

**РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА имени И.М.ГУБКИНА**

на правах рукописи

КРЫЛОВА ЕЛЕНА ВЛАДИМИРОВНА

**АНАЛИЗ И ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗРАБОТКИ
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ
НА ПРИМЕРЕ ОТДЕЛЬНЫХ ПЛОЩАДЕЙ
РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**25.00.17 – «Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»**

АВТОРЕФЕРАТ

**диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук**

Москва 2009



**Работа выполнена в Российском Государственном Университете
нефти и газа имени Н. М. Губкина**

Научный руководитель:

д. т. н., проф.
Лысенко Владимир Дмитриевич

Официальные оппоненты:

д. г.-м. н., проф.
Иванова Минадора Макаровна

к. т. н.
Ювченко Николай Владимирович

Ведущая организация:

ОАО ТатНИПИнефть

Защита состоится « ___ » 2009 г. в ___ часов, в ауд. _____ на заседании диссертационного Совета Д.212.200.08 по защите диссертаций на соискание ученой степени кандидата технических наук при Российском Государственном Университете нефти и газа имени И.М. Губкина по адресу: Москва, В-296 ГСП-1, 119991, Ленинский проспект, 65.

Автореферат размещен на интернет-сайте Российского Государственного Университета нефти и газа имени И.М.Губкина www.rgu-ng.ru « ___ » 2009 г. С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

Автореферат разослан « ___ » _____ 2009 г.

Ученый секретарь диссертационного Совета,
д. т. н., проф.

 **Сомов Б.Е.**

2009 А

21582

3

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы

В настоящее время по большинству основных месторождений Российской Федерации отбор от утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти достиг 75 - 85%, они вступили в четвертую стадию эксплуатации. В нашей стране основным методом разработки является заводнение. Эксплуатация крупнейших месторождений, обеспечивающих основную добычу нефти, будет осуществляться длительное время в условиях высокой обводненности. Поэтому большое значение имеет изыскание возможностей дальнейшего повышения эффективности систем разработки, основанных на применении этого метода.

При осуществлении разработки нефтяного месторождения важно достигнуть наибольшей экономической эффективности добычи нефти, поэтому с самого начала следует проверять потенциальные возможности пласта, достоверно прогнозировать, каковы действительно введенные в разработку запасы, эффективен ли данный метод разработки. По мнению отдельных исследователей, это возможно выяснить лишь по окончании разработки залежи либо по прошествии большого периода времени, когда в результате эксплуатации залежи ясно видна ошибка подсчета запасов – положительная (действительно введенные в разработку запасы больше утвержденных) или отрицательная (действительно введенные в разработку запасы меньше утвержденных).

Установление действительно введенных в разработку запасов в целом по залежи и отдельно по крупным участкам и скважинам позволяет контролировать извлекаемые запасы, технологию нефтеотдачи и добычу нефти. Поэтому, исследованная в области определения действительно введенных в разработку запасов нефтяной залежи являются весьма актуальными и обоснованными.

Целими диссертационной работы являются:

- разработка методологии мониторинга извлекаемых запасов для установления фактических введенных при данной технологии разработки извлекаемых запасов нефти и жидкости нефтяной залежи;
- проведение мониторинга фактических введенных в разработку извлекаемых запасов нефти для Абдрахмановской, Миннибаевской и Алькеевской площадей Ромашкинского месторождения, а также для их отдельных блоков и участков;
- по результатам мониторинга дать рекомендации по дальнейшей эксплуатации этих залежей и определить возможное увеличение извлекаемых запасов нефти при оптимизации технологии эксплуатации добывающих скважин.

Основные задачи исследований

Для достижения поставленных целей задачами исследований являются:

- разработка поправочных коэффициентов, позволяющих уточнить извлекаемые запасы нефти и существенно уточнить извлекаемые запасы жидкости при проведении мониторинга извлекаемых запасов залежи;
- оценка *начальных извлекаемых запасов нефти и начальных извлекаемых запасов жидкости по экстраполяции* на Абдрахмановской, Миннибаевской и Алькеевской площадях Ромашкинского месторождения, а также отдельно на блоках и участках рассматриваемых площадей;
- оценка *фактических введенных в разработку начальных извлекаемых запасов нефти и фактических введенных в разработку начальных извлекаемых запасов жидкости* для Абдрахмановской, Миннибаевской и Алькеевской площадей Ромашкинского месторождения и отдельно для блоков и участков площадей с учетом разработанных поправочных коэффициентов и с учетом ограничения разработки залежей до предельной обводненности, установленной регламентом;
- определение *уточненных начальных извлекаемых запасов нефти и уточненных начальных извлекаемых запасов жидкости* на отдельных блоках и участках Абдрахмановской, Миннибаевской и Алькеевской площадей Ромашкинского месторождения вследствие оптимизации технологии эксплуатации добывающих скважин.

Методы решения поставленных задач

Вероятностно-статистические методы анализа, аналитическая методика проектирования и разработки нефтяной залежи (уравнения добычи нефти и добычи жидкости).

Научная новизна

Научная новизна работы состоит в следующем:

1. Предложена методология проведения мониторинга извлекаемых запасов нефтяной залежи.
2. Предложены поправочные коэффициенты, использование которых позволяет уточнить извлекаемые запасы нефти и существенно уточнить извлекаемые запасы жидкости при проведении мониторинга извлекаемых запасов, а также при проектировании и разработке нефтяной залежи.
3. Получены формулы и составлены подробные таблицы значений предложенных поправочных коэффициентов.
4. Впервые проведен мониторинг извлекаемых запасов нефти Абдрахмановской, Миннибаевской и Алькеевской площадей Ромашкинского месторождения и

их отдельных блоков и участков за период 1968-2002 гг путем решения обратных задач проектирования с учетом технологии нефтеизвлечения.

Практическая ценность

1. Предложенная в работе методология проведения мониторинга извлекаемых запасов может быть использована при проектировании и эксплуатации нефтяных залежей и месторождений на любой стадии разработки.
2. Предложены готовые к использованию сводные таблицы поправочных коэффициентов практически для всех возможных значений показателя расчетной посплошной неоднородности пласта по проницаемости.
3. Установлено, что при существующей технологии разработки на Абдрахмановской площади утвержденные извлекаемые запасы нефти не только достижимы, но и будут превзойдены на 8,02 млн. т. При оптимизации технологии эксплуатации добывающих скважин возможно превышение утвержденных извлекаемых запасов на 37,33 млн. т. На Миннибаевской площади при реализуемой технологии разработки утвержденные запасы нефти не достижимы: их величина будет меньше утвержденного значения на 15,75 млн. т.; при изменении технологии эксплуатации скважин возможно превышение утвержденных извлекаемых запасов на 34,71 млн. т. По Алькеевской площади при современной технологии разработки залежи утвержденные извлекаемые запасы будут превзойдены на 3,63 млн. т.
4. Оптимизация технологии разработки Абдрахмановской, Миннибаевской и Алькеевской площадей Ромашкинского месторождения может обеспечить прирост извлекаемых запасов нефти более чем на 70 млн. т.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались на конференциях:

1. «Молодежная наука – нефтегазовому комплексу», РГУ им. И.М. Губкина, март 2004 г;
 2. «Фундаментальные проблемы разработки месторождений, добычи и транспортировки углеводородного сырья», ИПНГ, ноябрь 2004 г;
- а также на научных семинарах кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных месторождений».

Защищаемые положения.

Методология проведения мониторинга извлекаемых запасов нефти залежи и результаты теоретического и практического характера, полученные на основе указанной методологии.

Публикации

По результатам исследований опубликовано 7 работ, в том числе 5 в изданиях, рекомендуемых ВАК.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, выводов и графических приложений. Общий объем работы составляет 168 страниц, в том числе 43 страницы приложений, включая 106 рисунков, 12 таблиц и библиографический список использованной литературы из 114 наименований.

Автор выражает искреннюю признательность и благодарность своему научному руководителю д.т.н., проф. Лысенко В.Д. за научное руководство и неоценимую помощь в процессе работы над диссертацией. Автор благодарит зав. кафедрой Р и ЭНМ д.т.н. проф. Мищенко И.Т. и весь коллектив кафедры и особо признателен проф. Палию А.О. за помощь и поддержку в подготовке диссертационной работы. Также автор благодарит сотрудников отдела разработки ТатНИПИнефть за возможность использования промышленных материалов и за помощь в подготовке диссертационной работы.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы диссертации, сформулирована цель и определены основные направления исследований, указаны методы решения поставленных задач, излагается научная новизна и практическая значимость работы, представлены защищаемые положения.

В первой главе представлен обзор работ отечественных и зарубежных исследователей по методам прогнозирования нефтеотдачи.

При осуществлении разработки нефтяного месторождения важно достигнуть наибольшей экономической эффективности добычи нефти, поэтому с самого начала разработки необходимо проверять потенциальные возможности пласта, знать, каковы действительно введенные в разработку запасы, эффективен ли принятый метод разработки или нет.

В диссертации рассмотрены методики исследования работы нефтяных залежей различными учеными. Вопросами прогноза возможных извлекаемых запасов нефти в нашей стране занимались многие исследователи. Изучению этой проблемы посвящены работы А.П.Крылова, Ю.П.Борисова, М.М. Ивановой, В.Н. Щелкачева, Г.Г. Вахитова, Б.Т. Баишева, М.М. Саттарова, С.Н. Закирова, В.Д.Лысенко, Э.Д. Мухарского, В.И. Грайфера, Б.Ф.Сазонова, З.К.Рябининой, В.С.Ковалева, М.Л. Сургучева А.М. Пирвердяна, Д.А.Эфроса, И.Ф. Куранова, А.К.Курбанова, М.М. Максимова, Б.М.Гешелина, Л.П.Рыбицкой,

И.Г. Пермякова, Г.Л.Говоровой, В.Ф. Базива, М. Маскета, Дикстра, Парсонса, Стайлса, Шмальц-Рапе, Арпса, Джонсона, Баклея-Левретта, Крейга, Джеффен-Морзе, Хиггинса, Лейтона, Робертса, Дугласа, Блеера, Вагнера, Бисмана, Рекорда и др.

Дано обоснование используемой в работе методики подсчета извлекаемых запасов, разработанной В.Д.Лысенко (методика ТатНИПИнефть), в которой учтена зональная неоднородность пласта по проницаемости. Методика отличается простотой расчетов при прогнозировании, снабжена таблицами гамма-функций, которые еще более упрощают расчеты.

Во второй главе подробно рассмотрен алгоритм нахождения:

1. *начальных извлекаемых запасов нефти и начальных извлекаемых запасов расчетной и реальной жидкости по экстраполяции, достижимых при эксплуатации залежи до 100% - ой обводненности, с помощью выбранной методики;*
2. *фактических введенных в разработку начальных извлекаемых запасов нефти и фактических начальных извлекаемых запасов расчетной и реальной жидкости при реализуемой технологии разработки – по достижении предельной, установленной регламентом обводненности и, в случае снижения в процессе разработки обводненности добываемой продукции, с использованием предложенных в работе поправочных коэффициентов для нефти δ и для расчетной жидкости δ_R ;*
3. *уточненных начальных извлекаемых запасов нефти и уточненных начальных извлекаемых запасов расчетной и реальной жидкости при оптимизации технологии эксплуатации добывающих скважин и достижении предельной обводненности продукции.*

Для исключения влияния различия физических свойств (подвижности и плотности) нефти и вытесняющего агента (воды) на исследования необходимо перейти к *расчетным* параметрам дебита скважин по жидкости и по воде. В случае отсутствия различия физических свойств воды и нефти после начала обводнения продукция дебит скважины по жидкости остается постоянным и равным дебиту скважины по нефти, наблюдаемому до начала обводнения. Такой дебит скважины по жидкости называется *расчетным*, а жидкость, в которой отсутствуют различия физических свойств нефти и воды – *расчетной*.

μ_0 - коэффициент различия физических свойств нефти и закачиваемого агента (воды) для внутриконтурного заводнения определяется по формуле

$$\mu_0 = \frac{1}{2} \cdot (1 + \mu_*) \cdot \gamma_* = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{\mu_{II}}{\mu_a} \cdot K_{\text{ВЫТ}}^{1,5} \right) \cdot \frac{\gamma_a}{\gamma_H} \cdot b, \quad (1)$$

а для законгурного заводнения по формуле:

$$\mu_0 = \frac{\mu_a + \mu_H}{\mu_a + \frac{\mu_a}{K_{\text{ВЫТ}}^{1,5}}} \cdot \frac{\gamma_a}{\gamma_H} \cdot b, \text{ где} \quad (2)$$

b — объемный коэффициент нефти, д.ед.; γ_H — плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м³; γ_a — плотность закачиваемого агента (воды) в пластовых условиях, кг/м³; μ_H — вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с; μ_a — вязкость закачиваемого агента (воды) в пластовых условиях, мПа·с; $K_{\text{ВЫТ}}$ — коэффициент вытеснения нефти вытесняющим агентом, д.ед.

Для определения значений расчетной добычи жидкости используется формула

$$q_F = q_H + (q_{F2} - q_H) \cdot \frac{1}{\mu_0}, \quad (3)$$

где q_H , q_{F2} , q_F — соответственно, добыча нефти, весовой жидкости, расчетной жидкости.

Для определения фактических введенных в разработку начальных извлекаемых запасов нефти и жидкости в дальнейших расчетах используется показатель расчетной послойной неоднородности залежи по проницаемости V^2 . Расчетная послойная неоднородность пласта — объединенный результат действия многих факторов, влияющих на неравномерность извлечения подвижных запасов нефти. Каждый из факторов можно рассмотреть отдельно, результаты действия фактора описать функцией распределения и представить коэффициентом вариации во второй степени, затем объединить эти коэффициенты и получить квадрат показателя послойной неоднородности пласта V^2 по следующей формуле:

$$(V^2 + 1) = (V_1^2 + 1) \cdot (V_2^2 + 1) \cdot (V_3^2 + 1). \quad (4)$$

Все упрощается, если определять показатель расчетной послойной неоднородности пласта V^2 по фактическому обводнению добывающих скважин.

При сохранении неизменными забойных давлений у добывающих и нагнетательных скважин, происходящие во времени изменения текущих дебитов нефти и воды будут зависеть только от послойной неоднородности пласта V^2 и различия физических свойств нефти и воды μ_0 . По

фактическим данным уже достигших высокой обводненности продукции скважин строят графики зависимости текущих дебитов нефти, расчетной и весовой жидкостей от накопленного отбора нефти (Рис.1).

По отношению безводной накопленной добычи жидкости скважины к максимально возможной

$$\theta = \frac{Q_{ДН}}{Q_{ДК}} \quad (5)$$

определяют показатель расчетной послонной неоднородность пласта

$$\nu^2 = \frac{0,95 - 1,2 \cdot \theta}{4,2 \cdot \theta - 0,25} \quad \text{при } \theta < 0,5 \quad (6)$$

Для определения начальных извлекаемых запасов нефти и начальных извлекаемых запасов расчетной жидкости по описанной в гл.1 методике для выбранной совокупности скважин строятся зависимости удельного дебита нефти q^1 по годам разработки от накопленного отбора нефти $Q_{Д}$ и зависимости удельного дебита расчетной жидкости q_{F}^1 по годам разработки от накопленного отбора расчетной жидкости Q_{FD} (Рис. 2).

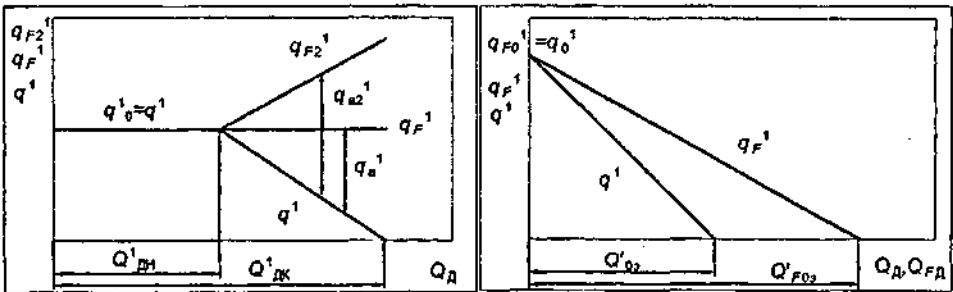


Рис.1 Схематичное изображение зависимостей дебитов нефти, расчетной жидкости и весовой жидкости от накопленного отбора нефти для отдельной добывающей скважины.

Рис.2. Схематичное изображение зависимостей удельного дебита нефти от накопленного отбора нефти и удельного дебита расчетной жидкости от накопленного отбора расчетной жидкости для нефтяной залежи.

На полученных зависимостях выделяются прямолинейные (почти прямолинейные) участки, которые экстраполируются до пересечения с осями абсцисс и ординат. Зависимость удельного дебита нефти q^1 от накопленного отбора нефти $Q_{Д}$ при ее экстраполяции до оси ординат показывает текущий амплитудный (начальный проектный) дебит нефти на пробуренную скважину q_0^1 , а при ее экстраполяции до оси абсцисс - введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти Q'_{02} по экстраполяции при реализуемой технологии

(технологии выбранного периода) разработки залежи. Получаемая точка пересечения прямой и оси абсцисс - это те запасы, которые могут (или могли) быть получены при разработке залежи до обводненности продукции 100% по технологии выбранного периода.

По зависимости удельного дебита расчетной жидкости q_F^1 от накопленного отбора расчетной жидкости Q_{FD} определяются *начальные извлекаемые запасы расчетной жидкости Q'_{F03} по экстраполяции* при реализуемой технологии разработки залежи.

Затем через *начальные извлекаемые запасы нефти Q'_{03} по экстраполяции* и *начальные извлекаемые запасы расчетной жидкости Q'_{F03} по экстраполяции* при реализуемой технологии разработки производится переход от накопленных отборов жидкости к реальным - рассчитываются *начальные извлекаемые запасы реальной жидкости Q'_{F203}* при текущей технологии разработки:

$$Q'_{F203} = Q'_{03} + (Q'_{F03} - Q'_{03}) \cdot \mu_0. \quad (7)$$

Извлекаемые запасы нефти и жидкости, найденные по точкам пересечения проэкстраполированных отрезков с осью абсцисс, являются максимально возможными объемами запасов, которые можно добыть при данной системе разработки при продолжении разработки залежи до достижения обводненности продукции 100%.

Но практически добыча нефти завершается скачком в момент снижения дебита нефти до минимально допустимой не равной нулю величины или по достижении установленного регламентом предельного значения обводненности нефти. На графике это выглядит как отсечение части площади под прямой с какого-то момента до ее пересечения с осью абсцисс (рис.3).

Накопленная к моменту отсечения добыча нефти и будет *фактическими введенными в разработку начальными извлекаемыми запасами нефти $Q_{0ф}$* . *Фактические введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти $Q_{0ф}$* и *фактические введенные в разработку начальные извлекаемые запасы расчетной жидкости $Q_{Fф}$* меньше, соответственно, *начальных извлекаемых запасов нефти Q'_{03}* и *расчетной жидкости Q'_{F03}* , найденных из графиков *простой экстраполяцией*. Согласно регламенту, предельная обводненность для месторождений Татарстана составляет 98%. Накопленные к этому моменту отборы нефти и жидкости и будут составлять соответственно *фактические*

введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти и фактические введенные в разработку начальные извлекаемые запасы жидкости.

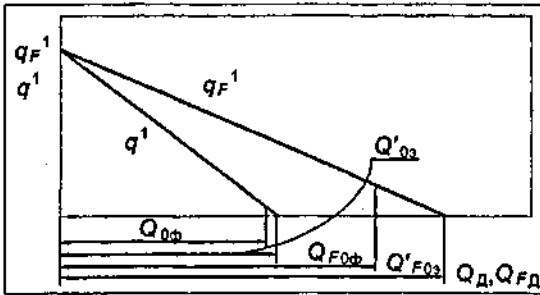


Рис.3. Схематичное изображение зависимостей удельного дебита нефти от накопленного отбора нефти и удельного дебита расчетной жидкости от накопленного отбора расчетной жидкости для нефтяной залежи.

Дебиты нефти и расчетной жидкости группы скважин в t -ом году соответственно равны

$$q^{(t)} = q^{(t-1)} \cdot \left(1 - \frac{q_0}{Q_0 + \frac{1}{2} q_0} \right) \quad (8) \quad \text{и} \quad q_F^{(t)} = q_F^{(t-1)} \cdot \left(1 - \frac{q_{F0}}{Q_{F0} + \frac{1}{2} q_{F0}} \right) \quad (9)$$

При этом величины $q^{(t)}$, $q^{(t-1)}$, q_0 и $q_F^{(t)}$, $q_F^{(t-1)}$, q_{F0} - значения удельных дебитов t -го года, $(t-1)$ -го года, амплитудных дебитов, соответственно, по нефти и расчетной жидкости для всей рассматриваемой совокупности скважин.

Таким образом, через текущие удельные дебиты нефти и расчетной жидкости, переведя последние через μ_0 в дебиты реальной жидкости, можно рассчитать текущую обводненность и накопленные к этому моменту отборы нефти и жидкости, которые и будут составлять фактические введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти $Q_{0Ф}$ и фактические введенные в разработку начальные извлекаемые запасы расчетной жидкости $Q_{F0Ф}$ по достижении 98%-ой обводненности при текущей технологии разработки залежи.

Несмотря на то, что при разработке залежи, значения накопленных отборов нефти и жидкости постоянно растут, процесс обводнения продукции может остановиться, и значение обводненности может начать снижаться, вследствие отключения высоко обводненных скважин. В этом случае

нахождение фактических введенных в разработку начальных извлекаемых запасов нефти $Q_{0ф}$ и расчетной жидкости $Q_{F0ф}$ через предельную обводненность невозможно. В данной работе представлены введенные нами поправочные коэффициенты, которые и позволяют определить значения фактических запасов залежи.

Как уже было установлено выше, фактические введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти $Q_{0ф}$ и расчетной жидкости $Q_{F0ф}$ не равны соответственно начальным извлекаемым запасам нефти $Q'_{0э}$ и расчетной жидкости $Q'_{F0э}$ по экстраполяции, найденным из графиков. Значит, для уравнения добычи нефти

$$Q_D = \int_0^t q \cdot dt = Q_0 \cdot \left(1 - e^{-\frac{q_0 \cdot t}{Q_0}} \right) \quad (10)$$

величина начальных извлекаемых запасов нефти Q_0^Y должна быть несколько больше утвержденных извлекаемых запасов нефти $Q_0^Y > Q_0$. И в момент завершения разработки нефтяной залежи (нефтяной площади) накопленный отбор нефти Q_D должен быть равен фактическим начальным извлекаемым запасам нефти Q_0 ($Q_{0ф}$). Следовательно, в уравнение (10) вместо величины Q_0 должна входить величина Q_0^Y . Эта величина начальных извлекаемых запасов нефти для уравнения Q_0^Y есть ни что иное, как найденные ранее с помощью экстраполяции начальные извлекаемые запасы нефти $Q'_{0э}$. То же самое справедливо и для величины запасов расчетной жидкости: Q_{F0}^Y соответствует $Q'_{F0э}$.

Заменяя в уравнении (10) множитель Q_0 на $Q'_{0э}$, а Q_D на Q_0 , а в соответствующем уравнении для расчетной жидкости Q_{F0} на $Q'_{F0э}$ и Q_{FD} на Q_{F0} , получаем

$$Q'_{0э} = \frac{Q_0}{1 - e^{-\frac{q_0 \cdot t}{Q'_{0э}}}} = \frac{Q_0}{1 - (1-A) \frac{F}{F-K_3}} = \frac{Q_0}{\delta}, \quad (11)$$

$$Q'_{F0э} = \frac{Q_{F0}}{1 - e^{-\frac{q_0 \cdot t}{Q'_{F0э}}}} = \frac{Q_{F0}}{1 - (1-A) \frac{K_3}{F-K_3}} = \frac{Q_{F0}}{\delta_F}. \quad (12)$$

Фактические введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти и фактические введенные в разработку начальные извлекаемые запасы расчетной жидкости можно рассчитать через поправочные коэффициенты по формулам

$$Q_{0ф} = Q_{0з} \delta, \quad (13) \quad Q_{F0ф} = Q_{F0з} \delta_F, \quad (14)$$

$$\text{где } \delta = 1 - \frac{F}{(1-A)F-K_3}, \quad (15) \quad \delta_F = 1 - \frac{K_3}{(1-A)F-K_3}, \quad (16)$$

где K_3 – коэффициент заводнения (доля отбора подвижных запасов нефти), табличная величина;

F – отбор расчетной жидкости в долях единицы подвижных запасов нефти, табличная величина;

A – расчетная обводненность продукции скважин рассматриваемой залежи, соответствующая реальной обводненности.

Полученные в работе поправочные коэффициенты δ и δ_F позволяют определить фактические введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти и расчетной жидкости, обводненность которой в перспективе применения текущей технологии разработки не достигает предельного значения 98%.

Рассмотренный способ корректировки запасов с использованием поправочных коэффициентов при расчетах динамики добычи нефти и жидкости универсален, и применение этого способа необходимо как при проектировании, так и при анализе динамики добычи нефти.

В процессе исследований диссертантом были рассчитаны поправочные коэффициенты для всего спектра значений квадрата показателя расчетной неоднородности V^2 , и для всех значений обводненности, соответствующих представленным V^2 . Были составлены сводные таблицы полученных поправочных коэффициентов. С использованием представленных нами сводных таблиц легко подобрать необходимые значения поправочных коэффициентов для расчета значений фактических извлекаемых запасов нефти и расчетной жидкости для залежи с любым значением показателя расчетной послышной неоднородности и любой обводненностью продукции. Готовые к использованию таблицы представлены во второй главе работы и в графическом приложении.

В работе отмечены факты снижения обводненности продукции скважин. В этих случаях с помощью предложенного нами алгоритма еще в процессе падения обводненности можно просчитать значения уточненных начальных извлекаемых запасов нефти и жидкости – запасов, добыча которых возможна по

достижении продукцией скважины предельной, установленной регламентом обводненности, а, значит, *при оптимизации технологии эксплуатации добывающих скважин.*

Важность изложенного материала состоит в том, что расчет обводненности рассматриваемой залежи на возможность достижения обводненности, установленной регламентом, и использование поправочных коэффициентов - это универсальный способ корректировки *начальных извлекаемых запасов нефти и начальных извлекаемых запасов жидкости по экстраполяции* при реализуемой технологии разработки залежи. То есть, это универсальный способ расчета *фактических введенных в разработку начальных извлекаемых запасов нефти и фактических введенных в разработку начальных извлекаемых запасов расчетной жидкости.* Зачастую за извлекаемые запасы нефти и жидкости залежи принимаются значения извлекаемых запасов, найденных с помощью простой экстраполяции. Эти же значения закладываются и в гидродинамические модели. В результате получается, что из-за «неотсеченной» части запасов, перспективное время разработки месторождения достигает 100, 200, 300 и более лет (до бесконечности), когда на самом деле разработка может закончиться через 30-50 лет. Использование введенных нами поправочных коэффициентов позволяет прогнозировать *фактические значения извлекаемых запасов, которые нужно использовать в дальнейших расчетах, закладывать в модели.*

Мониторинг извлекаемых запасов по представленному в данной главе алгоритму - с помощью методики и с обязательной проверкой на достижение обводненности, установленной регламентом, и использованием введенных поправочных коэффициентов - рекомендуется проводить регулярно, чтобы своевременно принять меры по регулированию разработки нефтяных залежей и увеличивать масштабы применения эффективных методов повышения нефтеотдачи пластов.

В главе 3 представлены общие сведения о Ромашкинском месторождении и исследуемых Абдрахмановской, Миннибаевской и Алькеевской площадях, представлена динамика основных технологических показателей площадей. Площади были выбраны для исследований как наиболее интересные, разрабатываемые дольше других, и по ним имелся практически полный промысловый материал, необходимый для расчетов.

В настоящее время Абдрахмановская площадь является одной из наиболее выработанных на месторождении, рядами нагнетательных скважин она

разделена на 8 блоков. Общий фонд пробуренных скважин на горизонт D_1 составляет 2435, действующий фонд добывающих скважин - 1071, нагнетательных - 484. За период с 1994 г до 2002 гг обводненность продукции снизилась с 94,52 до 93,88%. Залежь горизонта D_1 Абдрахмановской площади находится в завершающей стадии разработки. Утвержденные начальные геологические запасы нефти составляют 567,36 млн. т, начальные извлекаемые запасы нефти - 301,15 млн. т., величина коэффициента нефтеизвлечения составляет 0,531.

Миннибаевская площадь была выделена как самостоятельный объект разработки в 1953г. Рядами нагнетательных скважин площадь разделена на 7 блоков. До конца 2003 г на Миннибаевской площади Ромашкинского нефтяного месторождения было пробурено 1579 скважин. В действующем фонде находится 565 добывающих и 420 нагнетательных скважин. За период с 1997 г до 2002 гг обводненность продукции снизилась с 88,0 до 84,2%. Утвержденные начальные геологические запасы нефти на Миннибаевской площади составляют 517,37 млн. т, начальные извлекаемые запасы нефти - 263,49 млн. т., величина коэффициента нефтеизвлечения составляет 0,509.

Алькеевская площадь в настоящее время находится на завершающей стадии разработки. К 2002 г. на площади было пробурено 1111 скважин, в действующем фонде находилось 329 нагнетательных и 511 добывающих скважин. Плотность сетки скважин по всему пробуренному фонду составляет 24,5 га/скв. На балансе АО Татнефть и НГДУ "Джалильнефть" по горизонтам D_0 и D_1 Алькеевской площади числится 230,08 млн. т балансовых и 126,16 млн. т извлекаемых запасов при коэффициенте нефтеизвлечения равном 0,547. За период с 1996 г по 2002 г обводненность продукции снизилась с 84,3 до 82,2%.

Глава 4 посвящена применению усовершенствованной методологии мониторинга извлекаемых запасов на примере Абдрахмановской, Миннибаевской, Алькеевской площадей Ромашкинского месторождения, приведены подробные расчеты, выполнен анализ результатов расчетов.

Абдрахмановская и Миннибаевская площади разрабатываются с помощью внутриконтурного заводнения. Расчеты показали, что коэффициенты различия физических свойств нефти и воды μ_0 соответственно равны 1,821 и 1,904.

Для определения показателя расчетной послонной неоднородности V^2 из всех скважин площадей были выделены высокообводненные, долго работающие,

не простаивавшие скважины: 11 скважин по Абдрахмановской и 17 скважин по Миннибаевской площадям.

Для исключения влияния колебаний пластового и забойного давлений на проводимые исследования, при построении графиков для выбранных скважин текущие значения дебитов нефти q и расчетной жидкости q_F по годам были разделены на значения амплитудного дебита скважины q_0 . По полученным данным были построены зависимости q/q_0 , q_F/q_0 , от накопленного отбора нефти Q_D (Рис.4). Для всех рассматриваемых скважин были рассчитаны значения показателя расчетной послойной неоднородности V^2 , которые в среднем составили: для скважин Абдрахмановской площади 0,660, для Миннибаевской – 0,666. В дальнейших расчетах использовалось наиболее близкое рассчитанным величинам V^2 табличное значение $V^2=0,667$.

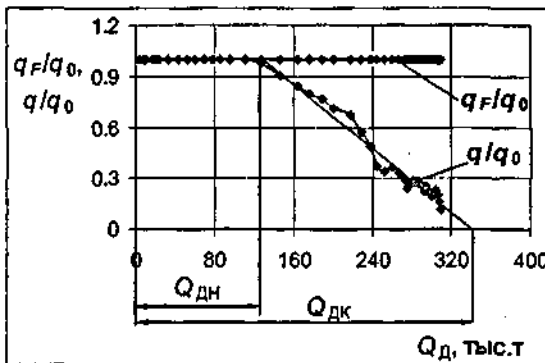


Рис.4. Зависимости q/q_0 , q_F/q_0 от накопленного отбора нефти Q_D для скважины 1111, блока 4 Абдрахмановской площади.

После соответствующих расчетов для площадей в целом и отдельно для каждого блока были построены зависимости удельного дебита нефти q^1 от накопленного отбора нефти Q_D и удельного расчетного дебита жидкости q_F^1 от накопленного расчетного отбора жидкости Q_{FD} . На графиках для нефти $q^1(Q_D)$ были выбраны прямолинейные отрезки, соответствующие периодам с неизменной системой разработки: 1968-1975, 1983-1992, 1993-2002 гг. По точкам пересечения полученных прямых с осью ординат были определены для периодов 1968-1975, 1983-1992, 1993-2002 гг. начальные извлекаемые запасы нефти по экстраполяции Q'_{031975} , Q'_{031992} , Q'_{032002} , и начальные извлекаемые запасы расчетной жидкости по экстраполяции $Q'_{F031975}$, $Q'_{F031992}$, $Q'_{F032002}$, для каждого блока в отдельности и для площадей в целом (Рис.5).

а. Миннибаевская площадь в целом

б. выделенный участок зависимости удельной добычи нефти от накопленного отбора нефти

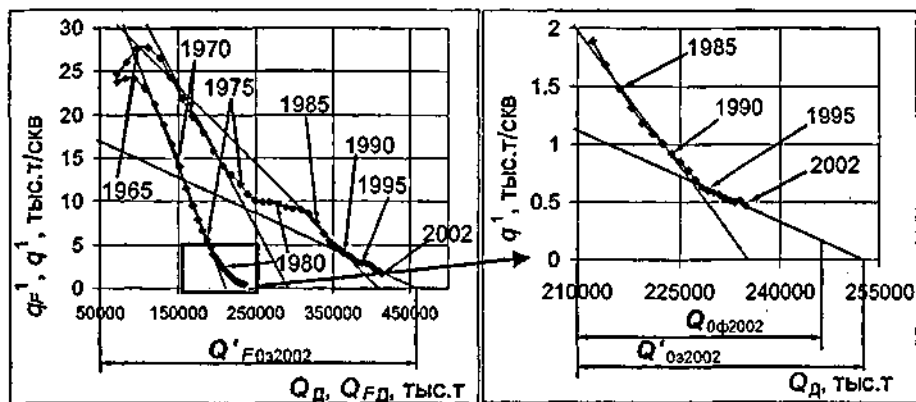


Рис.5. Зависимости удельной добычи нефти от накопленного отбора нефти и удельной добычи расчетной жидкости от накопленного отбора расчетной жидкости для периодов 1968-1975, 1983-1992, 1993-2002 гг.

Затем был сделан обратный переход от *расчетной жидкости* к *реальной*; были рассчитаны *начальные извлекаемые запасы реальной жидкости* по экстраполяции $Q'_{F2031975}$, $Q'_{F2031992}$, $Q'_{F2032002}$ для Абдрахмановской и Миннибаевской площадей в целом и для всех их блоков для всех выбранных периодов времени.

Также был проведен расчет *фактических введенных в разработку начальных извлекаемых запасов нефти* $Q_{0ф}$ и *фактических введенных в разработку начальных извлекаемых запасов расчетной* $Q_{F0ф}$ *и реальной* $Q_{F20ф}$ *жидкостей*. По РД 153-39-007-96 предельная обводненность для месторождений Татарстана составляет 98%. Для последнего рассматриваемого периода 1993-2002 гг., то есть для реализуемой технологии разработки, для блоков и площадей был проведен расчет перспективных текущих дебитов нефти $q^{(ф)}$, расчетной жидкости $q_F^{(ф)}$, реальной жидкости $q_{F2}^{(ф)}$, и обводненности $A^{(ф)}$. Было установлено, что на Абдрахмановской площади за обозримое время предельная обводненность достижима только на блоках 3, 4, 5, а для Миннибаевской площади через предельную обводненность можно рассчитать извлекаемые запасы только 5 и 7 блоков.

Для всех блоков и для площадей в целом для временных периодов 1968-1975, 1983-1992, для 1, 2, 6, 7, и 8 блоков и Абдрахмановской площади в целом и для 1, 2, 3, 4, 6 блоков и Миннибаевской площади в целом для периода

1993-2002 гг фактические введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти $Q_{0ф}$ и расчетной жидкости $Q_{F0ф}$ были найдены через поправочные коэффициенты для нефти - δ и для расчетной жидкости - δ_F .

Поправочные коэффициенты были взяты из сводных таблиц поправочных коэффициентов, составленных и представленных нами в главе 2 работы и в графическом приложении.

Для тех же объектов с использованием значений полученных ранее фактических введенных в разработку начальных извлекаемых запасов нефти $Q_{0ф}$, расчетной $Q_{F0ф}$ и реальной $Q_{F20ф}$ жидкостей были рассчитаны соответственно уточненные начальные извлекаемые запасы нефти Q''_0 , расчетной Q''_{F0} и реальной Q''_{F20} жидкостей, а также возможная дополнительная добыча нефти ΔQ_0 , дополнительная добыча расчетной ΔQ_{F0} и реальной ΔQ_{F20} жидкостей за счет оптимизации технологии эксплуатации скважин до обводненности, равной 98%.

В результате проведения мониторинга извлекаемых запасов на Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения установлено, что:

1. — показатель расчетной послышной неоднородности по проницаемости горизонта D_1 равен 0,660;
2. — начальные извлекаемые запасы нефти и жидкости по экстраполяции соответственно составили:
 - на 1975 г – 298,41 млн. т нефти, 409,39 млн. т расчетной жидкости, 500,47 млн. т реальной жидкости;
 - на 1992 г – 274,47 млн. т нефти, 708,08 млн. т расчетной жидкости; 1 063,96 млн. т реальной жидкости;
 - на 2002 г - 314,11 млн. т нефти, 770,24 млн. т расчетной жидкости; 1 144,60 млн. т реальной жидкости;

По каждому блоку Абдрахмановской площади установлены начальные извлекаемые запасы нефти, начальные извлекаемые запасы расчетной и реальной жидкости по экстраполяции на 1975 г, 1992 г, 2002 г.

3. — фактические введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти и жидкости при технологии разработки рассматриваемого периода, определенные с помощью отсеечения недобываемых запасов с использованием поправочных коэффициентов, составили, соответственно:
 - на 1975 г – 292,45 млн. т нефти, 387,94 млн. т расчетной жидкости, 466,31 млн. т реальной жидкости;
 - на 1992 г – 270,40 млн. т нефти, 601,47 млн. т расчетной жидкости,

873,18 млн. т реальной жидкости;

на 2002 г - 309,17 млн. т нефти при утвержденных 301,15 млн.т., 659,78 млн. т расчетной жидкости; 947,54 млн. т реальной жидкости; фактический КИН, который возможен при реализуемой системе разработки, составил 0,545 при утвержденном 0,531.

Для каждого блока площади установлены *фактические введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти и жидкости при технологии разработки* периодов 1968 - 1975, 1983 - 1992, 1993 - 2002 гг; причем для блоков 3, 4, 5 *фактические введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти и жидкости* определены через предельную обводненность, а для блоков 1, 2, 6, 7, 8 - через введенные нами поправочные коэффициенты.

4. — *уточненные начальные извлекаемые запасы нефти и жидкости при оптимизации технологии эксплуатации добывающих скважин* составят: 338,48 млн. т нефти, 1 109,90 млн. т расчетной жидкости, 1 743,02 млн. т реальной жидкости, КИН при этом составит $0,597 \approx 0,6$ при утвержденном 0,531; дополнительно добытая нефть за счет оптимизации разработки составит 29,32 млн. т.

Для блоков 1, 2, 6, 7, 8 определены *уточненные начальные извлекаемые запасы нефти и жидкости при оптимизации технологии эксплуатации скважин*.

5. Анализ полученных результатов показал, что на Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения утвержденные начальные извлекаемые запасы нефти и утвержденный коэффициент нефтеотдачи могут быть достигнуты и превзойдены на блоках 1, 2, 6, 7.

На блоках 1 и 2 скважины дренируют часть запасов, принадлежащих соседней площади, то есть фактические геологические запасы нефти этих блоков больше утвержденных.

На блоках 3, 4, 5, 8 утвержденный КИН слишком высок, при сохранении существующей системы разработки на этих блоках достижение утвержденного КИН невозможно.

Нами показано, что на блоках 1, 2, 6, 7, 8 возможно увеличить нефтеотдачу по достижении предельной обводненности, а блоки 3, 4, 5 почти выработаны. При осуществлении оптимизации разработки площади на блоках 1, 2, 6, 7, 8 будут достигнуты и превышены утвержденные извлекаемые запасы нефти.

Для Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения обосновано, что:

1. — коэффициент послойной неоднородности по проницаемости горизонта D_0 и D_1 равен 0,666;
2. — *начальные извлекаемые запасы нефти и жидкости по экстраполяции* соответственно составили:
 - на 1975 г – 210,77 млн. т нефти, 291,55 млн. т расчетной жидкости;
364,61 млн. т реальной жидкости;
 - на 1992 г – 235,32 млн. т нефти, 409,61 млн. т расчетной жидкости;
567,26 млн. т реальной жидкости;
 - на 2002 г - 252,59 млн. т нефти, 459,17 млн. т расчетной жидкости;
646,034 млн. т реальной жидкости.

По каждому блоку площади оцены *начальные извлекаемые запасы нефти, расчетной и реальной жидкости по экстраполяции* на 1975 г, 1992 г, 2002 г.

3. — с использованием обоснованных поправочных коэффициентов определены *фактические введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти и жидкости* при технологии разработки рассматриваемого периода:
 - на 1975 г – 206,54 млн. т нефти, 275,90 млн. т расчетной жидкости,
338,64 млн. т реальной жидкости;
 - на 1992 г – 230,69 млн. т нефти, 373,40 млн. т расчетной жидкости,
502,49 млн. т реальной жидкости;
 - на 2002 г - 247,74 млн. т нефти при утвержденных 263,49 млн.т., то есть на 15,75 млн.т нефти меньше, чем утверждено; 415,593 млн. т расчетной жидкости; 567,42 млн. т реальной жидкости; фактический КИН при этом составляет 0,479 при утвержденном 0,509.

Для каждого блока площади определены *фактические введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти и фактические введенные в разработку извлекаемые запасы расчетной и реальной жидкостей при реализуемой технологии разработки залежи* на 1975 г, 1992 г, 2002 г; причем для блоков 5 и 7 *фактические запасы* рассчитаны через предельную обводненность, а для блоков 1, 2, 3, 4 и 6 - через введенные нами поправочные коэффициенты.

4. — *уточненные начальные извлекаемые запасы нефти и жидкости* при оптимизации технологии эксплуатации добывающих скважин составят: 298,20 млн. т нефти; 978,73 млн. т расчетной жидкости, 1 594,29 млн. т реальной жидкости; КИН при этом составит 0,576, что выше утвержденного 0,509 и фактического, равного 0,479; дополнительно добытая нефть за счет изменения технологии разработки составит 50,46 млн. т.

Для блоков 1, 2, 3, 4 и 6 определены *уточненные начальные извлекаемые запасы нефти и уточненные начальные извлекаемые запасы расчетной и реальной жидкостей* при оптимизации технологии эксплуатации скважин блока.

5. Анализ полученных результатов показал, что утвержденные начальные извлекаемые запасы нефти и утвержденный коэффициент нефтеотдачи могут быть превзойдены на блоках 3, 4, 5, 6, а на блоках 1, 2, 7 при сохранении реализуемой технологии разработки достижение утвержденных извлекаемых запасов невозможно.

На блоке 7 Миннибаевской площади в действующем фонде находится всего лишь 30% общего числа пробуренных нагнетательных скважин, поэтому извлекаемые запасы 7-го блока введены не полностью.

При изменении технологии разработки на блоках 1, 2, 7 утвержденные извлекаемые запасы нефти будут достигнуты и превышены, а на блоках 3, 4, 6 утвержденные извлекаемые запасы будут превышены значительно.

Ценность проведенного исследования заключается в том, что при проведении мониторинга извлекаемых запасов отдельно по блокам, можно достаточно объективно выявить участки площади, где процесс разработки идет успешно, а где необходимо совершенствовать технологию разработки. Это подтверждает необходимость проведения мониторинга по блокам.

Подход к расчетам по Алькеевской площади несколько отличается от подхода к Абдрахмановской и Миннибаевской площадям.

Коэффициент различия физических свойств для Алькеевской площади был принят равным 2, мониторинг проводился не по утвержденным блокам площади, а по произвольным участкам. На примере Алькеевской площади было показано, что для проведения мониторинга можно выбирать конкретные группы скважин в зависимости от задачи. Для исследований Алькеевская площадь была в произвольном порядке разделена на 10 участков, число скважин в которых изменяется от 62 до 188. Для получения коэффициента послонной неоднородности было выбрано 10 скважин. Полученное среднее значение V^2_{cp} составило 1,034, в расчетах использовалось табличное значение $V^2 = 1$. Для определения *начальных извлекаемых запасов нефти*, на построенных соответствующих графиках были выбраны временные периоды: 1978-1990 и 1991-2000 гг

По Алькеевской площади Ромашкинского месторождения установлено:

1. — показатель расчетной послонной неоднородности по проницаемости горизонта D_0 и D_1 равен 1,034;

2. — *начальные извлекаемые запасы нефти и начальные извлекаемые запасы жидкости по экстраполяции* соответственно составляют

на 1990 г — 110,67 млн. т нефти, 194,57 млн. т расчетной жидкости,
278,41 млн. т реальной жидкости;
на 2000 г - 128,83 млн. т нефти, 265,23 млн. т расчетной жидкости;
401,64 млн. т реальной жидкости.

По каждому участку площади оценены *начальные извлекаемые запасы нефти и начальные извлекаемые запасы расчетной и реальной жидкостей по экстраполяции* на 1990 и на 2000гг.

3. — *определены фактические введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти и фактические введенные в разработку извлекаемые запасы жидкости при реализуемой технологии разработки.* Они составляют, соответственно:

на 1990 г — 107,70 млн. т нефти, 173,87 млн. т расчетной жидкости,
240,04 млн. т реальной жидкости;
на 2000 г - 128,79 млн. т нефти, в отличие от утвержденных 126,16 млн.т.,
263,85 млн. т расчетной жидкости, 398,91 млн. т реальной жидкости; фактический КИН при этом составляет 0,560 при утвержденном 0,548.

Для каждого участка площади определены *фактические введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти и фактические введенные в разработку начальные извлекаемые запасы расчетной и реальной жидкостей* при текущей технологии разработки на 1990 г, 2000 г

Для участков 1, 2, 4, 5, 9 фактически извлекаемые запасы нефти и расчетной жидкости определены через предельную обводненность, а для участков 3, 6, 7, 8 и 10 - через поправочные коэффициенты.

5. Для участков 3, 6, 7, 8 и 10 определены *уточненные начальные извлекаемые запасы при оптимизации технологии разработки залежи* и рассчитана дополнительно добытая нефть за счет изменения технологии разработки конкретных участков.

Таким образом, выполненными в работе исследованиями установлено, что при существующей технологии разработки залежи утвержденные извлекаемые запасы нефти Абдрахмановской площади не только достижимы, но и будут превзойдены на 8,02 млн.т.; при оптимизации технологии эксплуатации добывающих скважин возможно превышение утвержденных извлекаемых запасов на 37,33 млн.т. На Миннибаевской площади при современной

технологии разработки утвержденные запасы нефти не достижимы: их величина будет меньше утвержденного значения на 15,75 млн.т.; однако, за счет совершенствования технологии эксплуатации скважин возможно превышение утвержденных извлекаемых запасов на 34,71 млн. По Алькеевской площади при современной технологии разработки залежи утвержденные извлекаемые запасы будут превзойдены на 3,63 млн.т.

ВЫВОДЫ И ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

В результате проведенных в работе исследований и анализа полученных результатов сделаны следующие выводы:

1. Для Абдрахмановской, Миннибаевской и Алькеевской площадей Ромашкинского месторождения определены *начальные извлекаемые запасы нефти и начальные извлекаемые запасы расчетной и реальной жидкостей по экстраполяции* на разных стадиях разработки.

2. Предложен метод определения *фактических введенных в разработку начальных извлекаемых запасов нефти и фактических начальных извлекаемых запасов расчетной жидкости* при реализуемой технологии разработки залежи и ограничении эксплуатации залежи при достижении предельной обводненности продукции 98%, установленной РД 153-39-007-96.

3. Предложены и табулированы поправочные коэффициенты для определения *фактических введенных в разработку начальных извлекаемых запасов нефти и фактических введенных в разработку начальных извлекаемых запасов расчетной жидкости* при реализуемой технологии разработки.

4. Определены *фактические введенные в разработку начальные извлекаемые запасы нефти и расчетной жидкости* на начальной, средней и поздней стадиях разработки для Абдрахмановской, Миннибаевской и Алькеевской площадей Ромашкинского месторождения, а также для всех блоков и участков площадей с помощью предельной обводненности или через поправочные коэффициенты.

5. Получены *уточненные извлекаемые запасы нефти и уточненные извлекаемые запасы расчетной и реальной жидкостей* при условии осуществления мероприятий по оптимизации технологии эксплуатации добывающих скважин на тех залежах, где при современной технологии

разработки достижение установленной РД 153-39-007-96 предельной обводненности невозможно.

6. На примере Абдрахмановской, Миннибаевской, Алькеевской площадей Ромашкинского месторождения и их блоков показана необходимость мониторинга процесса разработки нефтяных залежей с использованием полученных нами поправочных коэффициентов.

СПИСОК ОПУБЛИКОВАННЫХ РАБОТ

1. Крылова Е.В. *Определение возможной нефтеотдачи по Алькеевской площади Ромашкинского месторождения (горизонта D_0 и D_1)*. – «Нефтепромышленное дело», № 11, 2003 г, с 26.
2. Крылова Е.В. *Возможное увеличение нефтеотдачи по евановско-ливенскому горизонту Котовского нефтяного месторождения*. Тезисы докладов научной конференции аспирантов, молодых преподавателей и сотрудников вузов и научных организаций 30-31 марта 2004 г., Том 2. Секция «Разработка и эксплуатация месторождений нефти и газа», с. 24.
3. Крылова Е.В. *Определение возможной нефтеотдачи по евановско-ливенскому горизонту Котовского нефтяного месторождения*. – «Нефтепромышленное дело», № 4, 2004 г, с 20.
4. Крылова Е.В. *О повышении нефтеотдачи Котовского нефтяного месторождения*. Фундаментальные проблемы разработки нефтегазовых месторождений, добычи и транспортировки углеводородного сырья. / Материалы международной конференции 24-26 ноября 2004 г. Москва – М.: ГЕОС, 2004.-340 с., с.197.
5. Крылова Е.В. *Определение возможной нефтеотдачи по горизонтам D_0 и D_1 Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения*. – «Нефтепромышленное дело», № 9, 2006 г, с 8.
6. Крылова Е.В. *Определение возможной нефтеотдачи по Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения по горизонтам D_0 и D_1* . «Нефтепромышленное дело», № 4, 2007 г, с 9.
7. Крылова Е.В. *Метод определения возможной нефтеотдачи разрабатываемой залежи*. – «Нефтепромышленное дело», № 8, 2007 г, с 11.

Палечатано с готового оригинал-макета

Издательство ООО "МАКС Пресс"

Лицензия ИД N 00510 от 01.12.99 г.

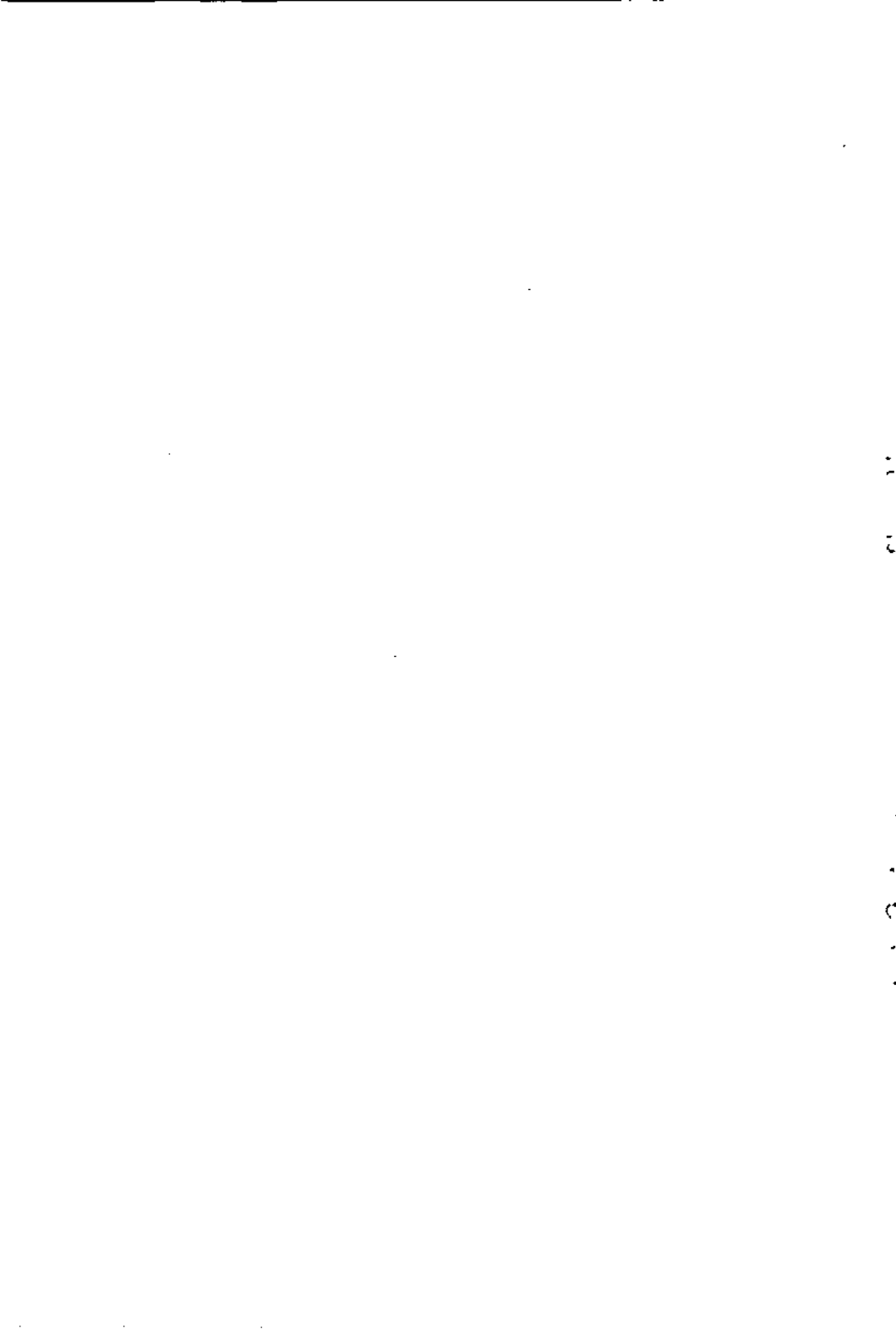
Подписано к печати 25.08.2009 г.

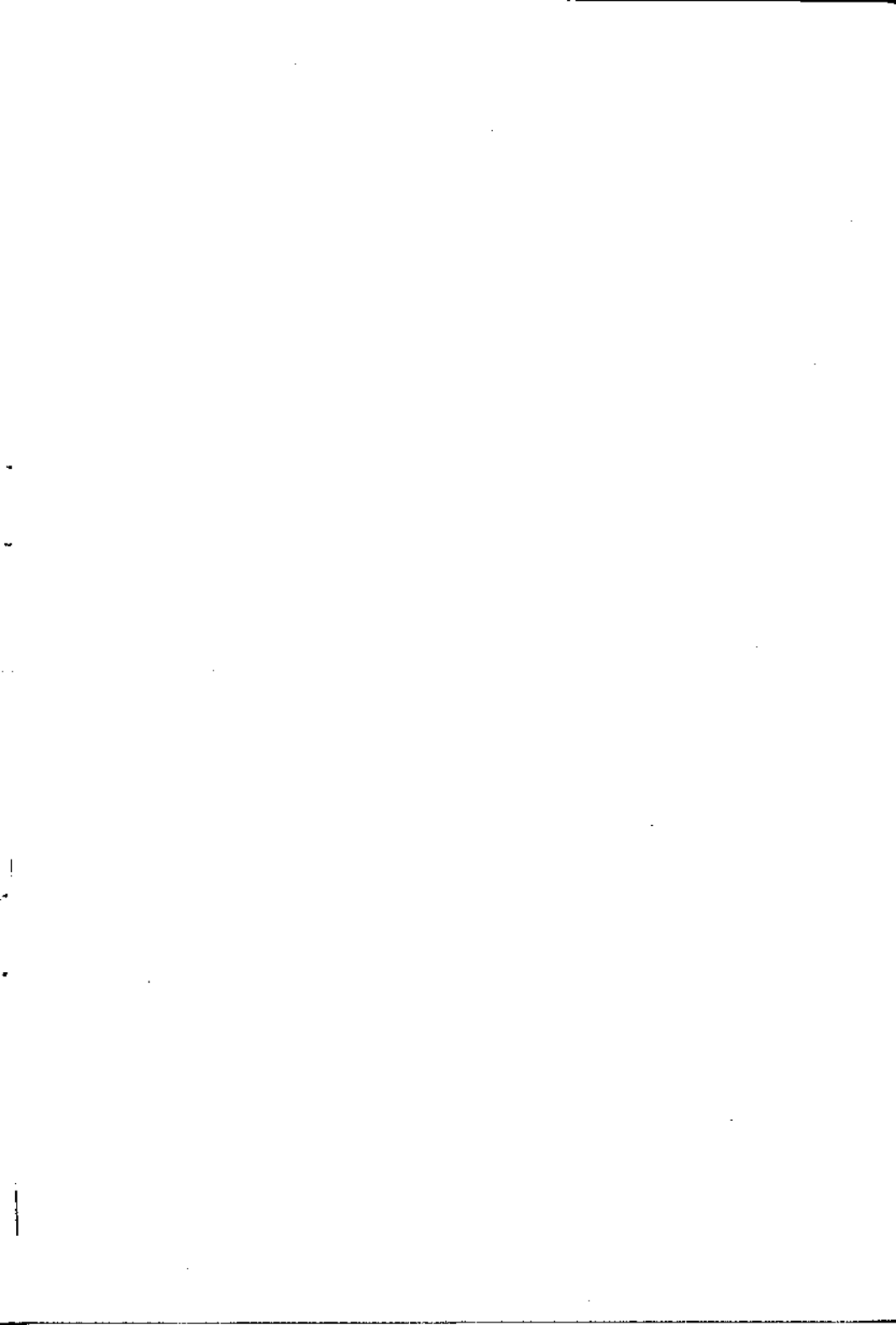
Формат 60x90 1/16. Усл.печ.л. 1,25. Тираж 100 экз. Заказ 431.

Тел. 939-3890. Тел./Факс 939-3891

119992, ГСП-2, Москва, Ленинские горы, МГУ им. М.В. Ломоносова,

2-й учебный корпус. 627 к.





2009A

09-21582

21582