

DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-6-30-39

УДК 622.276.6

И.И. Абызбаев (Уфимский государственный нефтяной технический университет, ГАНУ «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан», г. Уфа, Российская Федерация), **Ю.В. Зейгман, Р.А. Майский, И.А. Ситдилов, А.К. Нурлыбаев** (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация)

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИК ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

Ibragim I. Abyzbaev (Ufa State Petroleum Technological University, Institute of Strategic Researches of Bashkortostan Republic, Ufa, Russian Federation), **Yuriy V. Zeigman, Ravil A. Maiski, Ilshat A. Sitdikov, Aibek K. Nurlybayev** (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

IMPROVEMENT OF TECHNIQUES FOR PREDICTED OIL PRODUCTION AT MATURE OIL FIELD

Введение

Несмотря на высокую обводненность добываемой продукции и истощенность пластов доля извлекаемых запасов нефти на некоторых месторождениях Республики Башкортостан остается достаточно большой. Для наиболее полного извлечения нефти требуются постоянное уточнение и совершенствование ранее принятых технологических решений и нормативных документов. В работе рассматриваются причины невыполнения текущих плановых заданий по добыче нефти, представлен расчет забойного давления нефтяных залежей до конца эксплуатации в соответствии с давлением на линии нагнетания.

Цели и задачи

Провести анализ изменения параметров в зависимости от начальной плотности сетки на основе обширного массива информации по изменению обводненности, текущей нефтеотдаче, плотности сетки скважин и водонефтяного фактора.

Background

Despite the high water cut of the extracted products and the depletion of reservoirs, the share of recoverable oil reserves in some fields of the Republic of Bashkortostan remains quite large. For the most complete oil recovery, constant refinement and improvement of previously adopted technological solutions and regulatory documents is required. The paper discusses the reasons for the failure to meet the current planned targets for oil production, presents the calculation of the bottomhole pressure of oil deposits before the end of operation in accordance with the pressure on the discharge line.

Aims and Objectives

To analyze the change in parameters depending on the initial density of the grid based on a wide array of information on changes in water cut, current oil recovery, grid density of wells and oil and water factor.

Установить причины расхождения проектных и фактических показателей разработки во времени на примере Туймазинского, Шкаповского и Арланского месторождений.

Результаты

Показано, что одним из основных путей повышения качества проектов является увеличение итерации при задании геолого-физических параметров на узлах модели сетки программного комплекса ROXAR.

Представлены анализ причин возможных ошибок, выявленных в ходе анализа проектных документов разработки Туймазинского, Шкаповского и Арланского месторождений, и пути их исправления.

To establish the reasons for the discrepancy between design and actual development indicators over time using the Tuymazinsky, Shkapovsky and Arlansky fields as an example.

Results

It is shown that one of the main ways to improve the projects quality is to increase the iteration when setting the geological and physical parameters on the grid model nodes of the ROXAR software package.

The analysis of the causes of possible errors identified during the analysis of design documents for the development of Tuymazinsky, Shkapovsky and Arlansky oil fields, and ways to correct them are presented.

Ключевые слова: проект разработки; прогнозирование добычи нефти; фонд скважин; программный комплекс ROXAR; математическая модель; коэффициент нефтеотдачи

Key words: development project; predicted oil production; well stock; ROXAR software package; mathematical model; oil recovery coefficient

В последние годы многие ведущие нефтепромышленные управления периодически не выполняют текущие плановые задания по добыче нефти.

Плановые задания оказались значительно выше фактической добычи нефти на Туймазинском и Шкаповском месторождениях. Годовые плановые уровни добычи нефти, рассчитанные по обычно применяемой методике, разнятся на 5-10 % от фактических. Из-за ошибок в прогнозировании добычи нефти по объединению ПАО АНК «Башнефть» создались значительные трудности.

С целью установления причин такого отклонения в данной статье были проанализированы основные операции проектирования и получения исходной информации.

Анализ [1], изложенный ниже, не может претендовать на полное освещение всей проблемы. В связи с актуальностью вопроса по совершенствованию систем разработок на поздней стадии на опыте проектирования месторождений Башкортостана (в основном

приуроченных к девонским отложениям), накопленном за последнее время, рассмотрим наиболее вероятные причины ошибок. Мероприятия по дальнейшему совершенствованию систем разработки, основанные на расчетах без учета этих ошибок, могут оказаться необоснованными.

Непрерывный научный анализ разработки, ведущийся по каждому крупному и среднему нефтяному месторождению Башкортостана через каждые 3-5 лет завершается составлением нового проектного документа (технологической схемы, проекта разработки или доработки и др.). В нем намечается прогноз добычи нефти по месторождению до времени достижения конечного коэффициента нефтеотдачи. Поэтапное составление технологических документов вызывается необходимостью уточнения ранее принятых решений по мере поступления новой информации о строении пласта и фильтрации жидкостей по пласту, а также решения новых задач по дальнейшей интенсификации

разработки залежей и проведению мероприятий по увеличению нефтеотдачи пластов.

Анализ основных технологических показателей разработки Туймазинского, Шкаповского и Арланского месторождений показал, что соответствие проектных и фактических значений соблюдается только в первые два года после принятия проектного документа. В последующие годы наблюдается их существенное расхождение [2].

Различия в показателях могут быть связаны с недостаточной изученностью геологического строения коллектора, отставанием в реализации проектного фонда скважин, неточностью гидродинамических расчетов, отсутствием развернутых взаимосвязанных инженерных решений по темпам разбуривания, местоположения новых скважин и очагов, укрупнением и разукрупнением объектов и реальных темпов обводнения залежи.

Одним из ключевых параметров, закладываемых в проект разработки, является перепад пластового и забойного давлений. Это относится как добывающим, так и к нагнетательным скважинам. При установлении данной величины, главным образом, стремятся обеспечить максимальную добычу нефти. Для рассматриваемых месторождений перепад давлений, установленный в проектном документе, не был достигнут ни по одному из участков. Ознакомиться с этим можно в приведенной таблице 1.

Причины отставания связаны со следующими факторами:

- запаздывание строительства объектов заводнения;
- несвоевременное освоение нагнетательных и добывающих скважин;

- нарушение технологических режимов работы скважин, установленных проектными документами.

Однако к настоящему времени на отдельных участках исследуемых месторождений давление нагнетания достигает проектное значение, а в некоторых случаях даже превосходит.

Дальнейшей задачей является поддержание этого значения перепада давления до конца эксплуатации скважин. Необходимость этого обусловлена, прежде всего, тем, что только при таком условии будет обеспечиваться наиболее полная выработка запасов нефти из зоны дренирования. Но реализовать такой режим работы скважин является крайне сложной задачей.

Характерным для большинства месторождений является эксплуатация скважин с постоянно уменьшающимся перепадом давления. В этом случае приток жидкости из пласта происходит только по высокопроводящим и обводненным каналам, что в итоге приводит к нарушению равномерности фронта вытеснения, к преждевременному обводнению продукции скважин, к росту объемов остаточной нефти и, соответственно, к отставанию фактических показателей от проектных.

В настоящее время обводненность скважинной продукции на рассматриваемых нефтяных предприятиях составляет более 90 %. С учетом этого исправление несоответствия перепадов давлений и отборов жидкости должно идти путем внедрения методов ограничения водопритока.

Таблица 1. Сведения о фактических и проектных перепадах давлений для Туймазинского и Шкаповского месторождений

Месторождение	Фактический перепад давления, МПа	Проектный перепад давления, МПа
Туймазинское	2,5-9	14
Шкаповское (для пласта Д _I)	2-7	13
Шкаповское (для пласта Д _{IV})	2-7	8

Отклонение фактических показателей от проектных также может быть связано с неточностью гидродинамических расчетов, обусловленных тем, что при их проведении пользуются рядом упрощений по схематизации и идеализации условий разработки залежей. Наименьшая степень схематизации достигается при моделировании процессов разработки на компьютере [4]. С целью приближения к реальным условиям этот процесс осуществляется путем введения замеренных на промысле для каждой скважины (или группы скважин) коэффициентов гидропроводности (величины kh/μ), забойного давления. Задача упрощается приведением ее к плоской задаче теории фильтрации, допущением поршневого вытеснения нефти водой и т.д. По такой расчетной модели с указанными допущениями рассчитывают дебиты жидкости и их изменения во времени, закономерность продвижения водонефтяного контакта, срок эксплуатации залежи.

Для соответствия фактических данных за предыдущие годы, рассчитанным с помощью электрических сеток, вводятся поправочные коэффициенты. По Туймазинскому месторождению этот коэффициент принимает значения 2 и более.

Рассчитанные подобным образом с указанными погрешностями показатели разработки могут быть применены на стадии составления технологической схемы на ранней стадии разработки месторождения. К точности расчетов технологической схемы не предъявляют серьезных требований, учитывая недостаток исходных данных на первой стадии проектирования и предполагая, что технологические показатели будут уточнены на второй и третьей стадиях проектирования (в проектах разработки и доработки). Однако повысить точность на последующих стадиях проектирования до требуемой степени не удается [5].

Возможными источниками ошибок в расчетах являются, во-первых, недостаток объема информации о строении пластов и процессе фильтрации в них; во-вторых, неучет некоторых имеющихся данных о строении пласта и технических условий эксплуатации скважин; в-третьих, несовершенство ис-

пользуемых расчетных схем, формул и моделей.

Рассмотрим эти источники в отдельности.

Действительно, точность расчетов во многом определяется количеством исходных данных. Между тем объемы исследований и контрольно-измерительных работ по оценке основных показателей разработки, осуществляемых в настоящее время на нефтепромыслах, явно недостаточны. Качество исследований низкое и не обеспечивает необходимой точности определения показателей.

Устранение недостатков в проведении промысловых исследований и контрольно-измерительных работ связано с рядом технических и организационных мероприятий, до проведения которых объем информации по-прежнему будет сокращаться.

В некоторых случаях расчеты отличаются от фактических данных из-за того, что в расчетах неправильно учитываются действительные условия эксплуатации скважин.

Ярким примером является решение задач по определению объемов добываемой жидкости при постоянном перепаде давлений. Выше рассматривались режим работы скважин и последствия, к которым ведет эксплуатация скважин при уменьшающемся перепаде давлений. Естественно, неучет такого важного фактора существенно завышает расчетные и проектные данные по уровню добычи нефти и занижает обводненность.

К завышению расчетных объемов добываемой жидкости приводит неучет ограничений, возникающих из-за технических возможностей применяемого на скважинах насосного оборудования. До последнего времени при расчетах дебитов жидкости вообще никакие ограничения не вводились.

На Шаповском нефтяном месторождении средний дебит жидкости по расчету увеличивается от $80 \text{ м}^3/\text{сут}$ в год составления проекта до $170 \text{ м}^3/\text{сут}$ к концу разработки для пласта D_I и от 50 до $140 \text{ м}^3/\text{сут}$ для пласта D_{IV} .

Если далее не предпринимать никаких действий по ограничению притока жидкости из пласта, в особенности воды, то дебиты скважин будут расти еще больше.

На интенсивность роста отбора жидкости будет также сильно влиять и уменьшающееся количество добывающих скважин, что характерно для текущего состояния разработки рассматриваемых месторождений. Решением данной проблемы, на наш взгляд, является внедрение потокоотклоняющих и осадкообразующих технологий.

В последнее время для скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов (УЭЦН), стали вводить ограничения дебитов жидкости по оборудованию. Одним из таких ограничений является диаметр обсадной колонны. Для диаметров 143 и 168 мм принимали за предел максимальную производительность УЭЦН. Но и этого оказалось недостаточно.

В результате анализа работы УЭЦН в обводненных скважинах [6] установили, что параметры их работы существенно зависят от газосодержания и вязкости нефти, попадающей в насос. Оба фактора значительно снижают подачу, напор и КПД насосов по сравнению с паспортными характеристиками. Производительность УЭЦН снижается с уменьшением забойного давления. При забойном давлении 12 МПа максимально возможный отбор существующим оборудованием для 6-дюймовых скважин равен 400 м³/сут. С понижением забойного давления до 6 МПа возможный отбор установкой ЭЦН-6-250-1400 уменьшается до 250 м³/сут.

Наиболее распространенной установкой для 6-дюймовых скважин отбор жидкости можно осуществлять лишь при забойных давлениях, превышающих 6 МПа. Еще большие ограничения существуют для оборудования под скважины с 5-дюймовой эксплуатационной колонной. Лишь при забойных давлениях, превышающих 9 МПа, можно отбирать 100 м³/сут и более.

Неучет указанных ограничений при работе УЭЦН приводит к значительному завышению расчетной добычи жидкости, являющейся определяющей при подсчете добычи нефти, поэтому и добыча нефти может оказаться завышенной.

Анализ показывает, что в настоящее время ни на одном из девонских месторождений нет существенного резерва для повы-

шений дебитов жидкости из добывающих скважин.

Практически исчерпан также резерв для существенного увеличения давления нагнетания и объемов закачки: все наиболее эффективные для увеличения давления на линии нагнетания скважины освоены. Дальнейшее же увеличение давления нагнетания, как показал анализ, не дает эффекта.

Таким образом, на стадии высокого обводнения продукции в условиях отсутствия резервов добычи нефти для правильного прогноза необходим учет характеристики используемого для эксплуатации подземного и наземного оборудования.

Процесс вытеснения нефти из пласта водой существенно зависит от степени неоднородности пласта. Однако в компьютерных расчетах трудно учесть даже приближенную к реальной послойную неоднородность. Этому препятствуют технические возможности применяемых электрических сеток. Набирается обычно плоская однослойная модель пласта. Набор серии разнопроницаемых пропластков исключен.

Некоторые ошибки возникают из-за несовершенства используемых расчетных схем, формул и моделей. Расчеты обводненности ведут, используя методику, в которой действительная неоднородность пластов заменяется серией пластов или параллельно работающих трубок тока с различной проницаемостью. Сравнение расчетного и фактического обводнений девонских залежей на поздней стадии разработки, стадии интенсивного обводнения выявляет их несоответствие.

Особенно значительное расхождение между расчетными и фактическими данными по обводнению наблюдается для водонефтяных зон залежей. Для практических целей вместо указанных методик при расчете обводнения для водонефтяных зон чаще используются статическими зависимостями.

Примером несоответствия полученных гидродинамическим путем фактических зависимостей является зависимость обводненности от плотности сетки скважин [7].

В работе, посвященной исследованию влияния плотности сетки скважин на обводненность [7], доказываемая, что объем попут-

но-добываемой воды не зависит от плотности сетки скважин. Основываясь на аналогичных теоретических исследованиях, рассматривая различные по плотности сетки скважины в технологических схемах и проектах, прини-

мают для них неизменным объем попутно-добываемой воды.

В таблицах 2-5 приведены проектные данные по Копей-Кубовскому и Николо-Березовскому месторождениям.

Таблица 2. Проектные данные Копей-Кубовского месторождения

Текущая нефтеотдача, %	Плотность сетки скважин, га/скв.		
	Обводненность, %		
19	13,9	21,6	31,2
	99,2	98,8	80,8
20	13,9	21,6	31,8
	90,2	89,6	89,3
39	13,9	21,6	31,2
	83,1	82,1	82,0

Таблица 3. Проектные данные Копей-Кубовского месторождения

Плотность сетки, м	Конечный коэффициент нефтеотдачи, д.е.	Водный фактор, м ³ /т	Водный фактор при нефтеотдаче, м ³ /т
400 x 400	0,354	2,606	2,288
500 x 500	0,345	2,398	2,263
600 x 600	0,341	2,339	2,339

Таблица 4. Проектные данные Николо-Березовской площади Арланского месторождения

Текущая нефтеотдача, %	Плотность сетки скважин, га/скв.			
	Обводненность, %			
10	20	24	48	63
	91,7	96,0	91,4	90,8
20	20	24	48	63
	91,9	91,4	92,8	94,1
30	20	24	48	63
	82,8	80,4	79,7	82,4
40	20	24	48	63
	91,0	89,6	88,7	91,0

Таблица 5. Проектные данные Николо-Березовской площади Арланского месторождения

Плотность сетки, м	Конечный коэффициент нефтеотдачи, д.е.	Водный фактор, м ³ /т
400 x 400	0,40	3,292
500 x 500	0,40	2,924
600 x 600	0,40	2,837
700 x 700	0,40	3,318

Как видно из таблиц 2-5, изменение плотности сетки скважин незначительно влияет на текущую обводненность и конечный водный фактор.

Между тем анализ фактических промысловых данных по Туймазинскому и Шкаповскому месторождениям показывает, что плотность сетки скважин существенно влияет на текущую обводненность и конечный водный фактор.

По данным разработки Шкаповского месторождения установлена также зависимость текущей производительности залежи от плотности сетки скважин.

Применяемая расчетная модель пригодна для получения качественной характеристики процесса разработки на длительный период.

Количественную оценку показателей можно определить с некоторой погрешностью (5-10 %). Используя ее, нельзя получить достаточно точную количественную оценку основных технологических показателей на коротких промежутках времени для текущего планирования [8].

Дальнейшее совершенствование прогноза технологических показателей разработки будет зависеть от объема и точности получаемой промысловой информации, совершенствования расчетных формул и качества моделирования процессов разработки месторождения.

Это, в свою очередь, связано с коренным улучшением организации исследовательских работ на промыслах, созданием принципиально новой глубинной аппаратуры с непрерывной записью и дистанционным управлением и совершенствованием используемых приборов.

Необходимо существенно усовершенствовать расчеты в постоянно действующей модели ROXAR следующими действиями:

- увеличением до 20 тысяч и более количество узловых точек, соответствующих площадям месторождений Башкортостана;
- автоматизацией набора параметров и граничных условий при постановке задач, а также величины замера и обработки результатов решения, соответствующих быстродействию совершенной модели.

При качественном анализе математических и программных моделей необходимо выбрать случай наиболее точной итерации, т.е. при

$$\|\vec{p}^{(v+1)} - \vec{p}^{(v)}\| \leq \varepsilon_p \text{ и } \max_i \|\vec{s}_i^{(v+1)} - \vec{s}_i^{(v)}\| \leq \varepsilon_s,$$

где $\vec{p}^{(v+1)}, \vec{p}^{(v)}$ - последующее и текущее значения давления на узлах сетки;

$\vec{s}_i^{(v+1)}, \vec{s}_i^{(v)}$ - последующее и текущее значения нефтенасыщенности на узлах сетки [9-12].

Выводы

1. На основе анализа обширного массива информации по изменению обводненности, текущей нефтеотдачи, плотности сетки скважин и водонефтяного фактора проведены исследования по изменению параметров в зависимости от начальной плотности сетки.
2. Обоснована необходимость соблюдения проектных оптимальных

перепадов давлений с целью достижения проектных показателей разработки.

3. Указаны причины расхождения проектных и фактических показателей разработки на примере Туймазинского, Шкаповского и Арланского месторождений.

4. Приведены условия изменения шага итераций по давлению и нефтенасыщенности для минимизации расхождений проектных и фактических показателей разработки.

Список литературы

1. Соколов С.В. Практика проектирования, анализа и моделирования разработки нефтяных месторождений. СПб: Наука, 2008. 199 с.
2. Закиров С.Н. Анализ проблемы плотность сетки скважин - нефтеотдача. М.: Грааль, 2002. 312 с.
3. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. М.: Недра, 2003. 638 с.
4. Палий А.О. Разработка нефтяных месторождений. М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2015. 320 с.
5. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Рациональная разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 2005. 607 с.
6. Абызбаев И.И., Сыртланов А.Ш., Викторов П.Ф., Лозин Е.В. Разработка залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти Башкортостана. Уфа: Китап, 1994. 180 с.
7. Лукьянов Э.Е., Тренин Ю.А., Деревягин А.А. Достоверность геолого-геофизической информации для оценки извлекаемых (рентабельных) запасов нефти // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2008. № 1. С. 27-33. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Lukyanov/Lukyanov_1.pdf (дата обращения: 12.11.2019).
8. Шпильман А.В., Деревягин А.А. Интеграция информационных технологий с целью реализации оценки недр // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. 2007. № 18. С. 54-57.
9. Баталов Д.А., Хусаинов А.Т. Методика прогнозирования доизвлечения остаточных запасов на водоплавающих нефтяных залежах находящихся на поздних стадиях разработки // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2013. № 2. С. 199-204. URL: <http://ogbus.ru/article/view/metodika-prognirovaniya-do-izvlecheniya-ostatochnyx-zapasov-na-vodoplavayushhix-neftyanyx-zalezhaх-nakhodyashhix-sya-na-pozdnix-stadiyah-razrabotki> (дата обращения: 23.11.2019).

References

1. Sokolov S.V. *Praktika proektirovaniya, analiza i modelirovaniya razrabotki neftyanykh mestorozhdenii* [The Practice of Designing, Analyzing and Modeling the Development of Oil Fields]. Saint-Petersburg, Nauka Publ., 2008. 199 p. [in Russian].
2. Zakirov S.N. *Analiz problemy plotnost' setki skvazhin - nefteotdacha* [Analysis of the Problem of the Density of the Grid Wells - Oil Recovery]. Moscow, Graal' Publ., 2002. 312 p. [in Russian].
3. Lysenko V.D. *Razrabotka neftyanykh mestorozhdenii. Proektirovanie i analiz* [Development of Oil Fields. Design and Analysis]. Moscow, Nedra Publ., 2003. 638 p. [in Russian].
4. Palii A.O. *Razrabotka neftyanykh mestorozhdenii* [Development of Oil Fields]. Moscow, Rossiiskii gosudarstvennyi universitet nefiti i gaza (NIU) imeni I.M. Gubkina Publ., 2015. 320 p. [in Russian].
5. Lysenko V.D., Graifer V.I. *Ratsional'naya razrabotka neftyanykh mestorozhdenii* [Rational Development of Oil Fields]. Moscow, Nedra Publ., 2005. 607 p. [in Russian].
6. Abyzbaev I.I., Syrtlanov A.Sh., Viktorov P.F., Lozin E.V. *Razrabotka zalezhei s trudnoizvlekaemymi zapasami nefiti Bashkortostana* [Development of Deposits with Hard-to-Recover Oil Reserves of Bashkortostan]. Ufa, Kitap Publ., 1994. 180 p. [in Russian].
7. Lukyanov E.E., Trenin Yu.A., Derevyagin A.A. *Dostovernost' geologo-geofizicheskoi informatsii dlya otsenki izvlekaemykh (rentabel'nykh) zapasov nefiti* [Reliability of Geological and Geophysical Information For Assessing Recoverable (Profitable) Oil Reserves]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» - Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2008, No. 1, pp. 27-33. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Lukyanov/Lukyanov_1.pdf (accessed 12.11.2019). [in Russian].
8. Shpilman A.V., Derevyagin A.A. *Integratsiya informatsionnykh tekhnologii s tsel'yu realizatsii otsenki nedr* [Integration of Information Technology to Implement the Assessment of Mineral Resources]. *Vestnik nedropol'zovatelya Khanty-Mansiiskogo avtonomnogo okruga - Bulletin of the Subsoil User of*

10. Хусаинов А.Т., Стрекалов А.В. Применение инструментария искусственных нейронных сетей для оперативного расчета нефтедобычи // Нефтегазовое дело. 2013. Т. 11. № 2. С. 22-25.

11. Хусаинов А.Т., Стрекалов А.В. Инновационный аналитический метод для расчета показателей нефтедобычи // Известия вузов. Нефть и газ. 2013. № 3. С. 61-64.

12. Хусаинов А.Т., Стрекалов А.В. Методика оперативного прогнозирования показателей нефтедобычи средствами программного комплекса с аналитическим модулем искусственных нейронных сетей // Нефтегазовое дело. 2013. Т. 11. № 3. С. 44-51

Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug, 2007, No. 18, pp. 54-57. [in Russian].

9. Batalov D.A., Khusainov A.T. Metodika prognozirovaniya doizvlecheniya ostatochnykh zapasov na vodoplavayushchikh neftyanykh zalezhakh nakhodyashchikhsya na pozdnikh stadiyakh razrabotki [Forecasting Method Extraction Remaining Reserves for Waterfowl Oil Pool at the Late Stages of Development]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» - Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2013, No. 2, pp. 199-204. URL: <http://ogbus.ru/article/view/metodika-prognozirovaniya-do-izvlecheniya-ostatochnyx-zapsov-na-vodoplavayushchix-neftyanyx-zalezhax-naxodyashchikhsya-na-pozdnix-stadiyax-razrabotki> (accessed 23.11.2019). [in Russian].

10. Khusainov A.T., Strekalov A.V. Primenenie instrumentariya iskusstvennykh neuronnykh setei dlya operativnogo rascheta nefteobychi [Use Artificial Neural Networks for Operation Estimation of Oil Fluids]. *Neftegazovoe delo - Petroleum Engineering*, 2013, Vol. 11, No. 2, pp. 22-25. [in Russian].

11. Khusainov A.T., Strekalov A.V. Innovatsionnyi analiticheskii metod dlya rascheta pokazatelei nefteobychi [Innovative Analytical Method for Operation Estimation of Oil Fluids]. *Izvestiya vuzov. Neft' i gaz - The Journal «Oil and Gas Studies»*, 2013, No. 3, pp. 61-64. [in Russian].

12. Khusainov A.T., Strekalov A.V. Metodika operativnogo prognozirovaniya pokazatelei nefteobychi sredstvami programmnogo kompleksa s analiticheskim modulem iskusstvennykh neuronnykh setei [Forecasting Method of Operating Parameters of Oil Production by Means Packages with Analysis Modules of Artificial Neural Networks]. *Neftegazovoe delo - Petroleum Engineering*, 2013, Vol. 11. No. 3, pp. 44-51 [in Russian].

Авторы

• Абызбаев Ибрагим Измаилович, д-р техн. наук
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Профессор кафедры «Разработка
и эксплуатация нефтяных и газонефтяных
месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
ГАНУ «Институт стратегических
исследований Республики Башкортостан»
Лаборатория нефтегазовых исследований Центра
исследований реального сектора экономики
Главный научный сотрудник
Российская Федерация, 450075, г. Уфа,
пр. Октября, 129/3
e-mail: shaura505@mail.ru

The Authors

• Abyzbaev Ibragim I., Doctor of Engineering
Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Professor of Oil and Gas & Oil Field Development
and Operation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062,
Russian Federation
Institute of Strategic Researches
of Bashkortostan Republic,
State Autonomous Scientific Department
Oil and Gas Research Laboratory
of Centre of Real Sector of Economics
Chief Researcher
129/3, October ave., Ufa, 450075,
Russian Federation
e-mail: shaura505@mail.ru

• Зейгман Юрий Вениаминович, д-р техн. наук, профессор
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: kafedra-rngm@mail.ru

• Zeigman Yuriy V., Doctor of Engineering Sciences, Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Head of Oil and Gas & Oil Field Development and Operation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russian Federation
e-mail: kafedra-rngm@mail.ru

• Майский Равиль Анварович, канд. техн. наук
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Доцент кафедры «Математика»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: ravanmay@yandex.ru

• Maiski Ravil A., Candidate of Engineering Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Mathematics Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russian Federation
e-mail: ravanmay@yandex.ru

• Ситдиков Ильшат Азатович
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Магистрант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: sitdikov22@yandex.ru

• Sitdikov Ilshat A.
Ufa State Petroleum Technological University
Undergraduate Student of Oil and Gas & Oil Field Development and Operation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russian Federation
e-mail: sitdikov22@yandex.ru

• Нурлыбаев Айбек Каныбекович
Уфимский государственный нефтяной технический университет
Магистрант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1
e-mail: aibek_nurlybaev@mail.ru

• Nurlybayev Aibek N.
Ufa State Petroleum Technological University
Undergraduate Student of Oil and Gas & Oil Field Development and Operation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450062, Russian Federation
e-mail: aibek_nurlybaev@mail.ru