

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ — НЕФТЕГАЗОВОМУ РЕГИОНУ

*Материалы
Международной научно-практической конференции
студентов, аспирантов и молодых ученых*

В 2 томах

Том I

Тюмень
ТИУ
2023

УДК 622.3+550.8+655.6
ББК 33.36+35.514
Н 76

Ответственный редактор:
кандидат экономических наук, доцент В. А. Чейметова

Редакционная коллегия:
Э. Ф. Файзуллина (зам. ответственного редактора)

Новые технологии – нефтегазовому региону : материалы
Н 76 Международной научно-практической конференции студентов,
аспирантов и молодых ученых. В 2 томах. Т. 1 / отв. ред. В. А. Чейметова.
– Тюмень : ТИУ, 2023. – 244 с. – Текст : непосредственный.
ISBN 978-5-9961-3091-7 (*общ.*)
ISBN 978-5-9961-3092-4 (*т. 1*)

В издание включены статьи и доклады, представленные на Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, в которых изложены результаты исследовательских и опытно-конструкторских работ по широкому кругу вопросов.

В первый том вошли материалы работы секций: «Геология, поиски и разведка нефтяных, газовых и других месторождений полезных ископаемых, гидрогеология, геокриология и инженерная геология. Кадастр природных ресурсов», «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», «Бурение нефтяных и газовых скважин», «Транспортные и транспортно-технологические системы», «Проблемы экологии и техносферная безопасность», «Нефтехимия и технология переработки нефти и газа».

Издание предназначено для научных, социально-гуманитарных и инженерно-технических работников, а также аспирантов и студентов технических и гуманитарных вузов.

УДК 622.3+550.8+655.6
ББК 33.36+35.514

ISBN 978-5-9961-3091-7 (*общ.*)
ISBN 978-5-9961-3092-4 (*т. 1*)

© Федеральное государственное
бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Тюменский индустриальный
университет», 2023

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ «Геология, поиски и разведка нефтяных, газовых и других месторождений полезных ископаемых, гидрогеология, геокриология и инженерная геология. Кадастр природных ресурсов».....	10
Геохимическая характеристика рифейских отложений Вычегодского прогиба Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна	10
<i>Боталов А. Н.</i>	
Влияние гидропроводности на удельные дебиты скважин эксплуатирующих многопластовый объект ЮС2 Федоровского месторождения.....	13
<i>Корепанов С. Е</i>	
Применение данных ВСП для изучения скоростных характеристик разреза на примере месторождений Широного Приобья	16
<i>Порохина Д. С.</i>	
Аэродинамическая технология очистки нефтегазовых платформ.....	19
<i>Хайдаров М. Ш., Эсенов Д. Г., Гулмаммедов Р. Г.</i>	
Инновационная технология электрохимической защиты нефте- и газопроводов.....	22
<i>Хайдаров М. Ш., Эсенов Д. Г., Гулмаммедов Р. Г.</i>	
Изучение процесса выработки запасов сложнопостроенных рифовых коллекторов.....	25
<i>Чалова П. О.</i>	
Концептуальное моделирование как инструмент к достоверному прогнозу геологических объектов на малоизученных территориях	29
<i>Чучалина К. Ю.</i>	
Особенности корректировки и восстановления кривых интервального времени на примере месторождений Западной Сибири	30
<i>Шальнев С. Д.</i>	
Анализ энергетического состояния пласта АВ₂ Северной залежи Нивагальского месторождения	33
<i>Шиверский Г. В.</i>	
СЕКЦИЯ «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».....	36
Особенности гидродинамического моделирования низкопроницаемых коллекторов.....	36
<i>Виноградов К. Э., Сивкова А. В.</i>	
Адаптация технологических подходов к проведению ГРП в наклонно-направленных скважинах путем многостадийной закачки проппанта в условиях близости фронта нагнетания.....	39
<i>Добровинский Д. Л.</i>	
Роботизированные технологии в секторе добычи.....	43
<i>Еремеев И. А.</i>	

Способы повышения темпов добычи при разработке месторождений	44
<i>Еремеев И. А.</i>	
Выравнивание профиля приемистости нагнетательной скважины	46
<i>Кузьмина Е. Н.</i>	
Управление рисками при проектировании и эксплуатации опасных производственных объектов системы трубопроводного транспорта углеводородов.....	48
<i>Курасов О. А.</i>	
Проблема снижения продуктивности газовой скважины в следствии накопления ретроградного конденсата	49
<i>Михайлюк К. Н., Пинигин А. А.</i>	
Перспективы применения газовых методов увеличения нефтеотдачи (МУН) на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами	51
<i>Мочалова А. А., Стариков М. А.</i>	
Прогноз значений дебитов скважин с применением искусственных нейронных сетей.....	53
<i>Нгуен М. Х., Нгуен Т. Х., Ву Х. З.</i>	
Газосодержание пластовых вод газоконденсатных месторождения Алан.....	56
<i>Орипова Ш. К.</i>	
Методы борьбы с образованием газовых конусов при разработке залежей с нефтяными оторочками и их опыт применения.....	58
<i>Пинигин А. А., Михайлюк К. Н.</i>	
Обработка призабойной зоны пласта с применением отклонителя.....	60
<i>Тагиров Р. Х.</i>	
Применение струйно-насосной установки при добыче нефти в осложненных условиях.....	63
<i>Тагиров Р. Х.</i>	
Влияние минерального состава карбонатных коллекторов на формирование призабойной зоны скважин.....	65
<i>Черных В. И., Мартюшев Д. А.</i>	
Обоснование внедрения водогазового воздействия на месторождениях многолетнемерзлых пород.....	68
<i>Шейко А.</i>	
Ограничение добычи газа.....	71
<i>Шмидт А. К.</i>	
Эксплуатация скважин с высоким газовым фактором	72
<i>Шмидт А. К.</i>	
СЕКЦИЯ «Бурение нефтяных и газовых скважин».....	74
Сепаратор для бурового раствора и шлама SCREEN PULSE	74
<i>Кузьмина Е. Н.</i>	

5. Определение оптимальной системы разработки для разной плотности запасов (геологических условий).
6. Формирование избирательной концепции разработки ПРМ с учетом различных методов воздействия.

Библиографический список

1. Повышение эффективности разработки крупного месторождения ТРИЗ в Западной Сибири на основе опыта Канадских месторождений-аналогов / В. Б. Карпов, Н. В. Паршин, Д. И. Слепцов [и др.]. – Текст : непосредственный // SPE-12572-RU. – 2016.
2. A new approach to estimating recovery factor for extra-low permeability water-flooding sandstone reservoirs / Z. Yuan, J. Wang, Sh. LI [et al.]. – Direct text // Petroleum Exploration and Development. – 2014. – Vol. 41, Issue 3. – P. 377-386.
3. Evolution of Completion Techniques in the Lower Shaunavon Tight Oil Play in Southwestern Saskatchewan / D. J. Schlosser, M. Johe, T. Humphreys [et al.]. – Direct text // SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, February 3–5, 2015. – Texas. – 2015. – SPE-173368-MS. – P. 611.
4. Степанова, Г. С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты / Г. С. Степанова. – Москва : Газоил пресс, 2006. – 198 с. – Текст : непосредственный.

Научный руководитель: Анкудинов А. А, начальник отдела, ООО «ТННЦ», к. т. н.

Прогноз значений дебитов скважин с применением искусственных нейронных сетей

Нгуен М. Х., Нгуен Т. Х., Ву Х. З.

Ханойский университет горного дела и геологии, г. Ханой, Вьетнам

Традиционно дебит скважин определяется теоретическими или эмпирическими методами. Однако, теоретические модели требуют большого количества данных в качестве входных, и некоторые из них обычно не получаются в практическом производстве из-за ограничений по времени и затратам. Тангрэн [1] первоначально предложил теорию корреляции между дебитом и другими эксплуатационными параметрами в 1949 г. После этого, Гилберт [2], Баксенделл [3], и Рос [4] предложили эмпирические корреляции, основанные на корреляции теории Тангрена.

В 1954 г. Гилберт провел эмпирический расчет на основе 268 данных, включая давление на устье скважины, размер штуцера, газожидкостный фактор, критический дебит жидкости.

$$Q = \frac{P_{wh} D_{64}^b}{aGLR^c} \quad (1)$$

где P_{wh} – давление на устье скважин (Psi); D_{64} – размер штуцера (1/64 дюйма), GLR – газожидкостный фактор (SCF/STB); Q – критический дебит жидкости (STB/day); a , b , c – первичные коэффициенты, оцененные при $a = 0.1$, $b = 1.89$, $c = 0.546$.

Баксенделл модифицировал уравнение 1 для расчета критических дебитов, а Рос разработал новую корреляцию для оценки массы углеводородов в условиях критического потока. В 1961 г. Ахонг [5] предложил новый набор значений коэффициентов для уравнения Гилберта: $a = 0.2618$, $b = 1.88$, $c = 0.65$.

Все рассмотренные выше эмпирические модели были ограничены типом данных, используемых в исследованиях; каждая модель применима только к одной области исследований. В результате эти модели не получили широкого распространения, так как результаты их применения в другом регионе не всегда были точными.

Для преодоления теоретических и эмпирических ограничений можно использовать искусственную нейронную сеть (ИНС) в качестве хорошего метода моделирования сложной взаимосвязи между дебитом добычи и другими соответствующими характеристиками добычи.

Некоторые модели ИНС для прогнозирования дебита скважины показали свою высокую точность [6, 7] и свои преимущества по сравнению с другими традиционными методами. Однако, метод ИНС не применялся к нефтедобывающим скважинам, использующим метод непрерывного газлифта.

В данном исследовании представлено применение метода ИНС для прогнозирования дебита нескольких нефтяных скважин при непрерывном газлифте. Искусственные нейронные сети можно использовать в качестве хорошего альтернативного подхода для моделирования сложных взаимосвязей между дебитами скважин и другими соответствующими параметрами добычи для преодоления теоретических и эмпирических ограничений.

Используемый набор данных был разделен на 3 части: 70 % выборки используются для процесса обучения, 15 % для тестирования, а остальные 15 % для проверки. Нейронная сеть обратного распространения построена и протестирована со следующей структурой: входной слой имеет шесть нейронов (D_{64} , P_{wh} , GLR, BS&W (свободная вода, осадки, эмульсия), Q_{Glif} (дебит нагнетаемого газлифта), P_{Glif} (давление нагнетаемого газлифта)), а выходной слой имеет один нейрон Q .

Разница между различными сетевыми моделями заключается в количестве нейронов в скрытом слое, которое обычно варьирует от 4 до 12. Необходимо тщательно выбирать количество нейронов в скрытом слое, чтобы обеспечить хорошую корреляцию прогнозируемых результатов ИНС с выходными образцами. Также необходимо избегать переобучения из-за слишком большого количества нейронных сетей. Из сравнения числа коэффициентов корреляции (R^2) и среднеквадратичной ошибки (RMSE) между различными моделями, авторы решили использовать модель с 7 нейронами в скрытом слое в качестве модели ИНС для прогноза дебита исследуемых скважин.

Наконец, чтобы оценить потенциальное применение модели ИНС, разработанной в этом исследовании, авторы использовали вторую папку данных, которая, включая 33 образца, отобранные на скважинах (№ 1 и 5) в 2021 г. для оценки дебита нефти из этих скважин в 2021 г. На рисунках 1 и 2 показано, что прогнозируемый и фактический дебиты обеих скважин имеют тесную взаимосвязь. Даже для эксплуатационного периода 2021 г., в течение которого данные не использовались в качестве входных данных для обучения модели ИНС, кривые на рисунках 1 и 2 демонстрируют очень похожие тенденции.



Рисунок 1. Сравнение прогнозного дебита по модели ИНС и фактических данных по скважине №1 за 2 периода эксплуатации (2019–2020 и 2021)



Рисунок 2. Сравнение прогнозного дебита по модели ИНС и фактических данных по скважине №5 за 2 периода эксплуатации (2019–2020 и 2021)

По результатам исследования можно сделать следующие выводы:

- Наилучшей моделью для оценки дебита нефти в 05 проанализируемых скважинах при непрерывном газлифтном дебите является модель ИНС с 7 нейронами в скрытом слое и обратным распространением. Про-

гнозируемые результаты гораздо более точны, чем при использовании многомерной регрессивной модели.

- Модель ИНС также имеет возможность оценить дебиты нефти из других скважин в будущем.

- Для дальнейшего обучения с целью повышения точности модели ИНСС требуется привлечение больше данных за предыдущие годы, а также обновленные данные.

Библиографический список

1. Tangren, R. F. Compressibility effects in two phase flow / R. F. Tangren, C. H. Dodge, H. S. Seifert. – DOI 10.1063/1.1698449. – Direct text // Journal of Applied Physics. – 1994. – № 20 (7). – P. 637-645.

2. Gilbert, W. E. Flowing and gas-lift well performance / W. E. Gilbert. – Direct text // Drilling and Production Practice. – 1954. – № 13. – P. 126.

3. Baxendell, P. B. Producing Wells on Casing Flow-An Analysis of Flowing Pressure Gradients / P. B. Baxendell. – Direct text // Petroleum Transactions. – 1958. – № 213. – P. 202-206.

4. Ros, N. C. J. An analysis of critical simultaneous gas/liquid flow through a restriction and its application to flow metering / N. C. J. Ros. – Direct text // Applied Scientific Research. – 1960. – № 9 (1). – 374 p.

5. Achong, I. Revised bean performance formula for Lake Maracaibo Wells / I. Achong. – Direct text // Shell Internal Report. – 1961.

6. Azim, R. A. Prediction of multiphase oil rate for anticlinal flowing wells using rigorous artificial neural network technique / R. A. Azim. – DOI 10.1016/j.flowmeasinst.2020.101835. – Direct text // A Flow Measurement and Instrumentation. – 2020. – № 76. – P. 101835.

7. George, A. Predicting Oil Production Flow Rate Using Artificial Neural Networks — The Volve Field Case / A. George. – DOI 10.2118/208258-MS. – Direct text // SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, August 2021. – Lagos, Nigeria, 2021. – SPE-208258-MS.

Газосодержание пластовых вод газоконденсатных месторождения Алан

Орипова Ш. К.

Каршинский инженерно-экономический институт, г. Карши, Узбекистан

На условия эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, а также конечный коэффициент газоотдачи значительно влияют физические и физико-химические свойства вод [1]. Воды газовых месторождений характеризуются: повышенной минерализацией, присутствием в составе вод хлоридов кальция и натрия или гидрокарбонатов натрия, отсутствием сульфатов, повышенным содержанием ионов I, Br, NH₄, часто присутствием