SOCAR Proceedings

Reservoir and petroleum engineering

journal home page: http://proceedings.socar.az

РАЗРАБОТКА ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ПОДДЕРЖАНИЯ УРОВНЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА И УПРАВЛЕНИЕ ЗАВОДНЕНИЕМ

Б. А. Шиланбаев[1], С. В. Ишангалиев[2], Ж. Т. Жетруов[2], Қ. Н. Шаяхмет[2], М. Колдей[1]

[1]*ТОО «СП «Казгермунай», Кызылорда, Казахстан;*

[2]*ТОО «КМГ Инжиниринг», Астана, Казахстан*

Development of intelligent system operational maintenance of the level of oil and gas production and waterflooding management

B. A. Shilanbayev[1], S. V. Ishangaliyev[2], Zh. T. Zhetruov[2], K. N. Shayakhmet[2], M. Koldei[1]

[1]*JV Kazgermunai LLP, Kyzylorda, Kazakhstan;*

[2]*LLP KMG Engineering, Astana, Kazakhstan*

ABSTRACT

This article discusses the development of an intelligent System for the operational maintenance of the level of oil and gas production as part of the implementation of the Strategy for the development of information technologies for data management and the Program for the development of digitalization of fields of JSC «NC Kazmunaigas». The advantage of the system is multitasking and using almost all the data coming from production facilities in real time. The main task of the system is to manage a group of wells taking into account their mutual influence to maximize oil production and reduce the negative impact of uncoordinated well operation without damaging the rational system of field development. A significant feature of the developed system is the creation of complex algorithms for predicting the main development indicators using artificial neural networks based on a combination of CRM (capacity resistance model), FFNN (neural network with direct communication), MBM (material balance model) and BFGS (Broyden-Fletcher-Goldfarb-Shanno algorithm) methods. During the pilot test on 10 wells, the modes were adjusted according to the recommendations issued by the system and the system confirmed its operability and effectiveness of application.

Keywords: virtual flow meter; labor productivity; return distribution; machine learning; rational development system; neural networks.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Интеллектуальные информационные системы в нефтяных компаниях внедряются для автоматизации производственного процесса с целью повышения эффективности производства путём качественного и быстрого сбора промысловой информации, а также её обработки, которая обеспечивает широкий доступ инженерам по разработке и технологам, а также ключевым менеджерам.

В наши дни цифровые навыки, которые в прошлом требовались исключительно в области компьютерной науки, теперь востребованы практически во всех сферах деятельности: экономической, нефтяной, гуманитарной и так далее [1, 2].

В послании Президента Республики Казахстан народу «Цифровизация Казахстана: новые горизонты роста» приоритетное место принадлежит социально-экономическому развитию страны, которое не ограничивается только подъемом экономики, но и включает в себя цифровизацию производственных процессов, внедрение цифровых технологий в развитие ресурсной базы современного государства [3].

В 2015 году в ТОО «СП «Казгермунай» стартовал проект «Интеллектуальное месторождение». В период 2015-2017 гг. модернизирована автоматизированная система управления технологическим процессом замерных устройств. В период 2017-2019 гг. внедрена система телемеханики скважин на весь действующий фонд скважин включая нагнетательные скважины. Ежедневно на всех производственных объектах с частотой 0.5 $с^{-1}$ генерируется свыше 10 Гб информации. Для оперативного анализа и принятия решения используется не более 20% поступающей информации. По мере совершенствования технологий сбора данных этот показатель идет только на спад. Внедрение проекта «Интеллектуальное месторождение» обеспечило получение основного массива данных в режиме онлайн и снижение времени отклика при изменении. На рисунке 1 демонстрирована цифровая зрелость в виде пирамиды где компания занимает начальную стадию уровня ERP. Анализ информации проводится с большими временными допущениями, управленческие сигналы (с большим влиянием человеческого фактора) часто запаздывают и уже не могут оперативно вмешаться в технологический процесс добычи [4]. В 2019 году за данный проект ТОО «СП «Казгермунай» был удостоен бронзовой награды в номинации «First Digital Oil Field Project

E-mail: s.ishangaliyev@niikmg.kz

http://dx.doi.org/10.5510/OGP2023SI100824

Рис. 1. Цифровая зрелость компании ТОО «СП «Казгермунай»

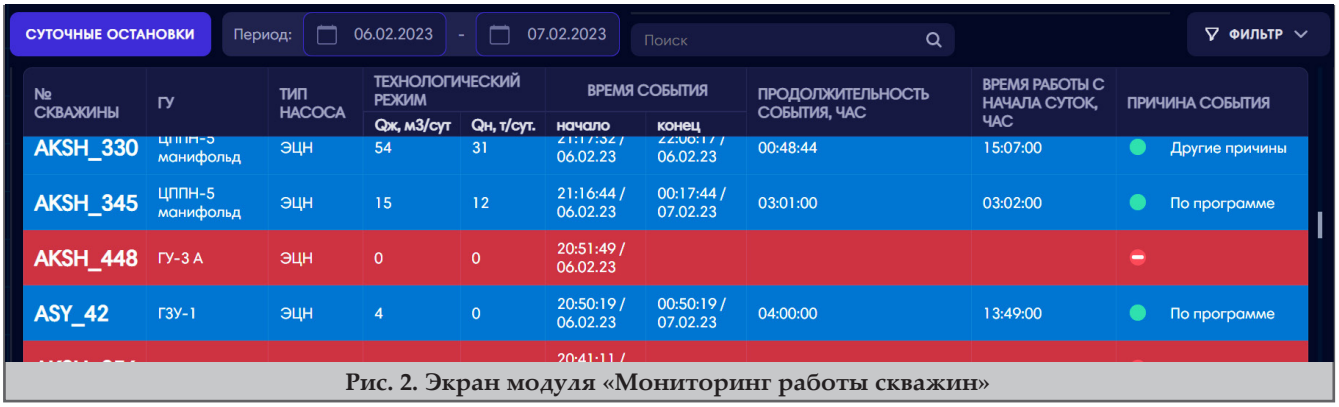

Рис. 2. Экран модуля «Мониторинг работы скважин»

in Russia and Central Asia» в конкурсе, который проводиться внутри компании Schlumberger для выявления лучших проектов. Следующим этапом развития цифрового месторождения для компании является увеличение качества принятия решений и производительности труда посредством автоматизации.

Являясь лидером в цифровизации в группе Национальной компании «Казмунайгаз» ТОО «СП «Казгермунай» совместно с ТОО «КМГ Инжиниринг» основываясь на широкой базе опыта и знаний, руководствуясь опытом зарубежных крупных нефтегазовых компаний стартовали проект разработки интеллектуальной системы «Система оперативного поддержания уровня добычи нефти и газа и управление заводнением».

В интеллектуальной системе реализованы следующие модули:

1. «Виртуальный расходомер» - система первичных датчиков, контроллер в составе станции управления скважинной насосной установкой, позволяющий расчетным путем на основе высокочастотных данных первичных датчиков рассчитывать подачу насосной установки [5];
2. «Обратное распределение флюидов» - балансировка флюидов (нефть, газ и вода) от стартового узла до конечного с выполнением следующих 4-х процедур на каждом узле: определение объема флюида, материальный баланс, вычисление коэффициента распределения и пропорциональное распределение входящих объемов;
3. «Мониторинг работы скважин» - автоматизированный мониторинг подземного оборудования и параметров на выкидной линии в режиме реального времени;
4. «Форсирование скважин» - формирование перечня скважин с потенциалом и их перевод на интенсивный режим с минимальным негативным влиянием на систему разработки для компенсации добычи нефти (при выявлении незапланированных потерь);
5. «Управление заводнением» - прогнозирование основных показателей разработки с применением элементов машинного обучения с учетом интерференции добывающих и влияния нагнетательных скважин;

Система позволяет реализовывать рациональную модель производства, автоматизировать и оптимизировать производственные процессы с применением методов машинного обучения приводящее к сокращению привлечения человеко-ресурсов и объемов непроизводительной закачки воды. Традиционно вышеописанные задачи решаются путем гидродинамического 3Д моделирования основными недостатками которого являются низкая скорость расчета и необходимость в высокопроизводительных вычислительных мощностях [6].

Рис. 3. Экран модуля «Виртуальный расходомер»

Рис. 4. Экран модуля «Обратное распределение»

Анализ информации с минимальным влиянием человеческого фактора (без запаздывания) и принятие оперативных управленческих решений, позволяющие предотвращать критические ситуации являются отличительной чертой разрабатываемой системы. Разработка данной инновационной инициативы решает одну из 17 глобальных целей устойчивого развития (SDG) «Обеспечение рациональных моделей потребления и производства».

Модуль «Мониторинг работы скважин»

На основе поступающих высокочастотных данных работы подземного оборудования и параметров на устье скважины анализирует изменение параметров в заданном оптимальном диапазоне и оповещает пользователя при выявлении отклонений. В мониторинге работы скважин участвуют следующие 7 параметров (рис. 2): давление на приёме насоса, температура двигателя, загрузка двигателя, токи двигателя, давление буферное, давление затрубное, давление линейное.

Модуль «Виртуальный расходомер»

Жизненно важную роль при эксплуатации нефтяных скважин играет определение дебитов жидкости и газа. Стимулом к созданию виртуального расходомера поспособствовали следующие факторы:

- Установленные на месторождении автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ) обеспечивают периодичность замера 1 раз в неделю;
- Теле-механизированный фонд;
- Скважины, работающие на одну выкидную линию (спаренные скважины) подключенные к АГЗУ.

Задача модуля - периодически каждые полчаса на основе поступающих данных со станции управления насосной установки, параметров на устье скважины и характеристик пласта рассчитывать дебит жидкости, нефти и газа по скважинам, эксплуатируемых с погружными центробежными насосами. Реализация обработки, анализа и расчета прогнозов целевых переменных написана на языке Python 3.7 и соответствующих программных библиотек (рис. 3). Дебиты скважин рассчитываются по специальной разработанной методике с применением методов машинного обучения. Суть методики заключается в обучении нейронной сети путем первичной обработки больших наборов размеченных данных и подстройке весов. Погрешность расчетного дебита не превышает 5%.

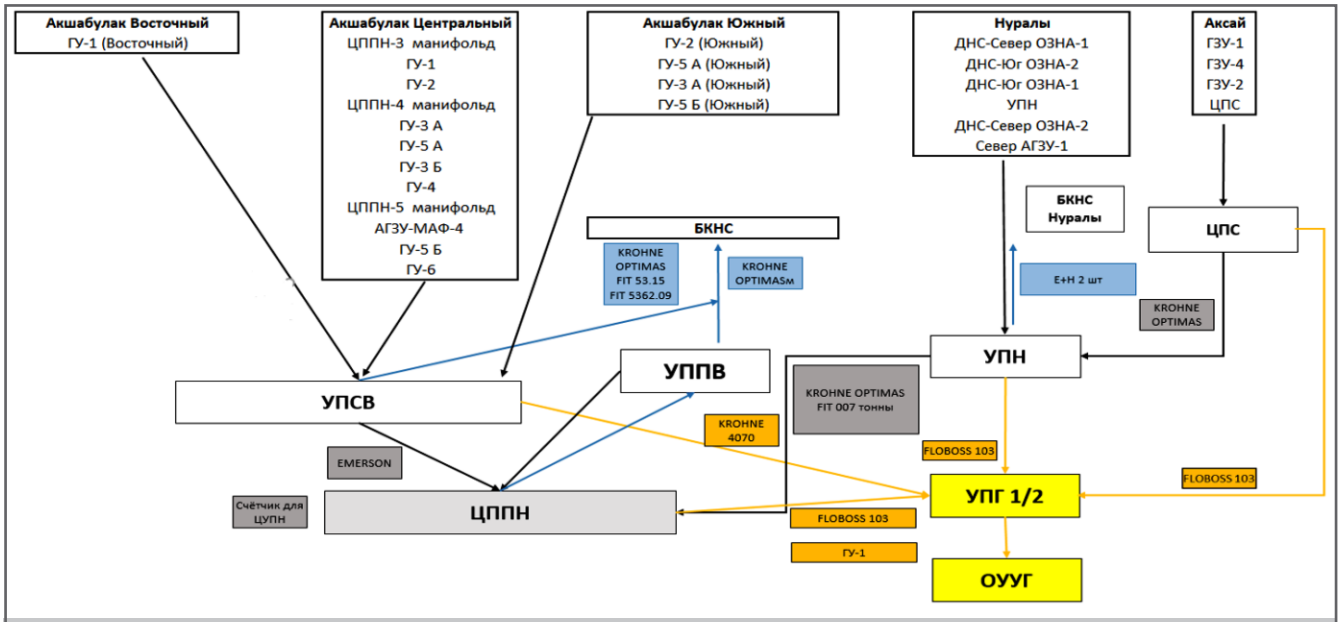

Рис. 5. Схема системы сбора и транспортировки ГЖС

Модуль «Обратное распределения флюидов»

Прозрачность, физичность и корректность учета являются фундаментальными критериями для разработки данного модуля.

Рассчитывает дебит нефти, воды и газа по высокочастотным данным, поступающим с промысловых счётчиков и уровней резервуаров. Полученный расчёт сравнивается с инструментальными замерами работающего фонда скважин. Раздел предназначен для расчёта баланса нефти, воды и газа между замерами добычи по скважинам и потоками в системе сбора и подготовки и концевыми узлами учета продукции (рис. 4).

Газожидкостная смесь (ГЖС) собирается с трёх месторождений «Акшабулак», «Нуралы» и «Аксай», конечный пункт подготовки расположен на территории «Центрального пункта подготовки нефти и газа месторождения Акшабулак» (ЦППН).

Газ месторождения «Аксай» после разделения направляется на ЦППН, жидкость предварительно подготавливается на установке подготовки нефти (УПН) месторождения «Нуралы». На УПН отделенная вода закачивается в нагнетательные скважины месторождения «Нуралы», а нефть двух месторождений («Нуралы» и «Аксай») направляется на окончательную подготовку в ЦППН. ГЖС месторождения «Акшабулак» перекачивается мульти фазными насосами на ЦППН, где через трёхфазный сепаратор разделяется каждая фаза по отдельности. Конечная точка учёта - коммерческие узлы учёта нефти и газа.

Учёт нефти, газа и воды по каждому участку производится индивидуально, что позволило реализовать обратное распределение и раздельный учёт по каждой скважине детально. Схема системы сбора и транспортировки ГЖС представлена на рисунке 5.

Модуль «Форсирование скважин»

На ежедневной обновляемой информации формирует список скважин с потенциалом для интенсификации добычи, которая восполнит суточные потери добычи нефти (рис. 6).

Определение потенциального дебита жидкости при потенциальном забойном давлении ($P'_{заб}$) после оптимизации $Q_ж^{опт}$ выполняется следующим образом: если $P_{заб} < P'_{заб}$, то потенциальный дебит жидкости $Q_ж^{опт}$ не рассчитывается и его значение принимается равным $Q_ж$. В противном случае:

$$Q_ж^{опт} = \begin{cases} K_{пр} \cdot \left(P_{пл} - P'_{заб}\right), & P'_{заб} \geq P_{нас} \\ K_{пр} \cdot \left(P_{пл} - P_{нас} + \frac{P_{нас}}{1.8} \cdot \left(1 - 0.2 \cdot \frac{P'_{заб}}{P_{нас}} - 0.8 \cdot \left(\frac{P'_{заб}}{P_{нас}} \right)^2 \right) \right), & P'_{заб} < P_{нас} \end{cases} \quad (1)$$

где $Q_ж^{опт}$ – потенциальный дебит жидкости после оптимизации, м^3/сут; $K_{пр}$ – коэффициент продуктивности скважины, м^3/сут/атм; $P_{пл}$ – пластовое давление, атм; $P_{нас}$ – давление насыщения, атм; $P'_{заб}$ – потенциальное забойное давление при оптимизации, атм.

В случае $P'_{заб} < P_{нас}$ для расчета потенциального дебита жидкости после оптимизации $Q_ж^{интенс}$ используется поправка Вогеля, позволяющая учесть влияние выделения свободного газа в пласте на производительность скважины.

При падении пластового давления в процессе разработки месторождения ниже давления насыщения ($P_{пл} < P_{нас}$) для расчета потенциального дебита жидкости после оптимизации $Q_ж^{опт}$ используется следующее выражение [7]:

$$Q_ж^{опт} = K_{пр} \cdot \left(\frac{P_{пл}}{1.8} \cdot \left(1 - 0.2 \cdot \frac{P'_{заб}}{P_{пл}} - 0.8 \cdot \left(\frac{P'_{заб}}{P_{пл}} \right)^2 \right) \right) \quad (2)$$

Управление заводнением

Модуль «Управление заводнением» разработан для прогнозирования параметров разработки нефтяных залежей с применением прокси-моделирования и элементов машинного обучения.

Виды CRM

Capacitance Resistance Model (далее CRM) – емкостно-резистивная модель, на базе модели материального баланса и уравнения Дюпюи позволяющая рассчитывать прогноз основных показателей разработки с учетом

ФОРСИРОВАНИЕ СКВАЖИН | ОСТАНОВКИ | ВНУТРИСМЕННЫЕ ПРОСТОИ | СОХРАНИТЬ | ФИЛЬТР

№ П/П	№ СКВАЖИНЫ	ГУ	ТИП НАСОСА	ЧАСТОТА ФАКТ	ЗАМЕР АВОСЕТ			ОЖИДАЕМЫЙ РЕЖИМ					ОЖИДАЕМЫЙ ПРИРОСТ, Т/СУТ.
					Qж, м3/сут	Qн, т/сут.	Обв, %	Qж, м3/сут	Qн, т/сут.	Обв, %	Рзаб, атм	Частота	
1	AKSH_208	ЦППН-3" манифольд	УЭЦН	50	25.1	12.6	39	36	18.1	39	46.7	60	5.5
2	AKSH_246	ГУ-3 А	УЭЦН	50	24.5	13.1	35	36	19.3	35	38.1	60	6.2
3	AKSH_273	ГУ-2 (Южный)	УЭЦН	51	88	28.9	60	150	49.2	60	81.9	60	20.3
4	AKSH_285	ГУ-3 А	УЭЦН	48	180.5	36.6	75.4	480	97.2	75.4	99.3	60	60.7
5	AKSH_287	ГУ-1	УЭЦН	49	85.3	22.8	68	192	51.3	68	25.6	60	28.5
6	AKSH_344	ЦППН-4" манифольд	УЭЦН	48	60.3	11.3	77.3	96	18.1	77.3	32.1	60	6.7
7	NUR_151	ДНС-Север ОЗНА-1	УЭЦН	47	24	8.8	55	36	13.2	55	15.9	60	4.4

Рис. 6. Экран модуля «Форсирование скважин!»

гидродинамической связи между скважинами [8-13]. Модель материального баланса для пласта с заводнением представляется уравнением:

$$c_t \cdot Vp \cdot \frac{dp}{dt} = w(t) - q(t) \tag{3}$$

где c_t – общая сжимаемость, V_p – поровый объем, p – среднее пластовое давление, $w(t)$ – приемистость и $q(t)$ – дебит жидкости. Дебит жидкости скважин представлен следующим уравнением:

$$q(t) = J\left(p(t) - p_{wf}(t)\right) \tag{4}$$

где p_{wf} – забойное давление и J – коэффициент продуктивности добывающей скважины. Таким образом, p можно выразить через q, p_{wf} и J и, заменив его в уравнении (1), получить:

$$\tau \frac{dq}{dt} + q(t) = w(t) - \tau J \frac{dp_{wf}}{dt}$$

где значения дебитов и приемистостей в пластовых условиях, и τ – временная константа, представленная как:

$$\tau = \frac{c_t V_p}{J} \tag{6}$$

Обратная временной константы $1/\tau$ является эквивалентом темпа падения для добычи жидкости на естественном режиме работы пласта [14, 15].

Основные допущения моделей CRM:

- флюиды и поровый объем слегка сжимаемы;
- неизменная температура пласта;
- незначительные капиллярные силы;
- постоянный коэффициент продуктивности;
- постоянный объем с мгновенной реакцией пласта на закачку.

Основными входными данными являются исторические показатели добычи нефти, воды и закачки, забойные давления добывающих скважин, свойства породы, PVT свойства нефти, объемы пласта.

Существует следующие разновидности моделей CRM – CRMT (Tank Based Capacitance-Resistance Model), CRMB (Block Based Capacitance-Resistance Model), CRMP (Producer Based Capacitance-Resistance Model). Далее детально рассматривается модель CRMP, используемая для расчетов в системе.

CRMP

Модель producer based CRM (CRMP) является мультиобъемной моделью, где каждая добывающая скважина имеет свой поровый объем, и учитывает влияние всех нагнетательных скважин, потенциально влияющих на добычу жидкости.

Модель CRMP описывается следующим уравнением (рис. 7):

$$q_j(t_n) = q_j(t_0) e^{-\left(\frac{t_n - t_0}{\tau_j}\right)} + \sum_{k=1}^{n} \left\{ e^{-\left(\frac{t_n - t_k}{\tau_j}\right)} \left(1 - e^{\frac{-\Delta t_k}{\tau_j}}\right) \left[\sum_{i=1}^{N_i} \left[f_{ij} I_i^{(k)} \right] - J_j \tau_j \frac{\Delta p_{wf,j}^{(k)}}{\Delta t_k} \right] \right\} \tag{7}$$

где $q_j(t_n)$ - дебит жидкости в момент времени t_n; $q_j(t_0)$ -дебит жидкости в момент времени t_0; $\tau_j = \left(\frac{c_t V_p}{J}\right)_j$ - временная константа; C_t – общая сжимаемость; V_p – эффективный поровый объем; J – коэффициент продуктивности; Δt_k– временной шаг; f_{ij} - коэффициент взаимовлияния; I_i - закачка нагнетательной скважины i; J_i - коэффициент продуктивности; $\Delta p_{wf,j}^{(k)}$ - изменение забойного давления; c_t- общая сжимаемость; V_p - эффективный поровый объем.

Основными преимуществами модели CRMP являются возможность индивидуального расчета добычи жидкости по каждой добывающей скважины и определение доли закачки каждой нагнетательной скважины [16].

Практическое применение CRMP

В рамках практического применения модели CRMP были выполнены следующие работы:

- Разработка алгоритма адаптации;
- Адаптация CRMP на синтетических данных геолого-гидродинамических моделей (далее ГТДМ);
- Адаптация и прогноз на промысловых данных.

Коэффициенты взаимовлияния, коэффициент продуктивности и поровый объем параметры влияющие на качество адаптации. Подбор начальных оптимальных занчении этих переменных сильно влияют на скорость расчета. Подбор проводиться на основе итерационного метода численной оптимизации Broyden-Fletcher-Goldfarb-Shanno (BFGS) целью которой является нахождение локального минимума (MSE).

Представим задана невыпуклая функция $f(x, y)$ и необ-

ходимо решить задачу оптимизации *min(x, y)*:

1. Инициализируем начальную точку x_0, задаем точность поиска > 0. Определяем начальное приближение $H_0 = B_0^{-1}$,где B_0^{-1} – обратный гессиан функции. В качестве начального приближения можно взять гессиан функции, вычисленный в начальной точке x_0. Иначе можно использовать хорошо обусловленную, невырожденную матрицу, на практике часто берут единичную матрицу;

2. Находим точку, в направлении которой будем производить поиск:

$$p_k = -H_k \cdot \nabla f_k \tag{8}$$

3. Вычисляем x_{k+1} , через рекуррентное соотношение:

$$x_{k+1} = x_k + k \cdot p_k \tag{9}$$

Коэффициент k находим, используя линейный поиск,

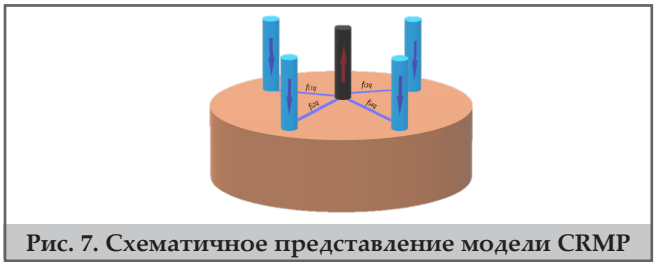

Рис. 7. Схематичное представление модели CRMP

где k удовлетворяет условиям Вольфе:

$$f\left(x_k + k \cdot p_k\right) \le f(x_k + c_1 \cdot k \cdot \nabla f_k^T \cdot p_k \tag{10}$$

$$\nabla f\left(x_k + k \cdot p_k\right)^T \cdot p_k \ge c_2 \cdot \nabla f_k^T \cdot p_k \tag{11}$$

Константы c_1 и подбирают c_2 следующим образом $0 \le c_1 \le c_2 \le 1$.

Таблица 1

Характеристики секторных моделей

№	№	Case	Свойства грида	Неоднородность для проницаемости	Варианты	Краткое описание
1	1	A	Однородный (4 добывающих и 1 нагнетательная)	без изменений	A-1	базовый (без изменения режимов добывающих и нагнетательных скважин)
2	2			без изменений	A-2	изменение режима нагнетательных скважин
3	3			без изменений	A-3	изменение режима добывающих скважин
4	1	B	неоднородный-однопарный (1 добывающая и 1 нагнетательная)	B1- эллипс	B-1-1	базовый (без изменения режимов добывающих и нагнетательных скважин)
5	2				B-1-2	изменение режима нагнетательных скважин
6	3				B-1-3	изменение режима добывающих скважин
7	4			B2- прямоугольник	B-2-1	базовый (без изменения режимов добывающих и нагнетательных скважин)
8	5				B-2-3	изменение режима нагнетательных скважин
9	6				B-2-3	изменение режима добывающих скважин
10	1	C	неоднородный – двупарный (2 добывающих и 1 нагнетательная)	C1- эллипс	C-1-1	базовый (без изменения режимов добывающих и нагнетательных скважин)
11	2				C-1-2	изменение режима нагнетательных скважин
12	3				C-1-3	изменение режима добывающих скважин
13	4			C2- прямоугольник	C-2-1	базовый (без изм. режимов доб. и нагн.скв)
14	5				C-2-3	изменение режима нагнетательных скважин
15	6				C-2-3	изменение режима добывающих скважин
16	1	D	Однородный сложный (16 добывающих + 9 нагнетательных)	без изменений	D-1-1	изменение режима нагнетательных скважин
17	2		Неоднородный сложный (16 добывающих + 9 нагнетательных)	Рандомное распределение	D-1-2	изменение режима добывающих + нагнетательных скважин
18	3	E	Однородный увеличенный	без изменений	E-1	увеличенный грид, - изменение режима добывающих + нагнетательных скважин

4. Определяется векторы:

$$s_k = x_{k+1} + x_k \tag{12}$$

$$y_k = \nabla y_{k+1} + \nabla f_k \tag{13}$$

где s_k – шаг алгоритма на итерации, y_k – изменение градиента на итерации.

5. Обновляем гессиан функции:

$$H_{k+1} = \left(l - k \cdot y_k \cdot s_k^T\right) + s_k \cdot s_k^T \tag{14}$$

где $k = \frac{1}{y_k^T \cdot s_k}$, l – единичная матрица.

Оптимальные значения пременных, определенные в результате адаптации, применяются в дальнейших расчетах по прогнозированию дебитов при заданных приемистостей и забойных давлений скважин [17, 18].

Кластеризация

Результаты тестирования на данных ГГДМ

На начальном этапе работ с целью адаптации модели CRMP на синтетических данных ГГДМ было подготовлено 18 секторных моделей различной сложности с геологическими и физико-химическими свойствами горизонта М-II-1 месторождения Акшабулак Центральный. Данная работа выполнялась для оценки работоспособности модели на «чистых» данных приемистостей нагнетательных скважин, дебитов и забойных давлений добывающих скважин. Модели состояли из девяти нагнетательных и шестнадцати добывающих скважин (табл.1).

Среднее отклонение расчетных дебитов жидкости от гидродинамической модели по результатам адаптации составило 9%. Отклонение расчетных дебитов жидкости от исторических по добывающим скважинам составило 13%.

Результаты тестирования на промысловых данных

В связи с положительными результатами расчетов CRMP на синтетической модели, были проведены расчеты алгоритма CRMP на реальных промысловых данных.

Адаптация модели на промысловые данные выполнена на трехлетний период, при котором значения отклонения абсолютной средней ошибки (факт/расчётный) дебитов жидкости по скважинам варьируется в диапазоне от 7 до 32 % (рис. 8).

Большие отклонения в основном связаны с погрешностью/неточностью промысловых замеров, и нефизичностью продуктивности скважины.

С целью улучшения адаптации модели CRMP на фактические промысловые данные, в ПО Python были реализованы различные варианты «слепого тестирования» (blind test). В соответствии с планом, были разработаны 9 вариантов расчета модели с адаптацией на полный период (3 года), 200 дней и 100 дней, и прогнозным периодом на 7, 30 и 90 дней. В результате выполненных расчетов наилучшая адаптация получена по варианту 100 дней адаптации с 30 дневным прогнозном, средняя ошибка Mean absolute percentage error (MAPE) по всем скважинам составило - 21.8%.

На рисунке 9 представлены результаты по значениям MAPE с разбиением на кластеры.

Алгоритм расчета прогнозного дебита нефти предусматривает параллельное вычисление зависимостей нескольких моделей, таких как:

1. Линейный водонефтяной фактор (ВНФ) от накопленной добычи нефти;
2. Экспоненциальный ВНФ от запасов нефти на скважину;
3. Логарифм ВНФ от логарифма закачки.

Была выполнена интеграция кода прогноза дебита нефти в программный код прокси-модели CRMP.

Взаимодействие модуля «Управление заводнением» с модулем «Форсирование скважин»

Алгоритм решения «Оптимизационной задачи»

Решение оптимизационной задачи подразумевает решение задачи максимизации добычи нефти путем изменения значений забойных давлений на добывающих скважинах и приемистости на нагнетательных. Основными ограничениями при расчете оптимизированного варианта являются:

- Ограничения по закачке;
- Ограничения по целевым забойным давлениям на уровне технологического потенциала по всем добывающим скважинам, полученного в расчетах технологического режима скважин.

Для решения оптимизационной задачи был выбран эвристический алгоритм поиска. Данный алгоритм использует методы последовательного подбора, комбинирования и вариации искомых параметров с целью определения оптимальной комбинации параметров для достижения максимальных дебитов нефти.

В прогнозных расчетах CRMP по сценариям оптимизации предполагается что будет множество вариантов, среди которых будут выбраны наилучшие по указанным критериям пользователя. При выполнении расчетов множества вариантов в программе необходимо учесть диапазон граничных условий по допустимым уровням закачки нагнетательных скважин и забойным давлениям добывающих скважин, чтобы рассчитываемые прогнозные варианты были в коридоре предустановленных минимальных и максимальных значений параметров разработки.

В рамках СОП УДНГ решение оптимизационной задачи производится по всем скважинам выбранного объекта.

Алгоритм решения «Компенсационной задачи»

Решение задачи компенсации потерь нефти учитывает алгоритмы использованные в задачах оптимизации добычи нефти, с итерационными циклами. Компенсация потерь выполняется отдельно по объектам месторождения. Таким образом, входными параметрами для модели являются объемы потерь добычи нефти, которые необходимо компенсировать, и скважины кандидаты, которые имеют потенциал для оптимизации добычи жидкости.

Потери нефти должны быть рассчитаны и разделены на объекты разработки и записаны в массив данных пообъектно. (далее objQloss[i])

$$Q_{н,потерь} = \underbrace{Q_{нп,скв1} + Q_{нп,скв2}}_{Q_{нп,объектI}} + \underbrace{Q_{нп,скв3} + Q_{нп,скв4} + Q_{нп,скв5}}_{Q_{нп,объектII}} + \underbrace{Q_{нп,скв6}}_{Q_{нп,объектIII}} + \cdots$$

Кандидаты добывающих скважин для оптимизации также записываются в лист и сортируются по объектам с применением дополнительных пользовательских фильтров (далее wellPlist[i]).

Алгоритм решения компенсационной задачи выпол-

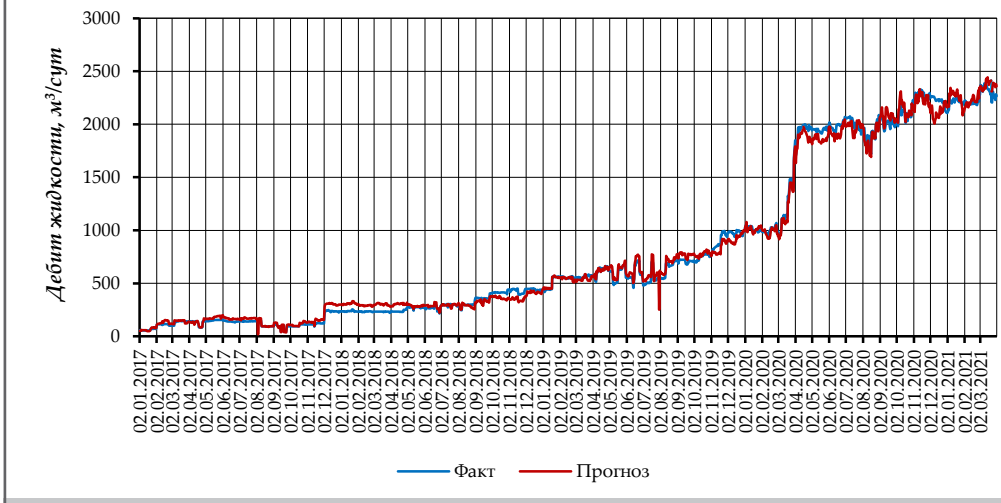

Рис. 8. Адаптация модели CRMP на фактические промысловые данные

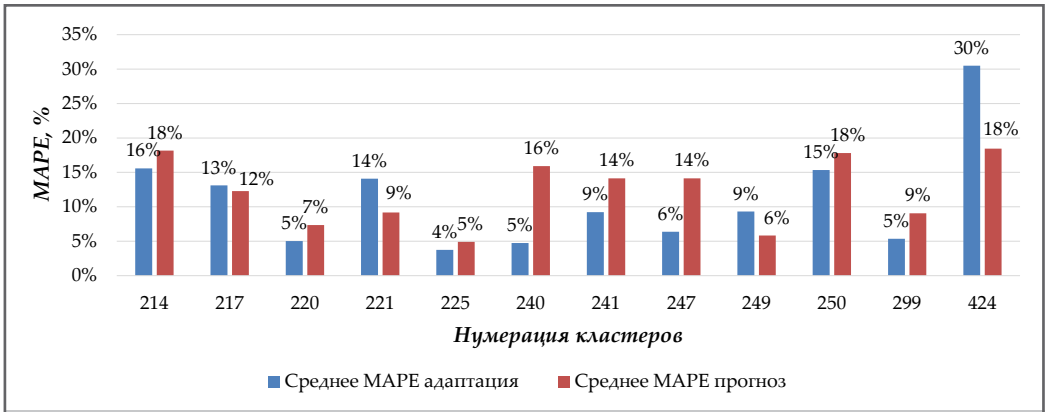

Рис. 9. Средние значения MAPE по адаптации на 100 дней и прогнозу на 30 дней

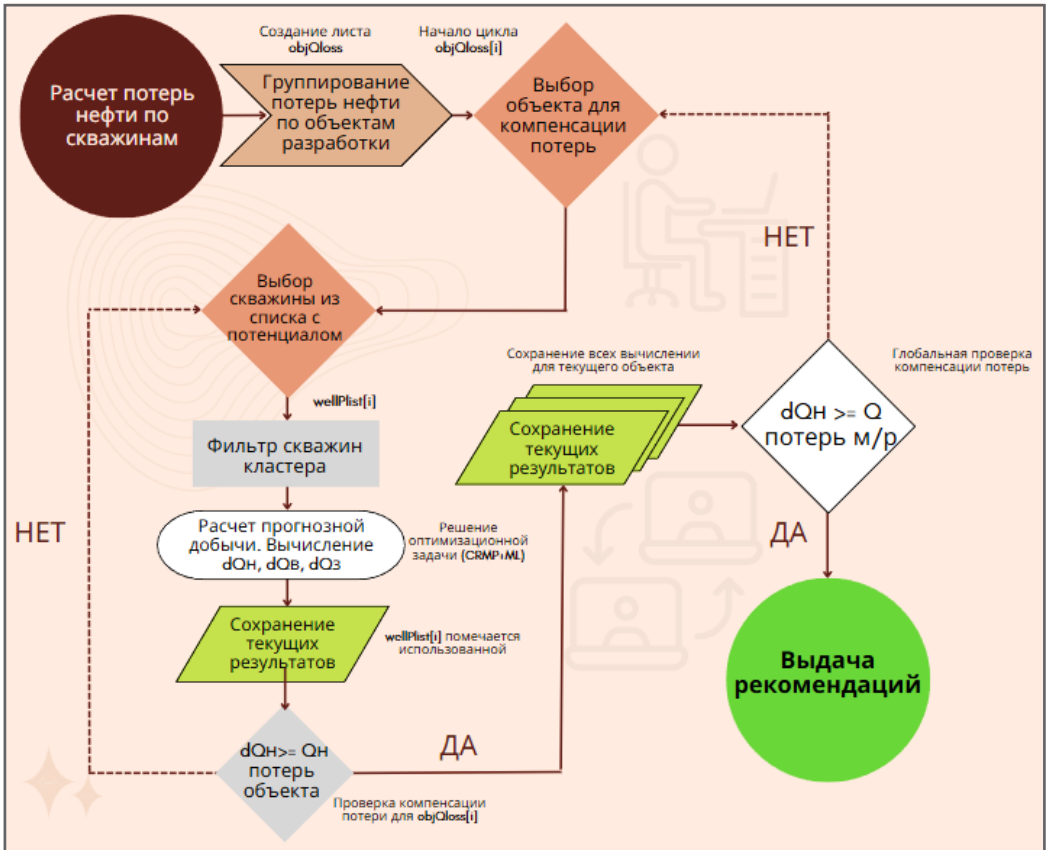

Рис. 10. Блок-схема решения задачи по компенсации потерь добычи нефти в рамках проекта СОП УДНГ

няется итеративно по объектам для каждой objQloss[i]. Модель оптимизационной задачи по прогнозу оптимизированной добычи нефти запускается для списка скважин wellPlist[i] итерационно до тех пор, пока потери i-того объекта не будут компенсированы. Если скважины с потенциалом отсутствуют/закончились в списке wellPlist[i], но при этом потери текущего объекта не компенсированы, то в таком случае остаток некомпенсированных потерь суммируются к потерям следующего объекта. Если в конце цикла, после расчета последнего значения списка objQloss[i], все еще остаются некомпенсированные потери, запускается новая итерация по списку wellPlist[i] для неиспользованных скважин, если таковые имеются. В результате расчетов выдаются значение разницы потерь и суммы прогнозных расчетов всех оптимизированных скважин и список скважин с рекомендуемыми режимами для оптимизации.

Блок-схема алгоритма по решению задачи компенсации потерь добычи нефти представлен на рисунке 10 с примечаниями и пояснениями.

В период ноябрь-декабрь 2022 года во время опытно-промышленных испытаний (ОПИ) системы на 10 скважинах горизонта М-II-1 месторождения Акшабулак Центральный (6 нагнетательных и 4 добывающих) были проведены регулировки режимов (рис. 11). По результатам проведенных работ дополнительная добыча нефти за 55 дней составило 1255 тонн (табл. 2). Необходимо отметить что на 2 нагнетательных скважинах рекомендации по увеличению объемов закачки воды реализовать не удалось по техническим причинам. Согласно базовому-плану проекта, завершение ОПИ планируется в конце марта 2023 года.

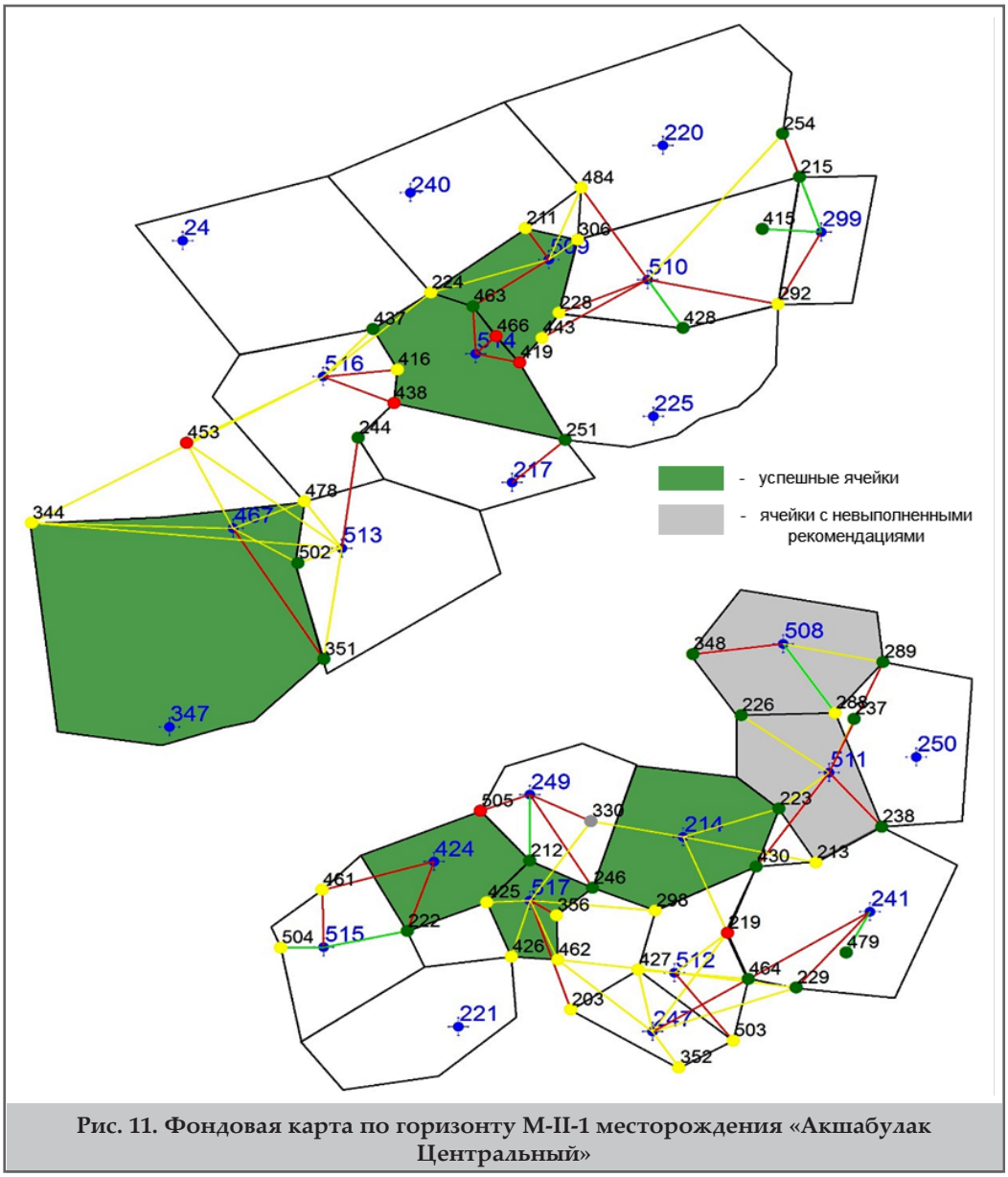

Рис. 11. Фондовая карта по горизонту М-II-1 месторождения «Акшабулак Центральный»

Результаты регулирования режимов работы скважин — **Таблица 2**

Ячейки	Скважины	Категория	Рекомендация	Статус	Дата выполнения	Дополнительная добыча нефти, т
Ячейка Акш509	Акш509	нагнетательная	Снизить закачку с 150 до 108 м³/сут	выполнено	24.11.2022	**114**
	Акш306	добывающая				-61
	Акш211	добывающая				135
	Акш224	добывающая	Увеличить отборы жидкости	выполнено	08.12.2022	41
Ячейка Акш467	Акш467	нагнетательная	Снизить закачку с 54 до 39 м³/сут	выполнено	19.12.2022	**258**
	Акш344	добывающая				45
	Акш453	добывающая				-27
	Акш478	добывающая				254
	Акш502	добывающая				-14
Ячейка Акш514	Акш514	нагнетательная	Снизить закачку с 185 до 106 м³/сут	выполнено	19.12.2022	**344**
	Акш463	добывающая				224
	Акш466	добывающая	Увеличить отборы жидкости	выполнено	04.12.2022	121
Ячейка Акш508	Акш508	нагнетательная	Увеличить закачку с 119 до 156 м³/сут	не выполнено		
	Акш348	добывающая				
	Акш226	добывающая				
	Акш288	добывающая				
	Акш237	добывающая				
Ячейка Акш511	Акш511	нагнетательная	Увеличить закачку с 140 до 159 м³/сут	не выполнено		
	Акш288	добывающая				
	Акш289	добывающая				
	Акш237	добывающая				
Ячейка Акш424	Акш424	нагнетательная	Снизить закачку с 107 до 80 м³/сут	выполнено	19.12.2022	**92**
	Акш461	добывающая				92
Ячейка Акш214	Акш214	нагнетательная	Снизить закачку с 115 до 72 м³/сут	выполнено	19.12.2022	**37**
	Акш246	добывающая				65
	Акш298	добывающая				-22
	Акш430	добывающая				-30
	Акш213	добывающая				26
	Акш223	добывающая				-2
Ячейка Акш517	Акш517	нагнетательная	Снизить закачку с 106 до 54 м³/сут	выполнено	19.12.2022	**410**
	Акш426	добывающая				20
	Акш425	добывающая				34
	Акш212	добывающая				-31
	Акш222	добывающая	Увеличить отборы жидкости	выполнено	23.12.2022	190
	Акш356	добывающая				1
	Акш462	добывающая				39
	Акш479	добывающая	Увеличить отборы жидкости	выполнено	24.12.2022	157
					ИТОГО:	**1255**

Выводы

Таким образом, авторы статьи попытались изложить основные принципы интеллектуальной системы «Система оперативного поддержания уровня добычи нефти и газа и управление заводнением».

Благодаря разработке и внедрению интеллектуальной Системы оперативного поддержания уровня добычи нефти и газа и управление заводнением были достигнуты следующие результаты:

1. Внедрением современных технологий и автоматизации процессов принятия решения ориентировочно производительность труда увеличен на ~19.1 %;

2. Разработана методика прогнозирования добычи нефти с применением технологии машинного обучения. Средняя абсолютная ошибка составило 21.8 %;

3. Дополнительная добыча от реализации выданных рекомендации системой составило 1255 тонн за 2 месяца;

4. NPV проекта внедрения интеллектуальной системы оценивается на уровне ~1.3 млн $ при капитальных затратах ~0.4 млн $. Дисконтированный срок окупаемости составляет ~4 года.

Как и любое программное обеспечение, система предполагает хорошее качество входных данных, в случае низкого качества данных система сигнализирует и позволяет пользователю проводить собственный анализ по коррелируемым входным параметрам для расчета.

В долгосрочной перспективе разработанный алгоритм по прогнозированию добычи с применением искусственных нейронных сетей может опровергнуть прогнозы, основанных на стандартных подходах и методах моделирования и произвести революцию. На текущий момент применение искусственных нейронных сетей в нефтедобыче находится в зачаточном состоянии и ее эволюция замедлена. В случае успешной реализации и тиражирования системы разработанные алгоритмы докажут свое право быть в других отраслях по добыче полезных ископаемых.

Литература

1. Мусекенов, Т. М., Абдиев, Б. А., Конысова, Л. Ж. (2022). Программа развития цифровизации месторождений АО НК «Казмунайгаз» 2023-2027 гг. *Астана: Рауан.*

2. Корина, И. (2020). Цифровые навыки в наши дни (Russian Edition). *Sciencia Scripts.*

3. Назарбаев, Н. А. (2017). Государственная программа «Цифровой Казахстан». *Астана.*

4. Ивановский, В. Н., Сабиров, А. А., Салихова, А. Р. и др. (2019). Развитие цифрового месторождения за счет использования блока интеллектуализации нижнего уровня скважин. *Neftegaz.ru*, 6, 16-19.

5. Ивановский, В. Н., Герасимов, И. Н., Брюханов, С. В., Золотарев, И. В. (2016). Разработка и внедрение виртуального расходомера для скважин, оборудованных установками центробежных насосов. *Территория «Нефтегаз»*, 11, 115-120.

6. Richardson, J. G., Blackwell, R. J. (1971). Use of simple mathematical models for predicting reservoir behaviour. *Journal of Petroleum Technologies*, 23(09), 1145-1154.

7. Сенсизбай, А. Н., Наукенов, А. Ж. (2018). Методика по составлению технологических режимов эксплуатации нефтедобывающих скважин в группе компаний АО НК «Казмунайгаз». *Астана: АО НК «Казмунайгаз».*

8. Мищенко, И. Т. (2003). Скважинная добыча нефти. *Москва: Нефть и газ.*

9. Bruce, W. A. (1943). An electrical device for analyzing oil-reservoir behavior. *Petroleum Technology*, 151, 112–124.

10. Zhao, H., Kang, Z., Zhang, X., et al. (2015, February). A data-driven model for history matching and prediction for waterflooding monitoring and management with a field application. In: *SPE Reservoir Simulation Symposium. Society of Petroleum Engineers.*

11. Dake, L. P. (1998). Fundamentals of reservoir engineering. *Amsterdam-London-New York-Tokyo: Elsevier.*

12. Vishnyakov, V. V., Suleimanov, B. A., Salmanov, A. V., Zeynalov, E. B. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *Gulf Professional Publishing*.

13. Сулейманов, Б. А. (2022). Теория и практика увеличения нефтеотдачи пластов. *Москва-Ижевск: Институт Компьютерных Исследований.*

14. Albertoni, A., Lake, L. W. (2003). Inferring interwell connectivity only from well-rate fluctuations in waterfloods. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 6, 6–16.

15. Yousef, A. A., Gentil, P. H., Jensen, J. L., Lake, L. W. (2006). A capacitance model to infer interwell connectivity from production and injection rate fluctuations. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, *9*, 630–646.

16. Sayarpour, M., Zuluaga, E., Kabir, C. S., Lake, L. W. (2009). The use of capacitance-resistance models for rapid estimation of waterflood performance and optimization. *Journal of Petroleum Science and Engineering,* 69, 227–238.

17. Жетруов, Ж. Т., Шаяхмет, Қ. Н., Карсыбаев, К. К. и др. (2022). Применение прокси-моделей при прогнозировании параметров разработки нефтяных залежей. *Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана*, 4(2), 48-57.

18. Ишангалиев, С. В., Жетруов, Ж. Т., Кайракбаев, Н. Б. и др. (2022). Программа ЭВМ «Система оперативного поддержания уровня добычи нефти и газа и управление заводнением». *Авторское право Республики Казахстан № 31082.*

References

1. Musekenov, T. M., Abdiev, B. A., Konysova, L. Z. (2022). Program for the development of digitalization of fields of JSC «NC Kazmunaigas» 2023-2027. *Astana: Rauan.*

2. Korina, I. (2020). Digital skills toady (Russian Edition). *Sciencia Scripts.*

3. Nazarbayev, N. A. (2017). State program «Digital Kazakhstan». *Astana*.

4. Ivanovski, V. N., Sabirov, A. A., Salihova, A. R., et al. (2019). Development of a digital field through the use of a block of intellectualization of the lower level of wells. *Neftegaz.ru,* 6, 16-19.

5. Ivanovski, V. N., Gerasimov, I. N., Bruhanov, S. V., Zolotarev, I. V. (2016). Development and implementation of a virtual flow meter for wells equipped with centrifugal pumps installations. *Oil and Gas Territory*, 11, 115-120.

6. Richardson, J. G., Blackwell, R. J. (1971). Use of simple mathematical models for predicting reservoir behaviour. *Journal of Petroleum Technologies*, 23(09), 1145-1154.

7. Sensizbay, A. N., Naukenov, A. Z. (2018). Methodology for compiling technological regimes for the operation of oil wells in the group of companies of JSC «NC «Kazmunaigas». *Astana: JSC «NC «Kazmunaigas».*

8. Mishenko, I. T. (2003) Well oil production. *Moscow: Oil and Gas.*

9. Bruce, W. A. (1943). An electrical device for analyzing oil-reservoir behavior. *Petroleum Technology*, 151, 112–124.

10. Zhao, H., Kang, Z., Zhang, X., et al. (2015, February). A data-driven model for history matching and prediction for waterflooding monitoring and management with a field application. In: *SPE Reservoir Simulation Symposium. Society of Petroleum Engineers.*

11. Dake, L. P. (1998). Fundamentals of reservoir engineering. *Amsterdam-London-New York-Tokyo: Elsevier.*

12. Vishnyakov, V. V., Suleimanov, B. A., Salmanov, A. V., Zeynalov, E. B. (2019). Primer on enhanced oil recovery. *Gulf Professional Publishing*.

13. Suleimanov, B. A. (2022). Theory and practice of enhanced oil recovery. *Moscow-Izhevsk, ICS.*

14. Albertoni, A., Lake, L. W. (2003). Inferring interwell connectivity only from well-rate fluctuations in waterfloods. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 6, 6–16.

15. Yousef, A. A., Gentil, P. H., Jensen, J. L., Lake, L. W. (2006). A capacitance model to infer interwell connectivity from production and injection rate fluctuations. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, *9*, 630–646.

16. Sayarpour, M., Zuluaga, E., Kabir, C. S., Lake, L. W. (2009). The use of capacitance-resistance models for rapid estimation of waterflood performance and optimization. *Journal of Petroleum Science and Engineering,* 69, 227–238.

17. Zhetruov, Zh. T., Sayahmet, K. N., Karsybayev, K. K., et al. (2022). Application of proxy models for oil reservoirs performance prediction. *Bulletin of the Oil and Gas Industry of Kazakhstan,* 4(2), 48-57.

18. Ishangaliyev, S. V., Zhetruov, Zh. T., Kayrakbayev, N. B., et al. (2022). Computer program «Intelligent system operational maintenance of the level of oil and gas production and waterflooding management». *Copyright of the Republic of Kazakhstan № 31082.*

Разработка интеллектуальной системы оперативного поддержания уровня добычи нефти и газа и управление заводнением

Б. А. Шиланбаев[1], С. В. Ишангалиев[2], Ж. Т. Жетруов[2], К. Н. Шаяхмет[2], М. Колдей[1]
[1]ТОО СП «Казгермунай», Кызылорда, Казахстан
[2]ТОО «КМГ Инжиниринг», Астана, Казахстан

Реферат

В данной статье рассматривается разработка интеллектуальной системы оперативного поддержания уровня добычи нефти и газа (СОП УДНГ) в рамках реализации Стратегии развития информационных технологий управления данными и Программы развития цифровизации месторождений АО «НК Казмунайгаз». Преимущество системы заключается в мультизадачности и использовании практически всех данных поступающих с производственных объектов в режиме реального времени. Основной задачей системы является управление группой скважин с учетом их взаимовлияния для максимизации добычи нефти и уменьшения отрицательного влияния несогласованной работы скважин без нанесения урона рациональной системе разработки месторождения. Значительной особенностью разработанной системы является создание сложных алгоритмов по прогнозированию основных показателей разработки с применением искусственных нейронных сетей, базирующих на комбинации методов CRM (Capacity resistance model), FFNN (feedforward neural network), MBM (material balance model) и BFGS (Broyden-Fletcher-Goldfarb-Shanno local search optimization). В ходе опытно-промышленного испытания на 10 скважинах проводилась регулировка режимов согласно рекомендациям, выданным СОП УДНГ и система подтвердила свою работоспособность и эффективность применения.

Ключевые слова: виртуальный расходомер; производительность труда; обратное распределение; машинное обучение; рациональная система разработки; нейронные сети.

Neft və qaz hasilatı səviyyəsinin operativ saxlanılması üçün ağıllı sistemin hazırlanması və sulaşmanın idarə edilməsi

B. A. Şılanbayev[1], S. V. İşanqaliyev[2], J. T. Jetrukov[2], K. N. Şayaxmet[2], M. Koldey[1]
[1]MMT «Kazqermunay»BM», Kızılorda, Qazaxıstan
[2]«MMT KMG İnjinirinq», Astana, Qazaxıstan

Xülasə

Bu məqalədə məlumatların idarə edilməsi üçün informasiya texnologiyalarının inkişafı strategiyasının və «NK KazMunayGaz»ASC yataqlarının rəqəmsallaşdırılmasının inkişafı proqramının həyata keçirilməsi çərçivəsində neft və qaz hasilatı səviyyəsinin operativ saxlanılması üçün ağıllı bir sistemin inkişafı müzakirə olunur. Sistemin üstünlüyü multiməsələlilik və istehsal müəssisələrindən real vaxt rejimində daxil olan, demək olar ki, bütün məlumatların istifadəsidir. Sistemin əsas vəzifəsi neft hasilatını maksimum dərəcədə artırmaq və yatağın işlənməsinin rasional sisteminə zərər vermədən quyuların razılaşdırılmamış işinin mənfi təsirini azaltmaq üçün bir qrup quyunun qarşılıqlı təsirini nəzərə alaraq idarə etməkdir. İşlənilmiş sistemin əhəmiyyətli bir xüsusiyyəti, CRM (Capacityresistancemodel), FFNN (feedfordneuralnetvork), MBM (materialbalancemodel) və BFGS (Broyden-Fletcher-Goldfarb-Shanno local search optimization) üsulalrının birləşməsinə əsaslanan süni neyron şəbəkələrindən istifadə edərək inkişafın əsas göstəricilərini proqnozlaşdırmaq üçün kompleks alqoritmlərin yaradılmasıdır. On quyuda təcrübi - sənaye sınağı zamanı rejimlər neft və qaz hasilatı səviyyəsinin operativ saxlanılması sistemi tərəfindən verilən tövsiyələrə uyğun olaraq rejimlərin tənzimlənməsi aparıldı və sistem öz iş qabiliyyəti və tətbiqinin səmərəliliyini təsdiqlədi.

Açar sözlər: virtual sərfölçən; əmək məhsuldarlığı; əks paylama; maşın öyrənməsi; rasional işləmənin sistemi; neyron şəbəkələr.