

УДК 534.64

ИССЛЕДОВАНИЕ ВИБРОАКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА

Т. Б. ГОНЧАРЕНКО, В. В. ЯКОВЛЕВ*, В. В. БОНДАРЬ

Институт гидромеханики НАН Украины
ул. Желябова, 8/4, 03680, ГСП, Киев-180, Украина

*E-mail: vvyak@yandex.ua

Получено 05.12.2014

Рассмотрена задача гидроимпульсного воздействия ударной волны на призабойную зону пласта разветвленной скважины. Показано, что для разветвленных скважин существуют резонансные частоты, при которых величина результирующего давления в десятки и сотни раз превышает амплитуду исходного импульса. Полученные теоретические результаты дают возможность существенно улучшить обработку призабойной зоны пласта гидроимпульсным воздействием за счет выбора соответствующих резонансных частот.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: разветвленная скважина, виброакустическое воздействие, резонансные частоты, призабойная зона пласта

Розглянуто задачу гідроімпульсної дії ударної хвилі на привибійну зону пласту розгалуженої свердловини. Показано, що для розгалужених свердловин існують резонансні частоти, за яких величина результуючого тиску в десятки й сотні разів перевищує амплітуду вихідного імпульсу. Отримані теоретичні результати надають можливість суттєво поліпшити обробку привибійної зони пласту гідроімпульсною дією за рахунок вибору відповідних резонансних частот.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: розгалужена свердловина, виброакустичний вплив, резонансні частоти, привибійна зона пласту

The hydro-impulse shock wave action on a bottomhole formation zone of a branched well is considered. For branched wells, the existence of resonance frequencies is shown that correspond to pressure magnitude being tens and hundreds times as big as the initial impulse value. The obtained theoretical results give the possibility for substantial improving of bottomhole treatment with the hydro-impulse action by choosing proper resonance frequencies.

KEY WORDS: branched well, vibro-acoustic action, resonance frequencies, bottomhole formation zone

ВВЕДЕНИЕ

Возможность использования волнового воздействия для повышения эффективности нефтяных скважин изучается уже более полувека. В 1960-ых гг. на нефтяных месторождениях СССР начали практиковать методы воздействия упругими волнами на призабойную зону пласта (ПЗП) с помощью спускаемых на забой скважины различных устройств [1]. Именно в этом направлении и были достигнуты самые впечатляющие результаты применения виброакустических методик.

Наибольшее распространение получили генераторы, в которых используется гидродинамический напор закачиваемой в скважину технологической жидкости – воды, растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ), нефти, растворителей, кислот и др. В этом ряду можно назвать вибратор ГВЗ золотникового типа, вставной пульсатор ПВ-54 клапанного типа конструкции ТатНИПИнефти, различные скважинные генераторы. Так, по данным Московского института нефти и газа им. И. М. Губкина, за период с 1967 по 1985 гг. с по-

мощью вибратора ГВЗ-108 проведено около 6000 обработок скважин. При этом успешность работ составила 70 %, а продолжительность эффекта – от одного до полутора лет. Благодаря этому, общий прирост добычи нефти превысил более 5 млн. тонн, а увеличение приемистости по нагнетательным скважинам составило 15 млн. м³. По данным ОАО “ТатНИПИнефть”, с использованием пульсаторов ПВ-54 в течение 1984–1985 гг. обработано 100 нагнетательных скважин с успешностью 80 %. При этом приемистость скважин увеличилась в среднем на 25 %, а продолжительность эффекта составила от 60 до 90 суток.

Отдельную группу составляют забойные излучатели ударно-импульсного воздействия. К ним относятся устройства, реализующие термогазохимическое воздействие; разрыв пласта давлением пороховых газов; виброфрак; стереофрак; воздействие гидроимпульсами; создаваемыми взрывом газообразных смесей; электрогидравлическое воздействие; ударное воздействие резким снятием давления с пакера или на устье скважины; создание управляемых депрессий и пр. Широ-

кое распространение применения на месторождениях в геолого-промысловых условиях ударно-импульсных методов, основанных на использовании взрывчатых веществ, сдерживается их невысокой эффективностью, недостаточной надежностью и весьма существенными проблемами безопасности.

К импульсно-ударным также следует отнести электрогидравлический (ЭГВ) метод обработки скважин, при котором для получения импульсов давления используется эффект от электрического пробоя скважинной жидкости между электродами скважинного устройства. Помимо электромагнитного излучения и выделяющейся теплоты, при разряде в скважинной жидкости формируется импульс давления и возникает газопаровая полость, претерпевающая последующее пульсирующее схлопывание. Для реализации указанного воздействия были разработаны скважинные ЭГВ генераторы конструкции СКТБ “Электрогидравлика” АН УССР, СКИФ-4 ПКБЭ АН УССР, Октябрьского филиала Уфимского нефтяного института, 29 фирмы “Sonics International Inc.”. С помощью этих устройств можно осуществлять электрические разряды в скважинах с частотой от 0.05 до 10 Гц. Метод прошел испытания на месторождениях России, других государств СНГ, а также в США (штат Техас).

Например, на месторождениях АНК “Бапнефть” 60 % обработок оказались успешными, а длительность эффекта была более 7 месяцев. При этом дополнительная добыча нефти на одну обработку в среднем составила свыше 200 тонн. Наилучшие результаты достигнуты при обработке скважин, в которых снижение продуктивности было вызвано отложениями минеральных солей на стенках обсадной колонны скважины и в ПЗП [2].

Метод ЭГВ не получил широкого распространения из-за невысокой эффективности при его использовании на глубоких скважинах. Действительно, для образования разряда и газопаровой полости в жидкости необходимо напряжение в десятки тысяч вольт. С ростом глубины и давления потребуются еще большее увеличение напряжения, к тому же сопровождающееся существенным возрастанием электрических потерь в длинном кабеле.

Для призабойной зоны пласта характерна существенная термодинамическая неравновесность энерго- и массообмена со скважиной и пластом. Кроме того, ее состояние непрерывно изменяется в ходе разработки месторождения. Размер призабойной зоны принято оценивать по радиусу зоны нарушения линейного закона фильтрации, кото-

рая может простираться на (6...23) м от оси скважины. Несмотря на малые размеры, ПЗП во многом определяет процесс разработки всей залежи нефти [3].

В ходе разработки нефтегазовых месторождений происходит постоянное ухудшение нефте- и газопроницаемости призабойной зоны, особенно неблагоприятное в низкопроницаемых и неоднородных коллекторах. Снижение естественной проницаемости наступает еще в процессе бурения, когда при выемке породы в кольцевой зоне вокруг скважины возникает напряжение сжатия, а ее поверхность при механическом взаимодействии с породоразрушающим инструментом и буровым раствором термодинамически активизируется. Это способствует возникновению впоследствии высоковязких поверхностных коагулирующих слоев. При этом буровой раствор также образует на стенках скважины глинистую корку толщиной (2...3) мм, а фильтрат просачивается в пласт. Буровой раствор способен проникать и более глубоко через трещины в призабойной зоне, возникающие вследствие действия гидростатического давления, превышающего давление разрыва пласта (например, при проведении восстановления циркуляции промывочной жидкости или при спускоподъемных операциях). По данным лабораторных исследований, именно это является причиной снижения абсолютной проницаемости пород в (2...50) раз, а в некоторых случаях – до нулевого значения.

Проникновение фильтрата в призабойную зону пласта, характеризующегося вертикальной неоднородностью коллекторских свойств, даже на расстоянии нескольких сантиметров приводит к снижению охвата его заводнением на (30...40) %. В нагнетательных скважинах ухудшение проницаемости ПЗП происходит из-за постепенного закупоривания пор коллектора взвешенными в воде твердыми частицами и нефтепродуктами, а также в результате физико-химических процессов, происходящих при контакте закачиваемых технологических жидкостей с породой и пластовыми жидкостями. Анализ промысловых показателей работы нагнетательных скважин показывает, что превышающее допустимые пределы содержание механических примесей в технологической жидкости становится причиной очень быстрого снижения приемистости и даже полной остановки скважины. Поскольку закачиваемая вода, как правило, отличается по химическому составу и температуре от пластовых жидкостей, нарушается естественное физико-химическое равновесие в среде продуктивного пласта. Происходит набухание гли-

нистых компонентов и их разрушение, что приводит и к закупориванию пор, и к переносу глинистых фракций (в том числе, и занесенных при бурении частиц бурового раствора) с последующей кольматацией низкопроницаемых участков. Снижаются приемистость и охват пласта как по толщине, так и по простиранию. Нарушение физико-химического равновесия приводит также к выпадению нерастворимых осадков, отложению солей и образованию кристаллов парафина в поровых каналах ПЗП.

Как известно, упругие колебания на два-три порядка ускоряют процессы релаксации механических напряжений. Это способствует уменьшению отрицательных последствий бурения и вскрытию пластов, связанных с нежелательными напряжениями в породах вокруг скважин и перфорационных каналов, и тем самым благоприятствует восстановлению естественного равновесного состояния ПЗП с исходной проницаемостью ее коллектора. Эксперименты показывают, что под воздействием высокоамплитудных (порядка 0.3 МПа) колебаний давления в жидкости происходит необратимое увеличение абсолютной проницаемости насыщенных пористых сред, причем относительные изменения проницаемости искусственно сцементированных кернов доходят до 30 %. Это связано с образованием новых фильтрационных каналов, изменением пористости, раскрытием трещин, переупаковкой и переориентацией слагающих пористую среду зерен. При наличии глинистости вплоть до 35 % перечисленные эффекты усиливаются.

Еще одна группа явлений связана с влиянием упругих колебаний непосредственно на поровые жидкости и кольматанты в их взаимодействии с твердой поверхностью пор коллектора. Особого внимания заслуживает механизм воздействия колебаний на фильтрацию пластовых жидкостей. Помимо уже указывавшихся выше изменения проницаемости, вязкости, теплопроводности и других факторов, влияющих на фильтрацию посредством изменения самих свойств флюидов, экспериментально выявлены специфические “фильтрационные” эффекты. Сюда следует отнести, например:

- почти двадцатикратное увеличение относительной скорости фильтрации воды или обычной ньютоновской нефти в моделях кернов песчаника при наложении поля упругих колебаний с интенсивностью в несколько сотен $\text{кВт}/\text{м}^2$ на частотах (3...10) кГц ;
- доходящее до десяти раз возрастание скорости фильтрации полярных и неполярных жидко-

стей, диэлектриков и электролитов в поле колебаний с интенсивностью $1.9 \text{ кВт}/\text{м}^2$ и частотой 17 кГц ;

- увеличение почти на два порядка скорости фильтрации дистиллированной воды и растворов солей в кернах пород при воздействии колебаний с частотой 26.5 кГц [4].

Перечисленные результаты принято объяснять происходящим под воздействием упругих колебаний разрушением поверхностных слоев, что, в свою очередь, увеличивает эффективное сечение мелких пор и снижает сопротивление течению жидкости в них. Лабораторные эксперименты показывают, что при этом уменьшается гистерезис процесса смачивания, происходит более быстрое и глубокое проникновение жидкостей в узкие щели и капилляры, интенсифицируются процессы капиллярной пропитки, изменяются фазовые проницаемости для нефти и воды, возрастает степень вытеснения нефти из пористой среды [1].

Касаясь энергетических параметров упругих колебаний, следует отметить, что необходимые значения их интенсивности определяются не только характером вызываемых в среде изменений, но и существенно зависят от ее исходного термодинамического состояния. Результаты воздействия определяются соотношением между энергией налагаемого вибрационного поля и энергией, необходимой для перевода системы из исходного состояния устойчивого равновесия в новое состояние. Если обычно для такого перехода требуется приложить весьма значительную энергию, то в случае нахождения среды в некотором метастабильном состоянии внешнее воздействие даже малой интенсивности способно вызывать качественные изменения в ней. Именно вибровозбуждение среды с учетом возможной метастабильности ее характеристических параметров будет наиболее выгодным с энергетической точки зрения [5].

Все упомянутые выше методы воздействия в большей или меньшей степени применимы к вертикальным скважинам. Однако в настоящее время для интенсификации добычи нефти и увеличения зоны охвата широко распространено бурение горизонтальных разветвленных скважин длиной в несколько километров, в которые невозможно доставить устройства, генерирующие акустические импульсы. Поэтому для увеличения проницаемости призабойной зоны таких протяженных нагнетательных скважин наиболее приемлем гидроимпульсный метод создания гидроудара на их устье при резком открытии/закрытии задвижки на фонтанной арматуре. После закачивания в скважи-

ну определенного количества жидкости и создания на устье избыточного давления посредством резкого открытия/закрытия задвижки генерируется последовательность импульсов с пропорциональной величине избыточного давления амплитудой, которая распространяется в заполняющей скважину жидкости. Поскольку при открытии задвижки часть закачанной жидкости выливается, а часть фильтруется в пласт, последовательность импульсов будет иметь монотонно убывающую амплитуду. Степень ее убывания зависит от длительности импульсов и величины коэффициента фильтрации. Тем не менее, распространяющиеся импульсы после многократных переотражений от разветвлений, торцевых концов, пакеров, задвижек и т. п. в конце концов создадут квазистоячую волну с постоянно убывающей амплитудой, строго говоря, различной на разных участках самой скважины и ее ответвлений. На каких-то отрезках волны будут складываться в фазе, приводя к увеличению их амплитуды, а на каких-то – в противофазе и амплитуда будет уменьшаться. Однако наиболее интересен случай, в котором переотраженная волна отразится также и от задвижки на устье скважины. Эта ситуация соответствует накачке энергии в скважину, при которой амплитуда стоячей волны с каждым генерируемым импульсом будет расти.

1. ВОЛНЫ В РАЗВЕТВЛЕННОМ ВОЛНОВОДЕ

Рассмотрим модельную задачу гидроимпульсного воздействия на призабойную зону пласта разветвленной нагнетательной скважины посредством открытия/закрытия задвижки на ее устье. В этом приближении скважину, на одном конце которой задано переменное во времени давление, трактуем как разветвленный волновод с различными характеристиками на отдельных участках. В таких системах небольшие вынужденные колебания давления или расхода будут накладываться друг на друга. В работе [6] экспериментально и теоретически показано, что наличие резонансных явлений в трубопроводах определяется, прежде всего, многократным наложением генерируемых, отраженных и переотраженных волн на отдельных участках. Если их собственная частота кратна фазе гидравлического удара, то может наблюдаться явление резонанса, приводящее к образованию стоячих волн большой амплитуды.

В соответствии с принятой концепцией, разветвленный волновод разбиваем на отдельные участки, в каждом из которых движение жидкости

описывается волновым уравнением:

$$\frac{\partial^2 P_n}{\partial x^2} - \frac{1}{c_n^2} \frac{\partial^2 P_n}{\partial t^2} = 0. \quad (1)$$

Здесь n – номер участка волновода; c_n и P_n – скорость распространения волны и давление на этом участке; t – время. На переходе от одного участка к другому должны выполняться условия сопряжения, выражающие равенство давлений и скоростей жидкости.

Скорость движения ударной волны в трубопроводе определяется по известной формуле Жуковского [6]:

$$c_l = \frac{c_0}{\sqrt{1 + \frac{E_l D}{E_p \delta}}},$$

где c_l и c_0 – скорость распространения звука в жидкости и скорость ударной волны в трубопроводе с жидкостью соответственно; E_l и E_p – модули сжимаемости жидкости и материала трубопровода; D и δ – диаметр и толщина стенки трубопровода.

Последовательность импульсов, генерируемых открытием/закрытием задвижки на устье скважины, будем моделировать гармонической волной вида

$$P_0(0, t) = P_0 \exp(i\omega t). \quad (2)$$

В силу линейности системы, при получении количественных данных принималось $P_0 = 1$.

Для того, чтобы определить резонансы, на которых давление в каждом из участков разветвленного волновода многократно превышало бы начальное давление, расчеты проводились для разных частот. Решение уравнения (1) на каждом отдельном таком участке строилось в виде

$$P_n(x, t) = A_n \exp(ik_n t) + B_n \exp(-ik_n t), \quad (3)$$

где n – номер участка. Неизвестные коэффициенты A_n , B_n находились из граничных условий и условий сопряжения.

2. АНАЛИЗ ЧИСЛЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

На рис. 1 представлена расчетная схема нагнетательной скважины проекта SR-146 (Объединенные Арабские Эмираты), имеющей общую длину 2250 м с четырьмя ответвлениями по 1960.95 м. От устья скважины до глубины 1131 м в скважину спущена колонна насосно-компрессорных труб (НКТ) диаметром 4.5". На участке от 1131 до 1542.5 м расположена обсадная колонна диаметром 7". Далее, там, где необсаженная скважина

скважина SR-146 расчетная схема

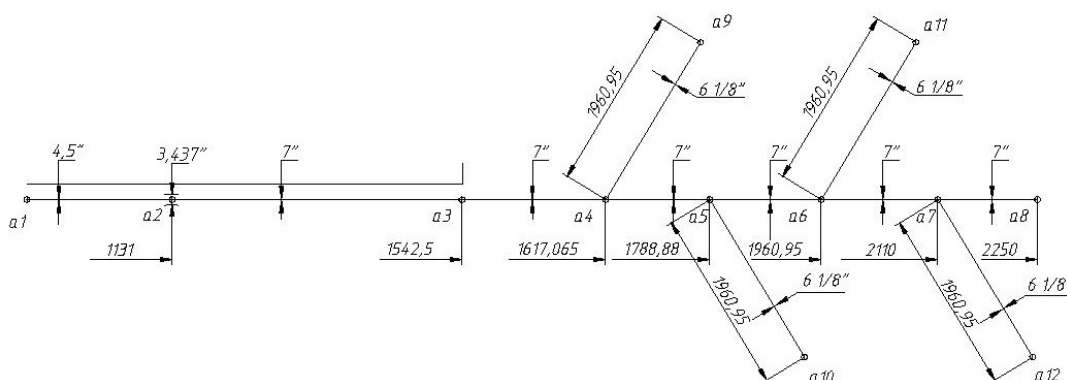
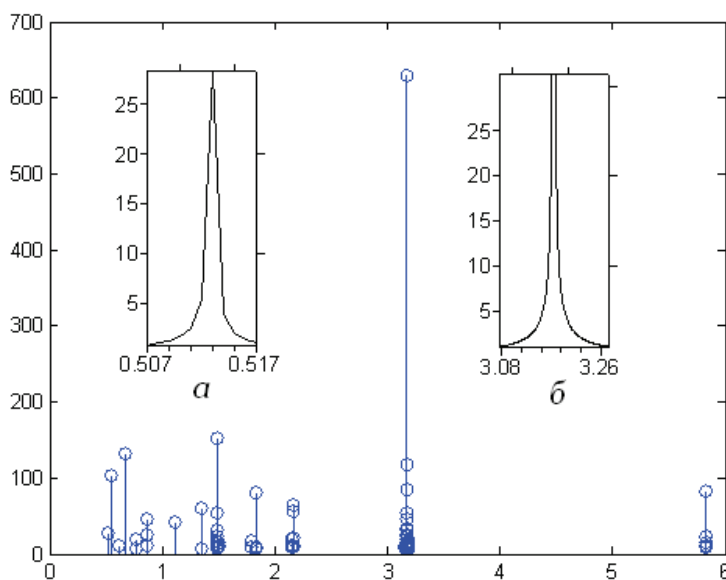


Рис. 1. Расчетная схема скважины

Рис. 2. Резонансные периоды для разветвленной скважины проекта SR-146:
а – ширина резонанса для периода $T=0.513$ с, б – ширина резонанса для периода $T=3.174$ с

переходит в горизонтальную, из нее пробурены четыре ответвления.

По построенному решению (3) выполнены расчеты распределения давления вдоль скважины и ее ответвлений в зависимости от периода следования импульсов. Анализ численных данных показал, что в разветвленной скважине образуется система стоячих волн, существенно зависящая от периода возмущений на ее устье. Показано, что при определенных периодах следования импуль-

сов волна распространяется преимущественно по основной скважине и практически не проникает в некоторые из ответвлений. Это происходит тогда, когда узел стоячей волны находится вблизи ответвления боковой скважины. При этом максимальное давление вдоль скважины не превышает (0.5...0.7) величины начального импульса генерируемой на устье волны. Возможны случаи, когда акустические возмущения проникают лишь в одно или два ответвления, в то время как в осталь-

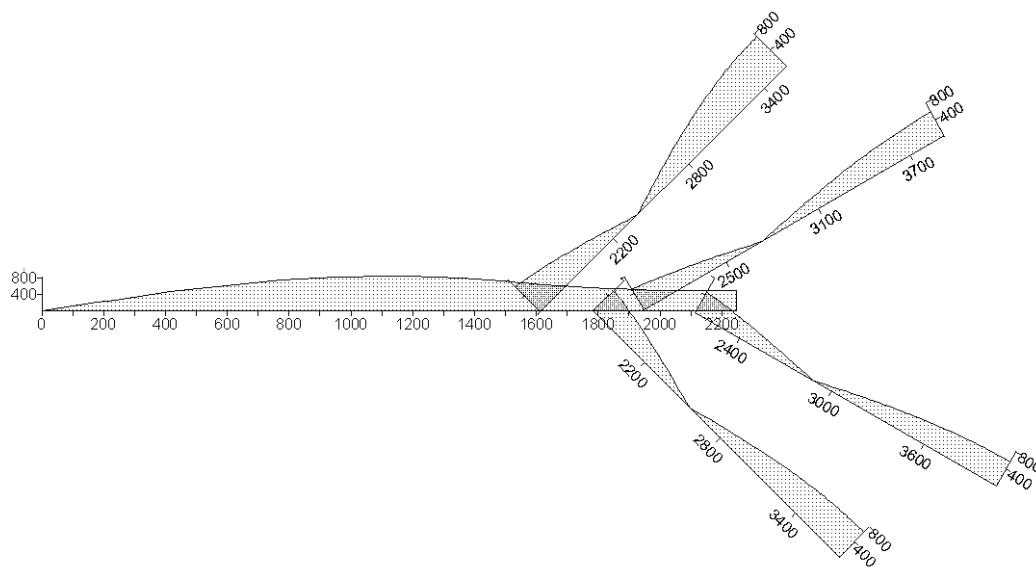


Рис. 3. Распределение эпор давления в разветвленной скважине проекта SR-146 при резонансном периоде $T=3.174$ с

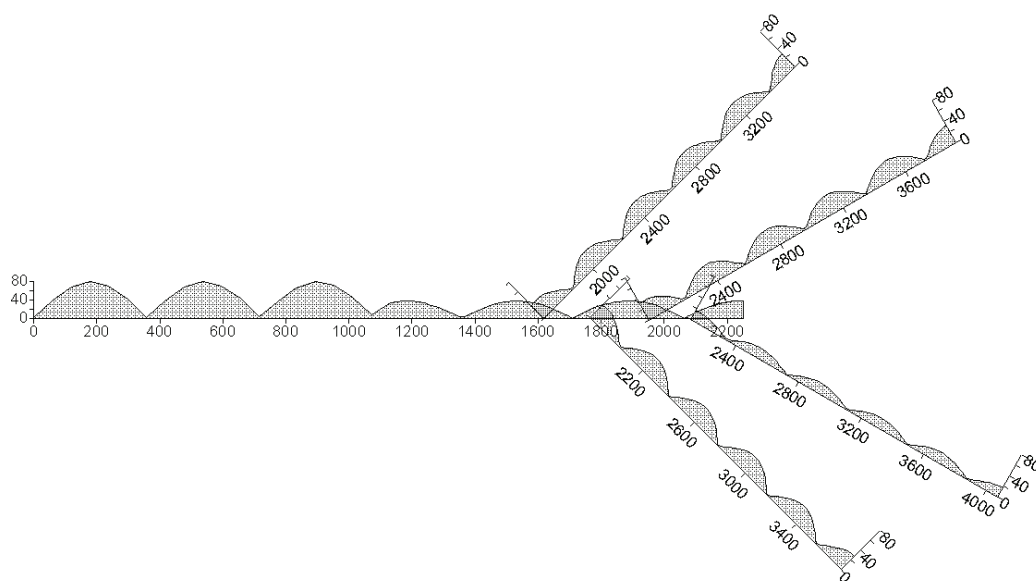


Рис. 4. Распределение эпор давления в разветвленной скважине проекта SR-146 при резонансном периоде $T=0.513$ с

ных – практически отсутствуют. Наиболее интересен случай, когда отраженная от торцов ответвлений волна перетражается также и от закрытой задвижки на устье скважины. Это приводит к увеличению амплитуды стоячей волны, распределенной вдоль скважины, в десятки и сотни раз.

На рис. 2 представлен график максимального

резонансного давления в волноводе в зависимости от периода следования импульсов для скважины проекта SR-146. Фиксация максимумов проводилась при превышении давления в волноводе в 7 раз по сравнению с исходным. Расчеты показали, что система может иметь десятки таких резонансных максимумов. При этом, чем более разветвле-

на скважина, тем большее количество максимумов существует.

Как следует из рис. 2, а, ширина отдельных максимумов составляет (0.002...0.01) с. Следует отметить, что в реальном устьевом устройстве скорость срабатывания задвижки не превышает 0.01 с, так что в этих диапазонах может оказаться невозможным сгенерировать волну с периодом, попадающим в резонансную полосу. Поэтому наиболее интересны для практики случаи, когда ширина резонансного максимума больше 0.05 с (см. рис. 2, б) и ошибка на 0.01 с в периодичности генерации импульсов не будет критичной. Это позволяет эффективно использовать полученные теоретические результаты в процессах гидроимпульсного воздействия на призабойную зону пласта в нагнетательных скважинах.

На рис. 3 показаны эпюры распределения давления вдоль скважины проекта SR-146 разветвленного трубопровода на его отдельных участках для периода $T=3.174$ с. Из графика следует, что узел стоячей волны в этом случае проходит через середину ответвления горизонтальной скважины. Это значит, что обработка призабойной зоны при таком периоде следования импульсов будет осуществляться весьма интенсивно, а амплитуда колебаний внутри разветвленного трубопровода может превышать величину первоначального импульса в несколько сотен раз.

На рис. 4 представлены аналогичные эпюры для периода следования импульсов $T=0.513$ с. Из графиков следует, что вдоль скважины возникает несколько зон стоячих волн спадающей величины. Первая из них образуется в обсаженной колонне до глубины 1131 м между устьем и пакером, где амплитуда стоячей волны максимальна. Вторая зона наблюдается между пакером и основным забоем горизонтальной скважины. Видно, что первая стоячая волна имеет меньшую длину, чем последующие, поскольку, согласно формуле Жуковского, скорость в обсаженной трубе меньше скорости звука в жидкости.

Амплитуды стоячих волн во всех ответвлениях, кроме последнего, приблизительно одинаковы. Это объясняется близостью данного ответвления к узлу стоячей волны, что приводит к существен-

ному ослаблению волнового воздействия в нем.

Полученные результаты показывают, что чем сложнее структура ветвления, тем богаче набор резонансных частот трубопровода, чего и следовало ожидать. Выбранная форма построения решения позволяет учитывать в полном объеме переотражение волн внутри системы.

ВЫВОДЫ

В результате проведенных исследований гидроимпульсного воздействия ударной волны на призабойную зону пласта разветвленной скважины показано, что в разветвленных скважинах существуют резонансные частоты, при которых величина давления может на несколько порядков превышать амплитуду исходного импульса. Полученные теоретические результаты дают возможность существенно улучшить обработку призабойной зоны пласта гидроимпульсным воздействием за счет надлежащего выбора резонансных частот.

1. Дыбленко В. П. Волновые методы воздействия на нефтяные пласты с трудноизвлекаемыми запасами. Обзор и классификация. – М.: ВНИИОЭНГ, 2008. – 300 с.
2. Дыбленко В. П., Туфанов И. А., Сулейманов Г. А., Лысенко А. П. Фильтрационные явления и процессы в насыщенных пористых средах при виброволновом воздействии // Пути интенсификации добычи нефти. – Уфа: Баш-НИПИнефть, 1989. – С. 45–51.
3. Сулуташ К. К. Исследование применения виброакустического метода воздействия на призабойную зону пласта // Современные тенденции технических наук. Мат. III межд. науч. конф. – Казань: БУК, 2014. – С. 94–97.
4. Черемисин А. Н., Черемисин Н. А. Проектирование необходимого спектра частот и оптимальной интенсивности волновых воздействий на пласт // Нефт. хоз. – 2007. – № 6. – С. 61–65.
5. Ганиев Р. Ф., Украинский Л. Е., Андреев В. Е., Котенев Ю. А. Проблемы и перспективы волновой технологии многофазных систем в нефтяной и газовой промышленности. – С-Пб.: Недра, 2008. – 214 с.
6. Тимошенко В. И., Кнышенко Ю. В. Неустановившиеся течения жидкости в сложных разветвленных трубопроводных системах // Авиа.-косм. тех. технол. – 2012. – № 5(92). – С. 47–57.