | t начала  кипе-ния, oС | Объёмный выход фракций, % | | | | | | Объёмное содержание  воды,  % |
| 20оС | 50оС | нефти | парафина | серы | асфальтенов | смол силикагелевых | пара-фина | мех. прим. | 100оС | 150оС | 200оС | 260оС | 300оС | 350 оС |
| 121 | ОАО «Янгпур»  Осеннее | БП 12 | 0,8435 | 17,92 | 4,038 | + 13 | - | 0,282 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 80,5 |
| 122 | ОАО «Янгпур»  Осеннее | БП 12 | 0,8395 | 6,899 | 3,050 | + 7 | 57 | 0,278 | 0,10 | 2,32 | 6,3 | 0,02 | 47,9 | 7,2 | 16,9 | 28,0 | 40,9 | 50,4 | 63,1 | 57,9 |
| 820s2 | ОАО «Янгпур»  Осеннее | БП 12 | 0,8583 | 27,64 | 4,660 | + 13 | 54 | 0,306 | 0,06 | 2,83 | 6,3 | 0,03 | 82,0 | 1,5 | 5,0 | 16,0 | 34,5 | 43,5 | 57,5 | 69,8 |
| 123s3 | ОАО «Янгпур»  Осеннее | Ю-1 | 0,8208 | - | - | - | - | 0,185 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 96,3 |
| 124s2 | ОАО «Янгпур»  Осеннее | Ю-1 | 0,8142 | 3,580 | 1,824 | + 4 | - | 0,171 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 84,1 |
| 125g | ОАО «Янгпур»  Осеннее | Ю-1 | 0,8188 | 3,554 | 1,998 | + 4 | 51 | 0,203 | 0,11 | 1,99 | 5,1 | 0,03 | 69,0 | 3,0 | 20,5 | 35,0 | 52,5 | 62,0 | 74,0 | 89,5 |

Таблица 14 - Физико-химическая характеристика дегазированной нефти по горизонтам

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Месторождение | Залежь | Плот-ность при 20оС | Вязкость кинематическая, мм2/с | | Температура застывания, оС | | Массовое содержание, % | | | | | t начала кипения, оС | Объёмный выход фракций, % | | |
| 20оС | 50оС | нефти | парафина | серы | асфаль-тенов | смол силика-гелевых | парафи-на | мех. прим. | 100оС | 200оС | 300оС |
|
| ОАО «Янгпур»  Осеннее | БП 12 | 0,8471 | 17,49 | 3,92 | 11 | 56 | 0,289 | 0,08 | 2,58 | 6,3 | 0,03 | 65,0 | 4,4 | 22,0 | 47,0 |
| ОАО «Янгпур»  Осеннее | Ю-1 | 0,8179 | 3,57 | 1,91 | 4 | 51 | 0,186 | 0,11 | 1,99 | 5,1 | 0,03 | 69,0 | 3,0 | 35,0 | 62,0 |

Выводы:

На основании полученных результатов выполнена классификация нефтей по основным физико-химическим параметрам. Отмечено, что в целом нефти, добываемые на месторождениях ОАО НК Янгпур характеризуются схожими основными физико-химическими свойствами.

По итогам сравнительного анализа результатов исследования поступивших проб нефти, добываемой на скважинах Осеннего месторождений с результатами ранее исследованных представительных проб (отчеты по подсчету запасов, проектные документы) установлены значительные расхождения полученных данных и принятых значений по залежи БП12 Осеннего месторождения; по залежам Ю1 Осеннего отмечены незначительные несоответствия новых данных принятым диапазонам, а именно:

- по залежи БП12 Осеннего месторождения: значительное отличие по кинематической вязкости, содержанию асфальто-смолистых веществ, плотности (скв. 820s2); незначительные корректировки границ принятых диапазонов по содержанию парафина и выходу легких фракций до 300оС; соответствие принятому диапазону по содержанию серы.

- по залежи Ю1 Осеннего месторождения: незначительные корректировки принятых диапазонов по плотности, кинематической вязкости, фракционному составу; соответствие принятым диапазонам по содержанию асфальтосмолистых веществ, парафинов, серы.

Следует отметить, что большая часть нефти, добываемой на месторождениях ОАО НК Янгпур, характеризуется невысокими значениями плотности и вязкости, что является существенным положительным фактором в процессе добычи и транспортировки скважинной продукции. Высокие технологические параметры и ценность данной нефти в качестве сырья для переработки обусловлены низким содержанием серы и парафина, повышенным содержанием легких фракций. В среднем невысокое содержание асфальто-смолистых веществ в добываемых нефтях также является положительным фактором, т.к. процесс переработки не требует значительных затрат на переработку вторичными методами.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ASTM D 4007 «Стандартный метод определения содержания воды и осадка в сырой нефти методом центрифугирования (лабораторная методика)».
2. СТП 09100.17015.060-2015 Порядок выполнения работ по определению дебита скважин добывающего фонда НГДУ «Речицанефть» РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»; Введ. с
3. ASTM D5002 «Стандартный метод определения плотности и относительной плотности сырой нефти с помощью цифрового анализатора плотности».
4. ГОСТ 31378-2009 Межгосударственный стандарт. Нефть. Общие технические условия; Введ. 01.01.2012. – Минск.: Госстандарт республики Беларусь, 2012. – 8 с.
5. ASTM D445 «Метод определения кинематической вязкости прозрачных и непрозрачных жидкостей (расчёт динамической вязкости)».
6. ASTM D5853 «Стандартный метод определения температуры застывания сырой нефти».
7. ASTM D4294 «Стандартный метод определения серы в нефти и нефтепродуктах методом рентгенофлуоресцентной спектрометрии на основе энергии дисперсионного взаимодействия».
8. ASTM D3279 «Standard Test Method for n-Heptane Insolubles».
9. ГОСТ 11851-2018 Межгосударственный стандарт. Нефть. Метод определения парафина; Введ. 01.12.2021. – Москва.: Стандартинформ, 2018. – 16 с.
10. ГОСТ 6370-2018 Межгосударственный стандарт. Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей; Введ. 01.12.2021. – Москва.: Стандартинформ, 2019. – 8 с.
11. ГОСТ 2177-99, метод Б. Межгосударственный стандарт. Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава; Введ. 01.01.2001. – Москва.: Российский институт стандартизации, 2021. – 8 с.
12. ТКП 17.04.29.2011 Правила применения классификации запасов, перспективных и прогнозных ресурсов углеводородов. «БЕЛГЕО» Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь. – Минск. – 2011. – 14 с.
13. ASTM D664 «Стандартный метод определения кислотного числа нефтепродуктов потенциометрическим титрованием».
14. James G. Speight. Handbook of Petroleum Analysis // John Wiley&Sons, Inc., 2001.
15. James G. Speight. High Acid Crudes // Elsevier Science. 2014.

II КОМПОНЕНТНО-ФРАКЦИОННЫЙ СОСТАВ ДЕГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ И УГЛЕВОДОРОДНЫХ КОНДЕНСАТОВ

На основании сравнительного анализа полученных диаграмм можно отметить следующее:

- диаграммы нефтей из разных горизонтов Осеннего месторождения (скважины 122, 820s2 (БП) и 125g (Ю1)) практически идентичны, наиболее вероятной причиной этого является вертикальная флюидосообщаемость горизонтов БП и Ю1, а заметное различие физико-химических свойств вероятно обусловлено различным содержанием высокомолекулярных компонентов (смол, асфальтенов и парафинов) (рисунок 2).

|  |
| --- |
|  |
| Рисунок 2 - Диаграммы нефти из скв. 122, 125, 820 Осеннего месторождения |

Таблица - Компонентный состав нефти из скв. 820 Осеннего месторождения

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Компоненты | масс. % | Компоненты | масс. % |
| Propan | 0,000 | 1-Ethyl-4-methylbenzol | 0,111 |
| i-Butan | 0,002 | 1,3,5-Trimethylbenzol | 0,270 |
| Butan | 0,008 | 5-methylnonane | 0,218 |
| i-pentan | 0,035 | 1,2-methylethylbenzen | 0,158 |
| Pentan | 0,063 | 1,2,4-Trimethylbenzol | 0,568 |
| 2.2-dimetilbutan | 0,002 | n-Decan | 1,182 |
| 2.3-dimetilbutan | 0,029 | \*+C11 | 1,597 |
| 2-metilpentan | 0,081 | 1,2,3-Trimethylbenzol | 0,287 |
| 3-metilpentan | 0,057 | 2,3-Digidroinden | 0,366 |
| n-Hexan | 0,189 | 1,3-Diethylbenzol | 0,264 |
| Hexen-2 | 0,004 | 1-Methyl-3-propilbenzol | 0,131 |
| methylcyclopentan | 0,192 | 1-Methyl-4-propilbenzol | 0,206 |
| 2.4-dimetilpentan | 0,002 | 1,2-Diethylbenzol | 0,050 |
| Benzol | 0,030 | 1-Methyl-2-propylbenzol | 0,115 |
| 1-Methylcyclopentene | 0,004 | 1,4-Dimethyl-2-ethylbenzol | 0,152 |
| Cyclohexan | 0,221 | 1,3-Dimethyl-4-ethylbenzol | 0,188 |
| 2-metilhexan | 0,110 | 1,2-Dimethyl-4-ethylbenzol | 0,118 |
| 2.3-dimetilpentan | 0,034 | 1,3-Dimethyl-2-ethylbenzol | 0,175 |
| 3-metilhexan | 0,149 | n-Undecan | 1,215 |
| trans-cis-1.3-dimetilcyclopentan | 0,072 | 1,2-Dimethyl-3-ethylbenzol | 0,065 |
| trans-1,2-Dimethylcyclopentan | 0,080 | \*+C12 | 2,419 |
| 3-Ethylpentan | 0,137 | 1,2,4,5-tetramethylbenzen | 0,131 |
| n-Heptan | 0,413 | 1,2,3,5-tetramethylbenzen | 0,152 |
| Metilcyclohexan | 1,062 | 1-Ethyl-2-Propylbenzol | 0,163 |
| 2,4-dimethylhexane | 0,133 | 1-Methyl-3-Buthylbenzol | 0,152 |
| 3,3-dimethylhexane | 0,065 | 1,2,3,4-tetramethylbenzen | 0,319 |
| 2,3,4-trimethylpentane | 0,078 | naphthalene | 0,290 |
| Toluen | 0,374 | n-C12 | 1,162 |
| C8-parafine | 0,029 | \*+C13 | 5,530 |
| C8-olefine | 0,021 | \*+C14 | 5,172 |
| C8-olefine | 0,283 | \*+C15 | 5,118 |
| 2,3-dimethylhexane | 0,015 | \*+C16 | 4,679 |
| C8-parafine | 0,169 | \*+C17 | 4,452 |
| 2-methylheptane | 0,556 | \*+C18 | 4,855 |
| 3-methylheptane+3-ethylhexane | 0,038 | \*+C19 | 4,209 |
| C8-cycloolefine | 0,048 | \*+C20 | 3,967 |
| C8-cycloolefine | 0,155 | \*+C21 | 3,710 |
| 1,4-dimethylcyclohexane | 0,854 | \*+C22 | 3,985 |
| n-Octan | 0,131 | \*+C23 | 3,687 |
| \*+C9 | 2,641 | \*+C24 | 3,585 |
| ethylbenzene | 0,233 | \*+C25 | 3,527 |
| 1,4-dimethylbenzene(Paraxilol+Metaxilol) | 0,318 | \*+C26 | 3,506 |
| Ortoxilol | 0,427 | \*+C27 | 3,481 |
| n-Nonan | 0,903 | \*+C28 | 3,138 |
| \*+C10 | 2,253 | \*+C29 | 3,296 |
| 3,3-Dimethyloctan | 0,312 | \*+C30 | 3,239 |
| 1-Ethyl-3-methylbenzol | 0,278 | \*+C31 | 1,352 |

\*) - компонеты с температурой кипения ниже соответствующего нормального алкана

Таблица - Компонентный состав нефти из скв. 125 Осеннего месторождения

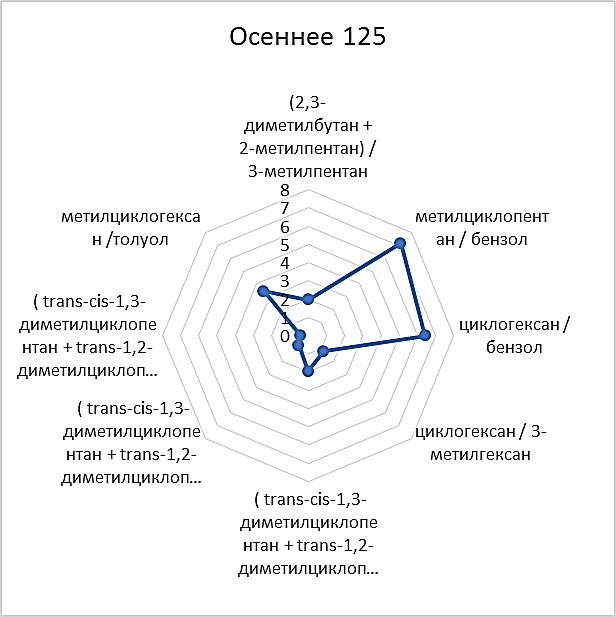
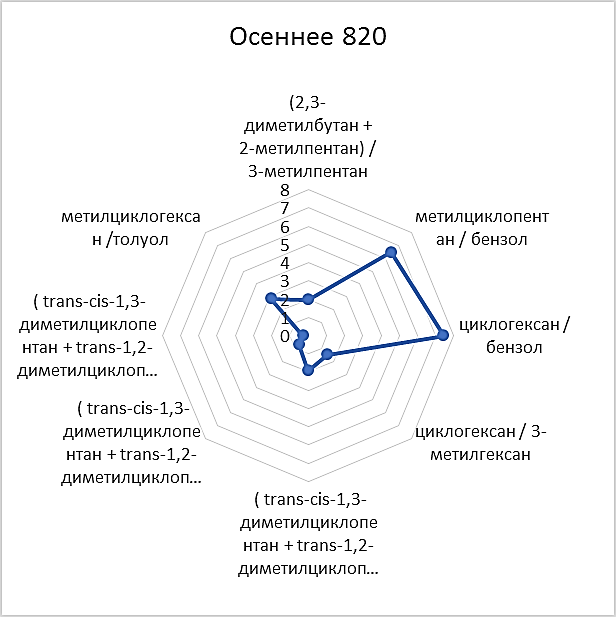
|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Компоненты | масс. % | Компоненты | масс. % |
| i-Butan | 0,000 | 1,3,5-Trimethylbenzol | 0,251 |
| Butan | 0,005 | 5-methylnonane | 0,350 |
| i-pentan | 0,091 | 1,2-methylethylbenzen | 0,212 |
| Pentan | 0,189 | 1,2,4-Trimethylbenzol | 0,620 |
| 2.2-dimetilbutan | 0,006 | n-Decan | 1,676 |
| 2.3-dimetilbutan | 0,099 | 1,2,3-Trimethylbenzol | 0,376 |
| 2-metilpentan | 0,317 | \*+C11 | 1,967 |
| 3-metilpentan | 0,211 | 2,3-Digidroinden | 0,515 |
| n-Hexan | 0,702 | 1,3-Diethylbenzol | 0,325 |
| Hexen-2 | 0,009 | 1-Methyl-3-propilbenzol | 0,288 |
| methylcyclopentan | 0,646 | 1-Methyl-4-propilbenzol | 0,090 |
| 2.4-dimetilpentan | 0,005 | 1,2-Diethylbenzol | 0,067 |
| Benzol | 0,090 | 1-Methyl-2-propylbenzol | 0,149 |
| 3.3-dimetilpentan | 0,009 | 1,4-Dimethyl-2-ethylbenzol | 0,196 |
| Cyclohexan | 0,579 | 1,3-Dimethyl-4-ethylbenzol | 0,211 |
| 2-metilhexan | 0,371 | 1,2-Dimethyl-4-ethylbenzol | 0,139 |
| 2.3-dimetilpentan | 0,112 | 1,3-Dimethyl-2-ethylbenzol | 0,159 |
| 3-metilhexan | 0,481 | n-Undecan | 1,510 |
| trans-cis-1.3-dimetilcyclopentan | 0,235 | 1,2-Dimethyl-3-ethylbenzol | 0,069 |
| trans-1,2-Dimethylcyclopentan | 0,258 | \*+C12 | 2,879 |
| 3-Ethylpentan | 0,450 | 1,2,4,5-tetramethylbenzen | 0,151 |
| n-Heptan | 1,276 | 1,2,3,5-tetramethylbenzen | 0,165 |
| Metilcyclohexan | 2,379 | 1-Ethyl-2-Propylbenzol | 0,158 |
| 2,4-dimethylhexane | 0,390 | 1-Methyl-3-Buthylbenzol | 0,164 |
| 3,3-dimethylhexane | 0,183 | 1,2,3,4-tetramethylbenzen | 0,121 |
| 2,3,4-trimethylpentane | 0,240 | naphthalene | 0,300 |
| Toluen | 0,691 | n-C12 | 1,319 |
| C8-parafine | 0,074 | \*+C13 | 5,532 |
| C8-olefine | 0,054 | \*+C14 | 4,794 |
| C8-olefine | 0,750 | \*+C15 | 4,500 |
| 2,3-dimethylhexane | 0,038 | \*+C16 | 3,907 |
| C8-parafine | 0,417 | \*+C17 | 3,633 |
| 2-methylheptane | 1,023 | \*+C18 | 3,866 |
| 3-methylheptane+3-ethylhexane | 0,067 | \*+C19 | 3,197 |
| C8-cycloolefine | 0,127 | \*+C20 | 2,937 |
| C8-cycloolefine | 0,408 | \*+C21 | 2,823 |
| 1,4-dimethylcyclohexane | 1,829 | \*+C22 | 2,770 |
| n-Octan | 0,231 | \*+C23 | 2,634 |
| \*+C9 | 4,381 | \*+C24 | 2,559 |
| ethylbenzene | 0,417 | \*+C25 | 2,495 |
| 1,4-dimethylbenzene(Paraxilol+Metaxilol) | 0,627 | \*+C26 | 2,496 |
| Ortoxilol | 0,441 | \*+C27 | 2,501 |
| n-Nonan | 1,645 | \*+C28 | 2,239 |
| \*+C10 | 3,532 | \*+C29 | 2,373 |
| 3,3-Dimethyloctan | 0,480 | \*+C30 | 2,311 |
| 1-Ethyl-3-methylbenzol | 0,307 | \*+C31 | 1,005 |
| 1-Ethyl-4-methylbenzol | 0,129 |  |  |

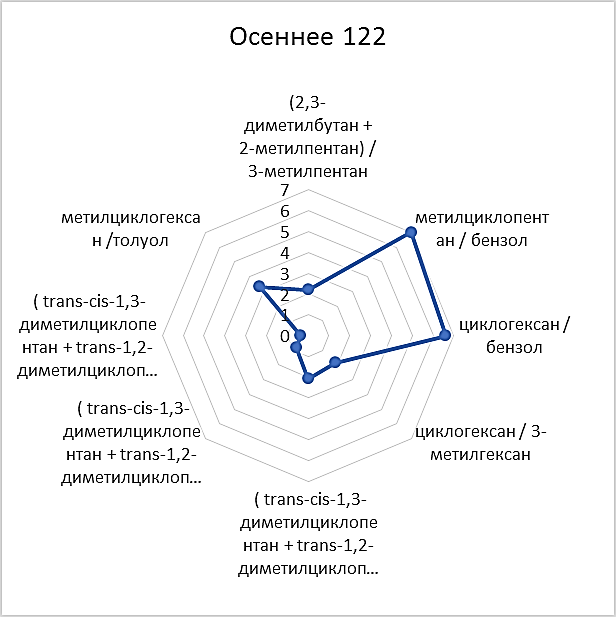
\*) - компонеты с температурой кипения ниже соответствующего нормального алкана

Таблица - Компонентный состав нефти из скв. 122 Осеннего месторождения

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Компоненты | масс. % | Компоненты | масс. % |
| Etan | 0,001 | 1-Ethyl-3-methylbenzol | 0,293 |
| Propan | 0,075 | 1-Ethyl-4-methylbenzol | 0,118 |
| i-Butan | 0,133 | 1,3,5-Trimethylbenzol | 0,275 |
| Butan | 0,411 | 5-methylnonane | 0,232 |
| i-pentan | 0,532 | 1,2-methylethylbenzen | 0,168 |
| Pentan | 0,729 | 1,2,4-Trimethylbenzol | 0,571 |
| 2.2-dimetilbutan | 0,018 | n-Decan | 1,185 |
| 2.3-dimetilbutan | 0,187 | \*+C11 | 1,580 |
| 2-metilpentan | 0,507 | 1,2,3-Trimethylbenzol | 0,286 |
| 3-metilpentan | 0,316 | 2,3-Digidroinden | 0,369 |
| n-Hexan | 0,929 | 1,3-Diethylbenzol | 0,261 |
| Hexen-2 | 0,012 | 1-Methyl-3-propilbenzol | 0,135 |
| methylcyclopentan | 0,814 | 1-Methyl-4-propilbenzol | 0,061 |
| 2.4-dimetilpentan | 0,016 | 1,2-Diethylbenzol | 0,050 |
| Benzol | 0,116 | 1-Methyl-2-propylbenzol | 0,112 |
| 3.3-dimetilpentan | 0,014 | 1,4-Dimethyl-2-ethylbenzol | 0,148 |
| Cyclohexan | 0,769 | 1,3-Dimethyl-4-ethylbenzol | 0,180 |
| 2-metilhexan | 0,353 | 1,2-Dimethyl-4-ethylbenzol | 0,114 |
| 2.3-dimetilpentan | 0,117 | 1,3-Dimethyl-2-ethylbenzol | 0,169 |
| C7-parafin | 0,053 | 1,2-Dimethyl-3-ethylbenzol | 0,112 |
| 3-metilhexan | 0,419 | n-Undecan | 1,138 |
| trans-cis-1.3-dimetilcyclopentan | 0,212 | \*+C12 | 2,385 |
| trans-1,2-Dimethylcyclopentan | 0,236 | 1,2,4,5-tetramethylbenzen | 0,084 |
| 3-Ethylpentan | 0,425 | 1,2,3,5-tetramethylbenzen | 0,124 |
| n-Heptan | 1,103 | 1-Ethyl-2-Propylbenzol | 0,152 |
| Metilcyclohexan | 2,503 | 1-Methyl-3-Buthylbenzol | 0,143 |
| 2,4-dimethylhexane | 0,314 | 1,2,3,4-tetramethylbenzen | 0,296 |
| 3,3-dimethylhexane | 0,142 | naphthalene | 0,268 |
| 2,3,4-trimethylpentane | 0,170 | n-C12 | 1,058 |
| Toluen | 0,759 | \*+C13 | 5,025 |
| C8-parafine | 0,057 | \*+C14 | 4,653 |
| C8-olefine | 0,041 | \*+C15 | 4,567 |
| C8-olefine | 0,539 | \*+C16 | 4,148 |
| 2,3-dimethylhexane | 0,029 | \*+C17 | 3,942 |
| C8-parafine | 0,309 | \*+C18 | 4,276 |
| 2-methylheptane | 0,956 | \*+C19 | 3,680 |
| 3-methylheptane+3-ethylhexane | 0,066 | \*+C20 | 3,439 |
| C8-cycloolefine | 0,085 | \*+C21 | 3,325 |
| C8-cycloolefine | 0,277 | \*+C22 | 3,115 |
| 1,4-dimethylcyclohexane | 1,375 | \*+C23 | 3,018 |
| n-Octan | 0,213 | \*+C24 | 2,902 |
| \*+C9 | 2,753 | \*+C25 | 2,807 |
| ethylbenzene | 0,328 | \*+C26 | 2,782 |
| 1,4-dimethylbenzene(Paraxilol+Metaxilol) | 1,203 | \*+C27 | 3,178 |
| Ortoxilol | 0,505 | \*+C28 | 1,964 |
| n-Nonan | 1,056 | \*+C29 | 2,522 |
| \*+C10 | 2,497 | \*+C30 | 2,508 |
| 3,3-Dimethyloctan | 0,348 | \*+C31 | 1,061 |

\*) - компонеты с температурой кипения ниже соответствующего нормального алкана





III ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПОПУТНО-ДОБЫВАЕМОЙ ВОДЫ

Таблица 1.1 - Результаты химического анализа попутной воды Осеннего месторождения (дата отбора 08.02.2022)

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Место отбора | Пласт | Плотность, г/см3 | Минерализация, г/дм3 | рН | Жесткость общая,  мг-экв/ дм3 | Содержание компонентов, мг/дм3 | | | | | | | | | CO2 раст. мг/л | H2S раст. мг/л |
| Cl- | HCO3- | SO42- | Ca2+ | Mg2+ | Na+К | Br- | J- | Fe общ. |
| Скв.121 | БП12 | 1,012 | 18,2 | 8,1 | 13,5 | 9928,8 | 1305,4 | 19,0 | 180,4 | 54,7 | 6650,8 | 81,2 | 0,0 | 4,1 | 2,6 | 3,7 |
| Скв.122 | БП12 | 1,010 | 17,9 | 8,2 | 12,0 | 9857,9 | 1171,2 | 6,3 | 170,3 | 42,5 | 6577,1 | 72,3 | 0,0 | 7,7 | 2,2 | 5,9 |
| Скв.820 | БП12 | 1,015 | 19,2 | 8,3 | 13,0 | 10496,2 | 1366,4 | 3,8 | 180,4 | 48,6 | 7043,3 | 66,3 | 0,0 | 2,2 | 2,2 | 5,0 |
| Скв. 123s3 | Ю1 | 1,034 | 44,5 | 8,0 | 62,5 | 26240,4 | 1049,0 | 8,9 | 901,8 | 212,6 | 15998,1 | 72,9 | 0,0 | 6,3 | 2,8 | 3,8 |
| Скв.125 | Ю1 | 1,030 | 39,7 | 8,0 | 95,0 | 23403,6 | 1054,0 | 8,9 | 1603,2 | 182,3 | 13412,5 | 72,9 | 0,0 | 6,3 | 2,4 | 4,2 |
| Скв. 124s2 | Ю1 | 1,032 | 43,3 | 7,8 | 60,0 | 25531,2 | 976,0 | 2,5 | 901,8 | 182,3 | 15573,1 | 119,0 | 0,0 | 12,5 | 2,2 | 3,5 |
| Крановый узел от куста №2 |  | 1,037 | 47,2 | 7,7 | 70,0 | 27729,7 | 1308,0 | 14,0 | 806,6 | 361,5 | 16883,2 | 78,0 | 0,0 | 18,3 | 9,2 | 0,6 |
| Вход УПСВ |  | 1,040 | 53,4 | 7,8 | 72,5 | 31630,3 | 1196,0 | окрашена\* | 1002,0 | 273,4 | 19286,6 | 0,0 | 0,0 | 15,5 | 4,4 | 3,4 |

Таблица 1.2 - Результаты химического анализа попутной воды скв. 125 месторождения Осеннее, Ю1 (дата отбора 08.02.2022) с расчетами насыщения основными минералами в пластовых условиях (Рпл.=30 МПа; t=80 0С)

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Плотность, г/см3 | Минерализация, г/дм3 | рН | Жесткость общая,  мг-экв/ дм3 | Содержание компонентов, мг/дм3; мг-экв/ дм3; %-экв. | | | | | | | | | раствори-мость  галита,  г/дм3 \* | раствори- мость ангидрита, г/дм3\* | степень насыще-ния карбонатом кальция, S \*\* |
| Cl- | HCO3- | SO42- | Ca2+ | Mg2+ | Na+К | Br- | J- | Fe общ. |
| 1,030 | 39,7 | 8,0 | 95,0 | 23403,6 | 1054,0 | 8,9 | 1603,2 | 182,3 | 13412,5 | 72,9 | 0,0 | 6,3 | 341,6 | 2,5 | **1,8** |
| 660,0 | 17,3 | 0,2 | 80,0 | 15,0 | 583,1 | 0,9 | 0,0 | 0,2 |
| 48,65 | 1,27 | 0,01 | 5,90 | 1,11 | 42,98 | 0,07 | 0,00 | 0,02 |

|  |
| --- |
| **\* - условные обозначения для результатов расчета по программе В.Н. Озябкина:** |
| при положительных значениях – растворимость минерала (галита, ангидрита), г/дм3  при отрицательных значениях – избыток соли в растворе, г/дм3 |
| **\*\* - условные обозначения для результатов расчета по программе карбонатного солеотложения Л.А. Абуковой:** |
| при S < 0 нет угрозы выпадения карбонатных солей; |
| при S = 0-0,5 вода приближается к равновесию с карбонатными минералами; |
| при S > 0,5 есть угроза выпадения карбонатных солей.  Таблица 1.3 - Гидрохимические показатели воды месторождения Осеннее скважины 125 (пласт Ю1)   |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | | Формула солевого  состава | Гидрохимические показатели | | | | | *rSO4\*100*  *rCl* | *rCa/ rMg* | *rNa/ rCl* | *rCa/ rCl* | | M39.7= Cl660\*HCO3 17.28/Na583.2 | 0,028 | 5,33 | 0,88 | 0,1212 |   *Примечание: r –* знак указывает на то, что содержание ионов берётся в эквивалентной форме (мг-экв.)  *М* – минерализация воды, г/дм3; в числителе псевдоформулы – содержание анионов и их значение в процент-эквивалентной форме; в знаменателе – содержание катионов в процент-эквивалентной форме. |