УДК 681.5: 681.324

КЛАСТЕРИЗАЦІЯ НАБОРУ ОЗНАК ДЛЯ РОЗПІЗНАВАННЯ УСКЛАДНЕНЬ У ПРОЦЕСІ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН

В.М. Шавранський

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 46067,
e-mail: kafatp@ukr.net

Показано, що процес буріння контролюється і аналізується за значеннями декількох параметрів, які автоматично вимірюються за допомогою давачів і систем контролю та керування за увесь час проводки свердловини. Наведено аналіз ускладнень і їх ознак, що виникають в процесі буріння свердловин з метою кластеризації набору ознак для розпізнавання тих ускладнень, що найчастіше зустрічаються на практиці, з метою завчасного їх запобігання. Визначено найбільш інформаційні ознаки, які доцільно використовувати для розпізнавання більшості ускладнень.

Ключові слова: ускладнення, розпізнавання, процес буріння, ознаки, параметри, давач, контроль.

Показано, что процесс бурения контролируется и анализируется по значениям нескольких параметров, которые автоматически измеряются с помощью датчиков и систем контроля и управления прп проводке скважины. Приведен анализ осложнений и их признаков, возникающих в процессе бурения скважин с целью кластеризации набора признаков для распознавания тех осложнений, которые чаще всего встречаются на практике, с целью их предотвращения. Определены наиболее информационные признаки, которые целесообразно использовать при распознавании большинства осложнений.

Ключевые слова: осложнение, распознавание, процесс бурения, признаки, датчик, контроль

It is shown that the drilling process is monitored and analyzed based on the values of several parameters that are automatically measured by the sensors and control systems for the well making time. The drilling problems that occur in the process of wells drilling are analyzed to feature set clustering for the practical complications identification and their early prevention. The most informative features that should be used in recognizing the complications are determined.

Keywords: complication, recognition, process of the boring drilling, sign, parameters, davach, control.

Вступ. На сьогодні системи забезпечення безпеки процесу буріння свердловин спираються, як правило, на контроль параметрів процесу в допустимому діапазоні. Такий підхід не дозволяє врахувати ускладнення (передаварійні ситуації), що визначаються сполученнями допустимих значень декількох параметрів. Внаслідок цього експлуатація бурової установки характеризується недостатньою безаварійністю і пов'язана з порушенням екологічної безпеки. Тому для таких складних об'єктів, як бурова установка, необхідне розпізнавання ускладнень, які дозволяють прогнозувати передаварійні ситуації, а потім запобігати зупинці процесу буріння або знизити втрати від виникнення аварії.

Бурова установка – це комплекс бурових машин, механізмів і обладнання, що змонтовані на точці буріння, такий, що забезпечує за допомогою бурового інструменту самостійне виконання технологічних операцій. До складу бурових установок входять такі частини [1]:

– бурове обладнання (талевий механізм, помпи, лебідка, вертлюг, ротор, привод, паливно-мастильна установка, дизель-електричні станції, пневмосистема);

– бурові спорудження (вежа, основа, збірно-розбірні каркасно-панельні покриття);

– обладнання для механізації трудомістких робіт (регулятор подачі долота, механізми для автоматизації спуско-піднімальних операцій, пневматичний клиновий захват для труб, автоматичний буровий ключ, допоміжна лебідка, крани для ремонтних робіт, пульт контролю процесів буріння, пости керування);

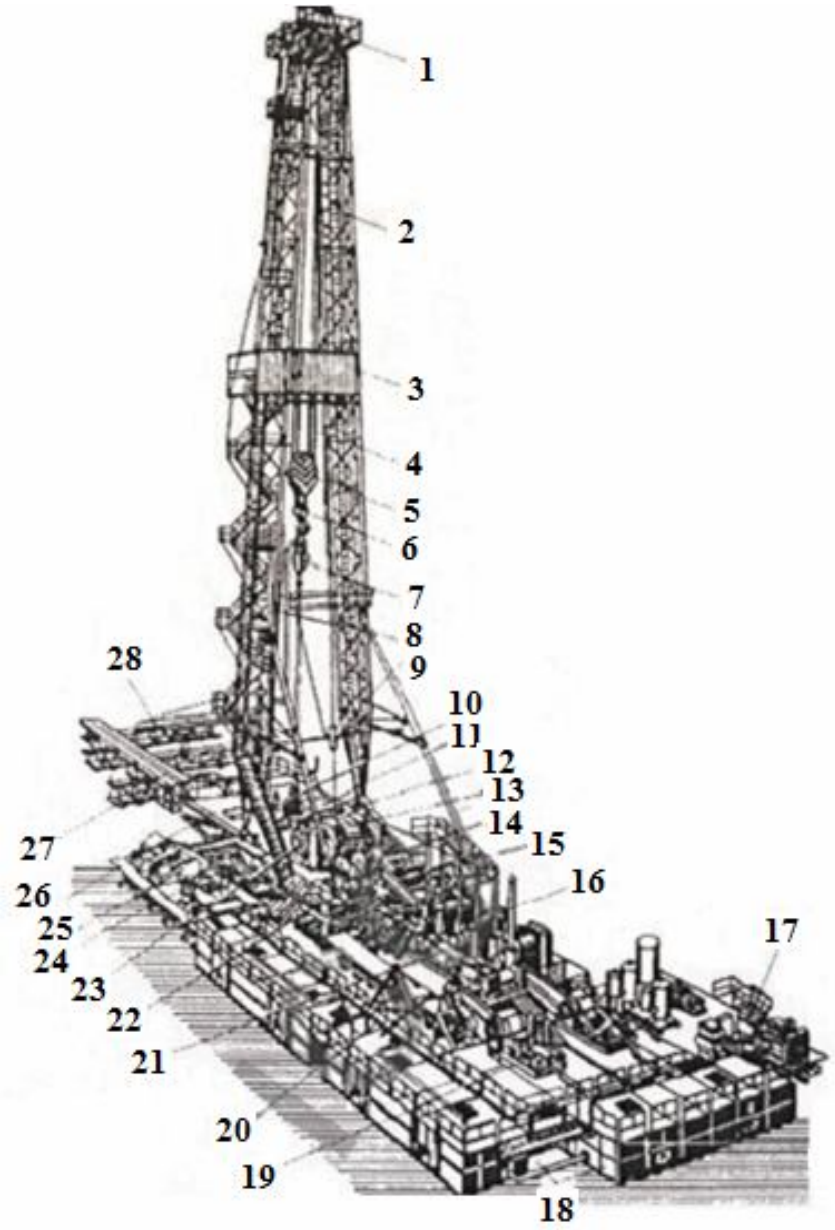
– обладнання для приготування, очищення і регенерації промивального розчину (блок приготування, вібросита, піско- і глиновідділювачі, підпірні помпи, ємності для хімічних реагентів, води і промивального розчину);

– маніфольд (нагнітальна лінія в блоковому виконанні, дросельно-запірні пристрої, буровий рукав);

– пристрої для підігріву блоків бурової установки (теплогенератори, опалювальні радіатори і комутації для розводки теплоносія).

Із факторів, що визначають умови буріння, в першу чергу треба враховувати: природно-кліматичні і геологічні, віддаленість від ремонтних баз і джерел енергії, частоту переміщення на нові точки буріння, загазованість навколишнього середовища, забрудненість робочих місць буровим промивальним розчином, необхідність забезпечення безперебійного процесу буріння для усунення можливих ускладнень у стовбурі свердловини, високу абразивність і корозійну активність бурового промивального розчину та ін. [2].

На рисунку 1 показано загальний вигляд бурової установки для глибокого обертового буріння з промиванням свердловини буровим промивальним розчином [1].



1 – кронблок; 2 – вежа; 3 – полати вежі; 4 – талевий канат; 5 – талевий блок; 6 – гак; 7 – вертлюг; 8 – буровий рукав; 9 – заспокоювач талевого канату; 10 – автоматичний буровий ключ; 11 – підсвічник; 12 – ротор; 13 – лебідка; 14 – коробка передач; 15 – похила передача; 16 – силові агрегати; 17 – компресорна станція; 18 – циркуляційна система; 19 – бурова помпа; 20 – маніфольд; 21 – сумуючий редуктор силових агрегатів, 22 – регулятор подачі долота; 23 – гідродинамічне гальмо; 24 – гідроциклони; 25 – вібросито; 26 – основа лебідкового блоку; 27 – прийомні містки і стелажі; 28 – консольно-поворотний кран

Рисунок 1 – Загальний вигляд бурової установки

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Аналітичний огляд з проблематики проектування і розробки систем контролю та керування процесу буріння свердловин в умовах ускладнень показав, що таких систем практично немає, а розроблені системи, в основному, орієнтовані на пошук розв'язку логіко-лінгвістичних та точних класичних моделей без кластеризації набору ознак для розпізнавання ускладнень. Існуючі методи, що використовуються у сучасній промисловості, не забезпечують можливості достатньої інформаційної підтримки розпізнавання ускладнень (передаварійних ситуацій), тому виявлення останніх здійснюється з обов'язковою участю персоналу бурових установок. Проте ефективність розпізнавання ускладнень оператором також залежить від його класифікації, складності установки, характеристик обладнання і може бути недостатньою, що призводить до виникнення аварійної ситуації процесу буріння свердловини.

Невирішені частини загальної проблеми. Попри інтенсивний розвиток систем контролю та керування процесу буріння свердловин в умовах ускладнень, методів, що в них вико-

ристовуються, а також щорічне підвищення можливостей апаратних і програмних засобів, як і раніше залишається в цій області багато не вирішених проблем: від специфікації задач, що розв'язуються, до адекватних їм методів моделювання знань і процесів.

Необхідність проведення кластеризації набору ознак для розпізнавання ускладнень розробки систем контролю та керування пояснюється зростаючою складністю інформації, що моделюється у процесі буріння свердловин на нафту і газ, а також тим, що рішення багатьох проблем в керуванні процесом буріння з обробкою неповної, неточної або неузгодженої інформації.

Формування цілей статті. Сучасні великі системи розпізнавання – це технічні засоби, призначені для виявлення ознак об'єктів і вимірювання, що описують їх параметри; сукупність алгоритмів розпізнавання, які перетворюють вхідну інформацію про об'єкти в певні висновки; обчислювальна техніка, що використовується для реалізації цих алгоритмів; колективи спеціалістів, які здійснюють первинну формалізацію вхідної апріорної інформації, а також як і отриманих апостеріорних даних, так і формальних розв'язків задачі розпізнавання на всіх рівнях системи.

За суттю розпізнавання ця задача є перетворенням вхідної інформації, як деякі параметри, ознаки образів, що розпізнаються, у вихідну, що є висновком про те, до якого класу відноситься образ (ускладнення) розпізнавання [3].

Вхідною інформацією є ознаки ускладнень, що розпізнаються, причому потрібно намагатися, щоб кількість ознак було мінімально, а закладена в них інформація достатньою для отримання результату з високою достовірністю.

Першою задачею розпізнавання, що розв'язується при створенні будь-якої системи розпізнавання, є визначення повного переліку ознак (параметрів), які характеризують об'єкти або явища, для яких дана система розробляється. Головне в розв'язанні даної задачі – знайти всі ознаки, що характеризують суть розпізнаного ускладнення (явища). Будь-які обмеження або неповнота у визначенні вихідного набору ознак призводять до виникнення помилок або повної неможливості правильної класифікації ускладнення (явища).

Встановлено, що задача визначення ознак не має доброго об'єктивного розв'язку, а за допомогою математичних методів можна тільки визначити, які із запропонованих особою, що приймає рішення (ОПР), ознак є найкращими. Таким чином, задача визначення ознак замінюється задачею вибору ефективних ознак із заданої множини. Вибір набору ознак в нашому випадку визначається інтуїцією і досвідом експертів. Проте при автоматизованому розв'язку багатьох задач важко використовувати ті ознаки, які візуально є найбільш інформативними для розрізнення. Часто досить складно визначити, які саме ознаки використовуються ОПР при класифікації тих чи інших образів, а також гарантувати, що їх використання буде ефективнішим за набір ознак, отриманих математично [4]

Друга задача при створенні системи розпізнавання – це першочергова класифікація ускладнень (явищ), що підлягають складанню апріорного алфавіту класів.

Розв'язок її здійснюється найчастіше евристичними, як і вибір ознак розпізнавання, а логіка її розв'язку така:

1) визначається, які розв'язки можуть прийматися за результатами розпізнавання або ОПР, або автоматичною системою керування об'єктом (мета розпізнавання);

2) на основі визначеної вище мети формуються вимоги до системи розпізнавання, що дають змогу вибрати принцип класифікації;

3) складається апріорний алфавіт класів ускладнень.

Третя задача, що розв'язується при створенні систем розпізнавання, – це розробка апріорного словника ознак розпізнавання. При розв'язуванні першої задачі визначаються всі можливі ознаки розпізнавання ускладнень.

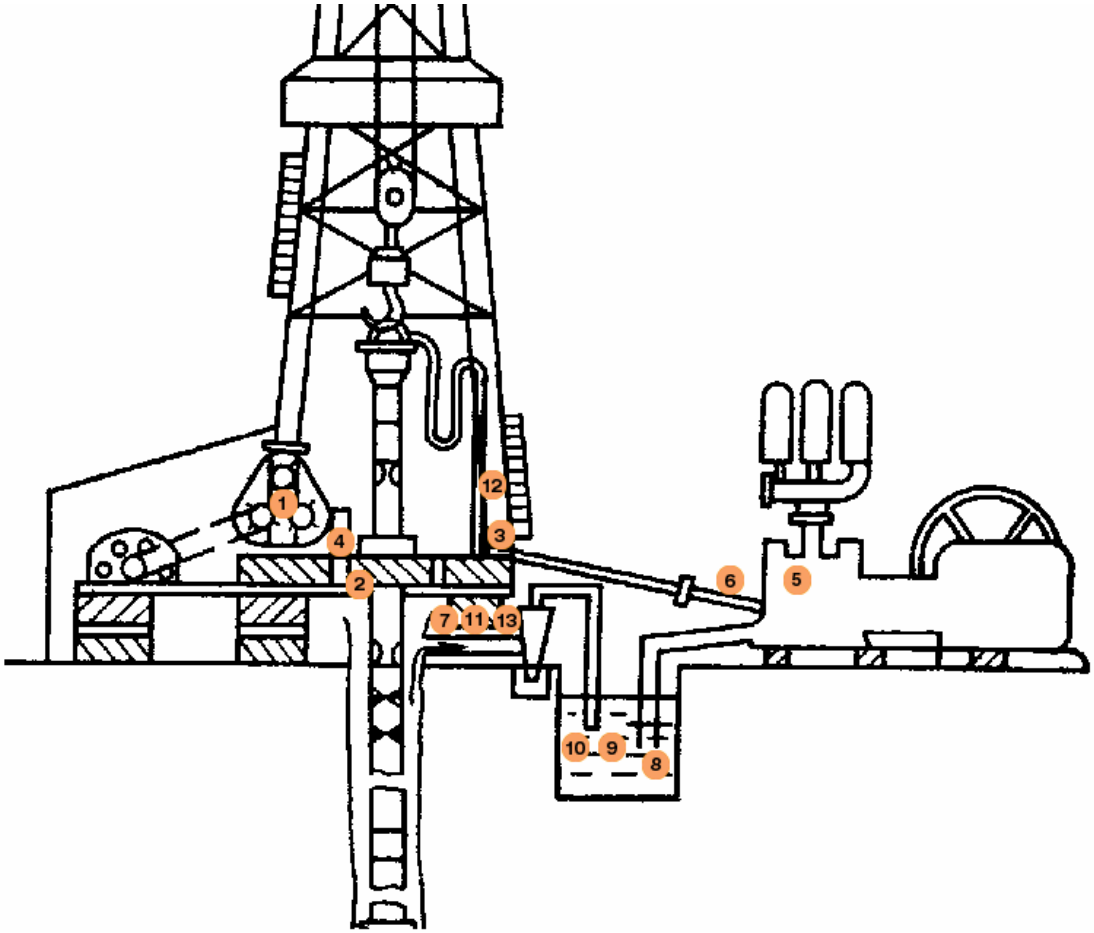
Висвітлення основного матеріалу дослідження. Для кластеризації ознак (параметрів) ускладнень у процесі буріння було опрацьовано дані, отримані в процесі буріння нафтогазових свердловин Прикарпатського УБР з 2001 по 2011 рр. Дані отримані з комплексу засобів наземного контролю і керування процесом буріння нафтових і газових свердловин СКУБ-М2. Комплекс призначений для контролю основних параметрів процесу обертового буріння нафтових і газових свердловин.

Комплекс застосовується на бурових установках експлуатаційного і глибокого розвідувального буріння нафтових і газових свердловин на суші (рис. 1). Схема розташування давачів на буровій установці зображена на рис. 2.

Давачі технологічних параметрів буріння, призначені для вимірювання технологічних параметрів буріння і параметрів промивальної рідини (ПР), встановлюються на буровому устаткуванні і функціонують у неперервному режимі. Давачі, укомплектовані кріпильними пристосуваннями, легко монтуються на устаткуванні вітчизняного і закордонного виробництва і працюють в діапазоні температур -45°С до +50°С.

Давач тиску ПР на вході призначений для вимірювання тису промивальної рідини на вході є тензометричним перетворювачем тиску. Давач підключається до нагнітальної лінії через середньо-розділювач штатного манометра на буровій з допомогою трійника.

Давач обертів вала бурової лебідки призначений для визначення глибини свердловини в процесі буріння. Принцип дії полягає в перетворенні кута повороту бурової лебідки на імпульси, прямо пропорційні переміщенню гакоблоку. Давач встановлюється на станині бурової лебідки, кут повороту бурової лебідки передається до давача за допомогою клинопасової передачі.



1 – давач глибини (давач обертів валу бурової лебідки); 2 – давач крутного моменту ротора; 3 – давач моменту на ключі; 4 – давач обертів ротора; 5 – давач ходів насоса; 6 – давач тиску ПР на вході; 7 – давач потоку (витрати) ПР на виході; 8 – давач рівня ПР у приймальній ємності; 9 – давач густини ПР у приймальній ємності; 10 – давач температури ПР на вході (у ємності); 11 – давач температури ПР на виході; 12 – давач навантаження на гаку; 13 – давач електропровідності ПР на вході

Рисунок 2 – Схема розташування давачів на буровій

Давач крутного моменту призначений для вимірювання крутного моменту на роторі. Давач вимірює реактивний момент редуктора привода роторного стола з допомогою тензометричного перетворювача зусиль. Він встановлюється як зв'язкова ланка між основою і роторним столом.

Давач рівня ПР в приймальній ємності (поплавковий) використовується для вимірювання рівня промивальної рідини (ПР) в приймальній ємності. Рівень ємності вимірюється за кутом відхилення штоку з поплавком. Можливе переналаштування діапазонів вимірювань у широких межах. Давач кріпиться до верхньої частини прийомної ємності з допомогою спеціальних кріпильних пристроїв, поплавок опускається в промивальну рідину всередині ємності.

Давач навантаження на гаку призначений для вимірювання навантаження на гаку. Принци дії давача базується на зміні сили натягу талевого каната на «мертвому» кінці за допомогою використання тензометричного давача зусиль. Давач встановлюється на нерухомому кінці талевого канату.

Давач густини ПР в приймальній ємності призначений для вимірювання густини промивальної рідини в приймальній ємності. Робота давача базується на вимірюванні сили виштовхування, яка діє на гирю, занурену в буровий розчин з використанням тензометричного давача зусиль (лінійного переміщення). Величина переміщення вимірюється пропорційно густині ПР. Давач кріпиться з допомогою кріпильного пристрою у верхній частині ємності, підвішена гиря опускається в промивальну рідину.

Давач ходів насоса призначений для вимірювання ходів бурового насоса. Основним виконавчим вузлом давача ходів насоса є індуктивний давач, який спрацьовує від наближення металу, видаючи імпульси, кратні кількості ходів насоса. Давач кріпиться до корпуса насоса за допомогою кріпильних механізмів, які входять в комплект з давачем.

Давач витрати промивної рідини на виході призначений для вимірювання потоку промивальної рідини (ПР) на виході із свердловини. Потік вимірюється за кутом відхилення

Таблиця 1 – Перелік контрольованих параметрів

Контрольований параметр		Границя допустимого значення основної похибки вимірювання фізичної величини, %			Засіб подання інформації
Назва одиниці вимірювання	Верхня межа вимірювання	каналу вимірювання	каналу реєстрації	вихідного сигналу	
Навантаження на гаку, кН	1250 1600 2000 2500 3500 4000	± 1.5	± 2.0	± 1.0	PVA, PR
Осьове навантаження на буровий інструмент, кН	400	не нормується			PVA
Подача бурового інструменту, м	20	± 1.5	± 2.5	±1.0	PVC
Положення талевого блоку відносно стола ротора, м	40	± 1.5	± 2.0	± 1.0	PVC, PR
Тиск нагнітання бурового розчину, МПа	25.40	± 1.5	± 2.0	± 1.0	PVC, PR
Витрата бурового розчину в нагнітальній лінії, $м^3/с$	0.1	± 2.0	± 2.5	± 1.5	PVC
Частота обертання ротора, об/хв	300	± 1.5	± 2.0	± 1.0	PVC
Крутний момент на роторі, кНм	60	± 2.0	± 2.5	± 2.0	PVA, PR
Крутний момент на машинному гаку, кНм	60	± 2.0	± 2.5	± 2.0	PVC, PR
Рівень розчину в прийомних ємностях, м	1.6	± 2.0	± 2.5	± 1.5	PVC, PR
Температура бурового розчину, ° С	100	± 2.0	± 2.5	± 1.5	PVC, PR
Густина бурового розчину, $кг/м^3$	800-2600	± 0.5	± 0.5	-	PVC, PR
Витрата бурового розчину на виході, %	100	не нормується			PVC

вимірювальної лопатки. Давач встановлюється на стінці жолоба з допомогою кріпильного пристрою, який входить до комплекту давача.

Давач моменту на ключі призначений для вимірювання моменту на машинному ключі бурового устаткування. І є тензометричним перетворювачем зусиль. Давач розташовують між штоком пневморозкріплювача і тросом ключа.

Давач температури ПР на вході і виході призначений для вимірювання температури промивальної рідини (ПР) на вході (в прийомній ємності) і/або на виході (в жолобі). Давач кріпиться з допомогою кріпильного пристрою. Давач температури ПР на вході кріпиться до корпуса приймальної ємності, термометр опору занурюється в ПР у приймальній ємності. Давач температури ПР на виході кріпиться в жолобі, термометр опору занурюється в ПР у жолобі .

Давач електропровідності ПР на вході призначений для вимірювання електропровідності ПР. Принцип дії давача базується на зміні електропровідності рідинного витка зв'язку індукційним трансформаторним методом. Кріпиться в жолобі за допомогою кріпильних пристроїв, які входять в комплект з давачем.

Для визначення достовірності взаємозв'язків між двома ознаками (X, Y) будемо використовувати параметричний коефіцієнт кореляції Пірсона [6]. Величина цього показника кореляційного зв'язку визначається за формулою:

$$r^{y}_{x,y} = \frac{\sum (x_i - \overline{x})(y_i - \overline{y})}{\sqrt{\sum (x_i - \overline{x})^2 (y_i - \overline{y})^2}}, \qquad (1)$$

де x_i – статистичні дані ознаки x,

y_i – статистичні дані ознаки y.

Перелік основних параметрів (ознак), які вимірюються в процесі роботи бурової установки СКУБ-М2, наведені в табл. 1

Для оцінки взаємного впливу ознак було виконано розрахунок коефіцієнтів кореляції для всіх ознак, які є на даний час в базі.

В табл. 2 наведено значення коефіцієнтів кореляції ознак, які використовуються для розпізнавання ускладнень.

Таблиця 2 – Значення коефіцієнтів кореляції ознак ускладнень

№	Ознака (параметр)	1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	1	-	0,03	0,01	0,06	-0,02	0,07	-0,06	0,11	0,02	-0,04	0,45	-0,04
2	2	0,03	-	0,02	0,05	0,17	0,01	-0,03	0,01	0,006	-0,01	0,21	0,15
3	4	0,01	0,02	-	0,05	0,08	0,01	-0,03	0,01	0,006	-0,01	0,21	0,15
4	5	0,06	0,05	0,05	-	0,04	0,01	0,02	0,03	-0,07	0,09	-0,05	0,03
5	6	-0,02	0,17	0,08	-0,04	-	0,01	0,03	0,21	0,02	0,11	0,03	0,04
6	7	0,07	0,02	0,04	0,02	0,01	-	0,02	0,018	-0,003	0,029	0,01	0,013
7	8	-0,06	0,025	0,04	0,02	0,02	0,021	-	0,01	-0,24	0,03	0,02	0,027
8	9	0,11	0,01	0,03	0,03	0,21	0,011	0,012	-	0,03	0,11	0,06	0,02
9	10	0,02	0,068	-0,03	-0,07	0,03	0,022	0,01	0,02	-	0,015	0,021	0,024
10	11	-0,04	-0,01	0,06	-0,01	0,11	-0,04	-0,01	0,11	0,03	-	-0,02	0,02
11	12	0,45	-0,03	-0,03	-0,05	0,03	0,02	-0,05	0,06	0,015	-0,02	-	-0,05
12	13	-0,04	0,15	0,86	0,03	0,04	0,016	0,03	0,02	-0,001	0,02	-0,05	-

Отже, основними ускладненнями і відповідно ознаками в процесі буріння глибоких свердловин на нафту і газ є [2, 3, 7-11]:

- *Поглинання бурових і тампонажних розчинів.*

• різниця кількості закачуваного і вихідного із свердловини розчину;

- *Газонафтопрояви.*

• збільшення об'єму (рівня) бурового розчину ємкостях циркуляційної системи;

• підвищення витрати (швидкості) вихідного потоку бурового розчину із свердловини при незмінній роботі насосів;

• зменшення в порівнянні з розрахунковим, бурового розчину який доливається в свердловину при підйомі бурильної колони;

• збільшення, порівняно з розрахунковим бурового розчину в приймальній ємності при опусканні бурильної колони;

• підвишення кількості газу в буровому розчині;

• зростання механічної швидкості буріння;

• зміна показників властивостей бурового розчину;

• зміна тиску на бурових насосах;

- *Порушення цілісності стінок свердловини.*

Набухання:

• затягування і посадки інструменту;

• неохідність проробок;

• порівняно невисока швидкість проробок;

Звуження:

• затягування і посадки інструменту;

• необхідність частих проробок;

• позитивні результати проробки на певний час;

• у процесі прихоплення інструмент може мати певний інтервал руху у свердловині;

• можливе звільнення інструменту у разі підвищених навантажень і прокручування ротором;

Плинність:

• затягування і посадки інструменту;

• відсутність позитивних результатів проробки;

• прихоплення бурильного інструменту;

• повна втрата циркуляції;

• утворення в свердловині суцільних проробок;

Осипання:

• незначне підвищення об'єму шламу, що виноситься із свердловини;

• підвищення в'язкості бурового розчину та вмісту піску в ньому;

• постійні затягування і посадки інструменту під час виконання технологічних операцій;

• недоходження інструменту до вибою;

• схильність до сальникоутворень;

• прихоплення бурильного інструменту;

Обвалювання і обрушування:

• значний винос шламу і кусків породи;

• різке підвищення тиску на бурових насосах із можливою втратою циркуляції;

• інтенсивне зростання в'язкості бурового розчину;

• миттєве і неочікуване виникнення прихоплень;

Жолобоутворення:

• затягування і посадки інструменту;

• підвищення обертального моменту на роторі, його заклинювання, збільшення шуму ротора;

• прихоплення бурильного інструменту;

- *Прихоплення бурового інструменту.*

• заклинювання породоруйнівного інструменту

• перепад тиску у свердловині і пласті; вільна циркуляція промивальної рідини;

• «мертвий» стан аварійного снаряду;

• підвищення тиску на виході насоса;

• збільшення затрат потужності двигуна на процес буріння;

• на розкручування бурильного інструменту витрачаються великі зусилля.

Дані ситуації є досить розповсюдженими в практиці буріння нафтових і газових свердловин, і за даними, наведеними в [4, 5], складають 50-60 % від всіх ускладнень, які виникають в період проходження в свердловині.

Таблиця 3 – Коефіцієнт кореляції ознак, які використовуються для розпізнання зі знанням цільових ознак

Ознака	Поглинання бурових і тампонажних розчинів	Газонафтопрояви	Порушення цілісності стінок свердловини	Прихоплення бурового інструменту
1	0,03	-0,03	-0,07	0,03
2	0,13	0,11	0,11	0,53
4	-0,02	0,04	-0,03	0,04
5	0,06	-0,06	0,07	-0,03
6	0,64	0,81	0,61	0,44
7	0,04	0,04	-0,05	-0,08
8	0,02	-0,06	-0,06	0,06
9	-0,01	-0,02	0,44	0,03
10	0,03	0,05	0,11	-0,07
11	0,43	0,32	-0,12	-0,02
12	0,03	-0,12	0,07	0,66
13	0,04	0,72	0,46	0,55

Таблиця 4 – Результати вибору ознак розпізнавання для основних видів ускладнень

Ускладнення	Давачі для визначення ускладнення
Поглинання бурових і тампонажних розчинів	6 - давач тиску ПР на вході 8 - давач рівня ПР в приймальній ємності 10 - давач температури ПР на вході (у ємності) 7 - давач потоку промивальної рідини на вході
Газонафтопрояви	13 - механічна швидкість проходки; 6 - давач тиску ПР на вході 9 - давач щільності ПР у приймальній ємності 10 - давач температури ПР на вході (у ємності)
Порушення цілісності стінок свердловини	13 - механічна швидкість проходки; 6 - давач тиску ПР на вході 9 - давач щільності ПР у приймальній ємності 8 - давач рівня ПР у приймальній ємності
Прихоплення бурового інструменту	13 - механічна швидкість проходки; 12 - давач навантаження на гаку 6 - давач тиску ПР на вході 2 - давач крутного моменту ротора

Значення коефіцієнта кореляції ознак із значенням цільової ознаки для ускладнень, які наведені в таблиці 3.

Набір ознак для кожної ситуації визначався методом гілок і меж. Для підвищення ефективності пошуку в алгоритм було додано можливість обмеження ширини пошуку, характерну для алгоритму пошуку в ширину [5].

Для цього на кожному кроці додавання ознак в поточний набір не більший ***B*** раніше не обраних ознак, які мають коефіцієнт кореляції цільовим ознаком.

Критерієм вибору ознак, є вираз:

$$Q_N = \sum T_N K_i^n - \sum T_N \sum T_N \,|\, K_{ij} \,|, \quad (2)$$

де Q_N – значення критерію вибору ознак на кроці N;

T_N – множина уже вибраних ознак на кроці N;

K_i^n – коефіцієнт кореляції ознаки i з цільовою ознакою;

K_{ij} – значення коефіцієнта кореляції ознаки i з цільовою ознакою j.

Для роботи алгоритму обрали значення коефіцієнта $B = 4$. В цьому випадку в кожній точці додається по 4 найкращих ознаки з точки зору збільшення критерію (2). Із отриманих 16 варіантів обираються 4 найкращих і т.д. Кінцеві результати роботи алгоритму при цьому співпадають з показаними на попередньому графіку, із чого робимо висновок, що в подальшому не потрібно збільшувати параметр ***B.***

Досліди були проведені для всіх видів ускладнень, результати досліджень зведені до таблиці 4.

Вказані вище ознаки частково дублюються, що не є несподіванкою, так як одна і та ж ознака може бути інформативною для декіль-

Таблиця 5 – Ознаки, які використовуються для виявлення ускладнень

№	Ознаки (параметри)	Поглинання бурових і тампонажних розчинів	Газонафтопрояви	Порушення цілісності стінок свердловини	Прихоплення бурового інструменту
1	13	-	+	+	+
2	6	+	+	+	+
3	8	+	-	+	-
4	9	-	+	+	-
5	10	+	+	-	-
6	12	-	-	-	+
7	7	+	-	-	-
8	2	-	-	-	+

ких ускладнень одночасно. З врахуванням цього доцільно подати вибрані ознаки у вигляді таблиці 5.

З даної таблиці бачимо, що найбільш інформативними ознаками, які доцільно використовувати при розпізнанні більшості ускладнень, є:

6 - давач тиску ПР на вході;

13 - механічна швидкість проходки;

Також існують ознаки, специфічні для конкретних ситуацій:

2 - давач крутного моменту ротора (тільки для ускладнення «Прихоплення бурового інструменту»);

7 - давач потоку промивальної рідини на вході (тільки для ускладнення «Поглинання бурових і тампонажних розчинів»);

9 - давач густини ПР в приймальній ємності (тільки для ускладнення «Газонафтопрояви»);

12 - давач навантаження на гаку (тільки для ускладнення «Прихоплення бурового інструменту»).

Висновки

Наведено опис складових частин бурової установки, а також показано, що процес буріння контролюється і аналізується за значеннями декількох параметрів, які автоматично вимірюються за допомогою давачів і систем контролю та керування за увесь час проводки свердловини. Наведено аналіз ускладнень і їх ознак, що виникають в процесі буріння свердловин, з метою кластеризації набору ознак для розпізнавання тих ускладнень, що найчастіше зустрічаються на практиці і завчасного їх запобігання. Визначено найбільш інформаційні ознаки, тобто проведено кластеризацію ознак, які доцільно використовувати при розпізнаванні більшості ускладнень.

Література

1 Лукьянов Э.Е. Исследование скважин в процессе бурения / Э.Е.Лукьянов. – М.: Недра, 1979. – 248 с.

2 Семенцов Г.Н. Автоматизація процесу буріння свердловин: навчальний посібник / Г.Н. Семенцов / Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1999. – 300 с.

3 Шавранський В.М. Анализ и классификация осложнений и их признаки при бурении скважин на нефть и газ / Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами (по отраслям) // Научная дискуссия: вопросы физики, математики, информатики: материалы III международной заочной научно-практической конференции.(22 октября 2012 г.) – Москва: Международный центр науки и образования, 2012. – С.100-110. // Scholarly discussion: problems of physics, mathematics and informatics: the materials of III international distance research and training conference. – Moskow, 2012. – p.100-110.

4 Басарыгин Ю.М. Теория и практика проедупреждений осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации / Ю.М.Басарыгин, В.Ф.Будников, А.И.Булатов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 510 с.

5 Дюран Б. Кластерный анализ / Б.Дюран, П.Одел; пер. с англ. Е.З.Демиденко; под ред. А.Я.Боярского. – М.: Статистика, 1977. – 128 с.

6 Вентцель Е.С. Теория вероятностей / Е.С.Вентцель. – М.: Наука, 1969. – 576 с.

7 Степанов Н.В. Моделирование и прогноз осложнений при бурении скважин / Н.В. Степанов. – М.: Недра, 1989. – 252 с.

8 Мислюк М.А. Буріння свердловин: Довідник; у 5 т. / М.А.Мислюк, І.Й.Рибчич, Р.С.Яремійчук. – К.: «Інтерпрес ЛТД», 2002. Т.5: Ускладнення. Аварії. Екологія. – 2004. – 376 с.

9 Ветров А.К., Аварии в разведочном бурении и способы борьбы с ними / А.К.Ветров, А.В.Коломоец. – М.: Недра, 1969. – 183 с.

10 Винниченко В.М. Предупреждение и ликвидация аварий и осложнений при бурении разведочных скважин / В.М.Винниченко, А.Е.Гончаров, Н.М.Максименко. – М.: Недра, 1991. – 170 с.

11 Коломоец А.В. Современные методы предупреждения и ликвидаций аварий в разведочном бурении / А.В.Коломоец, А.К.Ветров. – М.: Недра, 1977. – 200 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії 08.12.12

Рекомендована до друку професором ***Г. Н. Семенцовим***