

Технология предварительного сброса, очистки пластовой воды и перекачки газожидкостной смеси на Тумутукском месторождении

Ф.Ф. Хамидуллина
аспирант¹
farida_far@mail.ru

Р.Ф. Хамидуллин
доктор технических наук, профессор²
xamidi@mail.ru

Р.Ф. Валиев
начальник производственного управления²
valiev@shoil.tatais.ru

¹Казанский Национальный Исследовательский Технологический Университет, факультет нефти и нефтехимии, кафедра Химической технологии переработки нефти и газа, Казань, Россия

²ОАО «Шешмаойл, Альметьевск, Россия

По существующей технологии добытая вместе с нефтью и попутным газом на Тумутукском месторождении пластовая вода направляется на Чеканскую УПН. После очистки пластовая вода используется в системе ППД для добычи нефти на Чеканском узле добычи нефти. В связи с этим собственная пластовая вода не могла быть использована для добычи нефти на Тумутукском месторождении. С целью решения этой проблемы разработана принципиально новая технология для предварительного сброса, очистки пластовой воды и перекачки газожидкостной смеси на Чеканскую УПН для сепарации, обезвоживания и обессоливания нефти до товарных кондиций. По разработанной технологии добытая пластовая вода после очистки используется непосредственно на самом Тумутукском месторождении для добычи нефти.

Материалы и методы

Технико-технологические расчеты конструктивных и гидродинамических параметров отстойника. Как источник информации использовались расчеты по Авт. свид. № 1736543, Бюл. № 20, 1992.

Ключевые слова

нефть, газожидкостная смесь, технология, сброс, очистка пластовой воды

1. О необходимости разработки технологии предварительного сброса, очистки пластовой воды и перекачки газожидкостной смеси на Тумутукском месторождении ООО «Татнефть-Геология»

На Тумутукском месторождении осуществляется добыча и сбор продукции скважин девонского горизонта в количестве 252251,5 м³/год, что составляет 691,1 м³/сут с содержанием пластовой воды 81,0 % масс. и газосодержанием 25,0 м³/т нефти. Используемые параметры девонской нефти были определены через несколько лет после определения параметров для исследования технологических потерь нефти.

По существующей технологии пластовая вода вместе с нефтью и попутным нефтяным газом из нефтесборной емкости 3 через буферную емкость 4 насосом 5 через расходомер 6 по трубопроводу направляется на Чеканскую установку подготовки нефти (УПН). После очистки от нефтепродуктов и механических примесей сточные воды используются в системе поддержания пластового давления (ППД) на Чеканском участке добычи нефти. Исследования и расчеты показали, что на объекте происходят существенные технологические потери нефти и газа.

Существующая технологическая схема сбора продукции скважин девонского горизонта на Тумутукском месторождении ООО «Татнефть-Геология» приведена на рисунке 1.

Существующая технология экономически и технологически невыгодна. Оказалось, что добытая пластовая вода не используется на самом Тумутукском месторождении в системе ППД для добычи нефти.

С целью эффективного решения этих проблем разработана новая технология предварительного сброса и очистки пластовой воды для использования добытой воды в системе ППД непосредственно на Тумутукском месторождении и перекачки нефти с остаточным содержанием воды вместе с газом (газожидкостная смесь) на Чеканскую УПН для сепарации, глубокого обезвоживания и обессоливания нефти; сокращения технологических потерь нефти и попутного девонского нефтяного газа.

2. Расчет внутреннего конструктивного устройства отстойника ОГХ-100 для предварительного сброса пластовой воды

Исходные данные:

1. Количество продукции скважин:
 $Q_{ж} = 252251,5 \text{ м}^3/\text{год} = 691,1 \text{ м}^3/\text{сут} = 28,8 \text{ м}^3/\text{ч} = 0,008 \text{ м}^3/\text{с}$.
2. Количество нефти:
 $Q_{н} = 131,3 \text{ м}^3/\text{сут} = 0,0152 \text{ м}^3/\text{с}$.
3. Обводненность продукции скважин — 81,0%.
4. Газосодержание продукции скважин — $G\Phi = 25 \text{ м}^3/\text{т}$.
5. Объем газа — 3282,5 м³/сут.
6. Давление на устье скважин — 19 атм.
7. Плотность обрабатываемой эмульсии — $\rho = 901,0 \text{ кг}/\text{м}^3$.
8. Кинематическая вязкость обрабатываемой эмульсии — 46,3 м²/с.

Расчеты внутреннего конструктивного устройства отстойника ОГХ-100 выполнено с использованием исходных данных, представленных ООО «Татнефть-Геология» и полученных в лабораторных условиях.

1. Определение объема отстойного аппарата ОГХ-100 для предварительного сброса пластовой воды. Время отстоя нефти принимается равным $\tau_{от} = 2$ часам, отсюда определяется минимальный объем отстойника:

$$V = Q_{ж} \cdot \tau_{от} = 28,8 \cdot 2 = 57,6 \text{ м}^3 \quad (1)$$

Можно принимать объем отстойника равным 63 м³ (ОГХ-63), 80 м³ (ОГХ-80), 100 м³ (ОГХ-100). В данном случае принимается объем отстойника равным 100 м³. Общая длина отстойника ОГХ-100 13000 мм, диаметр отстойника 3000 мм. Длина нефтеобезвоживающей секции отстойника — 10000 мм.

2. Скорость ввода газоводонефтяной эмульсии в отстойник через сопла принимается равной: $v_0 = 0,3 \text{ м}/\text{с}$.

3. Площадь сечения внутреннего диаметра трубы коллектора для ввода эмульсии определяется по формуле:

$$S_k = \frac{Q_{ж}}{v_0} = \frac{0,008}{0,3} = 0,027 \text{ м}^2 \quad (2)$$

4. Внутренний диаметр трубы горизонтального коллектора для ввода эмульсии определяется по формуле:

$$d_k = \sqrt{\frac{4 \cdot S_{колл}}{\pi \cdot v_0}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,027}{3,14 \cdot 0,3}} = 0,339 \text{ м} = 339 \text{ мм} \quad (3)$$

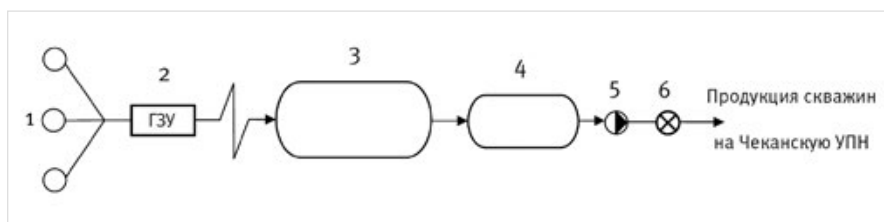


Рис. 1 — Существующая технологическая схема сбора продукции скважин девонского горизонта на Тумутукском месторождении ООО «Татнефть-Геология»: 1 — скважины; 2 — групповая замерная установка; 3 — нефтесборная емкость ($V = 200 \text{ м}^3$); 4 — буферная емкость ($V = 100 \text{ м}^3$); 5 — насос нефтяной; 6 — расходомер.

Внутренний диаметр коллектора принимается равным $d_k = 350$ мм.

5. Принимаются следующие размеры сопла:

- диаметр патрубка сопла, $d_c = 25$ мм = 0,025 м;
- длина горизонтального размера живого сечения сопла на выходе эмульсии, $L = 40$ мм = 0,04 м;
- высота вертикального размера живого сечения сопла на выходе эмульсии, $h = 15$ мм = 0,015 м.

6. Живое сечение сопла в форме эллипса на выходе эмульсии в объемную полость отстойника определяется по формуле:

$$S_c = \pi \cdot \frac{\ell \cdot h}{4} = 3,14 \cdot \frac{0,04 \cdot 0,015}{4} = 0,0005 \text{ м}^2 \quad (4)$$

7. Количество сопел определяется по формуле:

$$n_c = \frac{S_k}{S_c} = \frac{0,027}{0,0005} = 54 \text{ шт.} \quad (5)$$

С учетом коэффициента запаса на коррозию металла и возможность накопления осадков из продукции скважин на внутренней полости сопел, что может привести к уменьшению их проходного сечения, с целью сохранения их пропускной способности количество сопел принимается равным 60 шт.

В связи с этим пересчет следующих параметров внутреннего устройства отстойника ОГХ-100 выполняется по формулам (6–9).

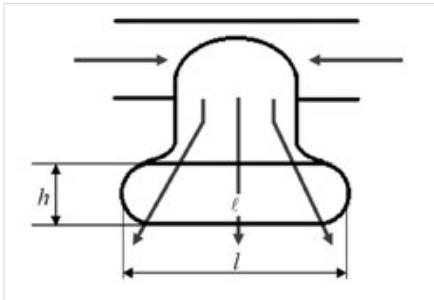


Рис. 2 — Конструктивная схема сопла на поперечном распределителе: l — длина живого сечения сопла на выходе эмульсии; h — высота живого сечения сопла на выходе эмульсии

8. Суммарное живое сечение сопел для ввода обрабатываемой эмульсии в отстойник определяется по формуле:

$$\Sigma S_c = S_c \cdot n_c = 0,0005 \cdot 60 = 0,03 \text{ м}^2 \quad (6)$$

На рисунке 2 приведена конструктивная схема сопла для скоростного ввода обрабатываемой эмульсии в отстойник.

9. Определение количества горизонтальных поперечных распределителей диаметром $d_p = 100$ мм = 0,1 м.

Сечение трубы распределителя определяется по формуле:

$$S_p = \frac{\pi d_p^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,1^2}{4} \approx 0,00785 \text{ м}^2 \quad (7)$$

Количество поперечных распределителей определяется по формуле:

$$n_p = \frac{S_k}{S_p} = \frac{0,027}{0,00785} \approx 4 \text{ шт.} \quad (8)$$

С учетом коэффициента запаса на коррозию металла и возможность накопления осадков из продукции скважин на внутренней полости сопел, что может привести к уменьшению их проходного сечения, с целью сохранения их пропускной способности количество поперечных распределителей принимается равным 6 шт.

10. На боковых образующих горизонтального коллектора для ввода обрабатываемой эмульсии установлены 6 параллельных рядов горизонтальных поперечных распределителей. На распределителе каждого ряда расположено 10 сопел.

На рисунке 3 приведена схема расположения горизонтальных поперечных распределителей и сопел.

11. Определение расстояния (X) между соседними распределителями при движении вводимой через сопла эмульсии с начальной скоростью (v_0) от первого распределителя и конечной скоростью (v_1) до следующего соседнего распределителя. Средняя скорость движения эмульсии в промежуточном слое равна:

$$v_{cp} = \frac{v_0 + v_1}{2} = \frac{0,3 + 0,05}{2} = \frac{0,35}{2} = 0,175 \text{ м/с.} \quad (9)$$

где v_1 — конечная скорость нефтяной эмульсии на расстоянии (X) после ввода обрабатываемой эмульсии через сопла, которая принимается равной 0,05 м/с.

Время движения обрабатываемой эмульсии от первого распределителя до следующего соседнего принимается равным $\tau = 10$ с. Расстояние (X) между соседними распределителями можно определить по формуле:

$$X = v_{cp} \cdot \tau \cdot \sqrt{\frac{Q_{ж} \cdot v^3}{\rho}} \quad (10)$$

где v_{cp} — средняя скорость движения эмульсии — 0,175 м/с,

τ — время движения обрабатываемой эмульсии от первого распределителя до следующего соседнего — 10 с;

$Q_{ж}$ — количество обрабатываемой эмульсии — 0,008 м³/с,

ρ — плотность обрабатываемой эмульсии — 901,0 кг/м³,

v — кинематическая вязкость обрабатываемой эмульсии — 46,3 м²/с.

$$X = 0,175 \cdot 10 \cdot \sqrt{\frac{0,008 \cdot 46,3^3}{901,0}} = 0,175 \cdot 10 \cdot 0,94 = 1,645 \text{ м} = 1645 \text{ мм}$$

Расстояние между распределителями (X) принимается равным 1645 мм с учетом внутренней конструкции отстойника. Таким образом, поперечные распределители с соплами на коллекторе ввода эмульсии монтируются горизонтально на обоих боковых образующих с расстоянием между ними — 1645 мм.

Разделение водонефтяной эмульсии в отстойнике на нефть и воду после ввода обрабатываемой эмульсии через сопла с высокой скоростью (0,3 м/с) происходит в зоне следующего поперечного распределителя с соплами при скорости в промежуточном слое ближе к нулю (0,05 м/с).

Схема траекторий движения нефти и дренажной воды в отстойнике приведена на рис. 4.

Разработанная методика расчета внутренних устройств горизонтальных отстойных аппаратов, снабженных вводным коллектором и поперечными горизонтальными распределителями с соплами для скоростного ввода обрабатываемой эмульсии в промежуточный слой, может быть с высокой достоверностью

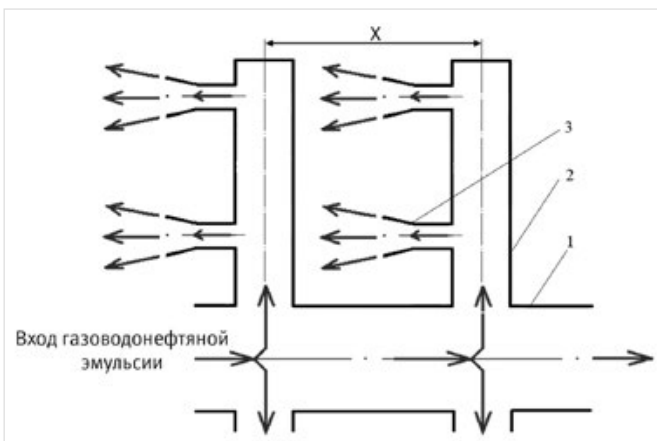


Рис. 3 — Поперечные горизонтальные распределители с соплами на вводном коллекторе: 1 — коллектор для ввода эмульсии; 2 — поперечные горизонтальные распределители; 3 — сопла.

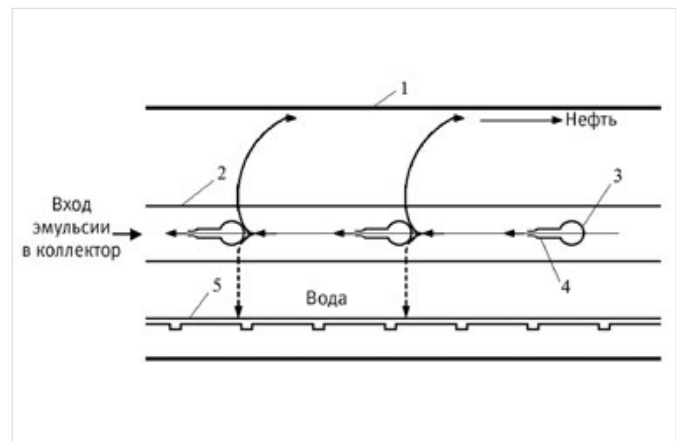


Рис. 4 — Схема траекторий движения нефти и дренажной воды в отстойнике: 1 — емкость; 2 — коллектор для ввода газовой эмульсии; 3 — поперечные горизонтальные распределители; 4 — сопла; 5 — коллектор вывода дренажной воды.

использована при изготовлении промышленных образцов отстойных аппаратов с рассмотренными конструктивными особенностями.

3. Принцип технологического режима работы отстойника ОГХ-100

Отстойник ОГХ-100 приведен на рис. 5.

Технологический процесс в отстойнике ОГХ-100 осуществляется следующим образом. Продукция скважин из системы сбора вместе с введенным реагентом-деэмульгатором РЭНТ в количестве 80–100 г/т нефти поступает в емкость 1 (рисунок V) через патрубок «А» и горизонтальный коллектор 2, изготовленный из трубы диаметром 350 мм и установленный в промежуточном эмульсионном слое выше уровня раздела фаз «нефть-вода» на 0,4 м до оси трубы коллектора или выше нижнего образующего емкости 1 на 1,1 м. В емкости 1 уровень раздела фаз «нефть-вода» поддерживается на высоте 0,7 м от нижнего образующего отстойника с целью отбора воды из отстойника с минимальным содержанием нефтепродуктов и механических примесей.

Схема движения обрабатываемой эмульсии в отстойнике ОГХ-100 приведена на рисунке 5.

Эмульсия из горизонтального коллектора 2 равномерно распределяется по объему и поступает в горизонтальные поперечные распределители 3, изготовленные из трубы диаметром 100 мм и расположенные по 6 штук на двух боковых образующих коллектора по длине на расстоянии 1645 мм друг от друга по осям. На каждом поперечном распределителе 3 установлены сопла по 10 шт. Сопла 4 изготовлены из трубы диаметром 25 мм и длиной 150 мм. Выходные концы сопел сплющены в

горизонтальной плоскостью, живые сечения которых имеют высоту 15 мм и длину 40 мм.

Эмульсия из поперечных распределителей 3 через расширенные в горизонтальной плоскости выходные концы сопел 4 примерно со скоростью 0,3 м/с подается в промежуточный эмульсионный слой. При этом весь объем промежуточного эмульсионного слоя по длине емкости 1 приводится в постоянное движение и происходит его интенсивное механическое возмущение за счет скоростного ввода обрабатываемой нефтяной эмульсии. В результате осуществляется дробление и разрушение вязких образований, разрушение бронирующих оболочек на глобулах воды, снижение вязкости и плотности промежуточного эмульсионного слоя, интенсивное слияние, укрупнение и оседание капель воды на дно емкости 1.

Введение обрабатываемой нефтяной эмульсии по всему сечению промежуточного слоя в противоположном направлении движению отбираемой нефти и воды способствует увеличению пути движения эмульсии в емкости 1, времени отстоя нефти и исключает возможность попадания нефти в водную зону, а воды в нефтяную зону. Нефтяная эмульсия после ввода через сопла 4 в промежуточный эмульсионный слой движется по длине емкости 1, далее разворачивается в обратном направлении и двигается к зонам отбора обезвоженной нефти и отделившейся от нефти воды. При движении эмульсия разделяется на нефть и воду. Предварительно обезвоженная нефть с остаточным содержанием воды вместе с газом, проходя через верхнее сегментное сечение емкости 1 и перегородки 7 и 8, отбирается из отстойника через устройство 5 и патрубок «Б». Отделившаяся от нефти вода,

проходя через нижнее сегментное сечение емкости 1 и перегородку 7, отбирается через коллектор 6 и патрубки «В» и «Д» и направляется в емкость для очистки от нефтепродуктов и механических примесей, а затем используется в системе ППД для добычи нефти.

Предварительно обезвоженная нефть из отстойника ОГХ-100 направляется на Чеканскую установку подготовки нефти для сепарации, глубокого обезвоживания и обессоливания.

4. Технологический регламент предварительного сброса, очистки пластовой воды и перекачки газожидкостной смеси на Тумутукском месторождении

По существующей технологии продукция скважин (нефть, нефтяной газ, пластовая вода, природные примеси) из Тумутукского месторождения направляется на Чеканскую УПН для сепарации, подготовки и дальнейшей транспортировки. Пластовая вода после очистки используется в системе поддержания пластового давления на Чеканском участке добычи нефти. Существующая технологическая схема приведена (рис. 1) [1].

В этих условиях существующая технология оказалась экономически и технологически невыгодной для эксплуатации Тумутукского месторождения.

Нефтегазодобывающее предприятие ООО «Татнефть-Геология» оказалось не в состоянии использовать собственную воду в системе ППД непосредственно на самом Тумутукском месторождении. Расстояние от Тумутукского месторождения до Чеканской УПН составляет 25,0 км.

Возвращение очищенных на Чеканской

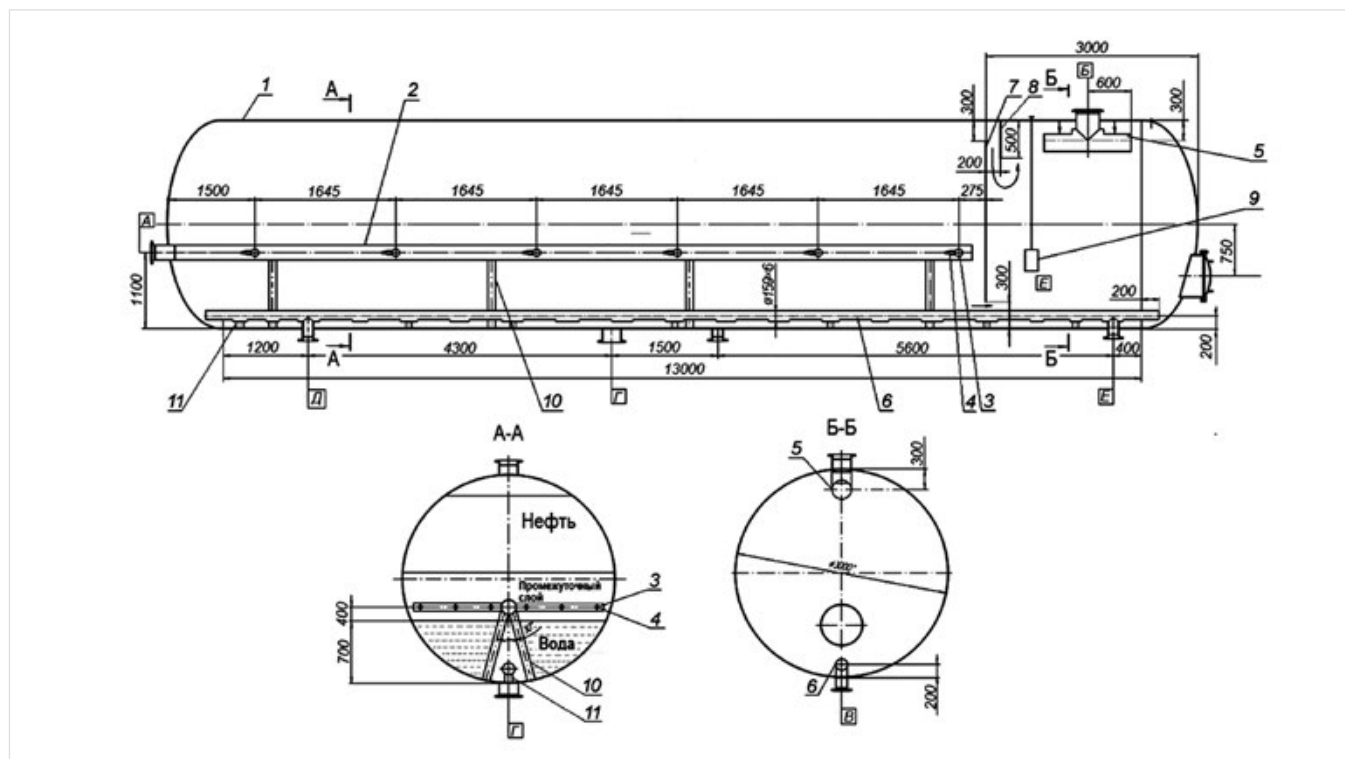


Рис. 5 — Отстойник ОГХ-100: 1 — емкость; 2 — коллектор для ввода газоводонефтяной эмульсии; 3 — поперечные распределители; 4 — сопла; 5 — устройство для вывода нефти; 6 — коллектор для вывода дренажной воды; 7, 8 — вертикальные перегородки; 9 — датчик регулятора уровня раздела фаз «нефть-вода»; 10, 11 — опоры. Поток: А — выход эмульсии; Б — выход нефти; В — выход воды; Г — для промыва осадка; Д — выход воды; Е — лак монтажный. Давление рабочее — 10 МПа; объем — 100 м³; производительность по жидкости — 15 м³/ч; температура процесса — не менее 60°С; высота уровня раздела фаз «нефть-вода» — 0,6–0,8; вырезку штуцера А произвести по месту монтажа; при приварке перегородок поз. 7 и 8 к корпусу, обеспечить герметичность сварного шва; аппарат подлежит действию «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

УПН сточных вод на Тумутукское месторождение было бы экономически невыгодно, так как это потребовало бы строительства дополнительного трубопровода-водовода от Чеканского УПН до Тумутукского месторождения.

Многoletние исследования на многих объектах нефтяной промышленности показали, что в процессе добычи, сбора, транспорта и подготовки нефти в технологических аппаратах (отстойники, резервуары, электродегидраторы) образуются стойкие и плотные промежуточные эмульсионные слои, существенно осложняющие процесс отделения воды от нефти. Действие реагента-деэмульгатора и температуры, а так же отстойников, серийно выпускаемых заводами, эффективно не решают проблему отделения воды от нефти без механического воздействия. В связи с этим были разработаны способы и технологические аппараты, основанные на механическом воздействии на образующиеся стойкие и плотные промежуточные эмульсионные слои.

На основании выполненных научных исследований и расчетов с использованием эффективных технологических аппаратов разработана принципиально новая технология для УПСВ на Тумутукском месторожде-

нии. Принципиальная технологическая схема УПСВ приведена на рисунок 7 [2].

Физико-химические свойства продукции скважин Тумутукского месторождения приведены в табл. 1.

Водонефтяная эмульсия из скважин 1 девонского горизонта через ГЗУ в количестве $691,1 \text{ м}^3/\text{сут}$ с содержанием воды $81,0\%$ и газосодержанием $25 \text{ м}^3/\text{т}$ вместе с введенным реагентом-деэмульгатором РЭНТ в количестве $80\text{--}100 \text{ г/т}$ нефти на установке 2 (БУР-25) по трубопроводу 3 системы сбора направляется на УПСВ. В технологическом трубопроводе 3 в присутствии реагента-деэмульгатора осуществляется предварительное разрушение нефтяной эмульсии. Эмульсия поступает в отстойник 4 через внутренние устройства, рассмотренные в разделе 9.2. В отстойнике 4 осуществляется разделение эмульсии на нефть с газом и воду [3,4].

Предварительно обезвоженная нефть из нефтеводоразделительного отсека отстойника 4 отбирается с остаточным содержанием пластовой воды до $10\text{--}30\%$ масс. и с содержанием газа. Газожидкостная смесь после отстойника через депульсатор 5 ро-

торным насосным агрегатом 6 (АПН 25/2,5) через расходомер 7 перекачивается на Чеканскую УПН для сепарации газа, глубокого обезвоживания и обессоливания нефти.

В депульсаторе 5 за счет внутренней конструкции исключается явление пульсации потока газожидкостной смеси.

Принципиальная технологическая схема Чеканской УПН ЗАО «Геология» приведена на рисунке 8.

Отделившаяся от нефти пластовая вода из отстойника 4 поступает в емкость 8 (ОГЖФ) для окончательной очистки от нефтепродуктов и механических примесей. Из буферной емкости 9 сточные воды насосом 10 через расходомер 11 направляются в систему ППД для закачки в нагнетательные скважины.

Накапливающаяся в емкости 8 нефть периодически сбрасывается в подземную дренажную емкость 12, где происходит постепенное отделение воды от поступающей нефти с содержанием остаточной воды.

Нефть из подземной дренажной емкости 12 насосом 13 периодически перекачивается на вход депульсатора 5, а дренажная вода насосом 14 периодически перекачивается

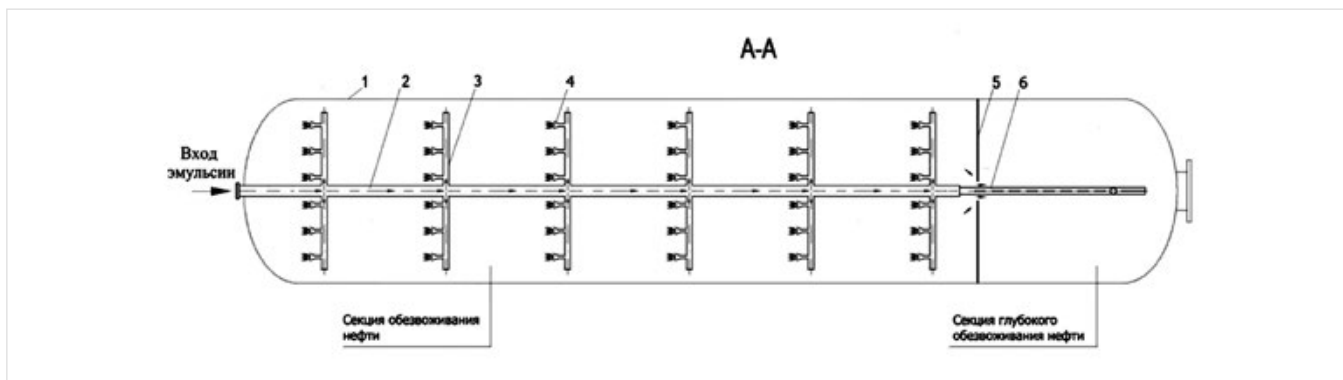


Рис. 6 — Схема движения обрабатываемой эмульсии в отстойнике ОГХ-100: 1 — емкость; 2 — коллектор для ввода эмульсии; 3 — поперечные распределители; 4 — сопла; 5 — устройство для вывода нефти; 5 — вертикальная перегородка; 6 — коллектор для вывода дренажной воды.

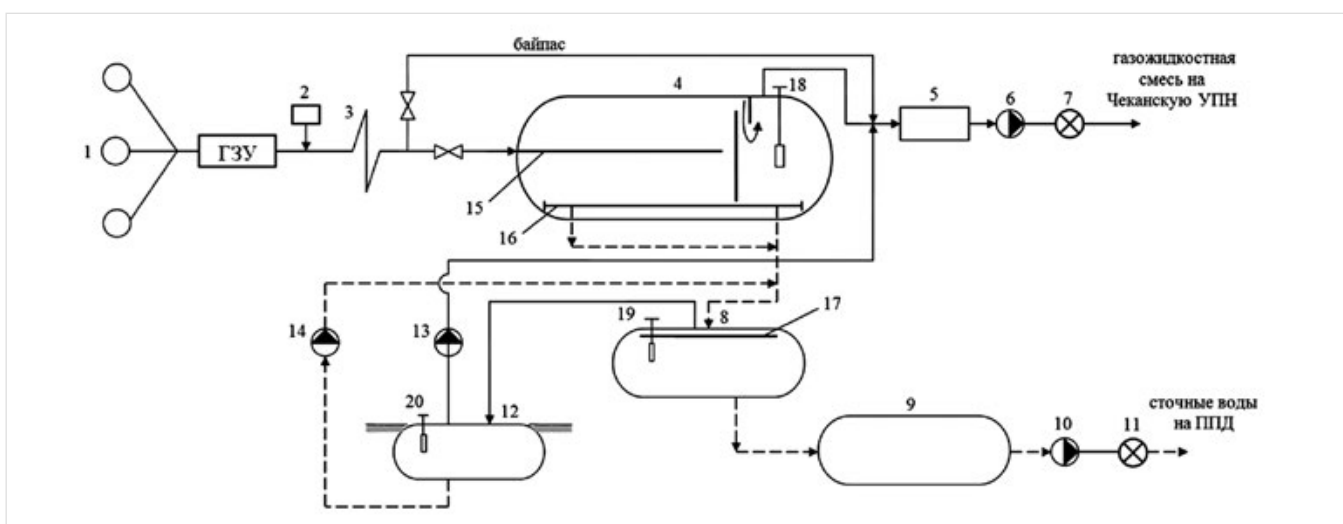


Рис. 7 — Принципиальная технологическая схема предварительного сброса пластовой воды и перекачки нефтегазоводяной смеси на Тумутукском месторождении ООО «Татнефть-Геология» (УПСВ): 1 — скважины; 2 — дозатор реагента-деэмульгатора (насос НД-25/40, 1 компл.); 3 — технологический трубопровод системы сбора продукции скважин; 4 — отстойник ОГХ-100 для предварительного сброса пластовой воды (1 шт., $V = 100 \text{ м}^3$); 5 — депульсатор; 6 — насос для перекачки газожидкостной смеси (насосный агрегат АПН-25/2,5; 2 компл.); 7 — расходомер газожидкостной смеси; 8 — емкость для очистки воды ОГЖФ (1 шт., $V = 50 \text{ м}^3$); 9 — буферная емкость сточных вод (1 шт., $V = 50 \text{ м}^3$); 10 — насос водяной (ЦНСг-30-88, 2 компл.); 11 — расходомер сточных вод; 12 — подземная дренажная емкость (1 шт., $V = 16 \text{ м}^3$); 13 — насос для перекачки уловленной нефти (ЦНСН-10-70); 14 — насос для перекачки дренажных вод (ЦНСГ-10-70, 1 компл.); 15 — коллектор для ввода эмульсии; 16 — коллектор для вывода дренажных вод; 17 — коллектор для ввода дренажных вод на очистку; 18, 19, 20 — регуляторы уровня раздела фаз «нефть-вода» (РУМФ, 3 компл.) в емкостях 4, 8, 12.

| Производство скважин | Сырая нефть | | | | | | | |
|----------------------|------------------------------|-----------------------------|------------------------|-------------------|---------------------|----------------|---------------|-----------------------|
| | Показатели | | | | | | | |
| | Плотность, кг/м ³ | Вязкость, м ² /с | Обводненность, % масс. | Парафины, % масс. | Асфальтены, % масс. | Смолы, % масс. | Сера, % масс. | Мех. примеси, % масс. |
| Девонская нефть | 901,0 | 37,3 | 82,8 | 2,14 | 4,72 | 56,1 | 2,060 | 0,05 |

Таб. 1 — Физико-химические свойства девонской нефти Тумутукского месторождения

на вход емкости 8 для очистки от нефтепродуктов и природных примесей.

Остаточное содержание нефтепродуктов в сточных водах после очистки в емкости 8 должно быть не более 50 мг/л и механических примесей не более 30 мг/л.

Применение отстойника ОГХ-100 с механическим воздействием на промежуточный эмульсионный слой позволяет исключить образование и накопление стойкого и плотного промежуточного эмульсионного слоя в емкости 1; интенсифицировать процесс отделения воды от нефти и снизить остаточное содержание воды в предварительно обезвоженной нефти.

Отстойник ОГХ-100, емкость для очистки сточных вод ОГЖФ и подземная дренажная емкость должны быть оснащены регуляторами уровня раздела фаз «нефть-вода» 18, 19, 20.

Таким образом, на основании проведенных анализов существующей технологии эксплуатации Тумутукского месторождения выполнены необходимые технологические расчеты, разработана технологическая схема предварительного сброса пластовой воды и перекачки газожидкостной смеси на Тумутукском месторождении ООО «Татнефть-Геология», выбраны технологические аппараты и насосные агрегаты, разработан технологический регламент предварительного сброса пластовой воды и перекачки газожидкостной смеси на Тумутукском месторождении ООО «Татнефть-Геология».

5. Технические и технологические характеристики режима работы Тумутукского месторождения

- Технологический отстойник ОГХ-100 (1 шт.), м³ — 100
- Время отстоя нефти (не менее), час — 2,0
- Скорость ввода эмульсии в отстойник (не менее), м/с — 0,33
- Отстойник для очистки сточных вод ОГЖФ (1 шт.), м³ — 50
- Буферная емкость сточных вод (1 шт.), м³ — 50
- Подземная дренажная емкость (1 шт.), м³ — 16
- Регуляторы уровня раздела фаз «нефть-вода» РУМФ, комплект — 3
- Роторный насосный агрегат типа АПН-25/2,5 для перекачки газожидкостной смеси, комплект — 2
- Дозатор для реагента-деэмульгатора БУР-25 (насос НД-25/40 с электродвигателем), комплект — 1
- Депульсатор — 1
- Расходомеры газожидкостной смеси и сточных вод — 1
- Количество продукции скважин, поступающей в отстойник ОГХ-100, м³/сут — 691,1
- Количество нефти, т/сут — 131,3
- Обводненность сырой нефти, % масс. — 81,0
- Количество пластовой воды в сырой нефти, м³/сут — 559,8
- Газовый фактор

- в сырой нефти, м³/т — 25,0
- Давление в системе сбора продукции скважин, атм (МПа) — 19,0 (1,9)
- Остаточное содержание воды в предварительно обезвоженной нефти после отстойника ОГХ-100 (не более), % масс. — 10...30
- Количество предварительно обезвоженной нефти с остаточным содержанием воды (10...30%), м³/сут — 144,4...170,7
- Количество воды, используемой в системе ППД, м³/ч — 16,4...21,0
- Насосный агрегат ЦНСг-30-88 для перекачки сточных вод в систему ППД, комплект — 2
- Насосный агрегат ЦНСН-10-70 для перекачки уловленной нефти — 1
- Насосный агрегат ЦНСг-10-70 для перекачки уловленных дренажных вод — 1
- Длина трубопровода от Тумутукского месторождения до Чеканской УПН, км — 25,0
- Остаточное содержание в сточных водах после отстойника ОГЖФ: — нефтепродуктов (не более), мг/л — 50 — механических примесей (не более), мг/л — 30
- Температура технологического процесса, °С — природная температура продукции скв.

6. Заключение

На основании проведенных анализов существующей технологии эксплуатации Тумутукского месторождения выполнены

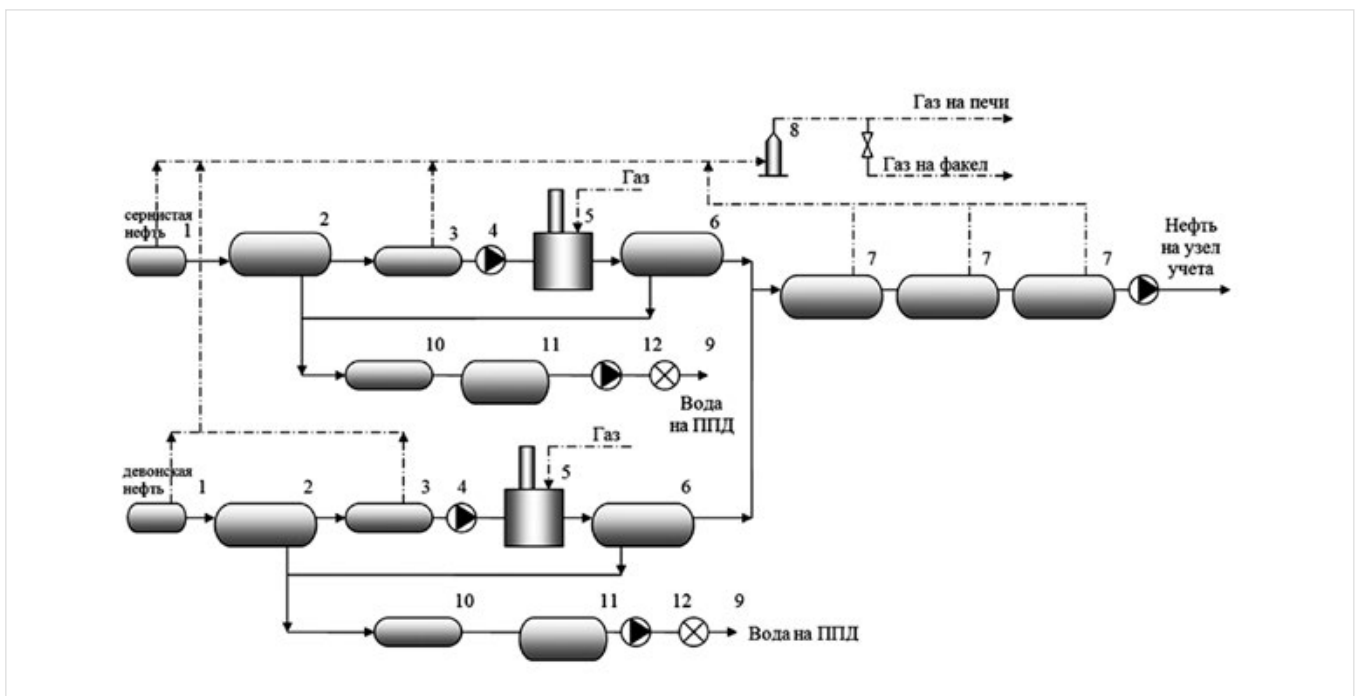


Рис. 8 — Принципиальная технологическая схема Чеканской УПН ЗАО «Геология»:

- 1 — сепаратор ($V=50 \text{ м}^3$); 2 — отстойник ($V=200 \text{ м}^3$); 3 — сепаратор ступени ($V=100 \text{ м}^3$); 4 — нефтяные насосы; 5 — печь; 6 — электродегидраторы; 7 — нефтяные буферные емкости ($V=200 \text{ м}^3$, 100 м^3); 8 — газоосушитель; 9 — расходомеры; 10 — гидрофобный фильтр; 11 — водная буферная емкость; 12 — водяные насосы.

необходимые технологические расчеты, разработана принципиально новая технология предварительного сброса пластовой воды, очистки и перекачки газожидкостной смеси на Тумутукском месторождении ООО «Татнефть-Геология», выбраны технологические аппараты и насосные агрегаты, дозатор для подачи деэмульгатора.

Для нефтегазодобывающего предприятия ООО «Татнефть-Геология» выполнены научно-исследовательские отчеты по проблемам технологических потерь нефти и нефтяного газа и разработана Методика учета фактического количества добываемой нефти

Работы выполнены по заданиям ООО «Татнефть-Геология» согласованно с налоговой инспекцией Республики Татарстан. Материалы утверждены и используются в производственной деятельности. Имеется подтверждающий Акт.

Итоги

Разработана принципиально новая техно-

логия предварительного сброса пластовой воды, очистки и перекачки газожидкостной смеси на Тумутукском месторождении ООО «Татнефть-Геология».

Выводы

Разработанная новая технология позволит решить следующие технологические и экономические задачи:

- осуществление процесса предварительного сброса и очистки пластовой воды;
- использование сточных вод непосредственно на самом Тумутукском месторождении в системе ППД для добычи нефти;
- осуществление перекачки нефти с остаточным содержанием пластовой воды вместе с газом (газожидкостная смесь) от Тумутукского месторождения на Чеканскую УПН.

На базе разработанной технологии выполнена проектная документация для УПСВ, в соответствии с которой на Тумутукском месторождении ведутся строительные-монтажные работы.

Список используемой литературы

1. Хамидуллина Ф.Ф., Хамидуллин Р.Ф., Газизов А.А., Валиев Р.Ф. Исследование и определение технологических потерь нефти на объектах Тумутукского месторождения ООО «Татнефть-Геология» // Вестник Казанского технологического университета. 2012. № 12. С. 196–200.
2. Хамидуллин Р.Ф., Хамидуллина Ф.Ф., Хамидуллин Р.Ф. Разработка технологического регламента предварительного сброса пластовой воды и перекачки газожидкостной смеси на Тумутукском месторождении ООО «Татнефть-Геология». Приложения 1–6. 2010. С. 2–17.
3. Хамидуллин М.Ф., Хамидуллин Ф.Ф., Хамидуллин Р.Ф. Отстойник для подготовки нефти (СССР). № 4727310/26; заявл.07.08.89; опубл.30.05.92, Бюл. А.с.1411001. СССР, кл. В 01 D17/04. № 20. 5 с.: ил.
4. Хамидуллин М.Ф., Хамидуллин Ф.Ф., Хамидуллин Р.Ф. Отстойник ОГХ-200 для подготовки нефти // Нефтепромысловое дело. 1996. № 8. С. 39–41.

ENGLISH

OIL PRODUCTION

UDC 622.276

Technology of preliminary dumping, reservoir water purification and a gas-liquid mix transfer on the Tumutuksky field

Authors:

Farida F. Hamidullina — post-graduate student¹; farida_far@mail.ru

Renat F. Hamidullin — Dr.Sci.Tech., professor¹; xamidi@mail.ru

Ravil F. Valiev — chief of industrial management²

¹Kazan National Research Technological University, oil and petrochemistry faculty, chair of Chemical technology of oil and gas refining, Kazan, Russian Federation

²Sheshmaoil LTD, Almet'yevsk, Russian Federation

Abstract

On existing technology reservoir water extracted together with oil and passing gas on the Tumutuksky field goes to Chekanskoy CPF. After cleaning reservoir water is used in maintaining reservoir pressure system for oil production on Chekanskoy oil production knot. In this regard own reservoir water couldn't be used for oil production on the Tumutuksky field. For the purpose of this problem solution essentially new technology for preliminary dumping, reservoir water purification and gas-liquid mixture delivery to Chekanskoy CPF, where separation, dehydration and an oil desalting to commodity conditions take part is developed. According the developed technology extracted reservoir water after its purification is used for oil production

directly on Tumutuksky field.

Materials and methods

Technical and technological calculations of a sludge tank constructive and hydrodynamic parameters. As a source of information calculations copyright certificate No. 1736543, Bulletin No. 20, 1992 is used.

Results

The constructive elements of a sludge tank internal devices were rated with calculation method. Trajectories of a processed emulsion movement in oil dehydration section of are defined.

Conclusions

The developed new technology will allow

to solve the following technological and economic problems:

- implementation of process of preliminary dumping and reservoir water purification;
- use of sewage directly on the most Tumutuksky field in FPD system for oil production;
- implementation of oil pumping with the residual content of reservoir water together with gas (a gas-liquid mix) from the Tumutuksky field on Chekanskoy CPF.

On the basis of the developed technology project documentation for PWRU according to which on the Tumutuksky field installation and construction works are conducted is executed.

Keywords

oil, gas-liquid mix, technology, dumping, reservoir water purification

References

1. Khamidullina F.F., Khamidullin R.F., Gazizov A.A., Valiev R.F. *Issledovanie i opredelenie tekhnologicheskikh poter' nefti na ob'ektakh Tumutukskogo mestorozhdeniya ООО Tatneft'-Geologiya* [Tatneft-Geology LTD Tumutuksky deposit oil technological losses researches and determinations]. Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta, 2012, issue 12, pp. 196–200.
2. Khamidullin R.F., Khamidullina F.F.,

3. Khamidullin F.F. *Razrabotka tekhnologicheskogo reglamenta predvaritel'nogo sbrosa plastovoy vody i perekachki gazozhidkostnoy smesi na Tumutukskom mestorozhdenii ООО Tatneft'-Geologiya* [Development of production schedules of preliminary reservoir water dumping and transfer of a gas-liquid mix on Tatneft-Geologiya LTD Tumutuksky field]. Applications 1–6, 2010, pp. 196–200.
3. Khamidullin M.F., Khamidullin F.F.,

4. Khamidullin R.F. *Otstoynik dlya podgotovki nefti* [Settler for oil preparation]. A.s.1411001. USSR, kl. V 01 D17/04, USSR, № 4727310/26; appl.07.08.89; publ.30.05.92, Byul. issue 20, 5 p.
4. Khamidullin M.F., Khamidullin F.F., Khamidullin R.F. *Otstoynik OGKh-200 dlya podgotovki nefti* [OGKh-200 settler for oil preparation]. Neftpromyslovoye delo, 1996, issue 8, pp. 39–41.