

На правах рукописи

АХМЕД АБДУЛАТЕФ КАИД АЛЬ-САЛЕХИ

**ИССЛЕДОВАНИЕ МЕХАНИЗМА
ДВИЖЕНИЯ ГАЗОНЕФТЯНЫХ СМЕСЕЙ
В ФОНТАННЫХ СКВАЖИНАХ**

2525.01 – Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т

диссертации на соискание ученой степени
доктора философии по техническим наукам

БАКУ – 2013

Диссертационная работа выполнена в отделе "Технология нефтегазодобычи" Института Геологии Национальной Академии Наук Азербайджана

Научный руководитель: Член-корр.НАНА, доктор технических наук, профессор **З.Я.АББАСОВ**

Официальные оппоненты: д.т.н. **А.С.СТРЕКОВ**
д.ф.т. **М.А.ДАДАШ-ЗАДЕ**

Ведущая организация: «НИПИнефтегаз» ГНКАР

Защита состоится "28" марта 2013 г. в 14.³⁰ часов на заседании Диссертационного Совета Д 01.081 при Институте Геологии Национальной Академии Наук Азербайджана.

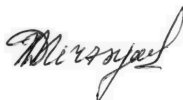
Адрес: AZ1143 Баку, проспект Г.Джавида 29А,
Институт Геологии НАНА. Факс: (99412)5372285.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Института Геологии НАНА.

Отзывы в двух экземплярах, заверенные гербовой печатью, просим прислать ученому секретарю Диссертационного Совета.

Автореферат разослан "23" февраля 2013 г.

Ученый секретарь
Диссертационного Совета
Д 01.081, доктор философии
по техническим наукам



Д.Р.МИРЗОЕВА

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Известно, что добывные возможности нефтяных скважин зависят от выбора их технологического режима. В этом вопросе особая роль отводится наиболее правильному определению величины депрессии на пласт, другими словами, значений забойного и пластового давлений.

В настоящее время имеется целый ряд методических подходов для определения забойного давления в нефтяных скважинах. При этом особая роль принадлежит академику А.П.Крылову, Ф.Поэtmанну, П.Карпентеру, А.Арманду и другим.

Как показано во многих работах, включая и наши исследования, одним из основных источников погрешностей расчетов является используемая линейная связь между истинным и расходным газосодержанием с постоянным значением углового коэффициента, равным 0,833, который был предложен А.Армандом и в дальнейшем был уточнен многими исследователями для условий группы реальных нефтяных скважин. Практика расчетов показала, что он должен быть определен в зависимости от многих факторов, в частности, физических свойств газа и нефти, их объемного соотношения, фазового состояния флюидов, температуры и т.д., так как принятое постоянное значение коэффициента относительного скольжения фаз вносит определенную неточность в расчетах параметров газожидкостного подъемника. Между тем отметим, что в связи с изменением значений давления и температуры по стволу скважины снизу вверх в силу выделения газа из нефти гидродинамические характеристики потока претерпевают существенное изменение. Другими словами, в случае превышения значения забойного давления над значением давления насыщения нефти газом газонефтяная система входит в ствол скважины в однофазном - псевдогомогенном состоянии, а в дальнейшем изменяет свою структуру при движении от забоя к устью скважины. Решение этой задачи в данной постановке требует несколько иной подход при математическом описании движения газожидкостных смесей в скважинах.

Данная диссертационная работа посвящена частичному решению названных выше задач и в связи с этим предмет ее изучения является актуальным.

Цель работы: Изучение механизма движения газонефтяных смесей в скважинах и на его основе разработка методики расчета распределения давления в фонтанирующей нефтяной скважине с учетом основ-

ных технологических факторов, имеющих место при движении газожидкостных смесей, таких как фазовое состояние, физические свойства флюидов и количественное соотношение добываемых флюидов.

Основные задачи исследований:

Создание методики расчета давления в фонтанирующей нефтяной скважине и разработка соответствующего алгоритма и компьютерной программы для ее реализации в практике. Для этого следует:

- выполнить анализ факторов, влияющих на величину относительного скольжения фаз и на этой основе разработать методические вопросы определения его значения с учетом свойств, соотношения и фазового состояния флюидов, температуры;

- иметь возможность определения значений давления насыщения нефти газом по результатам расчетных значений распределения давления по стволу скважины;

- методически обосновать величину шага итерации по давлению, обеспечивающую минимальную погрешность в значениях забойного давления;

Методы решения поставленных задач: При решении поставленных задач использовано известное уравнение движения газожидкостной смеси в вертикальной трубе, на основании чего разработана новая расчетная методика и реализована на персональном компьютере типа РС. При этом результаты обработаны методами математической статистики, произведены сравнения с промысловыми измерениями и предложены для практического применения. При разработке компьютерной программы использован алгоритмический язык "Delphi-7" и эта программа представлена в сервисном варианте.

Научная новизна:

- Разработаны универсальная расчетная методика определения значения давления в нефтяной скважине и соответствующая компьютерная программа для ее реализации в практике.

При этом:

- предложен новый подход и соответствующая регрессионная зависимость для определения величины относительного скольжения фаз в зависимости от дебита скважин и физических свойств лифтируемых флюидов;

- разработан и предложен новый расчетный метод определения давления насыщения нефти газом;

• решен ряд важных алгоритмических вопросов моделирования движения газожидкостных смесей в нефтяных скважинах, в частности: введен параметр, регулирующий направления счета, исследовано влияние шага итерации на погрешность расчетов давления и установлено наиболее его близкое значение.

Защищаемые положения:

1. Методика расчета определения давления по стволу фонтанной нефтяной скважины с учетом изменения свойств, объемных соотношений нефти, газа и воды в зависимости от давления и температуры.

2. Универсальный алгоритм расчета и разработанная компьютерная программа "Gusher-1" для определения распределения давления в фонтанирующей нефтяной скважине.

3. Расчетный метод определения давления насыщения нефти газом.

Практическая ценность результатов работы и их реализация:

Представленный в работе расчетный метод расширяет возможности определения давления в фонтанной нефтяной скважине независимо от условий эксплуатации и позволяет прогнозировать давление как на забое, так и на устье скважины. Результаты расчетов дают возможность осуществить правильный выбор соответствующего наземного и подземного оборудования, а также рационального режима работы скважины.

Предложенный расчетный метод определения давления насыщения нефти газом способствует выбору соответствующей методики расчета давления в нефтяной скважине.

Апробация работы:

Основные положения диссертации обсуждались на II Республиканской научной конференции «Современные проблемы информатизации, кибернетики информационных технологий» (Баку, 2004) и в секции «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», на ученых Советах Института Геологии НАНА.

Публикации: По теме диссертации результаты выполненных исследований опубликованы в 7 трудах: 5 статей и 2 тезиса.

Структура диссертационной работы и объем:

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, общих выводов и списка использованной литературы.

Работа общим объемом 143 страницы, включает 19 рисунков, 12 таблиц.

Автор выражает искреннюю благодарность академику М.Т.Абасову и научному руководителю – чл.-корр. НАНА З.Я.Аббасову за постоянное внимание к работе, а также сотрудникам отдела «Технологии нефтегазодобычи» за всестороннюю помощь при ее выполнении.

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении показана актуальность выбранной темы диссертации, цель работы, научная новизна, практическая ценность и т.д.

В первой главе анализированы различные подходы к решению задачи определения забойного давления в газонефтяных подъемниках по известным значениям устьевых параметров скважины. Показано, что в настоящее время имеется множество различных методических подходов решения данной проблемы, но общее аналитическое решение данной проблемы до сих пор не получено. Причиной этого служат сложности взаимосвязей параметров, описывающих движения газожидкостной смеси (ГЖС) в вертикальных трубах.

Обращено внимание на то, что большинство существующих методик расчета параметров газожидкостного подъемника базируется на результатах лабораторных исследований, где имеется возможность визуального наблюдения за потоком, на основании чего удавалось внести существенное уточнение в этих методиках при расчете лифта в промышленных условиях. Кроме того, в литературе развивается ряд расчетных методик, где за основу берется наличие в стволе скважины различных структур потока, что приводит к появлению разных методик расчета.

Имеются также методики, базирующиеся на обработке промысловых данных по добывающим скважинам. При этом решается уравнение движения ГЖС или относительно истинного газосодержания (φ) по известным остальным промысловым данным газожидкостного потока в реальных скважинах, или же относительно коэффициента гидравлического сопротивления (λ).

Понятно, что данные подходы имеют свои недостатки, например, связанные с ограничением по набору эмпирических промысловых данных и в связи с этим неприемлемые погрешности расчета.

Известно, что в вопросе моделирования движения ГЖС особо важным считается установление закономерностей изменения истинного газосодержания (φ) и коэффициента гидравлических сопротивлений в зависимости от других гидродинамических параметров потока.

Показано, что среди экспериментальных методов исследования ГЖС в вертикальных трубах особая роль принадлежит А.Крылову и Г.Лутошкину (1958), Ф.Поэтманну и П.Карпентеру (1952), А.Арманду и Е.Невструевой (1950) и др. Работы А.А.Арманда и Е.И.Невструевой являются существенным вкладом в оценке значения истинного газосодержания. Ими впервые измерялись силы сопротивления путем взвешивания экспериментального подъемника. Они, обрабатывая полученные данные, установили, что между значениями истинного и расходного газосодержания существует линейная связь с угловым коэффициентом (k) 0,833.

На базе исследований различных авторов установлено, что значение k изменяется в зависимости от физико-химических свойств лифтируемых сред. Характерные значения этого параметра определялись при различных длинах подъемника, затем строилась зависимость среднеквадратического отклонения от относительной длины лифта. Было установлено при этом, что для водо-воздушных подъемников удовлетворительное совпадение расчетов с экспериментами достигается при значениях $k = 0,80-0,84$, а для сильно обводненных газонефтяных скважин эта величина находится в интервале 0,90-0,94. А.Алескеровым предлагалось значение k для газонефтяных подъемников принимать равным 0,89.

Важно определиться в закономерностях изменения параметра потока k в зависимости от множества факторов, таких как: физические свойства лифтируемых жидкости и газа, удельного расхода или газового фактора и т.д., которые составили определенную часть наших исследований.

Во второй главе анализированы параметры, входящие в уравнение движения, показаны разные подходы к их интерпретации различными исследователями. Обосновано, что имеющиеся на сегодня расчетные методики требуют некоторого усовершенствования, в частности, в определении истинного газосодержания, в том числе параметра относительного скольжения фаз, и в связи с этим является актуальным продолжение исследований в данном направлении разработкой более общей методики, учитывающей различные промысловые условия эксплуатации скважин.

Одним из важных моментов при разработке методики является учет относительного скольжения фаз, другими словами, точность математической модели ГЖС в вертикальных подъемниках во многом зависит от точности определения параметра истинного газосодержа-

ния "φ", так как $\varphi = k \cdot \beta$ (β - расходное газосодержание). Важно отметить, что несмотря на наличие множества методик определения этого параметра до настоящего времени отсутствует единый подход, позволяющий оценить его значение с учетом реальных условий движения ГЖС в скважине.

Показано, что значение истинного газосодержания удобно определять по расходным параметрам газа на устьевых условиях. Установлено и экспериментально подтверждено А.А.Армандом наличие линейной связи между расходным и истинным газосодержанием как $\varphi = k \cdot \beta$.

Известен ряд работ, где в интервале изменения k 0,7 -0,95 и по известным другим параметрам, входящим в уравнение движения ГЖС, определялись значения длины подъемника. И при достижении практически приемлемой точности расчетов, выбиралось соответствующее значение k . Отметим, что для определенной выборки промысловых данных при значении $k = 0,89$ было достигнуто около 8-10% погрешности между расчетными и измеренными значениями длины подъемника.

Это еще раз свидетельствует, что значения коэффициента k зависят от выборки экспериментальных данных, в частности, от физико-химических свойств лифтируемых флюидов, значений давления и температуры и других скважинных условий. В связи с этим, как будет показано ниже, нами значения k будут определены в зависимости от совокупности как гидродинамических параметров потока, а также от физико-химических свойств лифтируемых флюидов.

Таким образом, нами использована сплошная модель движения ГЖС в виде:

$$\frac{P_1 - P_2}{L} = (1 - k\beta) \cdot \rho_{жс} \cdot g + k\beta\rho_2 \cdot g / \frac{i_{жс}\rho_{жс}g}{(1 - k\beta)^{1,5}} \quad (1)$$

где P_1 и P_2 – давление на начале и конце участка итерации;

$\rho_{жс}$, ρ_2 - плотность жидкости и газа;

i - гидравлический уклон жидкости;

g - ускорение тяжести;

L - длина подъемника;

β - расходное газосодержание, $\beta = \frac{Q_2}{Q_2 + Q_{жс}}$;

k - коэффициент относительного скольжения.

При определении входящих в уравнение (1) параметров использовались общепринятые методики, а при определении коэффициента относительного скольжения "k" оперировали статистически найденными значениями параметра потока, в отличие от известных, в виде параметрической зависимости:

$$k = f \left(\Gamma, \frac{Q_6}{Q_n}, \bar{\rho}, \bar{\mu} \right) \quad (2)$$

где: Γ - газовый фактор, $\Gamma = Q_g/Q_n$;

$\bar{\mu}$ - относительная вязкость лифтируемой смеси, $\bar{\mu} = \frac{\mu_n}{\mu_g}$;

$\bar{\rho}$ - относительная плотность смеси, $\bar{\rho} = \frac{\rho_n}{\rho_g}$;

$\mu_n, \mu_g, \rho_n, \rho_g$ - вязкость и плотность нефти и газа.

Q_n, Q_g, Q_6 - объемные расходы нефти, газа и воды.

Таким образом, показана необходимость усовершенствования расчетной методики нахождения закона распределения давления по стволу фонтанирующей скважины за счет использования нового подхода к определению параметра, учитывающего относительное скольжение фаз.

В третьей главе решены методические вопросы определения забойного давления в нефтяных скважинах, эксплуатирующихся фонтанным способом. Здесь предусматривается использование специально разработанной компьютерной программы с обеспечением расчетов на базе устьевых технико-технологических данных скважин, а также итерационного алгоритма.

Использованный экспериментальный промысловый материал при апробации разработанной методики включал данные по нефтяным скважинам ряда месторождений Азербайджана. При выборе экспериментального материала исходили из необходимости охвата по возможности в большом диапазоне изменения исходных эксплуатационных параметров скважин, таких как: глубина скважины, давления как на устье, так и на забое, объемные расходы газа, нефти и воды и т.д.

В выборе участвовали нефтяные скважины глубиной от 900 м (месторождения Кюрювдаг и Нефт Дашлары) и более 2900 м (Гюнашли).

Эксплуатационные параметры этих скважин изменяются в большом диапазоне. Например, в скважинах месторождений Кюровдаг и Нефтяные Камни глубина скважин редко превышает 1000 м (скв.17), а в скважинах месторождения Гюнашли эта величина доходит почти до 3000 м. Дебиты скважин, конструкции лифта, степень обводненности, газовые факторы на этих месторождениях тоже существенно отличаются друг от друга. Например, на скважине № 189 при длине лифта 2500 м ее дебит состоит из 35 тонн нефти, 14 тыс.м³ газа в сутки.

Алгоритмизация уравнения и его решение были выполнены на ЭВМ типа РС на языке "Delphi"-7.

Созданная программа "Gusher-1" обладает нижеследующими возможностями: итерационно рассчитывает распределения давления, в том числе значения забойного давления; программа снабжена специальным модулем – графопостроителем, позволяющим получить графические зависимости входящих в программу параметров.

Расчетная модель была разработана таким образом, что позволяла вести расчеты как сверху вниз с использованием устьевых параметров, так и снизу вверх по известным значениям необходимых данных при забойных условиях скважины, в частности, забойного давления. При этом использован новый параметр, контролирующий направления счета:

$$u = \frac{L_o - L_x}{|L_o - L_x|} \quad (3)$$

где: L_o - глубина, для которой задано давление P_o ;

L_x - глубина, для которой требуется вычислить давление.

Это позволило разработать универсальную расчетную программу определения давления в скважине независимо от направлений счета. То есть данная программа позволяет, не изменяя алгоритм счета, определить по известному устьевому давлению значение забойного давления и наоборот.

Расчетную модель разрабатываем при допущениях о прямолинейности распределения давления и температуры в пределах шага итерации, что позволяет пользоваться средними значениями этих параметров в принятом отрезке. Пользуясь результатами итерационных многократных вычислений, складывая найденные значения давления и длины, получаем искомые величины - общую длину подъемника и

соответствующее этому – значение забойного давления.

Реализация описанного выше алгоритма была выполнена на примере скважин названных выше нефтяных месторождений.

Как видно из результатов расчета на примере скважины № 189 месторождения Гюнашли, искомое значение забойного давления с учетом полной длины лифта – 2550 м будет равным 6,46 МПа, которое незначительно отличается от измеренной величины 6,4 МПа.

При определении крайних значений давления (устьевого и забойного), пользуемся непосредственными замеренными значениями устьевой и пластовой температуры. Если глубина башмака лифта существенно меньше глубины забоя скважины, то необходимое значение температуры корректируется с учетом линейного закона ее распределения по глубине скважины. А при наличии значений температуры на устье и забое скважины для каждого шага итерации необходимое значение температуры определяется исходя из прямолинейной зависимости ее распределения по глубине скважины.

Показано, что между искомыми параметрами на примере скважин месторождения Гюнашли существует предложенная нами корреляционная зависимость в виде:

$$T = \frac{L + 16883}{59,2} \quad (4)$$

при значимом коэффициенте корреляции $r = 0,63$.

При отсутствии значения устьевой температуры ее величину можно определить как среднемесячную температуру грунта в данном регионе. А в проектных расчетах можно воспользоваться геометрическим градиентом, который в среднем известен для достаточно больших регионов и довольно подробно изучен в пределах нефтегазоносных районов мира. Интерполяцию температуры в таком случае выполняем по формулам:

$$\bar{T}_n = t_{гп} + \varphi \frac{l_n + l_{n+1}}{2} + 273,15 \quad (5)$$

или

$$\bar{T}_n = t_{пл} - \varphi \left(L - \frac{l_n + l_{n+1}}{2} \right) + 273,15, \quad (6)$$

где $t_{гп}$ - температура грунта;

$t_{пл}$ - температура пласта;

I_n, I_{n+1} – вертикальные отметки шага итерации;
 L – глубина забоя скважины.

Расчетами показано, что параметр потока k существенно влияет на точность расчета давления в скважине и искать универсальное его значение, как это было сделано в ряде работ, на наш взгляд, не имеет смысла и указанный выше подход нахождения k в зависимости от ряда гидродинамических и физико-химических параметров мог бы привести к более общим результатам.

Это свидетельствует о том, что обобщенный параметр потока k является стохастической величиной и может иметь статистически устойчивое значение для близких по гидродинамическим показателям потока ГЖС.

Покажем на примере скв. № 65 месторождения Нефть Дашлары влияние параметра k на точность определения значения забойного давления по устьевым параметрам. При этом вопрос методически сводился к тому, что при изменяющихся значениях k в интервале 0,6-0,9 определялась величина забойного давления и в дальнейшем - отклонение расчетного и измеренного забойного давлений в процентах, выбиралось минимальное значение этих отклонений.

Как показали расчеты, названное выше отклонение расчетных и эмпирических значений забойного давления изменялось в интервале 7,0-0,3% при максимальном его значении $k = 0,89$ (7,0%) и минимальном $k = 0,6$ (0,3%).

Аналогичные тенденции зависимости δ от k были получены и по скважинам №№ 73,17 месторождения Кюровдаг, 293,248,6 месторождения Нефть Дашлары, 173,169,185 и т.д. месторождения Гюнашли.

С учетом приведенных выше результатов в программу "Gusher-1" было введено изменение, "автоматический поиск" оптимального значения k , при котором достигается минимально возможное значение отклонения " δ " между рассчитанными и измеренными значениями забойного давления.

В таблице показаны «оптимальные» значения k по некоторым скважинам названных выше месторождений, при которых погрешности определения башмачного (или забойного) давления являются минимальными.

Данные таблицы свидетельствуют о том, что значение k должно быть выбрано в зависимости от индивидуальных технико-технологии-

ческих параметров на устье скважин, то есть для решения этого вопроса как первое приближение может быть исследована зависимость (2) на основании промысловых данных скважин, что будет рассмотрено ниже.

Проводились расчеты по эксплуатационным данным скважин с использованием исходных параметров, таких как дебиты, плотности и вязкости нефти и газа, причем они изучались как отношения этих параметров, то есть в безразмерном виде.

Многомерный регрессионный анализ полученных данных обрабатывался в указанном выше (2) виде.

Таблица

Изменение k по скважинам

№№ скв.	k	$\delta, \%$	№№ скв.	K	$\delta, \%$
73	0,77	0,2	185	0,77	0,1
17	0,88	0	185	0,78	0,1
293	0,68	0	204	0,89	0,15
65	0,63	0,1	173	0,89	0,8
250	0,88	0,2	310	0,89	2,6
248	0,89	0,1	189	0,88	0,15
6	0,6	0,1	189	0,88	0,78
117	0,6	1,7	229	0,61	1,14
185	0,78	0,1	407	0,71	0,1

В расчетах использовалась стандартная программа многомерного регрессионного анализа и в результате расчетов получено уравнение регрессии в виде:

$$k = 1,431 + 0,2 \cdot 10^{-3} \Gamma - 0,56 \cdot 10^{-3} \bar{\rho} - 0,05 \cdot 10^{-3} \bar{\mu} \quad (7)$$

Коэффициент множественной корреляции был получен в значимых пределах $r = 0,448$.

С использованием уравнения регрессии (7) с учетом соответствующих значений Γ , $\bar{\rho}$ и $\bar{\mu}$ и других сопутствующих данных скважин вновь были рассчитаны значения забойных давлений.

Как видно из результатов расчета, уравнение регрессии (7) для всех скважин дает удовлетворительные результаты, то есть интервалы изменения погрешности в среднем не превышают 2,5%.

Влияние степени обводненности продукции хорошо просматривается на примере скважины 250, где $Q_v / Q_n = 62,1$. При этом погрешность расчета составляет 8,1%. Здесь полный учет этого параметра затруднителен из-за отсутствия достаточного количества статистического материала. Для решения данного вопроса необходимо проведение специальных исследований с набором достаточного количества обводненных скважин с разнообразными условиями эксплуатации.

Отметим, что влияние температуры на вязкость и плотность нефти и в конечном итоге на значение k было исследовано на основании статистической обработки экспериментальных данных ряда месторождений Азербайджана, таких как: нефти месторождений Калининского, Карачухурского, Сураханского, Бузовнинского, Бинагадинского и т.д. Как и ожидалось, зависимость плотности от температуры носит прямолинейный характер, в то время как зависимость $\mu = f(t)$ является параболической, то есть:

$$\rho = 1071 - 0,6749T \tag{8}$$

$$\mu = 0,0233 T^2 - 14,817 T + 2362,6$$

При расчете значений k величины $\rho(T)$ и $\mu(T)$ были определены с использованием зависимости (8).

Одним из важных положений моделирования движения ГЖС в скважине является выбор "оптимальной" величины шага итерации. Как было показано выше, при математическом решении этой задачи рационально и правильно пользоваться величиной длины лифта, так как она является независимой от давления и температуры величиной. Таким образом, при математическом моделировании движения ГЖС нами в качестве шага итерации принята величина перепада давления. Полагалось, что любое изменение в задаваемом перепаде давления в большую и меньшую сторону приведет к изменению свойств флюидов и это в конечном итоге приведет к отклонению измеренных и расчетных значений забойного давления. Это характерная особенность выбранной нами сплошной расчетной модели движения ГЖС, которая оперирует средними величинами давления, температуры и, как следствие этого, плотностью смеси, коэффициентом сжимаемости газа, гидродинамическими параметрами потока, такими как параметры Рейнольдса, Фруда и т.д. Поэтому нужно ожидать, что чем больше шаг итерации, тем больше будут

эти отклонения от реальных условий течения. Другими словами, вероятнее, что с ростом величины шага итерации погрешность расчета забойного давления возрастет.

Результаты расчетов влияния величины шага итерации показали, что при изменении шага итерации в интервале 0,01-0,5 (нами просчитаны забойные давления при $\Delta P = 0,01; 0,1$ и $0,5$) погрешность определения забойного давления возрастает почти в 5 раз и установлено, что при моделировании работы газожидкостных подъемников величину шага итерации во всех случаях нужно принимать равной $\Delta P = 0,01$ МПа.

В четвертой главе уточнена расчетная методика определения давления по стволу фонтанной нефтяной скважины с учетом фазового состояния газонефтяной системы. Показано, что фазовое состояние по длине лифта изменяется вследствие изменения давления и температуры. Так в фонтанирующих нефтяных скважинах в случае превышения забойного давления над величиной давления насыщения нефти газом смесь входит в башмак подъемного лифта практически в однофазном состоянии. Газ начинает выделяться из системы на той глубине скважины, где действующее давление меньше давления насыщения нефти газом.

Данное состояние газожидкостной смеси характерно для безводной газонефтяной системы. А при наличии пластовой воды в смеси, давление в системе всегда будет иметь значение намного ниже, чем давление насыщения необводненной нефти.

Из сказанного следует, что расчетная модель подъемника должна быть разработана в зависимости от реального термодинамического фазового состояния газонефтяной смеси в скважине, то есть расчеты должны базироваться на использовании итерационного алгоритма и перепад давления на каждом шаге должен рассчитываться с учетом фазового состояния флюидов. При этом предусматривается разделение скважины на участки, где давление ниже давления насыщения нефти газом и больше его значения, то есть границы участков определяются по фазовому состоянию газонефтяной системы и в первом участке система рассматривается как многофазная и многокомпонентная, а во втором как псевдогомогенная. Придавая большое значение глубине одно- и двухфазного состояния смеси, анализированы методы определения давления насыщения нефти газом и отмечено, что все известные методики являются полуэмпирическими, они не могут быть использованы однозначно для конкретного этапа эксплуатации месторождения в целях регулирования и выбора дальнейшей стратегии разработки месторождения, а также установления

наиболее эффективного режима работы фонтанирующей нефтяной скважины. На наш взгляд, предпочтительнее пользоваться расчетными методиками определения давления насыщения нефти газом, базирующимися на данных в процессе эксплуатации скважин и на уравнении движения.

В связи с описанным выше разработана новая расчетная методика определения значения давления насыщения нефти газом.

Теоретической базой расчетной методики определения давления насыщения нефти газом является уравнение движения газонефтяной смеси в вертикальных лифтовых трубах. Благодаря этому, методика не имеет каких-либо ограничений по свойствам флюидов, конструкции лифтовых труб, дебитов нефти и газа и т.д.

Решение данной задачи предусматривает расчет распределения давления вдоль ствола фонтанирующей нефтяной скважины по разработанной нами методике, используя известные значения устьевых параметров, таких как дебит, давление и температура, диаметр лифтовых труб и т.д.

В отличие от известных, параметр потока k нами не принимается постоянным и равным 0,833, он определяется в зависимости от величины отношений плотностей и вязкостей газа и нефти, газового фактора, температуры (7).

Используя алгоритм расчета, разработанного нами, детально изучены параметры газожидкостного потока, на основании чего определено распределение давления и газосодержание по стволу скважины. Построена номограмма распределения давления и истинного газосодержания смеси по длине лифта скв.№ 293 месторождения Нефть Дашлары и установлено, что значение истинного газосодержания на какой-то глубине становится равным нулю, т.е. линии $\varphi = f(L)$ пересекаются с линией L . Это означает, что весь газ полностью растворен в нефти и малейшее уменьшение давления приводит к новым, отличным от нуля (>0) значениям истинного газосодержания, т.е. давление, при котором значение истинного газосодержания приравнивается к нулю и есть давление насыщения нефти газом.

Сравнительные данные о точности предложенной расчетной методики определения давления насыщения нефти газом были выполнены на базе скважин месторождения Нефть Дашлары, из которых видно, что во всех 4-х случаях их расчетные значения весьма близки к измеренным ($<1\%$).

Данная методика удобна еще и тем, что она позволяет опреде-

лить и границу (глубину) одно- и двухфазного состояния смеси (при $\varphi = 0$ - система однофазная, а $\varphi > 0$ – система двухфазная), что очень важно при изучении механизма формирования различных структур в стволе скважины и, тем самым, выбрать в зависимости от этого соответствующую модель расчета газогидродинамических параметров потока, в том числе расчета значений забойного давления.

Таким образом, на основании расчетных значений распределения давления и истинного газосодержания по стволу фонтанирующей нефтяной скважины, разработан достаточно точный метод определения давления насыщения нефти газом и соответствующей ему глубины.

С учетом сказанного выше разработана универсальная расчетная методика, отличающаяся от известных ведением расчета с учетом фазового состояния газонефтяной системы единой программой, независимо от направления счета, а также расчетная методика, позволяющая определить значения давления насыщения нефти газом в процессе расчета распределения давления по стволу фонтанной скважины.

Полученные выше результаты свидетельствуют о том, что характер течения газожидкостного потока изменчив и в каждом случае для решения этой задачи необходим индивидуальный подход и при этом предложенная универсальная расчетная программа могла бы в какой-то мере решить ее положительно.

ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Разработана расчетная методика, позволяющая определять распределение давления в фонтанирующей нефтяной скважине по устьевым параметрам с учетом изменения фазового состояния флюидов в зависимости от величин давления и температуры по ее стволу.

2. Впервые предлагается общий метод определения параметра относительного движения фаз в зависимости от дебита скважины, свойств флюидов и других технологических параметров газонефтяного потока, позволяющий использовать его в широких пределах изменения исходных данных с повышением точности расчетов забойного давления скважин.

3. Решен ряд важных вопросов при моделировании движения газожидкостных смесей в нефтяных скважинах. При этом:

- введен параметр, регулирующий направления счета в зависи-

мости от потребности решаемой задачи, то есть он обеспечивает определение забойного давления по известным значениям устьевых параметров и наоборот;

- исследовано влияние шага итерации на погрешность расчетов давления и установлено наиболее оптимальное значение в пределах 0,01 МПа;

- анализированы особенности обеспечения расчетов информацией о наборе величин температур в зависимости от реальной ситуации.

4. Предложен новый расчетный метод определения давления насыщения нефти газом в скважине.

5. Разработана и предложена для использования сервисная компьютерная программа "Gusher-1" на алгоритмическом языке "Delphi-7", которая позволяет рассчитывать распределение давления по стволу скважины. Программа снабжена специальным модулем – графопостроителем, который позволяет описать графические связи между интересующими параметрами, а также установить форму математических зависимостей.

Материалы диссертации опубликованы в следующих работах:

1. "Моделирование движения газожидкостных систем в фонтанных скважинах". Баку. Тр. II Республиканской научной конференции «Современные проблемы информатизации, кибернетики и информационных технологий», 2004 (в соавторстве с З.Я.Аббасовым).
2. Новая расчетная методика определения давления насыщения нефти газом. Баку, АНХ, № 7, 2006.
3. Усовершенствование методики расчета распределения давления в фонтанирующей нефтяной скважине. Изв. НАНА, Серия "Наук о Земле", вып. 3, Баку, 2006.
4. Алгоритмические особенности движения газожидкостных смесей в скважине. Баку, Изв. НАНА, Серия "Наук о Земле", вып. 4, 2006.
5. К методике расчета технологических параметров газонефтяного подъемника / Труды Института Геологии НАНА, № 36, с. 6-15 (совместно с Аббасовым М.Т. И Аббасовым З.Я.).
6. Расчет параметров фонтанирующей скважины // Нефтяное хозяйство, 2012 г., № 1, с. 85-87.
7. Методика расчета забойного давления в фонтанирующей нефтяной скважине. Баку. Тр. II Международной научно-практической конференции «Новые технологии в нефтегазодобыче», 2012.

Личный вклад соискателя:

В работе 1 - составление программы, проведение расчетов и их обработка, 5 – обобщение результатов в виде статьи.

Работы 2 – 4, 6, 7 - выполнены самостоятельно.

**ФОНТАН ГУЙУЛАРЫНДА ГАЗНЕФТ ГАРЫШЫБЫНЫН
ЩЯРЯКЯТ МЕХАНИЗМИНИН ТЯДГИГИ**

ХЦЛАСЯ

Иш фонтан цсулу иля истисмар олуан нефт гуйуларында гуйудиби тязийгинин гиймятинин нефт-газ гарышыбынын фаза вязийятинин нязря алынмасы иля тьяининин щесаблама методунун йарадылмасына щяср олунмушдур. Бурада фазаларын нисби щярякятини нязря алан ямсалын тьяин олунмасы цццн йарымемпирик цсул ишлянилмишдир. Бу цсул газ вя майенин физики хассялярини, флцидлярин щяъми нисбятлярини, температуру вя газ-маие гарышыбынын щярякят щяраитини ялавя нязря алмагла диэярляриндян фярглянир. Дейилинлярин нязря алынмасы нятиъясиндя фонтан цсулу иля ишляйян нефт гуйуларында тязийгин пайланма щесабат цсулу нязрячарпаъаг дяряъядя тьякмиллящидирлимишдир. Газ-маие гарышыбы щярякятинин моделлящидирлимясиндя бир сыра алгоритмик мясяляляр, о ъцмлядян, гуйуаъзы тязийгя эюря гуйудиби тязийги вя яксиня, ващид програм чярчивясиндя тапмаъа имкан верян параметрин дахил едилмяси, итерасийа аддымынын оптимал гиймятинин тапылмасы (0,01 МПа), гуйуда температур дяйишикликляринин рийази тяминаты щялл олунмушдур. Мялум гуйуаъзы параметрлярдян вя газ-маие гарышыбынын гуйуда щярякят тянлийиндян истифадя етмякля газын нефтля дойма тязийгини тьяин етмяк цццн йени щесаблама цсулу тьяклиф олунмушдур. Гуйунун мялум параметрляриня вя флцидлярдя баш верябилян фаза дяйишикликлярини нязря алмагла бир програм чярчивясиндя гуйуаъзы вя йахуд гуйудиби тязийги тьяин етмяк мягсядиля универсал щесаблама алгоритми щазырланмышдыр. Гуйу эювдяси бойу тязийгин пайланмасыны тьяини цццн «Делфи-7» алгоритмик дилиндя програм пакети щазырланмыш вя истифадя мягсядиля тьяклиф олунмушдур. Програм лазыми параметрляр арасындакы рийази мцнасибятляри тьяин етмяк мягсядиля график гуран модулла да тямин олунмушдур.

**ANALYSIS MECHANISM MOVING OF
OIL-GAS MIXTURES IN FLOWING OIL WELLS**

SUMMARY

This work is dedicated to development of calculation method for determination of pressure value in flowing oil wells taking into account phase state of oil-gas mixture in the well.

There were developed the semi-empirical method of determination the coefficient relatively of phase sliding which differs from known coefficients with taking into account physical properties of gas and liquid, volumetric ratio, temperature influence, as well as flowing conditions of oil-gas mixture in oil well, what led to essential improvement of calculation methods of pressure distribution in the lift of oil well.

There were settled many important matters during the modeling of gas-oil mixtures movement in oil wells, particularly there were entered parameter which regulates the direction of counting depending on requirements of current task, in other words it provides determination bottom-hole pressure by the known values of wellhead parameters and vice versa; there were studied step influence of iteration into error of pressure calculations and also were determined the most optimal value of it within the bounds of 0,01 MPa; there were analyzed features of mathematical provision with information about temperature value versus a set of these data.

On the basis of iterative solution of the equation movement of oil-gas mixtures in the oil well of the lifts, by known parameters on the wellhead were offered the new calculation method of determination pressure oil saturation gas.

There were developed universal algorithm calculation for down hole pressure by known wellhead parameters, as well as determination wellhead pressure, by known down hole parameters with taking into account fluids phase conditions.

There were developed and offered for usage computer service program "Gusher-1" written on language programming "Delphi-7", which allows determining pressure distribution in borehole, this program is provided with special module, which allows describing of graphic links between interesting for us parameters, as well as to determine model of mathematical relations.

**АЗЯРБАЙЪАН МИЛЛИ ЕЛМЛЯР АКАДЕМИЙАСЫ
ЭЕОЛОЭИЙА ИНСТИТУТУ**

Ялийазмасы щигугунда

ЯЩМЯД ЭВДҮЛЭТИҒ КАИД ЯЛ–САЛЕЦИ

**ФОНТАН ГУЙУЛАРЫНДА ГАЗНЕФТ ГАРЫШЫБЫНЫН
ЩЯРЯКЯТ МЕХАНИЗМИНИН ТЯДГИГИ**

2525.01 – Нефт вя газ йатагларынын ишлянмяси вя истисмары

Техника цзря фялсяфя доктору елми дяряъяси алмаг цццн
тягдим едилмиш диссертасийанн

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т Ы

БАКЫ – 2013