



**Л.С. Бриллиант**  
канд. техн. наук  
член-корреспондент РАЕН  
Тюменский институт  
нефти и газа<sup>1</sup>  
генеральный директор  
ting@togi.ru



**А.И. Комягин**  
Тюменский институт  
нефти и газа<sup>1</sup>  
директор департамента  
komyagin@togi.ru



**М.В. Соколова**  
Тюменский  
государственный  
университет<sup>2</sup>  
студент  
common@utmn.ru



**Т.Е. Есенбаев**  
Тюменский  
государственный  
университет<sup>2</sup>  
студент  
common@utmn.ru



**А.Д. Гольцов**  
Тюменский  
государственный  
университет<sup>2</sup>  
студент  
common@utmn.ru



**П.И. Булатова**  
Тюменский  
государственный  
университет<sup>2</sup>  
студент  
common@utmn.ru

# Система принятия решений при оперативном управлении заводнением на основе прокси-моделей, апробированная на одном из месторождений ХМАО

<sup>1</sup>Россия, 625000, Тюмень, ул. Герцена, 64

<sup>2</sup>Россия, 625003, Тюмень, ул. Володарского, 6

*Авторы предлагают решения по оптимизации системы заводнения одного из месторождений ХМАО. В статье описана система принятия решений при планировании работ на скважинах, основанная на прокси-моделировании, и обоснована возможность увеличения добычи нефти и снижения операционной себестоимости за счет решения оптимизационной задачи в системе добывающих и нагнетательных скважин*

**Ключевые слова:** управление заводнением; модель принятия решений; концептуальный инжиниринг; прокси-моделирование; искусственные нейронные сети

**В** свете неблагоприятных экономических условий – низкой стоимости нефти и значительной налоговой нагрузки, для нефтяных компаний критически важным является снижение себестоимости добываемой продукции.

С помощью методики, описанной в статье [1], предполагается возможным улучшение технико-экономической ситуации на месторождении с падающей добычей нефти.

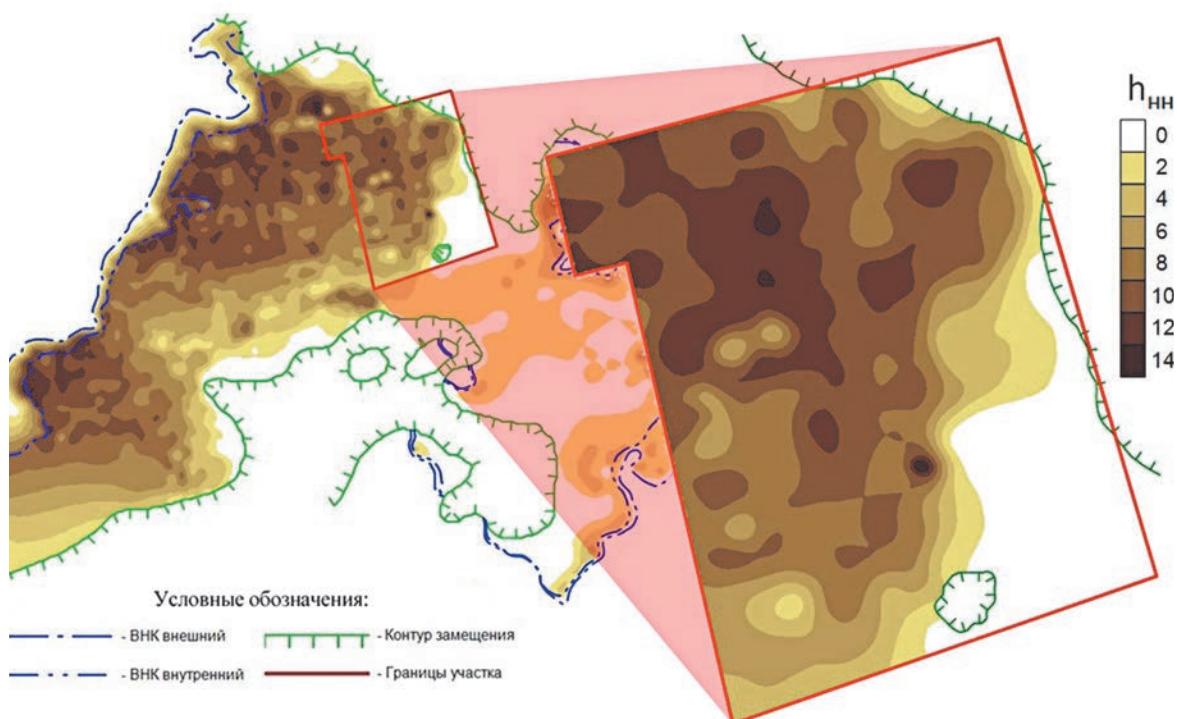
Предлагается решать целевую задачу максимизации суточной добычи нефти за счет поиска и достижения оптимального распределения закачки и отборов.

Для подтверждения возможности увеличения среднесуточной добычи нефти в условиях падения добычи и галолирующего роста обводненности методика была апробирована на участке одного из месторождений ХМАО (рис. 1).

Объект исследования – пласт ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>, характеризующийся высокой послойной и площадной литологической однородностью (рис. 2), благоприятными для процесса нефтеизвлечения свойствами нефти ( $\mu_n = 0,88$  мПа·с,  $\Gamma = 84$  м<sup>3</sup>/т).

Проектная обращенная девятиточечная система полностью реализована (рис. 3). Плотность сетки варьируется от 18 до 22 га/скв., расстояние между скважинами в среднем составляет 425 м.

**Рис. 1.**  
Объект исследования



Эксплуатационный фонд, включающий в себя 79 добывающих и 39 нагнетательных скважин, исправно работает и характеризуется высокими коэффициентами использования и эксплуатации (свыше 90%).

При всех благоприятных геологических факторах, при эффективно эксплуатируемом фонде скважин с 2010 по 2014 гг. на участке наблюдается значительное падение добычи нефти и рост обводненности (рис. 4).

По методу характеристик вытеснения [2] дан прогноз добычи нефти (рис. 5). При сложившихся тенденциях в разработке конечный КИН составит 0,279 (при утвержденном КИН = 0,351, потери извлекаемых запасов – 631 тыс. т (21%).

### Методика

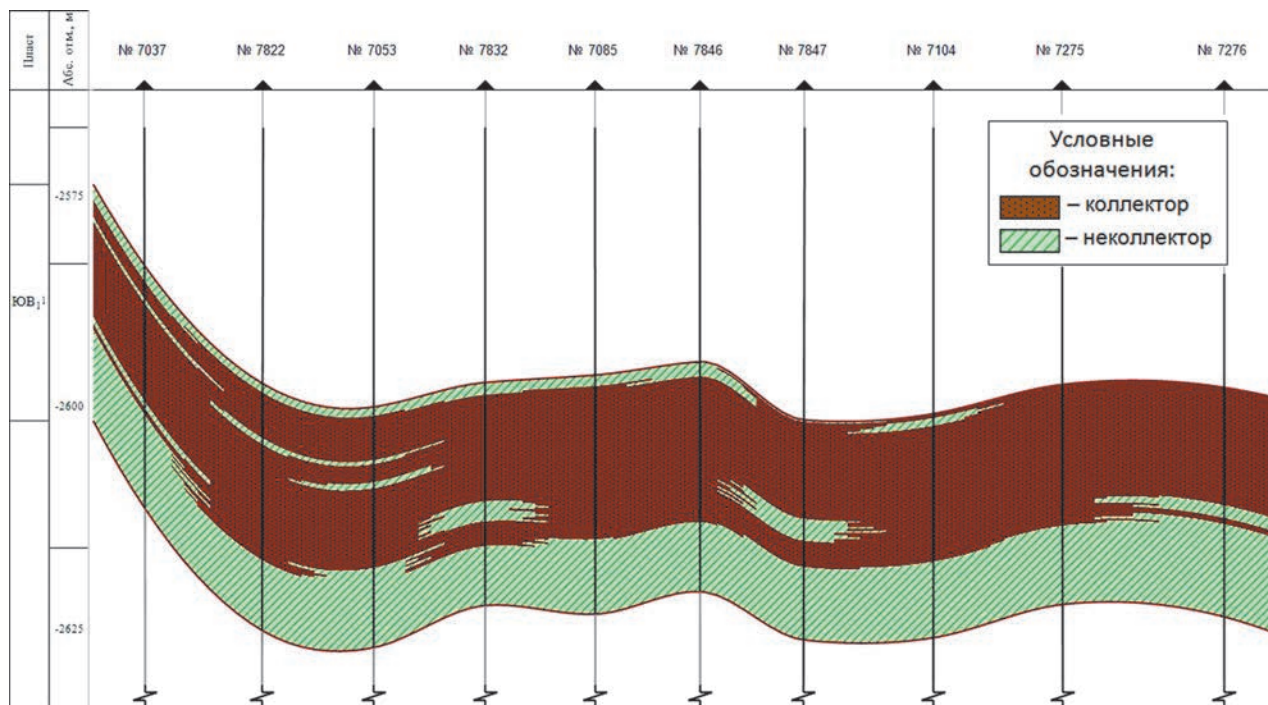
Для того чтобы ответить на вопрос об ожидаемых потерях, необходимо выяснить причины, которыми они обусловлены, и предложить компенсирующие эти потери мероприятия.

Последовательность действий по управлению процессом заводнения (рис. 6) включает в себя три основных блока.

#### 1. Концептуальный инжиниринг

Целью геолого-промыслового анализа является поиск и оценка ключевых факторов, влияющих на эффективность процесса нефтеизвлечения.

Для этого изучаются геологические особенности участка, свойства нефти и вы-



**Рис. 2.**  
 Геологический разрез по линии скв. 7037–7276

тесняющего агента, анализируется система разработки и динамика технологических показателей работы скважин, оценивается энергетическое состояние участка, фонд скважин и рассчитывается коэффициент полезного действия системы заводнения.

**2. Прокси-моделирование**

С учетом выявленных особенностей разработки ставится целевая задача: увеличение

добычи нефти, снижение операционных затрат, уменьшение обводненности, ограничение закачки и др.

Сначала осуществляется подготовка данных (промысловая информация), затем на отфильтрованные данные адаптируется прокси-модель. В процессе решения целевой задачи определяются необходимые режимы работы добывающих и нагнетательных скважин.

**3. Планирование работ на скважинах**

В этом блоке целью является достижение требуемых режимов работы скважин путем

**Таблица 1.**  
 Геолого-физическая характеристика объекта исследования

Параметр	Пласт ЮВ <sub>1</sub>
Средняя глубина залегания, м	2485
Тип залежи	Сводово-пластовая, литологически экранированная
Пористость, %	16
Проницаемость, мД	9,3
Начальное пластовое давление, МПа	26,0
Давление насыщения нефти газом, МПа	10,4
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	84
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,88
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,31
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	7,9
Расчлененность, д.ед.	2,2
Песчаность, д.ед.	0,62

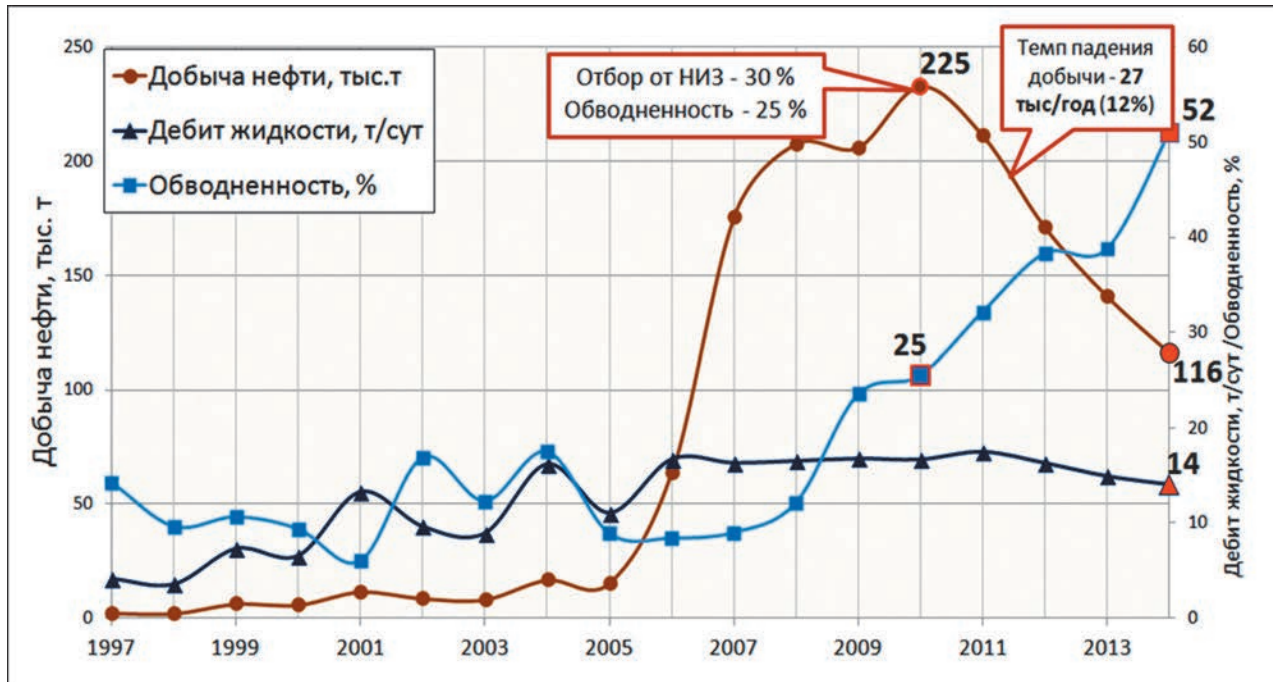


Рис. 4.  
Динамика основных технологических показателей

подбора и проведения геолого-технических мероприятий. Технологический эффект от тех или иных мероприятий принимается по аналогии с уже проведенными ГТМ.

#### Концептуальный инжиниринг

Блок концептуального инжиниринга в зависимости от конкретного месторождения мо-

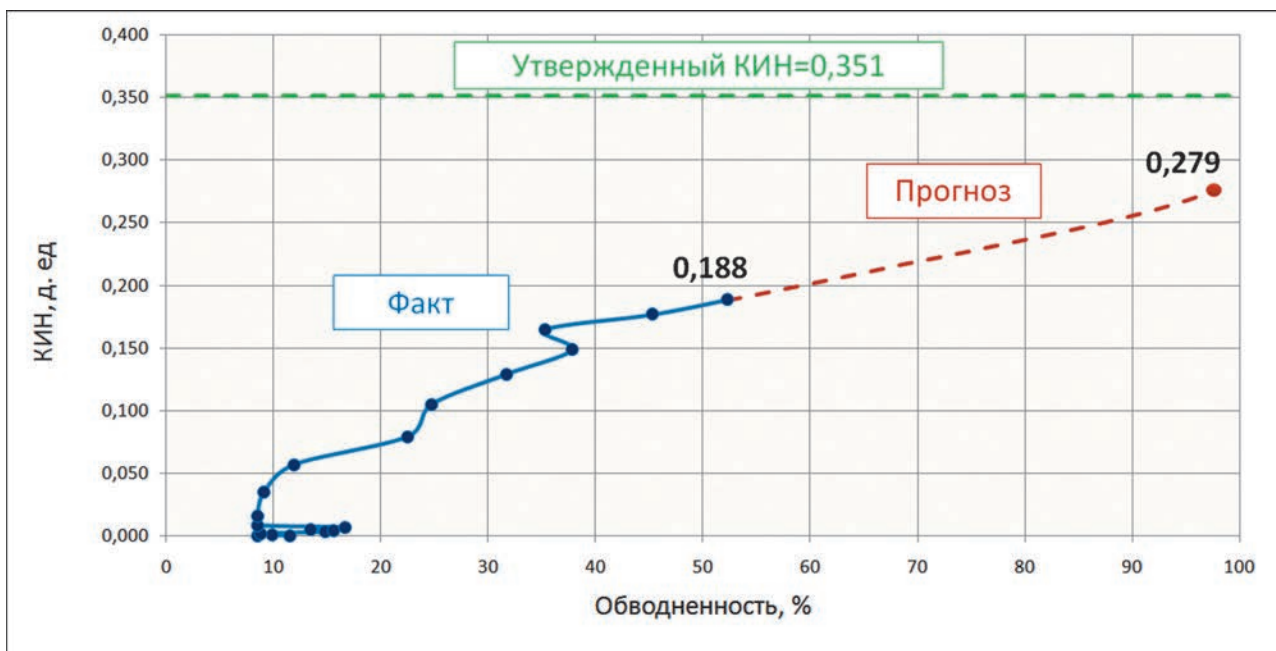
жет включать в себя различные этапы, что обусловлено:

- геологическими особенностями продуктивных пластов (величиной литологической неоднородности, латеральной анизотропией, трещинами, разломами);
- свойствами нефти и вытесняющего агента (высоковязкая нефть, закачка полимера, степень подготовки воды);
- системой разработки (наличие/отсутствие системы ППД, наличие/отсутствие ГС).

В рамках работы выделено шесть этапов.

**1. Геология участка** – изучается геологическое строение участка, свойства нефти и за-

Рис. 5.  
Прогноз добычи нефти





**Рис. 6.**  
 Последовательность действий по управлению процессом заводнения на месторождении нефти

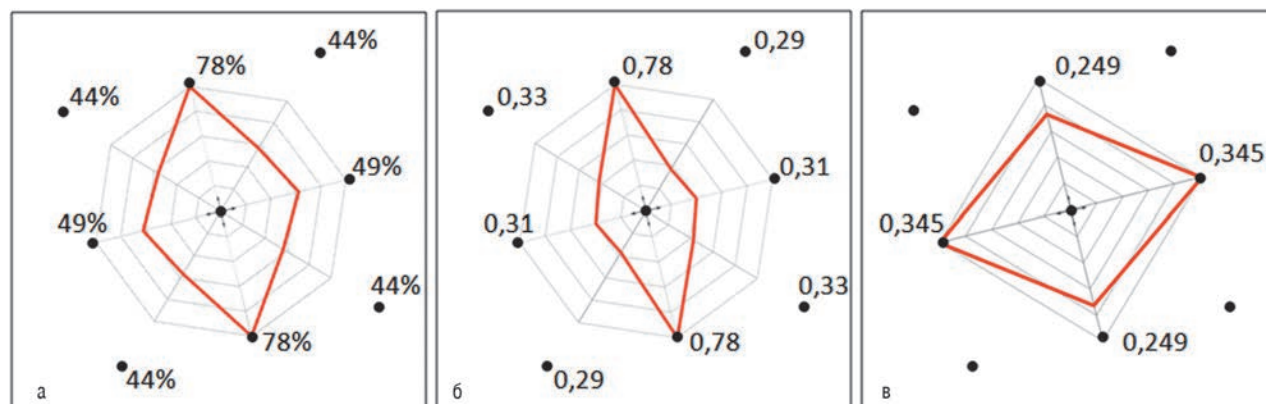
качиваемой воды. Инструментарий: РИГИС, исследования керна, карты толщин и проводимости, геологические разрезы.

**2. Латеральная анизотропия** – изучение влияния латеральной анизотропии коллекторских свойств на процесс нефтеизвлечения. Инструментарий: динамика обводнения скважин, взаимовлияние скважин, трассер-

ные исследования, гидропрослушивание, исследование скважин *FMI*- и *DSI*-сканерами.

**3. Тенденции в разработке** – изучается динамика основных технологических показателей и дается прогноз добычи нефти. Инструментарий: лепестковые диаграммы (по группам скважин), характеристики вытеснения.

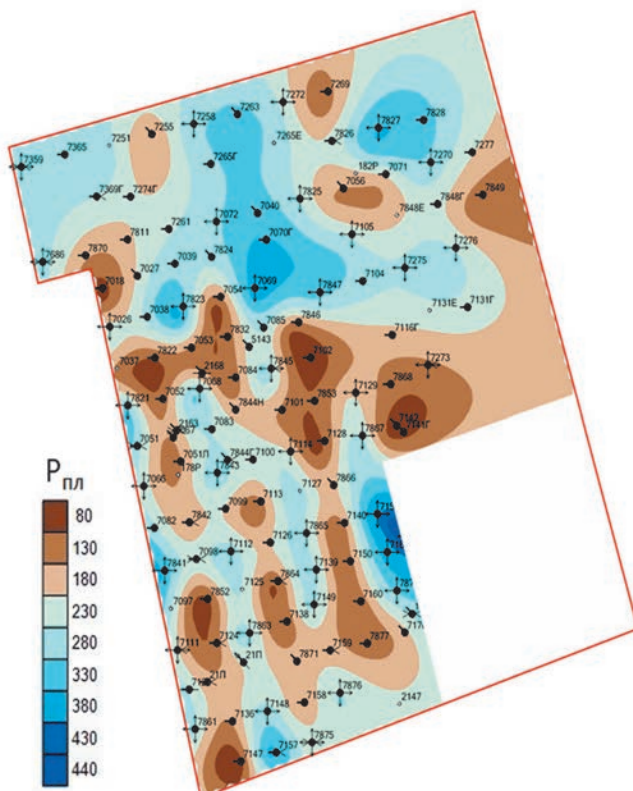
**Рис. 7.**  
 Лепестковые диаграммы, полученные по группам скважин: а – по обводненности; б – по водонефтяному фактору; в – по прогнозируемому КИН





**4. Энергетическое состояние.** Для оценки энергетического состояния важен охват фонда замерами пластового давления, необходимо изучение качества проведения замеров. Инструментарий: ГДИС, карта изобар.

**5. Характеристика фонда** – целью является оценка динамики и текущего состояния эксплуатационного фонда скважин. Инструментарий: коэффициенты использования и эксплуатации.



**Рис. 8.**  
Карта мероприятий

**6. КПД системы заводнения.** С целью количественной оценки эффективности системы заводнения рассчитывается ее КПД. Инструментарий: покоефициентный анализ КИН.

### Масштаб проблем

Структура потерь извлекаемых запасов оценивается в ходе покоефициентного анализа коэффициента нефтеотдачи, рассчитывается коэффициент полезного действия системы заводнения.

Для этого находятся теоретический (по методу В.Д. Лысенко [3]) и прогнозный (с помощью характеристик вытеснения) коэффициенты заводнения и соотносятся между собой:  $K_{\text{зав.прогн}}/K_{\text{зав.теор}} = 0,588/0,783\%$ . Низкая эффективность системы заводнения обуславливает потери извлекаемых запасов нефти.

Выявлены 3 фактора, обуславливающие низкую эффективность системы заводнения, предложены компенсирующие их мероприятия.

**Первый фактор** связан с неравномерным продвижением фронта вытеснения нефти водой в пределах девятиточечного элемента (рис. 7) – скважины, к которым фронт движется в направлении С–Ю, опережающе обводняются.

Этот феномен объясняется наличием латеральной анизотропии коллекторских свойств пласта, которая диагностировалась путем выделения и сопоставления между собой групп добывающих скважин относительно направления подхода к ним фронта вытеснения.

Существующая система заводнения не адаптирована под направление латеральной анизотропии. Решение проблемы заключается в трансформации девятиточечной системы заводнения в однорядную, в которой ряды располагаются параллельно направлению регионального стресса (рис. 8).

**Второй фактор** заключается в значительном снижении пластового давления в зонах отбора – по сравнению с начальным пластовым давлением снижено на 102 атм (на 39%) (рис. 9).

Повышать пластовое давление – после трансформации системы – предлагается путем создания трещин авто-ГРП в нагнетатель-

**Рис. 9.**  
Карта пластового давления по состоянию на январь 2015 г.

**Рис. 10.**

Карта распределения отборов и закачки по состоянию на январь 2015 г.

ных скважинах. Направление трещин, контролируемое региональным стрессом, предполагается параллельным нагнетательным рядам.

Опыт создания техногенных трещин на скважинах соседнего участка позволил определить необходимое давление на забое нагнетательной скважины –  $P_{заб} = 470$  атм.

Для достижения задуманного необходимо повысить давление закачки на 30 атм. Практическая реализация увидится в установке дожимных насосных установок на пяти кустовых площадках (рис. 8).

**Третий фактор** проявляется в высокой дисперсии компенсации отборов закачкой по добывающим скважинам – 57% (рис. 10). Это значит, что система разработки несбалансирована, режимы работы скважин не являются оптимальными.

Выравнивание баланса отбора закачкой связано с поиском оптимальных режимов работы добывающих и нагнетательных скважин в процессе прокси-моделирования.

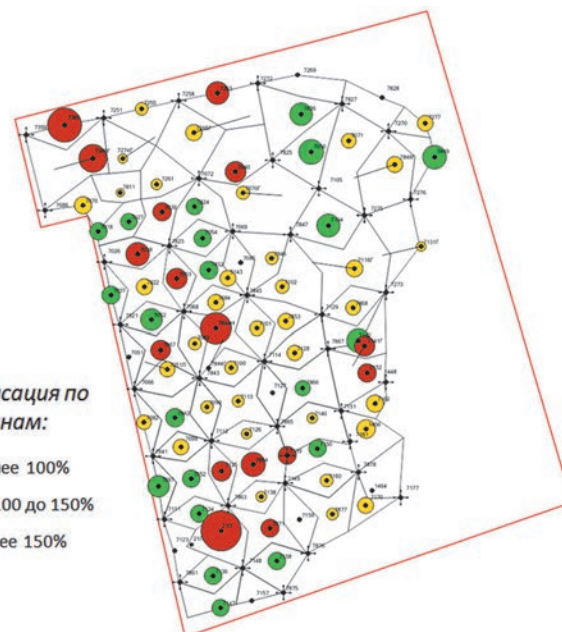
### Прокси-моделирование

Прокси-модель – математическая модель, позволяющая установить функциональную зависимость дебита нефти от приемистостей нагнетательных скважин и решить задачу перераспределения закачки (рис. 11).

Для решения поставленной задачи требуется математическая модель взаимовлияния, которая строится по элементам заводнения. Элемент заводнения (рис. 12) представляет

**Рис. 11.**

Цели, задачи и ограничения прокси-моделирования

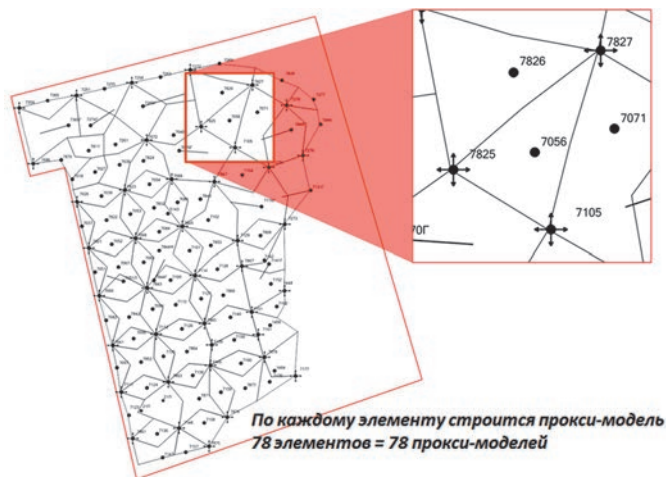


собой добывающую и окружающие ее нагнетательные скважины.

Функциональная зависимость в рамках элемента заводнения устанавливается с помощью нейронных сетей, широко применяемых в задачах управления, прогнозирования и распознавания образов.

Для решения оптимизационной задачи используется сеть прямого распространения сигнала [4]. Обучение сети такого типа производится методом обратного распространения ошибки. Алгоритм процесса включает в себя три этапа:

- прямой проход по слоям сети, при котором на вход сети подается входной вектор из учебного набора с последующим распространением сигнала в направлении выходов и генерацией выходного вектора;

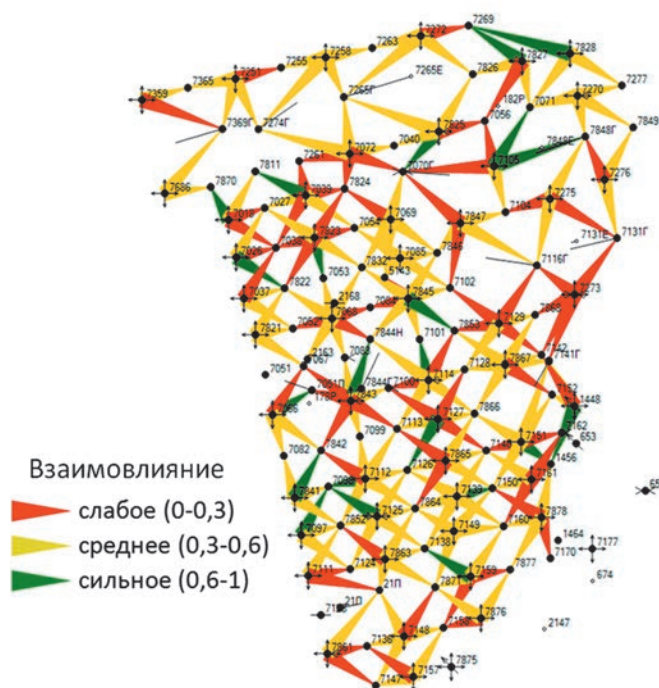


**Рис. 12.**  
Карта участка с выделенными элементами заводнения

- обратный проход по слоям сети, в результате которого сигнал ошибки, полученный путем вычитания выходного и имеющегося в учебном наборе векторов, распространяется в направлении входов сети;
- корректировка весов, обеспечивающая минимизацию ошибки при обработке входных данных, отличных от данных обучающей выборки.

На вход нейронной сети подаются приемистости нагнетательных скважин, нейронная сеть подбирает весовые коэффициенты по алгоритму обратного распространения ошибки,

**Рис. 13.**  
Карта взаимовлияния по дебиту жидкости



ки, что позволяет обеспечить максимальное соответствие фактических значений дебита нефти и расчетных (получаемых на выходе сети) на определенном историческом периоде.

Первым приближением для весовых коэффициентов нейронной сети являются коэффициенты взаимовлияния скважин. Коэффициенты рассчитываются для каждой пары добывающей и нагнетательной скважин в пределах элемента согласно формализованному алгоритму, основанному на выделении и сопоставлении событий на скважинах (рис. 13).

Нейронная сеть настраивается на факт по каждому элементу, проводится анализ качества адаптации. Контролирующим параметром выступает среднеквадратичное отклонение: если отклонение рассчитанных значений от фактических не превышает 20%, элемент считается достоверно адаптированным (рис. 14).

Для каждого элемента с достоверной адаптацией создана нейронная сеть, позволяющая прогнозировать изменения дебита добывающей скважины в зависимости от изменения приемистостей влияющих на нее нагнетательных скважин (рис. 15).

Просуммировав функции дебита нефти от приемистостей для всех элементов, получаем итоговый функционал суммарной добычи, представляющий собой «поверхность решения» от функций приемистости (рис. 16).

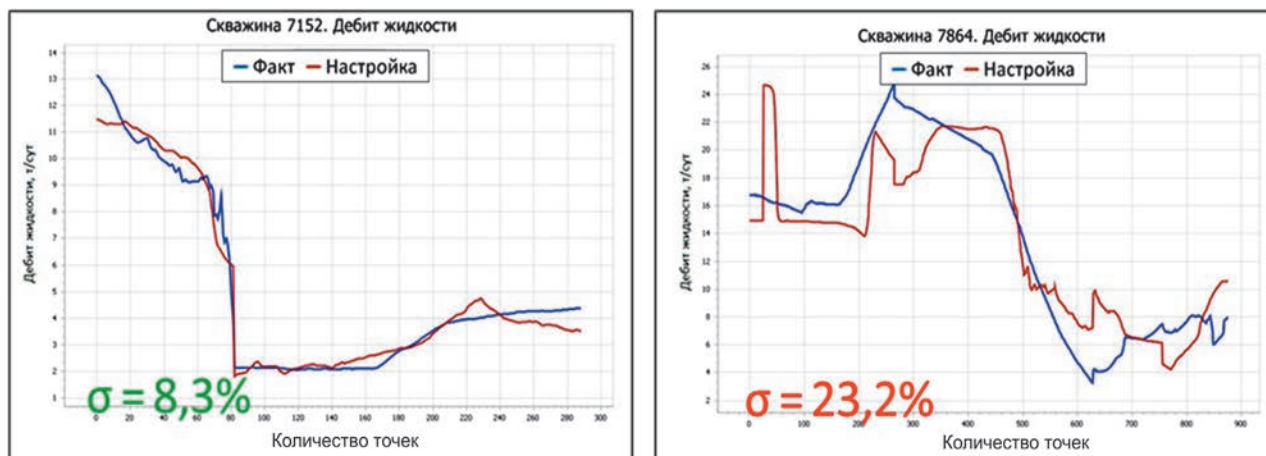
Глобальный максимум данного функционала находится градиентным методом наискорейшего спуска. Суть метода заключается в многократном запуске поиска максимума из случайных значений приемистости. Результатом являются оптимальные приемистости нагнетательных скважин, обеспечивающие максимум функционала суточной добычи нефти на участке.

Путем сопоставления полученных приемистостей с текущими оценивается коэффициент полезного действия скважин, т.е. степень оптимальности их режима. В данном случае всего 6 из 28 рассчитанных нагнетательных скважин эксплуатируются на оптимальных режимах.

Оптимальные дебиты жидкости должны найти отражение в левой части технологического режима, поскольку только строгое соблюдение полученных в результате решения задачи режимов отборов и закачки позволит максимизировать суммарную суточную добычу нефти (табл. 1 и 2).

Прогнозируемый прирост добычи нефти и жидкости за счет перераспределения состава





**Рис. 14.**  
Примеры адаптации модели к фактической динамике

вит порядка 30% при уменьшении суммарной закачки на 6%.

### Планирование работ на скважинах

Предложенные решения выявленных в ходе геолого-промыслового анализа проблем создают предпосылки для управления системой заводнения. Необходимо реализовать оптимальные режимы работы скважин, полученные в ходе решения оптимизационной задачи.

Для обеспечения оптимальных дебитов добывающих скважин и приемистостей нагнетательных составлена программа геолого-технических мероприятий. Процесс планирования работ на скважинах включает в себя общепринятую последовательность действий.

1. Анализ эффективности проведенных на участке ГТМ проводится для выбора наиболее эффективных технологий проведения ГРП и ОПЗ. В качестве критериев эффективности мероприятий рассматриваются продолжительность эффекта, амплитудный дебит и дополнительная добыча жидкости.

2. Формирование предварительного плана работ на добывающем фонде, в основу которого легли такие мероприятия, как ОПЗ, ГРП, оптимизация оборудования.

3. Формирование предварительного плана работ на нагнетательном фонде – регулирование приемистостей нагнетательных скважин предлагается производить посредством ОПЗ, повышения давления нагнетания, ограничения закачки и остановки скважины.

Выбор мероприятия опирается на технологические показатели работы скважины: используемое насосное оборудование, динамический уровень, обводненность, текущие дебиты жидкости и нефти, скин-фактор – для добывающих скважин; устьевое давление, те-

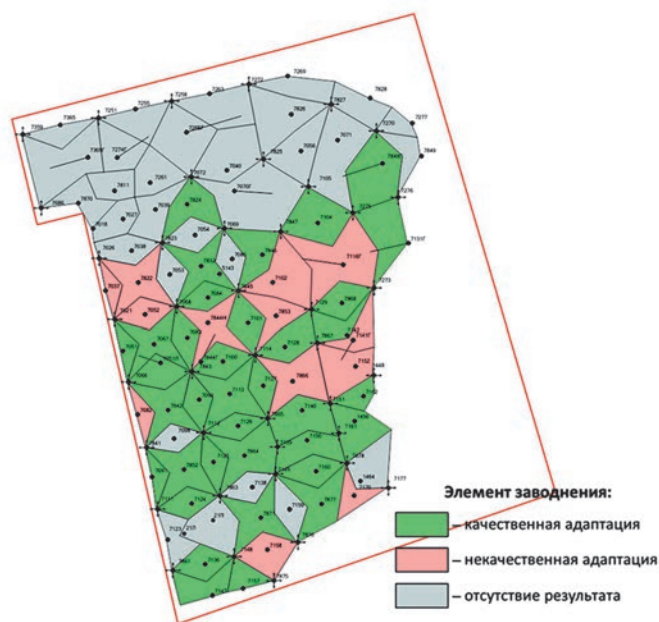
кущая приемистость, скин-фактор – для нагнетательных.

4. На этапе технико-экономической оценки рассчитывается ЧДД от каждого из намеченных мероприятий и производится их ранжирование по экономической привлекательности. В итоговый план работ вошли мероприятия с положительным эффектом.

5. Итоговая программа работ представлена в виде дорожной карты (рис. 17). Месячный план работ опирается на следующие принципы:

- оптимизация режимов работы скважин производится поэлементно;
- в первую очередь мероприятия проводятся на нагнетательном, а затем на добывающем фонде с учетом времени отклика эффекта от перераспределения закачки;

**Рис. 15.**  
Карта качества адаптации прокси-модели



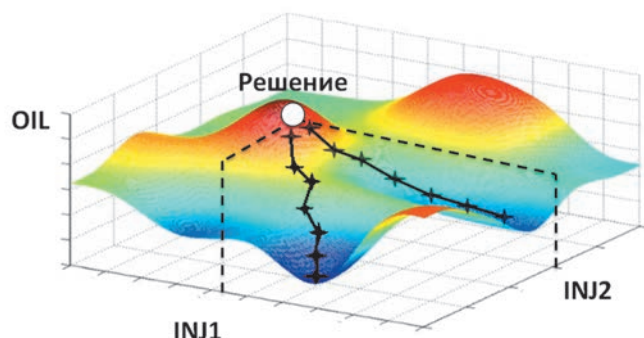


Рис. 16.  
«Поверхность решения»

– приоритет отдается тем элементам, где положительный экономический эффект от мероприятия выше.

6. Прогноз эффекта от составленного плана работ производится с помощью характеристики вытеснения. В качестве периода прогноза выбран год выполнения составленного плана ГТМ. По произведенной

Таблица 1а.  
Результаты решения оптимизационной задачи в системе нагнетательных скважин

Скв. №	Приемистость, м <sup>3</sup> /сут		КПД скважины, %
	Текущая	Оптимальная	
1448	7	66	0
7026	28	49	40
7066	130	53	53
7068	38	79	0
7069	53	55	100
7072	13	29	0
7111	92	40	59
7112	127	57	57
7114	60	115	19
7129	42	42	100
7139	9	29	0
7148	32	49	62
7149	37	35	100
7151	54	79	66
7275	35	26	100
7276	90	36	55
7821	57	43	100
7823	77	49	78
7841	67	41	75
7843	61	78	85
7845	52	94	31
7847	70	46	81
7861	121	55	58
7863	97	76	100
7865	109	76	82
7867	32	52	49
7876	74	51	81
7878	43	64	65

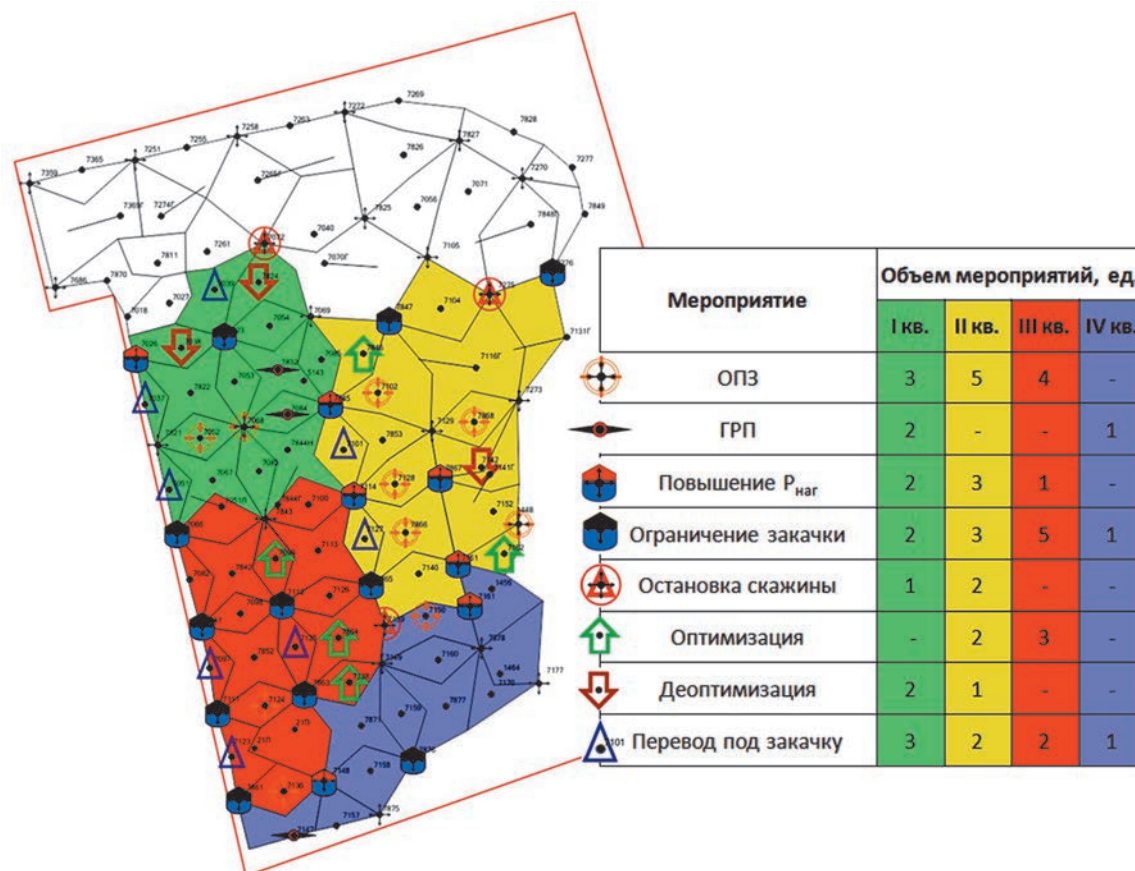
Скв. №	ГНО	Дебит, т/сут		Обводненность, %	Динамический уровень, м	Оптимальный дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут
		Нефти	жидкости			
1456	ЭЦН-40	12	46	68	1206	36
5143	ШГН-32	1	4	76	1200	3
7052	ЭЦН-25	18	28	25	2014	24
7083	ЭЦН-25	6	23	67	1592	33
7084	ЭЦН-25	9	13	13	1637	26

**Таблица 2.**  
 Пример технологических режимов работы добывающих скважин

оценке прирост суточной добычи нефти по результатам выполнения программы работ составляет 27% по сравнению с базовой (рис. 18).

7. В ходе экономической оценки рассматривается динамика операционной себестоимости нефти и накопленного ЧДД. Накопленный ЧДД оценивается в 172 млн руб. при снижении операционной себестоимости на 8%.

**Рис. 17.**  
 Дорожная карта работ



**Выводы**

В работе предлагается прогрессивный подход к управлению заводнением на нефтяном месторождении.

Апробация данной практики на опытном участке показывает, что в результате решения поставленной задачи (поиск и достижение оптимальных режимов работы скважин) ожидается прирост суточной добычи нефти на 27% и сопутствующий экономический эффект (уменьшение операционных затрат на 8%, NPV на конец года составит 172 млн руб.) ☺.



**Рис. 18.**  
Прогнозная динамика суточной добычи нефти

### Литература

1. Комягин А.И. Автоматизация процессов управления заводнением на нефтяном месторождении // Вестник недропользователя ХМАО – Югры. 2016.
2. РД 153-39.0-110-01. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. М.: Минэнерго РФ. 2002. 59 с.
3. Лысенко В.Д., В.И. Грайфер. Рациональная разработка нефтяных месторождений. Москва: Недра-Бизнес-центр. 2005. 607 с.
4. Хайкин С. Нейронные сети: полный курс: пер. с англ. М.: Вильямс, 2006. 1104 с.

UDC 622.276

**L.S. Brilliant**, PhD, Corresponding Member of the RANS, Director General of Tyumen Oil and Gas Institute<sup>1</sup>, ting@togi.ru

**A.I. Komyagin**, Head of Department of Tyumen Oil and Gas Institute<sup>1</sup>, komyagin@togi.ru

**M.V. Sokolova**, Student of Tyumen State University<sup>2</sup>, common@utmn.ru

**T.E. Esenbaev**, Student of Tyumen State University<sup>2</sup>, common@utmn.ru

**A.D. Goltsov**, Student of Tyumen State University<sup>2</sup>, common@utmn.ru

**P.I. Bulatova**, Student of Tyumen State University<sup>2</sup>, common@utmn.ru

<sup>1</sup>64 Gercena str, Tyumen, 625000, Russia

<sup>2</sup>6 Volodarskogo str, Tyumen, 625003, Russia

## A decision-making system for waterflood management based on proxy models implemented on a KhMAO oil field

**Abstract.** Implementing a method described in [1], authors offer solutions for waterflood optimization on a KhMAO oil field. The article describes a decision-making system for well operations planning based on proxy model and proves possibility to increase oil production as well as net cost through resolving optimization problem in a group of producing and injecting wells.

**Keywords:** waterflood management; decision-making; conceptual engineering; proxy model; artificial neural networks

### References

1. Komiagin A.I. *Avtomatizatsiia protsessov upravleniia zavodneniem na nefitianom mestorozhdenii* [Automation waterflood management processes in the oil field]. *Vestnik nedropol'zovatelja KhMAO – Iugry* [Bulletin of the subsoil user Khanty Mansiysk Autonomous District - Yugra]. 2016.
2. РД 153-39.0-110-01. *Metodicheskie ukazaniia po geologo-promyslovomu analizu razrabotki nefதியnykh i gazonefதியnykh mestorozhdenii* [RD 153-39.0-110-01. Guidelines for geological and field analysis of oil and gas deposits]. Moscow, Minenergo RF Publ., 2002, 59 p.
3. Lysenko V.D., V.I. Graifer. *Ratsional'naia razrabotka nefதியnykh mestorozhdenii* [The rational development of oil fields]. Moskva, Nedra-Biznes-tsentr Publ., 2005, 607 p.
4. Haykin S. *Neural Networks: A Comprehensive Foundation*, Pearson Education, Inc., 1999, Reprint, 2005, 823 p. (Russ. ed. Khaikin S. Neironnye seti: polnyi kurs. Moscow, Vil'iams Publ., 2006, 1104 p.).



.....

Генеральному директору ФБУ «ГКЗ», главному редактору научно-технического  
журнала «Недропользование XXI век» И.В. Шпурову

**Уважаемый Игорь Викторович!**

*От имени блока добычи и геологии АО НК «РуссНефть» позвольте поздравить Вас и команду журнала «Недропользование XXI век» с десятилетним юбилеем издания.*

*Ваш журнал является знаковым для нашей отрасли в целом и для направления добычи, в частности. Издание освещает самые актуальные темы и вопросы, интересующие недропользователей. Представленные в каждом номере статьи, написанные авторитетными экспертами и ведущими специалистами в области недропользования, работы научно-практического характера, эксклюзивные методические рекомендации НАЭН играют незаменимую роль информационного источника.*

*Компания «РуссНефть» желает Вам и Вашим коллегам процветания и стабильности, пусть трудовым планам суждено будет сбыться, поставленные задачи успешно решаются, пусть здоровье становится крепче с годами, ведь у журнала еще не одно десятилетие плодотворной работы впереди.*

.....

Е.В. Толочек,  
старший вице-президент по добыче и геологии АО НК «РуссНефть»



.....  
Главному редактору журнала «Недропользование XXI век»  
И.В. Шпурову

**Глубокоуважаемый Игорь Викторович!**

*В связи с десятилетием выхода в свет журнала «Недропользование XXI век» примите наши искренние поздравления и пожелания дальнейшей успешной созидательной работы!*

*За эти десять лет журнал «Недропользование XXI век» возродил лучшие традиции в обсуждении главных проблем недропользования – от государственного подхода к использованию природных ресурсов России до глубоко профессиональных публикаций в области рационального использования недр, включая разработку трудноизвлекаемых запасов полезных ископаемых. Фундаментальные проблемы экологии и подготовка научных кадров определяют общественные направления вашего журнала.*

*Желаем Вам и вашему коллективу здоровья, новых интересных идей, творческих достижений и благородных читателей!*

.....  
Директор Геофизического центра РАН академик РАН  
А.Д. Гвишиани