

В.Г. Неволин

**Опыт применения звукового воздействия
в практике нефтедобычи Пермского края**

**Пермь
2008**

УДК 576.8: 622.276: 620.197: 622.276.43: 622.244.422.063: 622.245.43

Неволин В.Г. Опыт применения звукового воздействия в практике нефтедобычи Пермского края. – Пермь, 2008. – 54с.

В работе рассматриваются экспериментальные и теоретические исследования по использованию гидродинамических излучателей на месторождениях Пермской области, проводимые в ПермНИПИнефть с середины 1970-х годов по настоящее время.

Описаны результаты экспериментов по воздействию гидродинамических излучателей на нефтепромысловые жидкости (сточные и пресные воды, водонефтяные эмульсии, тампонажные материалы) и призабойную зону пласта.

Даются рекомендации по повышению эффективности звукового воздействия.

Оглавление

	Стр
Введение.	4
I. Исследуемые устройства.	4
I.1. Механизм работы гидродинамического вибратора.	4
I.2. Механизм работы вихревого гидродинамического излучателя.	5
I.3. Воздействие излучателей на жидкость.	10
I.4. Звукохимические реакции в воде и водных растворах.	11
II. Подготовка сточных вод.	12
II.1. Влияние вибратора на жизнедеятельность СВБ.	14
II.2. Заводнение пласта.	14
III. Воздействие на буровые растворы.	27
III.1. Результаты производственных испытаний.	29
IV. Освоение скважин.	31
IV.1. Динамические кислотные обработки.	37
V. Изоляция водопритоков.	38
V.1. Экспериментальные работы по селективной изоляции водопритоков в скважинах с акустическим воздействием.	46
VI. Выводы.	49
VII. Список литературы.	50

Введение

С середины 1970-х годов на месторождениях Пермской области проводились экспериментальные и теоретические работы по использованию гидродинамических излучателей. Так, в системе ППД использовались пластинчатые [1 - 3] и вихревые излучатели [4 - 6], а при бурении, освоении скважин и изоляции водопритоков – вихревые излучатели [6, 7].

I. Исследуемые устройства

I.1. Механизм работы гидродинамического вибратора.

Вибратор гидродинамический представляет собой многопластинчатый гидродинамический излучатель, состоящий из погружённых в жидкость прямоугольных щелевых сопел и заострённых в сторону струи пластин. Схематический вид вибратора изображён на рис. 1.

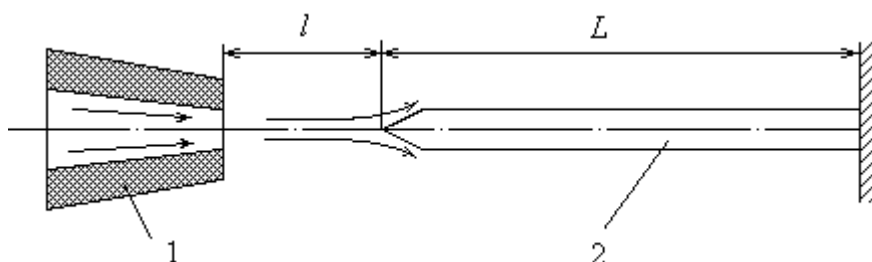


Рис. 1.1. Схема гидродинамического вибратора:

1 — сопло, 2 - пластина

При натекании на пластинку жидкости в ней возбуждаются изгибные колебания, основная собственная частота которых $f_n = (\beta h / L^2)(E / \rho)^{1/2}$, где $\beta = 0,162$ – коэффициент пропорциональности, зависящий от способа крепления пластинки, L и h – длина и толщина пластинки, E – модуль упругости материала пластинки, ρ – плотность материала пластинки. В натекающей струе возникают автоколебания с частотой $f_c = kV / l$, где k – коэффициент пропорциональности, зависящий от формы струи, V – скорость струи, l – расстояние между соплом и пластиной. Для возбуждения интенсивных колебаний (т.е. возникновения резонанса) необходимо, чтобы $f_n = f_c$, что легко осуществляется регулировкой скорости струи и изменением расстояния между соплом и пластиной [8 - 10].

Пластинчатые излучатели в зависимости от геометрических размеров пластины и упругих её свойств генерируют колебания с частотами $0,05 \div 35$ кГц. Излучение акустических колебаний при работе пластинчатых излучателей осуществляется в основном за счёт пластинки, колеблющейся в направлении, перпендикулярном её плоскости, с максимумом вблизи её свободного конца (рис. 1).

Как показали исследования, генерация акустических колебаний в вязких средах происходит при более высоких скоростях истечения жидкости, причём с увеличением вязкости рабочей жидкости скорости натекания должны возрастать.

Это обусловлено тем, что вязкость стабилизирует набегающий поток жидкости и поэтому возникновения автоколебаний в этой струе жидкости возникает при большей скорости жидкости.

1.2. Механизм работы вихревого гидродинамического излучателя

Наиболее широкое распространение на нефтепромыслах нашли вихревые излучатели (генераторы волн давления) [4 - 7] как наиболее неприхотливые, например, к изменению условий закачки, в отличие от пластинчатых излучателей, которые требуют очень тонкой настройки.

Внешний вид излучателя приведён на рис. 1.2.

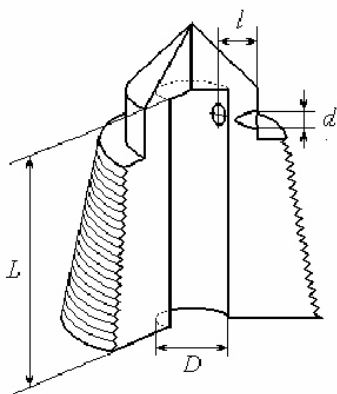


Рис. 1.2. Схематическое изображение вихревого генератора:
 L и D – длина и диаметр вихревой камеры; d и l – диаметр и длина входного тангенциального отверстия

Генератор представляет собой корпус с цилиндрической камерой (камерой завихрения), с тангенциальным каналом (одним или несколькими) для подачи рабочей жидкости и соплом для выхода рабочей жидкости.

Генератор работает следующим образом [11-17]. При подаче жидкости через тангенциальное отверстие 2 диаметром d (см. рис. 1.3) внутри камеры завихрения 3 и выходного сопла 4 генератора образуется система двух закрученных потоков. По периферии камеры движется так называемый первичный вихрь (I), имеющий в поперечном сечении форму кольца с наружным радиусом $R = D/2$ и внутренним r_m . Этот поток состоит из рабочей жидкости, подаваемой в генератор. Приосевую область вихре-

вой камеры занимает вторичный вихрь (II), вращающийся как квазитвёрдое тело. Он образуется вследствие вовлечения в движение первичным потоком жидкости из окружающей среды, в которую происходит истечение жидкости из генератора.

Опыт показывает, что в случае незатопленного истечения струи жидкости (например, при истечении её в газообразную среду) движение устойчиво и пульсации давления и скорости в потоке отсутствуют. Если же истечение закрученной струи затопленное, т.е. рабочая жидкость в вихревой камере и вещество окружающей среды имеют одну и ту же физическую природу, то в потоке генерируются регулярные пульсации давления, частота и амплитуда которых зависит от скорости истечения и геометрических параметров камеры завихрения, её конструкции и формы сопла. В окружающей среде пульсации давления фиксируются как звук дискретного тона и значительной интенсивности.

Оказалось, что при затопленном истечении (например, вода в воду) вторичный поток отклоняется от оси вихревой камеры и совершает регулярное прецессионное движение вокруг неё. При этом амплитуда смещения оси вторичного вихря ε увеличивается с ростом длины вихревой камеры. Отклонение вторичного потока относительно равновесного состояния вызывает определённую деформацию первичного потока на границе их сопряжения.

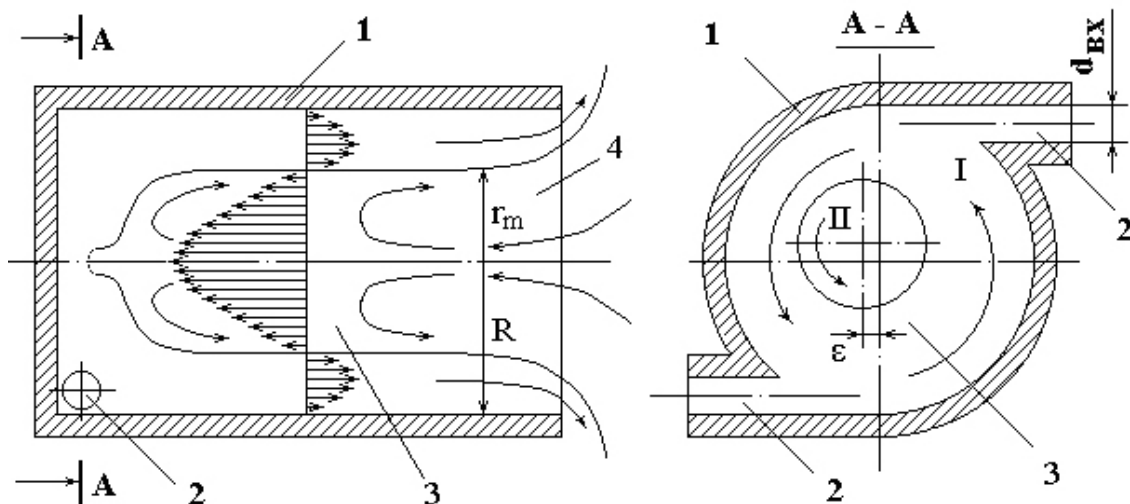


Рис. 1.3. Схема течения закрученного потока в камере гидродинамического генератора волн давления:
 1 – корпус, 2 – входные (тангенциальные) отверстия,
 3 – вихревая камера, 4 – сопло

Причиной автоколебаний в закрученном потоке жидкости являются колебания скорости и давления в первичном потоке (вихре), вызванные периодической деформацией его границ вторичным вихрем, совершающим прецессионное вращательное движение относительно оси камеры. Развитие прецессий вторичного вихря становится возможным только тогда, когда распределение в нём вращательной составляющей скорости в той или иной степени соответствует закону вращения твёрдого тела, т.е. $u/r = const$ (u – тангенциальная составляющая скорости вторичного вихря, r – текущий радиус вихря). В этом случае количество энергии вращения, передаваемой от первичного вихря к вторичному вихрю, становится настолько значительным, что часть её преобразуется в энергию поперечных колебаний.

Как показали исследования вихревого излучателя, существует минимальная длина вихревой камеры L_{MIN} , в пределах которой вторичный вихрь не успевает принять вращательное движение по всему поперечному сечению, а отсюда не возникает его прецессионное движение и, как следствие, не возникает излучения звука. Значение этой длины определяется интенсивностью закрутки жидкости, т.е. зависит от величины $A = D \cdot (D - d) / n \cdot d^2$, где n – число входных отверстий. Отсюда следует, что колебания возникают только при $L > L_{MIN}$. С увеличением длины камеры интенсивность колебаний возрастает, достигая максимального значения при некоторой длине $L = L_{OPT}$, а затем уменьшается. Значение величины L_{OPT} также определяется интенсивностью закрутки потока A .

На рис. 1.4 приведена зависимость минимальной и оптимальной относительных длин вихревой камеры. В качестве единицы длины выбран диаметр вихревой камеры.

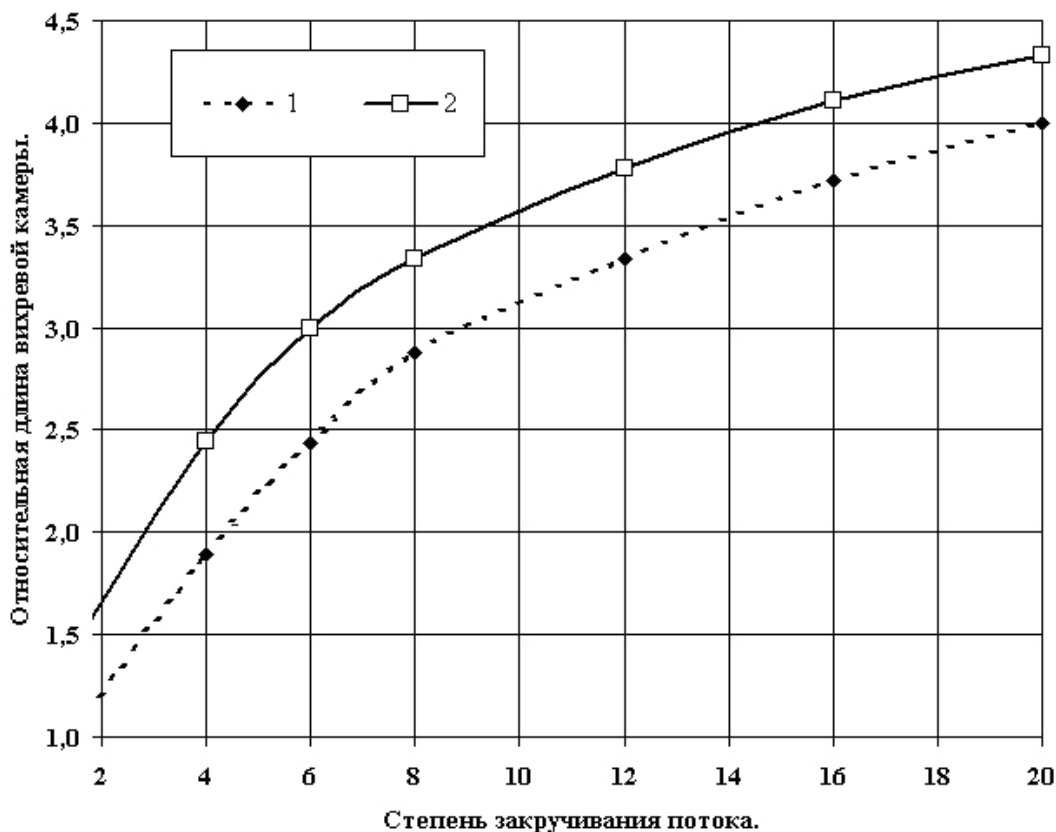


Рис. 1.4. Зависимость минимальной (1) и оптимальной (2) относительных длин вихревой камеры от степени закручивания потока A

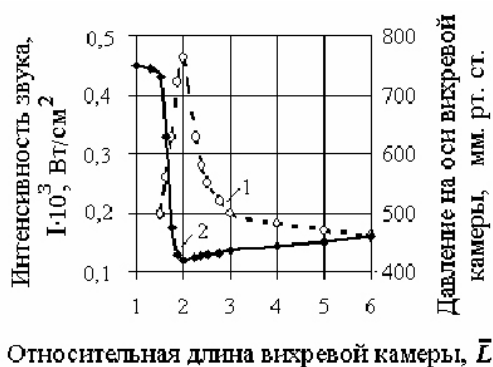


Рис. 1.5. Зависимость интенсивности звука (1) и давления на оси камеры P_{oc} (2) от относительной длины вихревой камеры

же длине камеры, что и при продувании её воздухом с истечением в воздух). По всей вероятности, максимум излучения связан с особенностями гидродинамического взаимодействия вихрей, интенсивность которого зависит от длины камеры и степени закрученности первичного вихря, что косвенно подтверждается однозначностью связи степени разряжения в приосевой области с интенсивностью

Экстремальный характер зависимости интенсивности излучения звука от продольного размера вихревой камеры не нашёл пока убедительного физического объяснения. Предположения о возможности акустического резонанса не подтвердились. Величина L_{opt}/D не зависит ни от скорости истечения жидкости из генератора, ни от скорости звука в рабочем теле (при продувании моделей излучателя водой с истечением в воду максимальная интенсивность звука была зарегистрирована при той

излучения. Как следует из рис. 1.5, в области оптимальной генерации звука наблюдается минимум давления P_{oc} на оси камеры. А его величина, как известно, зависит в первую очередь от интенсивности взаимодействия вихрей [12].

Результаты, приведённые на рис. 1.4 - 1.5, получены в эксперименте, который проводился на модели излучателя с $D = 16$ мм, степень закручивания потока A изменялась в пределах $1,75 \div 20$, а относительная длина вихревой камеры плавно менялась от 0 до 10. Перепад давления на излучателе при работе с воздухом составил $0,98 \cdot 10^5$ Н/м².

Кроме того, оказалось, что увеличение длины вихревой камеры против оптимальной приводит к снижению суммарной акустической мощности, поскольку с её увеличением монотонно снижается частота колебаний вследствие увеличения потерь момента скорости. Причём скорость снижения частоты тем больше, чем выше степень закручивания потока. Это связано с тем, что с увеличением степени закручивания увеличивается путь, на котором поток взаимодействует со стенками камеры, а, следовательно, возрастают потери на трение.

Акустическая мощность увеличивается пропорционально расходу жидкости, проходящей через генератор.

Сужение выходного сопла вихревой камеры позволяет увеличить частоту излучения звука, но при этом значительно снижается акустическая мощность и к.п.д. генератора. Увеличение частоты объясняется тем, что при сужении сопла значительно возрастает тангенциальная составляющая скорости в потенциальном первичном вихре. Это, в свою очередь, увеличивает скорость прецессии вторичного вихря. В то же время повышенный уровень скорости наряду с возросшим относительным размером пограничного слоя приводит к росту потерь на трение о стенки сопла, в результате чего снижается к.п.д. Мощность же излучения звука при этом снижается в основном за счёт снижения расхода жидкости, проходящей через генератор, вследствие уменьшения диаметра выходного отверстия вихревой камеры [11 - 17].

Поскольку по сути, как уже говорилось выше, причиной звуковых колебаний является прецессионное вращательное движение вторичного вихря, то в работах [18 - 22] исследуется возможность усиления прецессионного вращения вторичного вихря и тем самым увеличения звуковой мощности излучателя. Так, в работе [18] усиление прецессии вызывают кольцевым дефлектором, расположенным на выходе вихревой камеры и наклонённым под углом ($20 \div 35^\circ$) к оси вихревой камеры. Такие же функции выполняет и просто косою с углом $10 \div 55^\circ$ срез сопла [19]. Аналогичной же цели посвящено и другое устройство [20], где повышение интенсивность прецессии обусловлено установленным на расстоянии $(0,8 - 1) \cdot D$ от среза турбулизатором. Эффективным методом усиления интенсивности генерируемого звука является закрепление на торцевой стенке соосно с вихревой камерой конического тела [22]. В работе [23] для случая двух параллельно расположенных излучателей предложен способ увеличения амплитуды прецессионных колебаний и тем самым усиления звукового излучения за счёт гидродинамического взаимодействия выходящих из вихревых камер этих генераторов вращающихся навстречу друг другу потоков жидкости.

Изучение вихревого излучателя на стендах в ПГТУ и УНИ показало [6, 7], что существует несколько режимов его работы, отличающихся скоростью истечения жидкости через тангенциальные отверстия в генераторе.

Так, при малых скоростях движения среды генератор не излучает звуковых волн. При скоростях движения жидкости $15 \div 20$ м/с появляются звуковые колебания малой амплитуды, вызванные чисто гидродинамическими причинами (гидродинамический шум). При скоростях движения жидкости более 20 м/с наблюдается быстрый рост звукового давления (см. рис. 1.6).

Зависимость частоты излучения генератора от скорости движения более сложная. Так, при скоростях движения жидкости менее 70 м/с наблюдается линейный рост частоты излучения генератора. Рост скорости движения от 70 до 80 м/с приводит к скачкообразному (почти в два раза) изменению звуковой частоты излучателя (см. рис. 1.7). Это подтверждается и результатами исследования, приведёнными в работе [24].

Результаты, приведённые на рис. 1.6 и 1.7, получены при изучении генератора с параметрами $D = 30$ мм; $L = 100$ мм; $d = 5$ мм и числом входных отверстий $n = 2$.

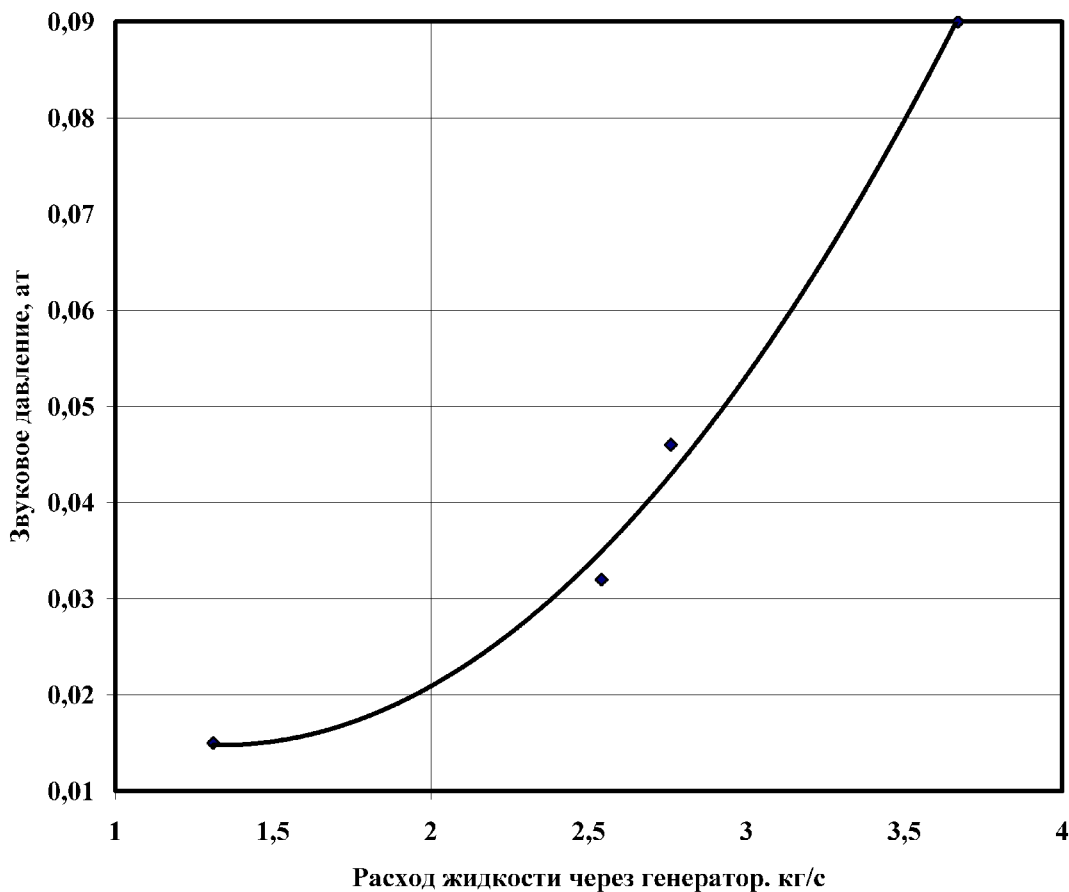


Рис. 1.6. Зависимость амплитуды звукового давления от расхода жидкости

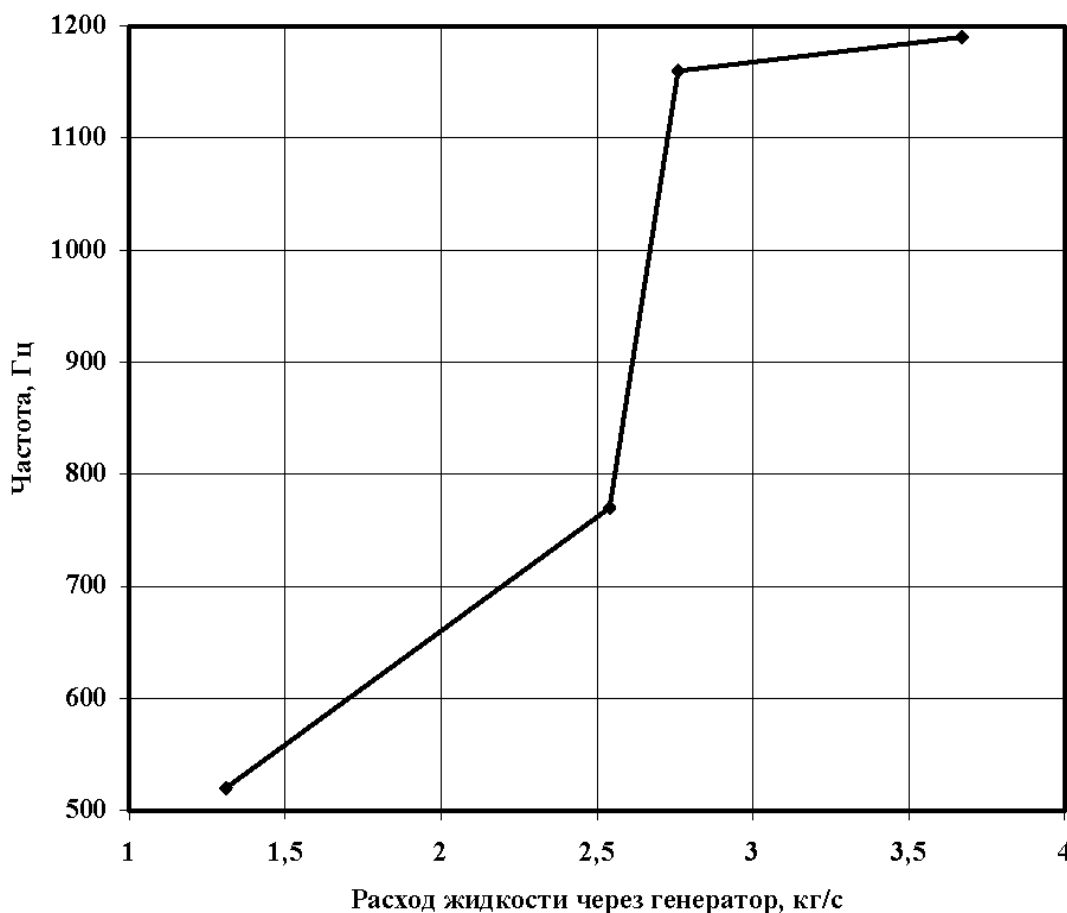


Рисунок 1.7. Зависимость частоты излучения от расхода проходящей через генератор жидкости

1.3. Воздействие излучателей на жидкости

При работе излучателя наряду с генерацией звуковых волн наблюдаются и кавитационные явления.

Резкое понижение давления в жидкости, приводящее к кавитации, может вызываться как чисто гидродинамическими эффектами вследствие, например, закона Бернулли (так называемая гидродинамическая кавитация), так и за счёт звуковых волн (акустическая кавитация).

При гидродинамической кавитации парогазовые пузырьки могут достигать больших размеров (сантиметров и более). Акустическая кавитация характеризуется весьма малыми размерами возникающих пузырьков ($10^{-3} \div 10^{-2}$ см). Эти пузырьки неустойчивы. В зависимости от перепада давления между пузырьком и жидкостью они растут, пульсируют или схлопываются. При схлопывании пузырька давление в его центре возрастает. В результате этого в жидкости в направлении от центра схлопнувшегося пузырька формируется и распространяется сферическая ударная волна. Сжатие пузырька, кроме того, приводит к резкому возрастанию

температуры внутри пузырька. Возникающие при схлопывании пузырька давление и температура могут достигать, соответственно, сотен МПа и тысяч °К [25, 26]. Мало того, момент разрыва жидкости при возникновении кавитационного пузырька сопровождается возникновением электрического поля с напряжённостью $\sim 10^5$ В/м [26].

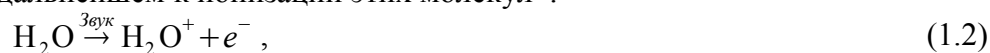
Из вышесказанного следует, что эмульгирование вибратором дисперсной фазы будет происходить в два этапа. Вначале в результате неустойчивости межфазных волн образуются довольно крупные капли или частицы, которые на второй стадии дробятся уже ударными волнами, возникающими при схлопывании кавитационных пузырьков [27, 28].

1.4. Звукохимические реакции в воде и водных растворах

Воздействие звука на жидкость [26] приводит к возбуждению молекул воды:



и в дальнейшем к ионизации этих молекул¹⁾:



Химически активные газы – O₂, H₂ и N₂, растворённые в озвучиваемом растворе, двойственным образом влияют на звуковые химические реакции. Во-первых, O₂ и H₂ участвуют в реакциях трансформации радикалов:



где гидропероксидные радикалы при рекомбинации дают пероксид водорода:



а взаимодействие радикалов H[•] приводит к образованию молекулярного водорода:

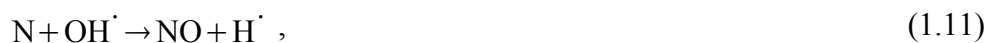


Азот участвует в газовых звукохимических реакциях, конечным результатом которых является фиксации азота:



¹⁾ Здесь и далее знак возбуждения молекул (*) опущен; (•) – знак радикала.

Реакции рекомбинации с участием атомов N могут быть весьма разнообразными и сложными. С радикалами OH[•] атомы N с наибольшей вероятностью реагируют следующим образом:



Оксид азота NO не реагирует с водой.

Основными продуктами рекомбинации атомов азота с гидроксильными радикалами являются HNO₂, образующаяся по реакции (12), и HNO₃, которая получается вместе с HNO₂ из NO₂:



При этом, как показывает эксперимент, отношение концентраций азотистой и азотной кислот – [HNO₂] : [HNO₃] = 3 : 1.

Кроме того, химически активные газы, проникая в кавитационную полость, участвуют в передаче энергии электронного возбуждения молекулам воды, а также, возможно, и в процессах перезарядки.

II. Подготовка сточных вод

Эффективность вибратора изучалась в лабораторных и промышленных условиях. Отбор проб жидкости проводился до и после излучателя. Сразу же после отбора пробы сточной воды фотографировали под микроскопом VERTIVAL через фотонасадку. Размеры частиц и их количество подсчитывались по площадям фотографий. Сравнивали фотографии среды до и после воздействия излучателем. Для учёта статистического характера распределения размеров диспергируемых частиц каждую пробу воды фотографировали не менее трёх раз.

Результаты показывают, что в сточной воде до вибратора частиц размером 0 ÷ 2 мкм, 2 ÷ 6 мкм и 6 ÷ 50 мкм содержится 58 ÷ 70 %, 23 ÷ 32 % и 6,4 ÷ 10 % общего их количества, а после него уже 90 ÷ 100 %, 0,3 ÷ 1 % и 0 %, соответственно. Рассматривая зависимость средневзвешенного размера частиц от перепада давления на излучателе, было найдено, что с увеличением давления их размер уменьшается. Начиная с 0,15 МПа, размер частиц практически не меняется, а с 0,2 МПа уже не зависит от давления.

Наряду с эффектом диспергирования примесей звуковое воздействие повышает реакционную способность сточной воды [9, 26]. Спустя несколько минут или даже секунд, эта же жидкость становится даже менее агрессивной, чем до её обработки звуком.

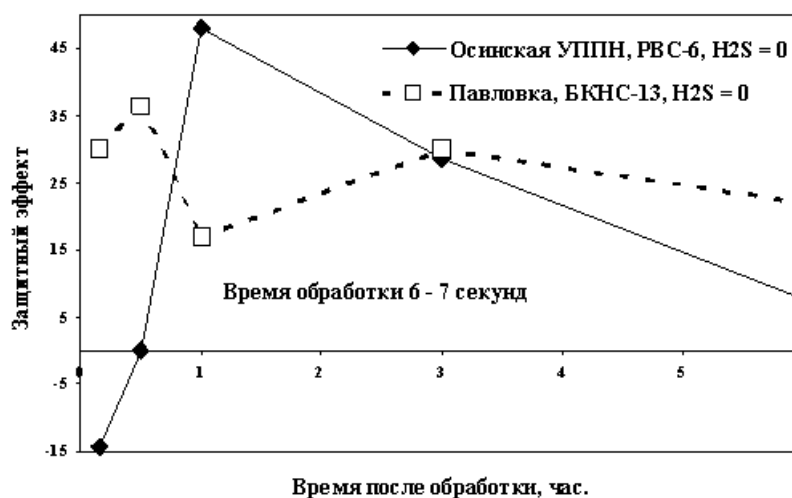


Рис. 2. Влияние звуковой обработки на коррозионную активность воды

Лабораторные эксперименты по обработке жидкостей звуком показали, что сточная вода очень чувствительна к акустическому воздействию. Оценка коррозионной активности нефтепромысловых жидкостей проводилась электрохимическим методом.

На рис. 2 показаны лабораторные эксперименты по изменению коррозионной активности обработанных звуком сточных вод Павловской и Осинской УППН. Из рисунка следует, что время повышенной агрессивности воды составляет для воды Осинской УППН 0,5 часа, а для воды Павловской УППН это время не превосходит 5 ÷ 6 минут. То есть это влияние будет распространяться на 1 ÷ 30 м трубопровода.

Промысловый эксперимент был осуществлён с помощью вибратора ВГ-130/300 (ЗАО ИНОКАР), установленного на водоводе сточных вод “БКНС-14 – БКНС-13” Павловского месторождения. Поскольку акустическое воздействие повышает в начальный момент коррозионную способность жидкости и уменьшает её активность в последующий момент времени, решено было для контроля скорости коррозии металла установить узлы контроля до вибратора (ВГ), после него на расстоянии 25,5 м и вблизи БКНС-13 на расстоянии около 4 км от ВГ. Эффективность работы ВГ определяется по величине защитного эффекта $Z = (K_o - K_i) / K_o$, определяемого из сравнения скоростей коррозии K_i в узлах контроля (κ_i), установленных до и после ВГ, где K_o – скорость коррозии в узле контроля (κ_i) без работы вибратора.

Замеры скоростей коррозии показали, что повышение агрессивности среды вблизи (25,5 м) от ВГ практически ($Z = -3\%$) отсутствует, а величина защитного эффекта в узле контроля, расположенного вблизи БКНС-13, т.е. на расстоянии порядка 4 км (время движения жидкости ~ 6 часов) от вибратора, равна 20 %.

Отсутствие узлов контроля на других расстояниях от ВГ не позволяет сделать вывод об изменении защитного эффекта по всей длине трубы и о предельной защищаемой длине трубопровода. Если следовать результатам лабораторных опытов, конец трубопровода соответствует уже пониженным значениям защитно-

го эффекта, тогда как на промежуточных расстояниях от вибратора значения защитного эффекта могут достигать 35 – 40 %.

II.1. Влияние вибратора на жизнедеятельность СВБ

Влияния гидродинамического вибратора на подавление жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ) изучалось на водоводе пресной воды “Водозабор Буй – БКНС Степановка”. Вибратор (ЗАО ИНОКАР) был установлен на выкиде насосов БКНС, подающих воду с водозабора Буй. Оценка эффективности аппарата проводилась путём сравнения микробиологической зараженности проб воды, отобранных до (1 м) и после (через 1 м, 5 м и 25 км) аппарата. Эксперимент показал наличие критической скорости натекающей жидкости на вибрирующие пластины, начиная с которой происходит уничтожение бактерий.

Понижение жизнедеятельности обусловлено тем, что при воздействии звука на воду, сопровождающемся акустической кавитацией, в присутствии воздуха образуется перекись водорода, азотистая и азотная кислоты, присутствие которых и приводит к гибели биологических объектов. Изменение температуры биологических тканей на $5 \div 10$ градусов по отношению к оптимальной температуре жизнедеятельности приводит к необратимым изменениям в биохимических процессах и даже к некрозу тканей. В то же время схлопывание кавитационных пузырьков приводит к резкому, хотя и локальному, повышению температуры до $10^3 \div 10^4$ °К и к возникновению ударных волн с амплитудой до сотен МПа [9, 26].

II.2. Заводнение пласта

Особенностью систем разработки нефтяных месторождений России на современном этапе является поддержание пластового давления с начала разработки. Основным методом поддержания пластового давления и воздействия на продуктивные пласты является заводнение, на долю которого приходится более 80 % добываемой нефти.

При заводнении нефтяных пластов со временем происходит снижение приёмистости нагнетательных скважин. Это требует, во-первых, проведения ремонтов для периодической очистки призабойной зоны пласта (ПЗП). Во-вторых, вытеснение нефти в неоднородных пластах происходит неравномерно: низкопроницаемые зоны не вырабатываются, а по наиболее проницаемым интервалам происходит преждевременное обводнение нефтяных скважин.

Для стабилизации приёмистости нагнетательных скважин и обеспечения высоких темпов добычи и повышения нефтеотдачи пластов необходимо применять физические и физико-химические методы воздействия на ПЗП и пласт в целом. Целесообразнее всего - акустическое воздействие, осуществляемое через нагнетательные скважины с одновременной закачкой в пласт, т.к. при этом стабилизируется работа системы ПЗП и повышается степень выработки запасов нефти, особенно в малопроницаемых пропластках неоднородных пластов. Удобнее использовать гидродинамические излучатели, или же вихревые генераторы [4-6, 10], как устройства, преобразующие энергию движущейся жидкости в звуковую энергию. Воздействие следует проводить на таких частотах, чтобы, с одной стороны, звуковая волна глубоко проникала в пласт (т.е. необходима низкая частота), а, с другой стороны, эмульгирующая и диспергирующая способность звука была бы

высока (т.е. необходима высокая частота), что уменьшило бы кольматацию ПЗП. Кроме того, коэффициент прохождения звуковых волн через стенки обсадной колонны был бы близок к единице.

Совмещение столь противоречивых требований возможно лишь при использовании свойств нелинейной акустики. Так, наличие пор в упругой среде или пузырьков газа в жидкости позволяет при высокочастотном (многочастотном) воздействии иметь в пласте конечноамплитудные низкочастотные колебания [29].

Звуковая волна возбуждает в пласте осесимметричные колебания стенок поровых каналов. Эти колебания вызывают перенос внутриводной жидкости. Эффективность переноса тем больше, чем меньше радиус канала [30, 31]. Таким образом, перистальтический эффект приводит к повышению приёмистости скважины, а также способствует выравниванию профиля приёмистости.

Звуковое воздействие может приводить к повышению нефтеотдачи пласта. Это обусловлено тем, что в системе капилляр–нефть–вытесняющая жидкость с поверхностью раздела между нефтью и вытесняющей жидкостью звуковая волна может как спровоцировать, так и стабилизировать гидродинамические неустойчивости. В данной системе возможно возникновение, по крайней мере, трёх типов неустойчивостей. Это неустойчивость Релея-Тейлора, т.е. неустойчивость слоя тяжёлой жидкости на поверхности лёгкой, неустойчивость, обусловленная скачком скорости или сдвиговым напряжением, а также неустойчивость фронта вытесняющей жидкости.

В ПермНИПИнефть совместно с УНИ разработаны способ и устройства для заводнения пласта, где закачиваемая в пласт жидкость проходит через одно – или многочастотные гидродинамические излучатели. Испытание технологии акустического воздействия на пласт было осуществлено на месторождениях Пермской области (см., например, [4 - 6]).

В НГДУ «Кунгурнефть» испытание технологии проходило на участке янополянкой залежи Троельжанского месторождения, включающем нагнетательную скв. №203 и реагирующие добывающие скв. №206 и №207.

Объект разработки – бобриковский пласт (Бб₂). Залежь пластово-сводового типа, размеры её по внешнему контуру нефтеносности – 3,05 x 2,5 км. Эффективная толщина пласта Бб₂ в пределах залежи меняется от 5 м до 29,8 м. Причём в сводовой части 5 ÷ 13 м, а по периферии 13 ÷ 29,8 м.

В пласте выделяются от 1 в сводовой части до 8 на периферии проницаемых пропластков. В сводовой части пласт более монолитный, коэффициент песчаности ($k_{п}$) здесь изменялся в интервале от 0,60 до 0,78.

Пористость пласта (m) меняется от 10,2 % до 20,1 % при средней по пласту $m_{ср} = 16$ %. Проницаемость пласта (k) меняется от 38 до 240 мД (в отдельных про-слоях и выше), при средней по пласту $k_{ср} = 118$ мД.

Нагнетательная скважина №203 расположена в водонефтяной зоне пласта, нефтяная скважина №206 удалена от неё по забою на 450 м в направлении свода, а №207 – на 430 м в направлении северо-восточного крыла. Расстояние между забоями скважин №206 и №207 равно 450 м.

В табл. 1 приведены данные, характеризующие послойную неоднородность пласта в точках его вскрытия указанными скважинами.

Таблица 1

Послойная неоднородность участка залежи Троельжанского месторождения

№ № скв.	Пласт	Интервал перфорации, м	Поинтервальная разбивка пласта		
			Отметки интервала, м	Толщина проницаем. интервала, м	Характеристика пласта по геофизике
203	Бб ₂	1712- 1728	1712-1716	-	Песчаник уплотнённый. Песчаник нефтенасыщенный проницаемый с глинистыми прослоями. -“- Песчаник водонасыщенный проницаемый.
			1717,6-1718,6	1,0	
			1721,2-1721,8	0,6	
			1723,0-1723,8	0,8	
			1724,4-1725,4	1,0	
			1725,4-1728,0	2,6	
206	Бб ₂	1662- 1682	1662,0-1668,0	-	Песчаник глинистый нефтенасыщенный. Песчаник уплотнённый нефтенасыщенный. Песчаник нефтенасыщенный проницаемый.
			1668,0-1673,0	-	
			1673,0-1681,2	8,2	
207	Бб ₂	1691- 1698	1690,8-1691,6	0,8	Песчаник нефтенасыщенный проницаемый с глинистыми прослоями. -“-
			1692,0-1692,4	0,4	
			1693,6-1694,8	1,2	
			1695,0-1695,6	0,6	
			1696,8-1698,0	1,2	

В период, непосредственно предшествовавший (1981 г.) началу испытаний разрабатываемой технологии (август 1982 г.), эксплуатационные параметры скважин №№203, 206 и 207 были следующие.

Нагнетательная скв. №203 с самого начала эксплуатации использовалась для закачки воды в пласт. Её работа отличалась крайней нестабильностью: приёмистость скважины, достигавшая более 400 м³/сут после обработок ПЗП, снижалась за 3 ÷ 5 мес до 80 ÷ 90 м³/сут, что отрицательно сказывалось на работе добывающих скв. №206 и №207. О явном несоответствии отбора и закачки по указанному участку залежи говорит такой характерный факт. За год до начала испытаний (август 1981 г. - июль 1982 г.) в нагнетательную скв. №203 было закачено 51108 м³ воды, в то время как из нефтяных скважин №206 и №207 было извлечено за этот период 92756 т жидкости.

В августе 1982 г. в конце капитального ремонта нагнетательной скважины с целью вывода её из бездействия, в скв. №203 был спущен на НКТ гидродинамический излучатель вихревого типа (ГВД). ГВД был установлен под пакером в интервале перфорации пласта. Причём он был выбран таким образом, чтобы при расходе закачиваемой в пласт воды 250 ÷ 300 м³/сут обеспечивал генерирование колебаний заранее заданной частоты. В процессе испытаний осуществлялось непрерывное нагнетание воды в пласт через скв. №203 с одновременным генерирова-

нием акустических колебаний (август 1982 – конец 1983 г.). В этот период, а также на протяжении 1984 г., по скв. №203 контролировались параметры – приёмистость и устьевое давление нагнетания, а по скв. №206 и №207 – дебиты по жидкости и нефти, обводнённость продукции. В процессе испытаний технологии на скв. №203, №206 и №207 никаких обработок не проводилось. Изменения показателей работы скв. №203 в процессе испытаний технологии по сравнению с предшествовавшим началу испытаний 1981 г. периодом приведены в табл. 2.

Таблица 2

Изменение показателей работы нагнетательной скважины №203

Наименование показателей	1981 г.	В процессе испытания технологии		
		1982 г.	1983 г.	1984 г.
Закачка воды, м ³ /сут.	60513	74445	91421	102520
Дополнительная закачка воды, м ³ /сут.	-	13932	30908	42007

Как видно из таблицы, технология звукового воздействия на пласт позволила стабилизировать работу скв. №203 и существенно повысить объём закачки воды в неё.

На рис. 2.1 показано изменение приёмистости нагнетательной скв. №203 в процессе её эксплуатации.

Изменились показатели работы и скв. №206 и №207. Показатели эксплуатации этих скважин за время испытания технологии и предыдущие два года приведены в табл. 3.

Таблица 3

Изменение показателей работы нефтяных скважин

№ скв	Наименование показателей	До испытания		В процессе испытания		
		1980 г.	1981 г.	1982 г.	1983 г.	1984 г.
206	Добыча жидкости, т	47949	39677	46726	56126	66594
	Добыча нефти, т	17927	12180	9575	4941	4190
	Обводнённость, вес. %	59,1	69,3	79,5	91,2	93,7
207	Добыча жидкости, т	32106	37335	33369	40200	49213
	Добыча нефти, т	5381	6000	8686	13583	7462
	Обводнённость, вес. %	83,2	83,9	74,0	66,2	84,8

На рис. 2.2 и 2.3 приведены характеристики вытеснения по скважинам №206 и №207.

На этих рисунках хорошо видно, что установка излучателя привела к характерному излому в добыче нефти. Т.е. использование ГВД привело к увеличению добычи нефти, которое обусловлено или интенсификацией добычи, или же повышением нефтеотдачи пласта. Различия в характере изменений показателей эксплуатации скв. №206 и №207 в результате акустического воздействия определяются разной степенью расчленённости пласта: в скв. №206 он не расчленён, а в скв. №207 расчленён непроницаемыми глинистыми перемычками на 5 прослоев

толщиной от 0,4 до 1,2 м.



Рис. 2.1. Изменение приёмистости нагнетательной скв. №203

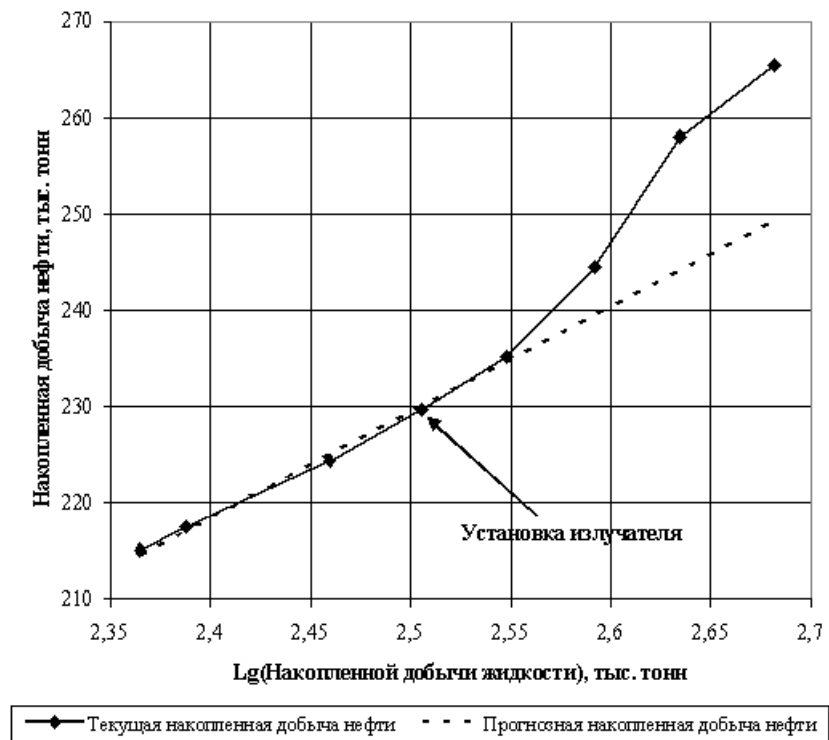


Рис. 2.2. Характеристика вытеснения по скважине №206

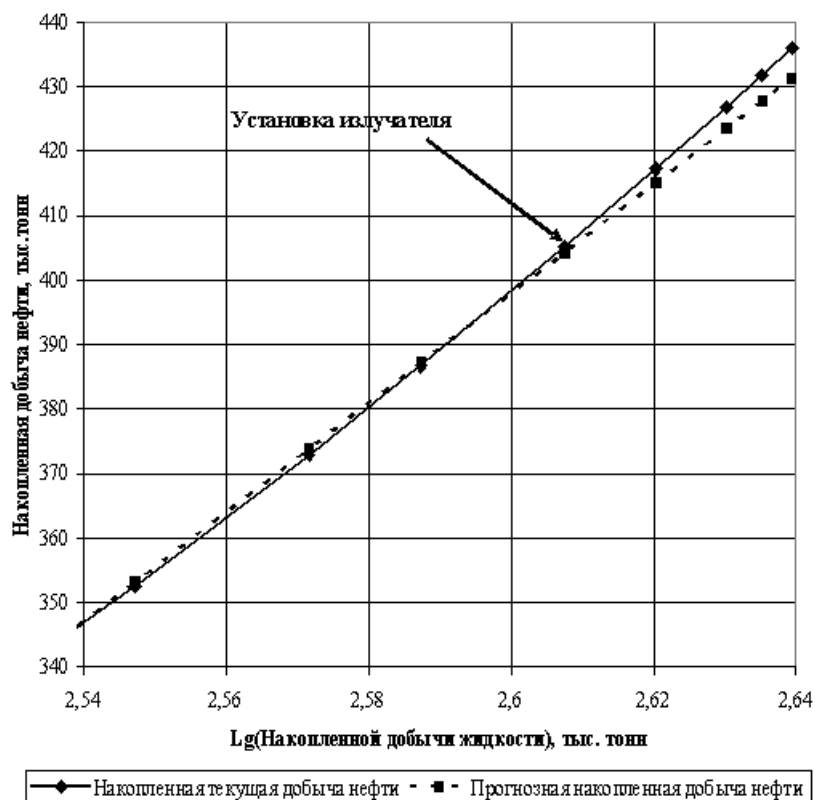


Рис. 2.3. Характеристика вытеснения по скважине №207

Как видно из данных, приведённых в табл. 2, в скв. №206 одновременно с нарастанием добычи жидкости происходит и рост обводнённости с прежним темпом $10 \div 11$ вес. % в год. Возможно, это объясняется тем, что в монолитном пласте акустическое воздействие способствует интенсификации отборов и незначительно или вообще не способствует повышению нефтеотдачи. В скв. №207 характер изменений совершенно другой: одновременно с ростом добычи жидкости существенно снизилась обводнённость продукции и увеличился годовой отбор нефти.

В НГДУ Краснокамскнефть опробование технологии проходило на Бугровском месторождении в сентябре 1986 г, где также был использован вихревой излучатель (ГВД).

Бугровское месторождение входит в состав Ножовской группы месторождений. Оно приурочено к одноимённой положительной структуре. По кровле тульских терригенных отложений амплитуда поднятия составляет 40,8 м, западное его крыло крутое, с углами $2^{\circ}20'$, восточное крыло более пологое - $1^{\circ}42'$. Промышленно нефтеносные – тульские (Тл_{2-а} и Тл_{2-б}) и турнейские отложения.

Пласт Тл_{2-а} залегает в кровельной части терригенной пачки тульского горизонта. Литологически он сложен песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Размер залежи – 0,9 x 0,4 км; высота – 15,7 м. Залежь нефти – пластовая, сводовая, литологически экранированная. Ширина водонефтяной зоны – до 0,12 км.

Тл₂₋₆ залегает в подошвенной части терригенной пачки тульского горизонта. Литологически он представлен песчаниками и алевролитами и прослоями аргиллитов.

Коэффициенты песчаности пластов Тл_{2-а} и Тл_{2-б} составляют 36 и 58 %, а коэффициенты расчленённости пластов – 2 и 3 %.

Залежь пласта Тл_{2-а} разбурена пятью эксплуатационными скважинами, из которых две нагнетательные и две добывающие, а одна не освоена. В добывающих скв. №534 и №599 пласт Тл_{2-а} вскрыт совместно с Тл_{2-б}, а закачка воды осуществлялась по пласту Тл_{2-б}, поэтому вскрытый в добывающих скважинах пласт Тл_{2-а} в выработке запасов не участвует.

Разработка пласта Тл_{2-б} ведётся тринадцатью эксплуатационными скважинами, из которых пять являются нагнетательными, а восемь – добывающими, расположенными в центральной части поднятия.

Таблица 4

Данные по закачке воды в нагнетательные скважины

№ скв.	1986 год				1987 год						
	IX	X	XI	XII	I	II	III	IV	V	VI	VII
544	Ст	Ст	Ст	Ст	Ст	Ст	Ст	Ст	Ст	Р	Ст
82	Р	Р	20 дней	Р	Р	Ст	Ст	Р	Ст	Р	Р*
562	Р	Р	20 дней	15 дней	Ст	Ст	Р	Р	Ст	Р	Ст
538	Р	Р	20 дней	15 дней	Ст	Ст	Ст	Ст	Ст	Р	Ст

Примечание: Ст – закачка воды в скважину не проводилась; Р – скважина работала в режиме закачки; *) – работала до конца года.

ГВД были спущены на глубину 1524-1602 м в нагнетательные скв. №82, №538, №562 и №544. В скважине №82 был установлен генератор с теоретическим расходом 100 м³/сут, а в остальные – генераторы с расходом 200 м³/сут. Частота излучения генераторов находилась в интервале 4,5 ÷ 4,7 кГц. В связи с тем, что в 1987 году проводилось доразбуривание этого месторождения, пластовое давление в районе нагнетательных скважин №544, №562 и №538, где были установлены генераторы, было ниже начального пластового, а закачка воды в указанные скважины осуществлялась непостоянно. Режим работы нагнетательных скважин приведён в табл. 4.

У нагнетательной скважины №82 имеется гидродинамическая связь с добывающими скважинами №534, №543 и №560, удалёнными от неё на 300 м. Нагнетательная скважина №562 имеет гидродинамическую связь с добывающими скважинами №559, №561, №566 и №84, удалёнными от неё на 200 ÷ 300 м. Работа этой нагнетательной скважины практически не повлияла на режим работы добывающих скважин №566, №84 и №559. По-видимому, в районе этих скважин имеется гидродинамический экран.

Нагнетательная скв. №538 работала в нестационарном режиме закачки. Причём, простои составляли половину времени всего испытания. Скважина №538 гидродинамически связана со скв. №535 и скв. №84, удалёнными от неё на

650 ÷ 700 м. Показатели добычи следующие: в скв. №535 среднесуточный объём жидкости и процент обводнённости не изменились. Однако анализ коэффициента светопоглощения показал повышение обводнённости продукции в период простоя нагнетательной скв. №538.

В нагнетательную скв. №544 генератор установлен 16 марта 1987 года. Скважина в режиме закачки работала только в июне 1987 года. Остальное время – простои.

Положительный эффект имелся в скважинах №534, №543 и №560, поскольку нагнетательная скв. №82 имела минимальные простои и наиболее близко (300 м) расположена к этим добывающим скважинам. В зоне влияния нагнетательных скважин поддерживалось постоянное пластовое давление и не применялись иных методов воздействия на пласт и ПЗП.

В ходе испытаний фиксировались по добывающим скважинам: дебит жидкости ($q_{ж}$) и дебит нефти ($q_{н}$); обводнённость ($n_{в}$); плотность жидкости; динамический уровень ($H_{д}$) и коэффициент светопоглощения (КСП).

Результаты применения ГВД на Бугровском месторождении НГДУ «Краснокамскнефть» в 1986 – 1987 годах приведены в табл. 5 - 7.

Таблица 5

Влияние излучателя в нагнетательной скважине №82 на работу гидродинамически связанных с ней добывающих скважин

Параметры	Скв. №543 (однородный пласт)		Скв. №560 (однородный пласт)	
	До ГВД	После	До ГВД	После
$q_{ж}$, т/сут.	44	67	21	16
$q_{н}$, т/сут.	36	49	9,4	13
$n_{в}$, %	26	26	42	17
$H_{д}$, м	865	765	450	510

Таблица 6

Влияние излучателя в нагнетательной скважине №562 на работу гидродинамически связанных с ней добывающих скважин

Параметры	скв. №559 (2 пропластка)		скв. №561 (2 пропластка)		скв. №566 (2 пропластка)		скв. №84 (2 пропластка)	
	До ГВД	После	До ГВД	После	До ГВД	После	До ГВД	После
$q_{ж}$, т/сут.	25	22	18	16	Изменений		120	130
$q_{н}$, т/сут.	19	19	14	14	нет		90	90
$n_{в}$, %	22	14	17	7			2	3
$H_{д}$, м	370	470	360	360	700	770	310	310

В таблицах приведены средние значения величин. В течение восьми месяцев до спуска излучателя и за время наблюдения – после спуска излучателя.

В табл. 7 приведены результаты измерений коэффициента светопоглощения проб нефти из наблюдаемых добывающих скважин. Замеры КСП проведены в химлаборатории НГДУ «Краснокамскнефть».

Таблица 7

Результаты измерения коэффициента светопоглощения (КСП)
нефтей Бугровского месторождения

Номера скважин	Коэффициент светопоглощения	
	В начале испытаний, сентябрь 1986 г.	В конце испытаний, ноябрь 1987 г.
560	736	990
566	667	644
84	598	921
543	713	713
534	552	1036
559	506	нет проб
561	690	805

Результаты эксперимента, приведённые в табл. 7, показывают изменение коэффициента светопоглощения после акустического воздействия. Повышение КСП произошло в результате изменения в отбираемой нефти количества смол, которое могло произойти или в результате отмыва плёночной нефти, или же в результате отдачи нефти малопроницаемыми пропластками или прослоями.

Как видно из табл. 4, наиболее стабильно нагнетание воды осуществлялось в скв. №82. Поэтому влияние остановок нагнетательной скважины на работу добывающих скважин, находящихся в зоне её влияния, приведено на примере этой нагнетательной скважины.

Изменение режима работы добывающей скважины №560 в зависимости от остановок нагнетательной скв. №82 приведено на рис. 2.4. Скважина №82 простаивала в феврале, марте и мае 1987 года. Этот перерыв в работе повлёк за собой увеличение обводнённости продукции скв. №560 в апреле – июле 1987 года с $3 \div 4 \%$ до $20 \div 80 \%$.

Подобная зависимость отмечается и по добывающей скважине №543 (рис. 2.5), где рост обводнённости произошёл с $3 \div 4 \%$ до $60 \div 100 \%$. В добывающей скв. 534 (рис. 2.6) рост обводнённости был не столь существенным вследствие её большей (в два раза) удалённости от нагнетательной скважины №82 по сравнению со скв. №560 и №543.

За 1987 год из скв. №534 дополнительно добыто 5100 т нефти, из скв. №543 - 2570 т, а из скв. №560 - 750 т нефти.

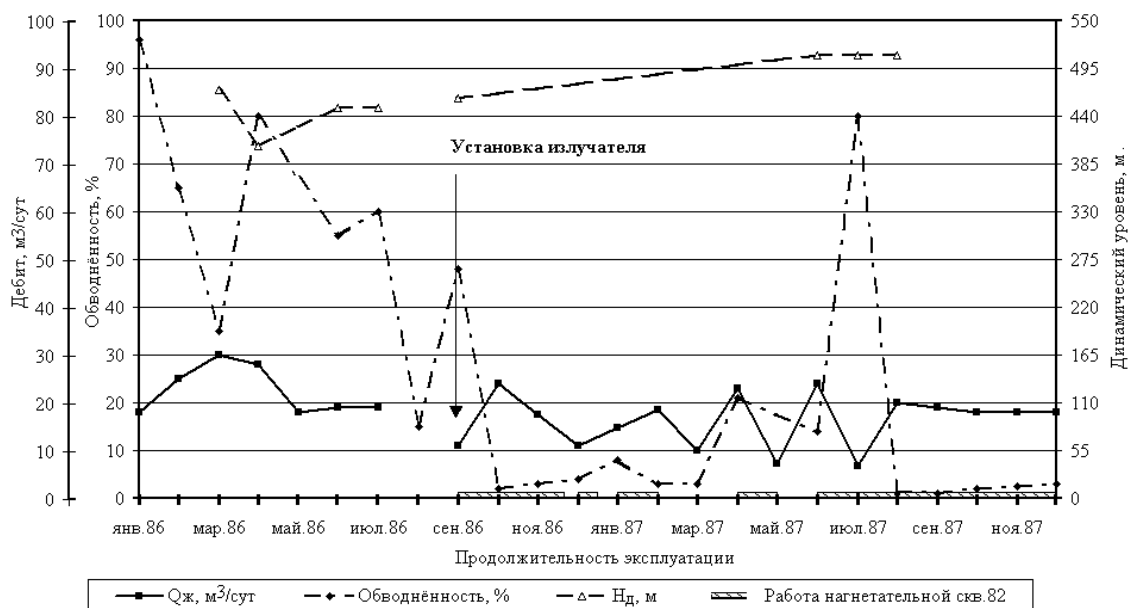


Рис. 2.4. График эксплуатации добывающей скважины №560



Рис. 2.5. График эксплуатации добывающей скважины №543



Рис. 2.6. График эксплуатации добывающей скважины №534

В 1988 году в нагнетательные скважины НГДУ «Краснокамскнефть», «Чернушканефть» и «Кунгурнефть» было поставлено 20 ГВД.

В НГДУ «Чернушканефть» было установлено 9 излучателей. Их установка произведена на Гожанском (скв. №591, №946, №956), Куедино-Красноярском (скв. №538, 132, 549), Шагиртском (скв. №118, №347) и Павловском (скв. №818) месторождениях. Объем дополнительно добытой нефти составил 1039 т.

В НГДУ «Краснокамскнефть» было установлено 5 ГВД на Бугровском месторождении (скв. №№172, 542, 554, 557, 918). За счёт них в 1988 году было дополнительно извлечено 3576 т нефти.

В НГДУ «Кунгурнефть» было поставлено 6 ГВД на Кокуйском месторождении (скв. №№555, 593, 802, 1141, 1177, 3057). При этом дополнительно добытая нефть за 1988 год составила 340 т.

Опыт семи лет эксплуатации технологии акустического воздействия на пласт с помощью ГВД на промыслах Пермнефть и Башнефть показал, что хорошие результаты получаются лишь в том случае, если перед спуском генератора в нагнетательную скважину осуществляется промывка её призабойной зоны. В противном случае переменное воздействие приводит к ещё более сильной кольматации призабойной зоны пласта. Наилучшие результаты получаются, если акустическое воздействие осуществляется как в нагнетательной, так и добывающей скважинах, поскольку, как показано в работах [32, 33], небольшие пульсации давления при отборе жидкости способствуют более интенсивному выносу механических частиц из пласта, а следовательно, и улучшению его проницаемости.

Влияние вибратора пластинчатого типа на приёмистость нагнетательных скважин изучалось в НГДУ «Осинскнефть» на примере скв. №278 Рассветного месторождения.

Скважина № 278 пущена под нагнетание в августе 1989 года с приёмистостью 210 м³/сут. Интервал перфорации 1622,4 – 1626 м. Всего вскрыто 3,6 м нефтенасыщенных проницаемых песчаников бобриковского горизонта. В декабре 1991 года были проведены работы по восстановлению приёмистости. При этом были проведены солянокислотная обработка и термогазохимическое воздействие. Спустя шесть лет (в октябре 1997 года) снова были проведены работы по восстановлению приёмистости скважины.

Здесь в конце мая 2001 г. на устье нагнетательной скважины № 278 был установлен излучатель ВГ-130/80 (ЗАО ИНОКАР). Скорость натекания жидкости на пластины вибратора изменялась в пределах 1,5 ÷ 2 м/с. На скважине был установлен индивидуальный расходомер. По результатам замеров объёмов закачки жидкости в скважину был построен график работы скв. №278 (см. рис. 2.7), из которого следовало, что, начиная с июня 2001, приёмистость скважины стабилизируется и в течение трёх месяцев наблюдается слабое увеличение объёма закачки, и только после этого наступает явный перелом в работе скважины. Скважина начинает лучше принимать жидкость.

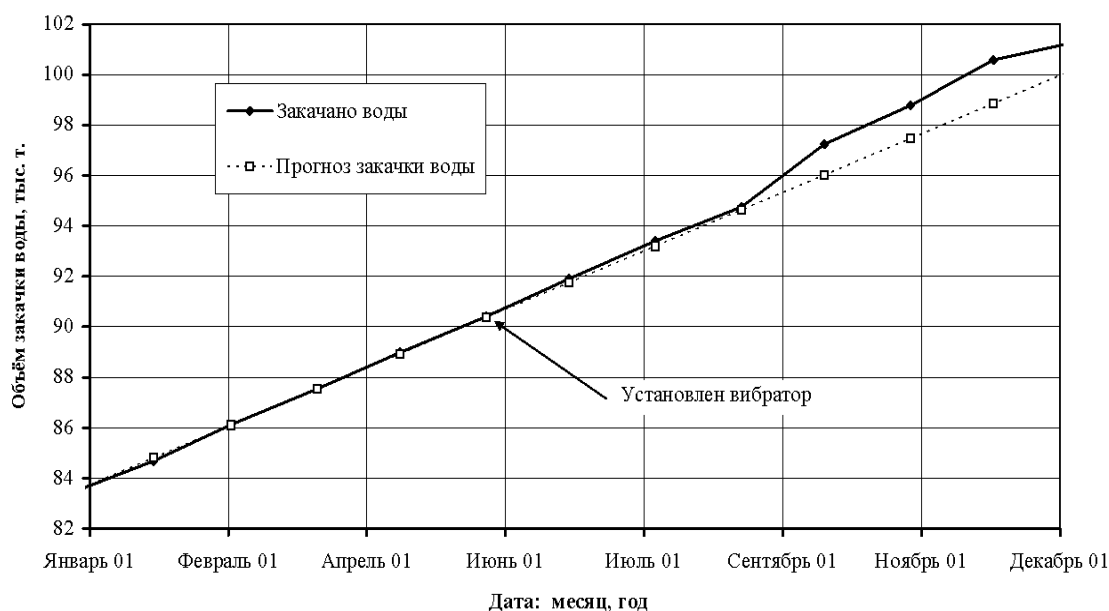


Рис. 2.7. Изменение объёма закачки воды в скв. №278 от времени эксплуатации

Эффективность работы вибратора оценивалась также и по работе добывающих скважин (№№274, 277, 279, 301, 302, 303, 575 и 608), гидродинамически связанных с нагнетательной скв. №278. На рис. 2.8 и 2.9 приведены результаты по изменению дебита двух добывающих скважин. Так, если установка излучателя привела к уменьшению темпа падения дебита нефти на скв. №274, то в скв. №279 дебит по нефти вырос на 30 %.

На графиках характеристик вытеснения, в зонах дренирования этих добывающих скважин начиная с июня 2001 года, наблюдается характерный излом, показывающий, что реальная накопленная добыча нефти начинает превышать прогнозную добычу нефти, т.е. построенную по времени эксплуатации скважины

до установки на скв. 278 вибратора. Всего по реагирующим скважинам дополнительно добыто около 100 тонн нефти.

Однако наиболее ценный результат, полученный от установленного на устье нагнетательной скважины гидродинамического излучателя, заключался в существенном увеличении срока межремонтного периода работы скважины.



Рис. 2.8. Изменение дебита добывающей скв. №274

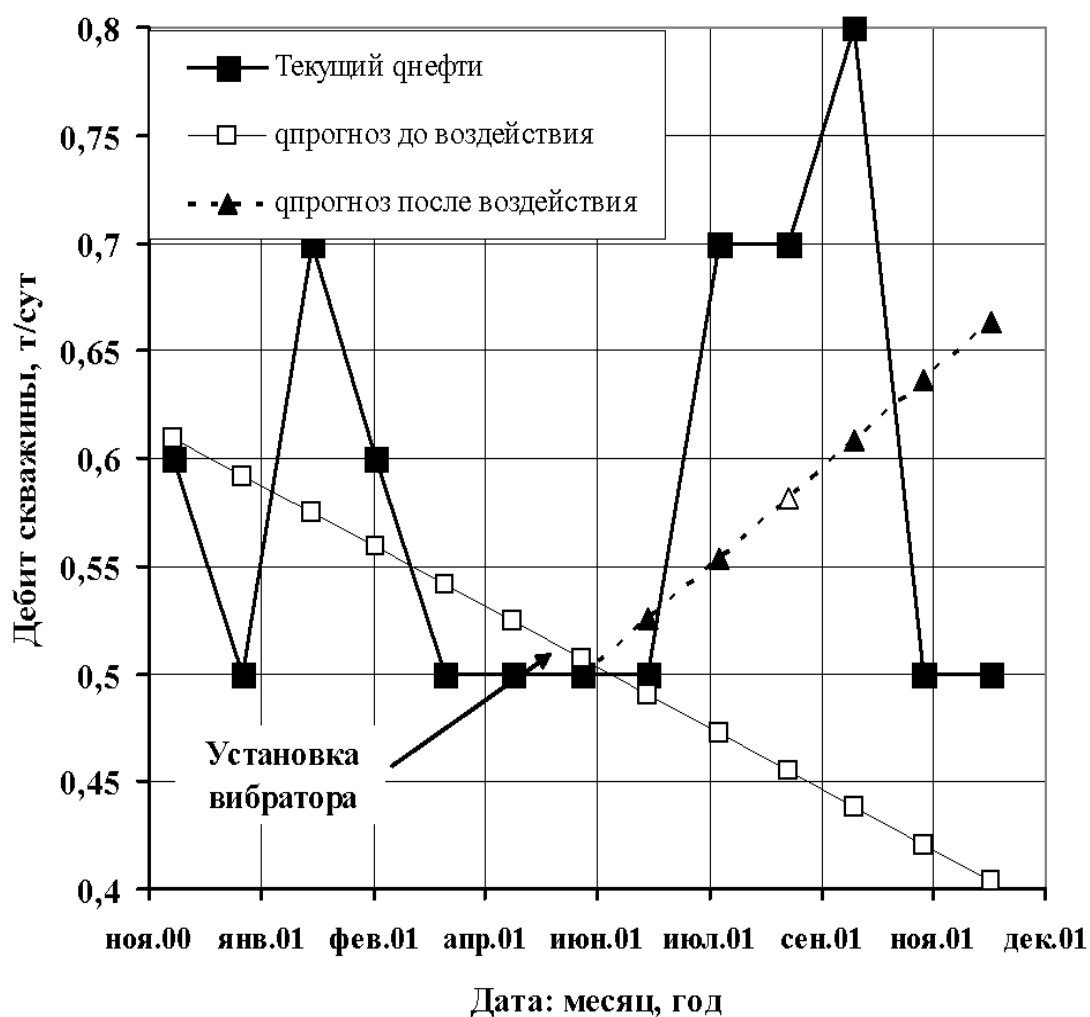


Рис. 2.9. Изменение дебита добывающей скв. №279

III. Воздействие на буровые растворы.

В связи с отсутствием специальных глинопорошков для приготовления буровых растворов, в некоторых УБР стали применять местные глины. Недостатком промывочных жидкостей, приготовленных из этих глин, являются их низкие структурно-механические свойства. Перемешивание для получения необходимых свойств раствора оказалось мало эффективным и требующим больших затрат времени. Так, для достижения необходимых параметров бурового раствора бригаде зачастую приходится 5 ÷ 6 суток проводить его обработку. Возникла необходимость ускорения этого процесса более мощными методами воздействия. В литературе известны такие методы активации материалов, как взрывное, ударное, фрикционное и акустическое воздействия.

Взрывное воздействие исключается, так как необходима обработка бурового раствора в ещё не обсаженной скважине. Более распространено ударное воздействие. Так, известен гидравлический активатор [34], где повышение активности (измельчение) тампонажных растворов основано на диспергировании твёрдых

частиц, движущихся со скоростью $80 \div 100$ м/с, при ударе струи раствора о преграду (металлическую стенку) или ударе о струю этого же раствора. В результате этого происходит более полное смачивание частиц цемента или глины, и свойства раствора улучшаются. Однако этот метод недостаточно эффективен, так как дроблению подвергается не весь объём раствора, а лишь раствор, непосредственно прилегающий к стенке преграды. Очень эффективно фрикционное воздействие, однако малая производительность метода и большие энергозатраты не позволяют использовать его для наших целей.

Ультразвуковое воздействие также даёт хорошие результаты [35 - 37]. Однако вследствие малой длины звуковой волны и большого её затухания объём обработки раствора не велик.

С целью повышения эффективности обработки раствора создан целый класс устройств, в которых звуковое (а не ультразвуковое) воздействие сочетается с механической обработкой состава. К ним относятся, например, устройства, описанные в работах [38 - 42], а также турбодиспергаторы [43,44]. В работе [45] для диспергирования глин предлагается использование роторнопульсационных аппаратов (РПА). Эффективность аппарата обусловлена тем, что создаваемые аппаратом гидроимпульсы приводят к выделению из раствора растворённого газа, который аккумулируется в глобулы (пузырьки). Между ротором и статором эти пузырьки схлопываются. При этом происходит локальное выделение энергии, которая расходуется на разрушение как глинистых, так и абразивных частиц. И за счёт уменьшения трения глинистой суспензии уменьшается износ оборудования и улучшаются условия работы поршневых насосов для перекачки глинистых растворов. В этих устройствах на частицу раствора наряду с акустическим полем действуют ещё и сильные сдвиговые напряжения. Но у этих аппаратов имеются существенные недостатки, поскольку для их работы необходимо наличие привода, например, электродвигателя. Поэтому использование таких устройств возможно лишь на глинозаводах.

Целесообразнее использовать излучатели, встроенные в обсадную колонну. Это позволяет уменьшить трудозатраты на оборудование. Наиболее подходящими для данной цели являются вихревые гидроакустические излучатели (ГВД) [7, 11 - 24]. В них также наряду с акустическим воздействием на буровой раствор действуют ещё и сильные сдвиговые напряжения. Кроме того, поскольку движение в вихревой камере происходит по спирали, это позволяет воздействовать на раствор довольно продолжительное время. Применение ГВД без дополнительных затрат времени, в процессе бурения, через $6 \div 8$ часов обеспечивает необходимые структурные параметры промывочных жидкостей из местных глин.

Технология повышения структурно-механических свойств промывочных жидкостей основывается на том, что при движении глинистой суспензии в вихревой камере ГВД на неё действуют пульсирующие с частотой звукового поля сдвиговые напряжения, что, с одной стороны, облегчает разрыв межмолекулярных связей, а с другой стороны, эти напряжения затрудняют их рекомбинацию. В случае совпадения собственной частоты колебаний глинистой чешуйки или системы связанных между собой ван-дер-ваальсовыми силами чешуек с частотой излучения генератора возникает резонанс, в результате чего разрушение глинистых частиц происходит при много меньших напряжениях разрыва и меньшем времени воздействия. Каждой частоте звуковых колебаний соответствует свой характерный размер глинистых или других частиц. А поскольку ГВД характеризуется

целым набором вторичных гармоник, то резонансное разрушение частиц будет происходить в довольно большом интервале размеров.

Разрушение связей между чешуйками глины приводит как к лучшему смачиванию глины, так и к её активации [34]. Таким образом, для получения необходимых свойств промывочной жидкости следует создать в вихревой камере ГВД движение раствора со скоростью, приводящей к генерации звука излучателем. То есть необходимо, чтобы скорость движения жидкости в камере генератора была не менее 30 м/с. При использовании ГВД с двумя тангенциальными отверстиями диаметром 10 мм для этого следует применять буровой насос для подачи бурового раствора с производительностью более 5 л/с.

В работах [46, 47] для обработки тампонажного раствора использовали излучатель, аналогичный трубке Вентури. Он устанавливался в нагнетательную линию с таким расчётом, чтобы через него закачку тампонажного раствора вели два цементируемых агрегата. При этом перепад давления на излучателе составлял $2 \div 4$ МПа. При работе использовалось от одного до четырёх излучателей.

III.1. Результаты производственных испытаний

Первые испытания ГВД были проведены при приготовлении глинистой суспензии на скв. №269 Уньвинского месторождения. После чего в течение 1992 г. для повышения структурно-механических свойств промывочных жидкостей ГВД использовали ещё на 8 скважинах.

Таблица 8

Изменение свойств промывочных жидкостей при работе с ГВД

Номер скважины	Интервал бурения, м	Показатели до работы с ГВД (после работы с ГВД)						
		ρ , г/см ³	η , с	φ , см ³	δ , мм	рН	$\theta_{1/10}$, дПа	Ж, мг-экв/л
269, Уньва	2228-	1,14	20	11	1	7	4 / 5	125
	-2261	(1,14)	(21)	(8)	(1)	(7)	(45/81)	(126)
280, Уньва	2362-	1,13	21	10	1	7	8 / 12	200
	-2374	(1,14)	(21)	(9)	(1)	(7)	(15/ 45)	(200)
280, Уньва	2280-	1,12	20	10	1	7	3 / 6	182
	-2302	(1,12)	(21)	(9)	(1)	(7)	(16/36)	(182)
343, Уньва	2140-	1,12	24	10	1	7	4 / 6	156
	-2152	(1,12)	(25)	(9)	(1)	(7)	(18/48)	(158)
613, Уньва	2172-	1,14	25	10	1	7	6 / 8	168
	-2201	(1,14)	(30)	(10)	(1)	(7)	(24/48)	(167)
929, Ярино	1693-	1,13	22	7	1	7	8 / 12	126
	-1715	(1,13)	(24)	(7)	(1)	(7)	(18/42)	(126)
282, Уньва	2035-	1,14	22	10	1	7	4 / 7	186
	-2058	(1,14)	(25)	(10)	(1)	(7)	(16/38)	(186)
409, Уньва	2068-	1,12	23	9	1	6	8/ 14	165
	-2106	(1,12)	(29)	(9)	(1)	(6)	(28/46)	(168)
920, Ярино	1692-	1,12	28	8	1	6	8 / 16	132
	-1703	(1,12)	(32)	(8)	(1)	(6)	(24/42)	(132)

После приготовления суспензии из глины Берёзовского кирпичного завода и обработки её реагентами спустили бурильный инструмент в скважину, включив в компоновку ГВД (рис.3.1 а, б). Результаты опытов приведены в табл. 3, где ρ – плотность; η – условная вязкость; φ – фильтрация; δ – толщина корки; $\theta_{1/10}$ – статическое напряжение сдвига, замеренное через 1 мин/через 10 мин; Ж– жесткость.

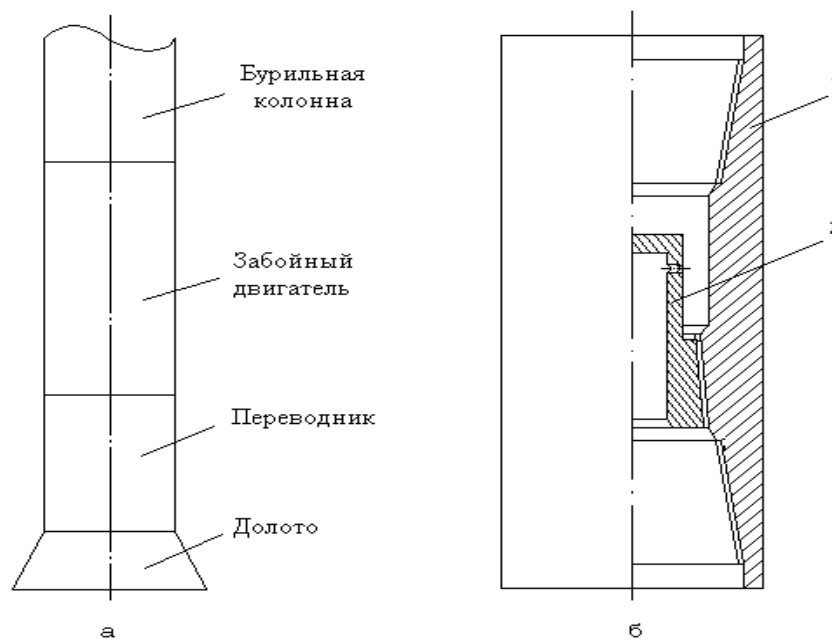


Рис. 3.1. Схема установки ГВД в переводнике:

1 - переводник; 2 - ГВД

Из табл. 8 следует, что использование ГВД позволяет повысить структурно-механические свойства промывочных жидкостей, приготовляемых из местных глин, без дополнительных затрат времени. Кроме того, вследствие явления тиксотропии, заключающегося в том, что переменное воздействие в структурированных средах приводит к резкому снижению вязкости из-за разрушения структуры жидкости, во время работы генератора (т. е. при прокачке раствора) вязкость раствора падает [47, 48], что снижает сопротивление течению жидкости.

При испытаниях ГВД для приготовления промывочных жидкостей был обнаружен и недостаток этих генераторов. При его работе в результате кавитационной эрозии происходило разрушение доньшка генератора. Попытки использовать высокопрочные материалы не привели к существенному увеличению срока службы излучателя. Однако создание полости (газового демпфера) в донной части ГВД или, что то же самое, сдвиг входных (тангенциальных) отверстий генератора вглубь вихревой камеры существенно увеличивает срок службы устройства. Создание такой газовой полости в донной части генератора эквивалентно переводу кавитационного режима обтекания в суперкавитационный режим [49].

IV. Освоение скважин

Практика проектирования и строительства скважин не гарантирует получения их потенциально возможной продуктивности в связи с ухудшением фильтрационных свойств пород в ПЗП на стадии бурения, крепления, вторичного вскрытия, освоения и эксплуатации. Исследования скважин, проведённые после одного-трёх лет эксплуатации, показывают, что совпадение максимально достижимого (в отсутствие скин-эффекта) и фактического дебитов достигается только в 20 % скважин. В других случаях фактический дебит в 1,5 ÷ 30 раз ниже максимально возможного, что связано с изменением проницаемости призабойной зоны. Наличие вокруг ствола скважины зоны ухудшенной проницаемости приводит не только к уменьшению дебита скважины и потере значительной части пластовой энергии по мере продвижения в пласте пластового флюида, но и к многократному снижению эффективности применения методов повышения нефтеотдачи пласта.

Из сказанного следует, что решение проблемы повышения дебита скважин в первую очередь связано с улучшением фильтрационных свойств пород в ПЗП.

Существует довольно много методов воздействия на призабойную зону пласта [50 - 54]. Это обработка ПЗП растворами поверхностно-активных веществ [50], растворами кислот [50 - 53], растворами кислот с переменным воздействием [52, 53]. Однако наиболее перспективным способом увеличения проницаемости ПЗП является её дренирование депрессией, что особенно важно при кислотных обработках скважин.

При дренировании пласта по мере удаления от забоя скважины скорость фильтрации уменьшается, что ограничивает глубину очистки ПЗП от кольматанта, т.е. эффективность очистки определяется прежде всего величиной депрессии, создаваемой в скважинном пространстве и зависящей от неё скорости движения жидкости в ПЗП.

Начиная с 1979 года для дренирования скважин стали широко использовать струйные аппараты (УОС) конструкции Ивано-Франковского института нефти и газа [54]. Струйные аппараты на насосно-компрессорных трубах (НКТ) спускаются в скважину на расчётную глубину вместе с пакером и фильтром-хвостовиком. С помощью насосных агрегатов (ЦА-320, ЦА-400 и др.), установленных у устья скважины, рабочая жидкость подаётся по НКТ к соплу струйному насоса. При истечении жидкости с большой скоростью (~ 200 м/с) из сопла в приёмной камере устройства и соответственно под пакером создаётся зона пониженного давления, вследствие чего жидкость эжектируется из-под пакерной зоны. В приёмной камере происходит смешение потоков рабочей и эжектируемой жидкостей. Смешанный поток поступает в диффузор и далее по затрубному пространству движется к устью скважины. Отбор жидкости из подпакерного пространства приводит к снижению давления в этой области, что и создаёт депрессию на пласт. После прекращения подачи рабочей жидкости к струйному насосу жидкость из затрубного пространства через диффузор, камеру (приёмную) смешения попадает в подпакерную зону, вследствие чего восстанавливается гидростатическое давление на пласт.

Недостатком описанного выше устройства является опасность достижения предельно допустимых значений величины депрессии, что может привести или к разрушению (смятию) обсадной колонны [55], или же к смыканию трещин при работе устройства в трещинных коллекторах [56, 57].

Возможно повышение эффективности работы УОС. Для этого надо лишь модулировать депрессию на пласт и уменьшить её абсолютную величину. Так, в работе [32,33] на примере использования гидроимпульсного насоса показано, что совмещение депрессии со звуковой обработкой приводит к лучшей очистке ПЗП, поскольку в этом случае коагулирующие частицы не углубляются в пласт, а выносятся из него.

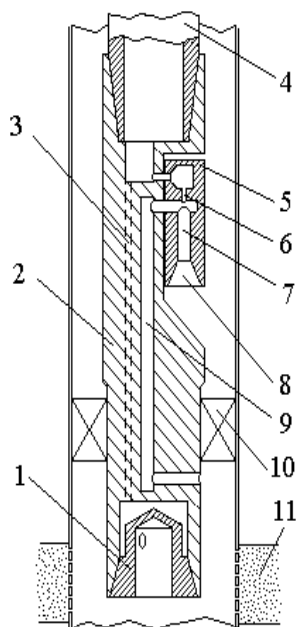


Рис.4.1. ЗУОС - Струйный насос, совмещенный с акустическим излучателем

1 - гидродинамический излучатель; 2 - корпус; 3 - вертикальный канал, подающий жидкость на излучатель; 4 - НКТ; 5 - струйный насос; 6 - сопло; 7 - камера смешения; 8 - диффузор; 9 - вертикальный канал, подающий жидкость в камеру смешения струйного насоса; 10 - пакер; 11 - продуктивный пласт.

С этой целью в институте ПермНИПИнефть разработано устройство для обработки и освоения скважин (ЗУОС), которое представляет собой сочетание струйного насоса (например, УОС-1 [54]) и гидродинамического генератора (рис. 4.1). Устройство может работать в режиме нагнетания (при обработке ПЗП) при открытом межтрубном пространстве. Тогда через колонну НКТ 4, вертикальный канал 3 и излучатель 1 в призабойную зону подают рабочий агент. При прохождении через излучатель 1 реагент испытывает

пульсации скорости и давления, распространяющиеся в окружающую среду в виде звуковых волн. Звуковое поле, воздействуя на ПЗП, облегчает отмыв загрязнений со стенок скважины, поровых каналов и трещин в призабойной зоне. При освоении скважины её межтрубное пространство открывают. Рабочая жидкость под давлением подаётся во внутреннюю полость колонны труб 4. Часть жидкости через сопло 6 струйного насоса 5 поступает в камеру смешения 7, а другая часть жидкости через вертикальный канал 3 и излучатель 1 и далее через канал 9 вместе с пластовой жидкостью – в камеру смешения струйного насоса. Отсюда, ЗУОС создаёт в скважине пульсирующую депрессию, которая позволяет более эффективно и глубоко очистить ПЗП и увеличить приток нефти.

Введение в УОС-1 вихревого генератора звука привело к некоторому снижению величины депрессии, создаваемой этим насосом. Такое снижение депрессии обусловлено неустойчивостью струй жидкости в звуковом поле. Эта неустойчивость проявляется в распыле поступающей из сопла 6 в камеру смешения 7 жидкой струи. В результате этого факел распыла полностью заполняет камеру смешения 7 струйного насоса, что снижает среднюю скорость движения струи жидкости, и разряжение, обусловленное движущейся струей жидкости, уменьшается.

Для уменьшения этого эффекта были проведены эксперименты по выбору оптимальных значений зазора δ между соплом струйного насоса и камерой смешения, длиной и диаметром камеры смешения.

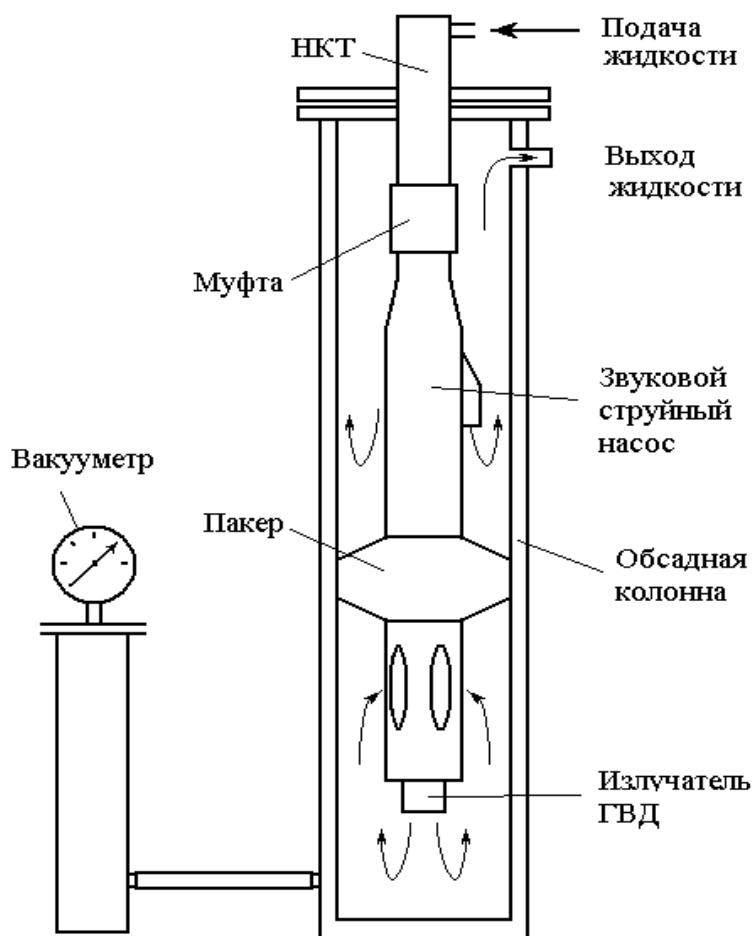


Рис. 4.2. Схема стэнда для испытаний звукового струйного насоса

Отработка оптимальных геометрических размеров камеры смешения проводилась на стэнде, изображённом на рис. 4.2. Стэнд представлял собой заглушенный снизу отрезок обсадной колонны с трубной головкой, в который на отрезке НКТ опускался ЗУОС с пакером. Производилась посадка пакера. Подпакерное пространство соединялось с вакууметром. Через НКТ осуществлялось нагнетание жидкости цементировочным агрегатом ЦА-320М. Наблюдался за величиной разряжения и режимом работы излучателя (ГВД). Результаты испытаний для звукового насоса с диаметром сопла 5,6 мм и расстоянием от среза сопла до входа в камеру смешения в 5 мм приведены в таблице 9.

Из результатов испытаний, приведённых в таблице, следует, что глубина разряжения, создаваемая струйным насосом, зависит от скорости прокачки (давления прокачки) жидкости через насос. При этом наблюдается как бы два режима работы насоса. Это, во-первых, преимущественная работа струйного насоса при давлении прокачки до $6,0 \div 6,5$ МПа. При работе на втором режиме, при давлении нагнетания более 6,5 МПа, наблюдается интенсивная работа ГВД при меньшем разряжении в подпакерной зоне.

Таблица 9

Результаты испытания ЗУОС

Разряжение, МПа	Давление прокачки, МПа	Примечание
0,078	2,0	Слабый шум
0,066	4,0	Средний шум
0,065	6,0-6,5	Устойчивый шут
0,058	8,0	Свист генератора
0,052	10,0-11,0	Свист генератора

На рис. 4.3 приведены графики зависимостей величин разряжений, создаваемых струйным насосом, от длины зазора δ при различных давления прокачки жидкости. Анализ кривых на рис. 4.3 показывает, что существует оптимальное расстояние δ между соплом и камерой смешения, равное 5 мм, которое даёт максимальное разряжение. Эксперимент проводился для случая, когда рабочей и отбираемой фазой являлся воздух. При испытаниях диаметр сопла составлял 5,6 мм, а диаметр камеры смешения — 18 мм.

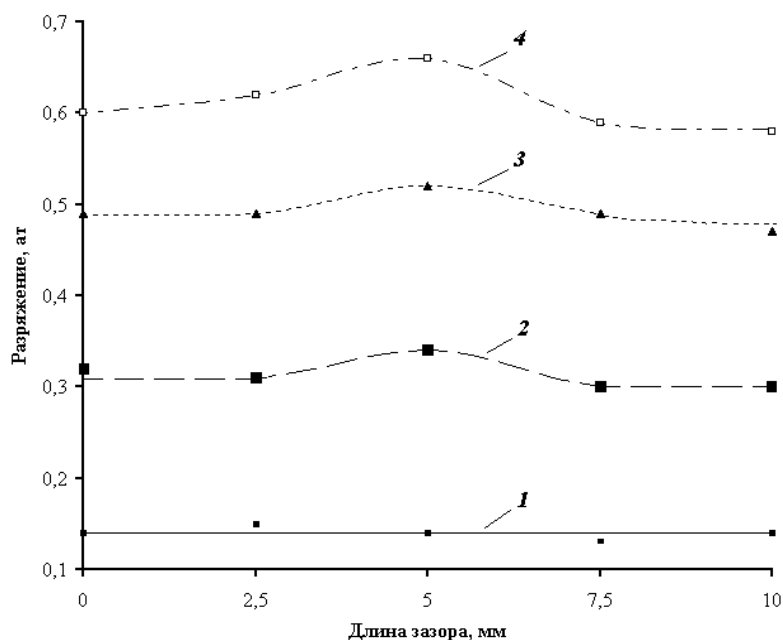


Рис. 4.3. График зависимости разряжения P , создаваемого ЗУОСом, от длины зазора при различных давления закачки:

1 – 2 ат, 2 – 4 ат, 3 – 6 ат, 4 – 8 ат

Эксперименты по влиянию длины камеры смешения на работу устройства показали, что уменьшение длины камеры смешения стабилизирует работу струйного насоса с генератором звука, поскольку в этом случае струя (а точнее, факел) рабочей жидкости выходит за пределы камеры смешения, не касаясь её стенок, что приводит к улучшению работы струйного насоса.

В этом случае диаметр сопла составлял 4 мм, а диаметр камеры смешения – 15,5 мм.

На рис. 4.4 приведены характеристики работы ЗУОСа при двух значениях длины камеры смешения.

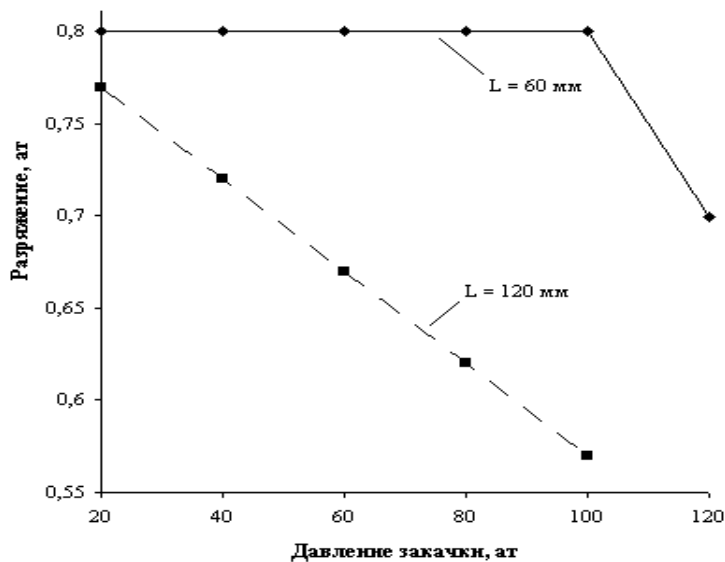


Рис. 4.4. График зависимости величины разряжения, создаваемого ЗУОСом, от величины давления закачки жидкости при различной длине камеры смешения

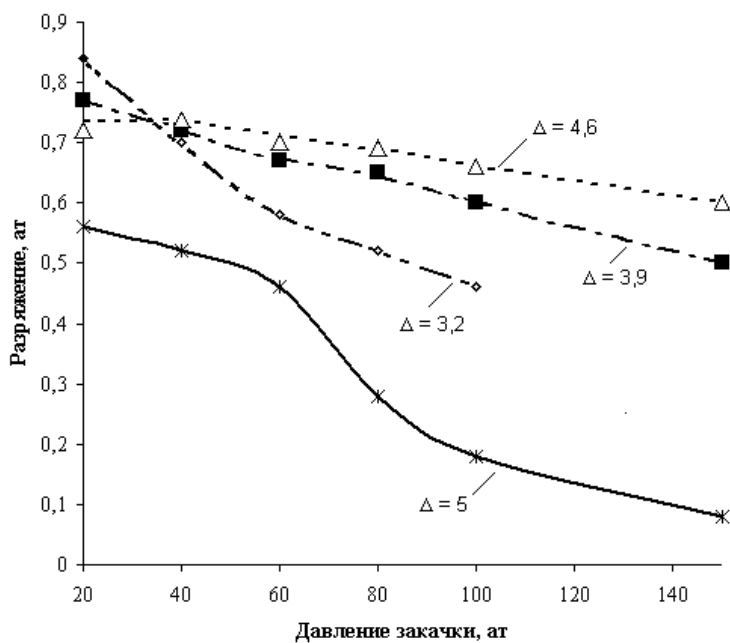


Рис. 4.5. График зависимости величины разряжения, создаваемого ЗУОСом, от величины давления закачки жидкости при различных значениях Δ

Аналогичные результаты получены также и для случая различных диаметров камеры смешения. На рис. 4.5 приведены характеристики работы ЗУОСа при различных значениях величины Δ , равной отношению диаметра камеры смешения к диаметру сопла. Длина камеры смешения была равна 120 мм. Как видно из рисунка, существуют такие значения величин $\Delta = \Delta^*$, при которых разрежение p максимально. Причём, как при $\Delta < \Delta^*$, так и при $\Delta > \Delta^*$ разрежение не достигает значения $p^* = p(\Delta^*)$. Это связано с тем, что при малых значениях диаметра камеры смешения распыл струи затрудняет подсос жидкости. При больших же её размерах разрежение также мало, поскольку, вследствие удаления от стенки камеры смешения истекающей из сопла струи жидкости, мал градиент подсоса инжектируемой жидкости. Поэтому важным параметром является также и гидросопротивление (диаметр) канала, подающего жидкость в камеру смешения.

Испытание устройства в «Пермоблнефть» показало его высокую эффективность.

Покажем это на примере освоения скв. №303 Травнинского месторождения.

Скважина закончена бурением 08.05.89.

Пласт: Башкирский ярус, карбонатный.

Глубина залегания: 1368,5 – 1371,5 м;

1374,0 – 1377,0 м;

1378,0 – 1381,0 м.

Параметры пластовой жидкости: плотность – 854 кг/м³; газовый фактор – 34,5 м³/т; кинематическая вязкость – 16,29·10⁻² см²/с.

Освоение 13.09.89. Промывка технической водой в объёме 20 м³ и солянокислотная обработка (СКО) в объёме 3 м³ реагента при устьевом давлении $P = 10$ МПа. Спуск трубного глубинного насоса диаметром 43 мм. Получен дебит 1,5 т/сут.

Освоение с ЗУОС 20.11.89 г. Прокачено 16 м³ жидкости на двух режимах.

Режим I. Давление закачки – 15 МПа, на 3-й скорости ЦА-320М, с расходом 6,6 л/с в течение 20 минут.

Режим II. Давление закачки – 6 МПа, на 2-й скорости ЦА-320М, с расходом 3,3 л/с в течение 40 минут.

Из пласта извлечено 3 м³ жидкости.

Отмечено возмущающее воздействие на соседнюю работающую скважину №39, которая начала фонтанировать в конце второй промывки и фонтанировала 3 часа. Замеры дебита скв. №303 составили 7 м³/сут (4.12.89 г.) и 8 м³/сут (18.12.89 г.).

Было также освоено восемь вышедших из бурения скважин Верещагинского месторождения НГДУ Пермоблнефть с дебитами нефти от 3 до 12 м³/сут.

Кроме устройства на базе струйного насоса УОС-1, было разработано аналогичное устройство на базе вставного струйного аппарата УЭОС-1. Однако оптимизации его параметров проведено не было. Аналогичная конструкция из вставного струйного насоса и генератора колебаний давления, но с клапаном-реле, контролирующим уровень депрессии в подпакерной зоне, описана в работе [58,59]. В других публикациях [60 - 62] для создания пульсирующей депрессии на пласт авторы использовали гидродинамический генератор колебаний, установленный на забое скважины и работающий при прокачке через него жидкости, а необходимая величина депрессии на пласт осуществлялась прокачкой пены через межтрубное пространство.

Близкой к нам по сути является технология освоения скважин струйным насосом [63], где пульсирующая депрессия создаётся обратным клапаном, установленным в канале, связывающем подпакерную зону с камерой смешения.

IV.1. Динамические кислотные обработки

Известно проведение кислотных обработок с виброударным воздействием [52, 64]. Однако у этого метода существенным недостатком является то, что обработке подвергаются в основном наиболее промытые участки, т.к. при ударном воздействии раскрытие трещин происходит в наиболее слабой (промытой) части пласта.

Поэтому при кислотных обработках целесообразно использовать именно акустическое, а не виброударное воздействие. Акустическая обработка способствует увеличению как глубины проникновения кислотного раствора в пласт, так и скорости химических реакций [26]. Кроме того, благодаря перистальтическому эффекту звуковые волны способствуют проникновению кислоты в наименее проницаемые прослойки и пропластки. Для оценки влияния звука на эффективность кислотного воздействия были осуществлены эксперименты по солянокислотной обработке (СКО) ПЗП через вихревой генератор звука.

В НГДУ Чернушканефть (1985 г.) была проведена обработка нагнетательных скважин по следующей технологии. Вначале осуществлялась промывка ствола скважины водой через НКТ, башмак которых был оборудован излучателем. Затем была произведена посадка пакера и сразу же за этим произведена закачка в пласт 24 %-ного раствора HCl.

В скв. №345 и №256 Асюльского месторождения начальное давление закачки составляло соответственно 26 и 25 МПа, которое снизилось до 12 МПа. Приёмистость скважин выросла от 0 до 200 и 360 м³/сут. В скв. №324 Павловского месторождения начальное давление закачки было 32 МПа, конечное – лишь 14 МПа, а приёмистость скважины выросла до 50 м³/сут.

На добывающих скважинах технология СКО с применением звукового излучателя была использована в НГДУ Пермоблнефть (1990 г.). Промывка ствола осуществлялась товарной нефтью в объёме всего лишь 1 м³, после чего сразу же было закачено 4 м³ 24 %-ного раствора соляной кислоты. В скв. №134 Верещагинского месторождения без использования генератора приёмистость отсутствовала при давлении 15 МПа. Использование же звукового генератора привело к тому, что уже при 10 МПа началось поглощение кислотного раствора с последующим падением давления закачки до 6 МПа. Если до обработки дебит скважины составлял 1 м³/сут, то после обработки он увеличился до 2,4 м³/сут. Аналогичные результаты получены и на других месторождениях.

В работе [65] утверждается, что использование автоматизированных систем контроля и управления может существенно повысить эффективность обработок ПЗП акустическим воздействием. Наверное, это существенно, если использовать генераторы, амплитудно-частотные характеристики которых не известны (что не целесообразно). И лишь при работе, использовать приборы, измеряющие на забое скважины динамические давления и определять оптимальные режимы излучения генератора.

Однако наиболее эффективными оказались СКО с применением ЗУОС, поскольку использование ЗУОС также позволяет проводить эти обработки через гидродинамический излучатель ГВД, а затем легко извлечь продукты реакции кислоты с породой из призабойной зоны пласта.

V. Изоляция водопритоков.

Как следует из описанного выше, акустическое воздействие довольно широко применяется в нефтедобыче. Применение же звука в водоизоляционных и ремонтных работах (ВИР) крайне редко. Известно лишь несколько упоминаний о применении акустики при таких работах. Это, например, способ закрепления несвязанных пород, в котором закачка тампонажного материала (раствора бентонитовой глины) проводится с одновременным воздействием на раствор и породу звуковыми колебаниями низкой частоты, что увеличивает радиус проникновения раствора и закрепления породы [66]. Такое увеличение радиуса проникновения, возможно здесь обусловлено как уменьшением вязкости транспортируемого раствора, так и перистальтическим эффектом.

Тот факт, что акустическое воздействие влияет на реологические характеристики обрабатываемой звуком жидкости, делает звуковое поле эффективным инструментом для проведения изоляционных работ, поскольку управление, например, вязкостью или временем гелеобразования (желатинизации или твердения) тампонажного материала позволяет создать изоляционный экран любой толщины и прочности. В связи с этим в ПермНИПИнефть в конце 80-х годов была проведено исследование влияние акустического воздействия на реологические свойства эмульсии на основе латекса и нефти и разработана технология водоизоляционных работ в скважине [6, 67]. Латекснефтяная эмульсия выбрана потому, что она является селективным водоизоляционным материалом [68].

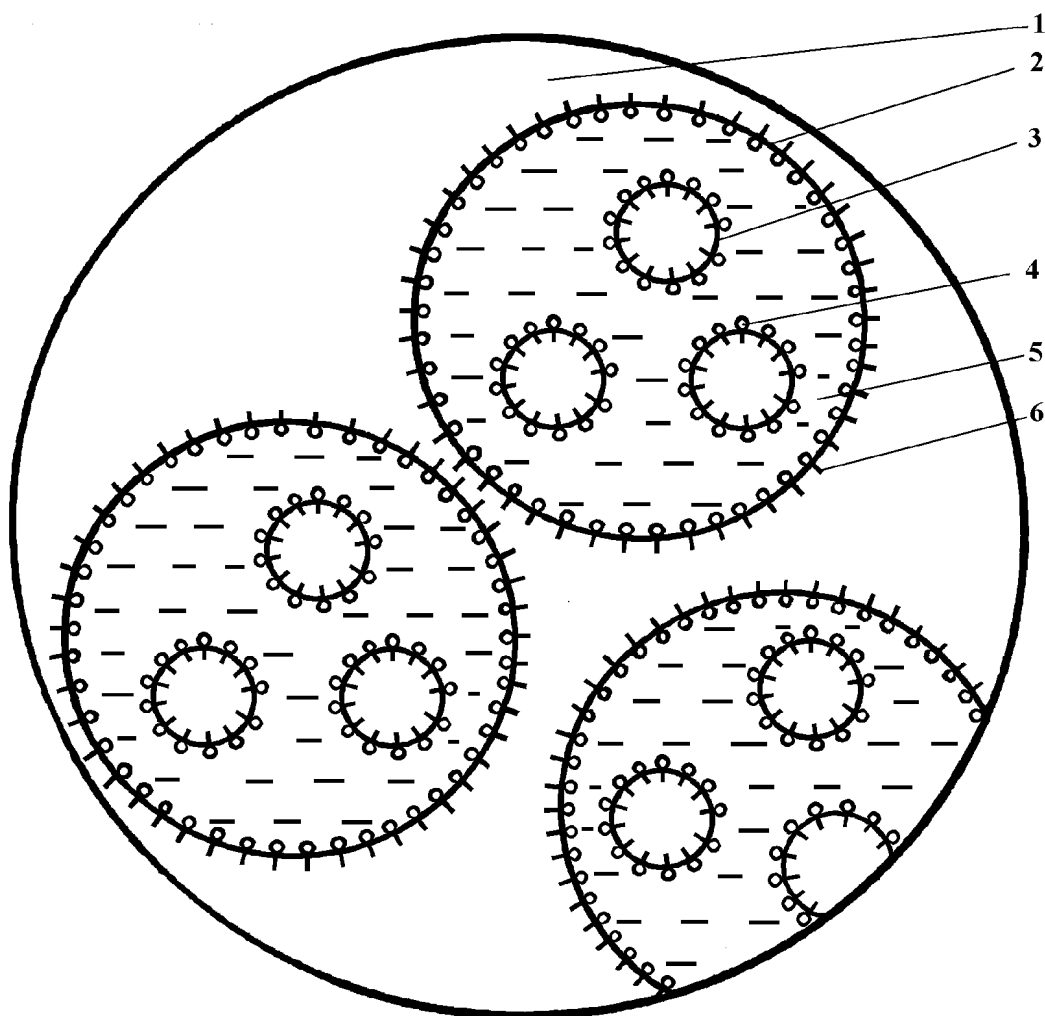
Латексная эмульсия является сложной системой. Латекс представляет собой коллоидную дисперсию типа масло в воде. Поверхность раздела фаз гидрофилизирована. Латекснефтяная эмульсия - дисперсия коллоидной системы латекса в нефти – обратная эмульсия. В этом случае поверхность раздела фаз гидрофобизирована. На рис. 5.1 приведено схематическое изображение обратной латекснефтяной эмульсии.

При образовании обратной латекснефтяной эмульсии происходит диспергирование водной дисперсии синтетического латекса в нефти. При этом дисперсия латекса разбивается на глобулы, состоящие, как и исходная дисперсия, из олигомеров латекса, стабилизированных водорастворимыми ПАВ, и воды. Глобулы стабилизируются углеводорастворимыми ПАВ, входящими в состав нефти.

При дроблении дисперсной фазы часть олигомеров синтетического латекса переходит в нефть непосредственно без водной фазы и растворяется в ней с течением времени. Это приводит к дополнительному повышению вязкости латекснефтяной эмульсии при выдержке во времени.

При введении в латекснефтяную эмульсию коагулянта, например, минерализованной воды, катионы многовалентных металлов диффундируют через межфазную плёнку углеводорастворимых ПАВ в водную фазу глобулы латексной дисперсии и нейтрализуют заряд (отрицательный) олигомеров латекса, а из водорастворимых ПАВ образуют маслорастворимые ПАВ. Нейтрализованные олиго-

меры латекса коагулируют, образуя пространственную структуру. Нефть и водная фаза латексной дисперсии, благодаря присутствию углеводорастворимых ПАВ, образуют обратную эмульсию, которая захватывается пространственной сеткой скоагулированных олигомеров латекса как губкой. С течением времени происходит набухание коагулянта латекса в нефти и уменьшение подвижности системы в целом.



1 - нефть; 2 - глобула дисперсии синтетического латекса; 3 - олигомеры латекса; 4 - водорастворимые ПАВ; 5 - вода, входящая в дисперсию латекса; 6 - углеводорастворимые ПАВ.

Рис. 5.1. Схематическое изображение обратной латекснефтяной эмульсии

Поскольку вязкость эмульсий, при прочих равных условиях, определяется размером и количеством глобул внутренней фазы, то интенсивное диспергирование дисперсии синтетического латекса в нефти способствует ускоренному росту вязкости латекснефтяной эмульсии. А уж ускоренное смешение этой эмульсии с коагулянтом, возникающее при перистальтической продавке латекснефтяной

эмульсии в заполненном пластовой водой гидрофильном капилляре, приводит к катастрофическому нарастанию вязкости коагулянта.

В качестве лабораторного источника звука, позволяющего оценить влияние акустического воздействия на латекснефтяную эмульсию, был взят миксер [41], основными рабочими органами которого являются ротор и статор. Ротор выполнен в виде рабочего колеса центробежного насоса, на образующей которого находятся прорези. Ротор вращается внутри статора, представляющего собой цилиндрическую обечайку с аналогичными сквозными прорезями на образующей. При вращении ротора происходит взаимное перекрытие прорезей ротора и статора, что приводит к возникновению высокочастотных пульсаций давления в роторе и за статором. При этом ротор выполняет и основные функции центробежного насосного агрегата: перекачивает и нагнетает подвижную жидкую среду. Частота пульсаций давления f (звука) определяется скоростью вращения ротора ω , находящегося на одном валу с электродвигателем, и числом прорезей в роторе Z_p :

$$f = Z_p \cdot \omega / 2\pi .$$

Латекснефтяную эмульсию готовили следующим образом. В нефть добавлялось расчётное количество ПАВ и смесь перемешивалась в пропеллерной мешалке LR-10 (производство ГДР) или ML-2 (производство ПНР) в течение 5 мин со скоростью вращения 34 с^{-1} (LR-10) или 24 с^{-1} (ML-2). Затем в раствор нефти и ПАВ вводился латекс, и смесь перемешивалась ещё в течение $10 \div 60$ мин с той же скоростью.

Определялись условная и эффективная вязкости латекснефтяной эмульсии. Измерения условной вязкости производились вискозиметром ВЗ-4, а эффективной вязкости – ротационным вискозиметром “Rheotest-2”.

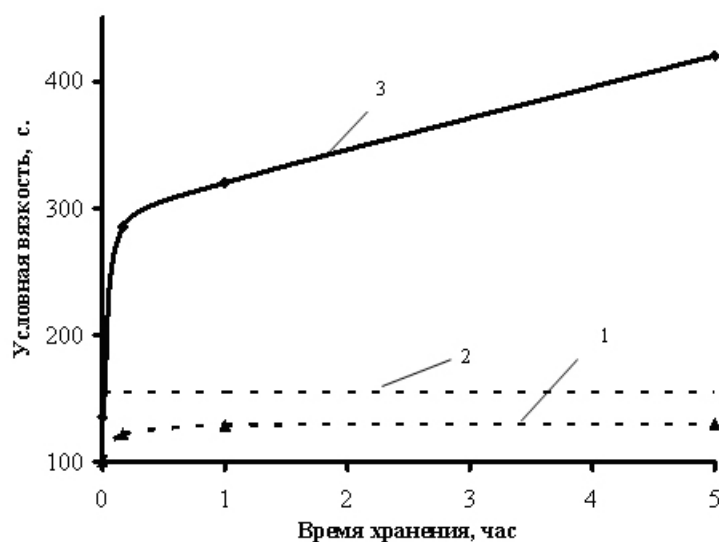
Реологические характеристики латекснефтяной эмульсии снимались сразу после приготовления и через 1 и 5 часов после её получения. Затем замеры реологических параметров проводились каждые сутки в течение пяти дней. Исследовались эмульсии с различным содержанием ингредиентов, например, при соотношении нефть: латекс: эмультал – 69:30:1. Для приготовления эмульсии использовали нефть Ножовской УППН с вязкостью 49 с по ВЗ-4 и латекс БС-50. Условная вязкость свежеприготовленной эмульсии без акустического воздействия составляла 100 с. Озвучивание эмульсии уже через 5 минут повышает её вязкость до 135 с, т.е. до величины, которую приобретёт необработанная звуком эмульсия через 8 часов. Через 15 мин после озвучивания её вязкость выросла до 287 с, через час – 320 с, а спустя 5 часов уже равнялась 420 с.

На рис. 5.2 приведено поведение вязкости обработанной и не обработанной звуком эмульсии во времени.

Рост реологических характеристик эмульсии под действием вибраций объясняется тем, что звуковое поле приводит к диспергированию частиц латекса. Это увеличение степени их дисперсности и способствует росту вязкости латекснефтяной эмульсии. При “старении” эмульсии вязкость повышается, возможно, и по другой причине. При диспергировании латекса в нефти наряду с дроблением дисперсной фазы происходит коалесценция образовавшихся глобул. Некоторая часть глобул латекса коалесцирует, и освободившиеся олигомеры синтетического латекса переходят в нефть и набухают в ней, постепенно растворяясь и повышая вязкость нефти. По-видимому, количество частиц латекса, перешедших в нефть

после озвучивания, возрастает по сравнению с эмульсией без акустического воздействия.

Эксперименты с эмульсией показали, что структурно-реологические свойства изменяются только в течение первых суток (кривые 1 и 2 рис. 5.2). Как уже было сказано, предельные значения условной вязкости латекснефтяной эмульсии, возникающие без акустического воздействия через сутки хранения, при звуковой обработке устанавливаются уже спустя 10 минут после звукового воздействия. Это позволяет сократить время проведения водоизоляционных работ.



1 и 2 – без звукового воздействия, 3 – предельное значение

Рис. 5.2. Зависимость условной вязкости латекснефтяной эмульсии от времени хранения

Совмещение звуковой обработки латекснефтяной эмульсии с одновременной её закачкой в пласт с использованием для этой цели, например, гидродинамических излучателей или вихревых свистков [10 - 23] позволит увеличить глубину проникновения эмульсии в пласт и улучшить перемешивание эмульсии с пластовой водой, что приведёт к ускорению гелеобразования и повышению охвата пласта водоизолирующим составом. Следовательно, повысится качество и сократятся сроки проведения водоизоляционных работ.

В настоящее время аналогичные работы проводятся в ОАО «СибИНКор», где гидроволновое воздействие на призабойную зону пласта используется как с целью обеспечения равномерной фильтрации закачиваемого в пласт водоизоляционного состава, так и в восстановлении и увеличении приёмистости скважин после водоизоляционных работ [69].

При движении эмульсии в вихревой камере гидродинамического излучателя, как уже говорилось ранее, в приосевой пространстве вихревой камеры возникает область пониженного давления, которая при определённой величине разряжения схлопывается за счёт заполнения её скважинной жидкостью. Генератор «запирается». После выравнивания давления в вихревой камере и скважинной зоне в генератор через входные отверстия опять начинает подаваться латекснефтяная эмульсия. Поступающая под большим давлением эмульсия опять начинает

совершать вращательные движения в вихревой камере, в результате чего опять происходит схлопывание области разряжения в приосевой зоне вихревой камеры и процесс повторяется. Это схлопывание сопровождается излучением звука (волн давления). Частота звуковых колебаний Ω равна частоте запириания генератора или, что то же самое, частоте колебаний скорости V_{BX} поступления жидкости в генератор. Однако полного запириания генератора не происходит, и часть жидкости постоянно проходит через генератор. Поэтому скорость подачи жидкости в генератор можно представить в виде осциллирующей около некоторого среднего значения V_0 , т.е. описать следующим выражением: $V_{BX} = V_0 - \beta \cdot \cos(\Omega t)$, где V_0 – значения постоянной составляющей скорости поступления жидкости в генератор, β – амплитуда колебания скорости около среднего значения. Будем считать β малой величиной.

На частицу жидкости, движущейся в вихревой камере, действуют центробежная сила инерции, которой в соответствие с принципом эквивалентности Эйнштейна можно сопоставить некоторую эффективную силу тяжести с ускорением, равным $g_{эф} = u(t)^2/r$, где u – тангенциальная составляющая скорости (скорость вращения жидкости в вихревой камере); r – расстояние от оси вихревой камеры до частицы жидкости в камере.

Оценки для скорости движения жидкости в вихревой камере u проведём как в работе [70] для случая идеальной жидкости. Из закона сохранения момента количества движения следует, что момент количества движения любой жидкой частицы относительно оси вихревой камеры сохраняется постоянным и равным начальному моменту на входе в камеру закручивания:

$$ur = V_{BX} R_3, \quad (5.1)$$

где $R_3 = (R - d_{BX}/2)$ – расстояние от оси камеры до оси входного канала (плечо закручивания); R – радиус вихревой камеры. Так как $r \sim R_3 \sim R$, то $u \approx V_{BX}$.

С учётом всего выше сказанного получаем для $g_{эф}$ следующее выражение:

$$g_{эф} = u(t)^2/r \approx V_{BX}(t)^2/R = V_0^2/R - (2/R)\beta V_0 \cos(2\Omega t) \equiv g_0 - \gamma \cos(2\Omega t). \quad (5.2)$$

Здесь $g_0 = V_0^2/R$ и $\gamma = (2/R)\beta V_0$ – постоянная и переменная составляющие ускорения эффективной силы тяжести.

Таким образом, в качестве условия диспергирования частиц латекса будет рассматриваться неустойчивость границы раздела двух жидкостей (латекса и нефти) в переменном поле тяжести.

Исследованиями установлено, что успешность водоизоляционных работ зависит от частоты звукового воздействия. Это связано с тем, что низкочастотное воздействие, хотя и увеличивает глубину проникновения эмульсии в пласт, не позволяет значительно повысить вязкость эмульсии. Перемешивание эмульсии с пластовой водой в этом случае будет также недостаточно эффективным. Использование звука высокой частоты усиливает диспергирование частиц латекса, однако существует такое значение частоты излучения, выше которого не только не будет происходить дробления частиц латекса, а даже наоборот, будет возможно их слияние.

В нашей ситуации возможно проявление двух типов неустойчивостей, т.е. двух механизмов разрушения капель латекса.

Один механизм диспергирования жидких частиц латекса обусловлен неустойчивостью границы раздела двух жидкостей с плотностями ρ_1 – латекс и ρ_2 – нефть в вертикальном пульсирующем поле тяжести. Согласно этой модели разру-

шение жидкой частицы латекса обусловлено пульсирующим межфазным напряжением, которое приводит к возбуждению поверхностных волн на границе раздела латекс–нефть. Нарастая, эти волны и приводят к разрыву частицы.

В этом случае уравнение движения границы раздела ζ латекс–нефть запишется в виде (см., например, [71, 72]):

$$\frac{d^2 \zeta}{dt^2} + 2\delta \frac{d\zeta}{dt} + [\Omega_o^2 + q \cos(\Omega \cdot t)] \zeta = 0, \quad (5.3)$$

$$\text{где } \delta = \frac{2(\eta_1 + \eta_2)k^2}{(\rho_1 + \rho_2)}, \quad \Omega_o^2 = \frac{\alpha k^3}{\rho_1 + \rho_2} \pm \frac{k(\rho_1 - \rho_2)g_o}{(\rho_1 + \rho_2)}, \quad q = \frac{k(\rho_1 - \rho_2)\gamma}{(\rho_1 + \rho_2)},$$

k – волновое число; η_i – коэффициент динамической вязкости латекса при $i = 1$ и нефти при $i = 2$; α – коэффициент поверхностного натяжения на границе раздела латекс–нефть; k – волновое число поверхностных волн; t – время.

Знак плюс или минус в выражении для собственной частоты поверхностных волн Ω_o^2 определяется положением движущегося слоя латекса в вихревой камере. При движении слоя латекса вблизи стенки (в донной части) камеры имеем знак плюс, а при его движении в приповерхностной зоне, т.е. вблизи поверхности раздела: эмульсия – область разряжения, имеем знак минус.

В случае $V_{BX} = const$, т.е. при $V_o = V_{BX}$, поверхность раздела, описываемая уравнением (5.3) с

$$\Omega_o^2 = \frac{\alpha k^3}{\rho_1 + \rho_2} - \frac{k(\rho_1 - \rho_2)g_o}{(\rho_1 + \rho_2)}$$

является неустойчивой, и глобула латекса разрывается на «капли» радиусом $R_K^* \sim l/k = [\alpha R/(\rho_1 - \rho_2)]^{1/2}/V_{BX}$.

Однако, когда $V_{BX} = V_o - \beta \cdot \cos(\Omega t)$, возможны следующие сценарии событий. Это стабилизация неустойчивого равновесия, т.е. исключение разрыва глобулы латекса или параметрическое возбуждение поверхностных волн и в результате этого разрыв «капли». Или же происходит разрушение частиц латекса вследствие параметрического возбуждения волн на поверхности раздела латекс–нефть.

Поступая, как в работах [73-75], представим решение уравнения (5.3) в виде суммы медленной и быстро осциллирующей частей $\zeta(t) = \xi(t) + \mu\chi(t)$, где $\xi(t)$ и $\chi(t)$ меняются соответственно с характерными временами $T \sim 2\pi/\Omega_o$ и $\tau \sim 2\pi/\Omega$, $\mu \sim \Omega_o/\Omega$. Поиск решения в таком виде физически оправдан тем, что благодаря инертности, система слабо откликается на быстрые внешние пульсации. Подставляя это решение в уравнение (5.3) и усредняя за период $\tau \sim 2\pi/\Omega$, получим два связанных между собой уравнения:

$$\ddot{\xi} + 2\delta \dot{\xi} + \Omega_o^2 \xi + \langle \mu q \chi \cos(\Omega t) \rangle = 0, \quad (5.4)$$

$$\mu \ddot{\chi} + 2\delta \mu \dot{\chi} + \mu \Omega_o^2 \chi + q \xi \cos(\Omega t) = 0.$$

Учитывая, что $\mu \ddot{\chi} \sim \Omega_o \cdot \Omega \chi \gg \mu \dot{\chi} \sim \Omega \chi \gg \mu \Omega_o^2 \chi \sim (\Omega_o \cdot \Omega_o/\Omega) \chi$, можем сразу проинтегрировать второе уравнение. В результате чего получаем для $\chi(t)$ следующее выражение:

$$\chi = \frac{q}{\mu \cdot \Omega^2} \xi \cdot \cos(\Omega t).$$

Подставив это решение для быстро осциллирующей части в верхнее уравнение (5.4), получим для медленно меняющейся составляющей уравнение вида:

$$\ddot{\xi} + 2\delta \dot{\xi} + \left(\Omega_0^2 + \frac{q^2}{2\Omega^2}\right)\xi = 0. \quad (5.5)$$

Из этого уравнения получим следующее условие стабилизации поверхности раздела, т.е. условие неразрушения глобулы:

$$q^2 \geq -2\Omega^2 \cdot \Omega_{O \text{ МИН}}^2, \text{ где } \Omega_{O \text{ МИН}}^2 < 0. \quad (5.6)$$

При выполнении этого условия в эмульсии будут наблюдаться частицы латекса с размерами не меньше, чем R^*_k .

Наряду со стабилизацией поверхности раздела в этой системе существует и возможность для параметрического возбуждения поверхностных волн, которые могут спровоцировать дробление частиц латекса.

При $\Omega_0^2 = \frac{\alpha k^3}{\rho_1 + \rho_2} + \frac{k(\rho_1 - \rho_2)g_0}{(\rho_1 + \rho_2)}$ возможно лишь параметрическое возбуждение поверхностных волн.

Выясним условия для возбуждения параметрического резонанса. Выражение (5.3) является уравнением Матье [76]. Известно, что решение этого уравнения нарастает при $\delta = 0$ при сколь угодно малых амплитудах возбуждения q , причём возбуждаются волны с частотой $\Omega/2$, Ω , $3\Omega/2$, Наличие вязкости $\delta > 0$ приводит к тому, что резонансные колебания возникают при конечных q , причём порог их возбуждения определяется вязкостью жидкости.

Будем рассматривать возбуждение основного резонанса, т. е. волн с частотой $\Omega/2$ как наиболее легко возбуждаемых.

Для нахождения условий резонансного возбуждения поверхностных волн будем искать решение уравнения (5.3) в виде:

$$\zeta(t) = C_1 \sin(\Omega t/2) + C_2 \cos(\Omega t/2). \quad (5.7)$$

Подставляя это решение в (5.3), получим для амплитуд C_1 и C_2 следующую систему алгебраических уравнений:

$$\begin{cases} C_1(\Omega_0^2 - \Omega^2/4 - q/2) - \delta \cdot \Omega C_2 = 0 \\ \delta \cdot \Omega C_1 + C_2(\Omega_0^2 - \Omega^2/4 + q/2) = 0 \end{cases} \quad (5.8)$$

Из условия разрешимости системы уравнений (5.8) получаем условие возбуждения волн:

$$\frac{q^2}{4\delta^2 \Omega^2} - \frac{(\Omega_0^2 - \Omega^2/4)^2}{\delta^2 \Omega^2} = 1. \quad (5.9)$$

Это есть уравнение гиперболы в координатах (q, Ω_0^2) . Из него следует, что на поверхности возникают волны при

$$q \geq 2\delta \cdot \Omega. \quad (5.10)$$

Значения волновых чисел от частоты излучения найдётся из выражения:

$$(\Omega_0^2 - \Omega^2/4)^2 = 0. \quad (5.11)$$

Из выражений (5.6) и (5.10) следует, что не произойдёт дробления частиц латекса, если будет выполнено неравенство

$$2\delta \geq q/\Omega \geq (-2\Omega_{O \text{ МИН}}^2)^{1/2}. \quad (5.12)$$

Другой механизм диспергирования жидких частиц латекса обусловлен неустойчивость границы раздела двух пульсирующих потоков: латекса со скоростью $U_1(t)$ и нефти со скоростью $U_2(t)$. В результате чего при движении водоизолирующего состава в вихревой камере свистка на частицу латекса действуют пульсирующие сдвиговые напряжения, которые приводят к возбуждению на границе раздела латекс–нефть поверхностных волн. Эти волны, нарастая, и приводят к разрыву частицы.

Тогда движение границы раздела $\zeta(t)$ нефть–латекс можно описать уравнением вида [77-80]:

$$\frac{d^2\zeta}{dt^2} + 2\delta \frac{d\zeta}{dt} + \left[\frac{\alpha k^3}{\rho_1 + \rho_2} - \frac{k^2 \rho_1 \rho_2 \Delta u^2}{(\rho_1 + \rho_2)^2} \right] \zeta = 0, \quad (5.13)$$

где ρ_1 и ρ_2 – плотности соответственно латекса и нефти, $\Delta u = U_1(t) - U_2(t)$ – сдвиг скорости между латексом и нефтью, α – коэффициент поверхностного натяжения; $\delta = 2(\eta_1 + \eta_2)k^2 / (\rho_1 + \rho_2)$ – диссипативный параметр [72], η_1 и η_2 – коэффициенты динамической вязкости латекса и нефти, k – волновое число поверхностных волн, t – время.

Выберем в качестве оценки значения скорости сдвига скорость установившегося движения частицы диаметром d и плотностью ρ_l в жидкости с плотностью ρ_2 в поле силы тяжести, а именно,

$$\Delta u(t) = d_{\text{Л}}^2 (\rho_1 - \rho_2) g_{\text{ЭФ}}(t) / 18\eta_2.$$

Подставляя это значение скорости сдвига в уравнение (5.13) и ограничиваясь линейным по γ слагаемым, получим следующее уравнение для $\zeta(t)$:

$$\frac{d^2\zeta}{dt^2} + 2\delta \frac{d\zeta}{dt} + [\Omega_{O1}^2 + q_1 \cos(\Omega t)] \zeta = 0, \quad (5.14)$$

где $\Omega_{O1}^2 = \frac{\alpha k^3}{\rho_1 + \rho_2} - \frac{k^2 \rho_1 \rho_2 d_{\text{Л}}^4 (\rho_1 - \rho_2)^2 g_0^2}{324 (\rho_1 + \rho_2)^2 \eta_2^2}$ – собственная частота поверхностных волн;

$$\text{амплитуда вибраций } q_1 = \frac{k^2 \rho_1 \rho_2 d_{\text{Л}}^4 (\rho_1 - \rho_2)^2 g_0 \gamma}{171 (\rho_1 + \rho_2)^2 \eta_2^2}.$$

Из уравнения (5.14) следует, что поверхность раздела между нефтью и латексом может быть разрушена вследствие сдвиговой неустойчивости даже при отсутствии пульсации скорости, т.е. при $q_1 = 0$, когда $\Omega_{O1}^2 \leq 0$. При этом в эмульсии будут наблюдаться капли с эффективным диаметром d_* , равным:

$$d_* \geq \frac{2}{k} = \frac{648 \alpha (\rho_1 + \rho_2) \eta_2^2}{\rho_1 \rho_2 d_{\text{Л}}^4 (\rho_1 - \rho_2) g_0^2}.$$

Здесь $d_{\text{Л}}$ – исходный диаметр латексных частиц.

Пульсации скорости, т.е. $q_1 > 0$, могут привести, как и в случае уравнения (5.3) или к стабилизации равновесия, т.е. исключению дробления жидких частиц, или же к параметрической неустойчивости границы раздела, а отсюда и к дроблению частиц латекса.

Проделав те же самые операции, которые были описаны выше, получим, что на границе раздела латекс–нефть возникают волны, если

$$q_1 \geq 2\delta \cdot \Omega. \quad (5.15)$$

Волновые числа возникших на поверхности волн найдутся из условия:

$$(\Omega_{OI}^2 - \Omega^2/4)^2 = 0. \quad (5.16)$$

А при выполнении условия

$$2\delta \geq q_1/\Omega \geq (-2\Omega_{OI\ MIN}^2)^{1/2}. \quad (5.16)$$

не будет наблюдаться возникновения волн, приводящих к дроблению частиц.

В выражениях (5.6), (5.12) и (5.17) $\Omega_{O\ MIN}^2$ и $\Omega_{OI\ MIN}^2$ соответствует случаям отрицательных значений собственных частот колебаний поверхности раздела. Это наблюдается в том случае, когда слагаемые, связанные с капиллярными силами, меньше сил тяжести или сил «Бернулли». Здесь волновое число $k_{\ MIN}$ определяется размерами исходных «частиц» латекса.

Итак, для качественного выполнения водоизоляционных работ следует тщательно диспергировать частицы латекса в нефти, т.е. необходимо возбуждение волн на поверхности раздела латекс-нефть. Это произойдет при выполнении условий (5.10) или (5.17). Однако выполнение этих условий приводит лишь к образованию поверхностных волн, а для отрыва капель от поверхности (разрушения целостности поверхности) необходимо увеличить амплитуду колебаний, как показано в работе [81], в четыре раза.

V.1. Экспериментальные работы по селективной изоляции водопритоков в скважинах с акустическим воздействием.

Опытные водоизоляционные работы латекснефтяной эмульсией с акустическим воздействием проводились в скв. №299 и №364 Падунского месторождения НГДУ Краснокамскнефть. В качестве источника звука использовали гидродинамический генератор. В скв. №299 излучатель звука был установлен на забое, а в скв. №364 – на устье скважины.

Скв. №299, расположенная в сводовой части Падунского месторождения, введена в эксплуатацию в 1973 г. фонтанным способом и до августа 1975 г. эксплуатировалась с дебитом 100 ÷ 300 т/сут безводной нефти. В ноябре 1975 г. в скважину спущен насос ЭЦН-200 при обводнённости продукции 8 ÷ 10 %. В процессе дальнейшей эксплуатации обводнённость продукции увеличилась и в конце 1976 г. составила 100 %.

Комплексными геофизическими исследованиями (ВЧТ, ИННК, ГГП, ДГД) установлен приток воды плотностью 1,065 т/м³ в интервале глубин 1579,4-1580,7 м и 1581-1581,8 м (интервал перфорации 1572-1588,8 м). После ВИР латекснефтяной эмульсией в июне 1977 г. исследовали профиль приёмистости и установили, что в результате изоляционных работ интервал 1581-1581,8 м не принимает воду, а включился в работу интервал 1575,7-1577 м. Обводнённость продукции не изменилась. Коэффициент приёмистости скважины равен 800 м³/сут · МПа.

Повторные ВИР в этой скважине были проведены в августе 1978 г. Обводнённость продукции после их проведения также не изменилась. Возможной причиной неэффективности работ явилось отеснение латекснефтяной эмульсии от

ствола скважины и разрыв сплошности образовавшегося тампона продавочной жидкостью (объём продавочной жидкости – воды равен 15 м^3 , давление в конце продавки равно нулю, в то время как максимальное давление продавки равно 11 МПа).

В феврале-марте 1981 г. в скважине проведён цементаж под давлением с оставлением цементного моста на глубине 1569 м и разбуриванием до глубины 1577 м. Кумулятивная перфорация проведена перфоратором ПК-103 из расчёта 20 отв. на 1 погонный метр в интервале глубин 1572-1575 м. Водоизоляционные работы снизили обводнённость продукции до 80 %. Она восстановилась до 96 % к ноябрю 1982 г.

К моменту водоизоляционных работ с акустическим воздействием (работа проводилась с 30.10.87 по 3.11.87) дебит по жидкости составлял $177 \div 199 \text{ т/сут}$ при обводнённости продукции $92 \div 100 \%$, а из скважины было добыто 232 тыс. т нефти и 326,2 тыс. т воды.

Целью опытных ВИР явилось определение технологических возможностей проведения работ при акустическом воздействии. Для проведения работ был изготовлен гидродинамический генератор (ГВД) со следующими геометрическими размерами (см. рис. 1.2 и 1.3): диаметр вихревой камеры $D = 2R = 30 \text{ мм}$, длина вихревой камеры $L = 100 \text{ мм}$, диаметр двух входных отверстий $d = 2r = 8 \text{ мм}$. Результаты испытаний этого ГВД при работе на воде, проведённые на стенде Уфимского нефтяного института, представлены в нижеследующей таблице 10.1.

Таблица 10.1

Результаты испытаний ГВД на воде

Производительность, $\text{м}^3/\text{сут}$	Амплитуда колебаний давления в эксплуатационной колонне, МПа	Основная частота колебаний, кГц	Потери давления на ГВД, МПа
200	0,06	1,30	2,5
400	0,08	1,35	4,7
600	0,40	1,32	6,9

Перед проведением ВИР определили коэффициент приёмистости скв. 299 нагнетанием пластовой воды при максимальной производительности цементировочного агрегата ЦА-320 М и давлении 6 МПа. Коэффициент приёмистости равен $160 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$.

Прокачивание латекснефтяной эмульсии вязкостью 160 с по ВЗ-4 через изготовленный ГВД показало, что звук возникает при давлении на выходе насоса 1 МПа. При большей вязкости эмульсии (180 с по ВЗ-4) возникновение звука наблюдается при давлении $3 \div 4 \text{ МПа}$.

Водоизоляционные работы в скв. №299 проводились 31.10.87. Они включали следующие операции. Спуск в скважину НКТ диаметром 2,5" с пакером, ниже которого имелся хвостовик длиной 100 м с навёрнутым на его конце гидродинамическим генератором. Установку пакера произвели из расчёта, чтобы ГВД был установлен на глубине 1574 м. Опрессовали нагнетательную линию от агрегата ЦА-320 М до устья на 30 МПа. В качестве буферной жидкости закачали в НКТ $0,5 \text{ м}^3$ нефти при давлении 13-15 МПа. Эмульгированием с помощью струйного

насоса приготовили 4,2 м³ латекснефтяной эмульсии из латекса СКС-50КГП (0,8 м³), нефти (3,4 м³) и эмульгатора (0,06 м³). Вязкость эмульсии равнялась 125 с по ВЗ-4 (~410 МПа·с). Сразу начали закачивать эмульсию в скважину агрегатом ЦА-320 М при работе на второй передаче и, не меняя режима нагнетания, продавили её в призабойную зону пласта нефтью объёмом 2,0 м³ и пластовой водой плотностью $\rho = 1,17 \text{ т/м}^3$.

Объём пластовой воды был равен 2,9 м³. Общий объём продавочной жидкости (нефти и воды) составил 4,9 м³ при объёме НКТ 4,7 м³. Остановок при закачке эмульсии в скважину и продавке её в пласт не было. Динамика изменения давления в процессе нагнетания приведена в табл. 10.2.

Таблица 10.2

Изменение давления нагнетания при водоизоляционных работах

Время, истекшее с начала закачки, мин.	Объём закачанной жидкости, м ³	Давление нагнетания, МПа	Давление в межтрубном пространстве, МПа
0	эмульсия	10	
3	эмульсия	14	
5	эмульсия	15	
8	эмульсия	15	
10	эмульсия	16	
11	эмульсия	17	
12	эмульсия	18	
15	эмульсия	20	
16	4,2 эмульсии	22	
17	перешли на нефть		
20	1,3 нефти	23	
24	2,0 нефти	20	
	перешли на воду		
29	1,0 воды	18	
33	1,7 воды	17	
34	вода	16	
37	вода	15	
40	2,9 воды	13	2,5 (пропустил пакер)

Скважину закрыли под давлением 14 МПа. По плану работ подъём НКТ с пакером планировалось начать через 1 час после самопроизвольного снижения давления на устье до нуля, но в силу производственной ситуации эти работы начали проводить через 14 часов. Во время подъёма НКТ с пакером жидкость не успевала вытекать из труб через отверстия в ГВД, отчего возникла необходимость постоянного подлива пластовой воды в скважину с целью поддержания противодавления на пласт. После промывки скважины в неё был спущен электроцентробежный насос ЭЦН-40 (планировался ЭЦН-80) и скважина была запущена в эксплуатацию.

Результаты эксперимента показали высокую эффективность водоизоляционных работ с акустическим воздействием. Так, обводнённость продукции снизилась до 65 %. Эффект наблюдался около полутора лет, тогда как проведённые работы в 1978 и 1981 годах ВИР без звукового воздействия не снизили содержания воды в скважине.

Скв. №364 Падунского месторождения расположена на Рябчатском куполе. В ней проводилось опробование технологии ВИР с акустическим воздействием, когда ГВД был установлен на устье скважины. Эксперимент длился с 18.06.88 по 21.06.88. Работа проводилась в той же последовательности, что и на скв. №299. Было закачано 8 м³ латекснефтяной эмульсии (6,4 м³ нефти, 0,1 м³ эмульгала и 1,5 м³ латекса) при давлении 22 МПа. Обработка позволила снизить обводнённость продукции до 60 %.

VI. Выводы

Как показали многолетние исследования звуковых излучателей на нефтяных месторождениях Пермского края, эффективность их использования определяется типом излучателя, местом его установки и режимом его работы.

Так, для подготовки сточной воды целесообразнее использовать пластинчатые излучатели, позволяющие обрабатывать большие объёмы жидкости. Для воздействия же на высоковязкие и высокоабразивные жидкости необходимо применять вихревые излучатели звука, как более износостойкие и мощные.

При воздействии звуком на призабойную зону пласта или же пласт эффективней всего вихревые излучатели звука.

Однако при этом следует помнить, что пластинчатые излучатели (вибраторы) эффективно работают уже при величине скорости натекания жидкости на пластину порядка 4 м/с, в то время как для эффективной работы вихревого излучателя звука скорость прохождения жидкости через камеру завихрения должна составлять не менее 20 м/с.

В заключение выражаю благодарность д.г.-м.н. Денку С.О. и д.т.н. Крысину Н.И. за ценные замечания и советы по улучшению содержания работы.

VII. Список литературы.

1. Наборщиков П.В., Покровский В.А., Полинская Р.Е., Кушнир В.Н. Промысловые исследования эффективности диспергирования примесей в сточных водах с помощью гидродинамических аппаратов // Нефтепромысловое дело: Труды ПермНИПИнефть. – Пермь: Пермское книжное издательство. – 1972. - Вып. 7 - С. 144-147.
2. Наборщиков П.В., Рак Ю.И., Покровский В.А. Диспергирование частиц нефти в сточных водах с помощью низкочастотных гидродинамических излучателей. // Нефтепромысловое дело: Труды ПермНИПИнефть – Пермь: Пермское книжное издательство. – 1973. - Вып. 9. - С. 165-168.
3. Наборщиков П.В., Невалин В.Г. Механизм диспергирования нефти в звуковом поле вибратора // Геология, разработка, бурение и эксплуатация нефтяных месторождений Пермского Приуралья: Сб. научных трудов / ПермНИПИнефть. - Пермь: Книжное издательство. - 1976. - С.92-96.
4. Невалин В.Г., Поздеев О.В. Закачка воды с применением акустического воздействия // Вопросы освоения нефтяных залежей Пермского Приуралья в усложнённых условиях: Сб. научн. тр./ ПермНИПИнефть. – М.: ВНИИОЭНГ, 1990. – С. 13 – 17.
5. Алескеров В.Ф., Невалин В.Г. Результаты промыслового эксперимента по акустическому воздействию на пласт // ЭИ. Техника и технология добычи нефти и обустройство месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1991. – Вып. 3. – С. 1 – 5.
6. Невалин В.Г., Поздеев О.В. Акустическое воздействие в технологических процессах при добыче нефти. – Пермь: ПермНИПИнефть, 1991. – 80 с.
7. Невалин В.Г., Поздеев О.В., Сухих Ю.М. Способ повышения структурно-механических свойств промывочных жидкостей, приготовленных из местных глин // НТЖ. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1994. - № 6. – С. 21 – 23.
8. Ши Го Бао. Исследование гидродинамического излучателя / Автореф. дисс. ... к. ф.- м. н. – М.: Акустический институт, 1961. – 4 с.
9. Бергман Л. Ультразвук и его применение в науке и технике. - М.: ИЛ, 1956. - С. 34-36.
10. Ультразвук, маленькая энциклопедия - М.: СЭ, 1979. - С. 79-81.
11. Кныш Ю.А., Лукачев С.В. О механизме неустойчивости течения закрученных потоков жидкости и газа в элементах ГТД // Проектирование и доводка авиационных газотурбинных двигателей /Труды КуАИ, 1974. – Вып.67. – С.205-208.
12. Кныш Ю.А., Лукачев С.В. Экспериментальное исследование вихревого генератора звука // Акустический журнал. – 1977. – Т.33, вып.5. – С.776-782.
13. Белоусов А.Н., Кныш Ю.А., Лукачев С.В. Акустические свойства вихревых пневматических форсунок // Изв. вузов. Авиационная техника, 1977. - №1. – С.17 – 22.
14. Кныш Ю.А., Лукачев С.В. Способ разделения потоков акустической энергией и отработанного воздуха в вихревом излучателе звука // Акустический журнал. – 1980. – Т. 24, № 2. – С. 299-302.

15. Кныш Ю.А., Урывский А.Ф. Теория взаимодействия вторичных вихревых структур в закрученных потоках жидкости // Изв. вузов. Авиационная техника. – 1981. - № 3. – С. 53-58.
16. Белоусов А.Н. Исследование влияния внутренней геометрической формы коротких вихревых камер на пульсационные характеристики вытекающих закрученных струй // Вихревой эффект и его применение в технике / Мат-лы V Всесоюзн. научно-техн. конф. – Куйбышев: Куйбышевский авиац. Ин-т, 1988. – С.163 -167.
17. Лукачев С.В. Оптимизация геометрии вихревого генератора звука // Вихревой эффект и его применение в технике / Мат-лы V Всесоюзн. научно-техн. конф. – Куйбышев: Куйбышевский авиац. Ин-т, 1988. – С.158 -163.
18. АС СССР, № 507368. МКИ В06В 1/20. Вихревой генератор звука / Кныш Ю.А., Лукачев С.В. – Оpubл. В БИ. - № 11. - 1976.
19. АС СССР, № 1131554. МКИ В06В 1/20. Вихревой генератор звука / Кныш Ю.А., Лукачев С.В. – Оpubл. В БИ. - № 48. – 1984.
20. АС СССР, № 1011276. МКИ В06В 1/20. Вихревой генератор звука / Кныш Ю.А., Лукачев С.В., Юдин И.И. – Оpubл. В БИ. - № 14. - 1983.
21. АС СССР, № 507369. МКИ В06В 1/20. Вихревой генератор звука для высокотемпературных сред / Кныш Ю.А., Лукачев С.В. – Оpubл. В БИ. - № 11. - 1976.
22. АС СССР, № 1151328. МКИ В06В 1/20. Вихревой генератор звука / Кныш Ю.А., Лукачев С.В., Урывский А.Ф. – Оpubл. В БИ. - № 14. - 1985.
23. Патент СССР, № 1833458. МКИ Е 21В 43/25. Устройство для звукового воздействия на продуктивный пласт/ Неволин В.Г., Поздеев О.В. – Оpubл. в БИ. - № 29. – 1993.
24. Польшин В.В. О некоторой особенности излучения вихревого генератора звука // Вестник молодых учёных, сер.: Прикл. Матем. и Механ., 1997. – №1. – С.72-75.
25. Акуличев В.А. Кавитация в криогенных и кипящих жидкостях. – М.: Наука, 1978. – 280 с.
26. Маргулис М.А. Основы звукохимии. – М.: Высш. шк., 1984.–272 с.
27. Li M.K., Fogler H.S. Acoustic emulsification. Pt. 1. The instability of the oil-water interface to form the initial droplets // J. Fluid Mechanics. - 1978. - Vol. 88, pt. 3. - P. 499-511.
28. Li M.K., Fogler H.S. Acoustic emulsification. Pt. 2. Breakup of the large primary oil droplets in a water medium // J. Fluid Mechanics. - 1978. - Vol. 88, pt. 3. - P. 513-528.
29. Кобелев Ю.А., Сутин А.Н. Генерация звука разностной частоты в жидкости с пузырьками различных размеров // Акуст. журнал. – 1980. – Т.26, вып.6. – С.860-865.
30. Регирер С.А. О движении жидкости в трубе с деформируемой стенкой // Изв. АН СССР. Механика жидкости и газа. – 1968. - №4. – С.202-208.
31. Ганиев Р.Ф., Украинский Л.Е., Фролов К.В. Волновой механизм ускорения движения жидкости в капиллярах и пористых средах // Доклады АН СССР. – 1989. – Т. 306, № 4. – С. 803 – 806.

32. Антоненко Н.М. Гидроимпульсный насос как средство вибровоздействия на призабойную зону пласта // Нефтепромысловая геология и строительство скважин в Прикаспийском районе. – М., 1986, - С.177-181.
33. Антоненко Н.М. Воздействие на призабойную зону пласта гидроимпульсным насосом // ЭИ. Нефтепромысловое дело (отечественный опыт). – 1986. - №2. – С.21-24.
34. Детков В.П., Крылов В.И., Сидоров Н.А. Особенности крепления наклонно направленных скважин в Западной Сибири / ТНТО. Сер. “Бурение”. – М.: ВНИИОЭНГ, 1977. – 52 с.
35. Монахов В.Н., Першин А.С., Тетерин Г.А. Высокоамплитудная ультразвуковая обработка суспензий с субмикронными частицами // Доклады XI Всесоюзной акустической конференции. Секция Н. – М.: Акуст. институт. – 1991. – С. 139-142.
36. Кузнецов О.Л., Ефимова С.А. Применение ультразвука в нефтяной промышленности. – М.: Недра, 1983. – 192 с.
37. АС СССР, № 1493298. МКИ В 01F 7/28. Диспергатор / Сергеев Г.А., Коврижников Г.А.
38. АС СССР, № 1500234. МКИ В 01F 7/28. Насос-диспергатор / Сергеев Г.А., Курочкин А.К., Валитов Р.Б.
39. АС СССР, № 1535608. МКИ В 01F 7/16. Кавитатор / Курочкин А.К., Валитов Р.Б., Сергеев Г.А.
40. АС СССР, № 1535609. МКИ В 01F 7/04. Гомогенизатор суспензий / Курочкин А.К., Сергеев Г.А.
41. Курочкин А.К., Манойлов А.В., Захваткин А.А. Дегидротирование некоторых пигментов под действием гидроакустического поля // Лакокрасочные материалы и их применение. – 1985. - № 4. – С. 57-59.
42. Фесенко Н.Н. Влияние ультразвуковых колебаний на структурно-механические свойства тампонажных растворов // Нефтяная и газовая промышленность. – 1973. - № 6. – С. 17 – 19.
43. Курочкин Б.М., Гилязетдинов З.Ф., Карпов Ю.И. и др. Применение турбодиспергаторов для приготовления буровых растворов // НТЖ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ, 1997. - № 5. – С.9 – 12.
44. Курочкин Б.М., Студенский М.Н., Вакула А.Я. и др. Применение диспергаторов для тампонажного раствора при цементировании обсадных колонн // НТЖ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ВНИИОЭНГ, 1999. - № 6. – С.32 – 36.
45. Маслов В.В., Коновалов Е.А., Плаксин Р.В. Исследование кавитационной технологии приготовления буровых технологических жидкостей // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2006. - №6. – С.38-40.
46. Агапчев М.И., Новиков Ю.М., Овчаренко В.С. и др. Цементирование обсадных колонн диспергированными облегченными растворами с малыми добавками глины // Нефтяная и газовая промышленность. – Киев. – 1973. - №4. – С. 14-16.
47. Фесенко Н.Н., Новиков Ю.М., Балицкая З.А., Снитка А.А. Влияние ультразвуковых колебаний на структурно-механические свойства тампонажных растворов // Нефтяная и газовая промышленность. – Киев. – 1973. - №6. – С. 17-19.

48. Шаммазов А.М., Тагиров Р.Ш. Влияние вибраций на течение неньютоновских нефтей в трубопроводах // Изв. Вузов. Нефть и газ. - 1985. - Вып. 2. - С. 76-78.
49. Пирсол И. Кавитация. – М.: Мир. - 1975 .
50. Овнатанов Г.Т. Вскрытие и обработка пласта. – М.: Недра, 1970. – 300 с.
51. Глущенко В.Н., Поздеев О.В. Вопросы повышения эффективности кислотных составов для обработки скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1992. – 52 с.
52. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов. – М.: недра, 1994. – С. 98 - 116.
53. АС СССР № 1696683 МКИ⁵ Е 21 В 43/27. Способ кислотной обработки призабойной зоны нефтяного пласта / Неволин В.Г., Глущенко В.Н., Поздеев О.В., Королёв И.П., Сюткин П.П., Никифоров Ю.Г. – Оpubл. В БИ, 1991. – № 45.
54. Яремийчук Р.С., Кочмар Ю.Д. Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин. – Львов: Вища школа, 1982. – 196 с.
55. Афанасьев В.А., Захаров В.А., Овчинников В.И., Сашнов И.А. Освоение и повышение продуктивности скважин Западной Сибири высокими многократными депрессиями. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987.
56. Денк С.О. Строение и продуктивность карбонатных трещинных коллекторов Пермской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1992. – Вып.7. – С. 3 – 7.
57. Денк С.О. Геотехнология межблоково-проницаемых коллекторов нефти и газа. – Пермь: Электронные издательские системы, 2001. – Т.П. – 231 с.
58. Патент РФ № 2084705, МКИ⁶ F 04 F 5/02. Скважинная насосная установка / Дыбленко В.П., Шарифуллин Р.Я., Туфанов И.А., Лысенков А. П., Марчуков Е.Ю. – Оpubл. В БИ, 1997. – № 21.
59. Дыбленко В.П., Туфанов И.А., Шарифуллин Р.Я. и др. Результаты внедрения на месторождениях «Татнефть» комплексной виброволновой технологии повышения продуктивности нефтеносных пластов// Методы увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов. Проблемы и решения. Вып.3 / НИИнефтеотдача АН РБ. – Уфа: Реактив, 2001. – С.52 – 61.
60. Дыбленко В.П., Шарифуллин Р.Я., Туфанов И.А. Технология повышения продуктивности и реанимации скважин с применением виброволнового воздействия // НТЖ. Нефтепромысловое дело. – 1994. – Вып.5. – С. 25 – 28.
61. Дыбленко В.П., Туфанов И.А., Шарифуллин Р.Я. и др. Применение комплексной виброволновой технологии для освоения и повышения продуктивности горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. – 2002. - № 6. – С. 120 – 123.
60. Дыбленко В.П., Туфанов И.А., Сулейманов Г.А. и др. Освоение и повышение продуктивности горизонтальных скважин с применением комплексной виброволновой технологии // Методы увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов. Проблемы и решения. Вып.3 / НИИнефтеотдача АН РБ. – Уфа: Реактив, 2001. – С.42 – 51.
63. Шлеин Г.А., Газимов Р.Р., Ирипханов Р.Д. Применение вибрационно-циклических методов интенсификации притоков и восстановления приёмистости при освоении скважин // Нефтяное хозяйство. – 2000. - № 9. – С. 76 -79.
64. Гадиев С.М. Использование вибраций в добыче нефти. – М.: Недра, 1977. – 159с.

65. Дыбленко В.П., Семавин Н.И., Фосс В.П., Чирко С.М. Повышение эффективности методов обработки призабойной зоны пласта // Нефтяное хозяйство. – 1990. - № 2. – С. 53-57.
66. Назаренко Ю.Б., Куликов Ю.Н. Способ закрепления несвязанных пород / А.С. СССР № 1138511, МКИ Е21Д 21/00.
67. Поздеев О.В., Неволин В.Г. Применение звукового воздействия при водоизоляционных работах. // НТИС. Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 1992. – С.21-25.
68. Поздеев О.В., Глущенко В.Н. Ограничение водоприток в скважине обратными латекснефтяными эмульсиями. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989. – № 5. – 40 с. (Обзор. информ. / ВНИИОЭНГ. Сер. “Нефтепромысловое дело”).
69. Бриллиант Л.С., Козлов А.И., Осипов М.Л., Шарифуллин Ф.А., Цыкин И.В. Совершенствование технологии ограничения водопритока в скважинах Самотлорского месторождения. // Нефтяное хозяйство, 2000. №9. – С72-75.
70. Дитякин Ю.Ф., Клячко Л.А., Новиков Б.В., Ягодкин В.И. Распыливание жидкостей. – М.: Машиностроение, 1977. – 208 с.
71. Сорокин В.И. Об эффекте фонтанирования капель с поверхности вертикально колеблющейся жидкости // Акустический журнал, 1957. – Том 3, вып.3. – С.262-273.
72. Chang-Mateu I., Bankoff S.G. Nonlinear Taylor instability in a cylindrical vessel // Journal of Fluid Engineering. – 1984. – N 4. – P. 513 – 528.
73. Ландау Л.Д., Лифшиц Е.М. Механика. – М.: Наука. 1988. – С. 123-125.
74. Капица П.Л. Динамическая устойчивость маятника при колеблющейся точке подвеса. // ЖЭТФ, 1951. – Т.21, №5. – С.588-594.
75. Troyon F., Gruber R. Theory of dynamic stabilization of the Rayleigh-Taylor instability // Ph. Fluids, 1971. – Vol. 14. – P. 2096-2073.
76. Мак-Лахлан Н.В. Теория и приложения функций Матъе. – М.: ИЛ, 1953. – 474 с.
77. Чан Ван Чан. Применение метода Рэлея к задаче генерации поверхностных волн на глубокой воде ветром. // Известия АН СССР, Механика жидкости и газа. - 1977. - № 6. - С. 154-157.
78. Нестеров С.В., Секерж-Зенькович С.Я. Развитие кельвиновской неустойчивости в нестационарном потоке // Изв. АН СССР, ФАО, 1976. – Том 12, вып. 10. – С.1088-1094.
79. Нестеров С.В., Секерж-Зенькович С.Я. Об устойчивости границы раздела быстро осциллирующих потоков // Изв. АН СССР, ФАО, 1980. – Том 16, вып. 11. – С.1212-1214.
80. Григорьев А.И. Неустойчивость заряженной плоской границы раздела сред по отношению к тангенциальному разрыву на ней зависящего от времени поля скоростей // Ж. техн. физики. – 2000. –Т.70, вып. 1. - С.25.
81. Eisenmenger W. Dynamic properties of the surface tension of water and aqueous solutions of surface active agents with standing capillary waves // Acustica. - 1959. - Vol. 9, N 4. - P. 1378-1385.