Министерство образования и науки Российской Федерации Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого Институт прикладной математики и механики Высшая школа теоретической механики

> Работа допущена к защите Директор высшей школы _____ А. М. Кривцов « 8 » июня 2020 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРА «РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ ПОВЕРХНОСТНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ НА ПАРАМЕТРЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ»

по направлению подготовки 01.04.03 "Механика и математическое моделирование"

Направленность 01.04.03_04 «Математическое моделирование процессов нефтегазодобычи»

Выполнил	
студент гр.	3640103/80401

Г.А. Чигарев

Руководитель Доцент, к.ф.-м.н.

В.А. Кузькин

Консультант по нормоконтролю

Е. А. Хайбулова

Санкт-Петербург 2020

САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ПЕТРА ВЕЛИКОГО ИНСТИТУТ ПРИКЛАДНОЙ МАТЕМАТИКИ И МЕХАНИКИ

УТВЕРЖ Л.	ΑЮ
лылд	i no

Директор высшей школы						
Ø	A.	М. Кривцов				
«22»	января	2020 г.				

ЗАДАНИЕ

по выполнению выпускной квалификационной работы

студенту Чигареву Григорию Александровичу 3640103/80401

1. Тема работы: Разработка методики оценки влияния поверхностной инфраструктуры на параметры разработки нефтегазового месторождения

2. Срок сдачи студентом законченной работы:		ной работы:	08.06.2020	
3.	Исходные	данные	ПО	работе:

4. Содержание работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

1) Разработка метода оценки влияния изменения давления на дебит скважины;

2) Создание модели одной замерной установки (гидравлически замкнутого узла);

3) Создание модели гидравлически замкнутого коллектора – совокупности замерных установок;

4) Сравнение результатов моделирования с гидродинамическим симулятором.

5. Перечень графического материала (с указанием обязательных чертежей):

6. Консультанты по работе:

7. Дата выдачи задания _____ 22.01.2020 ____

Руководитель ВКР

(подпись)

<u>В.А. Кузькин</u> инициалы, фамилия

Студент

<u>Г.А. Чигарев</u> инициалы, фамилия

(подпись)

РЕФЕРАТ

На 40 с., 9 рисунков, 16 таблиц, 0 приложений.

НЕФТЯНОЙ ИНЖИНИРИНГ, ПОВЕРХНОСТНАЯ ИНФРАСТРУКТУРА, МНОГОФАЗНОЕ ТЕЧЕНИЕ, НЕФТЕСБОРНАЯ СЕТЬ, PIPESIM, PROXI-МОДЕЛИРОВАНИЕ

В данной работе изложен подход к созданию модели поверхностной сети нефтегазового месторождения в условиях низкого качества входных данных. Разработан и протестирован алгоритм оценки влияния параметров разработки на объемы добычи. Исследовано влияние поверхностной инфраструктуры на изменения давлений в нефтесборной сети.

THE ABSTRACT

40 pages, 9 pictures, 16 tables, 0 applications

OIL ENGINEERING, SURFACE INFRASTRUCTURE, MULTIPHASE FLOW, PETROLEUM NETWORK, PIPESIM, PROXY-MODELING

In this paper, we outlined approach to creating the model of the surface network of an oil and gas field in conditions of poor quality of input data. An algorithm has been developed and tested to assess the impact of development parameters on production volumes. Investigated the effect of surface infrastructure on pressure changes in the oil gathering network.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение					
Глава 1. Модель одного узла трубопроводной сети	7				
1.1 Описание модели	7				
1.2 Результаты расчета и сравнение с симулятором	25				
Глава 2. Замыкающее уравнение для нескольких узлов в рамках					
общей сети	31				
2.1 Описание модели	31				
2.2 Результаты расчета и сравнение с симулятором					
Заключение	38				
Список использованной литературы					

введение

В настоящее время наблюдается устойчивая тенденция к ухудшению структуры извлекаемых запасов, что проявляется в увеличении объемов трудозатрат для поддержания темпов добычи флюида. Структура систем сбора на месторождениях разветвляется и усложняется, что ведет к увеличению времени планирования производственных мероприятий и ввода новых мощностей. Так же, существующая на данный момент методология построения интегрированных моделей «система сбора продукции – скважина – пласт», использующаяся в коммерческих симуляторах, требует большого количества исходных данных и глубокой детализации отдельных элементов интегрированной модели. Для модели наземной инфраструктуры может быть серьезно ограничена степень детализации из-за недостаточного количества замеров давлений и дебитов в участках трубопроводной сети. Кроме того, подобные модели обладают низкой скоростью расчёта и малой устойчивостью к качеству выходных данных.

Так же, необходимо учитывать параметры пласта и технологические ограничения скважин и сети нефтесборных линий. Активное бурение высокодебитных скважин может привести к предельной загруженности линии сбора и потерь в добычи в силу ограничений по давлениям в трубах. Создание полноценной модели сети нефтесборного коллектора требует: мощных вычислительных устройств для анализа гидродинамики разветвленной сети трубопроводов и адаптации большого числа параметров (длины, диаметры труб, в модели ИХ шероховатость, скорости распространения фронта давлений в флюиде и т.д.). Иногда такая адаптация может не сойтись.

Совокупность вышеописанных осложняющих факторов, характерных для такого подхода, привод к низкому проценту использования

интегрированных моделей для реальных месторождений и использованию моделей, созданных с ограничениями: секторных, с ограниченной детализацией и т.д., то в свою очередь приводит к необходимости создания «легкой» по вычислениям модели и устойчивой к малому количеству и низкому качеству исходных данных.

В данной работе была разработана такая модель для поверхностной инфраструктуры, требующая для своей настройки замеров давлений только в трех точках: устье скважины, ЗУ и точка сбора коллектора. В комбинации с упрощенными моделями скважины и пласта эта модель позволяет создать комплексную интегрированную модель.

ГЛАВА 1. МОДЕЛЬ ОДНОГО УЗЛА ТРУБОПРОВОДНОЙ СЕТИ 1.1 Описание модели

Рассмотренная в данной работе модель представляет из себя совокупность нескольких элементов: модели пласта, представляющей из себя использование индикаторной кривой Вогеля; модели скважины – таблицы, по которым определяется зависимость между забойным и линейным давлением; и моделью поверхностной инфраструктуры, состоящей из двух частей: куста (объединения скважин) и технологической линии – объединения кустовых площадок.

Модель пласта в данной постановке представляет из себя использование индикаторной кривой Вогеля, связывающей между собой давление в пласте и забойное давление. В данной задаче давление в пласте является константой, что позволяет использовать добычу из пласта и забойное давление в качестве граничных условий.

$$Q_o = PI_o \left(P_{res} - P_{Hac} \right) + \frac{PI_o P_{res}}{1.8} \left(1 - 0.2 \left(\frac{P_{bhp}}{P_{Hac}} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{bhp}}{P_{Hac}} \right)^2 \right)$$
(1)

где *P_{res}* – давление на контуре питания скважины, Па;

Р_{нас} – давление насыщения, Па;

*PI*_o – коэффициент продуктивности при малой депрессии, вычисляемый по композитной кривой Вогеля, ст.м³/(сут·Па);

*P*_{bhp} – забойное давление скважины.

Модели скважин с учетом притока из пласта, отражающие vfpтаблицы:

а. Для газлифтных скважин – зависимость дебита скважины по жидкости от расхода газлифтного газа и давления на кустовой площадке;

b. Для фонтанных скважин и скважин, оборудованных УЭЦН, – зависимость дебита скважины по жидкости от линейного давления (на текущий момент принимается, что параметры работы ПЭД не меняются в процессе эксплуатации).

Модели скважин строятся согласно данным об истории их работы и их параметрам, получаемым в процессе разработки. В данной модели они представляют из себя таблицы, отражающие зависимость забойного давления от давления на устье скважины и управляющего параметра: расхода закачки газлифтного газа для газлифтных скважин и частоты вращения насоса для скважин, оборудованных электроцентробежными насосами.

Перейдем непосредственно к модели поверхностной инфраструктуры. Система состоит из 4х элементов: «скважина – куст скважин – технологическая линия – пункт сбора нефтесборного коллектора» (см. Рис. 1.1 и Рис. 1.2).



Рис.1.1 Реальная схема нефтесборного коллектора

Рассмотрим участок скважина – куст скважин – выход на фиксированное давление.

Введем несколько допущений:

• Будем считать, что для всех скважин на кусте линейное давление *P* одинаково, то есть гидравлически скважины сходятся в точку одинакового давления:

$$P_{\rm K} = P_{\rm i}$$
 , где i — номер скважины; (2)

• Уберем из рассмотрения эффекты, связанные с изменением температуры. При движении флюида по скважине этими эффектами пренебрегать нельзя, но эти изменения уже учтены в моделях скважины. В случае же движения флюида по горизонтальным трубам, градиент температуры минимален, что позволяет ими пренебречь:

$$T = const; (3)$$

• Будем считать, что поток газожидкостной смеси линейный. Тогда поток можно декомпозировать на три составляющих: поток свободного газа (аналог «газовой скважины»), поток нефти с попутным газом (с индикаторной кривой Вогеля) и поток воды:

$$Q_{liq} = Q_{oil} + Q_{water} + Q_{gas}; \tag{4}$$

• Будем считать, что все изменения величин в системе достаточно малы. Тогда для их подсчета будем использовать производные и дифференциалы.

Приняв эти допущения, можно упростить сеть до следующего вида (см. Рис. 1.2):



Рис. 1.2 Упрощенная схема нефтесборного коллектора

Тогда наша система будет представлять из себя совокупность нескольких элементов: скважин, определяемыми зависимостями между давлениями в пласте и на поверхности; кустами, являющимися точками соединения нескольких скважин; технологической линией, являющейся общим коллектором для всех кустов; и точкой сбора, где флюид из технологической линии поступает в транспортировочную сеть. Точка входа в пласт и точка сбора коллектора являются граничными точками для нашей задачи.

Модель основана на принципе установившихся течений между входом в узлы(кусты) и выходом из них. Будем считать, что во всех её элементах флюид не накапливается, то есть количество входящего в элемент системы флюида за промежуток времени равен количеству флюида выходящего из него за этот же промежуток времени. Тогда можно записать закон сохранения массы в следующем виде:

$$m_{in} = m_{out},\tag{5}$$

где m_{in} – масса флюида, который поступает в некоторую часть системы; m_{out} – масса флюида, который выходит из первой части и поступает во вторую часть системы.

Запишем уравнение (1) для i-того куста скважин, в который входит n скважин:

$$\sum_{j=1}^{n} m_{gas}^{j} + \sum_{j=1}^{n} m_{gl}^{j} + \sum_{j=1}^{n} m_{g.o.}^{j} + \sum_{j=1}^{n} m_{oil}^{j} + \sum_{j=1}^{n} m_{wat}^{j} = m_{out}, \quad (6)$$

где m_{gas}^{j} , m_{oil}^{j} , m_{wat}^{j} - массы газа, нефти и воды, добытых из j-той скважины; m_{gl}^{j} - масса газа, закаченного в j-тую скважину для увеличения ее флюидоотдачи;

 $m_{g.o.}^{j}$ - масса газа, который выделится из нефти при изменении давления.

Распишем каждую составляющую уравнения (2) за промежуток времени dt в поверхностных условиях. Масса газа:

$$\sum_{j=1}^{n} m_{gas}^{j} = \sum_{j=1}^{n} Bg(P^{j}) \operatorname{PI}^{j} (\Gamma \Phi^{j} - Rs^{j}) (P_{res}^{j} - P_{bhp}^{j}) dt,$$
(7)

где $Bg(P_{res}^{j})$ – объемный коэффициент газа, то отношение объема пластового газа к объему газа при стандартных условиях;

РІ^{*j*} – коэффициент продуктивности *j*-той скважины;

ГФ^{*j*} – газовый фактор j-той скважины, то есть объем газа, содержащийся в одном кубическом метре нефти;

*P*_{res} – пластовое давление в точке пласта, где пробурена j-тая скважина;

*P*_{bhp} – забойное давление j-той скважины;

Rs – газосодержание нефти, то есть зависимость объема газа, растворенного в нефти от давления. Газосодержание определяется по данным замеров с промысловых геофизических исследований скважин и представляет собой зависимость объема газа в одном кубическом метре нефти от давления, в котором находится система (см. Рис. 1.3).



Рис. 1.3 Зависимость газосодержания нефти от давления

Значение газосодержания при текущем давлении *P^j* определяется путем интерполяции данных, полученных вследствие экспериментов на скважине:

$$V_{g.o.} = V_{oil} \rho = V_{oil} \frac{dRs}{dP} = V_{oil} \frac{Rs(P_{k+1}) - Rs(P_k)}{P_{k+1} - P_k},$$
(8)

Где $P_k < P^j < P_{k+1}$. Тогда масса газа, выделившегося из нефти при условиях куста, приобретает вид:

...

$$\sum_{j=1}^{n} m_{g.o.}^{j} = \sum_{j=1}^{n} Bg(P^{j}) q_{oil}^{j} Bo^{j}(P^{j})\rho(P_{bhp}^{j} - P^{j})dt,$$
(9)

где q_{oil}^{j} – объем нефти, добытый j-той скважиной в единицу времени, рассчитанный при нормальных условиях (1 атм.). Масса нефти в пластовых условиях:

$$\sum_{j=1}^{n} m_{oil}^{j} = \sum_{j=1}^{n} Bo(P^{j}) \operatorname{PI}^{j} (P_{res}^{j} - P_{bhp}^{j}) dt,$$
(10)

где $Bo(P_{res}^{j})$ – объемный коэффициент нефти, то есть отношение объема пластовой нефти к объему получаемой из нее сепарированной нефти при стандартных условиях. Масса воды:

$$\sum_{j=1}^{n} m_{wat}^{j} = \sum_{j=1}^{n} \frac{\omega^{j}}{1 - \omega^{j}} m_{oil}^{j}, \qquad (11)$$

где ω^{j} - обводненность j-той скважины, то есть отношение объема воды к объему добытой жидкости. Коэффициент сжимаемости воды примем равным единице, то есть будем рассматривать воду как несжимаемую жидкость. Объем газлифтного газа в пластовых условиях:

$$\sum_{j=1}^{n} m_{gl}^{j} = \sum_{j=1}^{n} Bg(P^{j}) q_{gl}^{j} dt,$$
(12)

где q_{gl}^{j} – расход закачки газлифтного газа.

Поскольку процессы, происходящие непосредственно в пласте, не замеряются, будем считать, что объем добытого флюида при пластовых условиях равен объему этой нефти при забойном давлении. Это допущение позволяет нам считать дебит, приходящий из пласта зависящим только от забойного давления скважины.

Параметры Bo(P) и Bg(P) – объемный коэффициент нефти и газа, так же, как и газосодержание Rs, определяются путем исследования скважины на месторождении и являются экспериментальными зависимостями (см. Рис. 1.4 и Рис. 1.5).



Рис. 1.4 Зависимость объемного коэффициента нефти от давления



Рис. 1.5 Зависимость объемного коэффициента газа от давления

Поскольку теоретические зависимости для Bg – показательная, для Bo – линейная, то и мы будем использовать соответствующие интерполяции.

$$Bg(P) = AP^b, (13)$$

$$Bo(P) = cP + d. \tag{14}$$

Линейная зависимость для коэффициента сжимаемости нефти сохраняется до некоторого давления, после которого идут нелинейные эффекты. В случае, если давление в системе поднимется выше этих критических давлений, то для определения *Bo*(*P*) будем пользовать кусочно-линейной интерполяцией.

Для определения производных этих функций по давлению, воспользуемся численной двух точечной схемой:

$$g(P) = \frac{dBg(P)}{dP} = \frac{Bg(P_{k+1}) - Bg(P_k)}{P_{k+1} - P_k},$$
(15)

$$\kappa(P) = \frac{dBo(P)}{dP} = \frac{Bo(P_{k+1}) - Bo(P_k)}{P_{k+1} - P_k},$$
(16)

где $P_k < P < P_{k+1}$. Таким образом, определив объемы составляющих флюида в пластовых условиях и определив к-ты сжимаемости газа, нефти и ее газосодержание, можем определить объем флюида в условиях поверхности при давлении *P*:

$$\left[\sum_{j=1}^{n} m_{gas}^{j}(P) + \sum_{j=1}^{n} m_{gl}^{j}(P)\right] + \sum_{j=1}^{n} m_{g.o.}^{j}(P) + \sum_{j=1}^{n} m_{oil}^{j}(P) + \sum_{j=1}^{n} m_{wat}^{j}(P) = m_{out}(P)$$
(17)

Определим зависимость между забойным давлением скважины P_{bhp}^{J} и линейным давлением на кусте P^{j} . Эта зависимость определяется на основании экспериментальных данных о режиме работы скважины и представляет собой двумерную дискретную функцию следующего вида:

$$P_{bhp}^{j} = F(P^{j}, B),$$
(18)

где *В* – является управляющим параметром, определяющимся режимом эксплуатации скважины:

• Для скважины газлифтного способа эксплуатации – объем закаченного в скважину газа (Табл. 1.1):

Таблица 1.1

Qgl,	P 1,	P 2,	P 3,	P 4,	P 5,	P 6,	P 7,
тыс.м3/сут.	атм.						
	1	14	26	39	46	52	59
10	25	37	57	77	86	95	102
0	22	39	62	85	95	103	109
2	23	38	60	82	91	99	105
5	23	38	59	79	89	97	103
10	25	37	57	77	86	94	102
13	26	37	56	76	85	93	101
16	26	37	56	75	84	93	100
20	28	38	56	74	83	92	100
30	30	39	55	73	82	91	99
40	33	41	56	73	82	90	99

Модель скважины газлифтного способа эксплуатации

• Для скважины, оборудованной электроцентробежным насосом – частота вращения ротора насоса (Табл. 1.2, Рис. 1.5);

Таблица 1.2

F , Гц	Р 1, атм.	Р 2, атм.	Р 3, атм.	Р 4, атм.	Р 5, атм.	Р 6, атм.	Р 7, атм.
	1	11	19	26	34	41	49
50	79	98	101	105	109	113	118
51	80	99	102	106	110	114	119
52	81	100	103	107	111	115	120
53	82	101	104	108	112	116	121
54	83	102	105	109	113	117	122
55	84	103	106	110	114	118	123
56	85	104	107	111	115	119	124
57	86	105	108	112	116	120	125
58	87	106	109	113	117	121	126
59	88	107	110	114	118	122	127

Модель скважины, оборудованной насосом



Рис. 1.5 Зависимость забойного давления от линейного и частоты

• Для скважины, фонтанирующей самостоятельно – этот параметр не определяется и зависимость приобретает вид (Табл. 1.3, Рис. 1.6):

$$P_{bhp}^{j} = F(P^{j}) \tag{19}$$

Таблица 1.3

Р 1, атм.	Р 2, атм.	Р 3, атм.	Р 4, атм.	Р 5, атм.	Р 6, атм.	Р 7, атм.
45	53	60	43	35	28	1
138	149	159	135	125	115	92

Модель фонтанирующей скважины



Рис. 1.6 Зависимость забойного давления от линейного для фонтана

В данном случае значение забойного давления, как и производная забойного давления по линейному давлению или управляющему параметру определяется методами интерполяции и численного дифференцирования зависимости $F(P^{j}, B)$.

Будем считать, что количество флюида, выходящего из элемента системы, прямо пропорционален разнице давлений, благодаря которой происходит выход этого флюида:

$$\mathbf{m}_{out} = \alpha^i \left(P^i - \bar{P} \right) dt, \tag{20}$$

где \propto^{i} – коэффициент, равный отношению массы флюида, который перешел в технологическую линию, к разнице давлений, при которой произошел этот процесс; \overline{P} – давление в технологической линии, то есть давление, в которое вытекает флюид. Такая зависимость количества флюида от перепада давления вытекает из уравнения Бернулли для ламинарного потока:

$$\mathbf{h}_i + z_i + \frac{P_i}{\rho g} = \bar{h} + \bar{z} + \frac{\bar{P}}{\rho g},\tag{21}$$

где, h_i и \bar{h} - напоры жидкости в входе в куст и на выходе в технологическую линию;

 z_i и \bar{z} – высоты этих участков. Для простоты предположим, что высоты участков одинаковы, тогда уравнение приобретает вид:

$$\rho g(\mathbf{h}_i - \bar{h}) = \bar{P} - P_i \,. \tag{22}$$

Представим напоры жидкости как степенные функции расхода:

$$\mathbf{h} = Kq^m. \tag{23}$$

Рассматривается случай, когда скорости и ускорения потока достаточно небольшие, то наш флюид всегда движется согласно ламинарному режиму течения. Для ламинарного режима потока:

$$m = 1 \ \text{m} \ K = \frac{128 \ V \ L}{\pi \ g \ d^4},\tag{24}$$

где V – скорость потока, м/с;

L – длина расчетного участка трубопровода, м;

g – ускорение свободного падения;

d – диаметр трубы, м. Тогда уравнение (23) принимает вид:

$$\left[\frac{128 \ \rho \ L}{\pi \ d^4} \ (V_i - \ \bar{V})\right] q = \ \bar{P} - P_i.$$
⁽²⁵⁾

Скорость потока может быть получена из данных о дебите каждой скважины, принимая, что дебит скважины является средним значением за сутки работы скважины:

$$V = \frac{q_{liq}}{t_{\rm cyr}},\tag{26}$$

где *t*_сут = 24 ч.

Подставим это в уравнение (25) и преобразуем его:

$$q = \frac{\bar{P} - P_i}{\frac{128 \,\rho \,L}{\pi \,d^4 \,t_{\rm cyr}} \,(q_i - \bar{q})}$$
(27)

Или:

$$m_{out} = \frac{1}{\frac{128\,\rho\,L}{\pi\,d^4\,t_{cyr}}}\,(\bar{P} - P_i)dt = \alpha^i\,(P^i - \bar{P})dt.$$
(28)

Параметр \propto^i будем называть коэффициентом гидропроводности трубопровода по аналогии с электрической проводимостью. Коэффициент \propto^i , с одной стороны, является параметром, определяющим свойства трубы, по которой движется флюид. С другой стороны, этот параметр зависит от относительной скорости втекающего и вытекающего флюида., то есть для его определения необходимо точно знать, насколько различаются скорости движения газожидкостной семи на входе и на выходе из куста. Проблема заключается в том, что на реальных месторождениях обычно нет расходомеров в каждом участке сети, они стоят лишь на входе в куст для каждой скважине и на точке сбора, куда поступает флюид со всего месторождения. Так же, в большинстве случаев, даже эти замеры являются низко дискретными и мало точными, так как в основном это усредненные за сутки измерения. Такая точность входных данных не позволяет полноценно описать разницу скоростей, то есть не позволяет использовать такой вид параметра \propto^i для достижения точных результатов.

В данной работе, для решения этой проблемы, прибегнем к следующему способу. Вместо того, чтобы высчитывать параметр \propto^i , исходя из параметров трубопровода и флюида, определим его из начальных данных. Так как на входе модели мы имеем данные о давлении в технологической линии, на кустах, а так же дебитах, вытекающих из каждого куста, можно определить \propto^i следующим образом:

$$\propto^{i} = \frac{\mathrm{m}_{out}^{0}}{\left(P_{0}^{i} - \overline{P_{0}}\right)dt_{0}},$$
(29)

где $\frac{m_{out}^0}{dt_0} = q_0$ – дебит газожидкостной смеси с куста в начальный момент времени, определяющийся из входных данных; P_0^i и $\overline{P_0}$ – соответственно давления на кусте и в технологической линии в начальный момент времени.

Стоит сделать замечание насчет давления в технологической линии $\overline{P_0}$. Обратив внимание на рисунок 1, мы увидим, что реальная линия на месторождении может иметь любую протяженность, вплоть до нескольких километров. В таких условиях, для каждого куста давление в линии будет иметь свое значение, которое может достаточно сильно различаться в зависимости от удаленности точки врезки куста от точки сбора, имеющей фиксированное давление. В работах (1)(6)(7), для описания зависимости давления в линии от ее протяженности $\overline{P_0}(L)$ используются подходы, основанные на использовании уравнений движения жидкости в комбинации с использованием многофазных корреляций для потока газожидкостной смеси. Такое решение подразумевает под собой наличие достаточно точных входных данных и решение уравнений механики газа и жидкости с применением численных методов. Так как для нашей задачи мы не имеем точных входных данных, а условие быстродействия модели не позволяет нам решать полноценную задачу гидродинамики флюида в трубопроводе, введем допущение, что давление в технологической линии $\overline{P_0}(L)$ не будет зависеть от ее протяженности, то есть $\overline{P_0}(L) = const$. Для верификации такого приближения оценим градиент давления по технологической линии в зависимости от ее длины (Табл. 1.4).

Таблица 1.4

Перепад давления в трубе в зависимости от длины

Длина, км	0.5	1	2	5	10	50
Перепад давления в						
линии, атм	0.24	0.43	0.93	2.27	4.42	18

Мы видим, что перепад давления в коллекторе существенно зависит от его длины, при длинах от 2 км и более. Погрешности по давлениям во входных данных могут достигать +- 0.5 атм, что позволяет при небольших длинах коллектора принять наше допущение о постоянстве давления в линии от длины. На более протяженных коллекторах необходима разработка более точной методики для оценки этого параметра.

Определение параметра \propto^{i} из начальных данных позволяет нам избежать учета скоростей движения флюида по трубопроводу. Но в таком случае мы лишаемся возможности учесть изменение этого параметра в зависимости от изменения объема флюида. Для определения этой зависимости поступим следующим образом: так как параметр \propto^i зависит от параметра трубопровода и скорости движения флюида, можно в начальный момент определить, как меняется этот параметр в зависимости от изменения объема газожидкостной смеси путем использования многофазных корреляций, используемых в гидродинамическом симуляторе. Такой подход требует для каждой новой задачи просчитывать этот параметр заново, но все еще является существенно более быстрым, чем полноценное моделирование сети там же, как как нам нет необходимости рассчитывать всю систему сразу, а лишь небольшие ее участки. Определив таким образом зависимость $\Delta \propto^i (\Delta q^i)$, можем использовать ее в нашей модели.

Необходимо определить граничные условия в системе. Так как мы рассматриваем продвижение флюида от пласта то точки выхода из коллектора, то в качестве граничных условий необходимо определить

давления в этих точках. По причине отсутствия модели пласта, на этом этапе будем считать их фиксированными константами, которые мы знаем из реальных замеров.

Если рассмотреть і-тый куст, содержащий п скважин, через промежуток времени dt, то в нем изменится давление P^i на некоторую величину dP^i и в каждой скважине этого куста будет изменено забойное давление P_{bhp}^{j} на величину dP_{bhp}^{j} . Также возможно, что за этот промежуток времени количество скважин в данном кусте будет изменено до величины k^i . В связи с этими изменениями так же изменится и давление в технологической линии \overline{P} . Записав уравнение для следующего временно шага, получим:

$$\sum_{j=1}^{n} \left(m_{gas}^{j} + m_{gl}^{j} + m_{g.o.}^{j} + m_{oil}^{j} + m_{wat}^{j} \right) + \sum_{j=1}^{n} \left(dm_{gas}^{j} + dm_{gl}^{j} + dm_{g.o.}^{j} + dm_{oil}^{j} + dm_{wat}^{j} \right) = m_{out} + dm_{out}$$
(30)

Тогда, поделив уравнение (30) на уравнение (6), получим:

$$1 + \frac{dm_{out}}{m_{out}} = \frac{\sum_{j=1}^{n+k^{i}} \left[dm_{gas}^{j} + dm_{gl}^{j} + dm_{g.o.}^{j} + dm_{oil}^{j} + dm_{wat}^{j} \right]}{\sum_{j=1}^{n} \left[m_{gas}^{j} + m_{gl}^{j} + m_{g.o.}^{j} + m_{oil}^{j} + m_{wat}^{j} \right]}$$
(31)

Или, переобозначив знаменатель правой части за m_{in} :

$$\frac{m_{in}}{m_{out}}dm_{out} = \sum_{j=1}^{n+k^j} dm_{gas}^j + dm_{gl}^j + dm_{g.o.}^j + dm_{oil}^j + dm_{wat}^j$$
(32)

Такая операция деления одного уравнения на другое позволяет нам неявно учесть параметр \propto^i , который отвечает за гидропроводность коллектора, и не вычислять его в явном виде.

Проведем несколько операций для упрощения вычислений:

- Подставим уравнения (7)-(16), (18), (20) в уравнение (32);
- Скажем, что q_{gas} будет содержать в себе не только свободный газ из пласта, но и газ, выделившийся из нефти, и газ, закаченный в процессе увеличения продуктивности:

$$q_{gas} = q_{gas_{free}} + q_{gl} + g_{g.o.}$$
(33)

Приведем в более удобный вид, собрав при коэффициенты при степенях *dP_i* и *dP̄*;

Таким образом, получим уравнение относительно изменений давлений на кустах и технологической линии:

$$C_2 dP_i^2 + C_1 dP_i + d\bar{P} + C_0 = 0 \tag{34}$$

где:

$$\boldsymbol{C}_{0} = \frac{P_{i} - \bar{P}}{\theta_{i} q_{in}} \left(Bg(P_{i}) dq_{gas}^{i} + Bo(P_{i}) dq_{oil}^{i} + dq_{wat}^{i} \right);$$
(35)

$$\boldsymbol{C_1} = \frac{P_i - \bar{P}}{\theta_i q_{in}} (Bg(P_i)S_i + \boldsymbol{z}(P_i)(q_{gas} + dq_{gas}) + Bo(P_i)\sigma_i + \boldsymbol{z}(P_i)(q_{ga$$

$$+ \varkappa(P_i)(q_{oil} + dq_{oil}) + \sum_{j=1}^n \beta^j \omega^j - \frac{q_{in}}{P_i - \overline{P}});$$

$$\boldsymbol{C_2} = \frac{P_i - \bar{P}}{\theta_i \, q_{in}} \, (\boldsymbol{z}(P_i)S_i + \, \boldsymbol{\varkappa}(P_i) \, \sigma_i); \tag{37}$$

$$\boldsymbol{\sigma}_{i} = \sum_{j=1}^{n} \beta^{j} = -\sum_{j=1}^{n} P I^{j} \lambda^{j}; \qquad (38)$$

$$\lambda^{j} = \frac{dP_{bhp}^{J}}{dP^{j}}; \tag{39}$$

$$\theta_i = \frac{\alpha_0^i + \Delta \alpha^i \left(\Delta q^i\right)}{\alpha_0^i},\tag{40}$$

где $\propto_0^i - \kappa - \tau$ гидропроводности куста в текущий момент;

$$\boldsymbol{S}_{i} = -\sum_{j=1}^{n} (\boldsymbol{\Gamma} \Phi^{j} - \boldsymbol{R} \boldsymbol{S}^{j}) k^{j} \lambda^{j}; \qquad (41)$$

$$\boldsymbol{q}_{x} = rac{\sum_{j=1}^{n} m_{x}^{j}}{dt}$$
, где $x \in (gas, oil, wat).$ (42)

Записав для каждого i-того куста уравнение (34), получим систему уравнений, состоящую из N+1 неизвестной: $dP_{i=1...N}$ и $d\overline{P}$, и N уравнений:

$$\begin{bmatrix}
C_2 dP_1^2 + C_1 dP_1 + d\bar{P} + C_0 = 0 \\
C_2 dP_2^2 + C_1 dP_2 + d\bar{P} + C_0 = 0 \\
. \\
. \\
C_2 dP_N^2 + C_1 dP_N + d\bar{P} + C_0 = 0
\end{bmatrix}$$
(43)

Система получается недоопределенной и нам необходимо добавить дополнительное уравнение для $d\overline{P}$. В качестве первого приближения для решения задачи перетоков, происходящих непосредственно в кусте примем, что давление в технологической линии остаётся неизменным со временем. Тогда:

$$d\bar{P} = 0 \tag{44}$$

Уравнение (44) замыкает систему (43).

1.2 Результаты расчета и сравнение с симулятором

Для сравнения с коммерческим симулятором будем рассматривать следующую систему (см. Рис. 1.7)



Рис. 1.7 Схема синтетической модели

Система состоит из точки стока, технологической линии и трех кустов, имеющих по одной скважине. Так как модель предполагает влияние одной скважины на другую посредством либо давления на кусте, либо давления в технологической линии и нас интересует только изменение давлений в узловых точках, нет необходимости создавать на кустах дополнительные скважины, как и нет необходимости рассматривать разные типы скважин.

Первым делом определим для данной системы зависимость изменения коэффициента гидропроводности от изменения объема газожидкостной смеси $\Delta \propto^i (\Delta q^i)$ (см. Рис. 1.8)



Рис. 1.8 Зависимость коэффициента гидропроводности от дебита флюида

Можно увидеть, что изменение коэффициента гидропроводности от изменения объема жидкости достаточно хорошо описывается степенной функцией. Отклонения возникают при изменениях объема в несколько раз и более. Для нашей задачи мы можем ограничиться диапазоном (0.25, 4), так как на реальном месторождении увеличение или уменьшение объема ГЖС в одном узле обычно находится в таком диапазоне. Так как полученная зависимость описывается степенной функцией с достаточной точностью, будем использовать такой вид для к-та гидропроводности:

$$\Delta \propto^{i} \left(\Delta q^{i} \right) = 0.9956 \left(\Delta q^{i} \right)^{-0.788} \tag{45}$$

Система уравнений (44) представляет собой систему нелинейных уравнений порядка N, где N – количество кустов, принадлежащих одной технологической линии. Для её решения воспользуемся функцией fsolve, решающей систему методом Левенберга — Марквардта, являющегося комбинацией метода Ньютона и градиентного спуска.

Для сравнения будем использовать PIPESIM – гидродинамический симулятор, решающий систему путем численного моделирования и использования многофазных корреляций для вычисления потока газожидкостной смеси. Исследовались изменения давлений, происходящих в системе при увеличения суммарного объема газожидкостной смеси на 1%, 5%, 10%, 50% и 100%. Здесь и далее разработанный алгоритм будем называть Прокси (упрощенной) моделью. На таблицах (1.5)-(1.7) можно увидеть результаты сравнения решения нашей модели с симулятором:

Таблица 1.5

$\Gamma \Phi = 0$ м3/м3, Обводненность = 100%							
	Скважина/ТЛ	3208	3208_2	3208_3	ТЛ		
	Нач. давления	8.370	7.839	10.573	3.950		
Увеличение 1%	Изменение Прокси	0.9%	0.8%	1.0%	0.0%		
	Изменение Пайпсим	1.1%	1.1%	1.2%	0.3%		
	Отклонение в изменениях	22.9%	22.9%	21.7%	100.0%		
Увеличение 5%	Изменение Прокси	4.3%	4.2%	4.8%	0.0%		
	Изменение Пайпсим	5.7%	5.5%	6.4%	2.1%		
	Отклонение в изменениях	24.1%	23.9%	24.5%	100.0%		
Увеличение 10%	Изменение Прокси	8.8%	8.5%	9.8%	0.0%		
	Изменение Пайпсим	11.6%	11.2%	13.0%	4.3%		
	Отклонение в изменениях	25%	24%	24%	100%		
Увеличение 50%	Изменение Прокси	46.9%	44.2%	51.8%	0.0%		
	Изменение Пайпсим	65.7%	63.0%	73.7%	25.3%		
	Отклонение в изменениях	28.6%	29.9%	29.7%	100.0%		
Увеличение 100%	Изменение Прокси	101.4%	96.2%	112.8%	0.0%		
	Изменение Пайпсим	153.2%	147.0%	171.5%	58.6%		
	Отклонение в изменениях	33.9%	34.5%	34.2%	100.0%		

Результаты расчёта для чистой воды

Результаты расчёта для смеси воды и нефти

ГФ = 46 м3/м3, Обводненность = 97%						
	Скважина/ТЛ	3208	3208_2	3208_3	ТЛ	
	Нач. давления	17.113	17.024	21.289	5.270	
Увеличение 1%	Изменение Прокси	1.0%	0.9%	0.9%	0.0%	
	Изменение Пайпсим	1.3%	1.1%	1.1%	0.5%	
	Отклонение в изменениях	23.0%	22.5%	21.1%	100.0%	
Увеличение 5%	Изменение Прокси	3.9%	3.5%	3.5%	0.0%	
	Изменение Пайпсим	5.2%	4.6%	4.6%	2.8%	
	Отклонение в изменениях	24.5%	23.9%	24.2%	100.0%	
Увеличение 10%	Изменение Прокси	7.5%	6.8%	6.8%	0.0%	
	Изменение Пайпсим	10.1%	9.1%	9.1%	5.7%	
	Отклонение в изменениях	25.0%	26.0%	24.7%	100.0%	
Увеличение 50%	Изменение Прокси	32.6%	32.1%	34.8%	0.0%	
	Изменение Пайпсим	47.1%	46.5%	48.9%	32.4%	
	Отклонение в изменениях	30.8%	30.9%	28.9%	100.0%	
Увеличение 100%	Изменение Прокси	64.8%	62.0%	70.2%	0.0%	
	Изменение Пайпсим	102.6%	96.8%	109.3%	72.0%	
	Отклонение в изменениях	36.9%	35.9%	35.8%	100.0%	

Таблица 1.7

Результаты расчёта для скважины с большим газосодержанием

ГФ = 562 м3/м3, Обводненность = 8%							
	Скважина/ТЛ	3208	3208_2	3208_3	тл		
	Нач. давления	24.856	27.067	26.578	6.846		
Увеличение 1%	Изменение Прокси	0.7%	0.7%	0.7%	0.0%		
	Изменение Пайпсим	0.9%	0.9%	0.9%	0.8%		
	Отклонение в изменениях	23.4%	24.1%	25.2%	100.0%		
Увеличение 5%	Изменение Прокси	3.4%	3.3%	3.4%	0.0%		
	Изменение Пайпсим	4.7%	4.6%	4.7%	4.0%		
	Отклонение в изменениях	26.8%	27.9%	27.1%	100.0%		
Увеличение 10%	Изменение Прокси	6.7%	6.6%	6.7%	0.0%		
	Изменение Пайпсим	9.4%	9.3%	9.3%	8.1%		
	Отклонение в изменениях	28.8%	28.7%	28.5%	100.0%		

Увеличение 50%	Изменение Прокси	30.4%	29.9%	29.8%	0.0%
	Изменение Пайпсим	46.7%	46.3%	46.4%	42.2%
	Отклонение в изменениях	34.9%	35.5%	35.8%	100.0%
Увеличение 100%	Изменение Прокси	55.2%	55.3%	55.5%	0.0%
	Изменение Пайпсим	92.0%	91.4%	91.5%	84.2%
	Отклонение в изменениях	40.0%	39.4%	39.4%	100.0%

Продолжение табл. 1.7

Мы видим, что при малых изменениях объема газожидкостной смеси изменения давлений на скважинах лучше сходятся с решением симулятора. Ошибка увеличивается при увеличении изменения дебита в трубе, что говорит о проявлении эффектов, связанных с изменением скорости при переходе от скважины к кусту и технологической линии. Так же, наблюдается зависимость отклонения в результатах от типа флюида. Это связано с тем, что для чистой воды нам не приходится вычислять значения объемных коэффициентов и газосодержания. Так как они имеют дискретную структуру, то их интерполяция накладывает ошибку на совершаемые вычисления, наблюдается что при уменьшении относительного объема воды и увеличении относительных объемов нефти и газа.

Так же мы видим, что давления технологической линии так же меняются, что говорит о недостаточной состоятельности решения при $\overline{P} = const$. Необходимо составить уравнение, которое свяжет дебиты и давления в кустах с давлением в технологической линии и пункте сбора.

Несмотря на неточности в алгоритме, предложенный подход позволил существенно сократить как время, необходимое для инициализации модели, так и время компьютерных вычислений. Результаты сравнения времени работы представлены в таблице 1.8.

Таблица 1.8

Симулятор	Время инициализации	Время расчёта
Прокси модель	0.47 сек	0.90 сек
PIPESIM	0.97 сек	1.28 сек

Сравнение времени расчёта с симулятором

ГЛАВА 2. ЗАМЫКАЮЩЕЕ УРАВНЕНИЕ ДЛЯ НЕСКОЛЬКИХ УЗЛОВ В РАМКАХ ОБЩЕЙ СЕТИ

2.1 Описание модели

В предыдущей главе рассматривалось решение задачи с постоянным давлением технологической линии \bar{P} . В качестве альтернативы, перейдем к более высокому уровню абстракции – представим систему технологическая линия–кусты как систему куст–скважина, где роль скважин будут выполнять кусты, а роль кустов – технологическая линия. Такое решение позволит нам использовать уравнения (34)-(37) для расчета давления в точке соединения всех труб от кустов. Единственное отличие будет заключаться в том, что характеристики флюида и объемы газожидкостной смеси будут рассчитаны на давление линии \bar{P} . Тогда уравнения (6)-(20) сохраняют свой вид с заменой P_i на \bar{P} , а уравнения (34)-(37) приобретают вид:

$$\sum_{i=1}^{N} C_{2i} dP_i d\bar{P} + \sum_{i=1}^{N} C_{1i} dP_i + C_1 d\bar{P} + \bar{C}_0 = 0$$
(46)

$$\bar{C}_0 = \left(\overline{Bg} \, d\bar{q}_{gas} + \overline{Bo} \, d\bar{q}_{oil} + d\bar{q}_{wat}\right) \frac{\bar{P} - P_0}{\bar{\theta} \, \bar{q}_{in}} \tag{47}$$

$$C_{1i} = \left(\overline{Bg}\,\overline{S_i} + \overline{Bo}\,\overline{\sigma_i} + \sum_{j=1}^n \beta^j \omega^j\right) \frac{\overline{P} - P_0}{\overline{\theta}\,\overline{q_{in}}} \tag{48}$$

$$\bar{C}_1 = (\bar{z} \left(\bar{q}_{gas} + d\bar{q}_{gas} \right) + \bar{\varkappa} \left(\bar{q}_{oil} + d\bar{q}_{oil} \right) - \frac{\bar{q}_{in}}{\bar{P} - P_0} \frac{\bar{P} - P_0}{\bar{\theta} \,\bar{q}_{in}}$$
(49)

$$C_{2i} = (\overline{z}\,\overline{S}_i + \,\overline{\varkappa}\,\overline{\sigma}_i)\,\frac{\overline{P} - P_0}{\overline{\theta}\,\overline{q}_{in}}$$
(50)

где, *P*₀ – давление на стоке коллектора остается постоянным на всем времени расчета;

все параметры \overline{Bo} и т.д. рассчитаны на давление технологической линии \overline{P} ; $\overline{\theta}$ – коэффициент гидропроводности коллектора между технологической линией и точкой сбора. Уравнение (45) замыкает систему (43).

2.2 Результаты расчета и сравнение с симулятором

Система (44) сохранила свой вид, но приобрела дополнительное уравнение (46). Аналогично параграфу 1.2 для ее решения воспользуемся функцией fsolve, решающей систему методом Левенберга — Марквардта, являющегося комбинацией метода Ньютона и градиентного спуска.

Для сравнения будем использовать гидродинамический симулятор PIPESIM. На таблицах 2.1 – 2.3 можно увидеть результаты сравнения решения нашей Прокси модели, использующей уравнение, описывающим давление в технологической линии, с симулятором:

Таблица 2.1

$\Gamma \Phi = 0$ м3/м3, Обводненность = 100%						
	Скважина/ТЛ	3208	3208_2	3208_3	ТЛ	
	Нач. давления	8.370	7.839	10.573	3.950	
Увеличение 1%	Изменение Прокси	1.1%	1.0%	1.2%	0.4%	
	Изменение Пайпсим	1.1%	1.1%	1.2%	0.3%	
	Отклонение в изменениях	3.6%	3.3%	3.3%	-16.9%	
Увеличение 5%	Изменение Прокси	5.5%	5.3%	6.1%	2.1%	
	Изменение Пайпсим	5.7%	5.5%	6.4%	2.1%	
	Отклонение в изменениях	4.2%	4.3%	4.4%	0.3%	
Увеличение 10%	Изменение Прокси	11.0%	10.6%	12.3%	4.2%	
	Изменение Пайпсим	11.6%	11.2%	13.0%	4.3%	
	Отклонение в изменениях	5%	5%	5%	3%	
Увеличение 50%	Изменение Прокси	58.2%	55.9%	65.0%	22.6%	
	Изменение Пайпсим	65.7%	63.0%	73.7%	25.3%	
	Отклонение в изменениях	11.4%	11.4%	11.8%	10.8%	

Результаты расчёта для чистой воды

Продолжение табл. 2.1

Увеличение 100%	Изменение Прокси	125.3%	120.2%	139.8%	48.6%
	Изменение Пайпсим	153.2%	147.0%	171.5%	58.6%
	Отклонение в изменениях	18.2%	18.2%	18.5%	17.1%

Таблица 2.2

Результаты расчёта для смеси воды и нефти

ГФ = 46 м3/м3, Обводненность = 97%								
	Скважина/ТЛ	3208	3208_2	3208_3	ТЛ			
	Нач. давления	17.113	17.024	21.289	5.270			
Увеличение 1%	Изменение Прокси	1.2%	1.1%	1.1%	0.6%			
	Изменение Пайпсим	1.3%	1.1%	1.1%	0.5%			
	Отклонение в изменениях	3.9%	3.9%	1.5%	-17.8%			
Увеличение 5%	Изменение Прокси	4.9%	4.3%	4.3%	2.7%			
	Изменение Пайпсим	5.2%	4.6%	4.6%	2.8%			
	Отклонение в изменениях	5.8%	5.5%	4.9%	0.8%			
					-			
Увеличение 10%	Изменение Прокси	9.4%	8.5%	8.4%	5.2%			
	Изменение Пайпсим	10.1%	9.1%	9.1%	5.7%			
	Отклонение в изменениях	6.7%	6.6%	7.0%	8.7%			
Увеличение 50%	Изменение Прокси	40.7%	40.0%	43.1%	26.9%			
	Изменение Пайпсим	47.1%	46.5%	48.9%	32.4%			
	Отклонение в изменениях	13.6%	14.0%	11.8%	16.9%			
Увеличение 100%	Изменение Прокси	80.8%	77.6%	87.1%	52.9%			
	Изменение Пайпсим	102.6%	96.8%	109.3%	72.0%			
	Отклонение в изменениях	21.3%	19.8%	20.3%	26.5%			

Таблица 2.3

Результаты расчёта для скважины с большим газосодержанием

ГФ = 562 м3/м3, Обводненность = 8%						
	Скважина/ТЛ	3208	3208_2	3208_3	ТЛ	
	Нач. давления	24.856	27.067	26.578	6.846	
Увеличение 1%	Изменение Прокси	0.9%	0.9%	0.9%	0.9%	
	Изменение Пайпсим	0.9%	0.9%	0.9%	0.8%	
	Отклонение в изменениях	5.2%	5.7%	6.0%	-11.5%	

Продолжение табл. 2.3

Увеличение 5%	Изменение Прокси	4.2%	4.2%	4.2%	3.9%
	Изменение Пайпсим	4.7%	4.6%	4.7%	4.0%
	Отклонение в изменениях	9.3%	9.3%	9.4%	2.7%
Увеличение 10%	Изменение Прокси	8.3%	8.2%	8.3%	6.9%
	Изменение Пайпсим	9.4%	9.3%	9.3%	8.1%
	Отклонение в изменениях	11.7%	11.5%	11.6%	13.8%
Увеличение 50%	Изменение Прокси	37.5%	37.4%	37.5%	25.5%
	Изменение Пайпсим	46.7%	46.3%	46.4%	42.2%
	Отклонение в изменениях	19.6%	19.1%	19.2%	39.7%
Увеличение 100%	Изменение Прокси	69.3%	69.2%	69.3%	45.5%
	Изменение Пайпсим	92.0%	91.4%	91.5%	84.2%
	Отклонение в изменениях	24.6%	24.2%	24.3%	45.9%

Мы видим, что с добавлением замыкающего соотношения на давление в технологической линии улучшилась сходимость решения нашей модели с коммерческим симулятором. Всё так же сохранились зависимости отличия между предложенным подходом и симулятором, связанные с резким увеличением объема газожидкостной смеси в коллекторе и типом флюида, который протекает в системе.

Результаты сравнения времени работы представлены в таблице 2.4. Видим, что время расчета увеличилось по сравнению с расчетом без влияния давления в линии, но все еще меньше, чем аналогичный расчет в симуляторе. Время работы симулятора практически не изменилось.

Таблица 2.4

Симулятор	Время инициализации	Время расчёта
Прокси модель	0.664 сек	1.196 сек
PIPESIM	0.970 сек	1.280 сек

Сравнение времени расчёта для 3х скважин

Так же было проведено сравнение времени вычислений на прокси модели и симуляторе для кейса, состоящего из 100 скважин, подобных тем,

что были рассмотрены выше. На таблице 2.5 можно видеть, что время расчета Прокси модели существенно меньше, чем время расчета аналогичного кейса в PIPESIM. При этом относительная ошибка остается в пределах 10% для 10% увеличения объема газожидкостной смеси в линии (Табл. 2.6 – 2.8). Такое увеличение скорости расчета связано с тем, что не приходится рассчитывать полноценную топологию, а лишь решить систему нелинейных уравнений.

Таблица 2.5

Сравнение времени расчёта для 100 скважин

Симулятор	Время инициализации	Время расчёта
Прокси модель	2.590 сек	3.355 сек
PIPESIM	3.250 сек	28.000 сек

Таблица 2.6

$\Gamma \Phi = 0$ м3/м3, Обводненность = 100%							
	Скважина/ТЛ	3208 и остальные	3208_2	3208_3	ТЛ		
	Нач. давления	8.37	7.839	10.573	3.95		
Увеличение 1%	Изменение Прокси	1.10%	1.00%	1.20%	0.40%		
	Изменение Пайпсим	1.10%	1.10%	1.20%	0.30%		
	Отклонение в изменениях	3.60%	3.30%	3.30%	-16.90%		
Увеличение 5%	Изменение Прокси	5.50%	5.30%	6.10%	2.10%		
	Изменение Пайпсим	5.70%	5.50%	6.40%	2.10%		
	Отклонение в изменениях	4.20%	4.30%	4.40%	0.30%		
Увеличение 10%	Изменение Прокси	11.00%	10.60%	12.30%	4.20%		
	Изменение Пайпсим	11.60%	11.20%	13.00%	4.30%		
	Отклонение в изменениях	5%	5%	5%	3%		
Увеличение 50%	Изменение Прокси	58.20%	55.90%	65.00%	22.60%		
	Изменение Пайпсим	65.70%	63.00%	73.70%	25.30%		
	Отклонение в изменениях	11.40%	11.40%	11.80%	10.80%		

Результаты расчёта для 100 скважин на воде

Увеличение 100%	Изменение Прокси	125.30%	120.20%	139.80%	48.60%
	Изменение Пайпсим	153.20%	147.00%	171.50%	58.60%
	Отклонение в изменениях	18.20%	18.20%	18.50%	17.10%

Таблица 2.7

Результаты расчёта для 100 скважин для смеси воды и нефти

НЕФТЬ ХОЛМЫ ГФ = 46 м3/м3 wct = 97%						
	Скважина/ТЛ	3208 и остальные	3208_2	3208_3	ТЛ	
	Нач. давления	20.214	19.414	21.133	6.580	
Увеличение 1%	Изменение Прокси	1.0%	0.8%	1.1%	0.8%	
	Изменение Пайпсим	1.1%	0.9%	1.2%	0.6%	
	Отклонение в изменении	11.6%	2.3%	3.5%	-21.1%	
Увеличение 5%	Изменение Прокси	4.5%	4.2%	5.3%	3.9%	
	Изменение Пайпсим	4.9%	4.3%	4.9%	3.3%	
	Отклонение в изменении	7.1%	3.7%	-6.6%	-15.7%	
Увеличение 10%	Изменение Прокси	9.0%	8.4%	10.4%	7.6%	
	Изменение Пайпсим	9.7%	8.8%	9.7%	6.8%	
	Отклонение в изменении	7.4%	5.0%	-7.1%	-12.2%	
Увеличение 50%	Изменение Прокси	42.9%	40.9%	49.9%	34.6%	
	Изменение Пайпсим	47.5%	45.9%	47.3%	37.5%	
	Отклонение в изменении	9.671%	11.022%	-5.376%	7.692%	
Увеличение 100%	Изменение Прокси	86.9%	81.1%	100.6%	65.3%	
	Изменение Пайпсим	104.0%	96.7%	103.1%	83.4%	
	Отклонение в изменении	16.4%	16.2%	2.5%	21.7%	

Таблица 2.8

Результаты расчёта для 100 скважин с большим газосодержанием

ΗΕΦΤЬ BY $\Gamma Φ = 562 \text{ м3/м3}$ wct = 8%								
	Скважина/ТЛ	3208 и остальные	3208_2	3208_3	ТЛ			
	Нач. давления	29.219	31.002	30.517	8.441			
Увеличение 1%	Изменение Прокси	45.3%	65.7%	49.9%	29.0%			
	Изменение Пайпсим	45.0%	65.8%	49.8%	29.4%			
	Отклонение в изменении	-0.7%	0.2%	-0.3%	1.3%			

Продолжение табл. 2.8

Увеличение 5%	Изменение Прокси	48.1%	63.6%	48.0%	30.5%			
	Изменение Пайпсим	50.3%	66.4%	50.2%	33.8%			
	Отклонение в изменении	4.3%	4.2%	4.4%	9.7%			
Увеличение 10%	Изменение Прокси	51.3%	67.1%	51.2%	31.4%			
	Изменение Пайпсим	56.8%	73.5%	56.7%	39.2%			
	Отклонение в изменении	9.7%	8.7%	9.8%	19.8%			
Увеличение 50%	Изменение Прокси	72.0%	90.1%	72.2%	33.9%			
	Изменение Пайпсим	109.3%	131.1%	108.8%	86.2%			
	Отклонение в изменении	34.1%	31.3%	33.7%	60.7%			
Увеличение 100%	Изменение Прокси	91.5%	111.8%	91.8%	35.7%			
	Изменение Пайпсим	172.4%	201.0%	172.1%	142.9%			
	Отклонение в изменении	46.9%	44.4%	46.7%	75.0%			

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был предложен новый подход к моделированию поверхностной инфраструктуры нефтегазового месторождения. Разработана модель, представляющая из себя совокупность уравнений баланса расхода жидкости, использующих гидродинамические корреляции для определения параметров трубопроводов и флюида, текущего по ним. Разработанная модель позволяет моделировать инфраструктуру месторождения без необходимости задавать полную топологию коллектора. Представленное решение предоставляет точность в пределах 3% ÷ 30% для трех скважин, и 3% ÷ 20% для 100 скважин, в зависимости от величины изменения объёма флюида в коллекторе. При данной точности расчета Прокси скорость расчёта модели превосходит время работы гидродинамического симулятора: для трех скважин – на 7%, для 100 скважин – на 830%. Такое ускорение расчёта при сохранении допустимой точности (до 10%) позволяет использовать разработанную модель в качестве инструмента предварительной оценки загруженности поверхностной системы.

Дальнейшее развитие модели может проводиться по следующим направлениям:

- Полноценный учет разности скоростей между входом и выходом в узел сети, то есть расчет коэффициента гидропроводности ∝ⁱ. Это требует использования высоко дискретных замеров, которые на данный момент только начинают внедряться на некоторых месторождениях;
- Полноценный учёт протяженности коллектора. Для определения зависимости давления в технологической линии от ее протяженности *P*₀(*L*) необходимо использовать многофазные гидродинамические корреляции и решать задачу перетока многофазного флюида. Такая

задача так же требует высоко дискретных данных по всей протяженности трубопровода в точках врезки кустов в общий коллектор;

- Учёт полноценной топологии коллектора. Ha реальном месторождении площадки кустовые не всегда напрямую присоединены к технологической линии, иногда структура может представлять из себя ветвистое древо, где флюид от скважины может через несколько кустов, прежде проходить чем попасть В технологическую линию. Такой расчёт требует данных о топологии коллектора и точках соединения скважин и кустов;
- Учёт взаимного проскальзывания фаз. В данной работе поток газожидкостной смеси представлен линейным, что может давать не совсем корректные результаты для полностью газовых скважин, так как зависимость дебита газа в трубе от перепада давления является квадратичной, а не линейной.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Апасов Р.Т., Чамеев И.Л., «Интегрированное моделирование – инструмент повышения качества проектных решений для разработки нефтяных оторочек многопластовых нефтегезоконденсатных месторождений», Нефтяное хозяйство, 2018

2. Бикбулатов С.М., Пашали А.А., «Анализ и выбор методов расчета градиента давления в стволе скважины», Нефтегазовое дело, 2005, http://www.ogbus.ru

3. Юдин Е.В., к.ф.-м.н., Р.А. Хабибуллин, к.т.н., И.М. Галяутдинов, к.э.н., Н.А. Смирнов, В.М. Бабин, Г.А. Чигарев, «Создание прокси-интегрированной модели восточного участка оренбургского месторождения в условиях недостаточного объема исходных данных», Журнал «Нефтяное хозяйство», 2019

4. Alexander, L.G.: "Pumping Well Analysis", SPE paper 9535, presented at the SPE Regional Meeting, Morgantown, WV, November 5-7, 1980.

5. Ansari, A.M. et al.: "A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow in Wellbores," SPEPF (1994) 143; Trans., AIME, 297

6. Beggs, H.D. and Brill, J.P.: "A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes," JPT (1973) 607; Trans., AIME, 255.

7. Duns, H.Jr. and Ros, N.C.J.: "Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells," Proc., Sixth World Pet. Cong., Tokyo (1963) 451.

8. James P. Brill and H. Mukherjee: "Multiphase Flow in Wells", SPE Monograph, Henry L. Dogherty Series, Vol.17, 1999, 384

Jose' L. de Medeiros, Andre' L. H. Costa, Joaquim P. P. Neto, Ofelia
 Q. F. Arau'jo « A Dynamic Modeling of Pipeline Networks for Dense
 Compressible Fluids Tuned With Time Series of Plant Data», IPC2002-27201,
 pp. 1015-1027; 13 pages, 2009, https://doi.org/10.1115/IPC2002-27201

10. Hasan, A.R., Kabir, C.S. and Rahman, R.: "Predicting Liquid Gradient in a Pumping-Well Annulus", SPE PE (Feb. 1988), 113-9.

11. Masella J.M., Q.H. Tran, D. Ferre, C. Pauchon « Transient simulation of two-phase flows in pipes», International Journal of Multiphase Flow 24 (1998) 739-755, 1998

12. McCoy, J.N., Podio, A.L., Huddleston, K.L.: "Acoustic Determination of Producing Bottomhole Pressure", SPEFE (Sep. 1988), 617-621 (SPE 14254).

13. Walker, C.P.: "Determination of Fluid Level in Oil Wells by the Pressure Wave Echo Method", presented at the Los Angeles Meeting, October 1936, Transactions of AIME, 1936

14. Zhang, H.-Q., Wang, Q., Sarica, C., and Brill, J. P., 2003, "Unified Model for Gas-Liquid Pipe Flow Via Slug Dynamics—Part 1: Model Development", ASME J. Energy Resour. Technol.