

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО НАУЧНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ
ИНСТИТУТ ТЕОРЕТИЧЕСКОЙ И ПРИКЛАДНОЙ МЕХАНИКИ
им. С.А. ХРИСТИАНОВИЧА СИБИРСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ
РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК
(ИТПМ СО РАН)

УДК 54.03:621.793
№ гос. рег. 01201352311
Инв. № 14/17

УТВЕРЖДАЮ
Директор ИТПМ СО РАН
чл.-корр. РАН

А.Н. Шипилов
«29» декабря 2016 г.


ОТЧЕТ
О НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЕ

ДИНАМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ В ГЕТЕРОГЕННЫХ СРЕДАХ: ТЕПЛОМАССОБМЕН,
ВОЛНЫ, ФАЗОВЫЕ ПЕРЕХОДЫ
(заключительный)

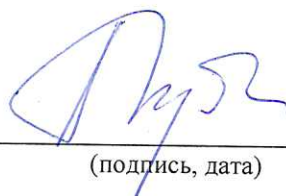
Проект №0323-2014-0015

Приоритетное направление III.23. Механика деформирования и разрушения материалов, сред, изделий, конструкций, сооружений и триботехнических систем при механических нагрузках, воздействии физических полей и химически активных сред

Программа ФНИ СО РАН III.23.4. Механика гетерогенных, композитных сред и технологии на их основе

Протокол Ученого совета ИТПМ СО РАН
№ 12 от «01» 12 2016 г.

Руководитель проекта,
д.ф.-м.н.

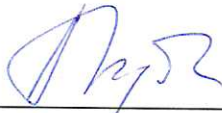

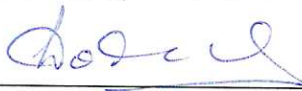
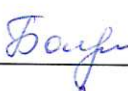



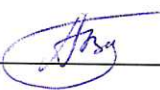
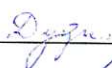
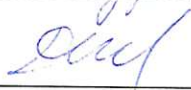
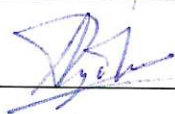




(подпись, дата)

А.А. Губайдуллин

Новосибирск, 2016

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель проекта, д.ф.-м.н., профессор		_____ Губайдуллин А.А.
Г.н.с., д.ф.-м.н., доцент		_____ Мусакаев Н.Г.
Г.н.с., д.ф.-м.н.		_____ Родионов С.П.
С.н.с., к.ф.-м.н.		_____ Болдырева О.Ю.
С.н.с., к.ф.-м.н.		_____ Косяков В.П.
Н.с., к.ф.-м.н.		_____ Амелькин С.В.
Н.с., к.ф.-м.н.		_____ Бородин С.Л.
Н.с., к.ф.-м.н.		_____ Боталов А.Ю.
Н.с., к.ф.-м.н.		_____ Дудко Д.Н.
Н.с., к.ф.-м.н.		_____ Игошин Д.Е.
М.н.с.		_____ Губкин А.С.
М.н.с.		_____ Мусакаев Э.Н.
Ст. лаб. с высш. проф. обр.		_____ Ширшов Я.В.

Реферат

Отчет: 42 стр., 9 рис.

Дата начала и окончания НИР: 2013-2016.

Ключевые слова и словосочетания: многофазные системы, пористая среда, распространение волн, фильтрация, фазовые переходы, тепломассообмен, газовый гидрат, алгоритм, математическая модель, вычислительный эксперимент.

Объектом исследований являются динамические процессы в гетерогенных средах, широко распространенные в промышленных технологиях и различных технических объектах.

Основной целью проекта является решение задач динамики волновых и фильтрационных процессов в пористых средах и получение новых результатов, актуальных как для развития механики многофазных сред, так и для приложений.

Цели выполнения проекта в 2016 г. заключаются: в установлении особенностей поведения волн разгрузки в пористых средах, насыщенных газовыми гидратами; в разработке эффективного метода расчета циклического заводнения нефтяного пласта; в сопоставлении и анализе моделей фильтрации, отличающихся степенью учета неоднородности фильтрационно-емкостных параметров пористой среды; в установлении режимов диссоциации газового гидрата в пластовой системе с учетом образования льда в пористой среде.

Методология проведения работ по проекту включает в себя построение на основе методов и уравнений механики многофазных сред математических моделей в виде систем дифференциальных и интегро-дифференциальных уравнений, описывающих динамические и тепломассообменные процессы в пористых средах с учетом специфики конкретных задач, создание численных алгоритмов и пакета прикладных программ, а также адаптация существующих программных комплексов для моделирования указанных процессов. Верификация разрабатываемых моделей выполнена на основе анализа теоретических решений и их сравнения с опытными данными.

Важнейший результат.

Выполнено исследование особенностей диссоциации газовых гидратов при отборе газа из пористой среды, в исходном состоянии насыщенной газом и гидратом, в случаях отрицательной (меньше 0 °С) и положительной начальной (до начала эксплуатации скважины) температуры пласта. Получены условия, при которых разложение газогидрата происходит на фронтальной поверхности или в объемной зоне. Показано, что в случае отрицательной температуры пласта диссоциация гидрата будет всегда происходить на газ и лед. При положительной начальной

температуре пласта разложение газового гидрата может происходить как с образованием воды, так и льда в зависимости от интенсивности отбора газа и абсолютной проницаемости пласта.

Краткая характеристика результатов, полученных в 2016 г.

Численно исследованы волновые процессы в пористой среде, содержащей газовый гидрат, воду и гидратообразующий газ в виде пузырьков. Исследовано прохождение волн разрежения и сжатия ступенчатого профиля из жидкости в гидратосодержащую пористую среду. Изучено влияние параметров среды и интенсивности падающей волны на эволюцию волн в гидратосодержащей пористой среде.

В результате анализа моделей фильтрации, отличающихся степенью сложности и учета неоднородности фильтрационно-емкостных параметров пористой среды, в случае периодического (синусоидального) закона изменения параметров на границах расчетной области предложены осредненные по периоду уравнения фильтрации и выражение для интенсивности перетоков жидкости между слоями. Показано, что расчет циклического заводнения по этим уравнениям занимает значительно (в десятки раз) меньше времени по сравнению с традиционным расчетом, при этом точность практически не снижается.

На основе аналитических решений выполнено исследование зависимости объема добытой нефти из зонально-неоднородного пласта от параметров задачи. Получены точные решения задачи вытеснения нефти водой из зонально-неоднородного пласта. Показано, что в однородной среде вариант расположения нагнетательной скважины в центре является более предпочтительным, чем добывающей скважины. В неоднородной среде при больших различиях параметров пласта по зонам нагнетание нужно производить в зоне с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами.

Проведено численное исследование процесса отбора газа из гидратосодержащей залежи с учетом разложения гидратов на газ и лед. Построен алгоритм решения предложенной математической модели с использованием неявной разностной схемы, метода прогонки, метода простых итераций и метода энтальпий для учета фазового перехода «гидрат – газ и лед»; разработана вычислительная программа. Исследованы особенности диссоциации газового гидрата в зависимости от давления на забое скважины, абсолютной проницаемости и начальной температуры пласта.

Содержание

Введение	6
1. Исследование распространения волн разгрузки в пористых средах, насыщенных газовым гидратом	6
2. Сопоставление и анализ моделей фильтрации, отличающихся степенью сложности и учета неоднородности фильтрационно-емкостных параметров пористой среды	12
3. Исследование вытеснения нефти водой из зонально-неоднородной пористой среды с цилиндрической симметрией	21
4. Численное исследование диссоциации газового гидрата в пластовой системе с учетом образования льда в пористой среде	27
Заключение	33
Список использованных источников	35
Список работ, опубликованных в 2016 году	37
Приложения	41

Введение

Движение многофазных сред при наличии межфазных и внутрифазных взаимодействий (теплопроводность и межфазный теплообмен, фазовые переходы и химические реакции, вязкость и межфазное трение, дробление и коагуляция капель и пузырей, капиллярные силы и т.п.) наблюдается в целом ряде технологических процессов и технических устройств. Проблема теоретического и экспериментального исследования движения многофазных сред является чрезвычайно актуальной, сложность решения которой обусловлена многомасштабностью (временной и пространственной) изучаемых явлений, широким диапазоном изменений термодинамических параметров, необходимостью тщательного изучения процессов фазовых переходов и тепломассообмена.

Результаты исследования динамических процессов в гетерогенных средах могут быть использованы при разведке, добыче и транспортировке углеводородного сырья, реализации новых и совершенствовании существующих методов повышения отдачи нефтенасыщенных пластов, развитии методов исследования скважин и т.д. Полученные данные могут существенно дополнить и расширить имеющиеся представления об изучаемых явлениях.

Настоящий отчет является заключительным по теме «Динамические процессы в гетерогенных средах: тепломассообмен, волны, фазовые переходы», по которой были представлены отчеты по этапам 2013, 2014, 2015 годов. В ходе всего выполнения проекта исследования велись в рамках трех блоков: волны сжатия и разрежения в пористых средах, содержащих газовый гидрат и жидкость с пузырьками гидратообразующего газа с учетом образования/разложения гидрата; процессы извлечения флюидов из пористых сред и развитие моделей фильтрации; процессы в призабойной зоне добывающей газонефтяной скважины; образование/разложение газового гидрата, протаивание многолетнемерзлых пород. Результаты изучения динамических процессов в гетерогенных средах в предыдущие годы (2013-2015 гг.) изложены в ежегодных промежуточных отчетах. Приведем результаты научных исследований, выполненных согласно утвержденному плану в этом году.

1. Исследование распространения волн разгрузки в пористых средах, насыщенных газовым гидратом

В настоящее время в научной литературе представлены экспериментальные исследования по изучению процессов образования и разложения гидратов в пористых средах [1], образования гидрата в воде с пузырьками гидратообразующего газа при прохождении ударных волн [2]. Теоретическое исследование процесса гидратообразования при распространении ударной волны в

воде с пузырьками гидратообразующего газа проведено в работе [3]. В гидратосодержащих пористых средах в поровом пространстве также могут присутствовать (либо образовываться при разложении гидрата) вода и газ в виде пузырьков, поэтому при изучении волновых процессов в таких средах необходимо учитывать наличие пузырьков. Распространение волн в пористых средах, насыщенных жидкостью с пузырьками газа, исследовалось экспериментально в работах [4-7]. Численное исследование волновых процессов в частично насыщенных пористых средах проведено в работе [8].

В настоящей работе численно исследуются волновые процессы в пористой среде, содержащей газовый гидрат. В исходном состоянии в поровом пространстве также содержится вода и гидратообразующий газ в виде пузырьков. Нелинейность колебаний пузырьков учитывается в уравнении состояния газа и уравнении Рэлея - Ламба.

Для исследования распространения волн в пористой среде выбрана двухскоростная модель насыщенной пористой среды [9]. В исходном состоянии в поровом пространстве находится смесь – газовый гидрат (гидрат метана), жидкость (вода) и небольшое количество газа (метана) в виде пузырьков. Гидрат представлен отдельными включениями, при этом размеры, форма и количество включений гидрата не отслеживаются. Скорости жидкости, газа и включений гидрата совпадают. На линии фазового равновесия «метан + вода \leftrightarrow гидрат метана» могут происходить фазовые переходы. Изменение размера пузырьков учитывается с помощью уравнения Рэлея-Ламба для газового пузырька в пористой среде.

Уравнения сохранения масс и импульсов имеют вид:

$$\frac{\partial \rho_l}{\partial t} + \nabla^i (\rho_l v_l^i) = 4\pi a_b^2 n_b j_l, \quad \frac{\partial \rho_g}{\partial t} + \nabla^i (\rho_g v_l^i) = 4\pi a_b^2 n_b j_g,$$

$$\frac{\partial \rho_h}{\partial t} + \nabla^i (\rho_h v_l^i) = 4\pi a_b^2 n_b j_h, \quad \frac{\partial \rho_s}{\partial t} + \nabla^i (\rho_s v_s^i) = 0, \quad \frac{\partial n_b}{\partial t} + \nabla^i (n_b v_l^i) = 0,$$

$$\rho_{l+g+h} \frac{d_l v_l^i}{dt} = -\alpha_{l+g+h} \nabla^i p_l - F^i, \quad \rho_s \frac{d_s v_s^i}{dt} = -\alpha_s \nabla^i p_l + \nabla^j \sigma_{s*}^{ji} + F^i.$$

Здесь ρ_j , v_j , α_j - приведенная плотность, скорость, объемное содержание j -ой фазы; нижние индексы $j = s, l, g, h, l+g+h$ относятся к скелету пористой среды, жидкости, газу, гидрату или к смеси жидкости и пузырьков с включениями гидрата; σ_{s*} , p_l – приведенное напряжение в скелете и давление в жидкости соответственно; n_b – число пузырьков в единице объема среды.

Межфазное взаимодействие включает силы вязкого трения F_v и присоединенной массы F_m :

$$F = F_m + F_\mu, \quad F_m = \frac{1}{2} \eta_m \alpha_s \rho_{l+g} \left(\frac{d_l v_l}{dt} - \frac{d_s v_s}{dt} \right),$$

$$F_\mu = \eta_\mu \alpha_s \alpha_{l+g} \mu_l a_{s*}^{-2} (v_l - v_s),$$

где a_{s*} – характерный размер зерен скелета; μ_l – вязкость жидкости; η_m, η_μ – безразмерные коэффициенты взаимодействия фаз, зависящие от структуры среды.

Температуру скелета, жидкости и гидратной фазы считаем постоянной. Уравнение притока тепла к газовой фазе запишем в виде [3]:

$$\rho_g c_{gV} \frac{d_l T_g}{dt} = \alpha_g p_g \frac{1}{\rho_g} \frac{d_l \rho_g}{dt} - 4\pi a_b^2 n_b q_{gl} - 4\pi a_b^2 n_b j_g c_{gV} (T_g - T_0),$$

$$q_{gl} = \text{Nu} \lambda_g \frac{T_g - T_0}{2a_b}, \quad \text{Nu} = \begin{cases} 10, & \text{Pe} < 10^2 \\ \sqrt{\text{Pe}}, & \text{Pe} \geq 10^2 \end{cases}, \quad \text{Pe} = 12 (\gamma_g - 1) \frac{T_0}{|T_g - T_0|} \frac{a_b |\dot{a}_b|}{\nu_g}.$$

При отклонении давления и/или температуры от линии фазового равновесия «метан + вода \leftrightarrow гидрат метана», задаваемой уравнением

$$\frac{p_{sat}}{p_{sat0}} = \exp \left(\frac{T_{sat} - T_{sat0}}{T_*} \right),$$

$$p_{sat0} = 5.5 \text{ МПа}, \quad T_{sat0} = 280 \text{ К}, \quad T_* = 10 \text{ К},$$

будут происходить фазовые превращения. Например, в случае прохождения по пористой среде волны сжатия будет происходить образование гидрата на поверхности контакта воды и газа, т.е. на границе пузырька, при этом интенсивность образования гидрата определяется теплообменом между пузырьком и окружающей его водой:

$$j_h = \frac{q_{gl}}{l_h} \quad (q_{gl} > 0), \quad j_g = -G j_h, \quad j_l = -(1 - G) j_h.$$

Здесь l_h – удельная теплота гидратообразования, G – массовая доля газа в гидрате.

При воздействии на пористую среду волны разрежения может происходить разложение включений гидрата в поровом пространстве. При этом в процессе прохождения волны разгрузки изменяется температура газа внутри пузырьков из-за их расширения, а температура воды и гидрата изменяются лишь в узком слое вблизи границы пузырьков, в остальном объеме порового пространства температура воды и включений гидрата остаются неизменными. В этом случае разложение гидрата может проходить только вблизи поверхности газового пузырька за счет теплообмена между водой и пузырьком, и интенсивность фазового перехода также определяется теплообменом между газовым пузырьком и водой. При этом в формуле для интенсивности фазового перехода возникает коэффициент, равный объемной доле гидрата на границе пузырька:

$$j_h = \frac{\alpha_h}{\alpha_s + \alpha_l + \alpha_h} \frac{q_{gl}}{l_h} \quad (q_{gl} < 0), \quad j_g = -G j_h, \quad j_l = -(1 - G) j_h.$$

Скелет пористой среды полагается упругим с модулями упругости λ_{s^*}, μ_{s^*} :

$$\sigma_{s^*}^{ij} = \alpha_s (\lambda_{s^*} \delta^{ij} \varepsilon_s^{mm} + 2 \mu_{s^*} \varepsilon_s^{ij} + \nu_{s^*} \delta^{ij} p_l), \quad \nu_{s^*} = \beta_s (\lambda_{s^*} + 2/3 \mu_{s^*}),$$

$$\frac{d_s \varepsilon_s^{ij}}{dt} = \frac{1}{2} (\nabla^i v_s^j + \nabla^j v_s^i),$$

где ε_s – деформации твердой фазы.

Для материала скелета, жидкости и гидрата приняты линейные уравнения состояния в акустическом приближении:

$$p_s - p_{s0} = C_s^2 (\rho_s^\circ - \rho_{s0}^\circ), \quad p_l - p_{l0} = C_l^2 (\rho_l^\circ - \rho_{l0}^\circ), \quad p_h - p_{h0} = C_h^2 (\rho_h^\circ - \rho_{h0}^\circ),$$

здесь нижний индекс 0 означает невозмущенное значение величины; ρ_j° – истинные плотности; C_j – скорость звука в материале j -ой фазы.

Для газа в пузырьках выполняется уравнение Менделеева – Клапейрона:

$$p_g = \rho_g^\circ R_g T_g,$$

изменение радиуса пузырька a_b подчиняется уравнению Рэлея-Ламба для пузырька в пористой среде [4]:

$$\frac{da_b}{dt} = w_R + w_A + \frac{j_g}{\rho_{l0}^{\circ}}, \quad w_A = \left(p_g - p_l - \frac{2\Sigma}{a_b} \right) / \left(\rho_{l0}^{\circ} C_l x_g^{1/3} \right),$$

$$\rho_{l0}^{\circ} \left(\dot{w}_R a_b + \frac{3}{2} w_R^2 \right) = p_g - p_l - (2\Sigma/a_b) - 4\mu_l \frac{w_R}{a_b} \left(1 + \frac{1}{4} \alpha_s \eta_{\mu} (a_b/a_{s*})^2 \right).$$

Здесь x_g – объемная доля газа в пузырьковой жидкости, Σ – коэффициент поверхностного натяжения на границе жидкости и газа; слагаемое w_A учитывает сжимаемость жидкости [10].

Для замыкания системы уравнений используются соотношения между истинными давлениями в фазах и эффективным давлением в скелете, а также уравнения, связывающие объемные содержания, истинные и приведенные плотности

$$p_{s*} = \alpha_s (p_s - p_l), \quad p_{s*} = -\frac{1}{3} \sigma_{s*}^{mm}, \quad \rho_j = \alpha_j \rho_j^{\circ}, \quad \rho_{l+g+h} = \alpha_l \rho_l^{\circ} + \alpha_g \rho_g^{\circ} + \alpha_h \rho_h^{\circ},$$

$$\alpha_s + \alpha_l + \alpha_g + \alpha_h = 1, \quad \alpha_g = \frac{4}{3} \pi a_b^3 n_b.$$

На основе метода Лакса-Вендроффа была разработана методика расчета движения пористой среды, содержащей включения гидрата, воду и пузырьки гидратообразующего газа, и проведено численное исследование распространения волн давления в такой среде. Возмущение в пористой среде ($x > 0$) создается волной, падающей из чистой жидкости ($x < 0$).

Было изучено влияние параметров среды и исходного импульса на эволюцию волн в рассматриваемой пористой среде. В качестве примера на рисунке 1 приведено изменение полного напряжения, давления в жидкости и температуры в газовых пузырьках в волне разрежения, прошедшей в содержащую гидрат пористую среду. Расчеты показывают, что при вхождении в пористую среду начальный импульс разделяется на быструю (деформационную) и медленную (фильтрационную) волны. Прохождение быстрой волны отмечено скачкообразным изменением полного напряжения, а приход медленной волны характеризуется постепенным изменением порового давления. В случае волны сжатия в медленной волне наблюдаются затухающие колебания, связанные с пульсациями пузырьков. Период колебаний совпадает с периодом собственных колебаний пузырьков. Увеличение начального равновесного давления приводит к росту скоростей деформационной и фильтрационной волн. В случае взаимодействия с пористой средой волны разрежения колебаний давления в медленной волне не наблюдается.

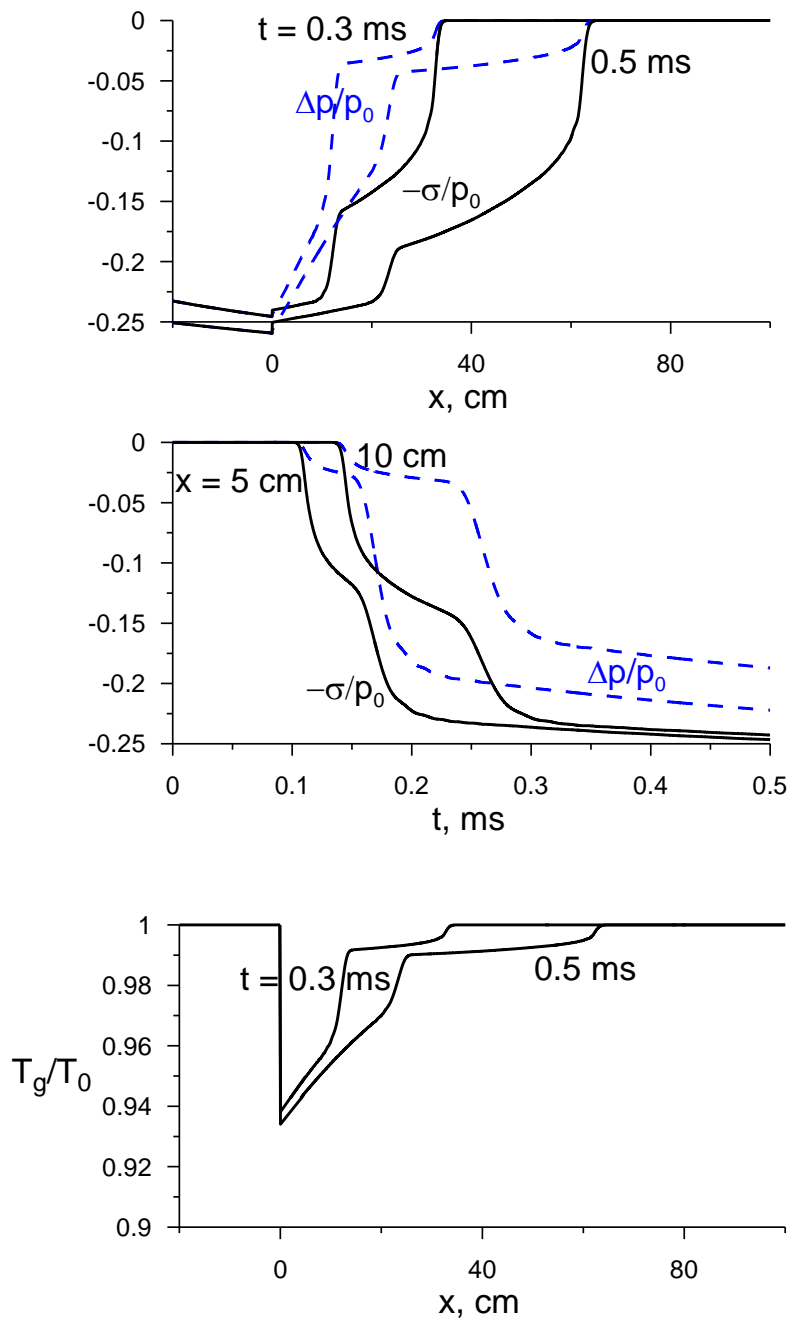


Рисунок 1 – Изменение полного напряжения ($-\sigma$, сплошная линия), давления в жидкости (p , штриховая линия) и температуры газа (T_g) при прохождении в пористую среду волны разрежения ступенчатого профиля. Амплитуда падающей волны равна $-0.2 p_0$, начальные давление и температура в среде $p_0 = 5.5$ МПа, $T_0 = 280$ К. Начальные объемные содержания фаз равны: скелета пористой среды 0.6, газового гидрата 0.2, воды 0.196, газа 0.004.

Расчеты показали, что учет процессов образования/разложения газового гидрата в пористой среде на рассматриваемых временных интервалах не оказывают заметного влияния на характер распространения волны.

2. Сопоставление и анализ моделей фильтрации, отличающихся степенью сложности и учета неоднородности фильтрационно-емкостных параметров пористой среды

На сегодняшний момент известно достаточно большое число моделей двухфазной фильтрации, описывающих разнообразные процессы в средах с различной неоднородностью фильтрационно-емкостных параметров и отличающихся структурой уравнений. Например, модели фильтрации в пористых средах и в трещиновато-пористых средах. Для математических моделей разработаны методы их численной реализации, в ряде случаев получены точные решения. В этой связи представляет интерес сведение уравнений фильтрации в неоднородных средах к уравнениям с известной структурой. В данной работе получен один из таких примеров, когда уравнения для описания циклического воздействия на неоднородный пласт могут быть сведены к уравнениям, описывающим фильтрацию в среде с двойной пористостью.

Метод циклического заводнения, являющийся одним из наименее затратных методов увеличения нефтеотдачи пластов, был предложен и развит в ряде работ [11-13]. В этих работах предложены достаточно простые методики расчета циклического заводнения, основанные на решении одномерных задач. В последнее время получило широкое распространение трехмерное гидродинамическое моделирование с использованием гидродинамических симуляторов. При этом, для расчета циклического заводнения на гидродинамическом симуляторе типа ECLIPSE требуется значительно больше времени, чем для расчета обычного заводнения.

Основной причиной, из-за которой возникают трудности использования обычных уравнений двухфазной фильтрации, является существование ограничения на шаг по времени, превышение которого делает расчет некорректным и недостоверным (например, расчетный эффект от циклического воздействия часто оказывается близким к нулю). Дело в том, что шаг по времени ограничен не только условием устойчивости разностной схемы или условием конечности изменения определенной величины (например, нефтенасыщенности) за один шаг. При расчетах циклического заводнения наиболее значимое ограничение состоит в том, что временной шаг должен быть намного меньше полупериода колебаний. В этой связи и возникает необходимость вывода уравнений фильтрации, которые позволили бы выполнить расчет за приемлемое время (то есть за время моделирования обычного заводнения).

В данной работе предложены осредненные по периоду уравнения фильтрации и выражение для интенсивности перетоков жидкости между слоями в случае периодического (синусоидального) закона изменения параметров на границах расчетной области. Верификация предложенных уравнений выполнена путем сопоставления расчетов на основе обычных уравнений двухфазной фильтрации. Показано, что осредненные по времени уравнения двухфазной фильтрации в случае неоднородной по вертикали фильтрационно-емкостных параметров,

описывающие периодическое воздействие на пласт в виде заводнения, имеют такой же вид, как и уравнения двойной пористости.

Запишем уравнения двухфазной фильтрации слабосжимаемых флюидов с учетом циклического воздействия [14]:

$$S_l(\phi\beta_l + \beta_c) \frac{\partial p}{\partial t} + \phi \frac{\partial S_l}{\partial t} + Q_l = \text{div}(\lambda_l(\nabla p - \gamma_l \nabla D)). \quad (l = w, o) \quad (1)$$

В этих уравнениях индексом l внизу отмечены величины, относящиеся к l -ой фазе (w – вода; o – нефть); $S_w + S_o = 1$; p – давление; S – насыщенность; $\lambda = kk_r / \mu$ – подвижность; μ – вязкость; k_r – относительная проницаемость; k – проницаемость; β – сжимаемость; γ – удельный вес; ϕ – пористость; β_c – сжимаемость горной породы; D – глубина; Q – интенсивность внутренних источников (скважин).

Чтобы снять связанное с продолжительностью цикла ограничение на расчетный шаг по времени, необходимо осреднить уравнения (1) по времени цикла [15]. Пусть на всех скважинах колебания осуществляются с одинаковым периодом T , но, в общем случае, с разными фазами и амплитудами. При осреднении по времени давление p и водонасыщенность S представляются в виде суммы гладкой и пульсационной составляющей

$$p = \bar{p} + p', \quad S = \bar{S} + S'.$$

При этом допускается, что насыщенности фаз за один цикл изменяются незначительно, а время выравнивания давления в слоях пренебрежимо мало. Кроме того, осредним уравнения (1) еще и по толщине слоев гидродинамической модели. Для простоты будем использовать двухслойную гидродинамическую модель. Параметры слоев можно рассчитать с помощью специальной процедуры [13] или [16], используя данные трехмерной гидродинамической модели или РИГИС. В результате осреднения уравнений (1) по толщине слоев и по времени цикла получаются следующие двумерные уравнения для гладких составляющих давления и насыщенностей фаз:

$$h_i \bar{S}_{li}(\phi_i \beta_l + \beta_c) \frac{\partial \bar{p}}{\partial t} + h_i \phi_i \frac{\partial \bar{S}_{li}}{\partial t} + \bar{Q}_{li} = (-1)^i \bar{q}_l + \text{div}(h_i \bar{\lambda}_{li}(\nabla \bar{p} - \gamma_l \nabla D)), \quad (2)$$

где $\bar{S}_{wi} + \bar{S}_{oi} = 1$; индексом i внизу обозначены параметры, относящиеся к i -му слою; h – толщина

слоя. Влияние циклического заводнения учитывается через источники членов \bar{q}_l в правых частях уравнений (2), которые являются замыкающими соотношениями для этих уравнений. По аналогии граничные условия для уравнений (2) получаются осреднением соответствующих условий для уравнений (1). Для замыкания уравнений (2) должны быть определены \bar{q}_l .

В работе [11] предложена простая модель обмена флюидами между слоями, которая получила развитие в [13]. Согласно этой модели после завершения цикла часть воды остается в слое, имеющем меньшую водонасыщенность. При этом насыщенности фаз мгновенно распределяются равномерно по толщине слоев. Этот эффект характеризуется так называемым коэффициентом удержания воды, который будет обозначен через β (без индекса внизу). Коэффициент β равен доле объема воды, оставшейся в слое с меньшей водонасыщенностью (обычно это низкопроницаемый слой) после завершения цикла. Однако, как показало детальное исследование механизма обмена фазами между слоями [15], вода не распределяется равномерно по их толщине, а концентрируется вблизи границы раздела слоев. При этом наиболее значимым механизмом обмена фазами между слоями является различие относительных фазовых проницаемостей (ОФП) в зависимости от направления фильтрации. Тем не менее, модель [13] хорошо известна и удобна. Поэтому представляется целесообразным ее модифицировать таким образом, чтобы она описывала эффекты, возникающие из-за различия фазовых проницаемостей в зависимости от направления фильтрации, описанные в работе [15]. В этой связи осредненное за период значение интенсивности межслойного перетока фаз (воды и нефти) \bar{q}_l представляется в следующем виде

$$\bar{q}_w = \beta \bar{q} (f_{w1}(\bar{S}_1) - f_{w2}(\bar{S}_2)) = -\bar{q}_o, \quad (3)$$

$$f_w = \frac{\lambda_w}{\lambda_w + \lambda_o}, \quad \bar{q} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T q^2 dt},$$

где f_w – функция Баклея-Левверетта в вертикальном направлении (перпендикулярном напластованию); q и \bar{q} – текущее и среднеквадратическое значения интенсивности межслойного перетока жидкости за период цикла; \bar{S}_1 и \bar{S}_2 – осредненные за период насыщенности слоев 1 и 2 соответственно. Выражение (3) в частном случае при $f_w = \bar{S}_w$ (модель «разноцветных жидкостей») рассматривалось в [12]. Таким образом, для замыкания уравнений (2) остается определить интенсивность межслойного перетока жидкости q , коэффициент удержания воды β и модифицированные ОФП. Для этой цели предлагаются специальные процедуры, представляющие

собой своего рода «апскейлинг» гидродинамической модели по пространству и времени.

Выражение для q можно получить в результате принятия ряда допущений. В частности, допущения о слабом изменении по горизонтали параметров слоев и насыщенностей фаз. С точностью до малых величин это выражение [13], обобщенное на случай различных подвижностей фаз, имеет следующий вид:

$$q = \psi \frac{\partial p'}{\partial t}, \quad \psi = \beta_* \frac{(\bar{\lambda}_1 - \bar{\lambda}_2) h_1 h_2}{\bar{\lambda}_1 h_1 + \bar{\lambda}_2 h_2}, \quad \bar{\lambda} = \bar{\lambda}_w + \bar{\lambda}_o, \quad \beta_* = \beta_c + \phi (\bar{S}_w \beta_w + \bar{S}_o \beta_o).$$

В результате получается, что интенсивность межслойного перетока жидкости вычисляется на основе решения уравнения для пульсационной составляющей давления:

$$\beta_* \frac{\partial p'}{\partial t} = \text{div} (\bar{\lambda} \nabla p'). \quad (4)$$

Для этого уравнения могут быть заданы, в частности, следующие граничные условия:

– на внешнем контуре: $p'|_{\Gamma} = 0$ или $\frac{\partial p'}{\partial n}|_{\Gamma} = 0$;

– на i -ой скважине (внутреннем контуре) давление или дебит изменяются по закону

$$p'|_{\gamma_i} = p_{ai} \sin(\omega t + \varphi_i), \quad Q'|_{\gamma_i} = - \int_{\gamma_i} \lambda \frac{\partial p'}{\partial n} d\sigma = Q_{ai} \sin(\omega t + \varphi_i). \quad (5)$$

В представленных граничных условиях $\omega = 2\pi / T$, φ – соответственно круговая частота и фаза колебаний; p_{ai} , Q_{ai} – амплитуда колебаний забойного давления и дебита соответственно. Формула (5) относится как к нагнетательным, так и к добывающим скважинам. Начальные условия не задаются (задача без начальных условий).

Если решать уравнение (4) с использованием обычных численных методов, то задача ненамного упростится по сравнению с решением исходной системы (1), поскольку для него остается в силе ограничение на шаг по времени. Чтобы обойти это ограничение будем искать решение уравнения (4) при сформулированных выше условиях в следующем виде:

$p' = A \cos \omega t + B \sin \omega t$. Тогда возводя в квадрат выражение для производной по времени

$$\frac{\partial p'}{\partial t} = -\omega A \sin \omega t + \omega B \cos \omega t$$
 и выполняя осреднение за период колебаний согласно (3), получим

следующее выражение для среднеквадратичной интенсивности перетоков жидкости между

СЛОЯМИ:

$$\bar{q} = \psi \omega \sqrt{\frac{1}{2}(A^2 + B^2)} .$$

Уравнения (1) будут выполняться в каждый момент времени, если функции координат A и B удовлетворяют следующим уравнениям:

$$\operatorname{div}(\lambda \nabla A) = \beta_* \omega B, \quad \operatorname{div}(\lambda \nabla B) = -\beta_* \omega A .$$

Для A и B задаются следующие граничные условия:

– на внешних границах $A, B|_{\Gamma} = 0$ или $\frac{\partial A}{\partial n}|_{\Gamma} = 0, \quad \frac{\partial B}{\partial n}|_{\Gamma} = 0$;

– на внутренних границах (скважинах)

$$A|_{\gamma_i} = p_{ai} \sin \varphi_i, \quad B|_{\gamma_i} = p_{ai} \cos \varphi_i \quad \text{или} \quad \frac{\partial A}{\partial n}|_{\gamma_i} = Q_{ai} \sin \varphi_i, \quad \frac{\partial B}{\partial n}|_{\gamma_i} = Q_{ai} \cos \varphi_i .$$

Здесь учтено, что $\sin(\omega t + \varphi_i) = \cos \varphi_i \sin \omega t + \sin \varphi_i \cos \omega t$.

В работах [11, 13] коэффициент удержания предполагается известным из эксперимента, а ОФП одинаковы для вертикального и горизонтального направлений. В настоящей работе параметры для упрощенных уравнений предлагается определять из приближенного решения «точных» уравнений (1). Суть предлагаемой процедуры, в некоторой степени схожей с процедурой апскейлинга геолого-гидродинамических моделей, заключается в следующем. Рассмотрим область из двух соседних по вертикали ячеек. В выделенной области производится решение исходных уравнений фильтрации (1) с «периодическими» граничными условиями (5) на вертикальных (перпендикулярных основному направлению потока) границах этих ячеек. Затем решаются уравнения (2) с осредненными за период цикла граничными условиями (то есть с условиями постоянного давления). Коэффициент удержания воды и модифицированные ОФП выбираются таким образом, чтобы достигнуть наилучшего совпадения потоков фаз через границы ячеек, рассчитанных с использованием точных и осредненных уравнений. Процедура производится для всех пар соседних ячеек. В отличие от работы [15] здесь учитывается не только вертикальная, но и горизонтальная составляющая скорости фильтрации. Для более точного расчета коэффициента удержания и ОФП в вертикальном направлении две соседних по вертикали

ячейки двухслойной модели могут быть разбиты на множество ячеек.

Выполним апробацию предложенных выше осредненных уравнений на синтетическом примере циклического заводнения двухслойного пласта, разрабатываемого с помощью пятиточечной сетки скважин. Параметры задачи следующие: размеры рассматриваемого участка $500 \times 500 \times 20$ м. В центре участка находится нагнетательная скважина, по углам – добывающие скважины. На нагнетательной скважине забойное давление изменяется по закону (5), а на добывающих скважинах оно постоянно и равно 3.5 МПа. Среднее за период забойное давление на нагнетательной скважине – 10 МПа. Период и амплитуда циклического воздействия равны соответственно 15 сут. и 5 МПа. Продолжительность применения циклического воздействия - 150 лет (при этом расчетный шаг по времени составлял 0.5 сут.). Параметры слоев по латерали одинаковы. При этом проницаемости слоев равны соответственно 10^{-12} м² и 10^{-15} м²; толщины слоев равны 10 м; пористость слоев – 0.3; критические насыщенности нефти и воды в обоих слоях равны 0.2; относительные фазовые проницаемости имеют вид

$$k_{rw} = 0.1 \left(\frac{S_w - 0.2}{0.6} \right)^2, \quad k_{ro} = \left(\frac{0.8 - S_w}{0.6} \right)^2.$$

При решении осредненных уравнений модифицированные ОФП по вертикали (3) выбирались такими же, как и по латерали. Сжимаемость воды 10^{-11} 1/Па, нефти – 10^{-10} 1/Па, горная порода несжимаема. Вязкость воды – 10^{-3} Па·с, вязкость нефти – $3 \cdot 10^{-3}$ Па·с.

Для расчетов рассматривались два варианта. В первом из них начальная водонасыщенность высокопроницаемого слоя равна 0.42, во втором – 0.8. Водонасыщенность низкопроницаемого слоя для обоих вариантов полагалась равной 0.2.

Целью расчетов являлось определение коэффициента удержания воды с помощью предложенного выше метода и сопоставление расчетов, полученных на основе обычных и осредненных уравнений. Расчеты обводненности и накопленной добычи нефти для первого варианта представлены на рисунке 2. Для сравнения приведены расчеты, выполненные для добычи нефти без выполнения операции циклического заводнения. Видно, что полученные результаты (накопленная добыча нефти и обводненность, рассчитанные на симуляторе и по предложенной методике) весьма близки. Удовлетворительное совпадение результатов получилось также и для второго варианта (рисунок 3). Как следует из рисунков 2 и 3 эффект от циклического воздействия в значительной степени зависит от содержания нефти в высокопроницаемом слое на момент начала циклического воздействия.

Значение коэффициента удержания воды β , определенного по описанной выше процедуре для первого варианта равно 0.7, а для второго – 0.58. Следует обратить внимание, что в данном

подходе к моделированию процесса циклического заводнения коэффициент β является подстраиваемым параметром, определяемым в результате специальной процедуры огрубления исходных уравнений таким образом, чтобы результаты, полученные с использованием исходных и осредненных уравнений, отличались как можно меньше. Поэтому в различных вариантах расчета коэффициент β может принимать различные значения.

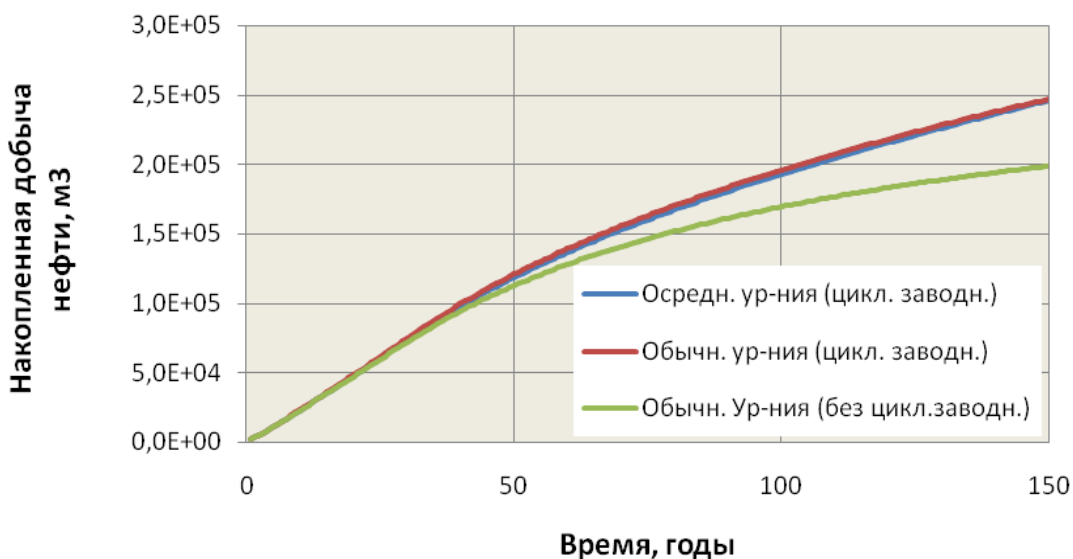
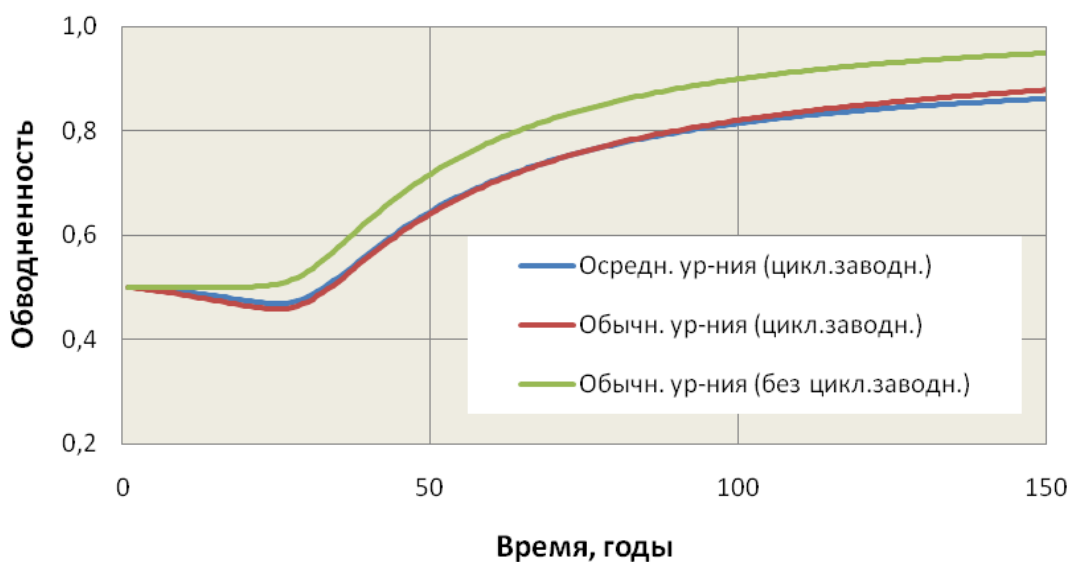


Рисунок 2 – Зависимость обводненности (сверху) и накопленной добычи нефти (снизу) от времени для первого варианта (начальная водонасыщенность высокопроницаемого слоя – 0.42).

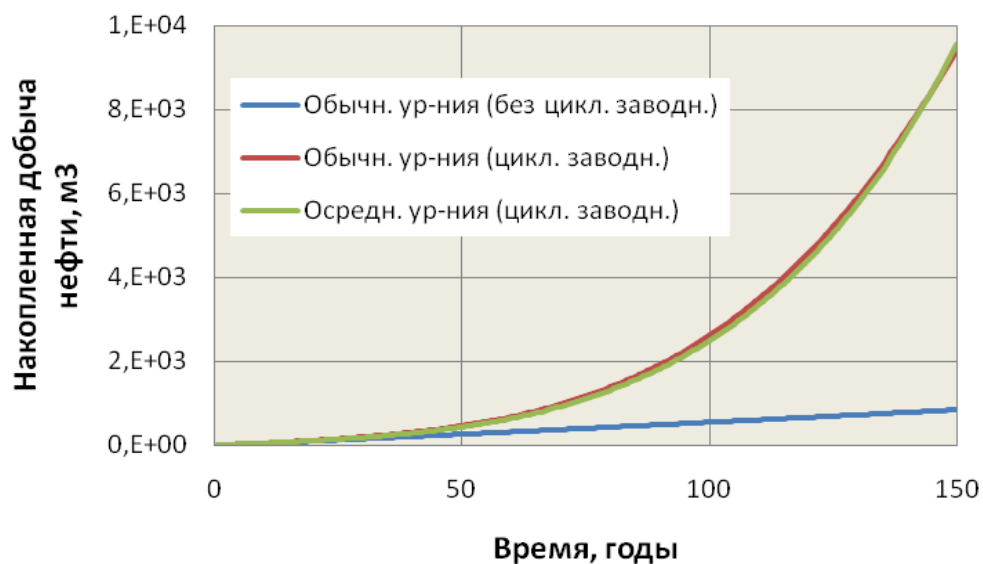
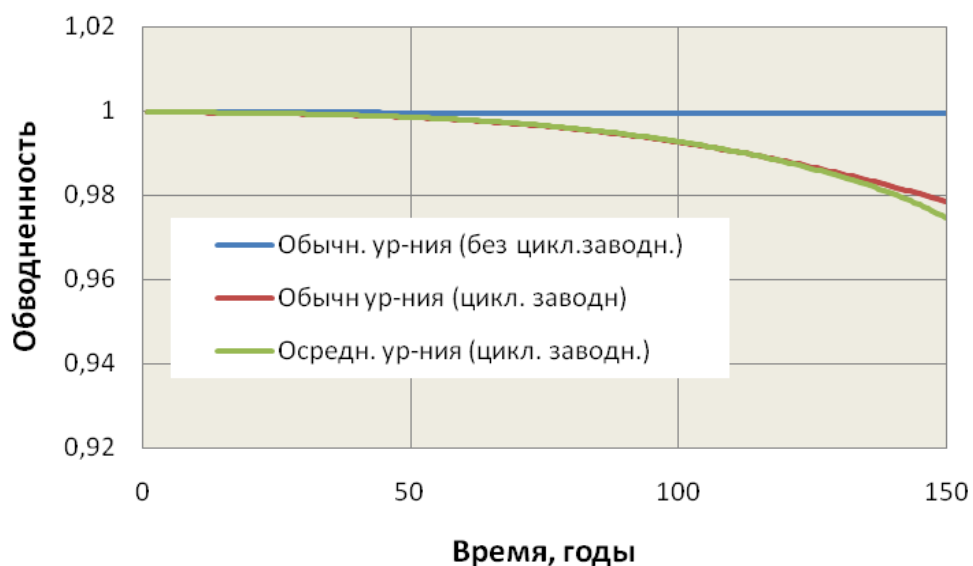


Рисунок 3 – Зависимость обводненности (сверху) и накопленной добычи нефти (снизу) от времени для второго варианта (начальная водонасыщенность высокопроницаемого слоя – 0.8).

На рисунке 4 представлены расчеты по изменению во времени накопленной добычи нефти на одном из месторождений Казахстана. На рисунке 5 приведена соответствующая карта средней по толщине пласта водонасыщенности на участке этого месторождения и показана расстановка скважин. Из рисунка 4 видно хорошее соответствие результатов расчетов, выполненных на основе обычных и осредненных уравнений.

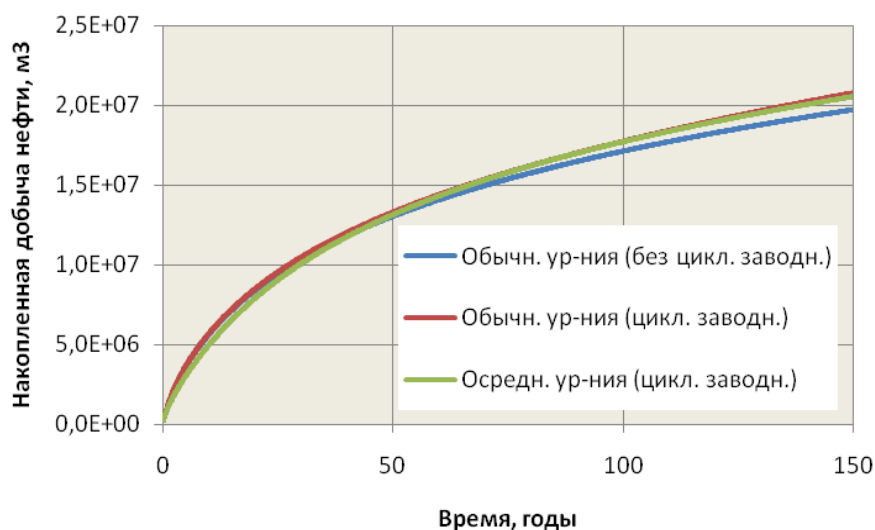


Рисунок 4 – Зависимость накопленной добычи нефти от времени для участка нефтяного месторождения.

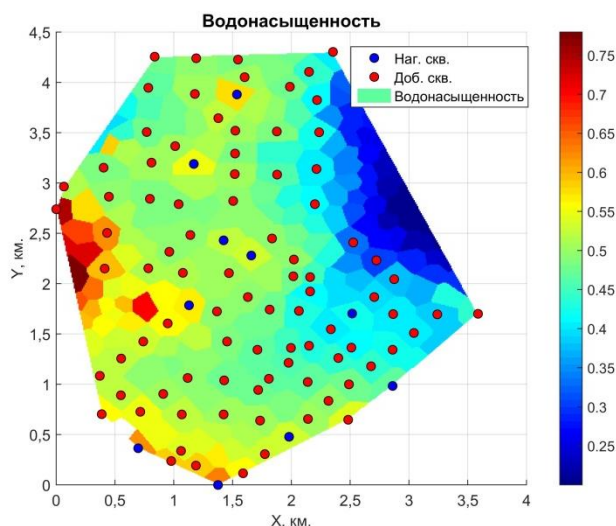


Рисунок 5 – Карта осредненной по толщине пласта водонасыщенности для участка нефтяного месторождения.

Таким образом, представленные результаты свидетельствуют о том, что предложенная модель циклического заводнения, основанная на осредненных по периоду уравнениях двухфазной фильтрации, дает хорошую точность расчетов параметров циклического заводнения, при этом время расчета в этом случае значительно (в десятки раз) меньше по сравнению с традиционным расчетом.

3. Исследование вытеснения нефти водой из зонально-неоднородной пористой среды с цилиндрической симметрией

Разработка нефтяных месторождений обычно проводится при симметричной расстановке скважин. В качестве примера можно привести семиточечную или девятиточечную схему расстановки, при которых процесс вытеснения приближенно обладает цилиндрической симметрией. Представляет интерес сравнение динамики добычи нефти и коэффициента извлечения нефти (КИН) в двух случаях. Первый случай – когда нагнетательная скважина расположена в центре, а добывающие скважины – по контуру. Во втором случае нагнетательный ряд расположен по контуру, а добывающая скважина – в центре. В первом приближении задачу вытеснения нефти водой из такого зонально-неоднородного пласта можно считать одномерной, при этом зоны отличаются значениями фильтрационно-емкостных свойств, а также значениями толщины и длины.

Рассмотрим следующую постановку задачи. Пусть в центре пласта находится нагнетательная скважина радиуса r_w , давление на которой постоянно по времени и равно $P_{inj} = P_w$. В зоне отбора $P_{prod} = P_k$ при $r = R_k$ (R_k – радиус контура питания) (рисунок 6). Перепад давлений между линиями нагнетания и отбора постоянен во времени $\Delta P(t) = P_w - P_k = \text{const}$.

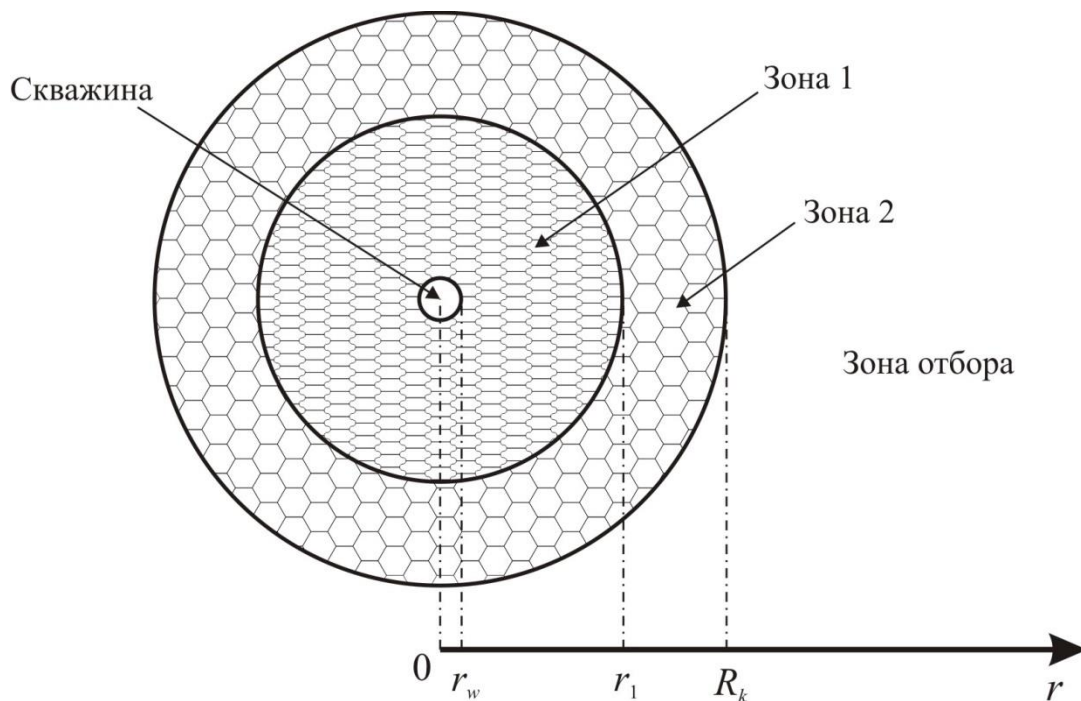


Рисунок 6 – Схематичное представление распределения параметров пласта в зонально-неоднородном пласте.

Пространственные распределения проницаемости k , пористости ϕ , толщины пласта h и начальной водонасыщенности $s(x,0)$ в пласте имеют вид:

$$k = \begin{cases} k_1, & r_w \leq r \leq r_1 \\ k_2, & r_1 < r \leq r_2 \end{cases} \quad \phi = \begin{cases} \phi_1, & r_w \leq r \leq r_1 \\ \phi_2, & r_1 < r \leq r_2 \end{cases} \quad h = \begin{cases} h_1, & r_w \leq r \leq r_1 \\ h_2, & r_1 < r \leq r_2 \end{cases}$$

$$s(r,0) = s_0(r) = s_{wc} = \text{const} \quad (r_w \leq r \leq r_2),$$

где $r_2 = R_k$, s_{wc} – критическая водонасыщенность. При этом значения k_1 , ϕ_1 , h_1 и k_2 , ϕ_2 , h_2 являются константами.

Согласно [17, 18] решение задачи плоскорадиального вытеснения нефти водой для изменяющихся вдоль оси r геометрических и фильтрационно-емкостных параметров можно преобразовать к виду:

$$\bar{r} = f'(s) V(t), \tag{6}$$

$$\text{где } \bar{r} = \int_{r_w}^r \varphi(r) \omega(r) dr, \quad V(t) = \int_0^t q(t') dt', \quad \omega(r) = 2\pi h(r)r.$$

В (6) через $\omega(r)$ - поперечное сечение, $V(t)$ – объем закачанной жидкости, $f(s) = \frac{k_{rw}(s) / \mu_w}{\sigma(s)}$ – функция Баклея–Лeverетта, $\sigma(s) = \sum_{i=w,o} k_{ri}(s) / \mu_i$, k_{ro} и k_{rw} – ОФП воды и нефти; μ_o и μ_w – вязкости воды и нефти соответственно.

Объёмный расход жидкости можно выразить через закон Дарси:

$$q(t) = -k(r)\sigma(s)\omega(r) \frac{dP}{dr}. \tag{7}$$

Уравнение движения скачка водонасыщенности можно получить из (6) путем дифференцирования по времени:

$$\frac{d\bar{r}_c}{dt} = F_c q(t), \tag{8}$$

где $F_c = f'(s_c)$; s_c и \bar{r}_c - соответственно водонасыщенность на фронте скачка и его координата.

Процесс вытеснения нефти разделим на три этапа: 1-й этап – когда фронт вытеснения находится в первой зоне (координата фронта r_c изменяется от r_w до r_1); 2-й — во второй зоне (от r_1 до R_k), и третий – от момента прорыва воды до момента, когда ее доля в потоке станет равной $f=f^*$. В безводный период в качестве независимой переменной выберем координату фронта вытеснения, а после прорыва – производную от водонасыщенности на добывающем ряде галереи скважин.

Последовательно рассмотрим три этапа: первый ($r_w \leq r_c \leq r_1$), второй ($r_1 \leq r_c \leq r_2$) и третий ($r_c > r_2$). Вычислим время прохождения фронтом вытеснения каждой зоны. Разность давлений между линиями нагнетания и отбора жидкости выражается через градиент давления следующим образом:

$$\Delta P'(t) = P(r_2) - P(r_w) = \int_{r_w}^{r_2} \frac{\partial P}{\partial r} dr = \int_{\bar{r}_w}^{\bar{r}_2} \frac{\partial P}{\partial \bar{r}} d\bar{r}, \quad \Delta P'(t) = -\Delta P(t) = \text{const} .$$

Подставляя в это выражение закон Дарси (7) и учитывая распределение фильтрационно-емкостных параметров вдоль пространственной координаты r , получим:

$$\frac{\Delta p}{q(t)} = \frac{\Delta p}{\tilde{q}(\bar{r}_c)} = \int_{\bar{r}_w}^{\bar{r}_2} \frac{d\bar{r}}{k(r)\varphi(r)\omega^2(r)\sigma(s)} . \quad (9)$$

Интегралы в слагаемых, которые описывают двухфазное течение в зонах, с использованием подстановок:

$$V(t) = \frac{\bar{r}}{F} = \frac{\bar{r}_c}{F_c}, \quad d\bar{r} = \frac{\bar{r}_c}{F_c} dF, \quad F = f'(s), \quad \sigma(s) = \frac{1}{\mu_w} \bar{\sigma}(s)$$

преобразуются к следующему виду:

$$\int_a^b \frac{d\bar{r}}{\omega^2(\bar{r})\sigma(s)} = \frac{\mu_w \varphi_i}{4\pi h_i} \psi_{z_i}(z_i(\bar{r}_a), z_i(\bar{r}_b)), \quad (i = 1, 2 - \text{номер зоны}) ,$$

$$\psi_{z_i} = \int_a^b \frac{dz_i}{z_i \sigma_{o,i}(z_i)}, \quad \sigma_{o,i}(z_i) = \mu_w \sigma(s), \quad z_i = \begin{cases} 1 + A_1 \bar{r} \\ 1 + A_2 (\bar{r} - \bar{r}_1) \end{cases}, \quad A_i = \frac{4\pi h_i}{\varphi_i w_i^2}, \quad w_1^2 = 4\pi^2 h_1^2 r_w^2, \quad w_2^2 = 4\pi^2 h_2^2 r_1^2 .$$

Интегрируя уравнение (8) по \bar{r}_c от \bar{r}_w до \bar{r}_1 , получим время прохождения скачком первой зоны:

$$\Delta t_{11} = \frac{1}{F_c} \frac{1}{\Delta p} \left[\frac{\mu_w \varphi_1}{4k_1} r_w^2 \int_1^{r_1^2/r_w^2} \psi_{z_1}(1, \theta) d\theta + \frac{\mu_o \varphi_1}{4k_1} \left[(r_1^2 - r_w^2) - 2r_w^2 \ln \frac{r_1}{r_w} \right] + \frac{\mu_o \varphi_1 h_1}{4k_2 h_2} (r_1^2 - r_w^2) \ln \frac{r_2}{r_1} \right].$$

Аналогично можно получить время прохождения скачком второй зоны, интегрируя уравнение (8) по \bar{r}_c от \bar{r}_1 до \bar{r}_2 , получим:

$$\Delta t_{12} = \frac{1}{F_c} \frac{1}{\Delta p} \left[\frac{\mu_w \varphi_2 h_2}{4k_1 h_1} (r_2^2 - r_1^2) \psi_{z_1} \left(1, \frac{r_1^2}{r_w^2} \right) + \frac{\mu_w \varphi_2}{4k_2} r_1^2 \int_1^{r_2^2/r_1^2} \psi_{z_2}(1, \theta) d\theta + \frac{\mu_o \varphi_2}{4k_2} \left[(r_2^2 - r_1^2) - 2r_1^2 \ln \frac{r_2}{r_1} \right] \right].$$

На третьем этапе вытеснения нефти водой время отсчитывается от момента подхода скачка водонасыщенности к добывающему ряду галереи скважин ($r = r_2$) до момента достижения предельного значения обводненности $f = f^*$. Выразим это время через f^* , используя следующие соотношения:

$$V = \frac{\bar{r}_2}{F_L} = \frac{\bar{r}}{F}, \quad d\bar{r} = \frac{\bar{r}_2}{F_L} dF, \quad F_L = f'(s_L), \quad s_L = s(r, t), \quad q(t) = \frac{dV}{dt} = -\frac{\bar{r}_2}{F_L^2} \frac{dF_L}{dt}.$$

Отсюда получим: $dt = -\frac{1}{q(t)} \frac{\bar{r}_2}{F_L^2} dF_L$.

Подставляя выражение для расхода жидкости (9) в это соотношение и интегрируя левую часть по t , а правую — по F_L от F_c до F^* , получим время с момента прорыва воды, за которое обводненность достигает предельного значения f^* :

$$\Delta t_{13} = \frac{\bar{r}_2}{\Delta p} \int_{F_c}^{F^*} \left[\frac{\mu_w}{4\pi h_1 k_1} \psi_{z_1} \left(1, \frac{r_1^2}{r_w^2} \right) + \frac{\mu_w}{4\pi h_2 k_2} \psi_{z_2} \left(1, \frac{r_2^2}{r_1^2} \right) \right] \frac{1}{F_L^2} dF_L.$$

Решение задачи в случае, когда точки нагнетания и отбора меняются местами, т.е. линия нагнетания находится при $r = r_2$, а линия отбора при $r = r_w$, производится по аналогии. В этом случае:

$$\bar{r} = \int_r^{r_2} \varphi(r) \omega(r) dr.$$

Выражения для времен на каждом из этапов процесса вытеснения нефти водой для схемы Бакли-Левретта имеют вид:

$$\Delta t_{21} = \frac{1}{F_c} \frac{1}{\Delta p} \left[\frac{\mu_w \varphi_2}{4k_2} r_2^2 \int_{r_1^2/r_2^2}^1 \psi_{z_3}(1, \theta) d\theta + \frac{\mu_o \varphi_2}{4k_2} \left[(r_2^2 - r_1^2) - 2r_1^2 \ln \frac{r_2}{r_1} \right] + \frac{\mu_o \varphi_2 h_2}{2k_1 h_1} (r_2^2 - r_1^2) \ln \frac{r_1}{r_w} \right],$$

$$\Delta t_{22} = \frac{1}{F_c} \frac{1}{\Delta p} \left[\frac{\mu_w \varphi_1 h_1}{4k_2 h_2} (r_1^2 - r_w^2) \psi_{z_3} \left(\frac{r_1^2}{r_2^2}, 1 \right) + \frac{\mu_w \varphi_1}{4k_1} r_1^2 \int_{r_w^2/r_1^2}^1 \psi_{z_4}(\theta, 1) d\theta + \frac{\mu_o \varphi_1}{4k_1} \left[2r_1^2 \ln \frac{r_1}{r_w} - (r_1^2 - r_w^2) \right] \right],$$

$$\Delta t_{23} = \frac{\bar{r}_w}{\Delta p} \int_{F_c}^{F^*} \left[\frac{\mu_w}{4\pi h_2 k_2} \psi_{z_3} \left(\frac{r_1^2}{r_2^2}, 1 \right) + \frac{\mu_w}{4\pi h_1 k_1} \psi_{z_4} \left(\frac{r_w^2}{r_1^2}, 1 \right) \right] \frac{1}{F_L^2} dF_L,$$

$$\sigma_{o,i}(z_i) = \mu_w \sigma(s), \quad z_i = \begin{cases} 1 - A_3 \bar{r} \\ 1 - A_4 (\bar{r} - \bar{r}_1) \end{cases}, \quad A_3 = \frac{4\pi h_2}{\varphi_2 w_3^2}, \quad A_4 = \frac{4\pi h_1}{\varphi_1 w_4^2}, \quad w_3^2 = 4\pi^2 h_2^2 r_2^2, \quad w_4^2 = 4\pi^2 h_1^2 r_1^2.$$

Определим теперь время, за которое произойдет полное вытеснение нефти из пласта в рамках схемы «поршневого» вытеснения (схема Лейбензона-Маскета). В соответствии с этой схемой позади фронта вытеснения мгновенно наступает полное замещение подвижной нефти водой. В этой связи третий этап вытеснения будет вырожденным, т.к. обводненность добываемой жидкости после достижения фронтом добывающего ряда будет равна 1. Распределение $\sigma(s)$ в пласте имеет вид:

$$\sigma(s) = \begin{cases} 1/\mu_w, & r_w \leq r \leq r_c \\ 1/\mu_o, & r_c < r \leq r \end{cases}$$

Время, за которое происходит полное вытеснение нефти из пласта, равно:

$$t_{B1} = \Delta t_{11} + \Delta t_{12},$$

$$\Delta t_{11} = \frac{\varphi_1}{\Delta p} \left[\frac{\mu_w}{k_1} \left(\frac{1}{2} r_1^2 \ln \left(\frac{r_1}{r_w} \right) - \frac{1}{4} (r_1^2 - r_w^2) \right) + \frac{\mu_o}{k_1} \left(\frac{1}{4} - \frac{1}{2} r_w^2 \ln \left(\frac{r_1}{r_w} \right) \right) + \frac{1}{2} \frac{\mu_o}{k_2} (r_1^2 - r_w^2) \ln \left(\frac{r_2}{r_1} \right) \right],$$

$$\Delta t_{12} = \frac{\varphi_2}{\Delta p} \left[\frac{1}{2} \frac{\mu_w}{k_1} (r_2^2 - r_1^2) \ln \left(\frac{r_1}{r_w} \right) + \frac{\mu_w}{k_2} \left(\frac{1}{2} r_2^2 \ln \left(\frac{r_2}{r_1} \right) - \frac{1}{4} (r_2^2 - r_1^2) \right) + \frac{\mu_o}{k_2} \left(\frac{1}{4} (r_2^2 - r_1^2) - \frac{1}{2} r_1^2 \ln \left(\frac{r_2}{r_1} \right) \right) \right],$$

где $k' = 2\pi hk$, $\varphi' = 2\pi h\varphi$.

Если поменять местами зоны отборы и нагнетания (в центре будет добывающая скважина, по контуру – зона нагнетания), то полное вытеснение нефти из пласта будет происходить за следующий период времени:

$$t_{B2} = \Delta t_{21} + \Delta t_{22},$$

$$\Delta t_{21} = \frac{\varphi_2}{\Delta p} \left[\frac{1}{2} \frac{\mu_o}{k_1} (r_2^2 - r_1^2) \ln \left(\frac{r_1}{r_w} \right) + \frac{\mu_o}{k_2} \left(\frac{1}{2} r_2^2 \ln \left(\frac{r_2}{r_1} \right) - \frac{1}{4} (r_2^2 - r_1^2) \right) + \frac{\mu_w}{k_2} \left(\frac{1}{4} (r_2^2 - r_1^2) - \frac{1}{2} r_1^2 \ln \left(\frac{r_2}{r_1} \right) \right) \right],$$

$$\Delta t_{22} = \frac{\varphi_1}{\Delta p} \left[\frac{\mu_o}{k_1} \left(\frac{1}{2} r_1^2 \ln \left(\frac{r_1}{r_w} \right) - \frac{1}{4} (r_1^2 - r_w^2) \right) + \frac{\mu_w}{k_1} \left(-\frac{1}{2} r_w^2 \ln \left(\frac{r_1}{r_w} \right) \right) + \frac{1}{2} \frac{\mu_w}{k_2} (r_1^2 - r_w^2) \ln \left(\frac{r_2}{r_1} \right) \right].$$

Разность этих времен составляет:

$$\Delta t^{JM} = t_{B1} - t_{B2} = \frac{1}{2\Delta p} (\mu_w - \mu_o) f,$$

$$f = \frac{h_2 \varphi_2}{h_1 k_1} (r_2^2 - r_1^2) \ln \left(\frac{r_1}{r_w} \right) - \frac{h_1 \varphi_1}{h_2 k_2} (r_1^2 - r_w^2) \ln \left(\frac{r_2}{r_1} \right) +$$

$$+ \frac{\varphi_1}{k_1} \left((r_1^2 + r_w^2) \ln \left(\frac{r_1}{r_w} \right) - (r_1^2 - r_w^2) \right) + \frac{\varphi_2}{k_2} \left((r_2^2 + r_1^2) \ln \left(\frac{r_2}{r_1} \right) - (r_2^2 - r_1^2) \right).$$

При однородном распределении параметров по зонам ($\varphi_1 = \varphi_2 = \varphi$, $h_1 = h_2 = h$, $k_1 = k_2 = k$) получается следующее равенство:

$$f = \frac{\varphi}{k} \left[(r_2^2 + r_w^2) \ln \left(\frac{r_2}{r_w} \right) - (r_2^2 - r_w^2) \right] \approx \frac{\varphi}{k} r_2^2 \left[\ln \left(\frac{r_2}{r_w} \right) - 1 \right] > 0 .$$

При $\mu_o > \mu_w$ выполняется неравенство $t_{e2} > t_{e1}$, а значит, вариант расположения зон отбора и нагнетания №1 является более предпочтительным в однородной среде.

Таким образом, в результате выполненного исследования показано, что в однородной среде вариант расположения нагнетательной скважины в центре является более предпочтительным, чем добывающей скважины. В неоднородной среде при больших различиях параметров пласта по зонам, может получиться так, что нагнетание нужно производить в зоне с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами.

4. Численное исследование диссоциации газового гидрата в пластовой системе с учетом образования льда в пористой среде

Добыча углеводородного сырья из газогидратных залежей является весьма сложной проблемой, которая требует тщательной и всесторонней теоретической проработки. Общепринятыми способами извлечения природного газа из таких залежей являются воздействие нагревания и/или понижения давления на газовые гидраты. Если разложение гидрата происходит не на газ и воду, а на газ и лед, то это позволяет уменьшить энергетические затраты на разработку газогидратных месторождений, так как удельная теплота фазового перехода гидрат – лед и газ значительно ниже теплоты фазового перехода гидрат – вода и газ. Для проведения теоретического исследования процесса разложения необходимо построить математическую модель.

Рассмотрим возникающее при отборе природного газа из гидратонасыщенной залежи течение к совершенной скважине в горизонтальном пласте, кровля и подошва которого непроницаемы. Принимая пласт однородным и изотропным, а также пренебрегая влиянием верхней и нижней границ, можно считать, что задача одномерная и параметры зависят только от радиальной координаты и времени.

Пусть продуктивный пласт заполнен в исходном состоянии газом (метаном) и его гидратом, начальная температура T_0 в пласте отрицательная:

$$t = 0, r \in [r_w, r_k]: T = T_0 < 0 \text{ } ^\circ\text{C}, p = p_0, S_h = S_{h0}, S_g = 1 - S_{h0} .$$

Здесь t – время; r – радиальная координата; r_w и r_k – радиус скважины и радиус контура питания;

S_j ($j = i, h, g$) – насыщенность пор j -й фазой (i – лед, h – гидрат, g – газ); S_{h0} – начальная гидратонасыщенность.

Положим, что через левую границу ($r = r_w$) из пласта отбирается газ:

$$t > 0, r = r_w : p = p_w < p_0, \quad \frac{\partial T}{\partial r} = 0,$$

где p_w – давление на забое газодобывающей скважины.

На правой границе запишем условия по температуре и давлению:

$$t > 0, r = r_k : \frac{\partial p}{\partial r} = 0, \quad \frac{\partial T}{\partial r} = 0.$$

Примем следующие допущения. Положим, что пористость пласта m постоянна, скелет пористой среды, газовый гидрат и лед несжимаемы и неподвижны. Будем полагать, что температуры пористой среды и насыщающего вещества совпадают (однотемпературный процесс).

Уравнения сохранения массы газа, льда и гидрата, закон Дарси, уравнение энергии и уравнение состояния для газа запишем в следующем виде:

$$\frac{\partial(\rho_g m S_g)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial r}(\rho_g m S_g v_g) = GJ, \quad (10)$$

$$\frac{\partial(\rho_i m S_i)}{\partial t} = (1 - G)J,$$

$$\frac{\partial(\rho_h m S_h)}{\partial t} = -J,$$

$$m S_g v_g = - \frac{k_g}{\mu_g} \frac{\partial p}{\partial r},$$

$$\rho c \frac{\partial T}{\partial t} + \rho_g c_g m S_g v_g \left(\frac{\partial T}{\partial r} + \varepsilon \frac{\partial p}{\partial r} \right) - \rho_g c_g m S_g \eta \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial r} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial t} (m \rho_h L_h S_h),$$

$$p = z \rho_g RT, \quad k_g = k S_g^3, \quad S_g + S_i + S_h = 1,$$

$$\varepsilon = -\frac{1}{\rho_g c_g} \frac{T}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial T} \right)_p, \quad \eta = \frac{1}{\rho_g c_g} - \varepsilon,$$

$$\rho c = (1-m)\rho_{sk} c_{sk} + m(S_g \rho_g c_g + S_i \rho_i c_i + S_h \rho_h c_h), \quad \lambda = (1-m)\lambda_{sk} + m(S_g \lambda_g + S_i \lambda_i + S_h \lambda_h),$$

где ρ_j и c_j ($j = g, i, h$) – плотность и удельная теплоемкость j -й фазы; ρ_{sk} , λ_{sk} и c_{sk} – плотность, коэффициент теплопроводности и удельная теплоемкость скелета пористой среды; J – интенсивность разложения газового гидрата; ε и η – коэффициент дросселирования и адиабатический коэффициент; k – абсолютная проницаемость пласта; v_g и μ_g – скорость и динамическая вязкость газа; R – удельная газовая постоянная; L_h – теплота разложения гидрата.

Для вычисления коэффициента сверхсжимаемости z будем использовать уравнение Латонова-Гуревича [19]:

$$z = (0.17376 \cdot \ln(T/T_c) + 0.73)^{p/p_c} + 0.1 \cdot p/p_c, \quad (11)$$

где T_c и P_c – эмпирические критические параметры для газа.

На основе уравнений системы можно записать уравнения пьезо- и температуропроводности:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{p}{T} \frac{\partial T}{\partial t} + \frac{p}{z} \frac{\partial z}{\partial t} - \frac{p}{S_g} \frac{\partial S_g}{\partial t} - \frac{p}{S_g} \frac{\rho_h}{\rho_g} G \frac{\partial S_h}{\partial t} + \frac{zRT}{mS_g} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\rho_g k_g}{\mu_g} \frac{\partial p}{\partial r} \right), \quad (12)$$

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \frac{\rho_g c_g}{\rho c} \left(\frac{k_g}{\mu_g} \frac{\partial p}{\partial r} \frac{\partial T}{\partial r} + \varepsilon \frac{k_g}{\mu_g} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 + mS_g \eta \frac{\partial p}{\partial t} \right) + \frac{1}{\rho c} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{m \rho_h L_h}{\rho c} \frac{\partial S_h}{\partial t}.$$

Для определения температуры фазового перехода «гидрат – газ и лед» используется следующая эмпирическая зависимость:

$$T = T_{0*} + T_* \ln \left(\frac{p}{p_{0*}} \right).$$

Система уравнений (11), (12) решалась численно с использованием неявной разностной схемы, метода прогонки, метода простых итераций и метода энтальпий для учета фазового перехода «гидрат – газ и лед» [20]. Для учета фазового перехода на каждой итерации во всех узлах пространственной сетки вычислялись температура и давление фазового перехода, затем

рассчитывались гидрато- и газонасыщенность. Итерационный процесс продолжался до тех пор, пока не будет достигнута приемлемая относительная погрешность между итерационными и новыми параметрами. На основе данного алгоритма разработан программный продукт «Hydrate Decomposition to Methane and Ice» неизотермической фильтрации газа с учетом разложения гидрата метана на газ и лед.

Проведена серия численных экспериментов. Если не оговорено дополнительно, то расчеты проводились при следующих параметрах: $p_0 = 2.8$ МПа; $p_w = 2$ МПа; $T_0 = 271$ К (-2.15°C); $r_w = 0.1$ м; $r_k = 500$ м; $m = 0.1$; $k = 10^{-14}$ м²; $S_{h0} = 0.2$; $p_c = 4.6$ МПа; $T_c = 190.56$ К; $c_{sk} = 1000$ Дж/(кг·К); $c_h = 2080$ Дж/(кг·К); $c_i = 2060$ Дж/(кг·К); $\lambda_{sk} = 1.5$ Вт/(м·К); $\lambda_h = 0.45$ Вт/(м·К); $\lambda_i = 2.2$ Вт/(м·К); $R = 518.3$ Дж/(кг·К); $\rho_{sk} = 2000$ кг/м³; $\rho_h = 900$ кг/м³; $\rho_i = 900$ кг/м³; $G = 0,12$; $L_h = 166$ кДж/кг; $T_{0*} = 271$ К; $T^* = 30$ К; $p_{0*} = 2.54$ МПа шаг по пространственной координате $\Delta r = 0.01$ м при $r \in [r_w, 10]$, $\Delta r = 0.1$ м при $r \in (10, 100]$, $\Delta r = 1$ м при $r \in (100, r_k]$ $r \in (100, r_k]$; время расчетов $t_{\text{end}} = 30 \times 24 \times 60 \times 60$ с = 30 сут; шаг по времени $\Delta t = 60$ с; значения c_g, λ_g, μ_g определялись путем интерполяции табличных данных для метана.

На рисунке 7 представлены распределения по координате r температуры и гидратонасыщенности при различных давлениях p_w на забое скважины. Из этого рисунка видно, что в зависимости от давления на забое скважины возможны три случая. Первый случай характеризуется отсутствием разложения гидрата, во втором случае диссоциация газового гидрата полностью происходит на фронтальной границе, в третьем – возникает протяженная (объемная) зона фазовых переходов. Также из рисунка 7 видно, что температура в трехфазной области

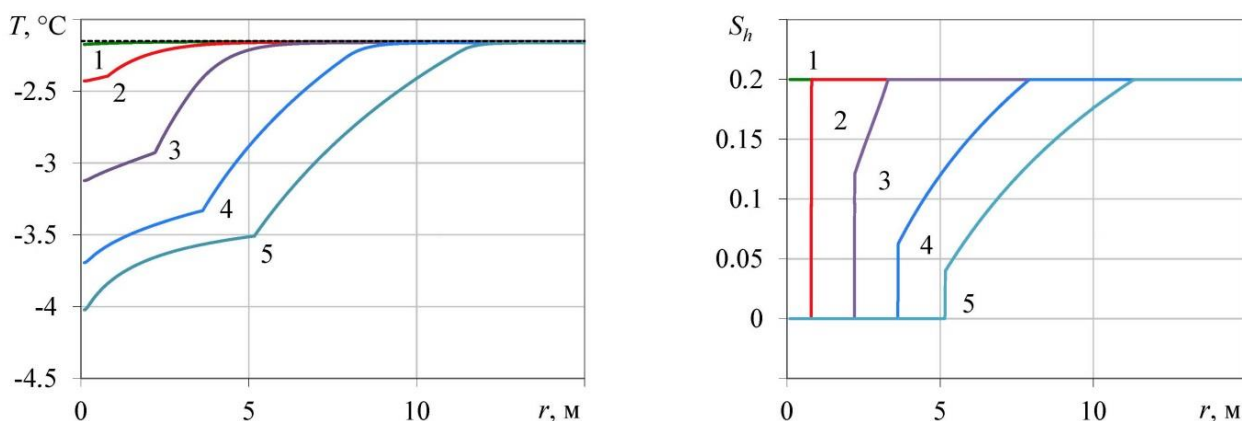


Рисунок 7 – Изменение по радиальной координате r температуры и гидратонасыщенности. Линии 1, 2, 3, 4 и 5 соответствуют давлению на забое скважины $p_w = 2.6$; 2.4; 2.2; 2 и 1.8 МПа; $k = 10^{-15}$ м².

опускается ниже исходной температуры пласта, что обусловлено поглощением скрытой теплоты фазового перехода. Следовательно, в случае отрицательной начальной температуры пласта диссоциация газового гидрата всегда будет происходить на газ и лед. Кроме того, как видно из рисунка 7, объемная зона возникает при меньших значениях давления на забое скважины (больших значениях градиента давления), т.е. при уменьшении забойного давления становится невозможным рассмотрение процесса разложения гидрата в рамках фронтальной схемы. Это обстоятельство, на наш взгляд, можно объяснить тем, что снижение давления на забое скважины приводит к более резкому снижению давления и однозначно связанной с ним равновесной температуры. Поэтому в рамках фронтальной схемы может возникнуть ситуация перегрева смеси гидрата и газа за границей фазовых переходов, что приводит к необходимости вводить протяженную область разложения газового гидрата. Таким образом, режиму с объемной областью разложения гидрата соответствуют достаточно низкие значения давления $p_{(s)}$ и температуры $T_{(s)}$ на границе между первой и второй областями по сравнению с исходными величинами p_0 и T_0 . Также из рисунка 7 следует, что уменьшение забойного давления приводит к увеличению протяженности объемной области и доли разложения гидрата, приходящуюся на эту область.

Из рисунка 8, на котором приведены распределения температуры, давления и гидратонасыщенности по координате r в зависимости от абсолютной проницаемости пласта, видно, что при фиксированном давлении на забое скважины режим с фронтальной поверхностью разложения гидрата характерен для низкопроницаемых пористых сред. Это объясняется тем, что снижение проницаемости пласта при фиксированном забойном давлении обуславливает основной самым, приводя к большим значениям давления $p_{(s)}$ на границе между первой и второй областями. А это согласно рисунку 7 соответствует режиму с фронтальной поверхностью разложения гидрата.

На рисунке 9 приведены распределения по координате r температуры и гидратонасыщенности в зависимости от величины исходной температуры пласта.

Из данных, приведенных на рисунках 8 и 9, следует, что фронтальный режим разложения газового гидрата характерен для низкопроницаемых пористых сред, а также для залежей с более низкой начальной температурой, т.е. для пластов, в которых исходное состояние газа и гидрата достаточно далеко от условий разложения гидрата.

Таким образом, проведено численное исследование процесса отбора газа из гидратосодержащей залежи с учетом разложения гидратов на газ и лед. Построен алгоритм решения предложенной математической модели с использованием неявной разностной схемы, метода прогонки, метода простых итераций и метода энтальпий для учета фазового перехода «гидрат – газ и лед»; разработана вычислительная программа. Расчетным путем показано, что в зависимости от давления на забое скважины, абсолютной проницаемости и начальной температуры пласта разложение газового гидрата может происходить либо на фронтальной

поверхности, либо в протяженной зоне.

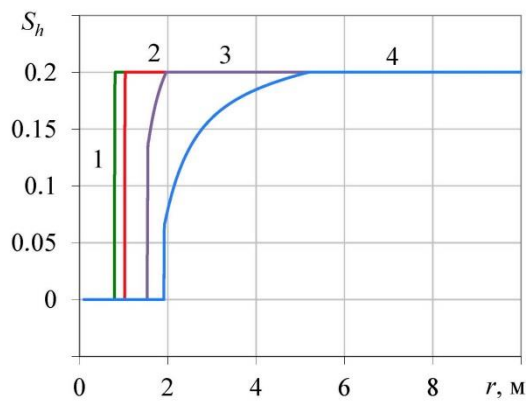
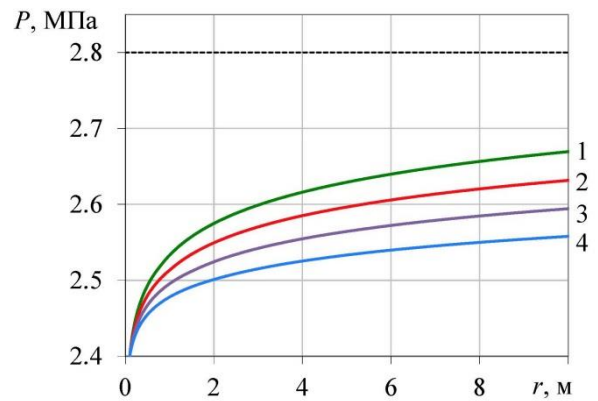
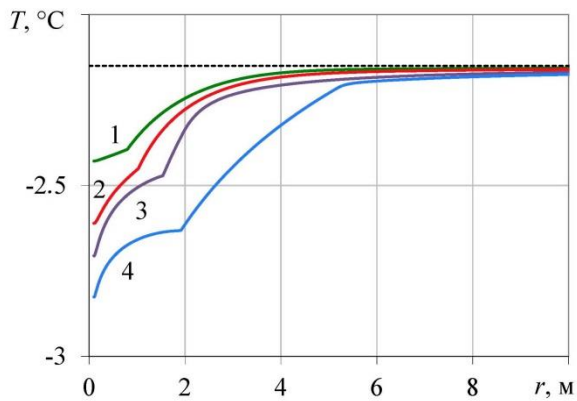


Рисунок 8 – Изменение по координате r температуры, давления и гидратонасыщенности при различной проницаемости пласта. Линии 1, 2, 3 и 4 соответствуют проницаемости $k = 10^{-15}$, 10^{-14} , $5 \cdot 10^{-14}$ и 10^{-13} м^2 ; $T_0 = 271 \text{ К}$; $p_w = 2.4 \text{ МПа}$.

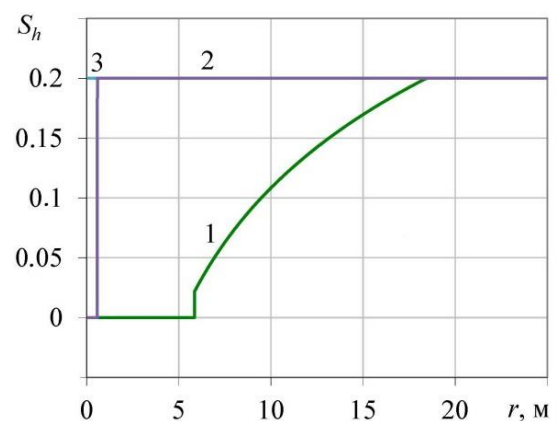
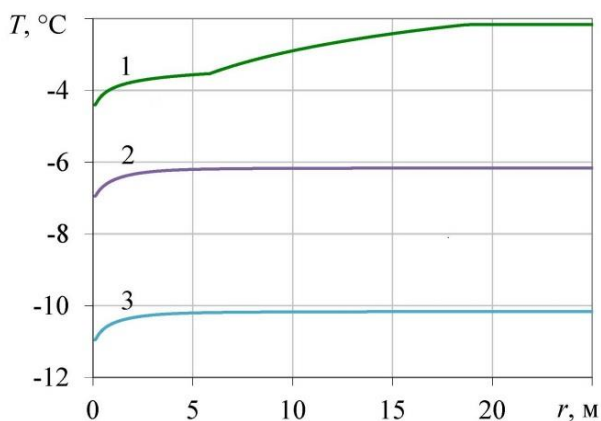


Рисунок 9 – Распределение по координате r температуры и гидратонасыщенности при различной начальной температуре пласта. Линии 1, 2 и 3 соответствуют начальной температуре $T_0 = 271$, 267 и 263 К; $p_w = 2.4 \text{ МПа}$; $k = 10^{-14} \text{ м}^2$.

Итоговое обобщение работы по всему проекту изложено в нижеприведенном заключении. Оно содержит краткие выводы по результатам НИР в целом, оценку полноты решений поставленных задач по НИР в целом, рекомендации по конкретному использованию результатов НИР по НИР в целом, оценку научного уровня выполненной НИР в сравнении с лучшими достижениями в данной области.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения проекта изучены закономерности распространения волн в пористой среде, насыщенной пузырьковой жидкостью, с учетом нелинейности колебаний пузырьков. Получены дисперсионные зависимости, а также проанализировано влияние свойств пористой среды и параметров пузырьковой жидкости на скорость и затухание деформационной и фильтрационной волн. Результаты расчетов показывают хорошее качественное согласование с экспериментальными данными других авторов. Исследовано распространение волн сжатия и разрежения в пористых средах, содержащих газовый гидрат и жидкость с пузырьками гидратообразующего газа. Вычислительные эксперименты проводились в рамках двухскоростной, двухтемпературной с двумя напряжениями модели с учетом нелинейности процессов и фазовых переходов. Показано, что процессы образования/разложения газового гидрата в пористой среде на рассматриваемых временных интервалах не оказывают заметного влияния на характер распространения волн.

Изучены закономерности процессов извлечения флюидов из нефтенасыщенных пластов. Предложен метод для исследования фильтрации флюидов при изменении давлений на источниках и стоках. В результате исследования назначения скважин (источников-стоков) в однородных и зонально-неоднородных пластах с применением разработанной в ТюмФ ИТПМ СО РАН вычислительной технологии предложены варианты назначения скважин с более высокими значениями коэффициента извлечения нефти, чем в «классических» схемах их расстановки (пятиточечной, девятиточечной и рядной). Исследование устойчивости решения позволяет сделать вывод о применимости полученного решения в условиях неопределенности исходных данных. Предложен новый метод апгриддинга геологических моделей месторождений углеводородного сырья, учитывающий расположение источников и стоков в гидродинамической модели, а также многофазность потока, геометрические размеры и форму ячеек, тензор абсолютной проницаемости, пористость, начальные условия (начальное распределение насыщенностей фаз), граничные условия. Разработана новая модель циклического заводнения нефтяного пласта, основанная на осредненных по периоду цикла уравнениях двухфазной фильтрации.

Предложена математическая модель теплообмена добывающей газ скважины с окружающей

мерзлой породой; построен эффективный численный метод решения задачи о движении границы фазового перехода в насыщенной льдом пористой системе. Выявлены закономерности протекания фазовых переходов «лед (газовый гидрат) - вода (вода+газ)» в пористых структурах. Для оценки возможности гидратообразования при добыче газа разработана математическая модель, учитывающая реальные свойства газа, адиабатические и дроссельные эффекты; построен компьютерный код, который позволяет проводить расчеты распределения в пласте основных параметров процесса. Установлены особенности процесса разложения гидратов при отборе газа из залежи, в исходном состоянии насыщенной метаном и его гидратом, в случае отрицательной (меньше 0 °С) начальной (до начала эксплуатации скважины) температуры пласта. Расчетным путем показано, что в зависимости от давления на забое скважины, абсолютной проницаемости и начальной температуры пласта разложение газового гидрата может происходить либо на фронтальной поверхности, либо в протяженной зоне.

Поставленные задачи по НИР в ходе выполнения проекта полностью решены, полученные результаты соответствуют лучшим достижениям в области механики многофазных систем. Результаты исследования и определения основных параметров, характеризующих динамические процессы в гетерогенных средах, могут быть рекомендованы при реализации новых и совершенствовании существующих методов разведки и добычи углеводородного сырья, для разработки способов повышения отдачи нефтенасыщенных пластов. Полученные данные могут существенно дополнить и расширить имеющиеся представления об изучаемых явлениях. Результаты научных исследований данного проекта имеют практическую значимость в области проектирования и управления разработки месторождений углеводородного сырья.

Список использованных источников

1. Тохиди Б., Андерсон Р., Масоуди А., Арджманди Дж., Бургасс Р., Янг Дж. Газогидратные исследования в университете Хериотт-Ватт (Эдинбург) // Российский химический журнал, – 2003. – Т.XLVII, №3. – С.49-58.
2. Донцов В. Е., Накоряков В. Е., Чернов А.А. Ударные волны в воде с пузырьками фреона-12 с образованием гидрата газа // Прикладная механика и техническая физика. – 2007. – Т.48, №3. – С.58-75.
3. Шагапов В.Ш., Лепихин С.А., Чиглинцев И.А. Распространение волн сжатия в пузырьковой жидкости, сопровождаемое образованием гидрата // Теплофизика и аэромеханика. – 2010. – Т.17, №2. – С.247-260.
4. Донцов В. Е., Кузнецов В.В., Накоряков В. Е. Волны давления в пористой среде, насыщенной жидкостью с пузырьками газа // Известия АН СССР. Механика жидкости и газа. – 1987. – №4. – С.85-92.
5. Smeulders D.M.J. On wave propagation in saturated and partially saturated porous media. 1992. Proefschrift Eindhoven.
6. Smeulders D.M.J., van Dongen M.E.H. Wave propagation in porous media containing a dilute gas-liquid mixture: theory and experiments // J. Fluid Mech. – 1997. – Vol.343. – Pp.351-373.
7. Grinten, Josephus Georgius Maria van der. An experimental study of shock-induced wave propagation in dry, water-saturated, and partially saturated porous media. 1987. Proefschrift Eindhoven.
8. Дунин С.З., Михайлов Д.Н., Николаевский В.Н. Продольные волны в частично насыщенных пористых средах. Влияние газовых пузырьков // Прикладная математика и механика. – 2006. – Т.70, Вып.2 – С. 282-294.
9. Нигматулин Р.И. Динамика многофазных сред. – М.: Наука, 1987..
10. Нигматулин Р.И., Шагапов В.Ш., Вахитова Н.К. Проявление сжимаемости несущей фазы при распространении волн в пузырьковой среде // Доклады Академии наук СССР. – 1989. – Т.304, №35. С.1077-1081.
11. Боксерман А.А., Шалимов Б.В. О циклическом воздействии на пласты с двойной пористостью при вытеснении нефти водой // Известия АН СССР. Механика жидкости и газа. – 1967. – №2. – С.121-126.
12. Горбунов А.Т., Мыхтарянц С.А., Сафронов В.И., Сургучев М.Л., Цынкова О.Э., Шарбатова И.Н. Циклическое заводнение нефтяных пластов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1977. – 65 с.
13. Шарбатова И.Н., Сургучев М.Л. Циклическое воздействие на неоднородные пласты. – М. Недра, 1988. – 121 с.

14. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем: Пер. с англ. – М.: Недра, 1982. – 407 с.
15. Цынкова О.Э. К вопросу о механизме циклического воздействия на нефтяные пласты // Известия АН СССР. Механика жидкости и газа. – 1980. – №3. – С.58-67.
16. Ярославов А.О. Математическое моделирование фильтрации неньютоновских жидкостей в слоисто-неоднородных пластах и разработка методик статического анализа геолого-промысловой информации. Дис. ... канд. физ.-мат. наук. – Тюмень, 2003. – 139 с.
17. Косяков В.П., Родионов С. П. Получение точных решений задачи Бакли-Леверетта в зонально-неоднородном пласте // Вестник Тюменского государственного университета. – 2010. – №6. – С.36-42.
18. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика – М.: Недра, 1993. – 416 с.
19. Латонов В.В., Гуревич Г.Р. Расчет коэффициента сжимаемости природного газа // Газовая промышленность. – 1969. – №2. С.7-9.
20. Бородин С.Л. Численный алгоритм решения задачи одномерной радиальной неизотермической фильтрации газа // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2015. – Т.1, №4(4). – С.58-68.

Список работ, опубликованных в 2016 году

Монографии

1. Шагапов В.Ш., Мусакаев Н.Г. Динамика образования и разложения гидратов в системах добычи, транспортировки и хранения газа. – М.: Наука, 2016. – 240 с.

Статьи в рецензируемых журналах, индексируемые в базах Web of Science, Scopus и РИНЦ

1. Губайдуллин А.А., Болдырева О.Ю. Компьютерное моделирование волновых процессов в пористых средах // Вестник кибернетики. – 2016. – №2. – С.102-110.
2. Губайдуллин А.А., Игошин Д.Е., Хромова Н.А. Обобщение подхода Козени к определению проницаемости модельных пористых сред из твердых шаровых сегментов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2016. – Т.2, №2. – С 105-120.
3. Губайдуллин А.А., Косяков В.П. Численно-аналитический алгоритм решения обратной задачи восстановления гидропроводности нефтяного месторождения при использовании промысловых данных // Вестник кибернетики. – 2016. – №3. – С.26-34.
4. Губайдуллин А.А., Пяткова А.В. Особенности акустического течения при учете теплообмена // Акустический журнал. – 2016. – Т.62, №3. – С.288-294.
5. Губайдуллин А.А., Максимов А.Ю. Динамика капли в сужении капилляра при волновом воздействии // Известия РАН. Механика жидкости и газа. – 2016. – №5. – С. 108-117.
6. Зеленин Д.В., Косяков В.П. Применение многомасштабного метода для решения задач оптимизации системы разработки и адаптации гидродинамической модели // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2016. – Т.2, №3.
7. Игошин Д.Е., Хромова Н.А. Гидравлическое сопротивление извилистых каналов // Вестник кибернетики. – 2016. – №3. – С.8-17.
8. Игошин Д.Е., Хромова Н.А. Фильтрационно-емкостные свойства периодической пористой среды ромбоэдрической структуры со скелетом из шаровых сегментов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2016. – Т.2, №3.
9. Косяков В.П., Родионов С.П. Оптимальное управление системой скважин на основе уравнений двухфазной фильтрации // Труды МФТИ. – 2016. – Т.8, №3. – С.79-90.
10. Марков П.В., Родионов С.П. Метод стохастической генерации моделей поровых сетей по распределениям их параметров // Вестник кибернетики. – 2016. – №3. – С.18-25.
11. Мусакаев Н.Г., Бородин С.Л., Хасанов М.К. Оценка возможности образования гидрата в

пласте при добыче газа для условий Южно-Русского газового месторождения // Известия вузов. Нефть и газ. – 2016. – № 3. – С.93-98.

12. Мусакаев Н.Г., Хасанов М.К. Математическое моделирование процесса образования газогидрата при закачке диоксида углерода в насыщенный метаном и льдом пласт // Криосфера Земли. – 2016. – Т.ХХ, №3. – С.63-70.
13. Мусакаев Н.Г., Хасанов М.К. Математическая модель процесса захоронения углекислого газа в гидратонасыщенном пласте // Труды Института механики им. Р.Р. Мавлютова УНЦ РАН. – 2016. – Т.11, №2. – С.171-177.
14. Родионов С.П., Боталов А.Ю., Легостаев Д.Ю. Моделирование процесса двухфазной фильтрации с учетом воздействия периодической нагрузки // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2016. – Т.2, №2. – С.73-83.
15. Шагапов В.Ш., Хасанов М.К., Мусакаев Н.Г. Инжекция жидкого диоксида углерода в частично насыщенный гидратом метана пласт // Прикладная механика и техническая физика. – 2016. – Т.57, №6. – С. 139-149.
16. Gubaidullin A.A., Pyatkova A.V. Acoustic streaming with heat exchange // Journal of Physics: Conference Series. – 2016. – Vol.754. – 022004 DOI: 10.1088/1742-6596/754/2/022004.
17. Maksimov A.Yu., Gubaidullin A.A. Dynamics of single inclusions in channels with constrictions in the acoustic field // AIP Conference Proceedings. – 2016. – Vol.1770. – 030079 DOI: 10.1063/1.4964021.
18. Musakaev N.G., Borodin S.L. Mathematical model of the two-phase flow in a vertical well with an electric centrifugal pump located in the permafrost region // Heat and Mass Transfer. – 2016. – Vol.52, No.5. – Pp.981-991.
19. Musakaev N.G., Khasanov M.K. The self-similar solutions of the problem of carbon dioxide injection into the reservoir saturated with methane and its hydrate // AIP Conference Proceedings. – 2016. – Vol.1770. – 030106 DOI: 10.1063/1.4964048.
20. Musakaev N.G., Khasanov M.K. Theoretical research of the carbon dioxide injection process into the rock saturated with ice // Journal of Physics: Conference Series. – 2016. – Vol.754. – 032015 DOI: 10.1088/1742-6596/754/3/032015.

Материалы конференций

1. Амелькин С.В., Игошин Д.Е. Капиллярные течения и самосборка пористых гидратных структур // Материалы межд. конференции: «Фазовые превращения в углеводородных флюидах: теория и эксперимент», Москва, 14-16 сентября 2016.
2. Боталов А.Ю., Губкин А.С., Пяткова А.В. Динамика жидкости в подвижном сосуде с

- наклонными решетками // Материалы XXV Всерос. школы-конференции молодых ученых и аспирантов: «Математическое моделирование в естественных науках», Пермь, 5-8 октября 2016. – С.49-53.
3. Губайдуллин А.А., Пяткова А.В. Акустическое течение с теплообменом // Тезисы докладов Всерос. научной конференции «Теплофизика и физическая гидродинамика», Ялта, 19-25 сентября 2016. – С.27.
 4. Игошин Д.Е., Хромова Н.А. Метод Козени для периодических пористых сред со скелетом, составленным из шаровых сегментов // Материалы V Всерос. школы-конференции «Математическое моделирование процессов и систем», Стерлитамак, 17-19 ноября 2016.
 5. Конев С.А. Конев И.А. Самоорганизация в расплавах парафинов.переход порядок-хаос // Материалы межд. конференции: «Фазовые превращения в углеводородных флюидах: теория и эксперимент», Москва, 14-16 сентября 2016.
 6. Косяков В.П., Зеленин Д.В. Применение модифицированной методики ТатНИПИнефть для расчета нефтеотдачи на месторождении Северного Казахстана с трещиновато-поровым типом коллектора // Материалы межд. научно-практической конференции «Новые технологии - нефтегазовому региону материалы», Тюмень, 16-20 мая 2016. – С.126-128.
 7. Косяков В.П., Мусакаев Э.Н. Новый метод расчета оптимальных вариантов систем заводнения нефтяных месторождений // Материалы межд. научно-практической конференции «Новые технологии - нефтегазовому региону материалы», Тюмень, 16-20 мая 2016. – С.124-126.
 8. Марков П.В. Применение непрерывных групп симметрий для генерации численных решений на примере разностных схем уравнения фильтрации газа // Материалы XVII Всерос. школы-конференции молодых ученых по математическому моделированию и информационным технологиям, Новосибирск, 30 октября - 3 ноября 2016. – С.52
 9. Мусакаев Н.Г., Бородин С.Л. Теоретическое исследование процесса добычи газа для условий Надым-Пур-Тазовского газодобывающего региона // Материалы Первой летней школы-конференции «Физико-химическая гидродинамика: Модели и приложения», Башкортостан, Кугарчинский р-н, д. Верхнебиккузино, 26-29 июня 2016. – Уфа: РИЦ БашГУ, 2016. – С.100-106.
 10. Мусакаев Н.Г., Бородин С.Л. Превентивные методы борьбы с парафиноотложениями в скважинах с установками электроцентробежных насосов, находящихся в районах вечной мерзлоты // Материалы 7-ой Всерос. научно-практической конференции «Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа», Томск, 19-23 сентября 2016. – С.135-140.
 11. Мусакаев Н.Г., Хасанов М.К. Теоретическое исследование процесса нагнетания углекислого газа в льдонасыщенные породы // Тезисы докладов Всерос. научной конференции «Теплофизика и физическая гидродинамика», Ялта, 19-25 сентября 2016. – С.89.
 12. Мусакаев Э.Н. Автоматизация выбора наилучшего варианта расстановки скважин в случае

- зонально-неоднородной пористой среды с цилиндрической симметрией // Материалы межд. научно-практической конференции студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов «Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе», Тюмень, 22 декабря 2016.
13. Пятков А.А., Косяков В.П. Исследование фильтрации высоковязкой нефти в трещиновато-пористом коллекторе // Материалы межд. научно-практической конференции «Новые технологии - нефтегазовому региону материалы», Тюмень, 16-20 мая 2016. – С.177-179.
 14. Родионов С.П., Косяков В.П., Соколюк Л.Н., Ширшов Я.В. Ускорение расчета циклического заводнения с помощью осредненных уравнений двухфазной фильтрации // Материалы межд. научно-практической конференции студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов «Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе», Тюмень, 22 декабря 2016.
 15. Хромова Н.А., Игошин Д.Е. Гидравлическое сопротивление извилистых каналов // Материалы XVII Всерос. школы-конференции молодых ученых по математическому моделированию и информационным технологиям, Новосибирск, 30 октября - 3 ноября 2016. – С.72-73.
 16. Gubaidullin A.A., Maksimov A.Yu. Dynamics of Single Inclusions in Channels with Constrictions in the Acoustic Field // Abstracts of 18th International Conference on the Methods of Aerophysical Research, Perm, June 27- July 3, 2016, Pt. II. – P.82.
 17. Markov P.V. The Relative Permeability Regions Assignment on the Basis of Pore Network Models Parameters Distributions // Proceedings of 7th EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition, Saint Petersburg, 11-14 April 2016. DOI: 10.3997/2214-4609.201600231.
 18. Markov P.V., Rodionov S.P. The Method of Fast Numerical Solutions Calculations for Seepage Equations Using Continuous Groups of Symmetries // Abstracts of International Conference «Mathematical and Information Technologies, MIT-2016», 28 August – 5 September 2016, Vrnjacka Banja, Serbia – Budva, Montenegro. – P.143-144.
 19. Musakaev N.G., Khasanov M.K. The Self-Similar Solutions of the Problem of Carbon Dioxide Injection into the Reservoir Saturated with Methane and its Hydrate // Abstracts of 18th International Conference on the Methods of Aerophysical Research, Perm, June 27- July 3, 2016, Pt. I. – P.155.
 20. Rodionov S.P., Kosyakov V.P., Pichugin O.N., Pyatkov A.A. Simulation of Reservoirs with Multiple Scale Fracturing // Proceedings of 7th EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition, Saint Petersburg, 11-14 April 2016. DOI: 10.3997/2214-4609.201600171.
 21. Rodionov S.P., Pichugin O.N., Kosyakov V.P., Musakaev E.N. New rapid modeling technology to select optimal waterflooding options for oil fields // Proceedings of SPE Russian petroleum technology conference and exhibition, Moscow, 24-26 October 2016. – SPE-182004-MS DOI: 10.2118/182004-MS.

Планы НИР по проекту №0323-2014-0015

2013 год

Исследование распространения волн в пористых средах, насыщенных пузырьковой жидкостью;
Развитие модели и исследование пароциклического воздействия на фильтрацию в пористой среде;
Разработка метода для исследования фильтрации флюидов в пористой среде при изменении давлений на источниках и стоках;
Разработка эффективного численного метода решения задачи о движении границы фазового перехода в насыщенных льдом пористой системе.

2014 год

Исследование распространения волн в пористых средах, насыщенных водой с пузырьками гидратообразующего газа.
Разработка метода ремасштабирования сеточных моделей течений в пористой среде на основе аналитического решения уравнения фильтрации с учетом расположения источников и стоков.
Разработка метода выбора источников-стоков для фильтрационных процессов в пластовой системе.
Построение математической модели и методики численного исследования процесса образования газового гидрата в призабойной зоне газовой скважины.

2015 год

Исследование поведения газовых гидратов в волнах разрежения.
Моделирование вытеснения нефти водой при циклическом воздействии.
Исследование фильтрации флюидов при изменении давления на источниках и стоках в пористой среде.
Численное исследование основных закономерностей образования газогидрата в призабойной зоне добывающей скважины при различных режимах ее эксплуатации.

2016 год

Исследование поведения волн разгрузки в пористых средах, насыщенных газовыми гидратами.
Сопоставление и анализ моделей фильтрации, отличающихся степенью учета неоднородности фильтрационно-емкостных параметров пористой среды.
Исследование процесса вытеснения нефти водой из зонально-неоднородной пористой среды с цилиндрической симметрией.
Численное исследование диссоциации газового гидрата в пластовой системе с учетом образования льда в пористой среде.

Наукометрические показатели проекта

Индикатор	Ед. изм.	Всего за 2013-2016 гг.	2013	2014	2015	2016
Количество публикаций в ведущих российских и международных журналах по результатам исследований, полученных в процессе реализации проекта	единиц	78	16	13	29	20
Количество публикаций в мировых научных изданиях, индексируемых в базе данных «Сеть науки» (WEB of Science)	единиц	16	1	2	5	8
Число трудов (тезисов) в конференциях	единиц	93	18	23	31	21
Научные монографии	единиц	1	–	–	–	1
Число охраняемых объектов интеллектуальной собственности	единиц	3	1	–	2	–