

Разработка информационно-аналитической системы мониторинга и управления эксплуатационным фондом скважин НГДУ «Альметьевнефть»

О.В. Денисов

начальник бюро АРИС
denisovov@asu.tatneft.ru

Р.Г. Гирфанов

начальник ЦИООП
girfanov_r@tatneft.ru

А.В. Кузьмина

инженер бюро АРИС
kuzminaav@asu.tatneft.ru

ООО «ТатАСУ», Альметьевск, Россия

В данной статье представлены основные направления разработки и реализации информационно-аналитической системы мониторинга и управления телемеханизированным фондом скважин НГДУ «Альметьевнефть». Изложены подходы к оценке степени взаимовлияния скважин на основе анализа данных телеметрии (идентификация параметров упрощенной системы дифференциальных уравнений материального баланса, нейросетевой анализ), предложен способ использования нейросетевых алгоритмов в реализации подхода нестационарного заводнения, указаны схемы расчетных блоков разработанной информационной системы. Предложен способ разбиения разрабатываемой площади на участки наибольшей гидродинамической связи, приведена иллюстрация использования автоматизированного анализа данных в задаче подбора режимов скважин.

Материалы и методы

На основе применения нейросетевых алгоритмов разработана методика оценки взаимовлияния скважин и способ подбора режимов при заводнении.

Ключевые слова

информационная система, управление фондом скважин, взаимовлияние скважин, нестационарное заводнение

В 2013 г. НГДУ «Альметьевнефть» и ООО «ТатАСУ» было принято совместное решение о разработке информационно-аналитической системы, позволяющей превратить накопленные телеметрические данные с телемеханизированного фонда скважин в необходимую технологическую информацию, которая позволила бы использовать ее в целях контроля и управления процессом эксплуатации, решения задач оптимизации закачки технологического агента и извлечения продукции.

Одним из первых подходов в анализе данных стал подход обнаружения явлений взаимовлияния и интерференции скважин на основе анализа накопленных замеров телеметрии. Разработка системы производилась по трем направлениям:

- идентификация параметров упрощенных систем дифференциальных уравнений материального баланса с целью оценки взаимовлияния скважин по данным телеметрии;
- использование нейросетевых моделей для обнаружения явлений взаимовлияния скважин по данным телеметрии;
- использование эмпирико-эвристических алгоритмов для обнаружения вышеуказанных явлений.

Алгоритм идентификации параметров упрощенных систем дифференциальных уравнений может быть описан следующим образом.

Для рассматриваемой задачи базовым является уравнение материального баланса [1]:

$$\tau_i \frac{\partial p_i(t)}{\partial t} = w_{ij_1}(p_{j_1} - p_i) + w_{ij_2}(p_{j_2} - p_i) + \dots + w_{ij_n}(p_{j_n} - p_i) - q_i,$$

где i — номер прискважинной зоны;

$j_k, k = (0, \bar{n})$ — номера зон соседних с i ;

$\tau = \beta V_i$;

β — упругость пласта (МПа⁻¹);

$V_i = V^* m = h \cdot l \cdot m$ — пористый объем i -ого блока пласта (м³);

h — толщина пласта (м);

l — расстояние между скважинами (м);

m — пористость пласта;

w_{ij_n} — гидропроводность между скважинами i и j_n (м³/МПа·сут).

В начале работы алгоритма гидропроводностям $w_{ik}, \forall i \in L \forall k \in K$ присваиваются некоторые значения. Далее на каждой итерации алгоритма решается система уравнений материального баланса для скважин исследуемого блока. При решении системы становятся известными теоретические значения давлений $P_i^T(t) \forall t \in T \forall i \in I, \bar{n}$.

Вычисляя с помощью метода наименьших квадратов поправку $\Delta w_{ik}, \forall i \in L \forall k \in K$, корректируем значения гидропроводностей для следующей итерации алгоритма $w_{ik}^{i+1} = w_{ik}^i + \Delta w_{ik}$.

Данные итерации повторяются до достижения удовлетворительной точности, которая определяется отношением

$$|I^k - I^{k-1}| / I^{k-1},$$

где k — номер итерации, а функционал I вычисляется как $I = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n (P_i^{\phi}(t) - P_i^T(t))^2$ ($P_i^{\phi}(t)$ — фактические значения давлений).

Реализация алгоритмов идентификации параметров упрощенных систем дифференциальных уравнений материального баланса производилась с целью обоснования решений другими методами, т.к. сами алгоритмы являются наиболее широко представленными в современных публикациях и близки к классическим подходам решения подобного рода задач. Основным их недостатком было выявлено то, что даже для небольшого фонда скважин вычислительные затраты превышают допустимые нормы для внедрения их в интерактивные автоматизированные рабочие места, поэтому были произведены попытки изменения моделей, ускорения работы алгоритмов.

Вторым этапом был опробован нейросетевой подход идентификации межскважинного взаимовлияния, который по своей сути позволял определить степень взаимовлияния скважин без получения значений конкретной физической величины (гидропроводности в межскважинных интервалах) [1, 2]. Алгоритмы позволили производить «ковровые расчеты» (сплошные по участкам) степени взаимовлияния скважин при малых затратах времени, а скоррелированность результатов с идентификацией параметров на системах уравнений материального баланса подтверждала адекватность предложенных расчетных схем.

В реализации расчетного алгоритма использовался алгоритм двунаправленных самоорганизующихся карт Кохонена [2]. Суть способа заключается в следующем. Выбирается скважина (основная) относительно которой необходимо получить степень её гидродинамической связи со скважинами-соседками (первый, второй ряды скважин). Для наблюдаемого участка площади и заданного интервала времени производится выборка замеренных параметров Q (расхода) и P (давлений на приеме насоса для добывающих скважин, устьевых давлений для скважин поддержания пластового давления). Значения давлений пересчитываются для приведения их к забойным. На обучение первого слоя карты Кохонена поступают значения Q^*P скважин-соседок (обучающие векторы представляют собой набор значений $Q_i^*P_i$ по каждой скважине в моменты времени t_i ($i = (0, \bar{n})$), а второго слоя — значения Q^*P основной скважины в те же моменты времени. В результате самообучения взаимные состояния $Q_i^*P_i$ кластеризуются, а количество

совместных по времени замеров сокращается с n до заданного количества узлов карты. Полученные совместные состояния значений Q^*P по скважинам в узлах соответствуют наиболее частым их взаимным состояниям на всей выборке моментов t_i ($i = (0, \bar{n})$). Одним из вариантов оценки степени взаимовлияния скважин может быть расчет коэффициентов корреляции последовательной выборки значений Q^*P из пронумерованных узлов карты первого слоя относительно последовательной выборки значений из второго (кластеризованной выборки замеров основной скважины) [1]. На одну из вариаций способа оценки взаимовлияния получен патент [3].

Третьим реализованным блоком был набор эвристических алгоритмов, которые по своей сути повторяют мыслительные операции геолога при анализе замеров технологических параметров в момент исследования их на предмет оценки степени взаимовлияния. Построение матрицы взаимовлияния скважин-соседей в этом случае производилось на основе автоматизированного анализа показателей дебитов, закачек и заключалось в подсчете за период состояний взаимных изменений трендов показателей по скважинам соседкам относительно выделенной наблюдаемой. Алгоритмы показали высокую степень сходства результатов с другими реализованными методами.

В начале 2015 г. был реализован законченный информационный продукт, который включал в себя все три направления по идентификации взаимовлияния скважин (рис. 1).

На основе применения аналитического инструмента идентификации взаимовлияния скважин по данным телеметрии на 3-м блоке Березовской площади Ромашкинского месторождения было качественно и количественно оценено взаимовлияние в системе нагнетательных и добывающих скважин, позволившее оптимизировать заводнение. На примере участка заводнения была произведена оценка эффективности закачки воды, выделена эффективная доля, оптимизированы режимы нагнетательных скважин [1].

Второй вехой разработки информационно-аналитической системы стало создание полноценного автоматизированного комплекса, позволяющего на основе идентифицированных коэффициентов взаимовлияния формировать управляющие команды по изменению режимов по участкам в рамках реализации стратегии нестационарного заводнения.

В результате опытных работ был опробован и внедрен следующий подход по разбиению эксплуатируемого объекта на управляемые участки:

- координаты взаимного расположения забоев (середины интервалов перфорации продуктивного горизонта) подвергаются разбиению Вороного на карте (рис. 1), что обеспечивает однозначное пространственное определение скважин-соседей;
- для скважин ППД рассчитываются векторы геометрической суммы расчетных коэффициентов взаимовлияния, направленных от заданной скважины ППД в направлении ее соседок (по разбиению Вороного) и равных по модулю расчетным коэффициентам взаимовлияния;
- производится последовательное перемещение координат забоев скважин ППД в направлении рассчитанного суммарного

вектора на величину равную среднему значению модулей векторов, направленных от целевой скважины ППД к координатам забоев соседок;

- производится кластеризация вновь полученных координат забоев скважин на однослойной карте Кохонена [2] с заданным количеством узлов;
- принадлежность координат к конкретному узлу полученной карты Кохонена определяет к какой из управляемых групп (участков) относится та или иная скважина.

Для автоматизации стратегии циклического заводнения реализована система

управления базами данных (СУБД), которая накапливает параметры, определяющие состояния работы скважин: уставка остановки скважины по достижению давления на приеме насоса, уставка по остановке скважины по достижению суточного дебита, уставка по остановке скважины по давлению на устье (ППД), уставка по объему закачанного агента в сутки (ППД), время работы/проста скважины.

«Циклирование» по участкам производится периодическими включениями/отключениями (на скважинах, оборудованных ЧРЭП — уменьшением/увеличением

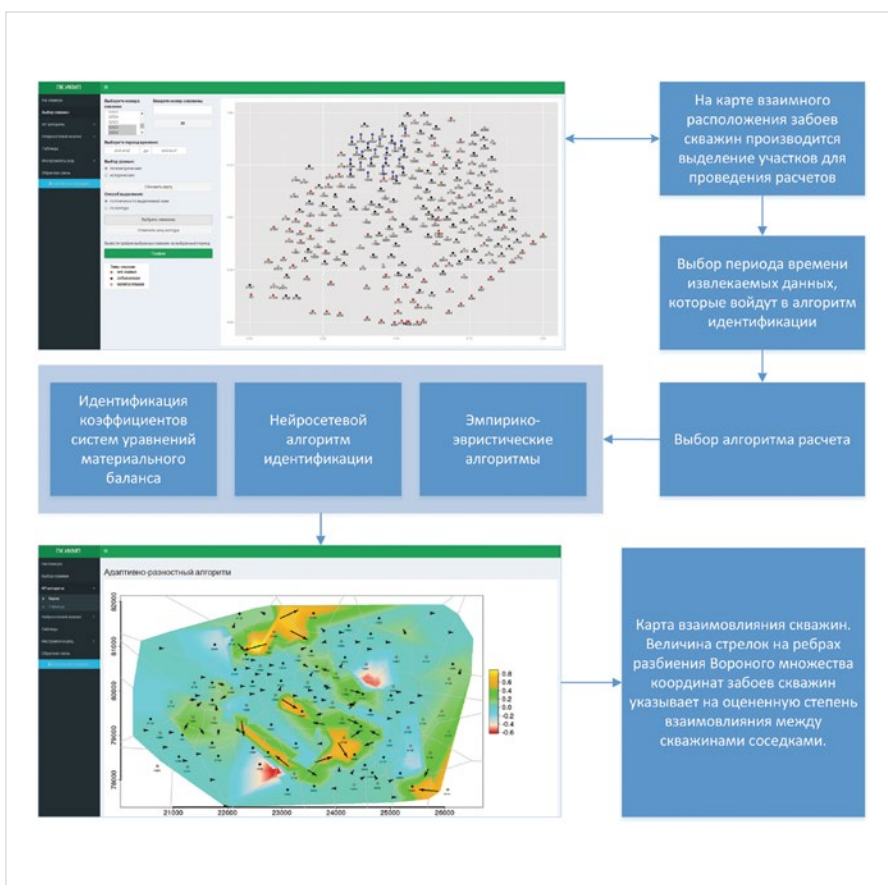


Рис.1 — Схема взаимодействия с инструментом оценки взаимовлияния скважин и его экранные формы

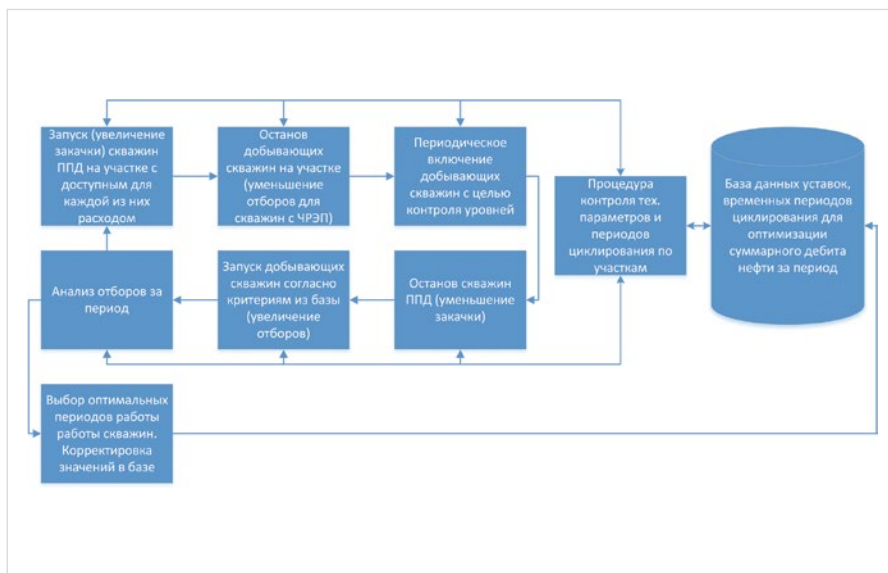


Рис.2 — Схема реализации автоматизированного подхода нестационарного заводнения по участкам площади

отборов), а на скважинах ППД уменьшением/увеличением закачки. Необходимо отметить, что увеличения закачки соответствует моменту уменьшения отборов по участку и наоборот, что обеспечивает интенсивное перераспределение жидкости в пласте за счет капиллярной пропитки [4].

Данный процесс может быть представлен на следующей схеме (рис. 2), которая позволяет реализовать нестационарное

заводнение участков нефтепромысловых площадей с адаптацией и непрерывным наблюдением.

Выбор периодов циклирования в зависимости от суммарной продукции по участкам организуется на основе анализа кластеризованных взаимных состояний управляющих параметров.

Для решения задачи процесса адаптивного подбора параметров циклирования

по участкам в системе используются двусторонние сети Кохонена [2], входными данными для которых являются: период работы/остановки скважин ППД, приведенное давление уровней добывающих скважин (рассчитанное из параметра «давление на приеме насоса»), период работы/остановки добывающих скважин, отбор продукции на последующем цикле форсированного отбора.

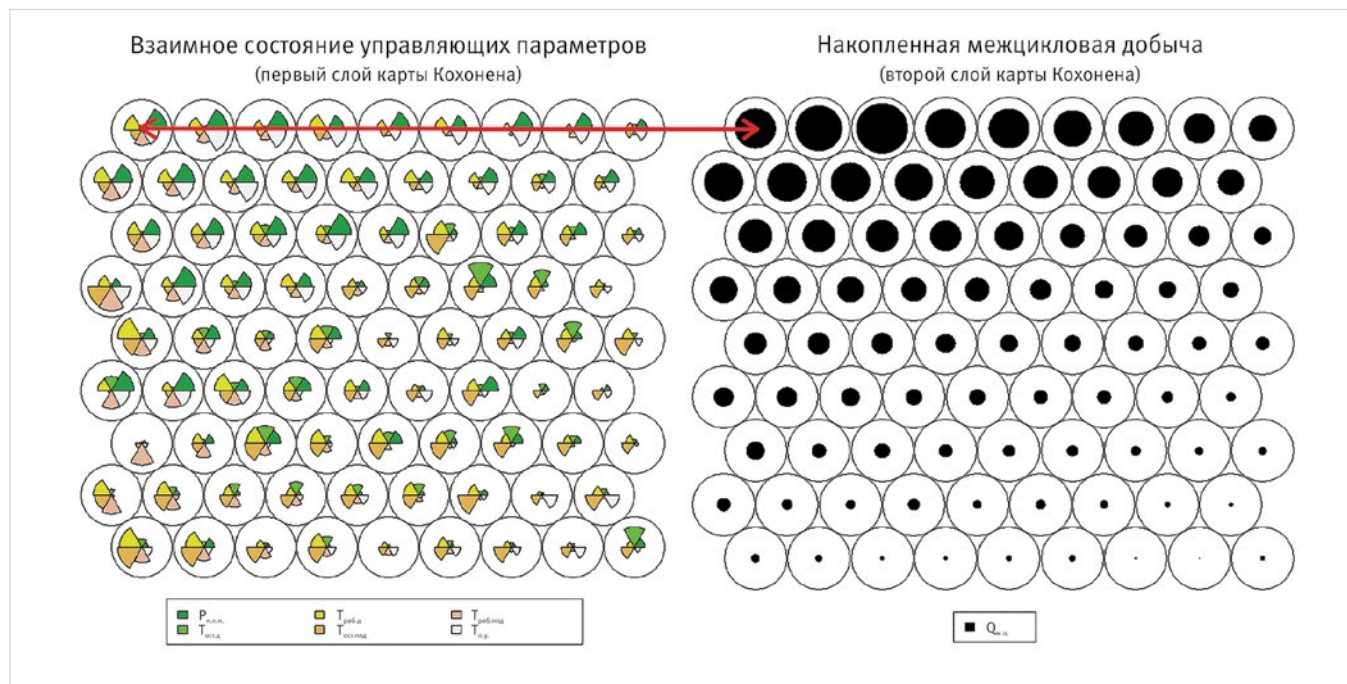


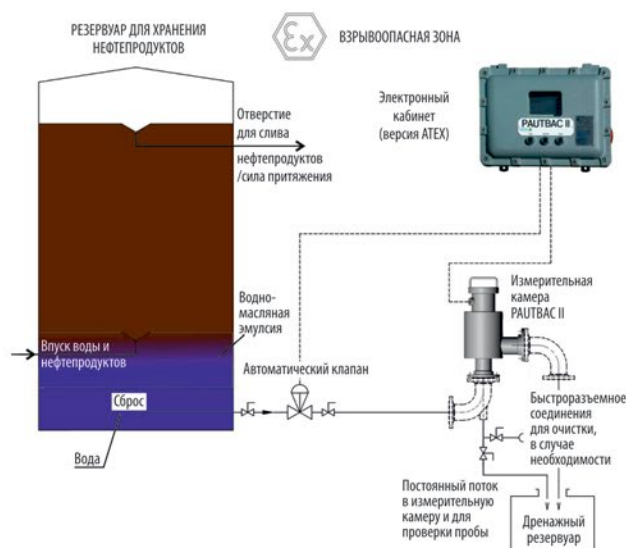
Рис. 3 — Обученная двухслойная карта Кохонена, отображающая связь управляемого (накопленная добыча в периоды форсированного отбора) и управляющих параметров

РАУТВАС II

СЛИВ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЫ ИЗ РЕЗЕРВУАРОВ



SERES
environnement



Система автоматического слива подтоварной воды Rautbac II.

Взрывозащищенное исполнение.

Установка на действующий резервуар без остановки технологического процесса.

Работает с любым типом нефтепродукта.

Система позволяет:

- сократить потери нефтепродуктов;
- полностью исключить влияние человеческого фактора;
- защитить резервуар от бактерий и коррозии;
- значительно снизить нагрузку на очистные системы;
- оптимизировать вместимость резервуара;
- повысить уровень безопасности.



ООО «АРД Групп»

г. Рязань, 390022,
196 км. (Окружная дорога),
д.12, оф.23

Тел. +7 (4912) 30-05-29
Моб: +7 (964) 158-31-21
+7 (906) 64-88-999

E-mail: info@ardgrupp.ru
a.levchenkov@ardgrupp.ru

Для простоты иллюстрации, не раскрывая всех подробностей работы алгоритма, приведем пример модели на нейросети, который продемонстрирует, каким образом взаимное состояние параметров модели формирует значение добытой продукции.

Пусть входными параметрами управляемой модели будут: периоды остановок и пусков добывающего фонда, периоды остановок и пусков нагнетательных скважин, приведенные значения давлений на приеме насоса по участку в периоды уменьшения отборов (в пересчете на забойные давления), приведенные значения давлений на устье скважин ППД (в пересчете на забойные), накопленные значения объемов добытой продукции в цикле форсированного отбора.

В результате обучения двунаправленной карты Кохонена, где во втором слое находятся значения суммарной добычи по участку, соответствующие периодам форсированных отборов, а в первом слое все остальные вышеуказанные параметры, происходит кластеризация взаимных состояний параметров, которая отражает функциональную связь:

$$Q_{m,i} \leftarrow F(P_{n,l,m}, T_{ост.д}, T_{раб.д}, T_{ост.лпд}, T_{раб.лпд}, P_{н,з}),$$

где $Q_{m,i}$ — накопленная добыча между циклами (в период форсированного отбора), $P_{n,l,m}$ — приведенное давление на приеме насоса, $T_{ост.д}$ — время простоя добывающего фонда, $T_{раб.д}$ — время работы добывающего фонда в цикле, $T_{ост.лпд}$ — время остановки скважин ППД, $T_{раб.лпд}$ — время работы скважин ППД, $P_{н,з}$ — приведенное устьевое давление скважин ППД.

Наглядно полученная карта Кохонена представлена на рис. 3.

В первом слое карты — лепестковые диаграммы взаимных состояний управляющих параметров. Каждый узел по порядку соответствует узлу второго слоя (красная стрелка). Данное представление позволяет проанализировать успешные и менее успешные периоды в процессе циклирования по участкам.

Далее алгоритм работы состоит в следующем. Для выведения системы из «условного» равновесия, управляющие параметры получают некоторые приращения поочередно. По каждому из участков площади производится новый период циклирования, но уже на скорректированных параметрах. В случае, если достигнута новая цикловая добыча продукции (в период форсированного отбора) пошла на спад, то корректировка параметров происходит в сторону сближения и выбора тех состояний параметров, которые находятся непосредственно в узле-соседе первого слоя карты Кохонена. Таким образом осуществляется поиск условного максимума циклового отбора, а система адаптируется к геологическим условиям и физическим возможностям работы наземного оборудования.

Другой подход, позволяющий получить ценную информацию в результате обработки данных телеметрии, был реализован в виде отдельного блока, который позволяет кластеризовать совместные состояния режимов скважин за наблюдаемый период, а затем рассчитать матрицу вероятностей перехода от одного взаимного состояния режимов группы скважин к другому. Проиллюстрируем это на простом примере.

Для обучения карты Кохонена используются агрегированные режимные векторы по

Взаимные (кластеризованные) состояния режимов скважин

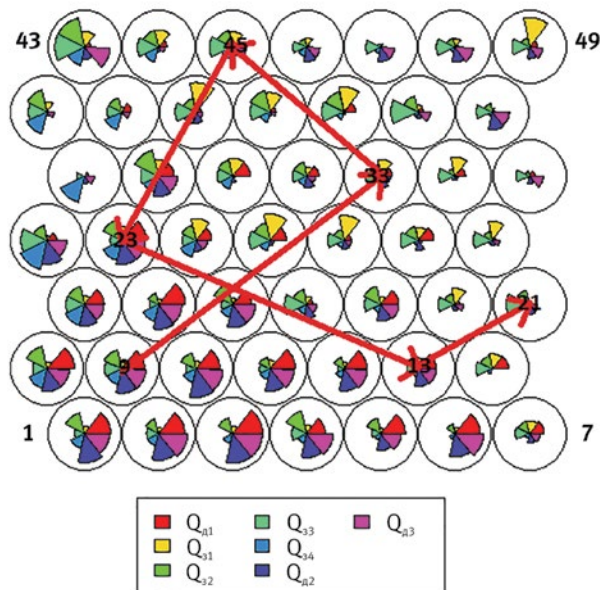


Рис. 4 — Обученная карта Кохонена с нумерацией узлов с 1 по 49 (Q_{di} — добыча, Q_{zj} — закачка) и переходы (изменения) взаимных режимов от узла к узлу в процессе эксплуатации участка (красные стрелки)

Вероятности перехода по узлам карты

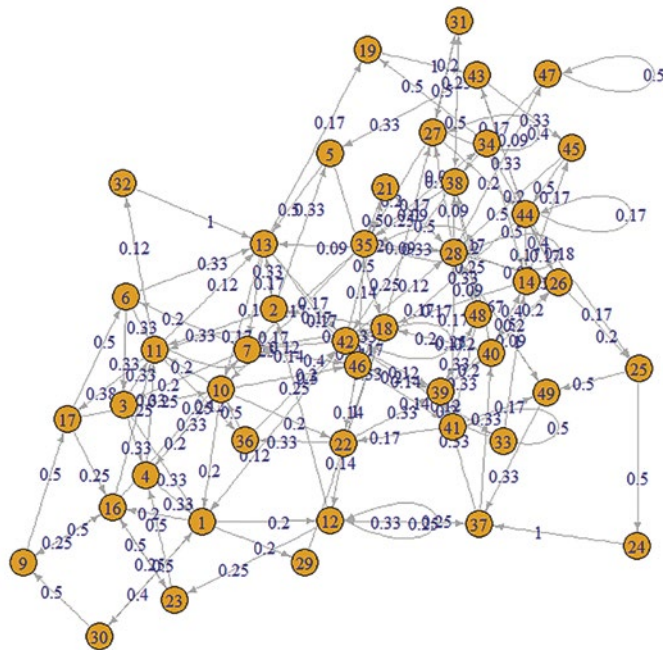


Рис. 5 — Статистические вероятности перехода от одного взаимного состояния режимов (дебитов и расходов) к другому (по узлам карты), представленные в виде графа вероятностей перехода

связанному участку за заданный промежуток времени. В результате работы итерационного алгоритма обучения карты, получают кластеризованные взаимные состояния режимов скважин рис. 4 (значения параметров в узлах карты представлены в виде лепестковых диаграмм).

Для всего исследуемого периода эксплуатации участка относительно принадлежности каждого вектора взаимных состояний (Q_{i1} добыча... Q_{in} добыча, Q_{j1} закачка... Q_{jn} закачка) в моменты времени i определяется однозначная их принадлежность к конкретным узлам карты (в

примере переходы: 9, 33, 45, 23, 13, 21).

Далее для всего интервала времени совместных замеров рассчитывается матрица статистических вероятностей перехода от узла к узлу. Графически матрица может быть представлена в виде следующего графа (рис. 5), где вероятность перехода от узла к узлу представлена в виде стрелок с указанием её значения (вероятность перехода $0 < p < 1$, а сумма выходов из узла равна 1).

Вычисленная матрица статистических вероятностей переходов позволяет эксперту

оценить потенциальные возможности выделенной группы скважин по изменению и установке режимов, опираясь на анализ исторических возможных взаимных показателей дебитов и расходов. Данный подход особенно четко отражает зависимости их изменения для участков, на которых добывающие скважины находились в режиме откачки, т.е. станция управления скважиной производила остановку УШГН по достижению определенной уставки давления на приеме насоса, переводя ее в режим накопления. Опираясь на полученную информацию, можно производить задание начальных условий по установке режимов на скважинах и планировать их смену при переходе из периода интенсивного нагнетания в период форсированного отбора.

Итоги

Изложены основные направления разработки и реализации информационно-аналитической системы мониторинга и управления телемеханизированным фондом скважин НГДУ «Альметьевнефть». Разработаны подходы оценки степени взаимовлияния скважин и решения задачи подбора режимов.

Выводы

Реализованные методы оценки взаимовлияния скважин характеризуются:

- идентификация на упрощенных системах уравнений материального баланса — высокие вычислительные затраты, близки к классическим подходам в моделировании;
- нейросетевые алгоритмы обладают высоким быстродействием, подходят для решения широкого спектра задач;
- эвристические алгоритмы дают качественную оценку взаимовлияния, имеют высокую скорость счета.

В статье предложены:

- конкретный способ по выделению на обрабатываемой площади участков с наибольшей гидродинамической связью;
- способ по реализации подсистемы наблюдения за фондом скважин при нестационарном заводнении;
- иллюстрация возможностей нейросетевого анализа данных в задаче подбора режимов в процессе «циклирования» по участкам;
- представлен способ анализа потенциальных возможностей участка площади по установке режимов.

Благодарности

Авторы выражают глубокую благодарность доктору технических наук, начальнику отдела РИТиМПС института «ТатНИПИнефть» А.В. Насыбуллину за ценные советы в ходе реализации информационно-аналитического продукта и рецензирование данной статьи.

Список литературы

1. Закиев Б.Ф. Исследование и обоснование методов регулирования режимов работы скважин на поздней стадии разработки нефтяного месторождения. Диссертация на соискание степени к.т.н. 2015. Режим доступа: <http://dis.tatnipi.ru/?act=view&id=13>. С. 55-120
2. Kohonen T. Self-Organizing Maps (Third Edition). Berlin. 2001. pp. 191-245.
3. Патент на изобретение №2571470. Способ нейросетевого анализа данных телеметрии по фонду скважин. Приоритет 24.10.2013, кл. G 06 F 17/00.
4. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985. С. 96–121.

ENGLISH

AUTOMATION

The development of informational and analytical system for wells monitoring and control (for Almeteyvneft Oil and Gas Production Department)

UDC 65.011.56

Authors:

Oleg .V. Denisov — head of analysis and development of Information systems office; denisovov@asu.tatneft.ru

Ruslan G. Girfanov — head of the center of the main production information support; girfanov_r@tatneft.ru

Alexandra V. Kuzmina — engineer analysis and development of Information Systems office; kuzminaav@asu.tatneft.ru

TatASU, Almeteyvsk, Russian Federation

Abstract

The article describes basic directions of the development and implementation of informational and analytical system of wells monitoring and control for Almeteyvneft Oil and Gas Production Department.

The approaches for evaluation of the wells interference on the basis of telemetry data analysis (identification of parameters for a simplified system of material balance equations, neural-network analysis) are presented, the using of the neural network method in the implementation of the non-stationary flooding is proposed, the block-diagram of system is shown. The article gives the method to localize sections with greatest hydrodynamic connection and demonstrates the use of computer-aided analysis of data in the problem of setting of well behavior.

Materials and methods

Method of wells interference estimating and

method of flooding pattern selection based on neural network algorithms.

Results

Basic directions of the development and implementation of informational and analytical system for wells monitoring and control (for Almeteyvneft Oil and Gas Production Department) are presented. The article gives the approaches for evaluation of the wells interference and solutions to well behavior selection problem.

Conclusions

Implemented methods of wells interference evaluating are characterized by:

- Identification based on the simplified system of material balance equations - high computational cost, proximity to the classical approaches in modeling;
- neural network algorithms - high speed, suitability for a wide range of applications;

- heuristics algorithms –providing a qualitative assessment of interference, high speed.

The article gives:

- method to localize sections with greatest hydrodynamic connection;
- method to implement the subsystem to monitor functioning of wells with non-stationary water-flooding;
- demonstration of the neural network data analysis potential in the task of behavior selecting during non-stationary water-flooding;
- method to analyze the potential of area to use of a particular behavior.

Keywords

information system, oil and gas field management, wells interference, non-stationary water-flooding

References

1. Zakiev B.F. *Issledovanie i obosnovanie metodov regulirovaniya rezhimov raboty skvazhin na pozdney stadii razrabotki neftyanogo mestorozhdeniya* [Research and validation of work modes regulation methods for wells at a late stage of oil field development]. Thesis Ph.D. 2015. Available at: <http://dis.tatnipi.ru/?act=view&id=13>. pp. 55-120
2. Kohonen T. Self-Organizing Maps (Third Edition), Berlin, 2001, pp. 191–245.
3. Patent №2571470. *Sposob neyrosetevogo analiza dannykh telemetrii po fondu skvazhin* [The neural network method for analysis of oil well telemetry data]. Priority from 24.10.2013, kl. G 06 F 17/00.
4. Surguchev M.L. *Vtorichnye i tretichnye metody uvelicheniya nefteotdachi plastov* [Secondary and tertiary methods of enhanced oil recovery]. Moscow: Nedra, 1985, pp. 96–121.