

Г. А. Максимов, А. В. Радченко

*Московский инженерно-физический институт (Государственный университет),
115409, г. Москва, Каширское шоссе, д. 31, e-mail: maximov@dpt39.mephi.ru*

Моделирование интенсификации нефтедобычи при акустическом воздействии на пласт из скважины

Получена 30.03.2003, опубликована 29.04.2003

Рассматривается модель физических процессов, имеющих место при акустическом воздействии на пласт. Флюид, заполняющий пористую проницаемую среду пласта-коллектора, состоит из легкой и тяжелой углеводородных фракций, находящихся в условиях термодинамического равновесия. Фильтрация и акустическое воздействие могут нарушать равновесный баланс между фракциями и приводить к постепенному осаждению либо растворению тяжелой компоненты. Изменение фильтрационно-емкостных свойств среды, вызванное дисбалансом концентраций компонент флюида, может иметь решающее действие на процессы восстановления дебита продуктивных скважин.

1. ВВЕДЕНИЕ

Несмотря на существование очевидной потребности промысловой геофизики в мощных физических методах, направленных на интенсификацию нефтеизвлечения при освоении скважин, на сегодня, пожалуй, ни одно из существующих физических средств повышения отдачи пласта не изучено в полной мере. Сложность исследования связана с недостаточным физическим осмыслением и пониманием процессов, происходящих в условиях порового, проницаемого пространства коллекторов. Все вышеуказанное в полной мере относится и к методу акустического воздействия (АВ). Успешность применения АВ зависит от множества факторов, среди которых можно выделить фильтрационно-емкостные свойства среды, вязкость пластового флюида, начальное и текущее значение пластового давления, историю изменения дебита скважины. Однако даже большое количество накопленной статистической информации, касающейся использования метода, и опыт специалистов не могут гарантировать положительный результат ультразвуковой обработки (по имеющейся у авторов информации успешность метода не превышает 60–70%), не говоря уже о получении количественной оценки эффекта от возможного использования АВ.

Таким образом, существует потребность в понимании физических механизмов, приводящих к интенсификации нефтеотдачи при акустическом воздействии на пласт из скважины.

В настоящее время предложен довольно широкий список различных физических процессов и явлений, которые при тех или иных условиях могли бы быть ответственны за интенсификацию при АВ [1–6]. К наиболее вероятным механизмам воздействия обычно относят тиксотропические изменения в пластовом флюиде, кавитацию, тепловой прогрев. Однако существующие оценки роли того или иного механизма в эффекте интенсификации носят скорее качественный, а не количественный характер, из-за отсутствия модели явления интенсификации в целом, а не только ее отдельных элементов.

Попытка рассмотреть явление интенсификации нефтеотдачи в целом была предпринята в работе [1], в которой была получена количественная оценка эффективности АВ за счет уменьшения вязкости нефти только за счет нагрева, обусловленного действием акустического источника. В этой работе последовательно моделировались явления, лежащие в основе физических механизмов при акустическом воздействии по тепловому механизму. При формулировании единой последовательности физических задач учитывалось, что скважинный источник акустических колебаний излучает акустические волны во внешнюю среду. Из-за наличия в среде поглощения, часть механической энергии акустических волн диссипируется, преобразуясь в тепловую энергию. В силу этого в окрестности скважины возникает распределенный с некоторой плотностью тепловой источник, который разогревает окружающую среду. Далее, поскольку вязкость углеводородов экспоненциально зависит от температуры [2], то ее повышение приводит к уменьшению вязкости и повышению скорости фильтрации в окрестности скважины, и, возможно, к эффективной промывке зоны фильтрации с удалением осевших и коагулированных частиц, мешающих фильтрации нефти из пласта. Оценки, приводимые в статье [1], показали, что АВ по тепловому механизму обеспечивает повышение температуры в околоскважинном пространстве до 10–13°C, что подтверждается экспериментально [9] и приводит к 5–12% увеличению дебита скважины [1]. Однако, относительно быстрая релаксация температурного поля (6–7 дней) обуславливает кратковременность положительного эффекта. Кроме того, интересным может представляться тот факт, что использование обычного теплового источника той же мощности оказывается менее эффективным, несмотря на то, что величина температурного поля на стенках скважины многократно превышает ее же значение, при акустическом воздействии [1]. Этот эффект объясняется тем, что АВ обеспечивает более ровный и глубокий прогрев среды по сравнению с тепловым источником.

Тем не менее, в скважинных работах по использованию ультразвуковой очистки, при условии получения положительных результатов, удастся достичь довольно долгосрочных эффектов повышения дебита скважины. Характерная усредненная зависимость изменения дебита от времени после АВ, построенная для набора из десяти скважин, представлена на рис. 1. Для построения данной зависимости были использованы результаты измерения дебитов в десяти скважинах НГДУ «Ижевскнефть», проведенных при ультразвуковой обработки на призабойную зону пласта с целью интенсификации притока нефти. Для оценки качества исходной информации нормированные дан-

ные по дебиту одной из скважин отмечены на рис. 1 квадратики. Как видно исходные данные не отличаются высоким качеством, но все же позволяют сделать вывод о величине и продолжительности интенсификации при АВ. На рис. 1 сплошная кривая представляет усредненное значение нормированных на начальное значение дебитов каждой из скважин. Штриховая линия является среднеквадратичной аппроксимацией полученной зависимости с помощью экспоненциальной функции: $Q/Q_0 = A \exp(-t/\tau)$, где параметры имеют следующие числовые значения $A = 1.23$, $\tau = 150$ дней.

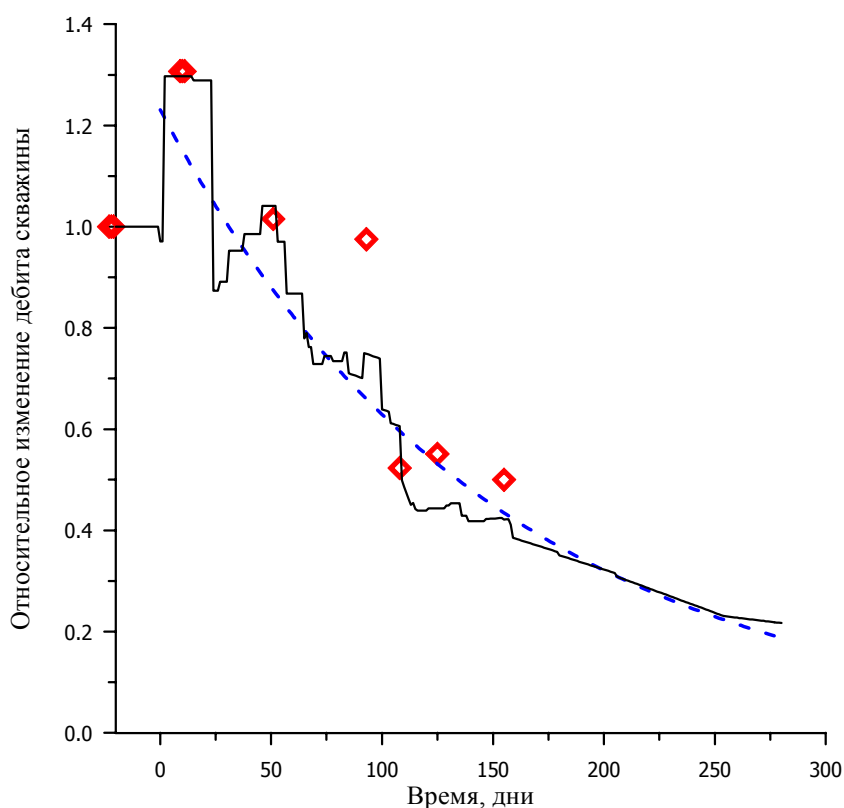


Рис. 1. Изменение дебита скважины после АВ, нормированное на его значение перед АВ. Сплошная линия — данные, усредненные по 10 скважинам, квадратики — данные по одной из скважин, штриховая линия — экспоненциальная аппроксимация.

Из приведенных на рис. 1 данных следует, что среднее увеличение дебита достигает 30%, а средняя длительность положительного эффекта от АВ достигает 1.5–2 месяцев.

Казалось бы, подобные опытные факты достаточно определенно указывают на то, что прогрев при АВ является несущественным механизмом в ряду других явлений, с помощью которых в литературе [3, 4, 5, 6] объясняют долговременный эффект от акустического воздействия. Результаты расчетов увеличения дебита скважины вследствие прогрева околоскважинного флюида, приведенные в [1], в целом, подтверждают широко распространенное мнение специалистов в области интенсификации нефтедобычи о краткосрочности и, соответственно, малой величине эффекта от нагрева, выраженном в относительно небольшом количестве дополнительно накапливаемой нефти в результате снижения вязкости пластового флюида.

Однако изменение вязкости углеводородов в зависимости от величины температурного поля является лишь одним из следствий прогрева окрестности скважины под действием акустического излучения.

В работе представлена усовершенствованная модель физических процессов при АВ в рамках теплового механизма. Пластовый флюид предполагается состоящим из легкой и тяжелой углеводородных фаз, находящихся в термодинамическом равновесии. Внешние воздействия, такие как фильтрация или АВ, могут смещать равновесие между фракциями так, что тяжелая фракция может осаждаться на стенках пор или растворяться. В рамках данной модели удастся воспроизвести характерные особенности фильтрации флюида из скважины до и после АВ, в том числе получить долговременный эффект повышения извлечения нефти из коллектора, характеризующегося постепенным снижением дебита. Важной особенностью модели является описание не только самого эффекта и последствий АВ, но и предшествующего процесса кольтатации и заиливания околоскважинного пространства, который и приводит к необходимости проведения АВ.

2. ФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЯВЛЕНИЙ ПРИ АВ

Пластовый флюид является чрезвычайно неоднородной средой, состоящей из газа, воды, легких углеводородов, смол, масел, асфальтенов и т. п. Его фильтрация сопряжена с медленным осаждением тяжелых углеводородов на стенках порового пространства в виде твердого вещества, что приводит к постепенному уменьшению диаметра пор, снижению проницаемости и пористости. В предлагаемой модели пластовая жидкость состоит из легкой и тяжелой фракций углеводородов. Концентрация тяжелой фракции, являющейся примесью, есть отношение количества молекул растворяемого вещества к количеству молекул растворителя $C = N_B / N_A$ в единице объема. В условиях термодинамического равновесия относительные концентрации обеих фаз находятся в определенном балансе. Состояние термодинамического равновесия характеризуется величиной равновесной концентрации примеси C_* . Очевидно, что при изменении термодинамических условий в коллекторе равновесная концентрация примеси также будет меняться, вызывая процессы релаксации текущей концентрации к ее равновесному значению. Например, создание депрессии в пласте при освоении скважины приводит к изменению поля давления и, соответственно, изменению равновесной концентрации. Снижение уровня C_* означает то, что текущая концентрация примеси C будет стремиться к ее равновесному значению, при котором излишняя жидкая фракция тяжелого углеводорода начинает осаждаться на стенках порового пространства в виде твердой фазы, ухудшая фильтрационно-емкостные свойства среды. Уменьшение радиуса пор ведет к снижению пористости и проницаемости, особенно в прискважинной зоне, заметно сказываясь на величине скорости течения флюида, и тем самым постепенно снижая дебит нефти. Скорость данного процесса может варьироваться в очень широком диапазоне, что зависит как от физико-химических свойств растворителя и примеси, так и от ста-

дии освоения скважины, уровня до которого уже произошло падение дебита. Подобное «заиливание» может протекать на многие недели, а то и месяцы.

В свою очередь, превышение равновесной концентрацией примеси значения текущей, которое происходит при АВ, вызывает процесс растворения твердой фазы тяжелых углеводородов и очистке поровых каналов. В частности, акустические волны, генерируемые ультразвуковым скважинным излучателем, во внешней среде испытывают поглощение и формируют в окрестности скважины распределенный тепловой источник. Вследствие этого происходит нагрев внешней среды и изменение температуры флюида, что в свою очередь приводит к изменению равновесной концентрации C_* , растворению твердой тяжелой углеводородной фракции, очистке поровых каналов и улучшению фильтрации.

Таким образом, быстрая очистка пор при АВ, особенно по сравнению с предшествующим процессом коагуляции, может объяснить долговременный эффект от АВ, оставаясь в рамках все того же простого теплового механизма.

Следовательно, в полной постановке моделирование поведения дебита при АВ должно учитывать поведенческие особенности флюида в пористой проницаемой среде без ультразвуковой обработки и в условиях стимулирования нефтеотдачи. В рамках предлагаемой модели следует рассмотреть следующие процессы:

- ✓ фильтрация жидкости с вычислением потока через перфорированный интервал скважины;
- ✓ изменение концентрации примеси;
- ✓ оценка степени осаждения либо растворения тяжелой углеводородной фракции и соответствующих изменений радиуса пор, проницаемости и пористости;
- ✓ распространение ультразвуковых волн от скважинного источника с соответствующими вычислениями распределения плотности звуковой энергии вокруг скважины и оценкой распределения тепловых источников;
- ✓ изменение температурного поля вокруг скважины при АВ.

Всем вышеперечисленным процессам присущи их характерные времена. Например, если L — характерный размер задачи (диаметр скважины), тогда время распространения звуковых волн $\tau_s = L/c$, где c — скорость звука; характерному времени нагрева соответствует выражение $\tau_h = L^2/\chi$, где χ — коэффициент температуропроводности; время фильтрации имеет порядок $\tau_f = (L^2 \eta m)/(\rho c^2 k)$, где ρ и η являются плотностью и вязкостью флюида, соответственно, а k и m проницаемость и пористость среды; характерное время диффузии примеси $\tau_D = L^2/D$, где D — коэффициент диффузии; время переноса примеси $\tau_t = (L^2 \eta)/(k \Delta P)$, где ΔP — перепад давления; время осаждения или растворения τ_c , которое зависит от термодинамических параметров. Сделанные оценки показали наличие следующего порядка временных масштабов упомянутых физических процессов $\tau_s \ll \tau_f \ll \tau_t \sim \tau_D \sim \tau_h \ll \tau_c$. Существующее различие масштабов времен позволяет разделить сложную задачу на ряд независимых подзадач, которые

связываются между собой только через их коэффициенты. В соответствии с изложенными представлениями о физических процессах, происходящих при АВ, далее в статье формулируется и решается ряд задач, ответ на каждую из которых является необходимой составляющей для понимания комплексного явления, что позволяет количественно оценить эффект от использования АВ.

Не останавливаясь подробно на численных алгоритмах, приведем постановки и результаты расчетов указанных задач.

3. ФИЛЬТРАЦИЯ ФЛЮИДА

Фильтрация флюида является основным процессом, на который накладываются все остальные в рассматриваемой задаче. Уравнение, описывающее движение флюида в пористой проницаемой среде, может быть получено из уравнения непрерывности для флюида в поровом пространстве,

$$\frac{\partial(m \cdot \rho)}{\partial t} + \operatorname{div}(\rho \cdot \vec{V}) = 0, \quad (1)$$

закона Дарси, связывающего массовую скорость фильтрации \vec{V} и градиент давления P ,

$$\vec{V} = -\frac{k}{\eta} \cdot \operatorname{grad} P, \quad (2)$$

а также линеаризованного уравнения состояния флюида,

$$P' = \rho' \cdot c^2, \quad (3)$$

связывающего отклонения плотности и давления от равновесных через квадрат скорости звука c .

Соотношения (1) – (3) сводятся к уравнению фильтрации пластового флюида, линеаризованному по давлению:

$$\frac{\partial mP}{\partial t} - \operatorname{div} \frac{k \cdot \rho_0 \cdot c^2}{\eta} \cdot \operatorname{grad} P = 0. \quad (4)$$

Учитывая далее, что в рассматриваемой модели k , m , η являются функциями координат и времени, и, предполагая малой скорость их изменения во времени, процесс фильтрации можно рассматриваться как независимый, с подстройкой под текущие значения проницаемости, пористости и вязкости, тогда уравнение (4) можно переписать в следующем виде, вынося пористость m за знак производной:

$$m \cdot \frac{\partial P}{\partial t} - \operatorname{div} \frac{k \cdot \rho_0 \cdot c^2}{\eta} \cdot \operatorname{grad} P = 0. \quad (5)$$

Добавляя к уравнению (5) соответствующие начальные и граничные условия, получим задачу о фильтрации флюида из скважины радиуса R через перфорированный интервал длины h . Граничное условие на перфорированном интервале скважины соот-

ветствует депрессии ΔP , на обсаженном участке скважины нулю равна нормальная компонента скорости (соответственно радиальный градиент давления), на оставшейся границе расчетной области используется условие свободного протекания. Рассчитанное поле давлений позволяет в соответствии с законом Дарси (3) определить поле скоростей.

Общий дебит жидкости, как и в [1], определяется как интеграл по поверхности перфорированного интервала скважины радиуса R от нормальной к поверхности компоненты потока вещества $\rho_f \cdot (\vec{V}\vec{n}) = \rho_f \cdot V_n$:

$$Q = 2\pi R \rho_f \int_0^h dz V_n(R, z, t). \quad (6)$$

4. ПЕРЕНОС И ДИФФУЗИЯ УГЛЕВОДОРОДНОЙ ПРИМЕСИ

В процессе нефтедобычи в окрестности перфорированного участка скважины создается депрессия и существует макроскопический перенос пластового флюида жидкости вместе с примесью тяжелых углеводородов. При неоднородном распределения концентрации примеси в растворе имеет место диффузия из мест с более высокой концентрацией в места с меньшей концентрацией. Кроме того, часть примеси может оседать или растворяться на стенках порового пространства. Таким образом, можно выделить три основных механизма изменения концентрации тяжелой углеводородной примеси: перенос с потоком раствора, диффузия и осаждение/растворение на стенках пор. Соответственно, уравнение переноса концентрации примеси в пластовом флюиде может быть записано в виде [10]

$$\frac{\partial C}{\partial t} + \vec{V} \cdot \nabla C - D \Delta C = \frac{1}{\tau_c} \cdot (C - C_*(P, T)), \quad (7)$$

где \vec{V} — скорость фильтрации (переноса) флюида, D — коэффициент диффузии. Правая часть уравнения (7) описывает процесс релаксации текущего значения примеси в растворе к его равновесному значению $C_*(P, T)$ с характерным временем τ_c за счет ее осаждения или растворения на стенках порового пространства.

В общем случае текущая и равновесная концентрации не совпадают, что инициирует процессы либо осаждения тяжелой фракции, либо ее растворение со стенок пор. Величина равновесной концентрации примеси в растворе $C_*(P, T)$, определяющая направление и скорость процесса растворения-осаждения, является функцией основных термодинамических параметров, например, давления и температуры (P, T) . В рамках линейного приближения, которое справедливо при небольших отклонениях величин от их равновесных значений, равновесную концентрацию можно записать в виде линейного разложения:

$$C_* = C_0 \cdot \left(1 + A \cdot \frac{P - P_0}{P_0} + B \cdot \frac{T - T_0}{T_0} \right), \quad (8)$$

где C_0 — равновесное значение концентрации при пластовом давлении P_0 и температуре T_0 , а A и B — некоторые безразмерные параметры, которые в рамках данной модели выбираются таким образом, чтобы расчетные темпы падения дебита нефти до и после АВ соответствовали экспериментальным данным.

5. ИЗМЕНЕНИЕ РАДИУСА ПОР, ПРОНИЦАЕМОСТИ И ПОРИСТОСТИ

Количество примеси, локально осаждающейся или растворяющейся на стенках пор в объеме V_0 в единицу времени, равно

$$\frac{dM}{dt} = \rho_f^0 \cdot m \cdot V_0 \cdot \frac{(C - C_*)}{\tau_c}. \quad (9)$$

Это же количество вещества в виде твердой фракции с плотностью ρ_s в единицу времени должно занять объем dV_s

$$\frac{dM}{dt} = \rho_s \cdot \frac{dV_s}{dt}. \quad (10)$$

Указанное изменение объема должно быть связано с изменением объема порового пространства за счет распределения вещества по стенкам пор. Для того чтобы определить изменение радиуса пор, а вместе с ним пористости и проницаемости, рассмотрим простейшую модель пористой среды в виде цилиндрических поровых каналов. В рамках такой модели объемная пористость среды совпадает с открытой пористостью и определяется отношением

$$m = n\pi R^2, \quad (11)$$

где n — количество открытых поровых каналов на единицу площади. Проницаемость среды в рамках данной модели определяется соотношением

$$k = m \cdot R^2. \quad (12)$$

Таким образом, поверхностная концентрация поровых каналов, которая в рамках рассматриваемой модели остается постоянной, может быть определена по формуле $n = m_0^2 / (\pi k_0)$, где через m_0 и k_0 обозначены начальные пластовые пористость и проницаемость. Соответственно, исходный радиус поровых каналов равен: $R_0 = \sqrt{k_0 / m_0}$.

Если вся растворенная или конденсированная примесь равномерно растворяется или осаждается на стенках поровых каналов, то изменение порового объема равно

$$dV_s = -nV_0 \times 2\pi R dR. \quad (13)$$

Таким образом, с учетом соотношений (9), (10), (13) кинетическое уравнение для изменения радиуса пор может быть записано в виде

$$\frac{dR}{dt} = -\frac{1}{2} R \frac{\rho_f^0}{\rho_s} \frac{(C - C_*)}{\tau_c}. \quad (14)$$

Как видно из (14) скорость изменения радиуса поры, противоположна по знаку разности текущей и равновесной концентраций, что соответствует заиливанию порового канала при избыточной концентрации примеси и его очистке в обратном случае.

Если отклонение концентрации от ее равновесного значения постоянно, то, как следует из (14), изменение радиуса поры во времени описывается экспоненциальным законом:

$$R = R_0 \exp(-t / \tau_{eff}), \quad (15)$$

где

$$\tau_{eff} = \tau_c \frac{\rho_s}{\rho_f^0} \frac{2}{(C - C_*)}. \quad (16)$$

Приведенное кинетическое уравнение для изменения радиуса пор, получено в рамках простейшей модели пористой среды. При необходимости для той же цели могут быть использованы и более сложные модели, например:

$$m = m_0 F(R / R_0), \quad k = k_0 G(m / m_*), \quad (17)$$

где функции $F(R / R_0)$ и $G(m / m_*)$ могут учитывать иную геометрию порового пространства и перколяционные эффекты.

6. РАСПРОСТРАНЕНИЕ АКУСТИЧЕСКИХ ВОЛН И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ АКУСТИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

В рамках рассматриваемой модели физических механизмов интенсификации нефтеотдачи при АВ отклонение значений концентрации примеси пластового флюида от своего равновесного значения происходит из-за изменения термодинамических параметров флюида: температуры и давления (8). Акустическое поле может смещать это равновесие как непосредственно из-за быстрых и сильных осцилляций давления, так и за счет прогрева околоскважинного пространства при АВ, который также приводит к росту значений равновесной концентрации примеси и очистке поровых каналов проницаемой среды. В данной работе мы рассмотрим лишь тепловой механизм ввиду его физической простоты и ясности. Величина и скорость прогрева определяется количеством диссипируемой в окрестности скважины акустической энергии, т. е. плотностью тепловых источников.

Задача о распределении плотности акустической энергии в окрестности скважины при работе ультразвукового акустического источника рассмотрена в работах [1, 7]. Акустическое поле от монохроматического источника может быть рассчитано в полной

и точной постановке как для случая упругой среды с поглощением [1], так и для пористой проницаемой среды Био [7]. Не останавливаясь на деталях численного алгоритма, приведем сравнение расчетных распределений плотности акустической энергии и плотности тепловых источников в пространстве, окружающем скважину для модели упругой среды с поглощением и модели пористой проницаемой среды Био.

На рис. 2 представлены результаты расчетов распределения плотности акустической энергии в окрестности скважины. Постановка задачи соответствует точечному ультразвуковому источнику мощностью $I = 1$ кВт на преобладающей частоте 20 кГц расположенному на оси флюидонаполненной скважины радиуса $R = 8$ см. Параметры, характеризующие упругие свойства окружающей среды, а также свойства пластового и скважинного флюидов, для обеих моделей полностью совпадают (см. табл. 1).

Таблица 1.

Параметры	Флюид		Упругая среда	
Плотность, кг/м ³	ρ_f	1000	ρ	2100
Скорость, м/с	c_f	1500	c_l	4500
			c_s	2500
Динамическая вязкость, Па·с	η_f	0,01		

Значения пористости и проницаемости для среды Био составляют 20% и 100 мД, соответственно.

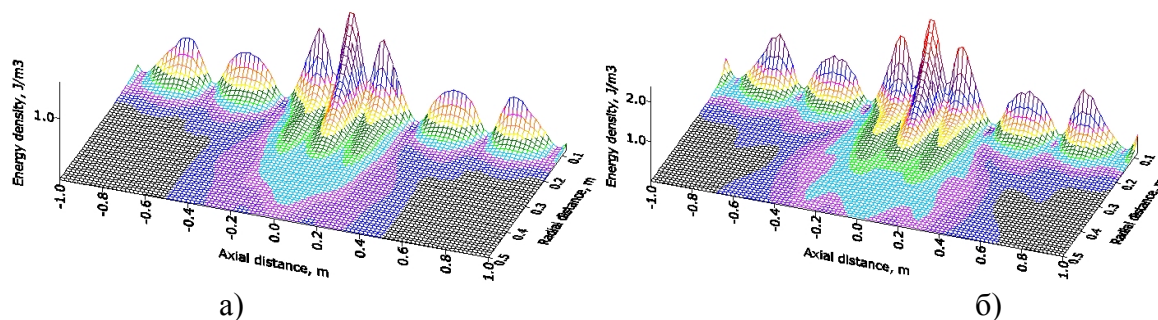


Рис. 2. Распределение плотности акустической энергии для а) упругой модели среды и для б) модели Био проницаемой среды с $m = 0,2$ и $k = 0,1$ Д.

Из рис. 2 видно, что распределение плотности акустической энергии, вычисленное для среды Био, по форме и масштабу (единицы Дж/м³ в окрестности первого десятка сантиметров от скважины) практически полностью повторяет результат упругой модели с поглощением.

Однако в силу разных физических механизмов, положенных в основу диссипации акустической энергии для упругой модели и модели Био, распределения плотности тепловых источников вблизи скважины для этих двух моделей существенно отличаются.

В упругой среде диссипация энергии происходит в продольной и поперечной волне с выбранным для расчетов коэффициентом поглощения $\alpha = 1 \text{ м}^{-1}$ на 20 кГц. Диссипация же энергии в модели Био обусловлена движением пластового флюида, насыщающего проницаемую среду, относительно упругой матрицы. Такой тип движения соответствует волне Био второго рода, которая быстро затухает при удалении от скважины (первые сантиметры при выбранных параметрах). Следовательно, плотность тепловых источников оказывается преимущественно сосредоточенной в непосредственной близости от скважины (см. рис. 3б).

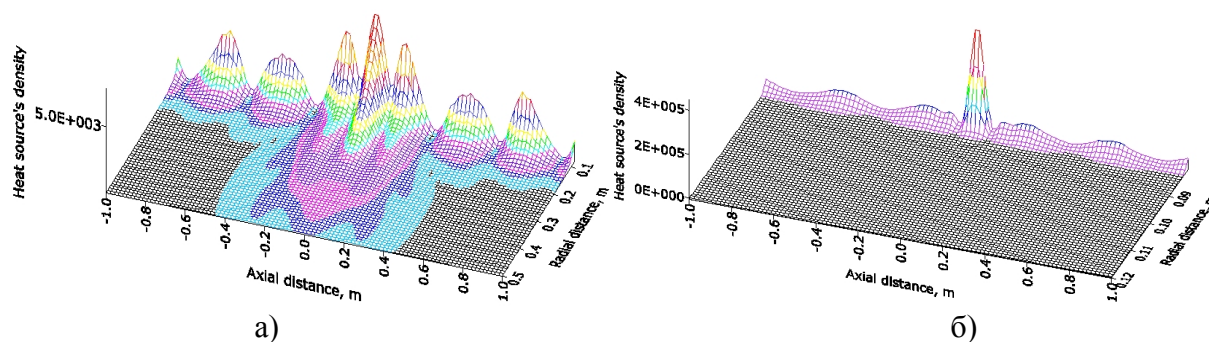


Рис. 3. Распределение плотности тепловых источников для а) упругой модели среды и б) модели Био проницаемой среды с $m = 0,2$ и $k = 0,1$ Д.

7. ТЕМПЕРАТУРНОЕ ПОЛЕ В ОКРЕСТНОСТИ СКВАЖИНЫ ПОД ДЕЙСТВИЕМ АВ

По заранее определенному распределению тепловых источников возможно с помощью конечно-разностной методики численно получить изменение температурного поля от времени как при работе скважинного излучателя, так и при остывании среды после АВ. Вопросам динамики температурного поля было уделено достаточное внимание в работах [1] и [8].

На рис. 4 изображено характерное распределение температурного поля вблизи скважины по отношению фоновому уровню равному 40°C для непрерывного одноточечного ультразвукового воздействия, вычисленное для тепловых источников (см. рис. 3), полученных при решении задачи о распределении акустической энергии в упругой среде и проницаемой среде Био. Рост температуры у границы скважины после 10-ти часовой работы излучателя в первом случае составил почти 10°C ; это соответствует имеющимся экспериментальным данным [9]. Следует отметить, что при рассмотрении модели Био проницаемой среды плотность тепловых источников на порядок превышает ее же значения в случае упругой модели среды, что, казалось бы, должно обеспечивать гораздо более интенсивный прогрев (согласно расчетам температурное поле может достигать сотен градусов). Однако эксперимент не подтверждает столь существенного роста температуры. Причина подобного несоответствия, возможно, кроется в том, что следует отличать открытую и закрытую пористость проницаемой среды. В этом случае, при расчете диссипируемой энергии следует учитывать только вклад, соответствующий от-

крытой пористости. А ввиду сильной зависимости получаемых результатов от значения пористости и проницаемости, это может существенно понизить уровень тепловых источников. Другая причина, возможно, кроется в том, что акустическое воздействие обычно проводят в обсаженных скважинах, где переток флюида между пластом и скважиной ослаблен из-за частичной перфорации скважины, что также существенно (на порядок и более) уменьшает эффективность генерации волны Био из-за других граничных условий.

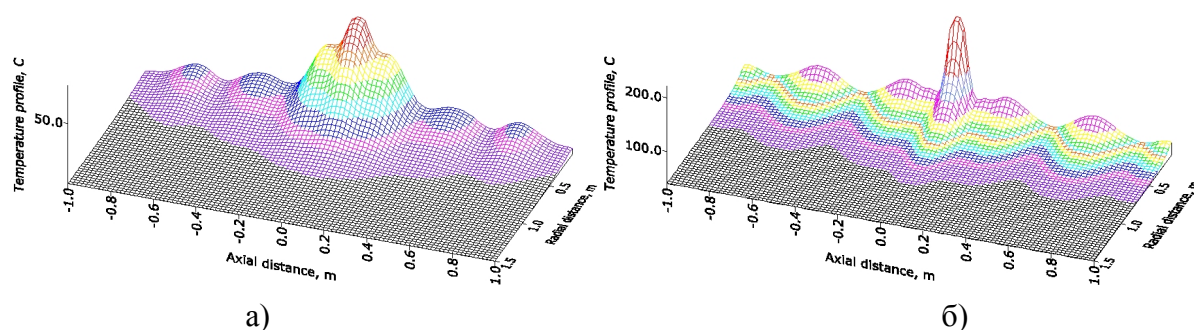


Рис. 4. Температурные поля вблизи скважины, полученные после 10-ти часовой обработки для а) упругой среды с поглощением и б) проницаемой среды Био.

8. РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Предыдущие разделы статьи посвящались изложению основных моментов в идеологии построения адекватной математической модели физических процессов при АВ. Справедливость той или иной модели можно подтвердить или опровергнуть экспериментальными данными, которые в нашем случае (см. рис. 1) преимущественно свидетельствуют в пользу существования продолжительного положительного эффекта (порядка 2 месяцев) в увеличении притока пластового флюида в скважину при АВ. Проиллюстрируем, как подобные результаты могут быть получены при расчетах в рамках предлагаемой модели.

Ключевым элементом предлагаемой модели, который отличает ее от рассматривавшейся ранее [1], является динамика процесса осаждения-растворения примеси из-за отличия ее текущей концентрации от равновесной для локальных термодинамических условий. Изменение этих условий в пространстве и времени, как уже отмечалось, обязано двум обстоятельствам: изменению распределения давления в потоке флюида из-за медленной динамики пористости и изменению температурного поля при АВ.

На рис. 5 (а и б) показаны радиальные распределения давления и температуры по центру перфорированного интервала скважины до АВ, во время АВ и через 80 дней после АВ. При расчете поля давлений граничные условия соответствуют пластовому давлению $P_0 = 13$ МПа и депрессии в скважине $\Delta P = 4.4$ МПа. Динамика температурного поля соответствует результатам разделов 6 и 7 для акустического воздействия источни-

ком мощностью 1 кВт в течении времени $t_a = 10$ часов. Пластовая температура выбрана равной $T_0 = 40^\circ\text{C}$. Внешняя среда рассматривается как упругая с коэффициентом поглощения $\alpha = 1 \text{ м}^{-1}$ на частоте 20 кГц. При данных параметрах распределение давления до, во время и после АВ отличается незначительно (на проценты). Температура за время воздействия вырастает в окрестности скважины на 16°C , а через 80 дней после АВ оказывается полностью релаксировавшей к своему исходному уровню.

Радиальное распределение равновесной концентрации по центру перфорированного интервала скважины, возникающее в соответствии с текущими термодинамическими условиями в потоке флюида до АВ, во время АВ и через 80 дней после АВ, показано на рис. 6а. На рис. 6б показаны соответствующие этим моментам распределения текущей концентрации. Параметры уравнения равновесной концентрации (8) при расчетах были выбраны следующими: $C_0 = 0.2$, $A = 0.5$, $B = 8$, Коэффициент диффузии и время релаксации в уравнении (7) приняты равными $D = 10^{-9} \text{ м}^2/\text{с}$, $\tau_c = 1 \cdot 10^5 \text{ с}$. Значения параметров A и B выбирались так, чтобы получить качественное соответствие с данными приведенными на рис. 1.

Действительно, если воспользоваться выражением (16) для эффективного времени изменения радиуса порового канала и оценить неравновесность концентрации по первому слагаемому в (8) при выбранных значениях параметров C_0 , A , P_0 и ΔP , то нетрудно получить оценку $C - C_* = C_0 \cdot A(P - P_0)/P_0 = 0.03$, которая с учетом отношения $\rho_s / \rho_f^0 = 2$ приводит к соотношению $\tau_{eff} = 130 \tau_c$. С учетом того, что $\tau_c = 1 \cdot 10^5 \text{ с} \approx 1.15$ дня, это как раз и приводит к экспериментально наблюдаемой величине $\tau = 150$ дней.

В рассматриваемой модели параметры A и B являются подгоночными. Параметр A определяется по характерному времени деградации дебита скважины, а параметр B по относительному приросту дебита после АВ. При выбранных параметрах, как видно из рис. 6а, распределения равновесной концентрации как до АВ, так и через 80 дней после АВ, когда температурное поле полностью релаксировало (см. рис. 5б), определяются отклонением текущего давления в окрестности скважины от пластового и оказываются сходными, уменьшаясь по направлению к скважине. Это приводит к постепенному осаждению примеси на стенках пор. В то же время сразу после АВ равновесная концентрация в окрестности скважины существенно (в 4 раза) превышает ее равновесное пластовое значение, что обусловлено температурным слагаемым в формуле (8). Отметим, что качественно текущая концентрация (рис. 6б) ведет себя подобно ее равновесному значению, отличаясь лишь существенно меньшим (на два порядка) масштабом ее вариации и более выраженным отличием в ее значениях до и после АВ, обусловленным изменением скорости течения флюида.

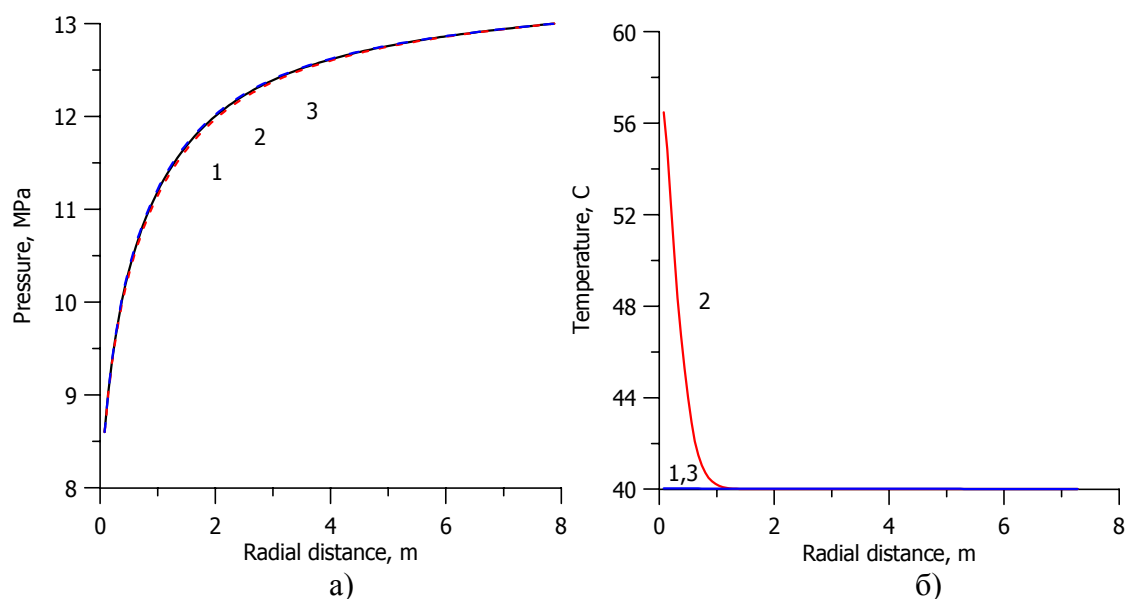


Рис. 5. Радиальные распределения а) температуры и б) пористости по центру перфорированного интервала скважины. Кривые 1, 2 и 3 соответствуют временам до АВ, сразу после АВ и через 80 дней после АВ.

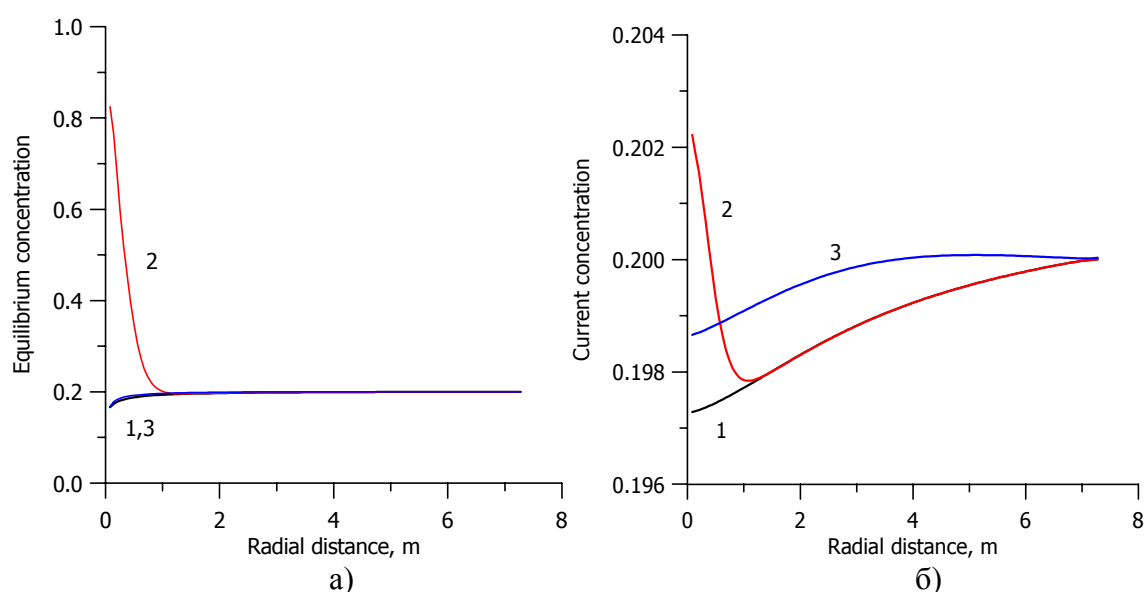


Рис. 6. Радиальные распределения а) равновесной концентрации и б) текущей концентрации примеси по центру перфорированного интервала скважины. Кривые 1, 2 и 3 соответствуют временам до АВ, сразу после АВ и через 80 дней после АВ.

Радиальное распределение пористости на те же самые моменты времени до и после АВ показано на рис. 7. При расчетах пластовая пористость и проницаемость выбирались равными $m_0 = 0.2$, $k_0 = 0.1$ Д. Согласно соотношению (12) это соответствует среднему радиусу поровых каналов $R_0 = 1$ мкм.

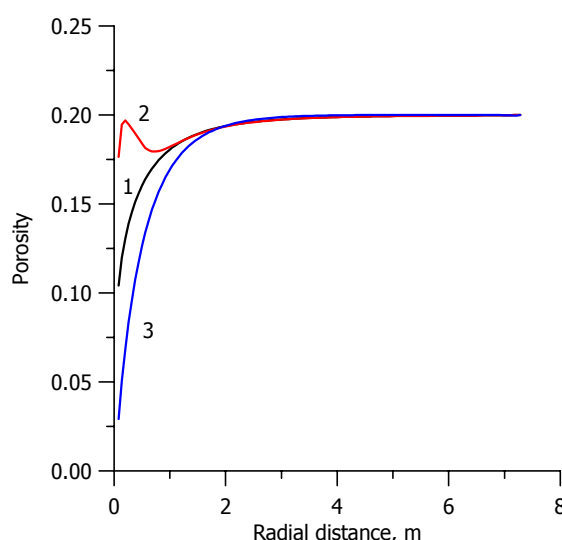


Рис. 7. Радиальные распределения пористости по центру перфорированного интервала скважины. Кривые 1, 2 и 3 соответствуют временам до АВ, сразу после АВ и через 80 дней после АВ.

И, наконец, результирующие графики изменения дебита скважины до и после АВ показаны на рис. 8 для различных режимов прогрева внешней среды. Нижняя кривая 1 соответствует динамике дебита без АВ и соответствует ее экспоненциальному уменьшению. Остальные кривые на рис. 8 показывают, как изменится эта динамика, если на 45-й день провести АВ. Кривая 2 соответствует изменению дебита, связанному с прогревом окрестности скважины в рамках упругой модели с поглощением. Кривая 3 соответствует прогреву в модели Био с открытой пористостью $m = 0,05$ и проницаемостью $k = 0,1$ Д. Верхняя кривая 4 отличается от кривой 3 тем, что вся пористость считается открытой $m = 0,2$. При этом резкий пик на этой кривой возникает из-за существенного уменьшения вязкости флюида при кратковременном прогреве окрестности скважины более чем на 200 градусов, которое происходит при данных параметрах модели. В целом же качественное поведение дебита, представленное на рис. 8, соответствует экспериментальным данным, приведенным на рис. 1.

Таким образом, показано, что предложенная в работе модель физических явлений при АВ по тепловому механизму может объяснять долговременный эффект от АВ. Вместе с тем следует подчеркнуть, что данная модель содержит ряд подгоночных параметров A , B , τ_c , значения которых выбраны из условия согласования с экспериментальными данными. Вместе с тем эти параметры определяются физико-химическими свойствами нефти и могли бы быть определены независимо. Учет этого обстоятельства можно дать более объективную оценку роли теплового механизма при АВ. Однако важно отметить, что разработанная модель принципиально позволяет исследовать и альтернативные механизмы АВ, поскольку учитывает механизм медленной кольматации околоскважинного пространства.

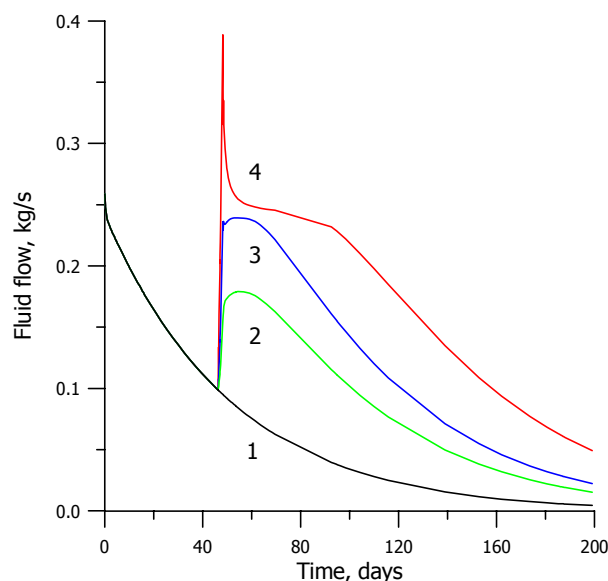


Рис. 8. Динамика потока флюида из скважины (дебит) до и после АВ для различных режимов прогрева внешней среды. Нижняя кривая 1 соответствует динамике дебита без АВ. Кривая 2 соответствует прогреву упругой модели с поглощением. Кривая 3 соответствует прогреву в модели Био с открытой пористостью $m = 0,05$ и проницаемостью $k = 0,1$ Д. Верхняя кривая 4 отличается от кривой 3 тем, что вся пористость считается открытой $m = 0,2$.

ЛИТЕРАТУРА

1. Максимов Г. А., Радченко А. В. Роль нагрева при акустическом воздействии на пласт // Геофизика, № 6, 2001, с. 38–46.
2. Физические величины: Справочник // Под редакцией Григорьева И. С., Мейлихова Е. З. – М.: Энергоатомиздат, 1991, 1232 с.
3. Горбачев Ю. И. Физико-химические основы ультразвуковой очистки призабойной зоны нефтяных скважин // Геоинформатика, № 3, 1998, с. 7–12.
4. Gorbachev Y. I., Rafikov R. S., Rok V., Pechkov A. A. Acoustic well stimulation: theory and application // First Break, 1999, v. 17, № 10, p. 331–334.
5. Кузнецов О. Л., Симкин Э. М., Чилингар Дж. Физические основы вибрационного и акустического воздействия на нефтегазовые пласты. – М.: Мир, 2001, 260 с.
6. Кузнецов О. Л., Ефимова С. Ф. Применение ультразвука в нефтяной промышленности. М.: Недра, 1983, 192 с.
7. Elias S. E., Kirnos D. G., Maksimov G. A., Radchenko A. V. Acoustical energy distribution around borehole embedded in porous permeable Biot's medium // Научная сессия МИФИ – 2002. Сборник научных трудов. Медицинская физика, биофизика, геофизика, экология, теоретическая физика. М.: МИФИ, 2002, т. 5, с. 84–86.
8. Максимов Г. А., Радченко А. В. Расчет плотности акустической энергии в окрестностях скважины и дебита нефти при акустическом воздействии на пласт // Сборник трудов XI сессии Российского акустического общества. Акустические измерения. Геоакустика. Электроакустика. Ультразвук. Т. 2. – М.: Геос, 2001, с. 67–71.
9. Печков А. А., Шубин А. В. Результаты работ по повышению продуктивности скважин методом акустического воздействия // «Геоинформатика», 1998, № 3, с. 16–24.
10. R. Ewing. Mathematical modeling and simulation for fluid flow in porous media // «Математическое моделирование», 2001, т. 13, № 2, с. 117–127.