

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт Нефти и Газа
институт
Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
кафедра

Выпускная квалификационная работа

Использование явления кавитации при истечении жидкостей из специальных устройств для очистки призабойной зоны скважины на примере Варьеганского месторождения

Руководитель

Студент ЗНБ 12-04В1, 081318970
номер группы, зачетной книжки

подпись, дата

подпись, дата

Е.В. Безверхая
инициалы, фамилия
А.А Трубкин
инициалы, фамилия

Красноярск 2016

Содержание

| | |
|---|----|
| Введение | 3 |
| 1 Геологическая часть | 4 |
| 1.1 Общие сведения о месторождении | 4 |
| 1.2 Литолого-стратиграфическое описание | 6 |
| 1.3 Тектоника | 8 |
| 1.4 Нефтегазоносность | 9 |
| 1.5 Физико-химические свойства нефти, газа, воды и коллекторов продуктивных горизонтов | 9 |
| 1.6 Конструкция скважины | 11 |
| 2 Расчетно-техническая часть | 12 |
| 2.1 Разработка Варьеганского месторождения | 12 |
| 2.2 Использование явления кавитации при истечении жидкостей из специальных устройств для очистки призабойной зоны скважин | 15 |
| 2.3 Принцип действия устройства для очистки забоя и призабойной зоны скважины | 22 |
| 2.4 Расчет дебита скважины | 36 |
| 3 Организационная часть | 40 |
| 3.1 Охрана труда и техника безопасности | 40 |
| 3.2 Противопожарные мероприятия | 41 |
| 3.3 Охрана недр и окружающей среды | 42 |
| 4 Экономическая часть | 44 |
| Заключение | 47 |
| Литература | 48 |

| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | | |
|-----------|------|----------|---------|------|--|------|------|--------|--|---|----|
| Разраб. | | | | | Использование явления кавитации при истечении жидкостей из специальных устройств для очистки призабойной зоны скважины на примере Варьеганского месторождения | | | | | | |
| Провер. | | | | | | | | | | | |
| Н. контр. | | | | | | | | | | | |
| Утв. | | | | | | | | | | | |
| | | | | | <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 20%; border: none;">Лит.</td> <td style="width: 20%; border: none;">Лист</td> <td style="width: 20%; border: none;">Листов</td> </tr> <tr> <td style="border: none;"> </td> <td style="border: none;">4</td> <td style="border: none;">50</td> </tr> </table> | Лит. | Лист | Листов | | 4 | 50 |
| Лит. | Лист | Листов | | | | | | | | | |
| | 4 | 50 | | | | | | | | | |

Введение

Тема дипломного проекта называется «Использование явления кавитации при истечении жидкостей из специальных устройств для очистки призабойной зоны скважины на примере Варьеганского месторождения».

Целью дипломного проекта является рассмотрение и анализ технологии **Использование** явления кавитации при истечении жидкостей из специальных устройств для очистки призабойной зоны скважины.

Тема является актуальной, так как в настоящее время ведется разработка и внедрение новых способов очистки призабойной зоны скважин. Одним из таких способов является применение явления кавитации.

Во многих странах мира ведется интенсивный поиск технологий и технических средств, базирующихся на новых явлениях. Одна из таких работ, связана с использованием явления кавитации, искусственно создаваемой при истечении жидкости из специальных устройств, называемых пульсаторами.

Сущность способа возбуждения разнообразных по величине ударных импульсов и колебаний давления в широком диапазоне частот состоит в том, что на основе кавитационных явлений в жидкостных системах с помощью специального устройства - кавитатора на забое и в призабойной зоне скважины последовательно создаются ударные импульсы давления различной амплитуды и широкого спектра гармоник.

Работа написана на примере Варьеганского месторождения. Варьеганское месторождение является газонефтяным. Расположено в Российской Федерации, на севере Тюменской области (Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция).

Месторождение открыто в 1968 году, а его разработка началась с 1974 г. Залежи находятся на глубине 800-2500 м. Начальный дебит нефти в скважинах составляет до 290 т/сут, газа ок. 630 тыс. м³/сут. Плотность нефти составляет 0,77-0,86 г/см³. Центром добычи является город Нижневартовск.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | | Лист |
| | | | | | | 3 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

1 Геологическая часть

1.1 Общие сведения о месторождении

Варьеганское нефтегазовое месторождение, в Российской Федерации, на севере Тюменской обл. (Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция). Было открыто в 1968 году.

Залежи находятся на глубине 800-2500 м. Начальный дебит нефти в скважинах до 290 т/сут, газа около 630 тыс. м³/сут. Плотность нефти составляет 0,77-0,86 г/см³.

Центр добычи Варьеганского месторождения - г. Нижневартовск.

Приурочено к локальному поднятию меридионального простирания, в пределах южной части Варьеганского вала

Амплитуда поднятия 250 м. Выявлено 13 залежей, в том числе залежи газоконденсата в пластах верхней юры (2) и нижнего мела (2); нефтяные залежи в отложениях валанжина (6) и газовые в пластах сеномана (3) (в скобках это ссылки? На рисунок? Он где?) на глубинах 800-2500 м. Залежи пластовые сводовые и литологически экранированные. Коллекторы поровые (песчаники с прослоями глин, аргиллитов и алевролитов) с пористостью 23-24% и проницаемостью 274-331 мД. Газонефтяной контакт сеноманской залежи 755 м, водонефтяной контакт для юрской залежи 2450 м. Начальное пластовое давление от 71 до 25,7 МПа, температура от 32 до 87°С. Газовый фактор от 89 до 4563 м³/м³, давление насыщения газа 161 МПа. Плотность нефти 760-860 кг/м³. Способ эксплуатации — законтурное заводнение [1].

Варьеганское месторождение по запасам нефти относится к числу крупнейших в Нижневартовском районе Среднеобской нефтегазоносной области. Нефтегазоносность его связана с отложениями сеномана, неокома и юры. В разрезе месторождения выделяются четыре газоконденсатных пласта: сеноман, ПК₄, АВ₄, АВ₅. Чистонефтяные залежи содержатся в пластах БВ₄⁰, БВ₈⁰, БВ₈¹, БВ₉, ЮВ₂ и ачимовской толще. Однако наибольшие запасы нефти приурочены к пластам с газовыми шапками, наименование которых будет сопровождено отношением (%) нефтенасыщенного объема ко всему объему залежи данного пласта на дату подсчета запасов (1977 г.): АВ₇₋₈(87,2), БВ₄(43,4), БВ₅(68,9), БВ₆(84,4), БВ₇(98,6), БВ₈²(90,7),

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 4 |

БВ₁₀(98,8), Ю₁¹(72.6), Ю₁²(96,9). Все они представляют собой залежи пластового сводового типа.

Геологический разрез Варьеганского месторождения представлен на рисунке 1.1

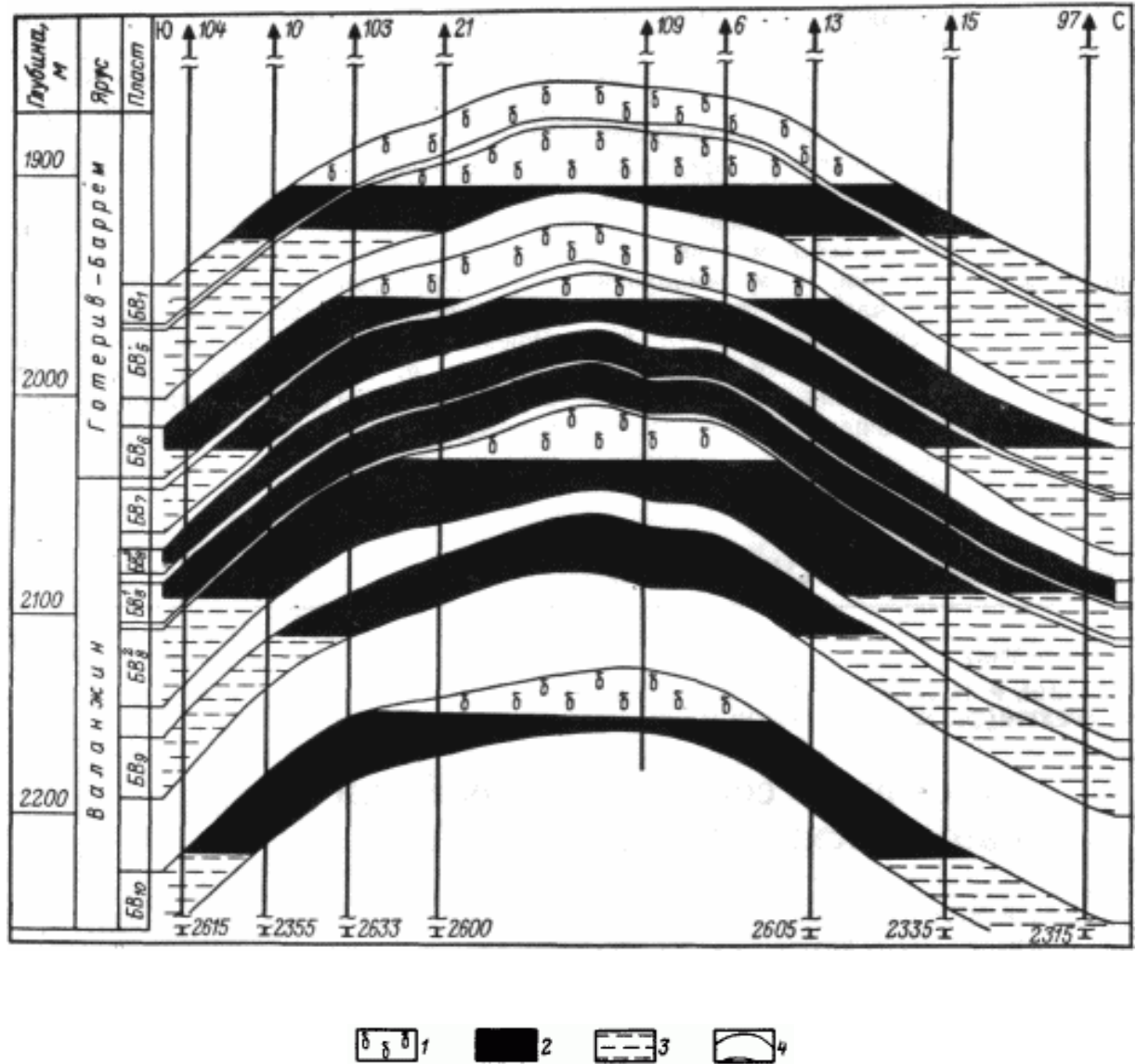


Рисунок 1.1 – Геологический разрез Варьеганского месторождения

Заводнение Варьеганского месторождения осуществлялось с трехлетним разрывом от начала эксплуатации и проводилось замедленным темпом. Так, в 1977 г. вместо запроектированных 110 нагнетательных скважин на месторождении действует всего пять, в 1978 г. – 187 и 21 соответственно [1].

Отставание фонда нагнетательных скважин характерно и в последующие годы, например, в 1986 г. число действующих нагнетательных скважин меньше проектного на 141, в 1987 г. на 64, в 1988 г. на 122. План по закачке воды в пласты начал выполняться с 1983 г., но за счет увеличения в 2–4 раза приемистости нагнетательных скважин по сравнению с проектной. Данное обстоятельство послужило причиной неравномерной выработки запасов по площади залежей и существенного снижения пластового давления в некоторых их частях.

Неравномерный охват заводнением по площади залежей можно проиллюстрировать следующим примером. В декабре 1986 г. из-за низкой температуры воздуха (ниже $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$) были приостановлены ремонтные работы на скважинах. При этом 105 насосных скважин (23 % мехфонда) были остановлены.

Суточная добыча по всему механизированному фонду уменьшилась на 5233 т по нефти и 7060 т по жидкости, однако, по фонтанному фонду она возросла на 4376 и 4364 т соответственно. В целом добыча нефти по месторождению за период вынужденного бездействия части насосных скважин сократилась всего на 857 т/сут. Поскольку механизированы только обводненные скважины, то можно сделать вывод, что вода в них поступает по уже выработанным каналам, не полностью отвечая своему назначению – вытеснению нефти.

Неравномерность заводнения по площади осложняется на Варьеганском месторождении заводнением по разрезу. По результатам промыслово-геофизических исследований установлено, что выработка запасов по объектам БВ₆ и БВ₇ идет в основном по подошвенной части, а в БВ₉ – по кровельной.

Таким образом, неравномерный охват заводнением, как по площади, так и по разрезу в сочетании с неудовлетворительной работой фонда механизированных скважин, о которой будет сказано ниже, приводит к выключению из процесса разработки менее проницаемых прослоев и участков и ускорению обводнения скважин [1].

1.2 Литолого-стратиграфическое описание

Палеозойский фундамент (Pz). Породы доюрского фундамента на Варьеганском месторождении не вскрыты.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | | Лист |
| | | | | | | 6 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Юрская система (J). Отложения юрской системы залегают несогласно на породах фундамента и представлены всеми тремя отделами. Нижний и средний из них представлены континентальной толщей тюменской свиты, верхний – породами морского генезиса васюганской, георгиевской и баженовской свит.

Тюменская свита (J_{1-2}^{h-b}). Отложения свиты вскрыты 15-ю скважинами на глубинах от 3091 м (скв. № 452) до 3339 м (скв. № 472), керном охарактеризованы в 12 скважинах. Разрез свиты представлен частым и неравномерным переслаиванием песчано-глинистых пород.

В разрезе встречены отложения и конкреции пирита, фосфата (скв. № 474), наслоения углефицированных остатков древесины. В скв. № 472 отмечены окатыши сильно-уплотненного, светло-коричневого глинистого материала. Вскрытая толщина свиты на месторождении составляет от 67 до 456 м.

Васюганская свита (J_3^{kl-oxf}). Отложения свиты вскрыты 13 скважинами на глубинах от 3016 до 3280 м, сама же свита имеет двухслойное строение.

Георгиевская свита (J_3^{v-km}). Отложения свиты вскрыты на глубине от 3015 до 3273 м, представлены аргиллитами темно-серыми до черных с буроватым оттенком, иногда битуминозными, алевритистыми, с плоским и полураковистым изломом, с включениями пирита и глауконита.

Баженовская свита (J_3). Вскрыта 14 скважинами на глубине от 3010 до 3208 м, сложена темно-серыми и черными с буроватым оттенком аргиллитами, битуминозными, тонкоотмученными с тонкой пологой слоистостью, раковистым сколом. Местами аргиллиты грубоплитчатые (скв. № 455), разбиты одиночными вертикальными открытыми трещинами со следами нефти (скв. № 461). Встречаются тонкие прослои песчаников (скв. № 472) серых, мелкозернистых, с намывами темных аргиллитов.

Меловая система (K). Представлена отложениями двух отделов. Нижний из них включает в себя породы трех свит: мегийской, вартовской и нижней части покурской, верхний – представлен отложениями верхней части покурской, кузнецовской, березовской и ганькинской свит [1].

Нижний отдел (K_1), Мегийская свита (K_1^{ber-v}). Вскрыта на глубинах от 2600 м (скв. № 471) до 2770 м (скв. № 476), представлена глинистыми осадками с прослоями песчаников и алевролитов, которые группируются в крупные толщи или пачки.

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 7 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | |

Палеогеновая система (Pg). Слагается мощной толщей осадков палеоценового, эоценового и олигоценового отделов. Генезис осадков преимущественно морской, однако для верхней части олигоцена характерен переход к прибрежно-морским и континентальным условиям осадконакопления.

Общая мощность отложений палеогена может составлять от 200 до 450 м.

Четвертичная система (Q). Осадки этой системы залегают на размытой поверхности палеогеновых отложений и представлены в основном песками и супесями серыми, зеленовато-серыми с прослоями синевато-серых суглинков. Выше залегают ледниковые отложения (галечники, валунники с глинами и суглинками), переходящие в озерно-болотные, торфяники, отложения пойм и надпойменных террас [1].

Толщина четвертичных отложений изменяется от 10 до 120 м.

1.3 Тектоника

Варьеганское месторождение приурочено к локальному поднятию меридионального простирания, в пределах южной части Варьеганского вала.

Для них характерно наличие относительно большой по площади приподнятой зоны, объединяющей целый ряд небольших поднятий, к которым приурочена основная залежь нефти. Контур залежи охватывает практически всю приподнятую зону.

Структурное строение месторождения и прилегающей территории наиболее полно изучено по пермским отложениям. По кровле стерлитамакского горизонта в пределах изогипсы минус 280м. Варьеганское месторождение представляет собой приподнятую зону северо-восточного простирания и включает ряд мелких поднятий с амплитудами 15-20м. В структурном плане на месторождении выделяется три крупных поднятия: Соколовское, Ельниковское, Ершовское, Апалихинское.

Поднятия не отделяются друг от друга более или менее значительным прогибом. В пределах названных поднятий по изогипсе минус 280 четко прослеживается 7 небольших структур [1].

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 8 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | |

Структурный план месторождения представлен тремя поднятиями: собственно, Ельниковским, Апалихинским и Соколовским, причем следует отметить, что границей Ельниковского и Апалихинского поднятий служит не резко выраженный прогиб. На общем фоне поднятий выделяется целый ряд осложняющих их средних и мелких куполов, контролирующих самостоятельные залежи нефти в пластах карбонатной толщи турнейского яруса, визейской терригенной толщи нижнего карбона и карбонатной толщи каширо-подольских отложений среднего карбона.

В отложениях терригенной пачки нижнего карбона отмечается наличие большого количества врезов, в связи, с чем по скважинным данным отмечается резкое несоответствие по толщине структурных этажей в разрезе рядом стоящих скважин. Эрозионному разрушению подвергались карбонатные породы, подстилающие визейские терригенные отложения. Ширина врезов составляет 150-500 м, длина - несколько километров.

1.4. Нефтегазоносность

Оценка категоричности запасов каждой из залежей была проведена с учетом состояния достигнутой геолого-геофизической изученности месторождения, распределение запасов нефти по категориям представлено **на рисунке (на каком?)**. Запасы нефти категории C_2 сосредоточены лишь в продуктивных пластах каширо-подольских залежей, причем 67% запасов категории приурочены к пласту K_{2+3} и 20% – к пласту K_4 . По поднятиям запасы категории C_2 среднего карбона распределены примерно равномерно [1].

Всего начальные извлекаемые запасы по категориям $B+C_1$ на момент утверждения составили 38,0 млн. т, по категории C_2 – 6,5 млн. т.

1.5. Физико-химические свойства нефти, газа, воды и коллекторов продуктивных горизонтов

Для оценки физико-химических характеристик нефти и газа из продуктивных отложений среднего и нижнего карбона отобраны пробы нефти, и газа. По

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | | Лист |
| | | | | | | 9 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

общепринятым классификациям нефти каширо-подольской залежи в целом по месторождению характеризуются как тяжелые по плотности (0,8797 г/см³), высокосернистые (> 2%), парафинистые (< 6%), смолистые (< 15%), вязкие в пластовых условиях (10,3 мПа·с).

На визейских и турнейских отложениях нефти битуминозные (плотность > 0,895 г/см³), имеют повышенную вязкость (16,85 мПа·с и 21,41 мПа·с, соответственно), высокосернистые, парафинистые, высокосмолистые.

Газ по всем залежам и поднятиям по своему составу является углеводородно-азотным (содержание азота < 50%), с высоким содержанием этана, пропана и нормального бутана.

По химическому составу подошвенные воды визейских отложений по трем поднятиям месторождения представляют рассолы, по классификации В.А. Сулина эти воды относятся к хлоркальциевому типу.

Степень минерализации и плотность в среднем по пробам изменяется незначительно, соответственно, на Варьеганском – 275,1 г/л и 1,178 г/см³, на Апалихинском – 272,7 г/л и 1,177 г/см³ и на Соколовском – 245,4 г/л и 1,161 г/см³ [1].

1.6 Конструкция скважины

Конструкция скважины - это взаимосвязанное соотношение диаметров ствола, размеров долот, диаметров и глубин спуска обсадных колонн, способов изоляции забоя, ствола и оборудования устья.

Минимальный диаметр определяется задачами опробования, в частности диаметрами приборов, спускаемых в скважины при эксплуатации.

Конструкция скважины предусматривает крепление устья с помощью направления, которое опускается обычно на глубину до 60 м. Затем опускается кондуктор (труба меньшего диаметра) на глубину до 150-600 м. Затем в скважину помещается основная обсадная колонна на всю глубину или на значительную ее часть.

Типовая конструкция скважин на Варьеганском месторождении представлена в таблице 1.1 [1].

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 10 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | |

Таблица 1.1 - Конструкция скважин

| Скважина | э/колонна | | Забой | | Перфорация | | |
|----------|-----------|--------------------|------------------|------------|---|-----------------|------------|
| | Ф, мм | Толщина стенок, мм | Искусственный, м | Текущий, м | Интервал | Тип перфоратора | Плотнос-ть |
| 4006 | 146 | 8 | 1360 | 1358 | 1278-1279,8; 1280,4-1282,4; 1283,6-1286 | ПК-105 | 10 |
| 4025 | 146 | 8 | 1480 | 1480 | 1377,4-1378,8; 1380,2-1381,4; 1383-1385,6; 1389-1391,6; 1393-1396 | ПК-105 | 10 |
| 2806 | 146 | 8 | 1510 | 1500 | 1436.4-1438.0; 1438.8-1440.4; 1444.4-1450.4 | ПК-105 | 10 |
| 4002 | 146 | 8 | 1520 | 1490 | 1451.2-1452.8; 1459.4-1461.2; 1462.0-1464.2; 1468.0-1472.0 | ПК-105 | 10 |
| 2805 | 146 | 7 | 1488 | 1485 | 1418.8-1420.4; 1422-1423.2; 1428-1431.6 | ПК-105 | 10 |
| 2792 | 146 | 8 | 1521 | 1515 | 1423.2-1424.4; 1428.0-1429.2; 1436.4-1438.4; 1445.6-1447.2; 1449.0-1451.6 | ПК-105 | 10 |
| 2758 | 146 | 8 | 1430 | 1420 | 1346.8-1348.0; 1349.0-1350.0; 1352.4-1361.0; 1380.8-1384.0 | ПК-105 | 10 |
| 2814 | 146 | 7 | 1468 | 1460 | 1403.0-1405.2; 1412.2-1413.8; 1418.4-1422.8 | ПК-105 | 10 |
| 3786 | 146 | 8 | 1503 | 1500 | 1442.8-1445.2; 1453.0-1454.0; 1455.2-1457.6 | ПК-105 | 10 |
| 2817 | 146 | 8 | 1500 | 1500 | 1430.8-1433.0; 1435.0-1436.0; 1437.0-1438.0; 1440.8-1446.0 | ПК-105 | 10 |

2 Расчетно-техническая часть

2.1 Разработка Варьеганского месторождения

Разработка Варьеганского месторождения начата в 1974 г. Варьеганское месторождение по запасам нефти относится к числу крупнейших в Нижневартовском районе Среднеобской НГО. Нефтегазоносность его связана с отложениями сеномана, неокома и юры. В разрезе месторождения выделяются четыре газоконденсатных пласта: сеноман, ПК₄, АВ₄, АВ₅. Чистонефтяные залежи содержатся в пластах БВ₄⁰, БВ₈⁰, БВ₈¹, БВ₉, ЮВ₂ и ачимовской толще. Однако наибольшие запасы нефти приурочены к пластам с газовыми шапками, наименование которых будет сопровождено отношением (%) нефтенасыщенного объема ко всему объему залежи данного пласта на дату подсчета запасов (1977 г.): АВ₇₋₈(87,2), БВ₄(43,4), БВ₅(68,9), БВ₆(84,4), БВ₇(98,6), БВ₈²(90,7), БВ₁₀(98,8), Ю₁¹(72,6), Ю₁²(96,9). Все они представляют собой залежи пластового сводового типа. Таковой является, например, и нефтегазовая залежь пласта АВ₂₋₃ Самотлорского месторождения, разработка которого с применением отсечения газовой шапки барьерным заводнением ведется вполне успешно. Однако на Варьеганском месторождении разработка столкнулась с рядом затруднений, которые в итоге повлекли к срыву запланированных уровней добычи. Выяснить причины этих осложнений представляется крайне целесообразным для того, чтобы избежать их проявления на других месторождениях с аналогичным геологическим строением и характеристикой пластовых флюидов [1].

Пласты БВ₆, БВ₇ и БВ₈² существенно влияют на добычу нефти, разрабатываются наиболее длительное время и характеризуются сравнительно малыми объемами газовых шапок (не более 16 % от объема залежи). Они обладают коллекторами порового типа, представленными песчано-алевритовыми отложениями полимиктового состава, переслаивающимися с глинистыми и уплотненными прослоями. Проницаемость данных пластов по керну составляет в среднем 0,2 мкм², пористость – 26 %. Доля площади чистонефтяной зоны по залежам изменяется от 29 (БВ₈²) до 62 % (БВ₇), водонефтяной зоны – от 25(БВ₆) до 51 (БВ₈²), подгазовой зоны – от 7(БВ₇) до 20(БВ₈²).

Последняя технологическая схема определяла достижение в 1987 г. макси-

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 12 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | |

мального уровня добычи нефти в 21 млн. т с последующим его удержанием в течение нескольких лет. Однако фактическая добыча в 1987 г. составила 18,5 млн. т, а в 1988 г. – 16,9. Применение этого метода обусловлено, прежде всего, высоким значением давления насыщения. Заводнение Варьеганского месторождения осуществлялось с трехлетним разрывом от начала эксплуатации и проводилось замедленным темпом. Данное обстоятельство послужило причиной неравномерной выработки запасов по площади залежей и существенного снижения пластового давления в некоторых их частях.

Таким образом, неравномерный охват заводнением, как по площади, так и по разрезу в сочетании с неудовлетворительной работой фонда механизированных скважин, приводит к выключению из процесса разработки менее проницаемых прослоев и участков и ускорению обводнения скважин.

На Варьеганском месторождении отсутствие своевременной компенсации в сочетании с высоким давлением насыщения послужило причиной выделения газа из нефти на участках с пониженным текущим давлением непосредственно в самом пласте, а на других участках выделение газа наблюдается в стволе скважин на глубинах, близких к забою. Режим работы добывающих скважин в процессе эксплуатации способствовал разгазированию нефти в призабойной зоне. Это, равно как и отсутствие компенсации отбора жидкости закачкой воды в условиях Варьеганского месторождения, привело к значительным осложнениям при добыче нефти, которые усугубляются невыполнением запроектированной технологии его разработки. Несовместимость насосных способов эксплуатации скважин с геологическими условиями Варьеганского месторождения отмечалась во всех технологических схемах разработки. Однако до настоящего времени газлифтный способ реализован частично, на 1998 г. он применялся лишь на 89 скважинах.

Механизированная эксплуатация скважин Варьеганского месторождения ведется в основном с помощью ЭЦН и лишь незначительная их часть (2–4 %) – штанговыми насосами. Механизированный фонд скважин в 2006–2007 гг. составлял 492 и 694 соответственно, что соответствует 53 и 63 % эксплуатационного фонда [1].

В связи с тем, что насосы работают эффективно только при малом газосодержании потока жидкости (до 150–170 м³/м³), а это условие в силу перечисленных выше обстоятельств на большей части месторождения не

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 13 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | |

выполнялось, работа насосного оборудования сопровождалась различного рода осложнениями.

Сочетание этих условий привело к тому, что парафино- и гидратоотложения стали серьезным препятствием для эксплуатации скважин Варьеганского месторождения. По этой причине большое число скважин находится в длительном простое.

На 2007 г. фонд осложненных скважин по месторождению включает 421, из них бездействующих – 140, в том числе с пробками – 25. Известные способы депарафинизации используются в недостаточном объеме так же, как и средства, позволяющие проводить эксплуатацию скважин с повышенным газосодержанием потока: газосепараторы и диспергаторы. На 2008 г. газосепараторами оснащено 168 механизированных скважин, или 24 %, из них в работе находилось 135. Необходимо отметить, что ряд бездействующих скважин быстро осваивался установками с газосепараторами, а в работающих ранее скважинах улучшался режим работы. Однако выбор скважин для оснащения их установками с газосепараторами не всегда соответствует условию оптимального их применения. Вследствие этого невысок и межремонтный период работы скважин с газосепараторами (на 1/1 1988 г.– 164,2 сут), что также связано с более сложными условиями их работы, особенно в период вывода скважин на режим после освоения.

Соблюдение проектных показателей по бездействующему фонду скважин позволило бы только в 2007 г. дополнительно извлечь 2,4 млн. т нефти и достичь плановых уровней [1].

Кроме того, сочетание природных условий Варьеганского месторождения таково, что газлифтный способ эксплуатации и поддержание пластового давления на уровне первоначального или даже несколько выше одинаково необходимы для устранения еще одного осложнения при добыче нефти – парафиновых и гидратных пробок. Содержание парафина в нефтях пластов Варьеганского месторождения 3,1–3,6 %. Фактором, обуславливающим неблагоприятный температурный режим в стволах скважин, является наличие в разрезе слоя многолетнемерзлых пород, который в данном районе залегает на глубине от 60 до 360 м. Вследствие этого температура потока жидкости при дебите скважины менее 50 т/сут на глубинах около 300 м и выше равна температуре выпадения парафина. Сужение потока, в свою очередь,

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | 14 |

приводит к снижению дебита и дальнейшему падению температуры. В результате не только увеличиваются глубины отложений парафина, но и создаются условия для образования гидратных пробок.

В настоящее время ведется разработка и внедрение новых способов очистки призабойной зоны скважин. Одним из таких способов является применение явления кавитации.

2.2 Использование явления кавитации при истечении жидкостей из специальных устройств для очистки призабойной зоны скважин

Во многих странах мира ведется интенсивный поиск технологий и технических средств, базирующихся на новых явлениях. Одна из таких работ, связана с использованием явления кавитации, искусственно создаваемой при истечении жидкости из специальных устройств, называемых пульсаторами (кавитаторами).

Сущность способа возбуждения разнообразных по величине ударных импульсов и колебаний давления в широком диапазоне частот состоит в том, что на основе кавитационных явлений в жидкостных системах с помощью специального устройства - кавитатора (пульсатора) на забое и в призабойной зоне скважины последовательно создаются ударные импульсы давления различной амплитуды и широкого спектра гармоник.

В жидкости и на поверхности твердого тела в случае, если давление поддерживается ниже некоторого критического значения, определяемого физическими свойствами и состоянием жидкости, при ее движении могут выделяться пузырьки газа или парогазовых смесей, которые попадая в зону с повышенным давлением «схлопываются».

По происхождению и характеру течения кавитация может быть вихревой, вибрационной, присоединенной и перемещающейся. К последней относят кавитацию, при которой в жидкости возникают отдельные нестационарные каверны и пузырьки, движущиеся вместе с ней, одновременно расширяясь и затем схлопываясь при входе в зону повышенного давления. Такие нестационарные каверны возникают как на стенке, так и в объеме жидкости в движущихся вихрях.

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 15 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | |

Присоединенная кавитация возникает вследствие образования паровой фазы вдоль поверхности твердой стенки. Граница между жидкой и паровой фазами устойчива лишь в квазиравновесной системе. При увеличении скорости струи граница становится устойчивой, и процесс парообразования протекает подобно фазовым превращениям, происходящим в самозакипающих адиабатных потоках.

Вихревые и вибрационные виды кавитации возникают в потоке при возбуждении соответствующих процессов, достаточно эффективных для проявления разрывов сплошности жидкости.

В соответствующих условиях при эксплуатации пульсатора, по-видимому, могут возникать все упомянутые виды источников кавитационных процессов. Зарождение газовой фазы в жидкостях представляет собой процесс, связанный со значительным преобразованием свойств и строения газожидкостных систем и с множественными отклонениями от равновесных условий выделения газа, сопровождающими снижение давления в смеси вблизи давления насыщения ее газа, интенсивность которых особенно велика с учетом метастабильных состояний газожидкостных растворов. При этом **прочность жидкости** **где-то надо дать определение этому понятию** и результаты формирования газовой фазы в газожидкостных системах оказываются функцией многочисленных факторов, связанных как с составом и физико-химическими свойствами смесей, так и с термобарическими показателями и динамикой снижения давления в среде. Поэтому фактическая прочность реальных многокомпонентных газожидкостных систем в ряде случаев на несколько порядков ниже расчетных оценок прочности чистых жидкостей. Изучение факторов, снижающих прочность жидкостей и способствующих интенсификации процессов парообразования, позволяет направленно конструировать забойный пульсатор, компоновку и взаимодействие его элементов с целью выбора рациональных характеристик отдельных узлов для регулирования интенсивности и частоты ударных импульсов и силы давления при использовании в качестве рабочих жидкостей газожидкостных смесей различного состава. Среди исследователей нет единого мнения о причинах существенных различий в прочности одних и тех же жидкостей. В исследованиях показана зависимость прочности жидкостей от количества растворенного газа и выдвинута гипотеза о существовании в жидкостях центров пониженной прочности в виде стабильно существующих парогазовых полостей, зародышевых пузырьков,

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 16 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | |

ядер образующейся новой фазы. Источником возникновения пузырей является газ, заключенный в трещинах твердой границы раздела, где пузырь может иметь отрицательную кривизну, способствующую сохранению его при высоких давлениях. Проведенные исследования показывают, что паровая (газовая) фаза может сохраняться не только в трещинах и впадинах на твердой поверхности. Она может сохраняться также и в объёме жидкости, покрытая твёрдыми и коллоидными частицами, образующими оболочки, которые препятствуют уменьшению и раздавливанию пузырьков гидростатическим давлением. По этой причине, по-видимому, в ряде случаев область давлений, в которой нефтегазовые смеси могут существовать в метастабильном состоянии, очень мала, так как при наличии отрицательной кривизны свободный газ может существовать в среде при давлениях, существенно превосходящих давление насыщения нефти газом. Это означает, что в условиях нефтяных скважин из-за наличия множества жидких, газовых и твердых компонентов в скважинной продукции начало выделения газовой фазы при снижении давления можно оценивать без учета перехода среды в метастабильное состояние по обычным значениям давления насыщения газом рабочей жидкости, нагнетаемой в пульсатор. Р. Дин выдвинул гипотезу образования зародышевых полостей за счет натяжения в жидкости, которые создаются свободными вихрями в звуковом поле, а также вихрями, возникающими при любом механическом возмущении жидкости, сопровождающемся турбулизацией потока [1]. При этом пузырёк газовой фазы возникает не в микрообластях низкого давления при прямом растяжении в процессе механического возмущения среды, а в локализованных областях низкого давления, связанных с вихрями, вызываемыми этим возмущением. Если пренебречь гидростатическим напором, давление в любой точке прямолинейного свободного вихря определяется соотношением:

$$p = -\frac{\Gamma^2 \rho}{8\pi_1^2} + \frac{2\sigma}{r} \quad (2.1)$$

где p - разность давлений невозмущенной жидкости и рассматриваемой точки вихря; Γ - скорость циркуляции; ρ - плотность жидкости; r_1 - радиус-вектор рассматриваемого вихря; σ - поверхностное натяжение жидкости на границе с паром (газом); r - радиус пузырька.

Как видно из выражения (2.1), уменьшение поверхностного натяжения жид-

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 17 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | |

кости на границе с паром (газом) может быть одним из способов снижения прочности рабочей жидкости. По гипотезе Гиббса, возникновение зародыша газовой фазы происходит вследствие теплового хаотического движения молекул, что оспаривается многими исследователями. Вместе с тем считается, что во всякой жидкой системе вследствие теплового движения молекул должны возникать локальные загрождения и разряжения среды статистического характера, т.е. флуктуации плотности. Если последние достигают значительной величины и выходят за пределы, совместимые с исходным агрегатным состоянием, то система становится неустойчивой, её термодинамический потенциал возрастает, достигая максимума в области метастабильного состояния. При наличии твердых границ раздела в процессе образования пузырька пара в жидкости термодинамический потенциал изменяется по закону

$$\Delta\Phi = \pi\sigma\left(-\frac{2r^3}{3r_0} + r^2\right)(2 + 3\cos\Theta - \cos^3\Theta) \quad (2.2)$$

где σ - поверхностное натяжение на границе с паром; r - радиус пузырька; r_0 - критический радиус зародыша (радиус, соответствующий метастабильному состоянию с максимумом термодинамического потенциала); Θ - угол смачивания.

Из (2.2) следует, что существенное воздействие на процессы возникновения газовой фазы в жидкости оказывает смачиваемость. В объеме жидкости ($\Theta = 0$) вероятность образования зародыша за счет флуктуации меньше, чем на твердой поверхности раздела. При изменении угла смачивания Θ от 0° до 90° приращение потенциала уменьшается в 2 раза [3].

Получено следующее приближенное соотношение, характеризующее величины прочностей жидкостей при прочих равных условиях в объеме ($Z_{об}$) жидкости и на поверхности раздела ($Z_{пов}$) в зависимости от угла смачивания:

$$\frac{Z_{пов}}{Z_{об}} \approx 1,2 \frac{1 + \cos\Theta}{2} \sqrt{2 - \cos\Theta} \quad (2.3)$$

Из (2.3) следует, что при снижении смачиваемости прочность жидкости на границе с твердым телом существенно уменьшается. Это означает, что в качестве рабочей жидкости, питающей пульсатор, целесообразно использовать либо воду, либо

водонефтяные смеси, плохо смачивающие металл, либо жидкости со специальными реагентами.

Установлено, что различного рода механические колебания, возникающие при движении жидкостей по трубам, способствуют существенному снижению их (жидкостей) прочности. В динамических условиях кавитация (например, в ультразвуковом поле) возникает при энергиях в десятки раз меньших, чем необходимо для создания давления, равного давлению упругости насыщенных паров. С увеличением скорости снижения давления прочность жидкости снижается.

При обработках призабойной зоны скважин имеют место высокие давления, и для выделения газовой фазы из рабочей жидкости необходимо устройство, позволяющее интенсивно снижать давление вплоть до зоны метастабильных состояний, что может быть осуществлено путем формирования ударного режима вскипания жидкости при истечении ее из насадок с возникновением адиабатных потоков в зоне действия пульсатора [7].

Интенсификация ударных механизмов диспергирования потоков жидкой фазы с выделением паровой (газовой) фазы может быть осуществлена при встрече скоростных потоков и струй рабочей жидкости с неподвижными экранами.

Из приведенных обзорных материалов по механизму зарождения паровой или газовой фазы в жидких системах следует, что для интенсификации процесса парообразования и его регулирования с помощью пульсатора можно использовать как специальный выбор состава и физико-химических параметров рабочей жидкости, так и его конструктивные особенности, способствующие турбулизации потоков и формированию различных режимов вскипания жидкости с последующим возникновением гидравлических ударов вследствие схлопывания образовавшихся паровых каверн.

Вихревые и вибрационные виды кавитации возникают в потоке при возбуждении процессов, достаточно интенсивных для появления разрывов сплошности жидкости. Условия возникновения паровой кавитации определяются параметром динамического подобия - числом кавитации:

$$K_i = \frac{P_0 - P_s}{\rho v_0^2 / 2} > 1 \quad (2.4)$$

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 19 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | |

где p_0 - статическое давление в некоторой точке потока; p_s - давление насыщенных паров в пузырьке; ρ - плотность жидкости; v_0 - скорость потока при постоянном давлении p_0 .

Чем меньше значение K , при постоянном давлении p_s , тем больше снижение давления допустимо в системе до начала кавитации.

Из (2.4) следует, что при течении жидкости в трубках (или насадках) и изменении режимов течения так, чтобы значение K становилось больше, меньше или равным K_i , можно воспроизводить различные режимы течения: от безкавитационного до течения с развитой кавитацией.

В число кавитации K_i , не входят свойства жидкости, влияющие на процесс кавитации - поверхностное натяжение, вязкость и т.п.

Как следует из (2.4), число кавитации представляет собой соотношение полного давления, при котором происходит схлопывание пузырька, к скоростному напору (давлению) потока.

В связи с тем, что критические давление и температура воды соответственно составляют $p_{кр} = 22,1$ МПа и $t_{кр} = 374,15$ К, паровую кавитацию в глубоких скважинах (более 2000 м) спровоцировать невозможно. При промывке забоев таких скважин через пульсатор, давление в затрубном пространстве превышает критическое давление воды $p_{кр}$.

Следует отметить, что в глубоких скважинах может возникать так называемая «газовая кавитация» за счет растворенного в воде газа.

Для возбуждения гидравлических ударных и волновых процессов в призабойной зоне скважины и в пористой среде агрегат спускается на забой скважины на НКТ. Схема обвязки оборудования и устья скважины приведена на рисунок 2.1.

Нагнетание в НКТ рабочей жидкости (воды, нефти, кислот и т.д.) производится через вертлюг, чтобы иметь возможность вращать и продвигать работающий агрегат вдоль интервала перфорации с заданной скоростью 10-40 см/мин) при непрерывной подаче в НКТ рабочей жидкости [9].

Поток рабочего агента, нагнетаемый через спущенные трубы, разделяется с помощью направляющего устройства и направляется в кольцевой (винтовой) завихритель с треугольными сечениями каналов, в котором происходит интенсивная турбулизация и завихрение потока жидкости вокруг центрального тела.

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 20 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | |

Схема обвязки наземного оборудования представлена на рисунке 2.1.

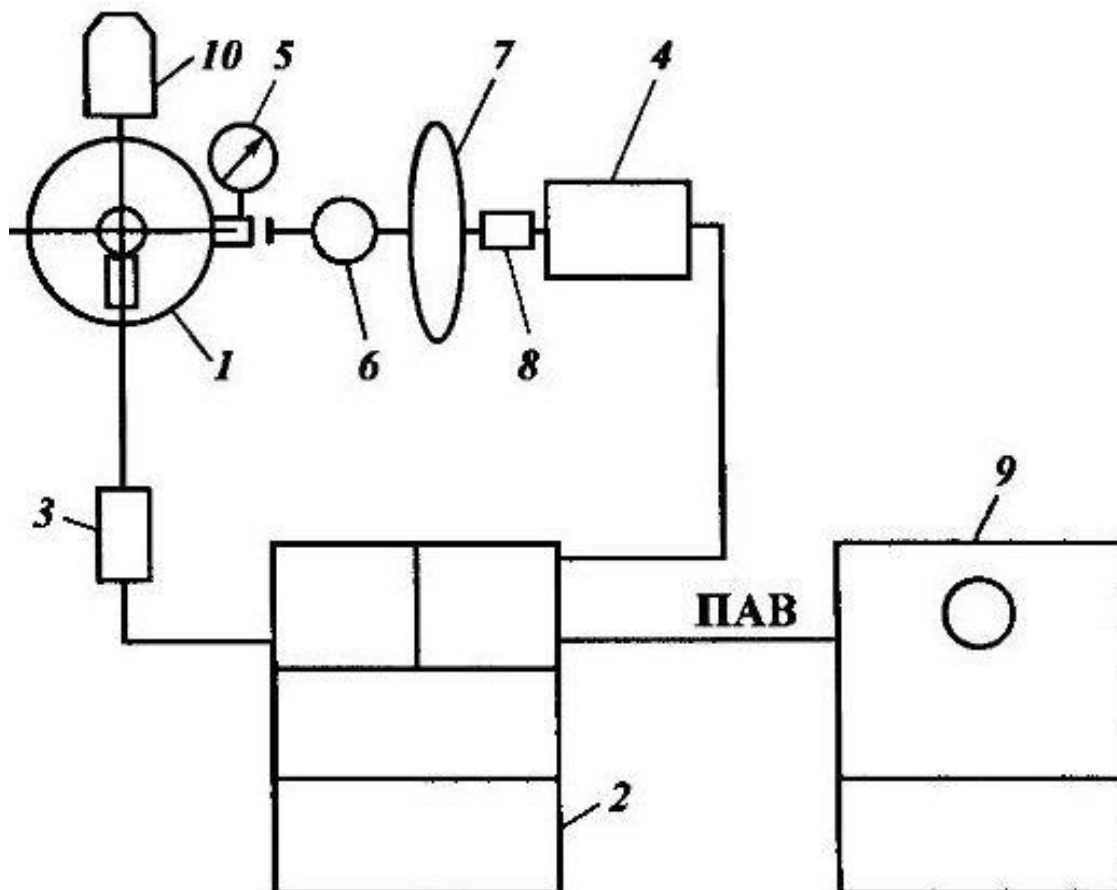


Рисунок 2.1 - Схема обвязки наземного оборудования

1 - скважина; 2 - насосный агрегат типа ЦА-320; 3 - фильтр; 4 - емкость (20-25 м³); 5 - манометр; 6 - шламоуловитель; 7 - расходомер; 8 – кран для отбора пробы; 9 - автоцистерна; 10 – подъемник

Далее поток попадает с большой окружной скоростью в **вихрекольцевую** камеру и отбрасывается по касательной на наружную стенку этой камеры [8].

Из вихрекольцевой камеры вихревой поток выходит через круглые насадки-патрубки с малым сечением кольцевое пространство скважины и далее встречается со стенкой обсадных труб, диспергируя рабочую жидкость, или струя устремляется в перфорационные каналы (при совпадении с ними направления струй потоков).

Система подземного оборудования состоит из шурфа, который используется под кондуктор; эксплуатационной колонны; насосно-компрессорных труб, устройства для управляемого волнового воздействия.

Схема подземного оборудования представлена на рисунке 2.2.

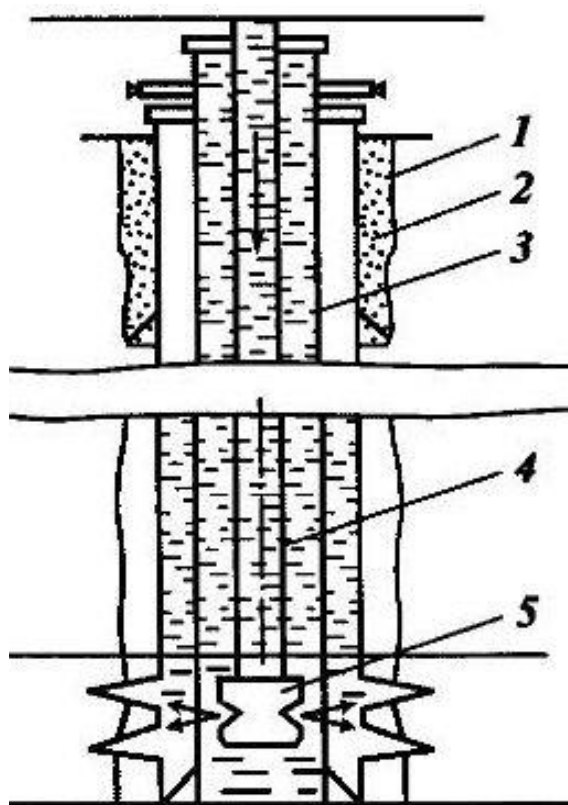


Рисунок 2.2 - Схема подземного оборудования

1 - шуфф под кондуктор; 2 - цемент; 3 - эксплуатационная колонна; 4 - НКТ; 5 - устройство для управляемого волнового воздействия

2.3 Принцип действия устройства для очистки забоя и призабойной зоны скважины

Прочность жидкости может быть снижена различными методами с последующим кратковременным образованием свободной газовой фазы в виде пузырей и газовых полостей в призабойной зоне. В последующем они схлопываются с возникновением гидравлических ударов различной интенсивности и частоты, соответствующих параметрам и геометрии возникающих паровых (газовых) образований. С учетом возможных путей снижения прочности жидкости и формирования паровой фазы в потоке газосодержащей жидкости в зоне высоких давлений призабойной зоны устройство для возбуждения ударных волн давления состоит из ряда элементов (частей), способствующих реализации различных механизмов турбулизации потоков, их закручиванию с последующим повышением

скорости истечения из насадок и ударом формирующихся струй о неподвижные преграды (обсадные трубы), отверстия фильтра скважины (перфорационные каналы).

Эффективность воздействия на призабойную зону скважины ударными волнами возрастает после предварительной очистки и промывки забоя скважины с помощью специального промывочного устройства.

На рисунке 2.3 показан общий вид устройства в разрезе. Устройство имеет переводник 1 для соединения с насосно-компрессорными трубами 2 и резьбу 3 для соединения с полым корпусом 4, в котором образован входной канал 5. В канале 5 корпуса выполнен вихревой канал 6 в виде многозаходного винта, например трехзаходного. Ниже канала 6 в корпусе 4 выполнена кольцевая расточка 7, под которой имеется выступ 8 с наклонными направляющими отверстиями 9. В нижней части корпус 4 резьбой 10 скреплен с наконечником 11. Наконечник 11 имеет соосный осевой канал 12 и размещенный на одной оси с этим каналом генератор 13 гидродинамических импульсов, выполненный в виде конфузора 14, критического отверстия 15 и диффузора 16, размещенных на одной оси и гидродинамически связанных между собой. По окружности относительно генератора 13 размещены дополнительные генераторы 17.

Генератор 17 гидродинамических импульсов выполнен в виде конфузора 18, критического отверстия 19 и диффузора 20 и гидравлически связан с наклонными направляющими отверстиями 9. В осевом канале 12 в наконечнике на резьбе закреплен обтекатель 21, выполненный в виде последовательно расположенных сопряженных на общей оси усеченных конусов 22, 23 и обратного усеченного конуса 24, переходящего в цилиндрическую ступенчатую проточку 25, 26. Обтекатель 21 по оси снабжен осевым каналом 27, и в его верхней части выполнено граненое гнездо 28 под ключ. В корпусе 4 кольцевой расточки 7, обратным усеченным конусом 24, ступенчатой расточкой 25 и выступом 8 образован кольцевой канал 29, который гидравлически связан наклонными направляющими отверстиями 9 с конфузорами 18 дополнительных генераторов [4].

На выходе из диффузоров 16 и 20 поток рабочей жидкости попадает в область повышенного давления, где каверны схлопываются, т.е. идет процесс кавитации, сопровождающийся гидравлическими ударами, волновыми явлениями, вибрацией.

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 23 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | |

Схема устройства для промывки забоя и призабойной зоны скважины представлена на рисунке 2.3.

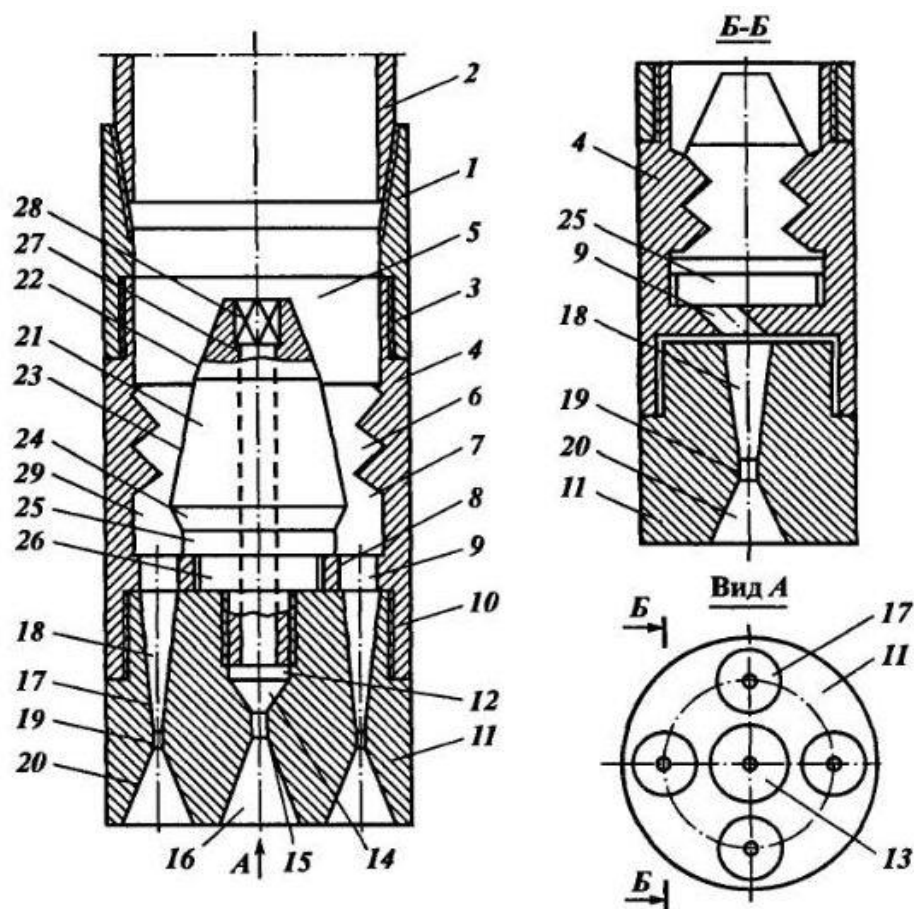


Рисунок 2.3 - Схема устройства для промывки забоя и призабойной зоны скважины

Струи рабочей жидкости из дополнительных генераторов 17, размещенных по периферии устройства, направлены под острым углом к стенке скважины. Эти струи пересекаются между собой, и при этом каверны в них сталкиваются, объединяются в увеличенные по объему [5].

В следующее мгновение последние схлопываются в области высокого давления ствола скважины, вызывая многократно увеличенные гидравлические удары и вибрации, увеличивающие срезающий, скалывающий, дробящий и диспергирующий эффекты. Пересечение струи рабочей жидкости имеет место по всему сечению ствола скважины как между струями дополнительных генераторов, так и со струями соосно размещенного генератора 13, образуя трехкратное и более сталкивание и увеличение объемов каверн.

Устройство спускается в скважину на колонне насосно-компрессорных труб 2. Промывочная жидкость поступает в корпус 4 и под влиянием конуса обтекателя 21 направляется в вихревые многозаходные винтовые каналы 6. Далее закрученный поток из кольцевой расточки 7 поступает через наклонные направляющие отверстия 9 в конфузры 14 ускорителей потоков (генераторов гидродинамических импульсов) 17, которые размещены вокруг центрального ускорителя или генератора 13.

В качестве рабочей жидкости используются вода, дегазированная нефть и различные растворы, состав которых выбирается по анализу осадков.

На рисунке 2.4 показан общий вид устройства для возбуждения ударных импульсов давления в призабойной зоне в разрезе.

Устройство кавитации, или пульсатор, как видно из рисунке 2.4, снабжен переводником 1 для соединения с НКТ и резьбой 3 для соединения с корпусом 4, в котором имеется осевой канал 5. В канале 5 в корпусе 4 закреплен обтекатель 6 с прямым конусом 7 и обратным усеченным конусом 8. Осевой канал 5 переходит в кольцевой канал 9, ниже которого расположены винтовые многозаходные, например, трехзаходные каналы 10 треугольного сечения. Винтовые каналы 10 переходят в конический конфузур 11, выполненный между конусной поверхностью 12 корпуса 5 и обратным усеченным конусом 8 обтекателя б. Конфузур 11 переходит в кольцевую вихревую камеру 13 с критической площадью сечения камеры, т.е. сечения, в котором поток рабочего агента движется с критической скоростью (при которой образуются каверны, заполненные газом и паром). В горизонтальной плоскости, проходящей через ось симметрии вихревой камеры 13 в корпусе 5 выполнены тангенциальные критические отверстия 14, гидравлически соединяющие кольцевую вихревую камеру 13 с расширяющимся каналом 15, выполненным в виде кольца. Внутренняя поверхность канала 15 выполнена ступенчатой в виде кольцевых выточек 16, вершины 17 которых образуют поверхность вращения, создаваемую воображаемым вращением параболы вокруг продольной оси Б-Б устройства, лежащей в плоскости параболы, но ее не пересекающей. Гидравлическая связь расширяющегося канала 15 с критическими тангенциальными отверстиями 14 выполнена по окружности горла расширяющегося канала 15 [6].

Схема однокаскадного устройства (пульсатора) для возбуждения ударных им-

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 25 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | |

пульсов давления в ПЗС представлена на рисунке 2.4.

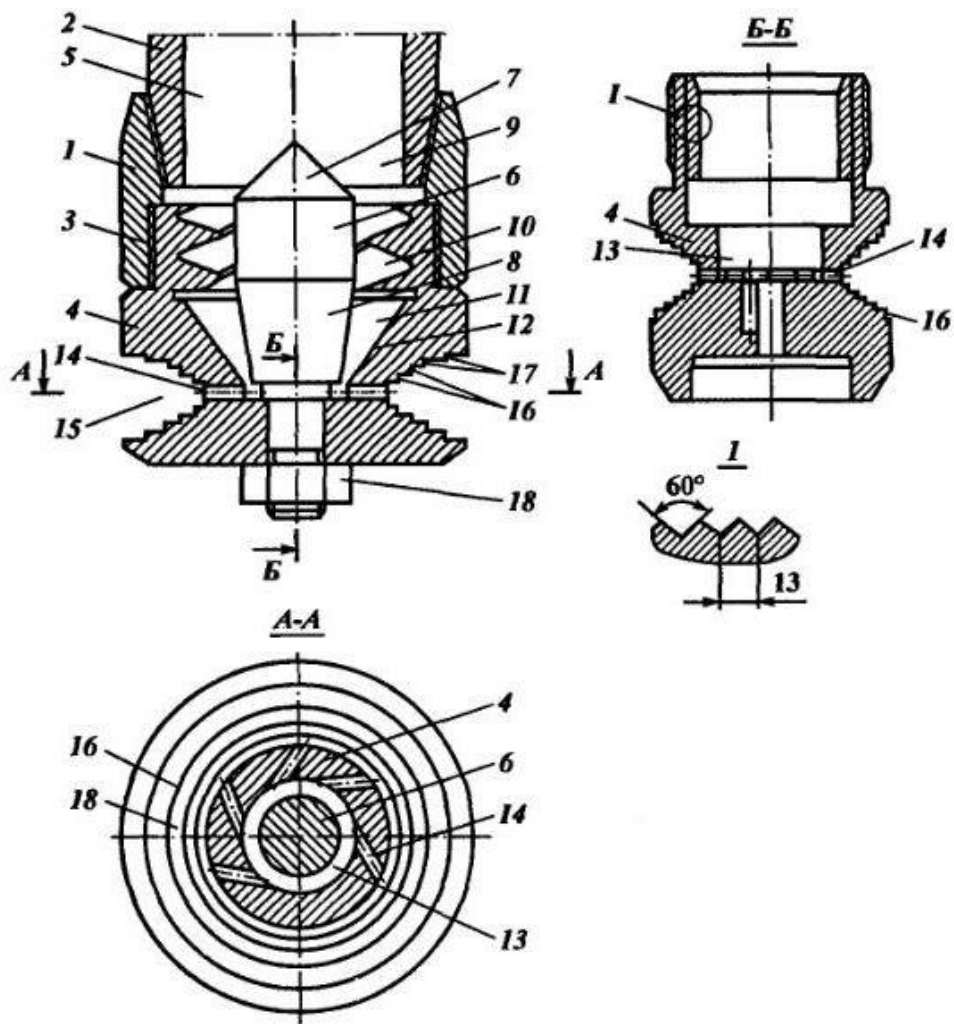


Рисунок 2.4 - Схема однокаскадного устройства (пульсатора) для возбуждения ударных импульсов давления в ПЗС

1 - переводник; 2 - колонна НКТ; 3 - резьба; 4 - корпус устройства; 5 - осевой канал; 6 - обтекатель; 7 - прямой конус; 8 - обратный усеченный конус; 9 - кольцевой канал; 10 - винтовые трехзаходные каналы треугольного сечения; 11 - конический конфузор; 12 - конусная поверхность корпуса; 13 - кольцевая вихревая камера; 14 - критические отверстия; 15 - расширяющийся канал в виде кольца; 16 - кольцевые выточки; 17 - вершины кольцевых выточек; 18 - контргайка

Для возбуждения гидравлических ударных и волновых процессов в призабойной зоне скважины и в пористой среде агрегат спускается на забой скважины на НКТ. Нагнетание в НКТ рабочей жидкости (воды, нефти, кислот и т.д.) производится через

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | 26 |

вертлюг или шланг и квадратную трубу (привод), чтобы иметь возможность вращать и продвигать работающий агрегат вдоль интервала перфорации с заданной скоростью (10-40 см/мин) при непрерывной подаче в НКТ рабочей жидкости **повторение.**

При прокачке рабочей жидкости через агрегат в призабойной зоне скважины генерируются динамические процессы, в результате которых возникают ударные гидродинамические волны давления, распространяющиеся по твердому скелету пласта и в его пористой среде и улучшающие емкостные и фильтрационные свойства пород призабойной зоны коллектора.

Механизм возникновения интенсивных ударных импульсов и вибраций давления, инициирующих волновые процессы, распространяющиеся по пласту в призабойной зоне, под воздействием которых происходит очистка от осадков, кольматирующих частиц породы и остатков бурового раствора, а также выпавших в пористой среде осадков солей и асфальтено-смолопарафиновых отложений складывается из ряда факторов. Последние, в свою очередь, формируются под влиянием специфических особенностей гидродинамики потоков, создающихся под влиянием специальных конструктивных особенностей отдельных узлов агрегата.

Одним из основных факторов процесса воздействия на пластовую систему служит скоростной напор, развиваемый струями при истечении их в скважину из вихрекольцевой камеры через сопла-насадки малого диаметра. При совпадении направления распространения струи с осью цилиндрического перфорационного канала в стенке обсадных труб и в ближайшем поровом пространстве пласта возникают специфические условия течения «турбулентной струи, бьющей в тупик». Гидродинамическое (избыточное) давление в тупиковом канале может, например, достигать (при полном совпадении оси канала с направлением турбулентной затопленной струи при расходе жидкости 10 л/с и наличии в агрегате трех выкидных каналов-насадок) 10-15 МПа [11].

Расчеты турбулентных затопленных струй, бьющих в тупик, приводятся в последующих разделах. Возникающее давление с учетом гидростатического давления (давления столба жидкости в скважине) может быть близким к горному давлению. Следует особо подчеркнуть, что периодическому совпадению струй с устьями перфорационных каналов и осей потока с осями каналов способствует свободная

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 27 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | |

подвеска пульсатора на гибких трубах, находящихся под большим давлением и обладающих значительным запасом упругой энергии, неравномерно расходуемой при истечении из пульсатора недостаточно уравновешенного турбулентного затопленного потока. Происходит интенсивное хаотическое движение устройства в призабойной зоне в вертикальной и горизонтальной плоскостях, что обеспечивает периодическое совпадение ударов струй по перфорационным каналам с возникновением неравномерной по величине силы ударов по ним. Возникающие импульсы давлений раскрывают природные трещины коллектора и способствуют возникновению новых трещин, которые обладают повышенной гидропроводностью, что позволяет подвергать ударным нагрузкам более удаленные от забоя участка пласта. При смыкании трещин вследствие падения давления в них после смещения струи от перфорационных каналов происходит выдавливание загрязнений из призабойной зоны.

Для увеличения частоты совпадения выходных отверстий насадок с устьями перфорационных каналов предусматриваются различные технологии обработки забоев скважин агрегатом. По одной из них рабочая жидкость нагнетается в скважину через вертлюг и квадратную верхнюю трубу, пропущенную через ротор ремонтной установки, чтобы вращать пульсатор в горизонтальной плоскости и сдвигать его по вертикали [10].

Вторым элементом механизма возникновения гидравлических ударов и вибраций давления при прокачке через агрегат (пульсатор) рабочей жидкости является возникновение в нем в ходе этого процесса и вокруг него паровых полостей и пузырьков газовой фазы различного размера, появляющихся вследствие разрывов сплошности потока жидкости под влиянием сложной динамики течения в агрегате затопленной турбулентной закрученной струи. Интенсивное выделение паровой фазы происходит при столкновении затопленных струй со стенкой обсадных труб (вследствие ударного диспергирования рабочей жидкости). Время жизни каверн паровой фазы, струек и газовых полостей определяется скоростным напором в их среде и в ступенчатом раструбе агрегата. При снижении скоростного напора в газожидкостной среде происходит схлопывание пузырьков и полостей паровой фазы под воздействием гидростатического давления рабочей жидкости в затрубном пространстве. При этом возникают многочисленные гидравлические удары, частота

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 28 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | |

и амплитуда которых определяется строением паровых полостей, концентрацией газовой фазы в жидкости и распределением по размерам возникших газовых пузырей. Многотональный шум, возникающий при опробовании и исследовании работы агрегата на стенде, вы проводили какие-то исследования на стенде? свидетельствует о возникновении широкого спектра по размерам газовых пузырей. Схлопывание последних приводит к созданию гидравлических ударов с широким диапазоном частот и амплитуд, интерференция которых создает в жидкости призабойной зоны мощный колебательный процесс (вибрацию и гидравлические удары), распространяющийся в пористую среду. Этот постоянно протекающий колебательный процесс (при прокачке рабочей жидкости через агрегат) накладывается на гидравлические удары в пористой среде, формирующиеся под воздействием давления ударных затопленных струй рабочей жидкости, попадающих в перфорационные каналы.

Суммарный эффект воздействия на процесс очистки призабойной зоны скважины, улучшение фильтрационных свойств пород, раскрытие старых и формирование новых трещин существенно возрастает.

Возможно проявление и третьего элемента механизма возникновения гидравлических ударов в процессе прокачки рабочей жидкости через агрегат. При использовании в качестве рабочего агента нефти, содержащей растворенный газ, последний может выделяться из раствора в зоне действия агрегата вследствие понижения давления из-за высоких значений скоростного напора струй жидкости, вытекающих из насадок, формирующих при этом адиабатные двухфазные течения. Появляющиеся в зоне агрегата газожидкостные смеси обладают повышенной сжимаемостью и играют роль полостей в процессах имплозии, вызывающих мощные гидравлические удары при заполнении газовых пузырей жидкостью под воздействием гидростатического столба жидкости в скважине. В случае формирования адиабатных двухфазных потоков процессы внезапных чередующихся сжатий газожидкостных смесей в призабойной зоне могут возникать вследствие пульсаций давления в гидравлической системе, появляющихся из-за влияния неуравновешенности струй на поток жидкости, а также значительной объемной упругости труб и рабочей жидкости [9].

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 29 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | |

При прокачке рабочей жидкости через агрегат формируется неравномерный пульсирующий поток жидкости, сопровождающийся кратковременными ударами столба затрубной жидкости и вытекающих из насадок струй по забою скважины.

Накладываясь друг на друга, ударные волны различной природы формируют в пористой среде призабойной зоны скважины неравномерное поле давлений, под воздействием которого происходят очистка пор от осадков, расширение и закрепление трещин, осаждение пластовой воды в подошвенные зоны коллектора под влиянием гравитационных сил. При определенных значениях давлений в ПЗС могут возникать различные колебания.

На рисунке 2.5 схематически представлен продольный разрез струйного вихревого аппарата. Струйный вихревой аппарат содержит спускаемый на колонне труб 1 полый корпус 2 с боковыми каналами 3 и генератор импульсов, образованный путем установки в корпусе 2 обтекателя 4 и втулки 5 с винтовыми каналами на ее внутренней поверхности.

В корпусе выполнены последовательно по ходу потока среды конфузорный канал 6 и вихревая камера 7. Со стороны наружной поверхности в корпусе 2 имеется кольцевой расширяющийся в радиальном направлении канал 8, образованный двумя коническими соосными корпусу поверхностями. При этом втулка 5 установлена в корпусе 2 с возможностью замены и размещена между выходным сечением колонны труб и конфузорным каналом.

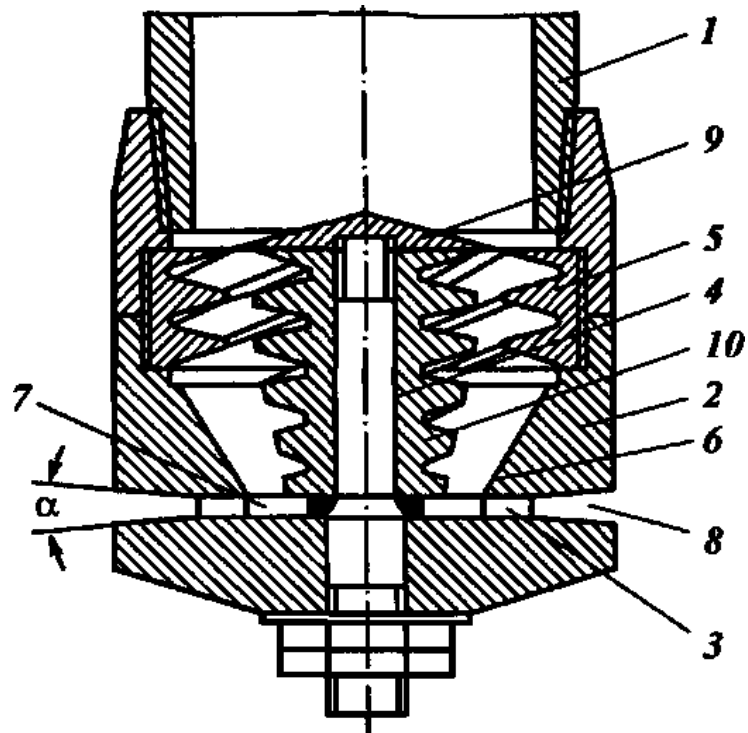
Обтекатель, установленный в корпусе с возможностью замены, выполнен разборным и состоит из съемных входного конуса 9 и центрального тела 10, наружная поверхность которого образована винтовыми каналами.

Вихревая камера 7 сообщается с кольцевым расширяющимся каналом 8 посредством боковых тангенциально выполненных каналов 3, причем выходные сечения последних расположены в зоне наименьшего проходного сечения кольцевого расширяющегося канала 8.

Винтовые каналы втулки 5 и центрального тела 10 выполнены многозаходными. Основание входного конуса 9 может лежать в плоскости входного сечения втулки 5. Винтовые каналы втулки 5 и центрального тела 10 могут быть выполнены с одинаковым или разными шагом [7].

Схема струйного вихревого аппарата представлена на рисунке 2.5.

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 30 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | |



Рисунке 2.5 - Схема струйного вихревого аппарата

Струйный вихревой аппарат работает следующим образом. Рабочую среду по колонне труб 1 подают в полый корпус 2, где она набегаёт на входной конус 9, который направляет её в кольцевой винтовой канал или винтовые каналы образованные винтовыми каналами втулки 5 и центрального тела 10 обтекателя 4.

В винтовых каналах рабочая среда приобретает вращательное движение с резким увеличением скорости рабочего потока. Из винтовых каналов рабочая среда поступает в вихревую камеру 7, где поток рабочей среды докручивается с дальнейшим увеличением скорости и скорость стабилизируется с организацией движения рабочего потока в горизонтальной плоскости. Раскрученный стабилизированный поток под действием центробежных сил и давления непрерывно истекает через боковые каналы 3 в кольцевой расширяющийся канал 8.

В канале 8, выполненном с углом раскрытия α от 6° до 7° , достигается увеличение скорости потока рабочей среды с возникновением локального разрыва сплошности потока с образованием полостей и каверн, заполненных паром и газом [4].

Поток направлен по касательной в кольцевом канале 8, он движется по кривой, и чем больше время прохождения потока через зону пониженного давления в канале 8, тем более укрупняются каверны и полости и увеличивается их количество.

Движение потоков рабочей среды в кольцевом расширяющемся канале 8 происходит с нарастанием скорости и, следовательно, с созданием условий для отрыва потока от стенок, образования каверн и пустот, что приводит к возникновению колебательного процесса, резонансных явлений и гидравлических ударов. В результате поток выносит полости и каверны за пределы аппарата в каналы и поры продуктивного пласта, в которых происходит мгновенная конденсация пара и полости и каверны схлопываются, создавая гидравлические удары и, как следствие, вибрации в призабойной зоне пласта. Поскольку описанные выше процессы происходят многократно, мгновенно и, как правило, через равные периоды времени, то и сопровождающие их звуковые волны, гидравлические удары приводят к гармоничным явлениям, или даже к резонансу с большой разрушающей силой.

Таким образом, достигается поставленная задача - повышение проницаемости призабойной зоны продуктивного пласта с последующим повышением или восстановлением продуктивности скважины. В результате от создания в призабойной зоне пласта описанных выше явлений достигается эффективное повышение продуктивности нефтяных и газовых скважин, восстанавливается начальная проницаемость скважин после их капремонта, увеличивается фазовая проницаемость для нефти и достигается возможность удалять воду и гидратные слои с поверхности пород призабойной зоны, причем достигается достаточно высокая надежность работы аппарата.

Особенностью однокаскадного пульсатора является то, что боковые тангенциальные каналы выполнены в установленных в корпусе с возможностью замены насадках, при этом профиль каналов может быть расширяющимся и может быть образован **коноидальной** поверхностью, конической поверхностью, конической поверхностью переходящей в цилиндрическую поверхность, конической поверхностью с входным цилиндрическим участком. Конические поверхности могут быть выполнены с различными углами раскрытия и различной длины.

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 32 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | |

Это позволяет устанавливать различные режимы истечения среды из аппарата, а также быстро менять насадки в случае эрозионного износа и, следовательно, изменения профиля боковых каналов [6].

На рисунке 2.7 показана схема устройства двухкаскадного пульсатора. В этом устройстве для обработки ПЗП, обеспечивающем управление волновым процессом гидровоздействия, реализовано увеличение зоны воздействия как в продольном, так и в радиальном направлениях, следствием чего является повышение надежности попадания струй рабочего агента в перфорационные отверстия обсадной или эксплуатационной колонны и, следовательно, повышение эффективности воздействия.

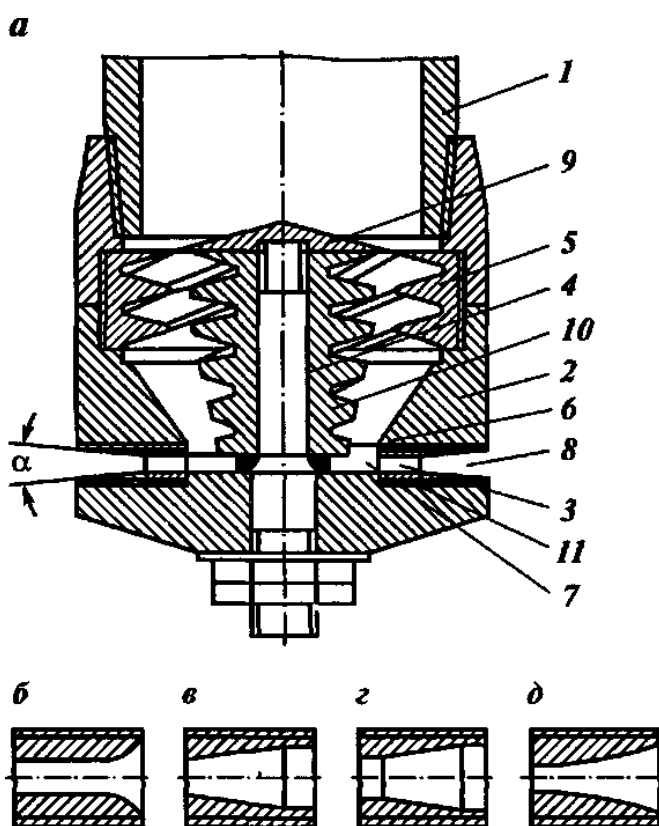


Рисунок 2.7 - Схема устройства двухкаскадного пульсатора с насадками

Поставленная задача достигается тем, что устройство для обработки призабойной зоны, содержащее основной генератор импульсов, снабжено, по крайней мере, одним дополнительным генератором импульсов, установленным последовательно и гидравлически связанным с входным осевым каналом основного генератора импульсов. Последний выполнен в виде полого корпуса с установленным в нем конусным обтекателем с образованием между их поверхностями

последовательно расположенных и сообщающихся между собой конфузурной кольцевой камеры и вихревой кольцевой камеры. При этом дополнительный генератор импульсов выполнен с возможностью изменения продольного расстояния между выходными боковыми тангенциальными каналами смежных генераторов импульсов и смещения их относительно друг друга в поперечной плоскости для изменения расположения указанных выходных боковых тангенциальных каналов смежных генераторов импульсов относительно образующей.

Устройство для обработки призабойной зоны пласта представлено на рисунке 2.7.

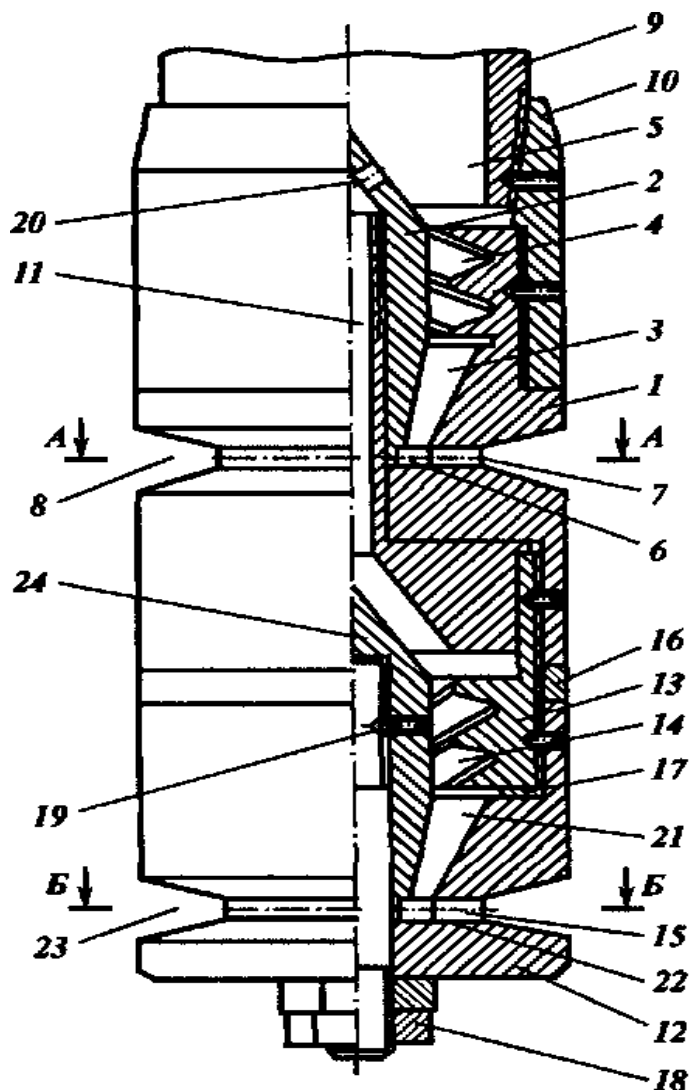


Рисунок 2.7 - Устройство для обработки призабойной зоны пласта

Устройство содержит основной генератор импульсов, выполненный в виде полого корпуса с установленным в нем конусным обтекателем 2. Поверхности

корпуса 1 и конусного обтекателя 2 образуют последовательно расположенные и сообщающиеся между собой конфузурную кольцевую камеру 3, сообщающиеся посредством многозаходных винтовых каналов 4, выполненных на внутренней поверхности

корпуса 1, с его входным осевым каналом 5, и вихревую кольцевую камеру 6. В корпусе выполнены выходные боковые тангенциальные каналы 7. На наружной поверхности корпуса выполнен диффузорный кольцевой канал 8, имеющий конусную поверхность с углом при вершине $8-15^\circ$.

Вихревая кольцевая камера 6 сообщена посредством выходных боковых тангенциальных каналов 7 с диффузорным кольцевым каналом. Корпус связан с колонной насосно-компрессорных труб 9 резьбовым переходником 10.

Устройство снабжено по крайней мере одним дополнительным генератором импульсов, имеющим конструкцию аналогичную основной. Дополнительный генератор импульсов установлен последовательно и гидравлически связан с входным осевым каналом 5 основного генератора импульсов. Эта гидравлическая связь реализована по сквозному каналу 11, выполненному в конусном обтекателе 2 основного генератора импульсов. Корпус дополнительного генератора импульсов может быть цельным или выполненным из наружной 12 и внутренней 13 частей. Части 12 и 13 связаны друг с другом с возможностью разъема, причем многозаходные винтовые каналы 14 в этом случае выполнены на внутренней поверхности внутренней части 13 корпуса.

В дополнительном генераторе импульсов многозаходные винтовые каналы 14 могут иметь направление, противоположное или совпадающее с направлением аналогичных каналов 4 основного генератора импульсов. При этом выходные боковые тангенциальные каналы 15 могут быть смещены в поперечной плоскости, относительно образующей, проходящей через аналогичные каналы 7 смежного генератора импульсов (в данном случае основного). Это достигается за счет использования сменного кольца 16, которое может быть резьбовым и размещается между торцовыми поверхностями корпусов смежных генераторов импульсов.

Устройство работает следующим образом. При подаче рабочего агента в зоне расположения обтекателя 2 во входном осевом канале 5 происходит разделение

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | 35 |

потока рабочего агента на два, один из которых попадает в основной генератор импульсов, а другой через отверстия 20, сквозной канал 11 в дополнительный генератор импульсов. В генераторах импульсов потоки рабочего агента в многозаходных винтовых каналах 4, 14 закручиваются и попадают в конфузورные кольцевые камеры 3, 21, в которых скорость потоков рабочего агента увеличивается (с сохранением вращательного движения) еще больше. В вихревых кольцевых камерах 6, 22 движения потоков рабочего агента в горизонтальной плоскости стабилизируются и под действием центробежных сил осуществляется выброс рабочего агента через выходные боковые тангенциальные каналы 7, 15 и диффузорные кольцевые каналы 8, 23 в призабойную зону пласта. Возникают кавитационные явления. [2].

2.4 Расчет дебита скважины

Общее уравнение притока жидкости в скважину имеет вид:

$$Q = k(p_{гк} - p_{заб})^n \quad (2.5)$$

где Q - дебит скважины; k - размерный коэффициент пропорциональности; n - показатель степени, характеризующий режим движения жидкости (фильтрации).

При $n = 1$ выражение записывается как:

$$Q = K_{пр}(p_{гк} - p_{заб}) \quad (2.6)$$

где $K_{пр}$ - коэффициент продуктивности скважины, т/(сут*МПа) (стандартные условия).

Дебит несовершенной скважины в условиях плоскорадиального притока в соответствии с формулой Дююи:

$$Q = \frac{2\pi kh(p_{пл} - p_{заб})}{b_n \mu_{нп} \ln \frac{R_k}{r_{пр}}} \quad (2.7)$$

где k - проницаемость пласта (призабойной зоны скважины), м; h - толщина пласта (работающая), м; $\mu_{нп}$ - вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с; $r_{пр}$ - приведенный радиус скважины, м; R_k - радиус контура питания, м [6].

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 36 |

Из сопоставления уравнений получаем:

$$K_{np} = 0,54287 \frac{kh\rho_m}{\mu_m b_n \ln \frac{R_k}{r_{np}}} \quad (2.8)$$

где b_n - объемный коэффициент нефти; ρ_{np} - плотность нефти в пластовых условиях, кг/м.

В соответствии с данным уравнением дебит скважины в стандартных условиях, замеряемый в т/сут, можно рассчитать по следующей формуле:

$$Q = 0,54287 \frac{kh\rho_m (p_{nl} - p_{заб})}{\mu_m b_n \ln \frac{R_k}{r_n}} \quad (2.9)$$

Требуется вычислить дебит нефтяной скважины при забойном давлении, равном давлению насыщения, для следующих условий: проницаемость призабойной зоны 0,25 мкм²; толщина пласта 5 м; плотность нефти в пластовых условиях 805 кг/м ; вязкость нефти в пластовых условиях 2 мПа*с; плотность дегазированной нефти 862 кг/м³; радиус контура питания 300 м; приведенный радиус скважины 0,01 м; пластовое давление 25 МПа; газосодержание (газонасыщенность) пластовой нефти (объем газа приведен к стандартным условиям) $G_0(\Gamma_0) = 78,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$, давление насыщения при $t = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ $p_{нас\ 20} = 8,48 \text{ МПа}$; пластовая температура 82 $^\circ\text{C}$; содержание метана в газе однократного разгазирования при стандартных условиях $y_m=0.622$, а азота $y_a=0.027$.

Рассчитывается объемный коэффициент нефти:

$$b_n = 1 + 3,05 \cdot 10^{-3} \cdot 78,5 = 1,24.$$

Далее определяется давление насыщения при пластовой температуре, так как в исходных данных оно дано при стандартной температуре.

$$p_{нас} = p_{нас\ t} - \frac{t - t_{nl}}{9,157 + \frac{701,8}{\Gamma_{ом} (y_m - 0,8y_a)}}$$

Приводим заданное газосодержание G_0 пластовой нефти к размерности $\Gamma_{ом}$ в вышеприведенном уравнении:

$$\Gamma_{ом} = 10^3 \cdot 78,5 / (293,15 / 273) 862 = 84,8 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Таким образом, давление насыщения при $t_{пл}$

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 37 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | |

$$p_{нас} = 8,48 - \frac{20 - 82}{9,157 + \frac{701,8}{84,8(0,622 - 0,8 * 0,027)}} = 11,18 \text{ МПа}$$

Рассчитываем дебит скважины

$$Q = \frac{0,54287 * 0,25 * 5 * 805(25 - 11,18)}{2 * 1,24 * \ln(300/001)} = 295,3 \text{ м}^3/\text{сут}$$

Расчетный дебит скважины составляет 295,3 т/сут.

Кавитационно-волновые методы возбуждения ударных импульсов и колебаний давления с широким диапазоном частот основываются на процессах кавитационных явлений при зарождении паровой (газовой) фазы и ее развитии в ПЗП. По происхождению кавитация может быть вихревой и перемещающейся. Она возникает в потоке при увеличении скорости струи, достаточной для разрыва скорости. Условие возникновения паровой кавитации, без учета влияния растворенного газа, определяется параметром динамического подобия – числом кавитации

$$K_k = \frac{p_0 - p_n}{\rho \frac{v_0^2}{2}} > 1 \quad (2.1)$$

где p_0 – давление в некоторой точке потока; p_n – давление насыщения паров в пузырьре; v_0 – скорость потока при давлении p_0 ; ρ – плотность жидкости.

Где расчеты по этой формуле?

Согласно уравнению, можно воспроизводить различные режимы течения жидкости в насадках, чтобы K_k принимало значения большие, меньшие и равные 1, т.е. создавать безкавитационные режимы и режимы с развитой кавитацией в определенных условиях.

В условиях ультразвукового поля кавитация возникает при энергии в десятки раз меньшей, чем необходимо для создания давления упругости насыщенных паров, но если давление в скважине равно или превышает критическое давление воды ($p_{кр} = 22,1 \text{ МПа}$), то спровоцировать паровую кавитацию жидкости без растворенного в ней газа невозможно.

Принципиальная схема пульсаторов для формирования паровой фазы в потоке газосодержащей жидкости и возбуждения ударных волн давления в ПЗП состоит из ряда элементов, способствующих турбулизации потоков, их закручиванию с

последующим повышением скорости истечения из насадок. Пульсатор спускается в зону обработки скважины на НКТ, а рабочие жидкости нагнетаются насосными установками. Для повышения эффективности обработки ПЗП работающий агрегат перемещается вдоль интервала перфорации с передачей вращения. Наибольшие импульсы давлений возникают при совпадении каналов насадок пульсатора с устьями перфорационных каналов. **повторение**

Теория турбулентных струй, бьющих в тупик, позволяет оценить давление, развиваемое потоком для случая гидравлического удара. Давление гидравлического удара в канале может быть рассчитано по формуле Жуковского:

$$\Delta p = \rho c v \quad (2.1)$$

1)

где c – скорость распространения ударной волны; v – начальная скорость истечения жидкости из насадки; ρ – плотность жидкости.

Скорость распространения ударной волны зависит от свойств жидкости, пористости среды и радиуса зоны вокруг перфорационного канала в породе:

$$c = \frac{\sqrt{\frac{1}{\beta_{ж}\rho}}}{\sqrt{1 + \frac{d}{\beta_{ж}E\delta}}} \quad (2.1)$$

2)

где $\beta_{ж}$ – коэффициент объемного сжатия жидкости; d – внутренний диаметр перфорационного канала; E – модуль упругости пористой среды; δ – толщина стенки пород вокруг канала.

Накладываясь друг на друга, ударные волны различной природы создают неравномерное поле волновых давлений в пористой среде ПЗП, сопровождаемое значительными знакопеременными нагрузками, что способствует очистке поровых каналов, повышению скорости фильтрации и нефтеотдачи пластов, т.е. интенсификации добычи нефти.

Кавитационно-волновая технология считается технологией управляемого воздействия на ПЗП и носит многофакторный характер при относительной простоте реализации.

При $d = 10$ мм; $\delta = 5,0$ мм, $E = 2 \cdot 10^{10}$ Па⁻¹, $K = 3 \cdot 10^9$ Па⁻¹, $\rho = 1000$ кг/м³. Получим $c = 1519$ м/с. При $Q = 3$ л/с скорость истечения жидкости из насадки с

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 39 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | |

радиусом $\delta = 5$ мм составит $v = 38,2$ м/с. Тогда давление гидравлического удара в перфорационном канале составляет $\Delta P = 58$ МПа.

Хотелось бы еще добавить технологическую часть: длительность обработки, периодичность, какой аппарат вы все-таки выбираете из предложенных для ваших условий. То есть надо привязать это к вашей геологии. Пока это параграф из учебника, и то, по машинам и механизмам.

3. Организационная часть

3.1 Охрана труда и техника безопасности

Организация и порядок обучения, проведение инструктажей, проверка знаний и допуск к самостоятельной работе должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.0.004-90 Положение о порядке подготовки и аттестации работников организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты подконтрольные Госгортехнадзору России (РД 04-265-99), утверждённого постановлением Госгортехнадзора России от 11.01.99 №2.

На рабочих местах, а также во всех местах опасного производственного объекта, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть предупредительные знаки и надписи.

В производственных помещениях необходимо предусматривать аварийное освещение, кроме рабочего, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках – эвакуационное освещение. Светильники аварийного (эвакуационного) освещения должны питаться от независимого источника, но допускается также применение ручных светильников с аккумуляторами.

Все потенциально опасные места объектов нефтегазодобычи (открытые емкости, трансмиссии и т. п.) должны иметь ограждения, закрывающие доступ к ним со всех сторон.

Вибрация и шум разрушительно действуют на организм человека в целом и относятся к опасным факторам в условиях труда. Они способны вызвать полную или частичную потерю слуха, глубокое расстройство нервной системы, стимулируют

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 40 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | |

сердечно-сосудистые, раковые, желудочно-кишечные заболевания. В результате шумного воздействия нарушается восприятие человеком оперативной информации.

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ А должны быть обозначены знаками безопасности по ГОСТ 12.4.026. Работников этих зон администрация обязана снабжать средствами индивидуальной защиты по ГОСТ 12.4.051 [7].

Взрывоопасными являются углеводородные газы, а также пары углеводородов, которые при больших концентрациях вместе с кислородом воздуха образуют смеси, взрывающиеся при наличии огня, искры. Пары углеводородов при их концентрации в воздухе 30-50 мг/м³ могут через несколько минут вызвать смертельное отравление, при меньших концентрациях – головокружение, сердцебиение, появляется глубокое наркотическое пьянящее действие. Углеводородный газ действует на центральную нервную систему. Длительное вдыхание при низких концентрациях приводит к хроническим заболеваниям.

Комплекс мероприятий по обеспечению работ и производственной санитарии составлен исходя из Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, разработанных в соответствии с Федеральным законом от 21.07.1997г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» с изменениями «Положением о Федеральном горном и промышленном надзоре России», утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 03.12.2001, № 841 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2001, № 50, ст. 4742), других Федеральных законов, иных нормативных правовых актов Российской Федерации, нормативной технической документации в области промышленной безопасности, охраны труда, недр и окружающей среды [7].

3.2 Противопожарные мероприятия

Производственные инструкции на рабочих местах должны содержать раздел «Действия производственного персонала при возникновении пожара», в которых указываются размещение средств пожаротушения, пожарных извещателей системы пожарной сигнализации данного объекта и последовательность действия персонала при возникновении пожара.

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 41 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | |

Исходя из вышеизложенного, безопасность работников и экологичность окружающей среды во время поисковых работ зависит от многих факторов и в первую очередь – от оснащенности рабочего места с соблюдением всех установленных нормативов, санитарных норм, правил.

Особое внимание необходимо уделять подготовке рабочего персонала по ликвидации пожаров, устранению аварийных ситуаций, повышению профессионального

уровня. Соблюдение и выполнение всех перечисленных в разделе требований по безопасности позволит повысить качество работы, уровень технической, пожарной и экологической безопасности, снизить травматизм и профессиональные заболевания.

3.3 Охрана недр и окружающей среды

Основные требования к работам с точки зрения рационального изучения и охраны недр заключаются в том, что все предприятия и организации, проводящие геологическое изучение недр, должны обеспечивать: научно обоснованное направление и эффективность работ по изучению недр; полноту изучения геологического строения недр, горнотехнических, гидрогеологических, других условий разработки месторождений; достоверность определения количества и качества запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых, геолого-экономическую оценку месторождений; ведение работ по геологическому изучению недр методами и способами исключающими неоправданные потери полезных ископаемых и снижение их качества; сбор добытой из разведочных скважин нефти утилизацию и транспортировку ее, исключающие вредное влияние на окружающую среду.

Одним из основных требований охраны недр является требование к соблюдению безопасного ведения работ. В практике имели место случаи, когда открытое фонтанирование приводило к полному истощению залежей. Большой вред недрам наносят и грифоны, образующиеся в результате прорыва газа по трещинам, иногда на значительные расстояния от скважины. Такие явления имеют место на месторождениях с нарушенным залеганием пород. Прорывы газа и его распространение по площади по подпочвенным слоям создают взрывоопасную

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 42 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | |

обстановку в районе работ. Переливы воды из скважин ведут к потерям вод, особенно если они лечебны и к порче угодий, заболачиванию местности [8].

В процессе проводки скважин необходимо осуществлять меры по предотвращению открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов ствола скважины. Следует проводить изоляцию друг от друга нефтегазоводоносных интервалов методом установки цементных мостов, обеспечивать герметичность колонн и высокое качество их цементирования. Колонна считается герметичной после опрессовки, если

давление не снижается в течение 30 мин. или снижается, но не более чем на 0,5 МПа. Аварийные скважины создают непосредственную угрозу недрам и окружающей среде. Также, необходимо обеспечивать сохранность месторождения, сохранность работающих скважин, недопустимость различных проявлений пластового флюида на поверхность, соблюдение всех технологических операций предусмотренных проектом и планами работ.

Мероприятия по охране окружающей среды при разработке нефтяных месторождений должны быть направлены на предотвращение загрязнения земли, поверхностных и подземных вод, воздушного бассейна нефтепродуктами (жидкими и газообразными), промышленными сточными водами, химреагентами, а также на рациональное использование земель и пресных вод.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|------|
| | | | | | | Лист |
| | | | | | | 43 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

4 Экономическая часть

После проведения различных мероприятий по повышению интенсификации притока или мероприятий по очистке призабойной зоны скважины, всегда проводят гидродинамические исследования [7].

Для определения стоимости проведения гидродинамических исследований таких как: замер пластовых давлений, замер забойных давлений, снятие индикаторных кривых с отбивкой Нд, и Нст - эхолотом, снятие кривых восстановления давления, отбор глубинных проб нефти (жидкости) и многих других, необходимо знать норму времени на исследование нефтяных и нагнетательных скважин. Кроме этого учитываются затраты времени на переезды исследований от базы ЦНИПР до куста (места исследований) и протяженность такого переезда.

Важно также знать часовую тарифную ставку для операторов по исследованию скважин в зависимости от разряда и часовую тарифную ставку для оплаты ЦНИПРом организации, поставляющие спецмашины (Газ - 71, Газ - 66) для исследования скважин и для перевозки операторов по исследованию к объектам.

В данном расчете нормы времени на спуск и подъем прибора на 2500 метров - средняя глубина скважин Варьеганского месторождения и на подготовительно - заключительные работы взяты из регламента и методики планирования объектов промысловых гидродинамических исследований и таблиц.

В затратах труда не учтено участие оператора по исследованию скважин, водителей передвижных лабораторий, числящиеся в УТТ.

Затраты времени на переезды исследований от базы к объектам приняты в размере 20% от нормативной численности на исследование скважин согласно сходного баланса рабочего времени НГДУ [8].

Нормы времени на переезд 1 км с грузом по местности: (грунтовая дорога по пересеченной местности с подъемом до 20 градусов, речная пойма) соответственно равна 22 минутам к 0,027 часа [9].

Протяженность переездов операторов по исследованию скважин от базы до объектов в среднем по Варьеганскому месторождению принимаем равным 100 км в

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 44 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | |

один конец. Расчет сводится к определению времени, затраченного на проведение

гидродинамических исследований.

$$T_{\text{общ.}} = T_{\text{пр.}} + T_{\text{иссл.}} \quad (4.1)$$

где: $T_{\text{иссл.}}$ - норма времени на 1 работу по спуску и подъему прибора.

$T_{\text{пр.}}$ - время затраченное на переезд от базы до скважины

$$T_{\text{пр}} = T \cdot 2 \cdot S \quad (4.2)$$

где: S - путь в 1 конец (км);

T - норма времени на 1 км.

$$T_{\text{пр}} = 0,027 \cdot 2 \cdot 100 = 5,4$$

Теперь определяем стоимость проведения гидродинамических исследований:

$$C_{\text{общ.}} = C_{\text{пр.}} + C_{\text{иссл.}} \quad (4.3)$$

$$C_{\text{общ.}} = 315 \cdot 1,68 + 11000,134$$

$$C_{\text{иссл.}} = T_{\text{ст1}} \cdot T_{\text{общ.}} + T_{\text{ст2}} \cdot T_{\text{общ.}} \quad (4.4)$$

где: $C_{\text{иссл.}}$ - сумма затраченная для оплаты операторов (как правило исследование проводят 2 оператора 4 и 6 разряда

$T_{\text{ст1}}$ - часовая тарифная ставка оператора 6 разряда

$T_{\text{ст2}}$ - часовая тарифная ставка оператора 4 разряда

$$T_{\text{ст1}} = 12,04 \cdot 1,8 = 21,672$$

$$T_{\text{ст2}} = 9,77 \cdot 1,8 = 17,586$$

$$C_{\text{иссл.}} = 21,672 \cdot 282 + 17,585 \cdot 278 = 11000,134$$

Дополнительная прибыль определяется по формуле:

$$\Delta П = A_2(Ц - C_2) - A_1(Ц - C_1) \quad (4.5)$$

где $Ц$ – оптовая цена нефти предприятия на нефть.

$$\Delta П = 2430(12 - 9,2) - 1750(12 - 12,37) = 6156 \text{ руб.},$$

где 12 — оптовая цена (без налога с оборота) на нефть на данном предприятии, руб/т. Это на 2016 год?

Годовой экономический эффект от внедрения обработок

$$\mathcal{E} = C_1 A_1 + H \Delta A_2 + C_2 A_2 - E \Delta K \quad (4.6)$$

где C_1 и C_2 — себестоимости нефти без обработки и с ней, руб/т; A_1 , A_2 – годовая добыча без обработок и с ней; ΔA — дополнительная годовая с обработками, т; H — специальный норматив удельных приведенных затрат на 1 т прироста нефти,

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 45 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | |

руб/т; для **десятой и одиннадцатой пятилеток**?? $H=55$ руб/т; E — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, $=0,15$; ΔK — дополнительные капитальные вложения.

Изменение эксплуатационных расходов и сводный хозяйственный эффект определяются по (4.5) и (4.6):

$$\Delta C = 2430(12,37 - 9,2) = 7703,1 \text{ руб.}, \quad \Delta x = 6156 - 0,15 \cdot 460 = 6087 \text{ руб.}$$

Расчет затрат на исследование

Определяем время, затраченное на замер забойного давления при фонтанной эксплуатации

$$T_{\text{общ}} = T_{\text{пр}} + T_{\text{исл.}} = 5,4 + 6,8 = 36,72$$

Расчеты по определению стоимости проведенных всех остальных гидродинамических исследований аналогично, результаты снесены в таблицу 4.1.

Таблица 4.1- Стоимости гидродинамических исследований **В каких единицах?**

| Вид исследования | Газ-66 | | Газ – 71 это | |
|-----------------------------------|---------------|-----|---------------------|-----|
| | | | что? | |
| | операторы | | операторы | |
| | 4-6 | 5-6 | 4-6 | 5-6 |
| ФОНТАННЫЕ СКВАЖИНЫ | | | | |
| Замер Рпл. | 281 | 286 | 281 | 284 |
| Замер Рзаб. | | | 281 | 284 |
| Снятие КВД | 929 | 942 | 106 | 108 |
| Отбор гл. проб глубинным | 333 | 338 | 382 | 387 |
| НАГНЕТАТЕЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ | | | | |
| Замер Р пл., Р заб. | 274 | 278 | 313 | 317 |
| Иssl. методом установив зачек | 912 | 925 | 104 | 106 |
| Снятие КВД | 754 | 765 | 867 | 878 |
| СКВАЖИНЫ ОБОРУДОВАННЫЕ ЭЦН | | | | |
| Определения Н ст., Н д. | 79 | 80 | 91, | 79 |
| Снятие КВД | 802 | 813 | 921 | 932 |
| Замер Т пл. | 278 | 282 | 319 | 323 |

Заключение

Тема дипломного проекта называется «Использование явления кавитации при истечении жидкостей из специальных устройств для очистки призабойной зоны скважины на примере Варьеганского месторождения».

В первой части проекта описывается геологическое строение территории, к которому приурочено Варьеганское месторождение, дается литолого-стратиграфическое описание разреза, приводятся сведения о тектонике района, физических и химических свойств подземных флюидов, а так же описывается конструкция скважины.

Во второй части работы рассмотрены вопросы по использованию явления кавитации при истечении жидкостей из специальных устройств для очистки призабойной зоны скважин, представлено оборудование и схемы для проведения работ.

В третьей и четвертой части рассматриваются организационные вопросы, а именно вопросы по технике безопасности проводимых работ на промысле, охране труда, охране недр и природы, а также особое внимание уделяется, и подсчитываются основные экономические показатели проводимых работ.

По происхождению и характеру течения кавитация может быть вихревой, вибрационной, присоединенной и перемещающейся. К последней относят кавитацию, при которой в жидкости возникают отдельные нестационарные каверны и пузырьки, движущиеся вместе с ней, одновременно расширяясь и затем схлопываясь при входе в зону повышенного давления. Такие нестационарные каверны возникают как на стенке, так и в объеме жидкости в движущихся вихрях и при высоком уровне турбулентности.

В результате выполненной работы, где было рассмотрено применение явления кавитации при истечении жидкостей из предложенных устройств для очистки призабойной зоны дебит скважин увеличился на 12%.

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 47 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | |

Литература

1. Абдулмаентов Р.Д., Баймухаметов К.С. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России. – М.: ВНИИОЭНГ, 2009. – 280 с.
2. Акульшин А.И. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. - М.: Недра, 2010 г. - 360 с.
3. Антонов АН., Купцов В.М., Комаров В.В. Пульсации давления при струйных и отрывных течениях. - М: Машиностроение, 2010. - 272 с.
4. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. - М., Недра, 2000 г. – 456 с.
5. Гогиш Л.В., Степанов Г.Ю. Отрывные и кавитационные течения. - М.: Наука, 2009. - 536 с.
6. Ибрагимов Л.Х. Интенсификация добычи нефти с применением генераторов турбулентных струй и адиабатных двухфазных потоков//Нефтепромысловое дело. - 2010. - № 6. - С. 21-22.
7. Ибрагимов Л.Х. Теория и практика применения затопленных скоростных турбулентных струй и вскипающих адиабатичных потоков для воздействия на призабойные зоны скважин. - М.: ВНИИОЭНГ, 2011. - 112 с.
8. Куцын П.В., Мишанин Б.С., Овсянников Ю.Н Охрана труда на буровых и нефтегазодобывающих предприятиях. - М.: Недра, 2009. - 240 с.
9. Мирзаджанзаде АХ., Аметов И.М. и др. Технология и техника добычи нефти. - М.: Недра, 2009. - 380 с.
10. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы повышения нефтеотдачи пластов. – М., Недра, 2010.-308 с.
11. Сучков Б. М. Интенсификация работы скважин. – М.: Институт компьютерных исследований, 2012. – 611 с.
12. Хаустов А.П. Охрана окружающей среды при добыче нефти. – М.: изд-во "Депо", 2009. – 269 с.

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | | | | | 48 |