

Утверждаю

Генеральный директор

ООО «Нефтепромоборудование»

Секлецов Д.А.

«20» июня 2022 года.

Техническое предложение

**«ТЕХНОЛОГИЯ КУСТОВОЙ ЗАКАЧКИ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЫ ИЗ
ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В ПЛАСТ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТРУБНОГО
ДЕЛИТЕЛЯ ФАЗ»**

г.Пермь

2022 год.



Аннотация:

Предлагается к рассмотрению научно-техническое и экономическое обоснование целесообразности применения «Технологии закачки подтоварной воды из добывающих скважин в пласт с использованием трубного делителя фаз».

Ключевые слова:

Предварительный сброс воды;

Система ППД;

Закачка воды.

Материалы и методы

Технологические данные, с предполагаемых к проведению работ месторождений, литературные данные, анализ.

Закачиваемая пластовая вода (рабочий агент) должна иметь качество, способное обеспечить длительную и устойчивую приемистость нагнетательных скважин. Основным показателем качества закачиваемых пластовых вод, который оказывает влияние на снижение приемистости нагнетательных скважин, является концентрация (содержание) нефтепродуктов и твердых взвешенных частиц (ТВЧ). В условиях высокой загрузки объектов промысловой подготовки скважинной продукции не всегда удается достичь указанных требований. Решение обозначенных проблем, рассмотрим на примере месторождения «А» (принято условно), продукция с которого поступает на УПСВ. Кроме того, на месторождении имеются кусты скважин, добывающих высокообводненную продукцию, что повышает экономические затраты на транспортировку и подготовку водонефтяной эмульсии (ВНЭ). В этой связи актуальным становится вопрос повышения качества подготовки подтоварной воды для закачки в пласт, снижения нагрузки на внутрипромысловые объекты подготовки и сокращения затрат на транспортировку и разрушение ВНЭ. Решением может являться создание технологии кустовой закачки подтоварной воды из добывающих скважин в пласт с использованием трубного делителя фаз. Применение ТДФ:

1. сокращает объемы транспортировки попутно-добываемой воды до установок предварительного сброса воды без потерь количества добываемой нефти;
2. расширяет границы рентабельности фонда добывающих скважин;
3. дает возможность использовать попутно-добываемую воду в качестве закачиваемого агента.

Описание объекта исследований

На примере куста месторождения «А» рассмотрен вопрос использования и целесообразности технологии кустовой закачки подтоварной воды из добывающих скважин в пласт с использованием трубного делителя фаз. Продукция скважин по выкидным линиям от 50 до 380 м (принято условно), поступает на АГЗУ при линейном давлении 2,1 МПа, после чего - до УПСВ по полимерному армированному трубопроводу диаметром 200 и длиной 8266 м. (параметры приняты условно).

Схема расположения скважин представлена на рис. 1. На рисунке красным показаны действующие нагнетательные скважины, в которых осуществляется закачка пресной воды, зеленым – скважины, планируемые под нагнетание на кусту месторождения «А». Технологические режимы работы добывающих и нагнетательных скважин представлен в таб. 1, 2.

Основные задачи проектирования

Авторами работы предлагается технология кустовой закачки подтоварной воды из добывающих скважин в пласт с использованием ТДФ, которая заключается в монтаже после АГЗУ трубного делителя фаз для разделения ВНЭ непосредственно на кустовой площадке добывающих скважин и закачки пластовой подготовленной воды в нагнетательные скважины №1н, 2н, 3н, 4н, 5н, 6н, находящиеся в непосредственной близости от установки. На данный момент в эти нагнетательные скважины закачивается пресная вода, заменив ее на пластовую мы снизим нагрузку на водозаборные пункты. Основные требования по качеству выходящей из установки продукции следующие: содержание воды в предварительно обезвоженной нефти не должно превышать 15%, что соответствует размеру капель воды в нефти менее 0,4 мм. Содержание нефтепродуктов в водной фазе составляет 40 мг/л

Принципиальная схема предлагаемой кустовой установки

В состав схемы технологии кустовой закачки подтоварной воды из добывающих скважин в пласт входит АГЗУ, трубный делитель фаз, нагнетательные скважины, оборудованные перевернутыми электроцентробежными насосами как показано на рис. 2. Конструкция трубного делителя фаз, обеспечивающего качество подтоварной воды согласно требованиям ОСТ и СТП приведена на рис. 3 [1]. Трубный делитель фаз выполнен в виде трубчатого блока, снабженного патрубками для приема газоводонефтяной эмульсии и отбора нефти, газа и воды, камерой для частично обезвоженной нефти и отсеком для водной фазы, формируемым соответствующими перегородками.

Разгазированная ВНЭ из желоба 6 поступает на решетку 7, где ее скорость, так как решетка расположена под большим углом наклона, чем сам желоб 2, ускоряется. При этом глобулы ВНЭ, контактируя с элементами (струнами) решетки 7, разрушаются и капельки воды освобождаются из бронирующих оболочек. В результате нефть, обезвоживаясь, свободно всплывает к уровню раздела фаз «нефть–газ» и перетекает через перегородку 8 в секцию Г сбора и вывода ее из ТДФ по патрубку 5.

Движение воды к патрубку 4 ее вывода из ТДФ осуществляется переливом через перегородки 9 и 10, а также карман 11. При этом в зонах между перегородками 8, 9 и 10 нефтепродукты, находящиеся в водной фазе, всплывают до контакта с обезвоживаемой нефтью и сливаются с ней в единый поток, поступающей в секцию Г ТДФ. При дальнейшем движении воды (переливе через перегородку 10) вода, также подвергаясь очистке от нефтепродуктов, с малой скоростью поступает в карман 11 и далее в патрубок ее вывода 4 из ТДФ.

Для предотвращения уноса поступающей газодонефтяной эмульсии в корпусе ТДФ предусмотрена поперечная газовая перегородка 16, расположенная между желобом 2 и верхней частью корпуса 1. С целью контроля уровней жидкости и раздела фаз в корпусе ТДФ предусмотрены их указатели 12 и 13, а безопасной эксплуатации — патрубок 14 подключения к предохранительному клапану.

Зависимость эффективности работы ТДФ от угла наклона его корпуса к горизонту представлена в таб. 3, в которой показаны результаты пилотных исследований обезвоживания высоковязкой нефти месторождения «А» [2].

Анализ таб. 3 показывает, что наибольшая эффективность обезвоживания нефти достигается при угле наклона ТДФ к горизонту, равном 3° . При проектировании использованы результаты приведенных исследований.

Проектирование трубного делителя фаз (ТДФ)

Исходные данные

Для предварительных расчетов принято:

длина ТДФ - 19,2 м;

диаметр - 1 м.

Расход ВНЭ на входе в ТДФ $Q = 300 \text{ м}^3/\text{сут}$

Обводненность нефти на входе в ТДФ $W_{\text{нач}} = 89,2 \text{ \% масс.}$

Плотность нефти при температуре процесса равна $\rho_n = 882,3 \text{ кг/м}^3$

Вязкость нефти при температуре процесса $\mu_n = 0,036 \text{ Па} \cdot \text{с}$

Плотность водной фазы $\rho_v = 1120 \text{ кг/м}^3$

Газовый фактор равен $\Gamma_f = 27,85 \text{ м}^3/\text{т}$

Плотность нефтяного газа $\rho_r = 1,23 \text{ кг/м}^3$.

Расчет ТДФ выполняется в пять этапов. При этом выполняются расчеты материального баланса, кинетики процессов сепарации газа, предварительного обезвоживания нефти и отбора водной фазы. В последующем осуществляются расчеты конструктивного оформления ТДФ.

Расчет материального баланса представлен в таб. 4

Кинетический расчет процесса сепарации газа

Плотности газа и жидкой фазы газодонефтяной эмульсии составляют $\rho_r = 1,23 \text{ кг/м}^3$ и $\rho_{\text{ВНЭ}} = 1094,4 \text{ кг/м}^3$.

Минимальный диаметр пузырьков газа, удаляемых с объема ВНЭ, принимается равным $d = 0,4 \text{ мм}$, что соответствует допустимой дегазации нефти в промысловых условиях. Толщина слоя ВНЭ, стекающей по желобу 6 шириной $B = 600 \text{ мм}$, принимается

равной $h_1 = 50$ мм. Скорость всплытия пузырьков газа в желобе 6 из объема ВНЭ, исходя из закона Стокса, составит:

$$\vartheta_{\text{вспл}} = \frac{d^2 \cdot g \cdot (\rho_{\text{ВНЭ}} - \rho_{\text{Г}})}{18 \cdot \mu_{\text{Н}}} = \frac{(0,4 \cdot 10^{-3})^2 \cdot g \cdot (1094,4 - 1,23)}{18 \cdot 0,036} = 0,00265 \text{ м/с}$$

По результатам материального баланса расход ВНЭ через ТДФ составляет $Q = 300 \text{ м}^3/\text{сут}$. Поэтому ВНЭ стекает по желобу 6 со скоростью

$$\vartheta_{\text{ж}} = \frac{Q}{h_1 \cdot b} = \frac{300}{0,05 \cdot 0,6 \cdot 86400} = 0,116 \text{ м/с}$$

Время пребывания ВНЭ в пределах желоба, принятого длиной $L_1 = 6,4$ м составит

$$\tau_{\text{пр}} = \frac{L_1}{\vartheta_{\text{ж}}} = \frac{6,4}{0,116} = 55,2 \text{ с}$$

Время всплытия пузырьков газа диаметром $d = 0,4$ мм составляет

$$\tau_{\text{вспл}} = \frac{h_1}{\vartheta_{\text{вспл}}} = \frac{0,05}{0,00265} = 18,9 \text{ с}$$

Так как $\tau_{\text{пр}} > \tau_{\text{вспл}}$, процесс сепарации газа в ТДФ осуществится в пределах задания.

Кинетический расчет процесса предварительного обезвоживания нефти

Скорость осаждения капель воды диаметром $d_{\text{в}} = 0,4$ мм, вычисленная по закону Стокса, составляет

$$\vartheta_{\text{ос}} = \frac{d^2 \cdot g \cdot (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}})}{18 \cdot \mu_{\text{н}}} = \frac{(0,4 \cdot 10^{-3})^2 \cdot g \cdot (1120 - 882,3)}{18 \cdot 0,036} = 0,000576 \text{ м/с}$$

Время осаждения капель воды в слое обезвоживаемой нефти, если ее высоту принять, считая от зеркала, равной $h_1 = 0,075$ м, составляет

$$\tau_{\text{ос}} = \frac{h_1}{\vartheta_{\text{ос}}} = \frac{0,075}{0,000576} = 130,3 \text{ с}$$

Скорость отбора нефти через перелив толщиной $h_2 = 0,05$ м, организованный над решеткой 8, равна

$$\vartheta_{\text{от}} = \frac{Q_{\text{н}}}{h_2 \cdot D} = \frac{32,63}{0,05 \cdot 1 \cdot 86400} = 0,00755 \text{ м/с}$$

Время прохождения нефти пути от решетки 7 до перегородки 8 составит

$$\tau_{\text{пр}}^{\text{н}} = \frac{\frac{1}{3}L}{\vartheta_{\text{от}}} = \frac{19,2}{3 \cdot 0,00755} = 847,3 \text{ с}$$

Должно быть соблюдено условие $\vartheta_{\text{от}} \leq 500 \cdot \vartheta_{\text{ос}}$.

В данном случае $500 \cdot \vartheta_{\text{ос}} = 500 \cdot 0,000576 = 0,288 \text{ м/с}$.

Так как $\tau_{\text{пр}}^{\text{н}} > \tau_{\text{ос}}$ и $\vartheta_{\text{от}} \leq 500 \cdot \vartheta_{\text{ос}}$ процесс, предварительного обезвоживания нефти отвечает заданию.

Расчет кинетики отбора водной фазы

Водная фаза отбирается из ТДФ с максимально низкой скоростью. Это достигается отбором ее в карман 11 через пространство между торцом ТДФ, включающем указатель уровня 13, и крышкой 17, расстояние между которыми составляет не менее $S = 0,05$ м. При этом ширина отборного пространства составляет $\frac{2}{3}D$. Поэтому скорость отбора воды оказывается равной

$$v_{от}^B = \frac{Q_B}{S \cdot \frac{2}{3}D} = \frac{261,19}{0,05 \cdot \frac{2}{3} \cdot 1 \cdot 86400} = 0,01 \text{ м/с}$$

Из условия $v_{от}^B \leq 500 \cdot v_{вспл}$ найдем скорость всплывания наименьших размеров капель нефти будет равна $\frac{0,01}{500} = 2 \cdot 10^{-5}$ м/с. Из закона Стокса можно определить, что с найденной скоростью всплывают капли нефти размером

$$d = \sqrt{\frac{v_{вспл} \cdot 18 \cdot \mu_B}{g \cdot (\rho_B - \rho_H)}} = \sqrt{\frac{2 \cdot 10^{-5} \cdot 18 \cdot 0,001}{9,81 \cdot (1120 - 882,3)}} = 0,012 \text{ мм}$$

Следовательно, при организации отбора воды в ТДФ со скоростью 0,01 м/с в ее потоке будут уноситься капли нефти диаметром менее 0,012 мм. Примем зависимость между содержанием нефтепродуктов и диаметром капли нефти линейной (рис. 4), опытным путем установлено, что содержание нефтепродуктов в воде при диаметре капли 0,03 мм будет равно 10-20 мг/дм³.

По рис. 4 при диаметре капель нефти меньше 0,012 мм содержание нефтепродуктов будет равно 4-9 мг/дм³.

Вывод по проектированию ТДФ

По результатам расчета для достижения показателей качества воды для закачки в систему ППД (нефтепродукты – 28 мг/л, ТВЧ – 19 мг/л) принятые при проектировании характеристики ТДФ можно считать удовлетворительными.

Потенциальная производительность установки на 74% превышает суммарную приемистость нагнетательных скважин месторождения «А», что определяет запас производительности для скважин планируемых к переводу в нагнетательный фонд.

Экономическая эффективность внедрения разработанной технологии на месторождении «А»

Расчет экономического эффекта

На основании проведенных технологических расчетов по внедрению ТДФ необходимо просчитать эффект и окупаемость капитальных вложений. В результате сравнения двух вариантов подготовки скважинной продукции на месторождении «А» с

использованием и без использования ТДФ из технологической части мы видим, что сброс воды после внедрения увеличивается, следовательно, в сепаратор на УПСВ нефтегазовая смесь поступает с меньшим процентным содержанием воды.

Внедрение ТДФ предполагает изготовление ТДФ, транспортные расходы, затраты на его монтаж (таб. 5). Необходимо определить чистый дисконтированный доход и срок окупаемости реализуемого проекта.

Для того чтобы выяснить, на сколько выгодна эксплуатация системы сбора с ТДФ проведем анализ по существующим затратам. Для этого просчитаем все существующие затраты до и после внедрения ТДФ.

Затраты до внедрения ТДФ

Общие затраты до внедрения ТДФ рассчитаем по следующей формуле:

$$З_{\text{общ}} = З_{\text{пп}} + З_{\text{рр}} + З_{\text{упсв}}$$

где $З_{\text{пп}}$ – текущие затраты на перекачку продукции, руб; $З_{\text{рр}}$ – текущие затраты на обслуживание трубопровода, руб; $З_{\text{упсв}}$ – текущие затраты для переработки на УПСВ, руб.

Определим текущие затраты для перекачки продукции в месяц. Расчет будем производить с учетом того, что в сутки по месторождению добывается 300 м^3 продукции. Стоимость перекачки 1 м^3 составляет 140 руб.

$$З_{\text{пп}} = Q_{\text{доб}} \cdot Э \cdot 30$$

где $Q_{\text{доб}}$ – объем добытой нефти, т/сут; $Э$ – стоимость перекачки 1 м^3 , руб.

$$З_{\text{пп}} = 300 \cdot 140 \cdot 30 = 1260 \text{ тыс. руб.}$$

Определим затраты необходимые для проведения ремонтных работ на нефтепроводе в месяц, при условии стоимости одного ремонта 10 тыс. руб. и проведении 7-ми ремонтов в месяц:

$$З_{\text{рр}} = n \cdot З_{\text{р}}$$

где $З_{\text{р}}$ – стоимость ремонтных работ, тыс. руб.; n – количество ремонтов на трубопроводе и нефтесборных сооружениях в месяц.

$$З_{\text{рр}} = 7 \cdot 10 = 70 \text{ тыс. руб.}$$

Определим текущие затраты для технологической подготовки добытого количества сырья в сутки на УПСВ «Рассвет». Технологическая подготовка 1 т нефти на УПСВ составляет 9,2 тыс. руб., тогда:

$$З_{\text{упсв}} = З_{\text{под}} \cdot Q_{\text{н}}$$

где $З_{\text{под}}$ – текущие затраты при переработке нефтепродуктов на УПСВ, руб.; $Q_{\text{н}}$ – дебит добывающих скважин по нефти;

$$З_{\text{упсв}} = 9,2 \cdot 28,8 = 265 \text{ тыс. руб.}$$

Общие затраты в месяц до внедрения ТДФ составят:

$$Z_{\text{общ}} = Z_{\text{пп}} + Z_{\text{рр}} + Z_{\text{упсв}} = 1260 + 70 + 265 = 1595 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты после внедрения ТДФ

Основным эффектом после внедрения ТДФ должна стать экономия на перекачку, ремонт трубопровода и подготовку нефти.

Определим текущие затраты для перекачки продукции после прохождения через ТДФ в месяц. Расчет будем производить с учетом того, что из ТДФ отбирается 200 м³ в сутки. Стоимость перекачки 1 м³ составляет 140 руб.

$$Z_{\text{пп}} = (Q_{\text{доб}} - Q_{\text{тдф}}) \cdot \text{Э} \cdot 30 = (300 - 150) \cdot 140 \cdot 30 = 630 \text{ тыс. руб.}$$

Определим затраты, необходимые для проведения ремонтных работ на нефтепроводе в месяц. В связи с тем, что внедрение ТДФ уменьшает количество воды в перекачиваемой жидкости, уменьшается риск аварийности, за счет снижения коррозионного воздействия, тогда получим:

$$Z_{\text{рр}} = 5 \cdot 10 = 50 \text{ тыс. руб.}$$

Определим амортизационные отчисления в месяц, используя линейный метод амортизации на срок 10 лет учитывается стоимость без транспортных расходов и обустройства объекта.

$$Z_{\text{а}} = \frac{3130}{10 \cdot 12} = 26,1 \text{ тыс. руб.}$$

Определим текущие затраты для технологической подготовки добытого количества сырья в сутки на УПСВ месторождения «А». Технологическая подготовка 1 т нефти на УПСВ после предварительной очистки составит 8,2 тыс. руб., тогда:

$$Z_{\text{упсв}} = Z_{\text{под}} \cdot Q_{\text{н}} = 8,2 \cdot 28,8 = 236,1 \text{ тыс. руб.}$$

Общие затраты в месяц после внедрения ТДФ составят:

$$Z_{\text{общ}} = Z_{\text{пп}} + Z_{\text{рр}} + Z_{\text{а}} + Z_{\text{упсв}} = 630 + 50 + 26,1 + 236,1 = 942,2 \text{ тыс. руб.}$$

Следовательно, уже сейчас можем сделать вывод о том, что возникает экономия после внедрения. Это мы видим при уменьшении затрат на ремонт, электроэнергию. Все расчетные показатели приведены в таб. 6.

Экономический эффект от внедрения ТДФ просчитаем следующим образом:

$$\text{Э} = Z_{\text{общ. до ТДФ}} - Z_{\text{общ. после ТДФ}}$$

где $Z_{\text{общ. до ТДФ}}$ – общие затраты до внедрения ТДФ, руб.; $Z_{\text{общ. после ТДФ}}$ – общие затраты после внедрения ТДФ, руб.

$$\text{Э} = 1595 - 942,2 = 652,8 \text{ тыс. руб.}$$

Сведем экономические показатели до и после внедрения ТДФ в таб. 4.

Таким образом, на основании проведенных расчетов можно сделать вывод о том, что внедрение ТДФ имеет экономически обоснованную оценку. В результате, после внедрения ежемесячная экономия составит 652,8 тыс. руб.

На рис. 5 приведен график чистого дисконтированного дохода от внедрения технология кустовой закачки подтоварной воды из добывающих скважин в пласт с использованием ТДФ.

Срок окупаемости проекта с учетом дисконта 20% не превышает 6 месяцев. Чистый дисконтированный доход за 1 год составит около 3,8 млн. руб.

Итоги

По результатам научно-технического анализа предлагаемая технология с использованием ТДФ технологически и экономически обоснована. Результатом внедрения данной технологии является снижение затрат на транспортировку и подготовку продукции, а так же на ремонты трубопроводов.

Выводы

1. Для достижения показателей качества воды согласно СТП для закачки в систему ППД (нефтепродукты – 28 мг/л, ТВЧ – 19 мг/л) принятые при проектировании характеристики ТДФ можно считать удовлетворительными.

2. Потенциальная производительность установки на 74% превышает суммарную приемистость нагнетательных скважин месторождения «А», что определяет запас производительности для скважин планируемых к переводу в нагнетательный фонд.

3. В результате внедрения предлагаемой технологии ежемесячная экономия составит 652,8 тыс. руб.

4. Срок окупаемости проекта с учетом дисконта 20% не превышает 6 месяцев. Чистый дисконтированный доход за 1 год составит около 3,8 млн. руб.

5. Предлагаемая научно-техническая разработка актуальна, обоснована и имеет практическую значимость для нефте-газодобывающих

Список используемой литературы

1. Шаймарданов В. Х., Масленников Е. П. Трубный делитель фаз. Решение о выдаче патента от 24.02.2009 г. по заявке № 2007149198/15(053979) от 29.12.2008. М.: Роспатент, 2009.

2. Процессы и аппараты технологий сбора и подготовки нефти и газа на промыслах: учебное пособие / Под ред. В.И. Кудинова. – М. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотичная динамика», Институт компьютерных исследований, 2013. – 508 с.

Номер скважины	$Q_{ж}$, м ³ /сут	W, %	$Q_{н}$, т/сут	$P_{заб}$, МПа	$P_{буф}$, МПа	$P_{лин}$, МПа
1д	2,8	76,6	0,6	3,79	2,1	2,1
2д	70,4	95,0	3,2	5,64	2,1	2,1
3д [2018] ¹	62,0	96,0	2,2	8,27	2,1	2,1
4д	6,1	70,0	1,6	9,36	2,1	2,1
5д	92,2	96,8	2,7	6,15	2,1	2,1
6д [2014] ¹	5,2	42,2	2,6	4,26	2,1	2,1
7д	6,6	75,2	1,4	2,66	2,1	2,1
8д	22,5	81,6	3,7	6,85	2,1	2,1
9д	16,0	66,0	4,9	5,74	2,1	2,1
10д [2014] ¹	8,0	43,3	4,1	7,73	2,1	2,1
11д	8,0	75,3	1,8	8,29	2,1	2,1

Таб. 1 – Технологический режим работы добывающих скважин месторождения «А» по состоянию на 01.06.2015 г.

¹ Год перевода под нагнетание

Номер скважины	Залежь	D _{шт} , мм	P _{уст} , МПа	V _{пот} , м ³ /сут	V _{тех} , м ³ /сут	V _{эфф} , м ³ /сут
1н	Бш		7	40	20	20
2н	Т	3	3	540	31	31
3н	Бш	2	3	140	17	17
4н	Бш		5	55	15	15
5н	Т	2	2	50	30	30
6н	Т		6	52	37	37

Таб. 2 – Технологический режим работы нагнетательных скважин по состоянию на 01.08.2014 г.

Параметр	Значения						
Угол наклона ТДВ к горизонту, град	0	3	5	10	20	30	40
Остаточное содержание воды в обезвоженной нефти, % масс.	23	8	10	15	19	22	23

Таб. 3 – Эффективность работы ТДФ от угла наклона его корпуса к горизонту

Наименование компонента	приход		расход					
			предварит. обезвож. нефть		вода		газ	
	м³/сут	т/сут	м³/сут	т/сут	м³/сут	т/сут	м³/сут	т/сут
ВНЭ	300	328,3	-	-	-	-	-	-
в том числе:								
нефть	32,63	28,79	32,618	28,78	0,012	0,0105	-	-
вода	267,63	299,75	6,45	5,76	261,18	292,5	-	-
газ	908,75	1,12	-	-	-	-	908,75	1,12
итого	1209	329,66	39,068	34,54		292,51	908,75	1,12

Таб. 4 – Сводная таблица расчета материального баланса

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
Трубный делитель фаз	250
Обустройство объекта	100
Транспортные расходы	30
Оборудование нагнетательных скважин	3 000
Итого	3 380

Таб. 5 – Структура капитальных вложений (*Стоимость затрат на оборудование указана в ценах 2015 года!!!*)

Показатели	1-й месяц	2-й месяц	3-й месяц	Итого
Текущая добыча жидкости, м³	9000	9000	9000	27 000
ТДФ монтаж и транспортировка, тыс. руб.	250+130			380
Обустройство нагнетательной скважины, тыс. руб.	550			550
Текущие затраты до внедрения				
Стоимость перекачки продукции, тыс. руб.	1 260	1 260	1 260	3 780
Стоимость ремонтных работ, тыс. руб.	70	70	70	240
Переработка на УПСВ, тыс. руб.	265	265	265	795
Текущие затраты после внедрения				
Стоимость перекачки продукции, тыс. руб.	630	630	630	1 890
Стоимость ремонтных работ, тыс. руб.	50	50	50	150
Амортизационные отчисления, 10 %, руб.	26,1	26,1	26,1	78,3
Переработка на УПСВ, тыс. руб.	248	248	248	744

Таб. 6 – Экономические показатели до и после усовершенствования системы сбора и подготовки скважинной продукции

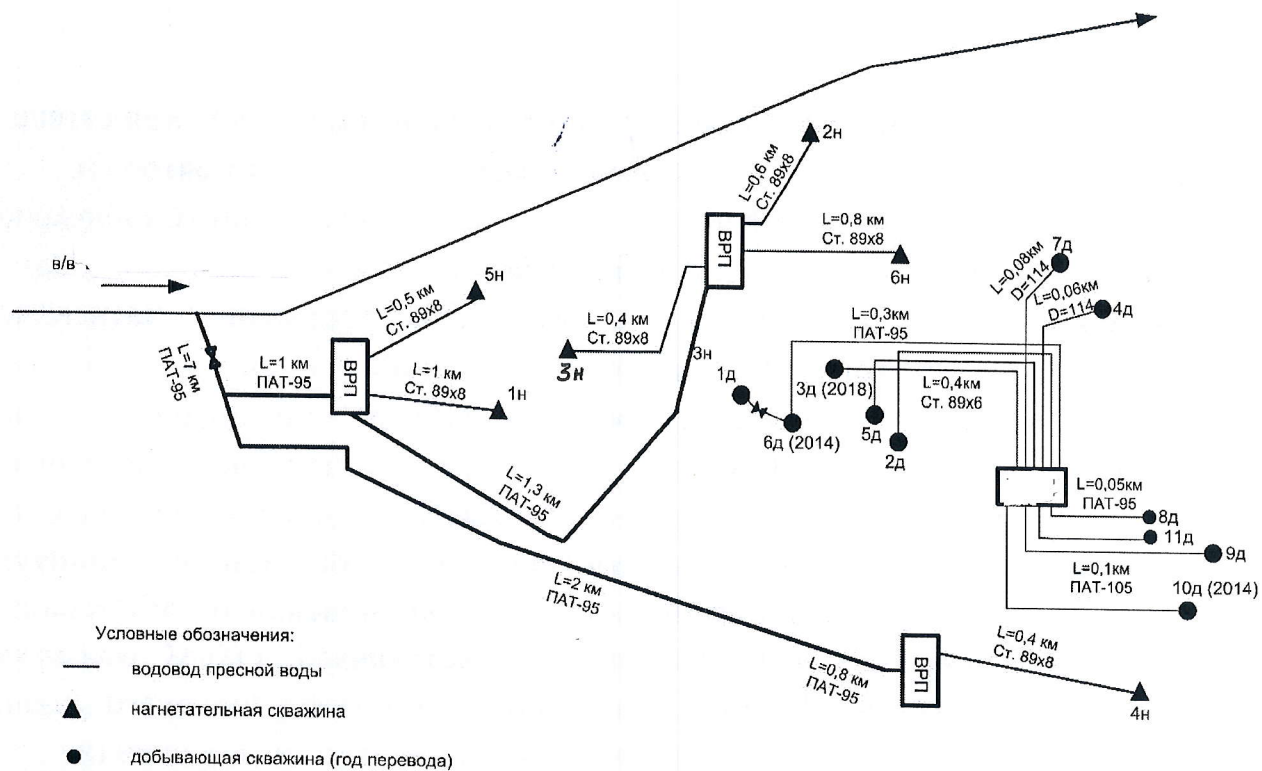


Рис. 1 - Схема расположения скважин

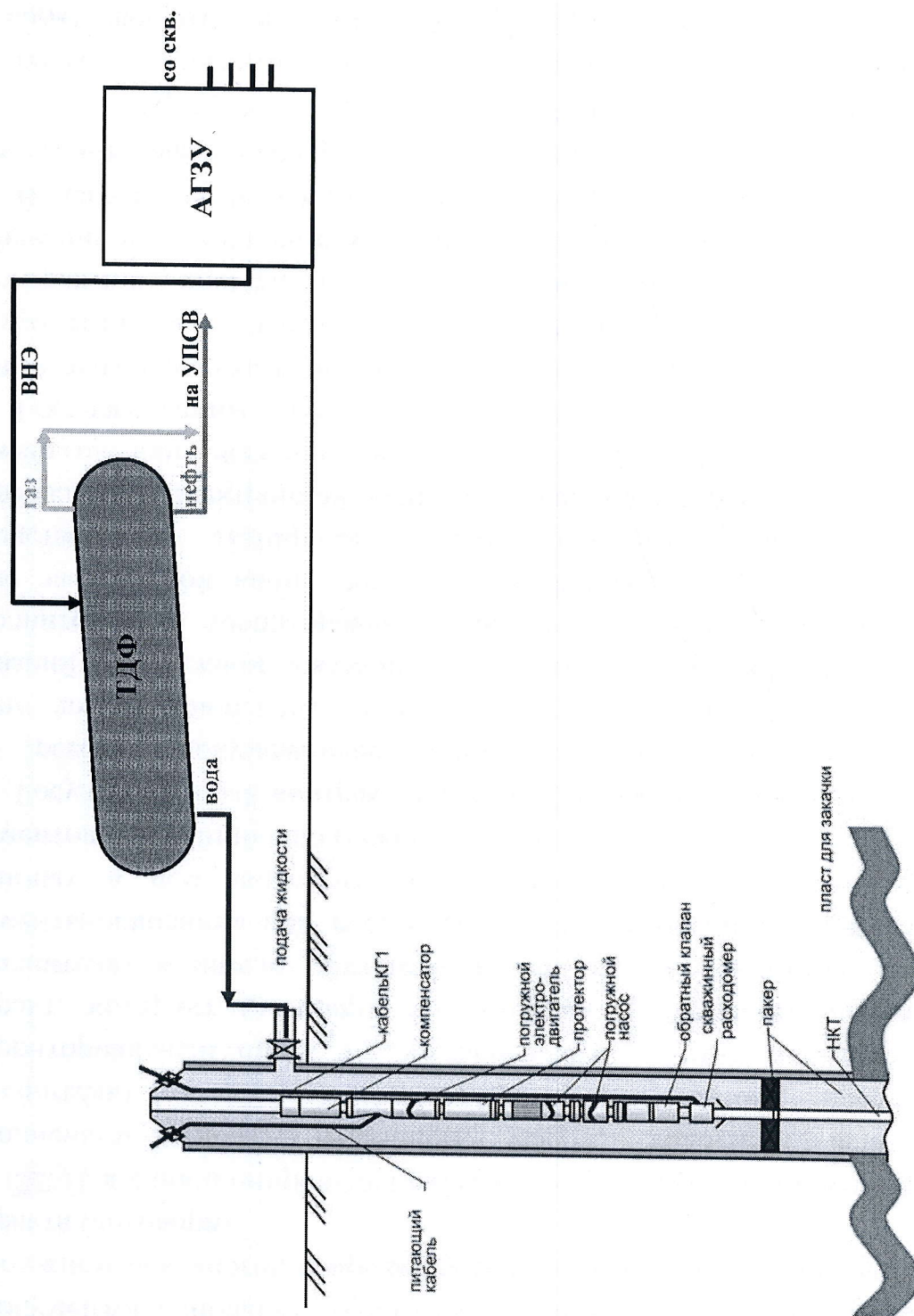


Рис. 2 – Схема установки кустовой закачки подоварной воды из добывающих скважин в пласт с использованием трубного делителя фаз

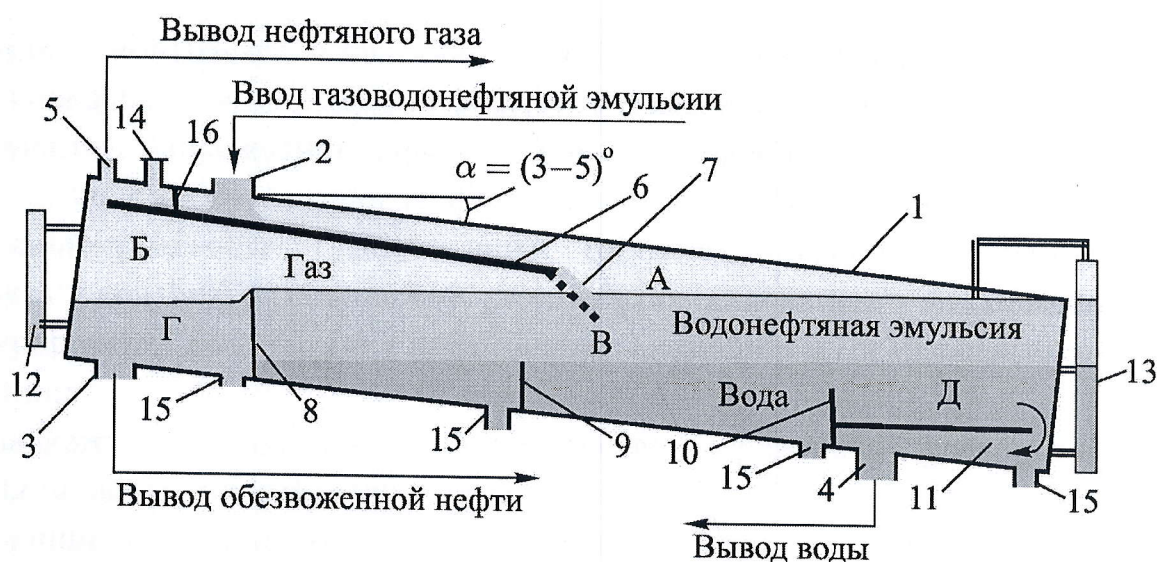


Рис. 3 – Трубный делитель фаз

1 - корпус; 2 - патрубок ввода газоводонефтяной эмульсии; 3 - патрубок вывода обезвоженной нефти; 4 - патрубок вывода воды; 5 - патрубок вывода газа; 6 — желоб приема нефти в ТДФ; 7 - решетка; 8, 9, 10 - поперечные перегородки; 11 - карман отбора воды; 12, 13 - указатели уровня жидкости; 14 - патрубок предохранительного клапана; 15 - патрубки слива дренажей; 16 - газовая перегородка; А, Б, В, Г и Д - секции ТДФ

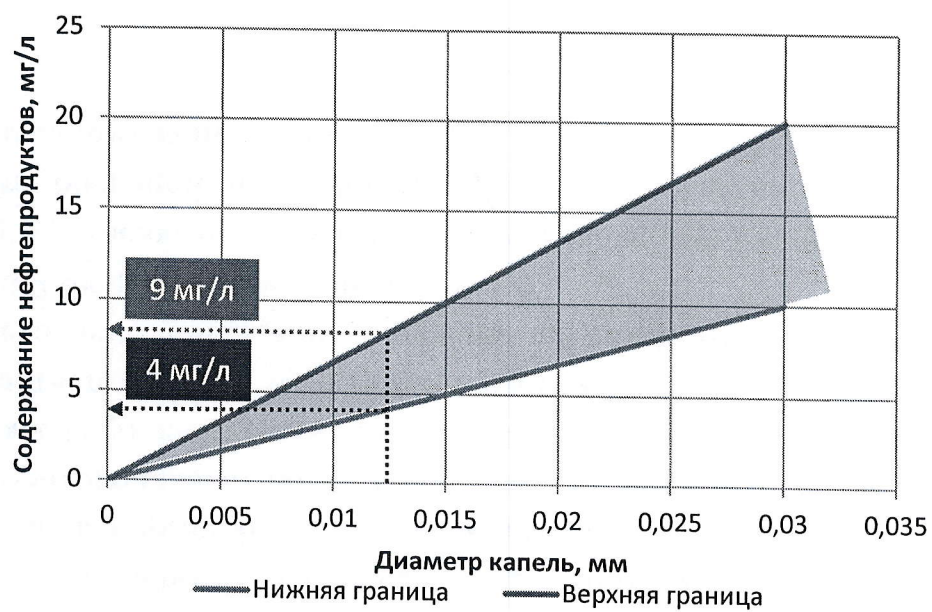


Рис. 4 - Зависимость концентрации нефти от диаметра капель нефти

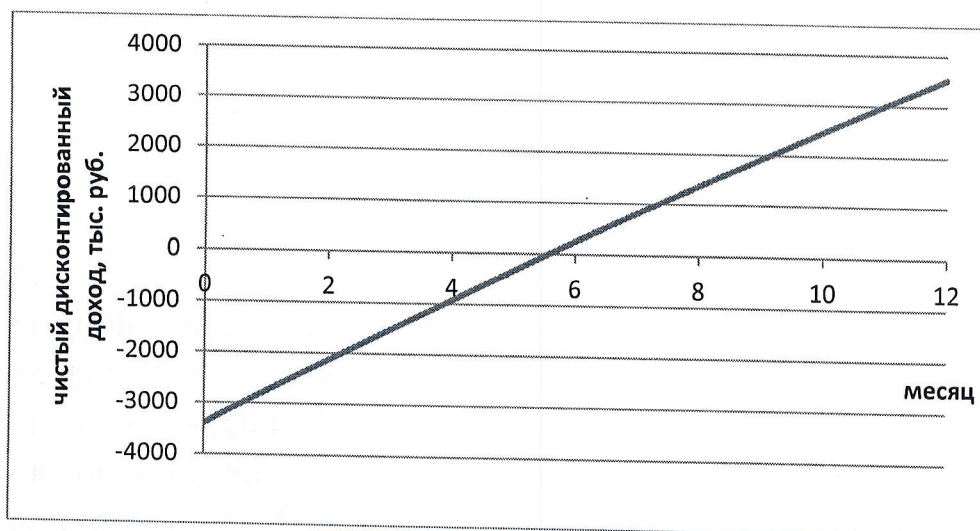


Рис. 5 - Чистый дисконтированный доход по месяцам