



Алпамыс Уразаханович Айткулов

Эффективность технологий разработки

Выработка запасов нефти

 **LAMBERT**
Academic Publishing

Алпамыс Уразауханович Айткулов
Эффективность технологий разработки

Қазақстан Республикасы
Ғалым Ақадельдиқы
Қытайша Оқытушысы
Ізгі шебер,
абдуғап.

А. О. Ақадельдиқы
42

30.09.2015 жыл.

Алпамыс Уразауханович Айткулов

**Эффективность технологий
разработки**

Выработка запасов нефти

LAP LAMBERT Academic Publishing

Impressum / Выходные данные

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek: Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Alle in diesem Buch genannten Marken und Produktnamen unterliegen warenzeichen-, marken- oder patentrechtlichem Schutz bzw. sind Warenzeichen oder eingetragene Warenzeichen der jeweiligen Inhaber. Die Wiedergabe von Marken, Produktnamen, Gebrauchsnamen, Handelsnamen, Warenbezeichnungen u.s.w. in diesem Werk berechtigt auch ohne besondere Kennzeichnung nicht zu der Annahme, dass solche Namen im Sinne der Warenzeichen- und Markenschutzgesetzgebung als frei zu betrachten wären und daher von jedermann benutzt werden dürften.

Библиографическая информация, изданная Немецкой Национальной Библиотекой. Немецкая Национальная Библиотека включает данную публикацию в Немецкий Книжный Каталог; с подробными библиографическими данными можно ознакомиться в Интернете по адресу <http://dnb.d-nb.de>.

Любые названия марок и брендов, упомянутые в этой книге, принадлежат торговой марке, бренду или запатентованы и являются брендами соответствующих правообладателей. Использование названий брендов, названий товаров, торговых марок, описаний товаров, общих имён, и т.д. даже без точного упоминания в этой работе не является основанием того, что данные названия можно считать незарегистрированными под каким-либо брендом и не защищены законом о брендах и их можно использовать всем без ограничений.

Coverbild / Изображение на обложке предоставлено: www.ingimage.com

Verlag / Издатель:

LAP LAMBERT Academic Publishing

ist ein Imprint der / является торговой маркой

OmniScriptum GmbH & Co. KG

Heinrich-Böcking-Str. 6-8, 66121 Saarbrücken, Deutschland / Германия

Email / электронная почта: info@lap-publishing.com

Herstellung: siehe letzte Seite /

Напечатано: см. последнюю страницу

ISBN: 978-3-659-68805-8

Copyright / АВТОРСКОЕ ПРАВО © 2015 OmniScriptum GmbH & Co. KG

Alle Rechte vorbehalten. / Все права защищены. Saarbrücken 2015

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1.ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПУТЕМ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПЛАСТОВ.....	11
1.1 Прогноз технологических показателей скважин после ограничения водопритока из обводненного интервала.....	11
1.2 Эффективность очагового заводнения путем прогнозирования показателей эксплуатации пласта	15
1.3 Оценка эффективности разработки водонефтяной зоны на прогнозируемый период путем расчета обводненности	22
1.4 Разработка обобщенной характеристики пластов для расчета процесса выработки запасов.....	24
1.5 Исследование фактических технологических данных для ролгноза показателей.....	38
1.6 Использование промысловых показателей для прогноза добываемой нефти и попутной воды.....	50
1.7Оценка оптимальной величины добываемой нефти	60
2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ.....	71
2.1 Моделирование изменения обводненности.....	71
2.2 Моделирование обводненности горизонтов и месторождения.....	75
2.3 Моделирование параметра извлечения нефти из пласта...	77
2.4 Моделирование неоднородности и фильтрационного сопротивления многослойного пласта.....	84
2.5 Моделирование процесса разрушения призабойной зоны пласта	90
2.6 Моделирование призабойной зоны пласта по режиму работы скважины.....	94
2.7 Моделирование изменения продуктивности слабосцементированныхпластов.....	108
2.8 Моделирование эффективности гидроразрыва пласта	111
2.8.1 Моделирование эффективности ГРП при наклонном стволе скважины	111

2.8.2 Моделирование эффективности ГРП в вертикальной скважине при наличии горизонтальной трещине	115
2.8.3 Моделирование эффективности ГРП при вертикальной трещине	128
2.9 Моделирование процесса изменения энергии пласта на продуктивность скважины.....	133
2.10 Моделирование изменения энергии продуктивного пласта в неустойчивых коллекторах.....	142
2.11 Моделирование влияния упруго-пластического режима фильтрации флюида на изменение энергии пласта	147
2.12 Моделирование изменения дебита скважины при упруго- режиме фильтрации флюида.....	153
2.13 Моделирование изменение дебита скважины от состояния призабойной зоны пласта	161
2.14 Моделирование эффективность применения горизонтальных стволов в скважинах при добыче нефти	171
2.15 Моделирование процесса оптимизации давления нагнетания.....	176
2.16 Моделирование алгоритмных процессов для оценки фильтрационных параметров пластов.....	182
2.17 Моделирование влияния изменения пластового давления на процесс разрушения призабойной зоны скважины.....	185
2.18 Моделирование процесса разрушения скелета пород пласта в призабойной зоне скважины.....	194
2.19 Моделирование процесса перетока жидкости между пластами.....	199
2.20 Моделирование изменения физического свойства горной породы.....	203
2.21 Моделирование параметров оценки величин работающих толщин нефтяных пластов.....	206
2.22 Моделирование процесса интенсификации добычи нефти при площадном воздействии.....	212
2.23 Моделирование процесса изменения дебита скважины при добыче неньютоновской нефти в условиях образования песчаной пробки.....	217
2.24 Моделирование эффективности площадного заводнения	

при расположении нескольких нагнетательных скважин в центре участка.....	230
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	241
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	247

ВВЕДЕНИЕ

Такие факторы как неоднородное строение коллектора по объему пластов, а также различные физико-химические свойства скелета горной породы и насыщающих их флюидов способствуют возникновению ряда актуальных проблем, решения которых связаны с процессами моделирования процессов разработки и прогнозирования технологических показателей месторождения. Из всего многообразия известных методов управления добычи нефти необходимо выбрать для каждого месторождения наиболее эффективные методы воздействия. Отсюда необходим тщательный контроль и анализ геолого-промысловых данных по каждой скважине, по каждому пласту и прогноз технологических показателей эксплуатации залежи нефти. Надежность методов прогноза зависит от достоверности созданных моделей гидродинамических процессов. В настоящее время разработаны новые и совершенствованы ранее известные методы моделирования процессов эффективности эксплуатации залежи и прогноза технологических показателей позволившие разрабатывать месторождений с наибольшей оптимальностью [1,2,3,38,44,50,51,52,53,55,63,73,74,76,80,81,83,84,86]. Тем не менее, открытие новых и эксплуатация действующих месторождений позволили выявить ранее неизвестных факторов которые требуют постоянного совершенствования известных и создание новых методов моделирования и прогноза технологических показателей.

В связи с этим каждый применяемый метод воздействия на залежи исследуется и совершенствуется путем моделирования процессов добычи для улучшения условий фильтрации жидкости по многослойным и неоднородным пластам. Результаты исследований позволили выявить влияние на производительность пласта и дебитов скважин, таких факторов как макро и микронеоднородное строение залежи по проницаемости, толщине и пористости трещиноватости пласта; водонефтяная зона; капиллярные силы; параметры сетки скважин; системы заводнения, вязкости нефти, воды и газа;

работающая толщина, градиент давления, трудноизвлекаемые запасы, низкопродуктивные пласты [6,7,8,11,39,40,43,45,54,56,57,65,67,68,72,75,77,79].

При применении методов воздействия необходимо своевременно научно обоснованно регулировать процесс разработки нефтяных залежей, путем моделирования добычи нефти [26,27,28,29,30].

Эффективность методов регулирования разработки нефтяных месторождений обосновываются путем создания математических моделей, и их достоверность доказываются на основе промысловых экспериментов внедряемых на нефтяных месторождениях. В этом отношении и нефтяные месторождения Казахстана внесли свои определенные достижения [3,6,9,14,15,16,33,78,79,81]. Среди них особое место занимают месторождения Узень, Жетыбай Каражанбас, и Каламкас, которые находятся на полуострове Мангистау в Западном Казахстане.

Месторождение Узень является одним из крупных, со сложным термогидродинамическим состоянием продуктивных пластов. Именно на этом месторождении проводились и проводятся наиболее крупные методы регулирования по интенсификации добычи нефти (блоковое, ступенчатое, фигурное заводнений), а также широко применяются мероприятия и новые технологии по повышению производительности скважин [3,17,36]. Другими не менее уникальными по своим запасам являются месторождение Жетыбай. На этом месторождении, с целью интенсификации процесса выработки запасов успешно применяются различные методы, такие как: очаговое; избирательное воздействий, а также некоторые наиболее активно влияющие на состояние призабойных зон скважин, методы (гидродинамические и физико-химические и т.д.) которые позволили наиболее полно вытеснить нефть из продуктивных пластов насыщенные трудноизвлекаемыми запасами. Месторождение Каражанбас, насыщенное нефтью повышенной вязкости, разрабатывается с применением технологий теплового воздействия [34]. Месторождение Каламкас –

многопластовое, содержащее газовые, нефтегазовые и нефтяные залежи. Одной из основных проблем при разработке этих месторождений являются пескопроявление [25,35]. На месторождении Каламкас и Каражанбас в течение более 30 лет успешно проводятся различные мероприятия по улучшению состояния эксплуатации нефтяных залежей [18,19].

Несмотря на сложность геологических и промысловых факторов, а также некоторых недостатков в плане полного выполнения проектных решений при эксплуатации этих месторождений, связанные с проявлением сложнейших технологических процессов, протекающих в непостоянных гидродинамических, изменяющихся во времени и условиях, тем не менее текущие объемы добычи нефти из них в течении 15 лет сохраняются на уровне 10-12 млн. тонн.

Эти успехи достигнуты благодаря внедрению в практику разработки этих

месторождений наиболее эффективных методов воздействия на продуктивные залежи разработанные учеными-исследователями-нефтяниками стран содружеств независимых государств (СНГ) таких как: А.У. Айткулов, Ж.А. Айткулов, А.А. Айткулов, Б.Т. Баишев, Н.Е. Быков, В.А. Бочаров, А.Е. Березин, К.Т. Бисембаева, Г.Г.Вахитов, В.Н. Василевский, О.С. Герштанский, А.Т. Горбунов, К.Д. Джуламанов, Д.О. Дияров, Л.П. Дмитриев, Е.К. Огай, А.И. Осадчий, Ж. Жангазиев, Ю.П. Желтов, Ю.В. Желтов, А.Т. Жолбасарова, Г.Ж. Жолтаев, В.И. Ильяев, Л.К. Киинов, Ю.П. Кисляков, Ю.П. Ковальский, М.Н. Коростышевский, В.П. Котов, Ю.С. Корчагин, Э.Л. Лейбин, В.Д. Лысенко, Ю.С. Маслянецв, Г.М. Нурсултанов, В.С. Орлов, А.А. Рабинович, Н.В. Смольников, М.Л. Сургучев, С.В. Сафронов, Ю.А. Стуканогов, Г.С. Сабырбаева, Э.М. Тимашев, В.И. Тимонин, А.М. Тастыгараев, К. Ускумбаев, Г.А. Халиков, Н.Н. Червяков, Ю.К. Юферов и др.

В первой главе рассматриваются вопросы по оценке эффективности технологии добычи нефти из скважин путем

прогнозированию показателей эксплуатации нефтяных пластов при применении различных методов регулирования с целью интенсификации добычи нефти из многопластовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. При этом были созданы несложные модели для прогнозирования объемов добываемой нефти после применения методов ограничения объема попутной воды из обводненных интервалов скважин, очагового заводнения и из водонефтяной зоны, а также разработаны методы расчета по оценке технологической эффективности основанные на результатов обработки фактических технологических данных действующих месторождений.

Вторая глава посвящена к созданию гидродинамических моделей технологических параметров, которые будут использованы при применении различных технологий воздействия на продуктивные пласты для интенсификации выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

1 ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПУТЕМ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПЛАСТОВ

Для того, чтобы наметить мероприятия по управлению процесса технологии добычи нефти и оценить их эффективность, необходимы надежные методы прогноза основных технологических показателей залежи нефти.

Существующие в настоящее время методики прогнозирования показателей эксплуатации основаны на использовании достаточно сложных математических моделей, учитывающих все необходимые гидродинамические факторы. Применение их ограничивается часто отсутствием необходимой геолого-промысловой информации. В связи с этим, как показывает опыт, при проведении анализа и регулирования процесса разработки нефтяной залежи наиболее приемлемыми и общедоступными для работников нефтедобывающих предприятий все еще являются приближенные методы оценки эффективности различных мероприятий по регулированию разработки с помощью модели слоисто-неоднородного пласта. Поэтому в настоящем разделе приводятся приближенные методы прогнозирования технологических показателей разработки при применении наиболее распространенных видов регулирования, таких как изоляция обводненных интервалов, очаговое заводнение, определение процесса обводнения залежи нефти водонефтяной зоны и показателей эксплуатации по способам эксплуатации.

1.1 Прогноз технологических показателей скважин после ограничения водопритока из обводненного интервала

Одним из распространенных методов регулирования разработки нефтяных месторождений с целью уменьшения добычи попутной воды является изоляция обводнённых пластов с применением различных средств (установка пакера, цементирование, закачка химических реагентов и т.д.). Необходимость отключения отдельных обводненных (выработанных) интервалов пласта в добывающих

прогнозированию показателей эксплуатации нефтяных пластов при применении различных методов регулирования с целью интенсификации добычи нефти из многопластовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. При этом были созданы несложные модели для прогнозирования объемов добываемой нефти после применения методов ограничения объема попутной воды из обводненных интервалов скважин, очагового заводнения и из водонефтяной зоны, а также разработаны методы расчета по оценке технологической эффективности основанные на результатов обработки фактических технологических данных действующих месторождений.

Вторая глава посвящена к созданию гидродинамических моделей технологических параметров, которые будут использованы при применении различных технологий воздействия на продуктивные пласты для интенсификации выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

1 ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПУТЕМ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПЛАСТОВ

Для того, чтобы наметить мероприятия по управлению процесса технологии добычи нефти и оценить их эффективность, необходимы надежные методы прогноза основных технологических показателей залежи нефти.

Существующие в настоящее время методики прогнозирования показателей эксплуатации основаны на использовании достаточно сложных математических моделей, учитывающих все необходимые гидродинамические факторы. Применение их ограничивается часто отсутствием необходимой геолого-промысловой информации. В связи с этим, как показывает опыт, при проведении анализа и регулирования процесса разработки нефтяной залежи наиболее приемлемыми и общедоступными для работников нефтедобывающих предприятий все еще являются приближенные методы оценки эффективности различных мероприятий по регулированию разработки с помощью модели слоисто-неоднородного пласта. Поэтому в настоящем разделе приводятся приближенные методы прогнозирования технологических показателей разработки при применении наиболее распространенных видов регулирования, таких как изоляция обводненных интервалов, очаговое заводнение, определение процесса обводнения залежи нефти водонефтяной зоны и показателей эксплуатации по способам эксплуатации.

1.1 Прогноз технологических показателей скважин после ограничения водопритока из обводненного интервала

Одним из распространенных методов регулирования разработки нефтяных месторождений с целью уменьшения добычи попутной воды является изоляция обводнённых пластов с применением различных средств (установка пакера, цементирование, закачка химических реагентов и т.д.). Необходимость отключения отдельных обводненных (выработанных) интервалов пласта в добывающих

скважинах обуславливается неоднородным строением и неравномерными выработками и обводнением продуктивных пластов. Работы проводят в слоистых пластах для обеспечения оптимальных условий их выработки. При этом технологически эффект от проведения изоляционной работы является одним из основных показателей самого плана их проведения.

В связи с этим ниже рассмотрен метод по оценке технологического эффекта в отдельных добывающих скважинах от проведения изоляционной работы [5].

Рассматривается модель слоисто-неоднородного по проницаемости пласта, представляющая радиальную область с радиусом R_x со скважинным радиусом r_c . Условно этот пласт разделен на два пропластка. Допустим, что к моменту времени t_i второй пропласток обводнен полностью, т.е. приток нефти из этого пропластка равен нулю, а первый пропласток обводнен частично и продолжает эксплуатироваться с дебитом q_{ji} и долей нефти η_{ij} . Пусть в течение некоторого времени Δt_i в пласте проведена работа по изоляции полностью обводненного второго пропластка.

Прогнозные значения дебита нефти первого пропластка определяются выражением $q_{ij} = q_{\alpha j} \cdot \eta_{ij}$, где: $q_{\alpha j}$ – дебит жидкости первого пропластка на прогнозируемый период, принимаемый равным на уровне дебита жидкости того же пропластка перед изоляцией и предполагается постоянным на последующие годы, т.е. $q_{\alpha j} = q_{\alpha i} = const$; η_{ij} – прогнозная доля нефти в продукции первого пропластка.

Прогноз доли нефти (η_{ij}) проводится путем расчетной зависимости доли нефти (η_i) от безразмерного времени τ , построенной с использованием теоретической кривой распределения проницаемости Максвелла [2]. Таким образом, для прогнозирования процесса обводнения первого пропластка необходимо знать величину безразмерного времени на прогнозируемый период. Величину τ_j

можно определить зависимостью вида: $\tau_j = \tau_i + \Delta\tau_j$, где: τ_i – безразмерное время первого пропластка перед изоляционной работой, которая определяется по расчетной кривой $\eta_i = f(\tau)$ [9,24], располагая фактическим значением доли нефти (η_{ii}) указанного пропластка перед мероприятием: $\Delta\tau_j$ – безразмерное время первого пропластка на прогнозируемый период, определяемое из отношения

$$\Delta\tau_j = \frac{q_{свj} \cdot \Delta t_j}{g};$$

Δt_j – время эксплуатации пласта;

$$g = \frac{\Sigma Q_{св}}{\tau_i};$$

g – запасы нефти первого пропластка; $\Sigma Q_{св}$ – фактическая накопленная добыча жидкости первого пропластка перед изоляционной работой, определенная по данным дебитометрирования или по косвенным данным, полученным путем обработки фактических сведений.

По вышеизложенному методу были подсчитаны прогнозные значения доли нефти и дебита нефти по десяти добывающим скважинам месторождения Узень после проведения в них изоляционных работ в разное время. При этом разделение добычи жидкости по пластам проводилось по методу [4]. В качестве расчетной зависимости доли нефти от безразмерного времени τ использована кривая, построенная с использованием теоретического распределения проницаемости Максвелла (тип 1) [3]. В качестве примера приводится наиболее подробный расчет доли нефти и дебита нефти по добывающей скважине 1466, после проведения в ней изоляционных работ. Скважина 1466 введена в эксплуатацию на XIII+XIV горизонты. Изоляционные работы проведены в 2009 году, путем цементной заливки заводнённого XIV горизонта. После изоляционных работ рассматриваемая скважина эксплуатируется на XIII горизонте. Прогноз вышеуказанных показателей скважины 1466

по XIII горизонту проведен по предлагаемому методу, по состоянию на 01.07.2012 года, в следующем порядке:

1. Разделение дебита нефти и жидкости между XIII и XIV горизонтами проведено по методу [4].

2. Фактическое значение доли нефти η_i на XIII горизонте до изоляционных работ составило 0,82.

3. Величина τ_i , при известном фактическом значении η_i равного 0,82 берется с расчетной кривой зависимости доли нефти от безразмерного времени τ ($\tau_i = 0,26$).

4. Накопленная добыча жидкости ΣQ_{α} по XIII горизонту составила

5. Запасы нефти при этом равны

6. Дебит жидкости скважины 1466 по XIII горизонту ($q_{\alpha i}$ до мероприятия составил 30 т/сутки и принимается постоянным на прогнозируемый период, т.е. $q_{\alpha j} = q_{\alpha i} = 30$ т/сутки.

7. Время Δt_j послеизоляционный период, т.е с 2009 года по 01.01.2012 г. принимается равным календарному времени, т.е. $\Delta t_j = 91$ суток.

8. Безразмерное время $\Delta \tau_j$ за указанный отрезок времени работы скважины 1466 равно

$$\Delta \tau_i = \frac{q_{\alpha j} \cdot \Delta t_j}{Q} = \frac{30 \cdot 91}{208,5 \cdot 10^3} = 0,013$$

9. Безразмерное время τ_j с начала эксплуатации скважины на XIII горизонте до 01.01.2012 года установлено путем суммирования двух величин τ_i и $\Delta \tau_j$, т.е. $\tau_j = \tau_i + \Delta \tau_j = 0,26 + 0,013 = 0,273$.

10. По известному значению τ_j равному 0,273 определяется прогнозная доля нефти на указанную дату с помощью расчетной кривой зависимости доли нефти (η_i) от безразмерного времени τ . Для нашего примера η_j равна 0,81.

11. Дебит нефти на прогнозируемую дату составляет $q_{ij} = q_{свj} \cdot \eta_{ij} = 30 \cdot 0,81 = 24,3$ т/сутки.

12. Фактические значения доли нефти и дебита нефти данной скважины на дату прогноза составляют соответственно 0,83 и 28,9 т/сутки.

13. Отклонения прогнозных значений указанных показателей от соответствующих фактических данных составляют минус 2,4 % (доля нефти) и минус 15,9 % (дебит нефти).

Прогноз показателей эксплуатации на последующие даты проводится аналогично в той же последовательности. Результаты расчетов по остальным девяти скважинам показали, что расхождения между фактическими и расчетными значениями доли нефти и дебита нефти колеблются в пределах от -9,3 до +2,0 %. Таким образом, используя вышеизложенный метод, можно определить прогнозное значение доли нефти и дебита нефти добывающих скважин после проведения в них изоляционных работ.

1.2 Эффективность очагового заводнения путем прогнозирования показателей эксплуатации пласта

Вопросу определения показателей разработки залежей нефти при очаговом заводнении посвящен ряд работ [61]. В этих работах показатели разработки нефтяных пластов при очаговом заводнении определялись, когда рассматриваемое мероприятие внедрялось с начала разработки как самостоятельная система воздействия. Известно, что очаговое заводнение применяется как дополнительное мероприятие для вовлечения в активную разработку слабо-рабатываемых зон пластов от блокового заводнения [2]. В настоящей главе решена задача по прогнозированию основных показателей разработки нефтяной залежи при очаговом заводнении, когда последнее внедряется с целью вовлечения в активную разработку трудноизвлекаемых запасов нефти, содержащихся в

низкопродуктивных пластах (зонах). Пусть имеем залежь нефти, которая разрабатывается с применением внутриконтурного заводнения (разрезание залежи нефти на отдельные площади. Рассматривается самостоятельная площадь (блок), ограниченная с двух сторон нагнетательными рядами. Залежь нефти состоит из двух пластов с эффективной нефтенасыщенной толщиной h_1 и h_2 , со средней проницаемостью K_1 и K_2 соответственно изолированных друг от друга глинистым пропластком. Вязкости нефти и воды обоих пластов одинаковы. Проводимость первого пласта $K_1 \cdot h_1$ больше проводимости $K_2 \cdot h_2$ второго пласта. Забойные давления в нагнетательных скважинах $P_{\bar{n},i}$, а в добывающих $-P_{\bar{n},a}$. Предполагается, что в разработке от блокового заводнения участвует первый пласт. С целью интенсификации добычи нефти из залежи пробурена очаговая нагнетательная скважина. В ней перфорирован только второй пласт. Очаговая скважина гидродинамически связана по окружающим добывающим скважинам только по второму пласту. Забойные давления первого и второго пластов в добывающих, а также в нагнетательных скважинах равны между собой, т.е. предполагается отсутствие перетока жидкости между пластами в призабойной зоне скважины. Также предполагается отсутствие перетока жидкости в пласте. Таким образом, второй пласт вступит в разработку только от очагового заводнения, а первый пласт продолжает работать от блокового заводнения. При этом прогнозные уровни добычи жидкости и нефти обоих пластов рассматриваемого участка при внедрении очагового заводнения, очевидно, будут состоять из двух слагаемых, т.е. из добычи жидкости и нефти из первого пласта, который продолжает работать от блокового заводнения, и из добычи жидкости

и нефти второго пласта, вступившего в разработку при очаговом заводнении:

$$Q_{\alpha, \text{ис}} = Q_{\alpha 1} + Q_{\alpha 2},$$

(1.1)

$$Q_{i, \text{ис}} = Q_{i 1} + Q_{i 2},$$

(1.2)

где: $Q_{\alpha, \text{ис}}$ и $Q_{i, \text{ис}}$ – прогнозные значения добычи жидкости и нефти в целом по двум пластам; $Q_{\alpha 1}$ и $Q_{i 1}$ – прогнозные значения добычи жидкости и нефти первого пласта, который работает от блокового заводнения; $Q_{\alpha 2}$ и $Q_{i 2}$ – прогнозные значения добычи жидкости и нефти второго пласта, который работает от очагового заводнения. Предполагается, что прогнозная добыча жидкости первого пласта будет находиться на уровне добычи жидкости, которая имела место перед мероприятием $Q_{\alpha 1} = \text{const}$. Прогнозная добыча нефти определяется из выражения

$$Q_{i 1} = Q_{\alpha 1} \cdot \eta_{i 1},$$

(1.3)

где: $\eta_{i 1}$ – доля нефти в продукции первого пласта за прогнозируемый период. Прогнозирование значения доли нефти $\eta_{i 1}$ можно производить путем обработки фактических данных за прошедший период эксплуатации и экстраполяцией кривой доли нефти первого пласта на будущий период.

Прогнозная добыча жидкости второго пласта от очагового заводнения определяется произведением

$$Q_{\alpha 2} = q_{\alpha 2} \cdot T \cdot N,$$

(1.4)

и предполагается, что в последующие годы она постоянна;

где: $q_{\alpha 2}$ – дебит жидкости одной добывающей скважины по второму пласту;

T – отработанное время; N – число добывающих скважин.

Дебит жидкости одной добывающей скважины по второму пласту от очагового заводнения определяется формулой девятиточечной системы площадного заводнения согласно работе [24]:

$$q_{a2} = \frac{2\pi kh(P_{\bar{n},i} - P_{\bar{n},\bar{a}})}{3\mu_{\bar{a}} \left[12Z_{\delta} + 25Z_{\delta}^2 + 1,7 \ln \frac{R_{\delta}}{r_{\bar{n},i}} + \mu_0 \left(\frac{4d}{\pi R_{\delta}} + \frac{1}{3} \ln \frac{d}{2\pi r_{\bar{n},\bar{a}}} \right) \right]} \quad (1.5)$$

где: k – проницаемость, мкм²; h – работающая толщина, м; $P_{\bar{n},i} - P_{\bar{n},\bar{a}}$ – перепад давления, Мпа; $\mu_{\bar{a}}$ – вязкость воды, мПа·с; Z_{δ} – нефтенасыщенность на фронте вытеснения, которая определяется по зависимости [5]; $Z_{\delta}^2 [1,5(1 - \rho_{\bar{n},\bar{a}} - \rho_{ii}) - Z_{\delta}] = 0,01 \cdot \mu_0$; $\rho_{\bar{n},\bar{a}}$, ρ_{ii} – соответственно коэффициенты насыщенности пласта связанной водой и остаточной нефтенасыщенностью, доли единиц; $\mu_0 = \frac{\mu_i}{\mu_{\bar{a}}}$ – отношение вязкости нефти к вязкости воды; R_{δ} – координата, определяющая текущее положение фронта вытеснения, м; $r_{\bar{n},i}$, $r_{\bar{n},\bar{a}}$ – соответственно радиусы нагнетательной и добывающей скважин, м; d – половина стороны квадрата при девятиточечной системе площадного заводнения [4], м.

Подставляя в формулу (1.5) значение $R_{\delta} = 0,8 \cdot d$ и другие параметры, определяем значение дебита жидкости второго пласта при очаговом заводнении. Затем на последующие годы предполагаем, что этот дебит жидкости будет постоянным. Предполагается, что фактическое распределение проницаемости второго пласта происходит по определенному теоретическому закону распределения проницаемости. Темп обводнения рассчитывается с использованием зависимости доли нефти η_i от безразмерного времени τ , построенной с использованием теоретической кривой распределения проницаемости, которая описывает фактическое распределение проницаемости пласта. Располагая накопленной добычей жидкости и балансовыми запасами второго