

ТЕРМОВОЛНОВЫЕ ПРОЦЕССЫ УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С АНОМАЛЬНО ВЫСОКОВЯЗКИМИ ЗАПАСАМИ¹

Ахметзянов А.В., Самохин А.В.

Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН, Москва, Россия
atlaswa@gmail.com, samohinalexey@gmail.com

Аннотация. В статье показано, что предлагаемые комбинированные тепловые и виброволновые управляющие воздействия на процесс фильтрационного вытеснения anomalно высоковязких фракций нефти из пористых сред природных залежей обеспечивают увеличение коэффициента конечной нефтеотдачи.

Ключевые слова: anomalно высоковязкие нефти, волновые и тепловые циклические управляющие воздействия, цилиндрические волны давления, неизотермическая математическая модель процесса.

Введение

Добыча anomalно высоковязких запасов нефти из природных залежей тепловыми методами с использованием оторочек теплоносителей производится следующими способами [1-3]:

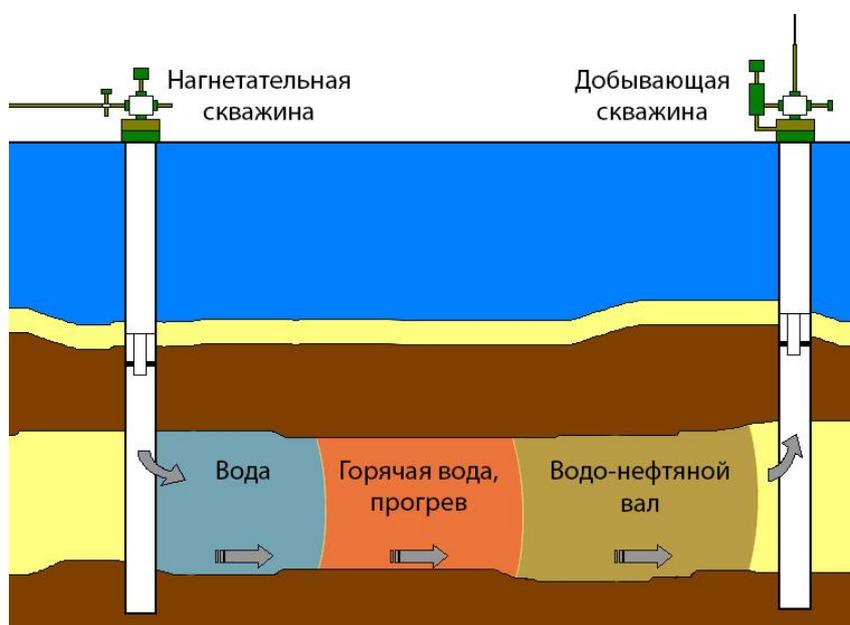


Рис. 1. Схема потоков при ВГВ

1. *Воздействие горячей водой (ВГВ).* Схема потоков при таком воздействии (закачки горячей воды в пласт) представлена на Рис. 1. Горячая и холодная вода поочередно закачиваются в нагнетательные скважины, а отбор продукции (водонефтяной смеси) производится из добывающих скважин. Этот метод интенсификации добычи высоковязкой нефти происходит за счет изменения реологических параметров пористой среды при повышении температуры: уменьшения вязкости и относительной проницаемости нефти; расширения твердого скелета и флюидов; ослабления межфазового натяжения на границах раздела нефть-вода-порода и капиллярных сил, препятствующих извлечению нефти из низкопроницаемых застойных пластов; роста степени десорбции нефтяных фракций, адсорбированных и удерживаемых на поверхности поровых каналов, снижения остаточной нефтенасыщенности и роста гидрофильности (смачиваемости водой) породы. Вследствие повышения температуры ВГВ увеличивается подвижность нефти и выравнивается соотношение вязкостей нефти и воды, а также возрастает скорость капиллярной пропитки в трещиновато пористых средах. Кроме того, при закачке горячей воды ВГВ происходит значительное увеличение коэффициента охвата пластов ВГВ как по толщине, так и простиранию. Однако наибольшее изменение (улучшение) этих реологических параметров anomalно высоковязкой нефти (неньютоновской жидкости) происходит лишь в ограниченных интервалах повышения температуры теплоносителя. Например, согласно [2]

¹ Работа подготовлена при частичной поддержке грантов РФ: 21-71-20074 (А.В. Ахметзянов) и 23-21-00390 (А.В. Самохин)

повышение температуры теплоносителя выше 50⁰С сопровождается незначительным уменьшением вязкости нефти. Другими, ограничивающими применение ВГВ обстоятельствами являются потери тепла на кровле и подошве и наличие значительного содержания легких фракций в нефти. Для уменьшения теплотерь необходимо ограничивать выбор: снизу толщины пласта (согласно [2] толщина пласта должна быть не менее 6 м) и сверху темпа закачки горячей воды (для снижения выноса тепла).

2. *Паротепловое воздействие (ПТВ).* Схема потоков при таком воздействии (закачки в пласт пара) представлена на Рис. 2, тремя последовательными оторочками (пара, паро-конденсата и ненагретой воды), вытесняющими аномально вязкую нефть. Пар, обладающий большой теплоемкостью, вносит в пласт значительное количество тепловой энергии, которая расходуется на нагрев пласта и снижение относительной проницаемости, вязкости и расширение всех насыщающих пласт агентов – нефти, воды,

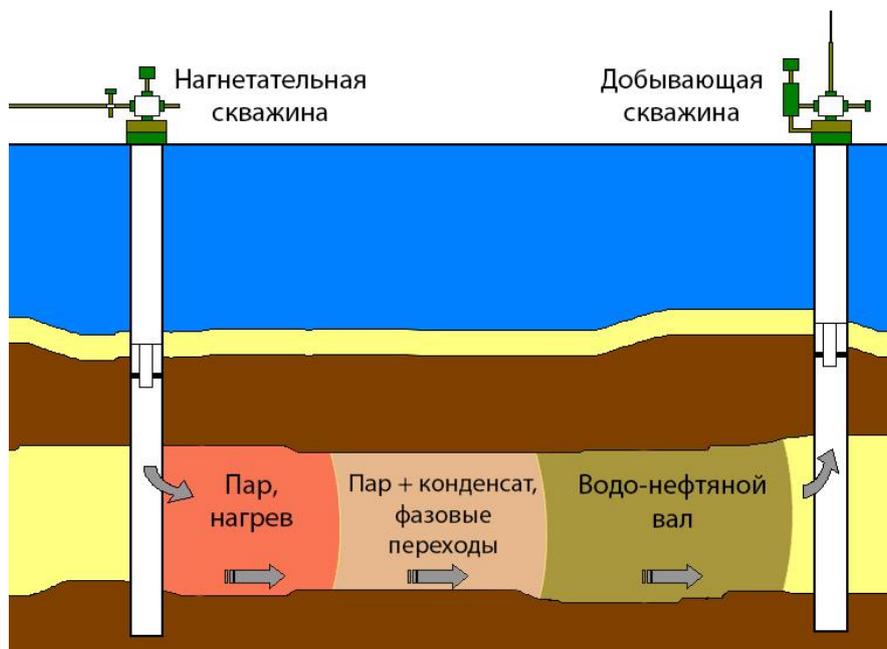


Рис. 2. Схема потоков при ПТВ

температуры насыщенного пара (т.е. до точки кипения воды в пласте). На прогрев пласта (в зоне 2) расходуется скрытая теплота парообразования и далее пар конденсируется. В этой зоне температура пароводяной смеси и пласта будут приблизительно постоянны и равны температуре насыщенного пара (зависящей от давления), пока используется вся скрытая теплота парообразования.

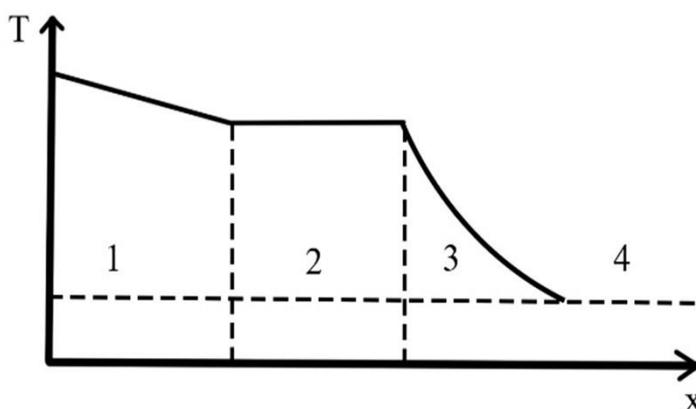


Рис. 3. Зоны тепловых оторочек при ПТВ

Основным фактором увеличения нефтеотдачи здесь является испарение (дистилляция) легких фракций статочной нефти, образованной после вытеснения горячей водой. В зоне 3 пласт нагревается за счет теплоты горячей воды (конденсата) до тех пор, пока температура не упадет до начальной, а в зоне 4 температура пласта снижается до начальной. Нефть вытесняется остывшим конденсатом при

пластовой температуре. Часть теплоты, как и в случае нагнетания горячей воды, расходуется через кровлю и подошву пласта. Кроме того, на распределение температуры влияет изменение пластового давления: оно изменяется по мере удаления теплоносителя от нагнетательной скважины.

Нагрев пласта вначале происходит за счет теплоты прогрева. При этом вблизи нагнетательной скважины (в зоне 1) температура нагнетаемого перегретого пара снижается.

Действие остывшей воды, горячего конденсата, насыщенного и перегретого пара. Увеличению нефтеотдачи, также способствуют процессы испарения под действием пара нагретой нефти и фильтрации части углеводородов в парообразном состоянии. В холодной зоне пары углеводородов конденсируются, обогащая нефть легкими компонентами и вытесняя ее как растворитель. На механизм вытеснения жидкости существенно влияют поверхностные свойства системы «нефть-вода-порода». С ростом температуры уменьшается толщина адсорбционного слоя поверхностно-активных молекул нефти на поверхности поровых каналов и в результате проницаемость пласта для нефти увеличивается. Опыты по капиллярному вытеснению нефти показали, что с повышением температуры оно возрастает, что объясняется значительным изменением поверхностных и смачивающих свойств системы «нефть-вода-порода». Содержащиеся в тяжелой нефти парафины, смолы и асфальтены, которые обладают высокой вязкостью, поверхностной активностью, кристаллизацией, существенно затрудняют добычу, ухудшая фильтрационную способность пласта. С повышением температуры коэффициент затухания фильтрации высоковязких парафинистых, смолистых и асфальтеновых фракций нефти уменьшается, а при температуре $60\div 65^{\circ}\text{C}$ для большинства нефтей исчезает. Это способствует увеличению нефтеизвлечения. Основными ограничениями для применения ПТВ (аналогично ВГВ), являются глубина и толщина расположения пластов, определяющие теплотери в НКТ (насосно-компрессорных трубах) в лифтах скважин трубах, на кровле и подошве залежи.

3. Циклическая обработка призабойной зоны скважин паром. Технология пароциклического воздействия на пласт заключается в последовательной реализации трех этапов. Этап 1. В добывающую скважину в течение двух-трех недель закачивается пар в объеме $30\div 100$ т на единицу эффективной нефтенасыщенной толщины пласта. При этом происходит нагревание скелета пласта, содержащейся в нем нефти, температурное расширение всех компонентов, повышение давления в призабойной зоне. Объем закачиваемого пара должен быть тем больше, чем больше вязкость нефти в пластовых условиях и чем меньше давление в пласте. Этап 2. После закачки пара скважину закрывают на «паропропитку» и выдерживают для конденсации пара и перераспределения насыщенности в пласте. В этот период происходит выравнивание температуры между паром, породами пласта и насыщающих его флюидов. При снижении давления в зону конденсации устремляется оттесненная от призабойной зоны пласта нефть, ставшая более подвижной в результате уменьшения вязкости при прогреве. В период конденсации пара происходит и капиллярная пропитка – в низкопроницаемых зонах нефть заменяется водой. Этап 3. После выдержки скважину пускают на режим отбора продукции, при котором эксплуатацию ведут до предельного рентабельного дебита. По мере остывания прогретой зоны пласта в процессе эксплуатации дебит скважины постепенно уменьшается. Этот процесс сопровождается уменьшением объема горячего конденсата, что приводит к снижению давления в зоне, ранее занятой паром. Возникающая при этом депрессия является дополнительным фактором, способствующим притоку нефти в эту зону. Эти операции (этапы) составляют один цикл. Фазы каждого цикла, а также объемы закачки пара (на единицу эффективной толщины пласта) – величины непостоянные и могут меняться от цикла к циклу для получения максимального эффекта. При осуществлении паротепловой обработки скважин горные породы действуют как теплообменник и способствуют тому, чтобы тепло, аккумулированное в процессе закачки пара, эффективно использовалось при фильтрации нефти из пласта в скважину. При прогреве пласта происходит очистка призабойной зоны от парафиновых, асфальтеновых и смолистых фракций.

Для парирования факторов, ограничивающих повышение эффективности, представленных выше, тепловых методов увеличения нефтеотдачи аномальных по вязкости нефтяных месторождений (в работе) предлагаются термоволновые (вибрационные, ударные, импульсные, термоакустические) воздействия на насыщенные флюидами (нефть, газ и вода) пористые среды пластов или призабойные зоны нагнетательных и добывающих скважин. Основная цель таких технологий – охват низкопроницаемых изолированных зон продуктивного пласта воздействием упругими волнами, затухающими в высокопроницаемых порах, но распространяющимися с достаточной интенсивностью, чтобы возбуждать низкопроницаемые зоны пластов на значительном расстоянии от источника (на сотни и более метров). Применением таких методов можно достичь заметной интенсификации фильтрационных процессов в пластах и повышения их нефтеотдачи в широком диапазоне амплитудно-частотной характеристики термоволнового, как локального, так и дальнего площадного воздействия.

Для создания нестационарных моделей указанных выше способов вытеснения можно воспользоваться решениями начально-краевых задач для обобщенных уравнений Бакли-Левретта с учетом распределения баланса концентраций флюидов при вложенных импульсных управляющих воздействиях, определяемых также решениями (соответствующих рассматриваемому способу) обобщенного уравнения KdV-Бюргерса. В работе представлены результаты исследования оптимизации первого из описанных выше методов за счет применения волновых управляющих воздействий в комбинации с циклической закачкой последовательности оторочек пара, горячей и остывшей воды. Суммарный результат этих воздействий выравнивает фронт вытеснения, что способствует полноте извлечения нефти месторождений с аномальными и трудноизвлекаемыми запасами.

1. Модель прогрева нефтеносного слоя

В первом приближении можно рассмотреть следующую модель, описывающую изменение температуры в зависимости от времени и расстояния до источника колебаний в рабочем пространстве

$$T = \frac{T_1 + T_2}{2} + \left(\frac{-T_1 + T_2}{2} \right) \tanh(a(x - x_0 - \beta(x)t)). \quad (1)$$

Здесь: t – время, x – расстояние от оси излучателя, T_1 – температура породы до прогрева, T_2 – температура породы после прогрева, a – коэффициент ширины зоны активной динамики прогрева, $\beta(x) = a/x$ – скорость продвижения зоны активной динамики прогрева (уменьшается для цилиндрического слоя).

Отметим, что форма зоны активной динамики прогрева одной, остается неизменной, она лишь смещается по оси x . Важно понимать, что описанная здесь прогрева и форма рабочей зоны является априорной (хотя и правдоподобной). Эта модель подлежит уточнению при помощи термодинамики в пористой среде и численных экспериментов.

Для последующего моделирования волновых процессов важна зависимость вязкости нефти от температуры. Вязкое течение углеводородных жидкостей обусловлено термоактивационными процессами, т. е. подчиняется уравнению Френкеля-Андрате

подчиняется уравнению Френкеля-Андрате

$$\varepsilon = A \exp(E/kT). \quad (2)$$

Представленная зависимость вязкости от температуры называется уравнением Френкеля-Андрате. В этом уравнении: E – энергия активации молекулы, то есть энергия необходимая для совершения скачка молекулы, A – коэффициент, зависящий от дальности скачка молекулы, частоты ее колебаний и температуры, k – постоянная Больцмана, T – абсолютная температура [8].

2. Качественная картина распространения гармонических колебаний в вязкой среде

Синусоидальные волновые воздействия высокой частоты, в том числе ультразвук, представляют наибольший интерес для практики нефтедобычи [9-11]. В рассматриваемой задаче волны распространяются в относительно тонком слое месторождения от малого источника колебаний и, следовательно, имеют цилиндрическую форму.

Рассмотрим (на фоне постоянного вытесняющего давления) бегущую концентрическую волну, излучаемую вертикальным генератором и имеющую первоначально синусоидальную форму в среде с вязкостью и теплопроводностью. Если интенсивность волны достаточно велика, то по мере распространения ее форма меняется вследствие нескольких факторов. Во-первых, это геометрическая (вследствие увеличения радиуса фронта волны). Кроме того, синусоидальность деформируется вследствие нелинейности – разности в скоростях различных по высоте участков профиля волны. Точки, испытывающие большее давление движутся быстрее. В результате крутизна волновых фронтов увеличивается, и могут возникнуть слабые разрывы вместо гладких экстремумов. Волна приобретает пилообразную форму. Однако настоящих разрывов не возникает: влияние вязкости и теплопроводности приводит к сглаживанию профиля волны, уменьшению градиентов скорости и температуры. Поэтому при распространении синусоидальной (вблизи генератора) волны увеличение крутизны ее фронта происходит до тех пор, пока влияние нелинейных и диссипативных факторов не компенсируется. Происходит стабилизация формы волны (с точностью до геометрической расходимости концентрического процесса распространения). После стабилизации форма волны продолжает меняться: затухание амплитуды приводит к уменьшению влияния нелинейных эффектов,

и профиль волны сглаживается, сначала до квазигармонической формы с исходной частотой и стремящейся к константе амплитудой синусоидальной компоненты.

Для описания распространения цилиндрических волн конечной амплитуды система уравнений гидродинамики и уравнение состояния сводится (без учета дисперсии) к одному приближенному уравнению вида

$$\frac{\partial v}{\partial r} + \frac{1}{2r}v - \frac{\varepsilon}{c_0^2}v \frac{\partial v}{\partial y} = a \frac{\partial^2 v}{\partial^2 y}.$$

Здесь $y = t - r/c_0$, $\varepsilon = (\gamma + 1)/2$, r - расстояние до излучателя и c_0 скорость сигнала в среде. Отметим, что это уравнение применимо лишь в случае $kr \gg 1$, $y = t - (r - r_0)/c_0$, k - волновое число. После замены переменных это совпадает с уравнением Кортвега-де Фриза для цилиндрических волн. Приведем его безразмерную нормированную форму $u_t = -2uu_x + \varepsilon(x, t, T)u_{xx} + u/2t$, а при учете дисперсии - с уравнением Кортвега-де Фриза - Бюргера (КдВ-Б)

$$u_t = -2uu_x + \varepsilon(x, t, T)u_{xx} + \frac{u}{2t} + u_{xxx}.$$

Здесь u - приведённая величина возмущения, $\varepsilon(x, t, T)$ - коэффициент, соответствующий безразмерной вязкости, которая в этой ситуации рассчитывается по формулам (1) и (2)е. Последнее слагаемое вводится для учета дисперсии, возникающей за счет нелинейных эффектов. Начально-граничная задача выглядит так:

$$u(x, 0) = a, u(0, t) = +bsin(kt), u(L, t) = a, u_x(L, t) = 0, L \gg 0.$$

Здесь a - смещение, вызванное постоянным вытесняющим давлением, b и k - амплитуда и частота волнового воздействия. Для $t \gg 1$ уравнение КдВ-Б стремится к плоскому уравнению Кортвега-де Фриза - Бюргера $u_t = -2uu_x + \varepsilon(x, t, T)u_{xx} + u_{xxx}$, то же происходит с его решениями.

3. Численное моделирование

Нами проведено численное моделирование вытеснения из пласта остаточной нефти с применением поверхностно активных веществ с применением волновых воздействий в соответствии с моделями, описанными в разделах 1 и 2.

Волновое воздействие первоначально имеет гармоническую форму $u(0, t) = a + b * sin(5t)$. Конкретные цифры не привязывались к какому-либо месторождению или его Нас интересует, в первую очередь, принципиальный эффект управляющих волновых воздействий.

Как это видно из численных решений, гармоническая форма преобразуется в пилообразную слаборазрывную форму и затем затухает до стабильной ударной волны. Затухание заканчивается в окрестности наибольшего градиента температуры (коэффициента вязкости). В этой зоне затрачивается вся энергия синусоидальной компоненты гармоника. Дальнейшее реаспространение монотонной выпуклой формы ударной волны объясняется наличием постоянной составляющей гармоника; ее скорость соответствует скорости звука в вязкой среде.

На основании анализа численных экспериментов можно сделать вывод об эффективности волновых воздействий в комбинации с применением прогрева для вытеснения аномальной и остаточной нефти. За счет выбора подходящей начальной гармоника возможно довести энергию колебаний до границы раздела между холодной и прогретой нефтью, где ее значительная часть затрачивается на перемешивание нефти. Оставшаяся часть энергии идет на отрыв пленок от стенок вмещающей породы и повышение эффективности прогрева, см [4-6]. Тем самым, увеличивает охват процессом добычи остаточных запасов нефти, неизвлекаемых традиционными методами.

Для оценки эффективности предлагаемого подхода необходимо оценить два параметра управляющего волнового воздействия. Специфика соответствующих научных проблем состоит в том, что среда, в которой происходит процесс сильно неоднородна (вода-переходной слой-нефть), и получение точных аналитических решений представляется нереальной задачей. На первом начальном исследовании неизбежны численные эксперименты, а в дальнейшем и натурные. С практической точки зрения важна зависимость дальности проникновения от источника колебаний нелинейной волны от ее амплитуды и частоты, а также от гидродинамических свойств среды. В литературе можно найти подобного рода оценки, но только для однородной среды. Так, положение разрыва определяется цилиндрической волны следующим условием $2\sigma_0|\sqrt{r/r_0} - 1| = 1$, где $\sigma = rMk\varepsilon$ - безразмерное расстояние, M - число Маха. Оценка дальности распространения пилообразной формы волн дается формулой (см. [7])

$$\sigma_{\text{затух}} = \frac{\pi^2}{2} \Gamma, \Gamma = 2\varepsilon\sigma Re.$$

Необходимо отметить, что эти оценки относятся к однородной среде и подлежат уточнению в случае трехкомпонентной среды вода-активный реагент-аномальная нефть.

4. Механизм волновых и тепловых процессов добычи аномально вязкой нефти

Высокая эффективность волновых процессов вытеснения нефти определяется следующими обстоятельствами. При больших амплитудах колебаний в жидкостях возникают стационарные потоки, или акустические течения. Эти потоки особенно выражены вблизи препятствий различного рода, размещенных в зоне воздействия. Они всегда носят вихревой характер. Скорость этих потоков возрастает с увеличением интенсивности [11].

Акустическим течениям посвящено большое число публикаций. С точки зрения возможностей более полного извлечения нефтяных запасов особый интерес представляют пограничные течения вблизи поверхностей тел, соприкасающихся с полем колебаний. Эти течения, возмущая пограничный слой, объясняют ускорение процессов переноса под действием колебаний: теплопередачи нагретых тел, изменения концентрации при очистке загрязненных поверхностей и тому подобных. Акустическое воздействие является эффективным методом возмущения пограничного слоя.

Для обсуждаемой проблемы важны следующие типы акустических потоков:

Первый — это течения вне пограничного слоя, которые также имеют вихревой характер. Масштаб этих вихрей существенно больше масштаба вихрей пограничного слоя

Второй — это течения, возникающие в вязком пограничном слое вблизи верхней и нижней границ залежи. Известно, что под действием высокочастотных колебаний стационарные потоки в пограничном слое имеют вихревой характер. Масштаб этих пограничных вихрей, как правило, определяется толщиной акустического пограничного слоя, по размеру они намного меньше длины волны. Эти вихри в предлагаемом авторами статьи подходе будут очищать границы нефтеносного слоя от пленок и капелек, застрявших в порах границы. Для этих остатков на жесткой поверхности градиент скорости нормален к поверхности и, по необходимости, велик при переходе к общему течению в слое. Это и приводит к отрыву нефти от стенок.

Динамика пограничного слоя при прохождении волны в направлении x описывается уравнениями Прандтля

$$\frac{\partial v_1}{\partial t} + v_2 \frac{\partial v_1}{\partial x} - v \frac{\partial^2 v_1}{\partial y^2} = \frac{\partial U}{\partial t} + U \frac{\partial U}{\partial x},$$

$$\frac{\partial v_1}{\partial x} + \frac{\partial v_2}{\partial y} = 0.$$

Здесь v_1 и v_2 — x и y компоненты скорости. $U(x,t)$ — известная скорость потока вдали от границы. Отметим, что для пилообразной волны $\partial U/\partial x$ разрывна.

Известные оценки для скорости v , (см., например [9-11]), полученные в случае синусоидальных колебаний U , едва ли применимы. Однако совершенно очевидно, что на слабых разрывах поглощение энергии усиливается и скорости вихрей растут. Аналитическое решение уравнения (5) недоступно. Приближенные решения получают методом возмущений, а в случае пилообразных волн неизбежно применение методов вычислительного моделирования.

5. Схема размещения и организация работы скважин

Для реализации предлагаемых технологий следует воспользоваться треугольной схемой размещения нагнетательных и добывающих скважин (см. Рис. 4), а волновые воздействия целесообразно производить в нагнетательных скважинах последовательно через одну. При этом необходимо также выбирать оптимальные значения длительности интервалов волнового воздействия и объемных размеров рабочей зоны разогрева. Порядок управляющих воздействий производится в следующей последовательности:

на первом этапе цикла реагент нагнетают через центральную (1) и три нагнетательные (3,5,7), а отбор жидкости производят через добывающие (2,4,6);

на втором этапе цикла добывающие скважины меняются функциями, т.е находящиеся под закачкой реагента скважины (1,3,5,7) переводятся в режим отбора продукции (нефти), а добывающие скважины (2,4,6) переводятся в нагнетательные;

на третьем этапе цикла все добывающие скважины переводятся в режим отбора, закачка реагента производится через центральную нагнетательную (1).

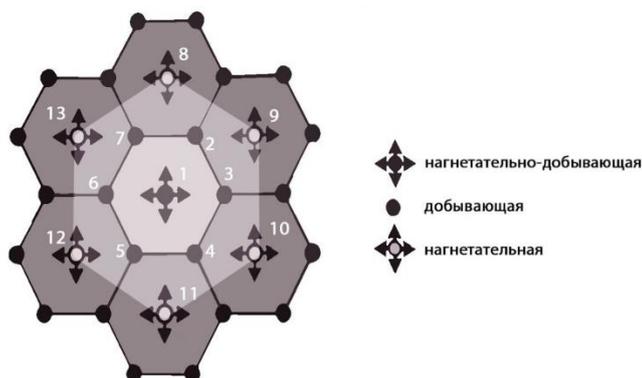


Рис. 4. Схема размещения скважин

Такая технология осуществляется от 3 до 5 раз, после этого добыча нефти осуществляется в обычном режиме заводнения.

Предлагаемые результаты исследований без особых затруднений могут быть использованы для создания моделей потоков гетерогенных смесей флюидов в насыщенных аномально вязкой нефтью пористых сплошных средах, когда имеет место монотонное увеличение или снижение фильтрационных сопротивлений, т.е. псевдопластичные или дилатантные течения, описываемые степенными и трехчленными законами фильтрации Форхгеймера [6].

6. Заключение

В статье представлена математическая модель процессов добычи аномальных или трудноизвлекаемых запасов нефти с использованием прогресса, когда высокочастотные волновые колебания способствуют отрыву пленок на границе вмещающей породы и увеличению интенсивности прогресса.

Предложенные результаты являются обобщением способов повышения эффективности нефтеотдачи месторождений, изложенных в [12].

Литература

1. Бурже Ж., Комбарну М., Сурио П. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. Москва: Недра, Москва, 1989, 422 с.
2. Сучков Б.М. Температурные режимы работающих скважин и тепловые методы добычи нефти. Москва-Ижевск: ИКИ, 2007. 406 с.
3. Липаев А.А. Состояние сырьевой базы нефтяной промышленности России Повышение нефтеотдачи пластов. М.: Недра. 1992.
4. Амелин И.Д., Сургучев М.Л., Давыдов А.В. Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии. М., Недра, 1994.
5. Еремин Н.А. Современная разработка месторождений нефти и газа. М.: Недра. 2008.
6. Земцов, Ю.В., Мазаев, В.В. Современное состояние физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (обзор). Екатеринбург: Издательские решения. 2021.
7. Сулейманов Б.А. Особенности фильтрации гетерогенных систем. Москва: ИКИ, 2006.
8. Френкель Я.И. Кинетическая теория жидкостей / Я.И. Френкель- Л.: Наука, 1995. - 592 с.
9. Наугольных К.А. Поглощение волн конечной амплитуды / в сб. Мощные ультразвуковые поля. М.: Наука, 1968. 7-46.
10. Ганиев Р.Ф., Украинский Л.Е. Нелинейная волновая механика и технологии. Волновые и колебательные явления в основе высоких технологий. Москва: ИКИ. 2011.
11. Зарембо Л.К. Акустические течения / в сб. Мощные ультразвуковые поля. М.: Наука, 1968. 89-127.
12. Ахметзянов А.В., Самохин А.В. Нелинейные волновые управляющие воздействия для увеличения нефтеотдачи природных залежей. АИТ, 2022, № 5, 61–75.