

На правах рукописи



КУЗНЕЦОВ Сергей Викторович

**ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ
ПРИ ФИЛЬТРАЦИИ ПАРАФИНИСТОЙ НЕФТИ
К ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ**

**Специальность 01.04.14 – Теплофизика
и теоретическая теплотехника**

АВТОРЕФЕРАТ
диссертация на соискание ученой степени
кандидата физико-математических наук

Тюмень – 2016

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Тюменский государственный университет» (ФГБОУ ВО «ТюмГУ»)

Научный руководитель: **Кислицын Анатолий Александрович**
доктор физико-математических наук,
профессор

Официальные оппоненты: **Фатыхов Миннехан Абузарович**
доктор физико-математических наук,
профессор, заведующий кафедрой общей
и теоретической физики ФГБОУ ВО
«Башкирский государственный педагогический университет им. М. Акмуллы»

Жолобов Игорь Андреевич
кандидат технических наук, начальник лаборатории теплофизики многолетнемерзлых грунтов ПАО «Гипротюменнефтегаз»

Ведущая организация: ООО «ТюменНИИгипрогаз» (г. Тюмень)

Защита состоится 15 декабря 2016 г. в 13:00 часов на заседании диссертационного совета Д 212.274.10 при ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет» по адресу: 625003, г. Тюмень, ул. Перекопская, 15а, ауд. 410.

Тел./факс: 8-982-937-04-37

E-mail: Kuznetsov.SVik@gazpromneft-ntc.ru

С диссертацией можно ознакомиться в Информационно-библиотечном центре ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет» или на сайте

<https://diss.utmn.ru/sovets/diss-sovet-212-274-10/zashchita/266568/>

Автореферат разослан __ ноября 2016 г.

*Ученый секретарь
диссертационного совета Д 212.274.10
д.ф.-м.н.*


С.Ю. Удовиченко

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

Анализ тенденций развития и современного состояния ресурсной базы месторождений говорит о ежегодном увеличении доли тяжелых нефтей, обогащенных высокоплавкими парафиновыми углеводородами и смолисто-асфальтовыми веществами (САВ). Кроме того, благодаря налоговым льготам на разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти, с каждым годом увеличивается число вводимых в эксплуатацию нефтяных месторождений, нефти которых характеризуются повышенными температурами застывания и вязкости. При добыче и транспорте таких нефтей, особенно в холодных климатических условиях, возникают проблемы из-за образования асфальтосмолопарафинистых отложений (АСПО) в пласте и на поверхности нефтепромыслового оборудования, снижая эффективность разработки месторождения в целом.

Если, на сегодняшний день, задачи, связанные с транспортировкой высоковязкой нефти, благодаря работам отечественных и зарубежных исследователей, нашли свое решение, то, в области добычи, в силу отличия составов флюида в пластовых и поверхностных условиях, требуется более детальное изучение. В связи с этим тема научной работы является актуальной и направлена на повышение эффективности разработки месторождений с высоковязкой нефтью.

Для предотвращения образования и удаления АСПО используется большое количество методов, характеризующихся различными технико-экономическими затратами. Наименее затратным и достаточно эффективным способом предотвращения образования АСПО является подбор оптимальных режимов работы скважины, входящий в группу гидродинамических методов. Однако, на практике, подбор режима работы скважины осуществляется, как правило, чисто эмпирически, без учета изменения состава нефти и теплофизических процессов, сопровождающих фильтрацию. Для определения оптимального режима работы скважины необходимы систематические исследования влияния динамики

вывода скважины на целевое забойное давление на процесс образования АСПО.

В данной работе предлагается методика определения оптимальных режимов эксплуатации скважины для минимизации процесса парафинообразования. Для этого создана математическая модель, используемая для планирования программы вывода скважины на режим (ВНР).

Цель работы: Изучить влияние технологических режимов скважин на процесс снижения общей продуктивности скважины, обусловленный выпадением парафинов, при наличии в потоке трехфазной смеси, процессов фазовых переходов, а также увеличением вязкости и потерей текучести.

Задачи работы:

- Исследовать влияние факторов времени, температуры, давления на процесс формирования АСПО модельной нефтяной системы.
- Изучить и смоделировать изменение фазового состава и физико-химических свойств модельной нефтяной системы с высоким содержанием высокомолекулярных компонентов.
- Создать математическую модель расчета фазового равновесия в призабойной зоне пласта.
- Создать математическую модель фильтрации парафинистой нефти в пласте с учетом разгазирования.
- Определить наиболее эффективную последовательность смены режимов эксплуатации добывающих горизонтальных скважин при ВНР.

Предметом исследования является природно-техническая система: нефтяной пласт – горизонтальная скважина в процессе запуска из бурения (освоения) при разгазировании парафинистой нефти.

Методы исследования. Для решения поставленных задач использовались методы математического моделирования, включающие в себя: математическую формулировку задач тепломассопереноса, построение эффективных численных алгоритмов, программную реализацию алгоритмов, проведение численных экспериментов и анализ полученных результатов.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Содержание диссертации соответствует специальности 01.04.14 – Теплофизика и теоретическая теплотехника (физико-математические науки), так как посвящена исследованию процессов тепло-массопереноса при фильтрации трехфазной многокомпонентной системы через пористую среду с учетом взаимосвязи фазовых переходов (разгазирования и кристаллизации).

Положения, выносимые на защиту:

- Метод расчета фазового равновесия при фильтрации парафинистой нефти.
- Метод расчета неизотермической фильтрации парафинистой нефти с учетом разгазирования.
- Результаты исследования фазового равновесия и изменения композиционного состава при фильтрации парафинистой нефти к стволу горизонтальной скважины.
- Результаты исследования влияния фазового равновесия на коллекторские свойства породы, и, как следствие, на перераспределение картины течения парафинистой нефти в призабойной зоне пласта.
- Результаты изучения влияния темпов снижения забойного давления при выводе скважины на целевые показатели забойного давления на конечную продуктивность скважины.

Научная новизна:

- Сформулирована физико-математическая модель фильтрации парафинистой нефти к горизонтальной скважине с учетом фазовых переходов, эффекта Джоуля-Томсона и геометрических особенностей системы.
- На основе термодинамических соотношений разработан алгоритм моделирования процесса застывания высокомолекулярных компонентов нефти, следствием чего является увеличение вязкости и потеря текучести нефти.
- Показано влияние процесса разгазирования на процесс кристаллизации парафинистой нефти.

- Создан алгоритм, позволяющий определять наиболее эффективные режимы вывода скважины на целевые показатели забойного давления в процессе ее освоения.

Практическая значимость работы состоит в следующем:

Повышение эффективности освоения горизонтальных скважин на месторождениях с парафинистой нефтью. Созданная математическая модель позволяет определить оптимальный режим эксплуатации горизонтальных скважин, характеризующийся минимальным снижением продуктивности в ходе ВНР.

Результаты диссертационной работы использованы в ООО «Газпромнефть НТЦ» при разработке программы вывода на режим горизонтальных скважин Восточно-Мессояхского месторождения.

Достоверность полученных результатов и выводов основана на использовании фундаментальных уравнений теплофизики; обусловлена корректной постановкой задач; подтверждается достаточной обоснованностью принятых допущений и обеспечена количественным совпадением полученных численных решений с фактическими и экспериментальными данными, проведенными при использовании современных методов и технологий измерений.

Личный вклад автора состоит в разработке математических моделей фильтрации парафинистой нефти к стволу горизонтальной скважины с учетом эффекта разгазирования и кристаллизации высокомолекулярных компонентов нефти; проведении тестирования моделей и численных экспериментов.

Апробация результатов

Основные положения работы докладывались на IV Научно-Технической конференции молодых ученых «Газпромнефть» (г. Санкт-Петербург, 2015 г.), VII Школе-Семинаре молодых ученых «Теплофизика, гидрогазодинамика, теплотехника. Инновационные технологии» под руководством Заслуженного деятеля науки РФ, д.т.н. профессора Шабарова, А.Б. (г. Тюмень, 2013 г.), VI научно-практической конференции молодых ученых и специалистов ЗАО «Тюменский Институт Нефти и Газа» (г. Тюмень, 2014 г.).

Публикации

По теме диссертационной работы опубликовано 9 печатных работ, в том числе в 3-х рецензируемых научных журналах, входящих в перечень ВАК РФ.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения и списка использованной литературы, включающего 127 наименований. Материал диссертации изложен на 166 страницах машинописного текста, включает 42 рисунка, 3 таблицы.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность выбранной темы исследований, сформулированы цели и задачи исследований, приведены основные результаты и положения, выносимые на защиту. Также приведены сведения о научной новизне, практической значимости, апробации результатов и основных публикациях. Затем кратко изложено содержание диссертации по главам.

В первой главе выполнена классификация задач, приведен обзор практических исследований и теоретических методов решения задач массопереноса жидкости и газа в пористой среде при многофазной фильтрации. Рассмотрены существующие программные продукты, описывающие процесс кристаллизации высокомолекулярных компонентов нефти.

Вторая глава посвящена описанию физико-химических основ процесса кристаллизации высокомолекулярных компонентов нефти. На основе изученной литературы выделено две формы потери подвижности: первая – вязкое застывание, когда система условно теряет свою подвижность вследствие возрастания вязкости каждого компонента; вторая – структурное застывание, при котором система становится неподвижной при повышении концентрации образующейся твердой дисперсной фазы и усиления связи между ее частицами.

Особенностью смесей твердых углеводородов, входящих в различные фракции нефти, является наличие двух аллотропных форм, в которых парафины могут существовать в твердом состоянии.

Отвечающие этим аллотропным формам модификации существенно отличаются друг от друга, как по физическим свойствам, так и по кристаллической структуре.

Переход парафина из одной модификации в другую сопровождается тепловым эффектом в виде поглощения или выделения при температуре перехода скрытого тепла. Разность между температурой плавления и температурой перехода составляет 3-12°C.

Кроме указанных двух кристаллических форм, парафин, как и другие кристаллические вещества, обладает способностью давать в определенных условиях агрегатные и дендритные кристаллические образования. Эти образования в зависимости от условий кристаллизации могут принимать весьма разнообразные формы. Но при всем многообразии внешнего вида этих образований их монокристаллическая основа остается единой и имеет одну из двух рассмотренных выше кристаллических форм.

Третья глава посвящена разработке метода расчета фильтрации парафинистой нефти к горизонтальной скважине. Произведена постановка задачи, применительно к выбранной фактической скважине месторождения. По результатам анализа фактических данных, определено, что наиболее явной причиной образования АСПО в призабойной зоне пласта является резкое снижение забойного давления, провоцирующее выделение большого объема свободного газа, который совместно с большими скоростями фильтрации снижает пластовую температуру и смещает фазовое равновесие в системе «нефть-парафин».

На основании фактической геолого-технологической информации обоснованы некоторые допущения, позволяющие существенно упростить поставленную задачу. А именно, показано, что для решения поставленной задачи достаточно смоделировать одномерное течение и оценить темп падения дебита нефти единичного сектора скважины. После этого, по темпу падения дебита сектора определить темп падения дебита скважины в целом.

Далее рассмотрены два подхода моделирования кристаллизации высокомолекулярных соединений нефти: метод, основанный на теории молекулярной диффузии и метод, основанный на теории

термодинамического равновесия фаз. Первый механизм расчета рассматривается при наличии охлажденной стенки оборудования (стенка НКТ, стенка трубы кристаллизатора). В основе данного механизма лежит уравнение диффузии. Второй – при кристаллизации из раствора. В основе данного метода лежит теория термодинамического равновесия фаз.

Ввиду того, что в пласте, за счет постоянного геотермального градиента, отсутствуют зоны с резким перепадом температур на границе раздела жидкость-пористая среда, то для создания модели кристаллизации АСПО выбрана модель, основанная на локальном термодинамическом равновесии фаз.

Поскольку в модели принято, что при переходе высокомолекулярных компонентов в твердое состояние, твердая фаза прекращает движение, ухудшая абсолютную проницаемость, за счет снижения динамической пористости, то в математической модели можно пренебречь процессом агрегации молекул в надмолекулярные комплексы, что существенно облегчит расчеты.

При принятых допущениях система уравнений неизотермического движения трех фаз в пористой среде с учетом фазовых переходов имеет следующий вид:

1. Уравнение неразрывности для каждой фазы в квазиодномерном приближении

$$\frac{\partial}{\partial t} (m(S_p) \cdot S_g \cdot \rho_g) + \frac{\partial(\vec{v}_g \cdot \rho_g)}{\partial x} = 0 \text{ — для газовой фазы,} \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (m(S_p) \cdot S_o \cdot \rho_o) + \frac{\partial(\vec{v}_o \cdot \rho_o)}{\partial x} = 0 \text{ — для жидкой фазы,} \quad (2)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (m(S_p) \cdot S_p \cdot \rho_p) = 0 \quad \vec{v}_p = 0 \text{ — для твердой фазы,} \quad (3)$$

где ρ_i – истинная плотность i -ой фазы, кг/м³;

v_i – средняя скорость i -ой фазы, м/с;

S_i – насыщенность пористой среды i -ой фазой, д.ед.;

$i = g, o, p$ (газ, нефть, парафин соответственно);

$m(S_p)$ – живая пористость, д.ед.

Сумма насыщенностей каждой фазы равна единице

$$S_g + S_o + S_p = 1 \quad (4)$$

Пористость зависит от насыщенности парафином и определяется по формуле

$$m(S_p) = m \cdot (1 - S_p) \quad (5)$$

Плотности для каждой фазы определяются следующим образом

$$\rho_g = \frac{P \cdot (\sum_{k=1}^{n_k} C_{g,k} \cdot M_k)}{RT} - \text{для газовой фазы,} \quad (6)$$

$$\rho_o = \rho_{o,l} [1 + \beta_2(P - P_0) - \alpha_2(T - T_0)] - \text{для жидкой фазы,} \quad (7)$$

$$\rho_{o,l} = \sum_{k=1}^{n_k} C_{vo,k} \cdot \rho_k - \text{плотность нефти в пластовых условиях,} \quad (8)$$

$$\rho_p = \sum_{k=1}^{n_k} C_{vp,k} \cdot \rho_k - \text{для твердой фазы,} \quad (9)$$

где ρ_k – плотность k -ого компонента в пластовых условиях, кг/м³;

C_{ik} – мольная доля k -ого компонента, д. ед.;

C_{vik} – объемная доля k -ого компонента, д. ед.;

M_k – молярная масса k -ого компонента, кг/моль;

α_2 – коэффициент термического расширения нефти, 1/К;

β_2 – коэффициент адиабатического сжатия нефти, 1/Па;

k – номер компонента нефти (C_1, C_2, C_3, C_4, C_5 и т. д.).

2. Закон Дарси для каждой фазы в квазиодномерном приближении

$$\vec{v}_g = - \frac{k \cdot K_g(S_g)}{\mu_g} \cdot \frac{\partial P}{\partial x} - \text{для газовой фазы,} \quad (10)$$

$$\vec{v}_o = - \frac{k \cdot K_o(S_o)}{\mu_o} \cdot \frac{\partial P}{\partial x} - \text{для жидкой фазы,} \quad (11)$$

$$\vec{v}_p = 0 - \text{для твердой фазы,} \quad (12)$$

где k – абсолютная проницаемость, мД;

$K_i(S_g)$ – относительная фазовая проницаемость (ОФП), д. ед.;

μ_i – динамическая вязкость i -ой, сП.

Абсолютная проницаемость зависит от эффективной пористости и определяется по формуле Козени. Функции ОФП задавалась по модели Стоуна. Вязкости для газовой и нефтяной фазы рассчитывались по известным формулам для многокомпонентной системы.

3. Уравнение сохранения энергии с учетом теплоты фазовых переходов и эффекта Джоуля-Томсона в квазиодномерном приближении

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t} \left[(1 - m(S_p)) \cdot \rho_o \cdot c_o \cdot T + m(S_p) \cdot [\rho_g \cdot S_g \cdot c_g \cdot T + \rho_o \cdot S_o \cdot \right. \\ & (c_o \cdot T + L_{l,g} + L_{l,s}) + \rho_p \cdot S_p \cdot c_p \cdot T] \left. + \frac{\partial}{\partial x} [m(S_p) \cdot [\rho_g \cdot S_g \cdot c_g \cdot T \cdot \vec{v}_g + \right. \\ & \left. \rho_o \cdot S_o \cdot c_o \cdot T \cdot \vec{v}_o] \right] \\ & + m(S_p) \cdot \rho_g \cdot S_g \cdot c_g \cdot \vec{v}_g \cdot \varepsilon_g \cdot \frac{\partial P}{\partial x} + m(S_p) \cdot \rho_o \cdot S_o \cdot c_o \cdot \vec{v}_o \cdot \varepsilon_o \cdot \frac{\partial P}{\partial x} = 0, \quad (13) \end{aligned}$$

где m – пористость;

ρ_o – истинная плотность горной породы, кг/м³;

ρ_i – истинная плотность i -ой фазы, кг/м³;

c_o – изобарная удельная теплоемкость горной породы, Дж/(кг*К);

c_i – изобарная удельная теплоемкость i -ой фазы, Дж/(кг*К);

S_i – насыщенность пористой среды i -ой фазой, д. ед;

$L_{i,j}$ – удельная теплота перехода i -ой фазы в j -ую, Дж/кг;

ε_i – коэффициент Джоуля–Томсона i -ой фазы, К/Па.

Теплоемкости, коэффициенты Джоуля-Томсона и теплота фазового перехода для каждой фазы определяются по известным формулам для многокомпонентной системы. Для каждого компонента – считаются постоянными и определяются из таблиц при пластовых T и P .

Для получения замкнутой системы уравнения необходимо вычислить зависимость концентраций (компонентный состав) каждого компонента в каждой точке пласта, т. е. в зависимости от P и T .

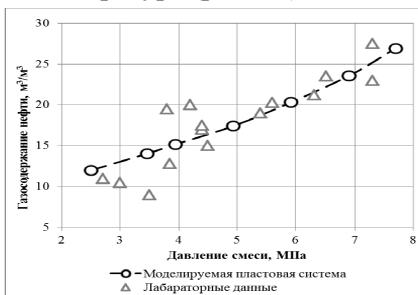
Для этого, в диссертации разработана и принята модель трехфазного равновесия, в которой расчет фазового равновесия сначала

производится в системе «нефть-газ», затем в оставшейся жидкой фазе производится расчет фазового равновесия в системе «нефть-парафин».

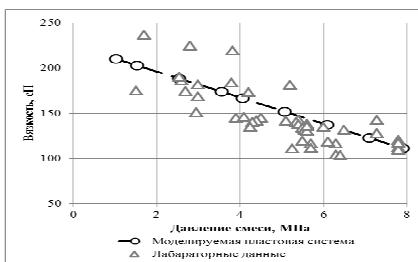
Во второй части главы описаны граничные и начальные условия, а так же метод решения выбранной системы уравнения.

Четвертая глава посвящена численному исследованию процесса кристаллизации высокомолекулярных соединений моделируемой дисперсной нефтяной системы.

Для проверки корректности построения фазового равновесия в системе «нефть-газ» модельные данные сравнены с результатами лабораторных данных по исследованию проб пластовых флюидов (рис. 1а). Для доказательства корректности расчета фазового равновесия «нефть-твердое тело» предложено сравнить с лабораторными данными зависимость вязкости нефти от давления при начальной пластовой температуре (рис. 1б).



а



б

Рис. 1. Сравнение модельных и лабораторных данных по а – объему выделившегося газа при разгазировании; б – вязкости нефти

Таким образом, проверив оба фазовых перехода, можно утверждать, что созданная модель достаточно точно описывает основные физико-химические свойства пластового флюида, полученные в результате лабораторных экспериментов.

По результатам моделирования рассчитано изменение коэффициента продуктивности скважины № 14G (рис. 3).

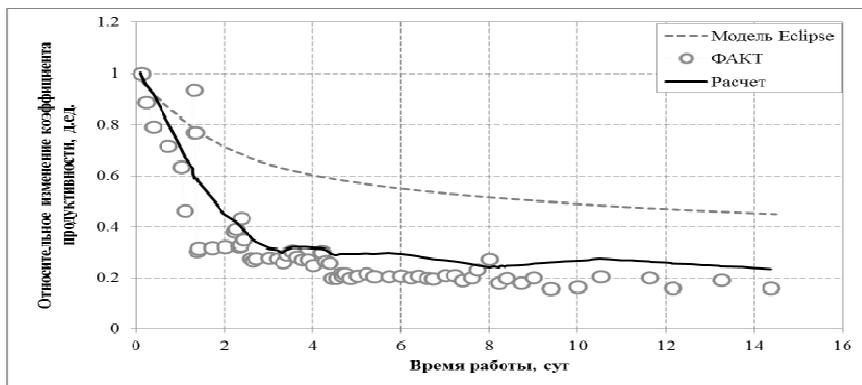


Рис. 2. Сопоставление фактической и модельной динамики продуктивности скважины № 14G

Модельная динамика достаточно хорошо коррелирует с фактическими данными (коэффициент корреляции по Пирсону равен 0,737). Темп снижения по модели Eclipse позволяет оценить снижение продуктивности за счет изменения поля давления. Разница между моделью Eclipse и созданной моделью показывает влияние на продуктивность поля температуры, меняющееся из-за термодинамических процессов, сопровождающих фильтрацию (фазовые переходы, эффект Джоуля-Томсона).

Для более детального анализа результатов моделирования построена динамика поля давления и температуры в дренируемом объеме при работе скважины (рис. 3, 4).

На рисунках 3, 4 видно, что при таком резком снижении забойного давления в первые 120 часов происходит снижение пластовой температуры за счет эффекта дросселирования выделившегося из нефти растворенного газа. В точке экстремума температурной кри-

вой значение пластовой температуры достигает $13,2^{\circ}\text{C}$. После 120 часов пластовая температура стремится к восстановлению до начальной ($15,9^{\circ}\text{C}$). Таким образом, основное снижение коэффициента продуктивности приходится на первые пять дней работы, которым соответствует резкое снижение забойного давления. На основании этого можно сделать вывод о том, что основной причиной резкого падения продуктивности в период ВНР является резкое снижение забойного давления.

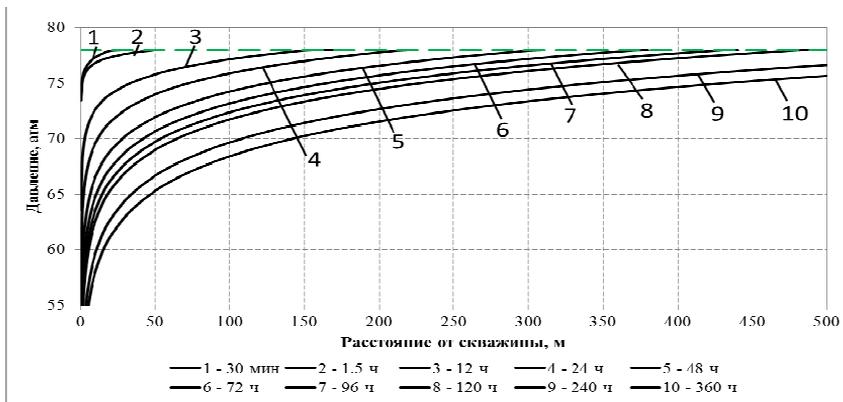


Рис. 3. Динамика поля давления в дренируемом скважиной объеме

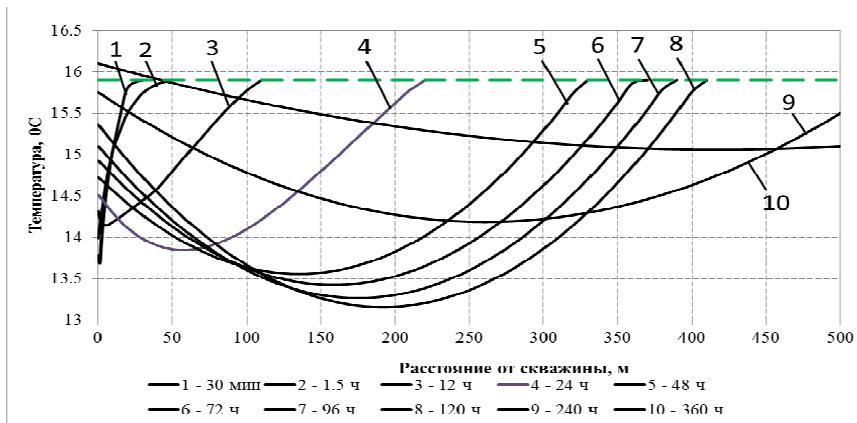


Рис. 4. Динамика поля температуры в дренируемом скважиной объеме

По результатам расчетов определено, что основным фактором, влияющим на интенсивность кристаллизации парафинов, является снижение температуры, которое, в свою очередь, определяется процессом разгазирования (поглощение тепла за счет разгазирования и снижение температуры за счет эффекта Джоуля-Томсона). Таким образом, основным «движущим эффектом» снижения продуктивности скважины является процесс разгазирования. Влияния данного эффекта иллюстрирует модельное распределение газонасыщенности в пласте при запуске скважины № 14G (рис. 5).

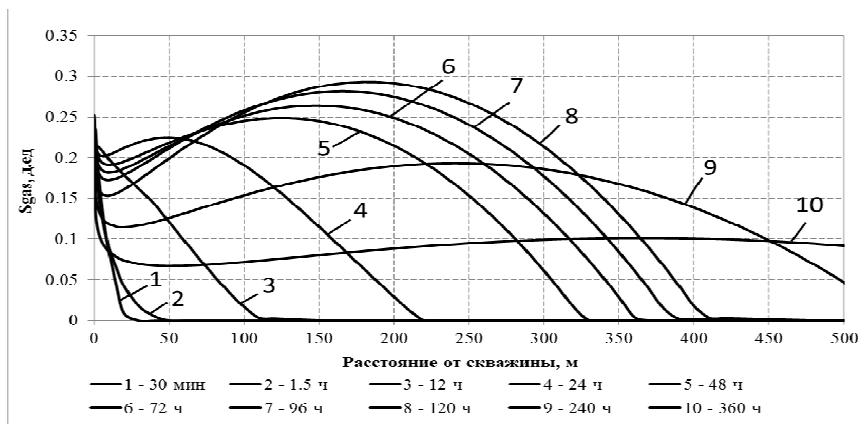


Рис. 5. Динамика газонасыщенности в дренируемом скважиной объеме

Из численных экспериментов выявлено, что для предотвращения снижения продуктивности при ВНР необходимо избегать локальных минимумов температуры. Иными словами, для снижения негативного воздействия парафинизации нефти на общую продуктивность скважины необходимо плавное снижение забойного давления.

В ходе исследования выполнен расчет оптимальной динамики забойного давления на период ВНР. В созданную математическую модель были заданы различные темпы снижения давления (рис. 6).

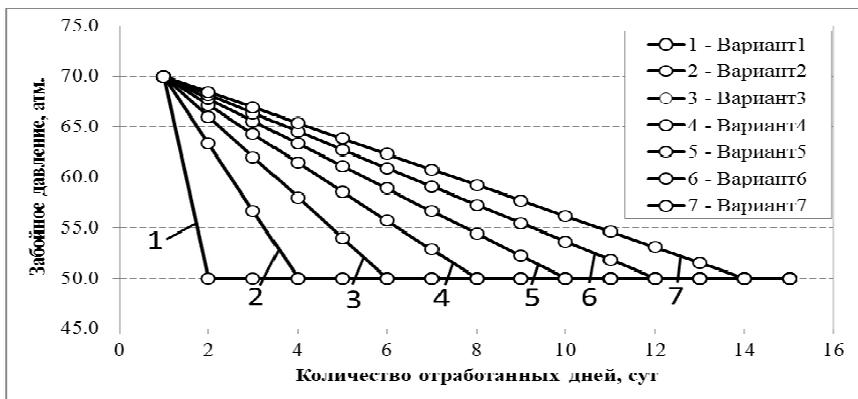


Рис. 6. Заданные в модель темпы снижения забойного давления

Задача оптимизационных расчетов заключается в определении варианта снижения забойного давления, характеризующегося наименьшей потерей продуктивности при минимальном времени ВНР. Для этого построен график конечной продуктивности по всем вариантам (рис. 7).

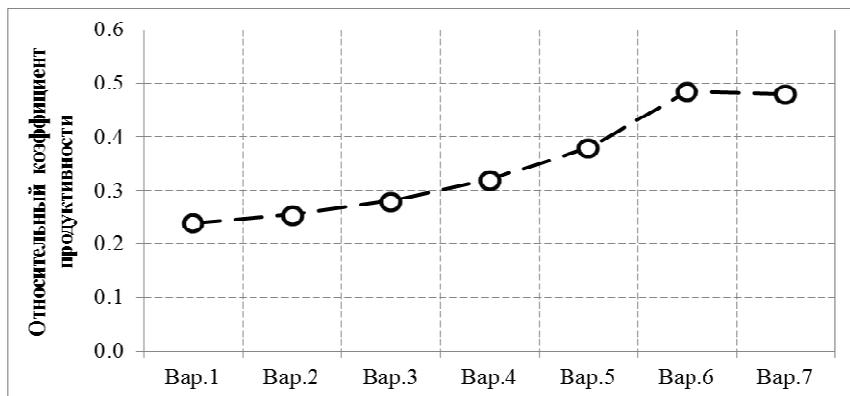


Рис. 7. Результаты оптимизационных расчетов.
Конечный коэффициент продуктивности после ВНР

Как видно из рисунка 7, наиболее оптимальный вариант – вариант № 6 (данному варианту соответствует максимальное значение конечной продуктивности скважины после ВНР). Наиболее оптимально, с точки зрения конечной продуктивности, снизить забойное давление до 50 атм за 12 дней.

Таким образом, сформированы условия оптимальной программы ВНР:

- 1) Вывод на режим скважины осуществлять ступенчато по изменению Рзаб.
- 2) Дискретность по ступеням значения Рзаб рекомендовать в 5 атм.
- 3) Минимальное время отработки на одном режиме – 1 сут.
- 4) Переход с одного режима на другой осуществить при изменении динамического уровня не более 10 метров между тремя замерами с интервалом в 12 часов. График рекомендуемого ВНР приведен на рисунке 8.

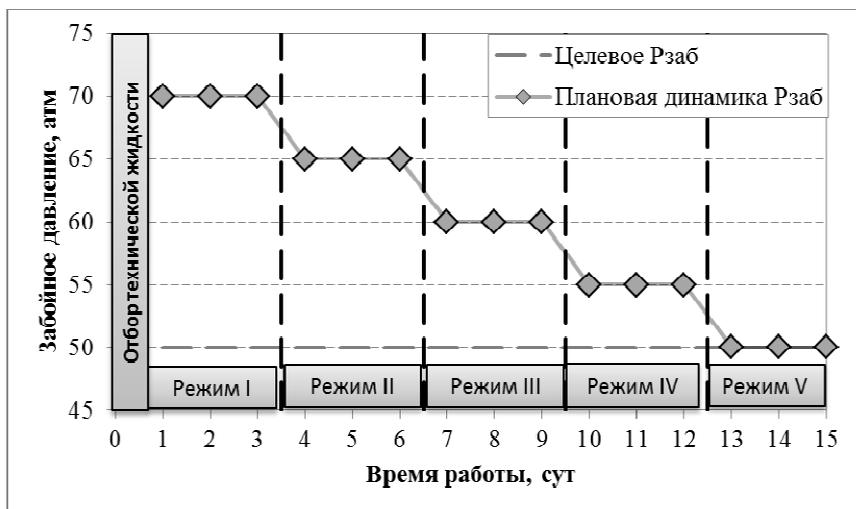


Рис. 8. График рекомендуемой динамики забойного давления скважины на период ВНР

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

Результаты выполненных теоретических и экспериментальных исследований позволили сформулировать следующие основные выводы и рекомендации:

1. Выполнен анализ процессов тепломассопереноса при движении многофазной среды в призабойной зоне пласта, и на основе этого анализа сформулирована физико-математическая модель фильтрации парафинистой нефти к горизонтальной скважине, с учетом фазовых переходов (выделения газа, кристаллизации парафина), эффекта Джоуля-Томсона, а также геометрических особенностей системы.

2. Детально исследован процесс кристаллизации парафина в нефти и показано, что на скорость этого процесса сильно влияет разгазирование нефти (выделение газа из нефти при снижении давления).

3. Разработан численный метод, алгоритм и программный комплекс, позволяющий промоделировать сложный процесс вывода скважины на технологический режим, и определить оптимальную динамику изменения давления на забое скважины для достижения максимального коэффициента продуктивности.

4. На основании численных экспериментов установлено, что динамика изменения забойного давления при выводе скважины на технологический режим существенно влияет на конечный коэффициент продуктивности скважины. В частности, для средних геолого-физических свойств оптимально производить вывод скважины на режим в течении 12 дней, снижая давление ступенчато с 70 до 50 атм.

5. Разработана и утверждена (для внутреннего пользования) программа вывода скважины на режим (ВНР) для «средней» скважины Восточно-Мессояхского месторождения.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в рецензируемых журналах, входящих в перечень ВАК РФ

1. Кузнецов С.В. Влияние разгазирования на процесс кристаллизации парафинов в нефти / А.А. Кислицын, С.В. Кузнецов, А.В. Поднебесных, В.О. Поляков, А.Б. Шабараов // Деловой журнал Neftegaz.ru. – 2016. №3. С. 92-95.
2. Кузнецов С.В. Основные типы вторичных изменений пород-коллекторов на территории Западно-Сибирской плиты / А.В. Поднебесных, С.В. Кузнецов, В.П. Овчинников // Известия вузов. Нефть и газ – 2015. № 2. С. 26-30.
3. Кузнецов С.В. Оценка ресурсов газогидратов на Восточно-Мессояхском месторождении / А.В. Поднебесных, Ю.В. Марьянович, С.В. Кузнецов, В.П. Овчинников // Известия вузов. Нефть и газ. – 2015. № 4. С. 40-44.

Публикации в других изданиях

4. Кузнецов С.В. Комплексный подход к изучению газовых шапок / А.В. Поднебесных, В.П. Овчинников, С.В. Кузнецов // LAP LAMBERT Academic Publishing. 2015. – 68 с.
5. Кузнецов С.В. Расчет фазового равновесия в системе «газ-нефть-парафин» / С.В. Кузнецов, М.Ю. Данько // Нефть. Газ. Новации. – 2012. №8. С. 78 - 81.
6. Кузнецов С.В. Экспериментальное и теоретическое исследование микрокристаллизации парафинов в нефти / А.А. Кислицын, А.А. Федорец, Е.В. Портнягина, С.В. Кузнецов, А.В. Поднебесных // Вестник Тюменского государственного университета. Серия «Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика». – 2015. № 3. С. 85-95.
7. Кузнецов С.В. Расчет фазового равновесия в системе газ-нефть-парафин / С.В. Кузнецов, М.Ю. Данько // Сборник трудов Тюменского института нефти и газа «Оптимизация технологий

разработки нефтяных месторождений». Выпуск 4. – Тюмень: ЗАО «ТИНГ», – 2012. С. 329-335.

8. Кузнецов С.В. Оптимизация режимов работы добывающих скважин в условиях пескопроявления. / С.В. Кузнецов // Сборник трудов Тюменского института нефти и газа «Оптимизация технологий разработки нефтяных месторождений». Выпуск 5. – Тюмень: ЗАО «ТИНГ», – 2014. С. 432-435.

9. Кузнецов С.В. Процессы образования асфальто-смоло-парафинистых отложений в пласте ПК₁₋₃ / С.В. Кузнецов // Теплофизика. Гидродинамика. Теплотехника. Сборник статей. Выпуск 6. – 2013. С. 65-70.

Подписано в печать 14.10.2016. Тираж 120 экз.
Объем 1,0 уч.-изд. л. Формат 60×84/16. Заказ 873.

Издательство Тюменского государственного университета
625003, г. Тюмень, ул. Семакова, 10.
Тел./факс (3452) 59-74-81; 59-74-68
E-mail: izdatelstvo@utmn.ru