



НАУЧНАЯ ТЕРРИТОРИЯ: ТЕХНОЛОГИИ И ИННОВАЦИИ

Материалы
Международной научно-практической конференции

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

НАУЧНАЯ ТЕРРИТОРИЯ: ТЕХНОЛОГИИ И ИННОВАЦИИ

*Материалы
Международной научно-практической конференции*

Тюмень
ТИУ
2023

УДК 622.3+550.8+655.6

ББК 33.36+35.514

Н 72

Ответственный редактор:

кандидат экономических наук, доцент В. А. Чейметова

Редакционная коллегия:

Э. Ф. Файзуллина (зам. ответственного редактора), В. Ф. Гришкевич,
В. Г. Кузнецов, С. Ф. Музьявин, А. Н. Краев, С. М. Чекардовский,
Ю. А. Ведерникова, Ю. В. Сивков, В. И. Плеханов, А. Л. Савченков,
С. П. Санников, В. В. Пленкина, И. А. Карнаухов

Н 72 **Научная территория: технологии и инновации:** материалы Международной научно-практической конференции. – Тюмень: ТИУ, 2023. – 286 с. – Текст: непосредственный.

ISBN 978-5-9961-3193-8

В материалах конференции изложены результаты исследовательских и опытно-конструкторских работ по широкому кругу вопросов.

В состав сборника вошли материалы работы секций: «Геология и геофизика месторождений нефти и газа», «Бурение нефтяных и газовых скважин», «Разработка нефтяных и газовых месторождений», «Строительство и обустройство нефтегазопромыслов», «Проектирование, сооружение и эксплуатация систем транспорта углеводородного сырья», «Автоматизация, моделирование и информационные технологии в нефтегазовой отрасли и геологии», «Экология, природопользование и промышленная безопасность в нефтегазовой отрасли», «Современные материалы, технологии и конструкции, используемые в нефтегазовом комплексе», «Химическая технология в нефтяной и газовой промышленности», «Автомобильно-дорожные проблемы нефтегазового комплекса», «Проблемы и инновации в управлении нефтегазовым сектором экономики: макро-, мезо- и микроуровень», «Социально-гуманитарные аспекты развития нефтегазового региона».

Издание предназначено для научных и инженерно-технических работников, руководителей и управленческих работников предприятий нефтегазовой отрасли, а также аспирантов и студентов технических вузов.

УДК 622.3+550.8+655.6

ББК 33.36+35.514

ISBN 978-5-9961-3193-8

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

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ «Геология и геофизика месторождений нефти и газа»	8
Application of Artificial neural network to predict porosity from well logging data in Te Giac Trang oil field, Cuu Long basin, Vietnam	8
<i>Vi H. D.</i>	
Классификация литологии по данным ГИС с использованием машинного обучения: на примере из программы океанического бурения скважины 1143 в Восточном море	12
<i>Ву Х. З.</i>	
Анализ методов рок-типизации для улучшения характеристики карбонатных коллекторов: на примере Южно-Коншонского бассейна	17
<i>Нгуен М. Х.</i>	
Анализ положения и возможность прогнозирования высокодебитных скважин на месторождении Белый Тигр.....	22
<i>Нгуен М. Х.</i>	
Грязевой вулканизм и его особенности на газоконденсатном месторождении Шах-Дениз	27
<i>Юнусов Р. А.</i>	
СЕКЦИЯ «Бурение нефтяных и газовых скважин»	31
Application of machine learning in optimizing the weight on bit for oil wells.....	31
<i>Nguyen T. H.</i>	
К вопросу повышения эффективности заканчивания скважин на палеозойские отложения на месторождениях Западной Сибири.....	35
<i>Бастриков С. Н., Саунин В. И., Распопова М. В.</i>	
Качество крепи скважины и методика его оценки	40
<i>Дружинина И. В.</i>	
Альтернативные схемы заканчивания скважин в условиях АВПД на месторождениях Гыданского полуострова	45
<i>Курбасов Е. Г., Бастриков С. Н., Гусейнов Э. Б.</i>	
Особенности управления давлением в стволе скважины при бурении на депрессии на примере Харасавэйского месторождения	48
<i>Миронов Г. Е.</i>	
Исследование тампонажных растворов для крепления скважин при тепловых методах повышения нефтеотдачи.....	52
<i>Овчинников В. П.</i>	
Применение технологии капиллярной подачи ПАВ для удаления жидкости с забоя газовой скважины	56
<i>Распопова М. В.</i>	
Анализ шлакопортландцементного раствора для цементирования скважин с высокими температурами и высоковязкими нефтями	60
<i>Рожкова О. В.</i>	
СЕКЦИЯ «Разработка нефтяных и газовых месторождений»	65
Анализ чувствительности CRM для задач экспресс-прогноза технологических показателей разработки нефтяных месторождений	65
<i>Абдураманов М. А., Поляков Д. В.</i>	
Особенности формирования стратегии разработки пластов группы ПК	69
<i>Валеев Д. Р., Кульгильдин Р. Г.</i>	

Исследование фильтрационных параметров 3D-моделей керна при циклическом нагружении	74
<i>Иванов З. Г., Кожевников Е. В.</i>	
Особенности эксплуатации погружной бесштанговой системы добычи нефти на скважинах, осложненных высоким выносом механических примесей	78
<i>Лищук А. Н., Леонтьев С. А., Нагиев А. Т.</i>	
Экспериментальные методы оценки фазового поведения углеводородных систем при моделировании газовых МУН	83
<i>Мейер Р. В., Заночуев С. А.</i>	
Исследование динамики проницаемости за счет движения мелкодисперсных частиц в пористых коллекторах	86
<i>Пантелеева А. Е., Иванов З. Г., Кожевников Е. В.</i>	
Основы экспериментальной методики получения физической модели пластового газа	90
<i>Сорокин А. В., Сорокин В. Д.</i>	
Различия между пластовой нефтью, техногенной нефтью и извлеченной нефтью 94	
<i>Сорокин А. В., Сорокин В. Д.</i>	
Оптимизация процесса эксплуатации малодебитных скважин, осложненных высоким газовым фактором	98
<i>Степанов Д. О., Леонтьев С. А., Лищук А. Н.</i>	
 СЕКЦИЯ «Строительство и обустройство нефтегазопромыслов» ...	104
Особенности организации строительства на месторождениях Крайнего Севера.	104
<i>Бельский С. Г.</i>	
Контроль качества лабораторных исследований при проведении инженерных изысканий	106
<i>Бердников А. Д.</i>	
Актуальность возведения пневмокаркасных сооружений при ведении работ в условиях Крайнего Севера	109
<i>Зайкова И. М.</i>	
Внедрение искусственного интеллекта при организации СМР на месторождении	112
<i>Исенов Б. Н., Коркишко А. Н.</i>	
Технология скоростного рыхления мерзлого грунта путем подрыва на объектах месторождения нефти и газа	114
<i>Крымзалов И. А.</i>	
Различные подходы к моделированию вязкоупругих грунтовых оснований	115
<i>Мальцева Т. В., Асанкожоев Е. Ж.</i>	
Применение дронов и автономных систем в строительстве и обслуживании нефтегазопромыслов	120
<i>Пинягин В. О.</i>	
Уберизация управления проектно-изыскательскими работами при обустройстве нефтегазопромыслов	123
<i>Пронькина И. А.</i>	
Возможные способы утилизации попутного нефтяного газа на объектах нефтедобычи	126
<i>Туркот Е. Д.</i>	
Стратегия контрактования ПИР при обустройстве нефтегазовых месторождений	128
<i>Ярославцев А. И., Коркишко А. Н.</i>	

СЕКЦИЯ «Проектирование, сооружение и эксплуатация систем транспорта углеводородного сырья»	132
Математическая модель положения подземного трубопровода в условиях геокриологических процессов Крайнего Севера	132
<i>Бельский С. Г.</i>	
Распределение параметров исходных сейсмических воздействий по трассе газопровода «Южный поток» на дне Черного моря	135
<i>Ковачев С. А.</i>	
Сейсмическое микрорайонирование трассы газопровода «Южный поток» на дне Черного моря.....	141
<i>Ковачев С. А.</i>	
К вопросу о результатах бурения и освоения Воскресенской и Дмитриевской параметрических скважинах в Курганской области	146
<i>Леонтьев Д. С., Арсеньев А. А., Бугаев Т. В.</i>	
СЕКЦИЯ «Автоматизация, моделирование и информационные технологии в нефтегазовой отрасли и геологии»	151
Поросетевая модель фильтрации жидкости в пустотном пространстве породы-коллектора.....	151
<i>Аристов А. И.</i>	
Автоматизация установки нанесения электрохимических покрытий	156
<i>Воронин В. В.</i>	
Применение ГИС-анализа данных дистанционного зондирования земли для информационного сопровождения геологоразведочных работ	160
<i>Геворгян Л. А., Калинин А. А.</i>	
Анализ быстродействия следящей системы управления на основе нечеткой логики с применением производных выходного сигнала подачи первого и второго порядка.....	165
<i>Зыкин П. В.</i>	
Проектирование информационного обеспечения подсистемы организации транспортировки нефтешлама	169
<i>Соловьев Д. С., Соловьева И. А., Саратов Д. А.</i>	
Разработка интеллектуальной системы управления гальваническими процессами	172
<i>Соловьев Д. С.</i>	
Применение модулей корпоративного ПО РН-ГЕОСИМ для решения типовых задач геологического моделирования.....	175
<i>Шевелёва Д. К., Грачева С. К.</i>	
СЕКЦИЯ «Экология, природопользование и промышленная безопасность в нефтегазовой отрасли»	181
Совершенствование мероприятий по обеспечению промышленной безопасности с помощью комнаты виртуальной реальности.....	181
<i>Антропов И. А.</i>	
Способы обращения с буровыми отходами в нефтяной отрасли	184
<i>Гаевая Е. В., Зимнухова А. Е., Тарасова С. С.</i>	
Контроль и управление рисками активизации опасных геологических процессов с помощью создания геоинформационных систем (на примере нефтегазового комплекса Сахалинской области).....	188
<i>Харыбина А. С., Юмашева А. К.</i>	

СЕКЦИЯ «Современные материалы, технологии и конструкции, используемые в нефтегазовом комплексе».....	191
Инструмент для оптимизации геометрии зубчатых колес с нестандартными исходными контурами зацепления.....	191
<i>Киреев В. В., Васильев Д. В., Зырянов В. А.</i>	
Влияние исходной нагрузки стали на уровень ее магнитоупругого размагничивания при дополнительном варьируемом воздействии.....	195
<i>Кулак С. М., Проботюк В. В.</i>	
Влияние направления шероховатости на коэффициент концентрации напряжений	200
<i>Кусков К. В.</i>	
Проблемы при строительстве и эксплуатации кровельного покрытия производственных зданий	203
<i>Тишков Е. В., Кардаев Е. М., Демиденко О. В.</i>	
СЕКЦИЯ «Химическая технология в нефтяной и газовой промышленности».....	207
Модернизация установки производства водорода методом короткоциклового адсорбции с целью повышения качества продукции	207
<i>Ибрагимова А. Т., Мезенцева Т. А.</i>	
Фазовый переход в нефтяных дисперсных системах и его влияние на технологические процессы при добыче, переработке и транспортировке нефти. 209	209
<i>Ковалева И. В., Семихина Л. П.</i>	
СЕКЦИЯ «Автомобильно-дорожные проблемы нефтегазового комплекса».....	215
Использование нейронных сетей для распознавания запасных частей для обслуживания автомобилей	215
<i>Козин Е. С., Мальшаков А. В.</i>	
Предиктивная оценка рисков дорожной аварийности на промышленных дорогах нефтегазового комплекса	217
<i>Тестешев А. А., Важенина А. А., Вологина А. А.</i>	
Резервы снижения интенсивности движения личных легковых автомобилей в городах нефтегазового комплекса	220
<i>Ярков С. А.</i>	
СЕКЦИЯ «Проблемы и инновации в управлении нефтегазовым сектором экономики: макро-, мезо- и микроуровень»	223
Реверс-инжиниринг как альтернатива параллельному импорту	223
<i>Андропова И. В., Бачина Ю. П.</i>	
Цифровой менеджмент в нефтегазовых компаниях: проблемы и перспективы развития	227
<i>Перов С. А.</i>	
Импортозамещение в России через реинжиниринг	232
<i>Смирнов И. М.</i>	
Управление инновационным развитием инжиниринговой организации в единой информационной среде	234
<i>Чулкова А. С.</i>	

Ресурсная база полуострова Ямал: оценка и стратегические ориентиры ее развития	237
<i>Шорохов А. Н.</i>	
Тенденции развития организации оперативного управления на предприятиях нефтегазовой отрасли	240
<i>Якунина О. Г., Набиев Э. Т., Стоякин М. Г.</i>	
СЕКЦИЯ «Социально-гуманитарные аспекты развития нефтегазового региона»	244
О правовых основах привлечения инвестиций в нефтегазовую отрасль (On the legal framework for attracting investment for the oil and gas industry).....	244
<i>Алланина Л. М.</i>	
Этапы освоения месторождений полуострова Ямал.....	246
<i>Колева Г. Ю., Колев Ж. М.</i>	
Труд и занятость как основные вызовы устойчивому развитию нефтегазового региона (на примере Тюменской области).....	251
<i>Колесник Е. А.</i>	
Субстрат эталонных систем	256
<i>Колесов В. И.</i>	
Влияние общественно-политической активности молодежи на развитие региона: возможности и ограничения	261
<i>Мехришвили Л. Л., Ткачева Н. А., Вершинин И. С.</i>	
Смысл и информация в системной теории Никласа Лумана	266
<i>Михайлов И. С.</i>	
Проектные кейсы в социально-гуманитарных дисциплинах как техника формирования «soft компетенций» у обучающейся молодежи.....	269
<i>Новикова А. А.</i>	
Территориальные риски Тюменского региона.....	271
<i>Пермяков В. Н., Мартынович В. Л., Казанцева Л. А.</i>	
Формирование профессиональных и надпрофессиональных компетенций посредством участия в конкурсах технологического предпринимательства.....	276
<i>Савельева Н. Н.</i>	
Благотворительная деятельность женщин в Тобольской губернии XIX века.....	279
<i>Сухорукова Н. В.</i>	
Критерии оценки эффективности работы персонала на предприятиях.....	283
<i>Храмцов А. Б.</i>	

СЕКЦИЯ «Геология и геофизика месторождений нефти и газа»

Application of Artificial neural network to predict porosity from well logging data in Te Giac Trang oil field, Cuu Long basin, Vietnam

Vu H. D.

Hanoi University of Mining and Geology, Hanoi, Vietnam

In the process of exploring, and exploiting oil and gas, accurately analyzing the enormous volume of well logging data is always a very challenging problem. Lithological parameter, such as porosity, saturation, and permeability, must be determined in order to accurately estimate reserves and suggest the best exploitation strategies. There have been many methods used to solve the above problem such as statistical regression algorithms, orthogonal graphs...

With the rapid advancement of information technology in recent years, several scientists have used artificial intelligence to address a variety of issues in the oil and gas industry, including asset analysis well log data [1–5]. Researching the application of artificial intelligence in the oil and gas field, specifically in analyzing raw materials to increase accuracy, improve efficiency, minimize costs and save time is inevitable development direction.

The main objectives of this study are:

1. Analyze geological-geophysical data, integrate geophysical data from logging measurements and core sample records.
2. Apply algorithms and artificial neural networks to build a model to predict reservoir porosity in the Miocene sediment of Te Giac Trang field, Cuu Long basin, Vietnam.

The database of this study includes: well log data recorded in Miocene sediments of two wells TGT-2X and TGT-5X and core sample documents of the above two wells, geological documents of the oil field (Table 1).

Table 1

Summary of database

Well	TGT-2X	TGT-5X
Logging measurements	Gammaray (GR), Resitivity (LLD), Neutron (NPHI), Sonic (DT), Density (RHOB)	Gammaray (GR), Resitivity (LLD), Neutron (NPHI), Sonic (DT), Density (RHOB)
Number of core sample	143	110

The Neural Network Toolbox of the Matlab software was used to create the porosity prediction model for the two wells TGT-2X and TGT-5X. The values of 5 curves (GR, DT, LLD, NPHI, and RHOB) at depths core samples of well TGT-2X were used to train the neural networks. The accuracy of neural

networks will then be evaluated using the standard sample set, which consists of 110 core samples and the well log data of well TGT-5X. The best neural network will then be chosen as a porosity prediction model for wells at the Te Giac Trang oil field.

Specifically, in this study, the author uses Backpropagation neural network models, has the following general structure (Figure 1):

- The input layer has 5 neurons (Well log data) and the output layer has 1 neuron (porosity)
- The transfer function for both layers is tansig
- The number of neurons in the hidden layer varies from 3 to 10

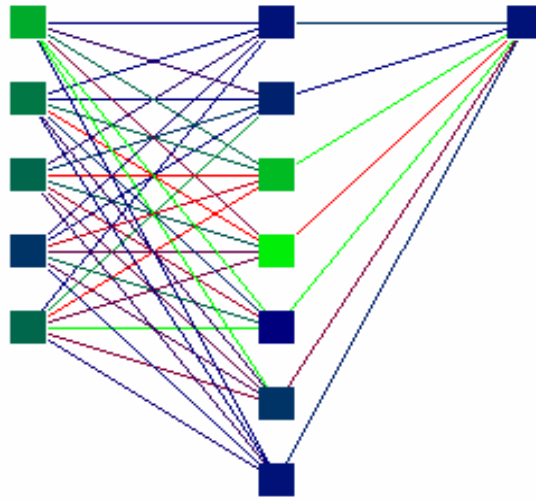


Figure 1. Structure of ANN model to predict porosity for 2 wells TGT-2X and TGT-5X

The input data of a neural network is usually represented as an N-dimensional vector and has a value limited to the range from 0 to 1, so we need to process the data as the average of the values of the neural networks, according to the following formulas:

$$DT = \frac{DT - DT_{min}}{T_{max} - DT_{min}} \quad (1)$$

$$GR = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2)$$

$$LLD = \frac{\log(LLD) - \log(LL_{min})}{\log(LL_{max}) - \log(LL_{min})} \quad (3)$$

$$NPHI = \frac{\log(NPHI) - \log(NPHI_{min})}{\log(NPHI_{max}) - \log(NPHI_{min})} \quad (4)$$

$$RHOB = \frac{RHOB - RHOB_{min}}{RHOB_{max} - RHOB_{min}} \quad (5)$$

There are many different network training algorithms, they differ in calculation and memory capacity, and no algorithm is best for all cases. In this study, the training algorithm will be used as the optimal algorithm to train models of neural networks to predict porosity. With the number of neurons in the hidden layer in ANN network models varying from 3 to 10, we obtain the results as shown in Figure 2.

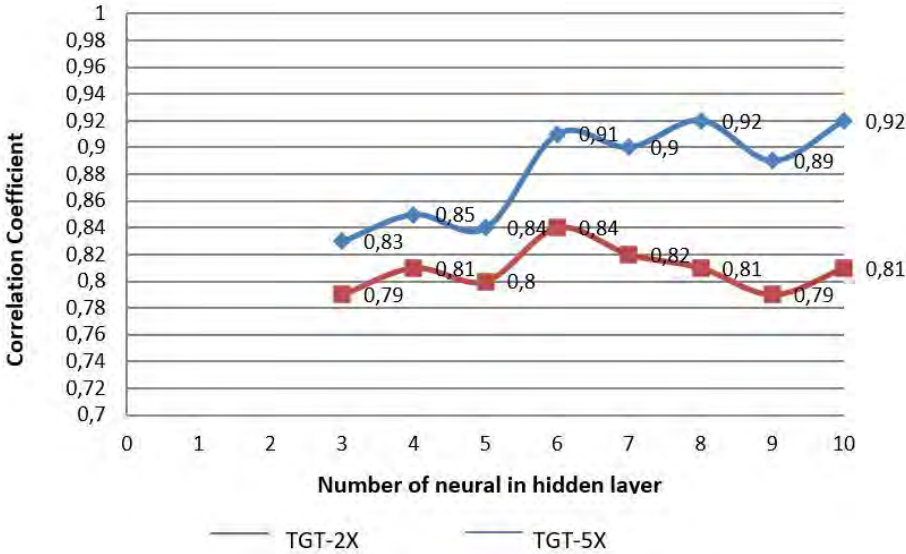


Figure 2. Correlation coefficient between predicted porosity from ANN model and core samples

Thereby we see the backpropagation neural network structure with a hidden layer consisting of 6 neurons, using the tansig transformation function and the train learning algorithm is the optimal model for predicting the porosity of Miocene sediments in TGT-5X well (Figure 3).

When comparing the porosity predicted from the ANN model (PHINN) and the porosity calculated by the traditional interpretation method (PHIE), it can be seen that the porosity predicted from the neural network (PHINN) reflects the trend change and have much higher correlation coefficient (Table 2).

Table 2

Summary of correlation coefficient between PHIE, PHINN and core sample

Well	Correlation coefficient between PHIE and core sample	Correlation coefficient between PHINN and core sample
TGT-2X	0.26	0.91
TGT-5X	0.19	0.84

It can be seen that although the porosity predicted by the neural network gives results that are more consistent with the porosity of the core sample than the porosity calculated by the traditional interpretation method, the correlation

coefficient is still not too good. Therefore, to improve accuracy, in addition to using the input of well logging curves, it is necessary to supplement related geological data.

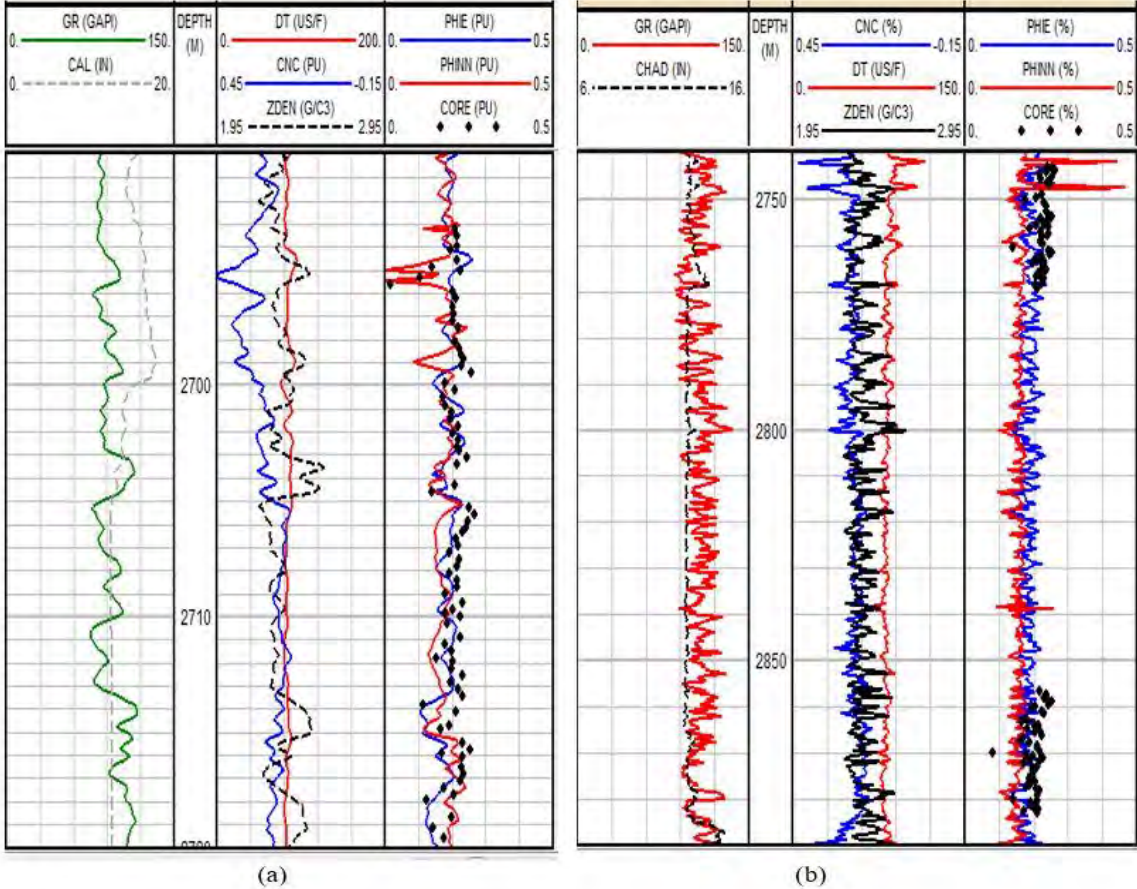


Figure 3. Comparing porosity predict from ANN model, traditional interpretation method and core samples. (a. TGT-2X; b. TGT-5X)

Author's suggestion:

- To improve the accuracy and reliability of the method, in addition to using the input data as the value of the 5 well log curves (GR, DT, LLD, NPFI, RHOB), geological information should be added or other high resolution well log curves.
- Neural networks have very high applicability and its inclusion to serve the process of interpreting well log data in the oil and gas field is very potential, there needs to be more research topics that go deeper into this new approach.

References

1. Alpana, B. Committee neural networks for porosity and permeability prediction from well logs / B. Alpana, B. H. Hans. – DOI 10.1046/j.1365-2478.2002.00346.x. – Direct text // Geophysical prospecting. – 2008. – Vol. 50, Issue 6. – P. 645–660.

2. Anifowose, F. A. Ensemble machine learning : an untapped modeling paradigm for petroleum reservoir characterization / F. A. Anifowose, J. Labadin, A. Abdulraheem. – DOI 10.1016/j.petrol.2017.01.024. – Direct text // Petroleum Engineering & Geosciences. – 2017. – Vol. 151. – P. 480–487.

3. Hamada, G. A. Neural network prediction of porosity and permeability of heterogeneous gas sand reservoirs using NMR and conventional logs / G. A. Hamada, M. A. Elshafei. – DOI 10.2118/126042-MS. – Direct text // NAFTA. – 2010. – Vol. 61, Issue 10. – P. 451–460.

4. Wang, B. A hybrid framework for reservoir characterization using fuzzy ranking and an artificial neural network / B. Wang, X. Wang, Z. Chen. – DOI 10.1016/j.cageo.2013.03.016. – Direct text // Computers & Geosciences. – 2013. – Vol. 57. – P. 1–10.

5. Wong, P. M. An improved technique in porosity prediction: a neural network approach / P. M. Wong, T. D. Gideon, I. J. Taggart. – DOI 10.1109/36.406683. – Direct text // IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing. – 1995. – Vol. 33, Issue 4. – P. 971–980.

Классификация литологии по данным ГИС с использованием машинного обучения: на примере из программы океанического бурения скважины 1143 в Восточном море

Ву Х. З.

Ханойский университет горного дела и геологии, Ханой, Вьетнам

Информация о геологических структурах под морем, например Восточном море, часто предоставляется по результатам обработки и анализа геофизических данных [1-6]. Эти результаты часто приходится сравнивать с информацией скважин, поэтому анализ геофизических данных в скважинах дает полезную информацию [7]. Однако, эта работа требует много времени, во многих случаях субъективна и не имеет количественной оценки. Чтобы преодолеть этих проблемы, вычислительные инструменты, такие как машинное обучение и искусственный интеллект, в настоящее время используются в области обработки данных. В частности, применение этих методов для анализа данных по ГИС было опубликовано в работах Bosch [8], Dekkers [9], в районе Восточного моря также есть работы Karmaкар [10], Tse [11]. Результаты, полученные этими авторами, показывают эффективность применения этих средств расчета. Поэтому в этом исследовании, мы принимаем алгоритмы машинного обучения для обработки данных скважин 184–1143 А, В, С (рис. 1).

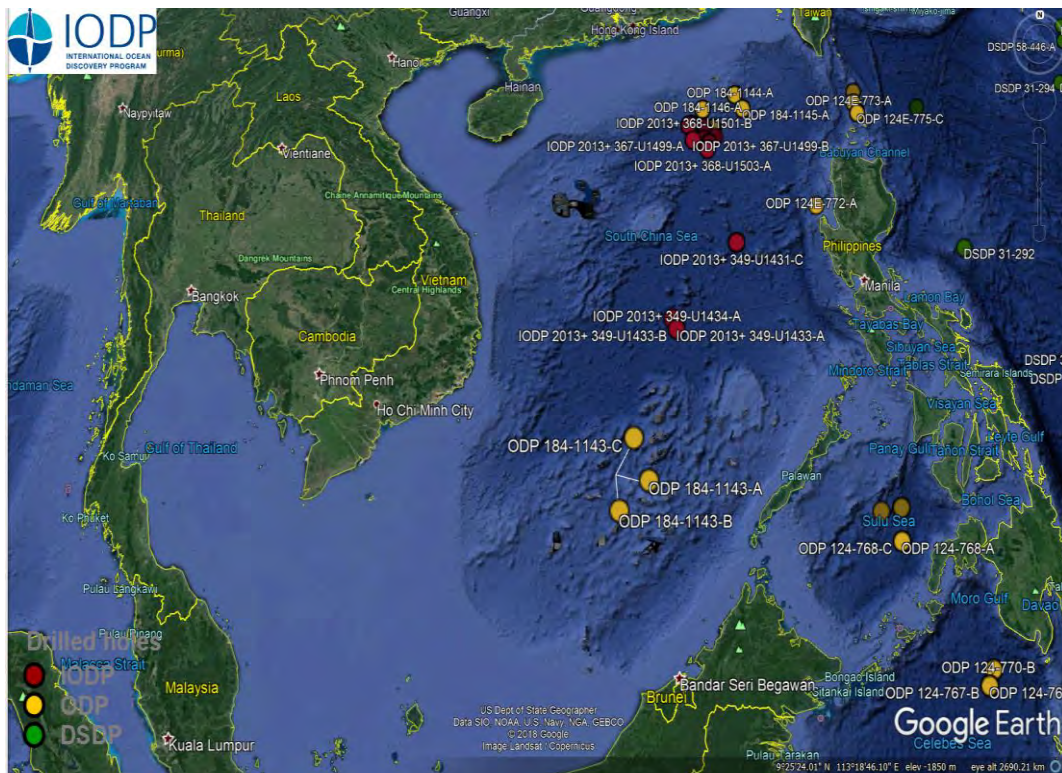


Рисунок 1. Положение 3 скважин OPD-184-1143 А, В, С

В исследовании мы использовали данные международных программ исследования океана и глубокого бурения [12]. На этом участке находятся 3 скважины OPD-184-1143 А, В, и С (рис. 1), для краткости в статье мы их назвали как ГКА, ГКВ, ГКС. Данные включают в себя геофизические и петрофизические параметры, измеренные в скважинах и из образцов: скорость продольной волны, гамма-каротаж, плотность, индуктивность, процентное содержание песчаников, ила и глин (рис. 2).

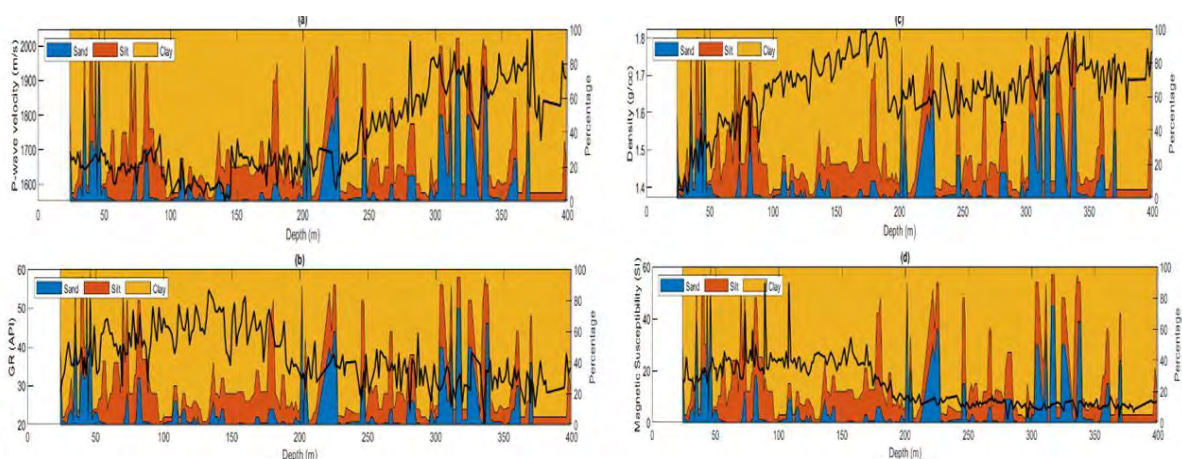


Рисунок 2. Распределение образцов по соотношению песчаников, ила и глин по глубине в скважине А. Черная линия показывает физические параметры как скорость продольной волны (а), гамма-каротаж (б), плотность (с) и индуктивность (д)

Алгоритм кластеризации Fuzzy C-means (FCM) был предложен Дж. Данном в 1973 г и улучшен Дж. Бездеком в 1984 г. [13]. FCM делит элементы входных данных на группы на основе сходства свойств элементов. В отличие от метода К-средних, в котором каждый элемент в среднем принадлежит только в одной группе, а в С-средних элементы могут принадлежать многими группами с различными коэффициентами принадлежности. Это делается путем минимизации следующей функции:

$$\phi_{FCM} = \sum_{j=1}^N \sum_{k=1}^C u_{jk}^q \|z_j - v_k\|_2^2,$$

где N – количество элементов данных z , z может включать множество атрибутов. C – количество групп, q ($q > 1$) параметр «нечеткости», q обычно принимается равным 2 [13], v_k – центральное значение k -й группы, u_{jk} – степень принадлежности j -ого элемента к k -й группе, при условии, что $\sum_{k=1}^C u_{jk} = 1$.

Одной из наиболее важных задач в среднем нечетком кластерном анализе является определение количества кластеров. В настоящее время количество кластеров обычно определяется на основе некоторого индекса. В этом исследовании мы используем два индекса NCE [14] и XB [15]. Чем меньше эти два индекса, тем лучше кластерный анализ. По результатам анализа установлено, что количество кластеров, равное двум, является оптимальным для данного набора данных (рис. 3).

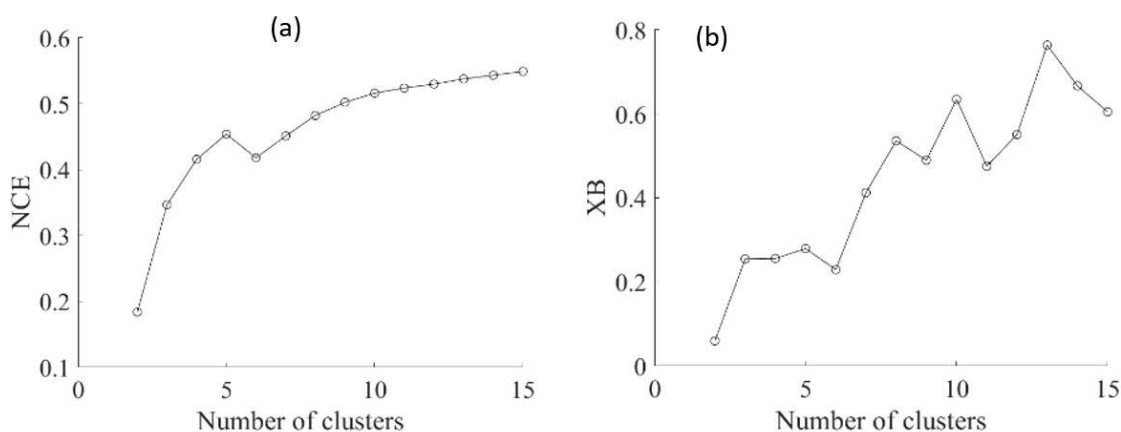


Рисунок 3. Индексы NCE и XB используются для определения оптимального количества кластеров

Результаты анализа показывают, что группа 1 (кластер № 1) соответствует петрологии песчаников, а группа 2 (кластер № 2) – петрологии глин (рис. 4, 5). Точность по сравнению с кернами находится в пределах 60 %, это соотношение не слишком высокое, но приемлемое, поскольку петрофизические и физические параметры имеют низкую корреляцию. Кроме этого, классификация образцов по кернам является субъективной и может

содержать ошибки, о чем свидетельствует тот факт, что по сравнению с соотношением глины все еще существует много пятен, лежащих в двух областях двух литологий.

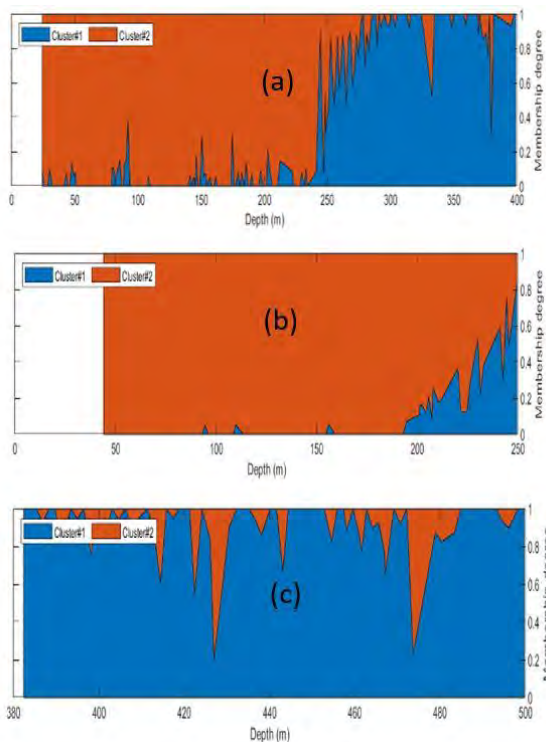


Рисунок 4. Коэффициент принадлежности нечеткого кластерного анализа с – среднее значение по скважинам GKA (a), GKB (b) и GKC (c). Граница между верхней и нижней частями хорошо видна в GKA

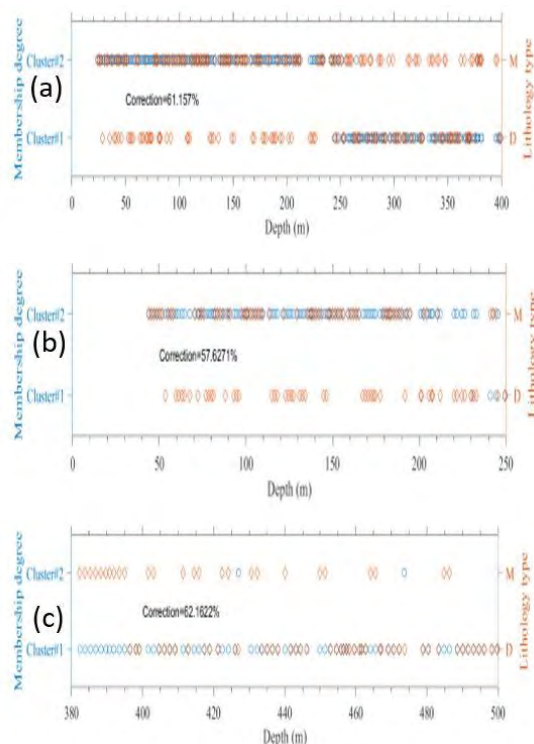


Рисунок 5. Сравнение результатов петрографического разделение на основе FCM и описания образцов керна в скважинах GKA (a), GKB (b) и GKC (c) с точностью 61,57 % соответственно; 57,62 % и 62,16 %

В этом исследовании мы использовали алгоритм FCM для петрофизической классификации по физическим параметрам горных пород. Первоначальные результаты положительны, однако для повышения точности, предложенной авторами, необходимы дальнейшие исследования.

Библиографический список

1. Braitenberg, C. Basement structures from satellite-derived gravity field : South China Sea ridge / C. Braitenberg, S. Wienecke, Y. Wang. – DOI 10.1029/2005JB003938. – Direct text // Journal of Geophysical research : solid earth. – 2006. – Vol. 111. – P. B05407.
2. Seismic stratigraphy and tectonic structure from a composite multi-channel seismic profile across the entire Dangerous Grounds, South China Sea / W. Ding, D. Franke, J. Li, S. Steuer. – DOI 10.1016/j.tecto.2012.09.026. – Direct text // Tectonophysics. – 2013. – Vol. 582. – P. 162–176.

3. Ding, W. Spreading dynamics and sedimentary process of the Southwest Sub-basin, South China Sea : Constraints from multi-channel seismic data and IODP Expedition 34 / W. Ding, J. Li, P. D. Clift. – DOI 10.1016/j.jseaes.2015.09.013. – Direct text // Journal of Asian Earth Sciences. – 2016. – Vol. 115. – P. 97–113.
4. South China Sea crustal thickness and oceanic lithosphere distribution from satellite gravity inversion / S. Gozzard, N. Kuszniir, D. Franke [et al.]. – DOI 10.1144/petgeo2016-162. – Direct text // Petroleum Geoscience. – 2018. – Vol. 25. – P. 112–128.
5. Huang, W. Sediment mass and distribution in the South China Sea since the Oligocene / W. Huang, P. Wang. – DOI 10.1007/s11430-006-2019-4. – Direct text // Science in China Series D : Earth Sciences. – 2006. – Vol. 49, Issue 11. – P. 1147–1155.
6. Trung, N. N. Satellite Gravity Anomalies and Their Correlation with the Major Tectonic Features in the South China Sea / N. N. Trung, S. M. Lee, B. C. Que. – DOI 10.1016/S1342-937X(05)70793-0. – Direct text // Gondwana research. – 2004. – Vol. 7, Issue 2. – P. 407–424.
7. Magnetostratigraphy of ODP Site 1143 in the South China Sea since the Early Pliocene / H. Wu, M. Shi, X. Zhao [et al.]. – DOI 10.1016/j.margeo.2017.08.010. – Direct text // Marine geology. – 2017. – Vol. 394. – P. 133–142.
8. Bosch, D. Fuzzy Logic determination of lithologies from well log data: application to the KTB project data set (Germany) / D. Bosch, J. Ledo, P. Queralt. – DOI 10.1007/s10712-013-9242-2. – Direct text // Surveys in Geophysics. – 2013. – Vol. 34, Issue 4. – P. 413–439.
9. Insights into magmatic processes and hydrothermal alteration of in situ superfast spreading ocean crust at ODP/IODP site 1256 from a cluster analysis of rock magnetic properties / M. J. Dekkers, D. Heslop, E. Herrero-Bervera [et al.]. – DOI 10.1002/2014GC005343. – Direct text // Geochemistry, Geophysics, Geosystems. – 2014. – Vol. 15, Issue 8. – P. 3430–3447.
10. Mapping of rock types using a joint approach by combining the multivariate statistics, self-organizing map and Bayesian neural networks : an example from IODP 323 site / M. Karmakar, S. Maiti, A. Singh [et al.]. – DOI 10.1007/s11001-017-9327-2. – Direct text // Marine and Geophysical Research. – 2018. – Vol. 39, Issue 3. – P. 407–419.
11. Unsupervised learning on scientific ocean drilling datasets from the South China Sea / K. C. Tse, H. C. Chiu, M. Y. Tsang [et al.]. – DOI 10.1007/s11707-018-0704-1. – Direct text // Frontier of Earth Science. – 2019. – Vol. 13. – P. 180–190.
12. International Ocean Discovery Program. – Text : electronic // Texas A&M University : website. – URL: <https://iodp.tamu.edu/> (date of the application: 04.09.2023).
13. Bezdek, J. C. The Fuzzy C-means clustering algorithm / J. C. Bezdek, R. Ehrlich, W. Full. – DOI 10.1016/0098-3004(84)90020-7. – Direct text // Computers & Geosciences. – 1984. – Vol. 10, Issue 2–3. – P. 191–203.

14. Roubens, M. Fuzzy clustering algorithms and their cluster validity / M. Roubens. – DOI 10.1016/0377-2217(82)90228-4. – Direct text // European Journal of Operational Research. – 1982. – Vol. 10, Issue 3. – P. 294–301.

15. Xie, X. L. A validity measure for fuzzy clustering : Pattern Analysis and Machine Intelligence / X. L. Xie, G. Beni. – DOI 10.1109/34.85677. – Direct text // IEEE Transactions on. – 1991. – Vol. 13, Issue 8. – P. 841–847.

Анализ методов рок-типизации для улучшения характеристики карбонатных коллекторов: на примере Южно-Коншонского бассейна

Нгуен М. Х.

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

Южно-Коншонский бассейн известен как самый крупный осадочный бассейн на шельфе южного Вьетнама. Район исследования находится в юго-восточной части этого бассейна. Коллектора представляют собой крупную изолированную карбонатную постройку средней мощностью 500 м, занимающую площадь около 50 км² (рис. 1). Постройка состоит из карбонатов позднего миоцена, перекрывающих более обширную карбонатную платформу среднего миоцена. Карбонаты отлагались внутри мелководной морской платформы, и в них преобладают кораллы, красные водоросли и фораминиферовые пакстоуны, вакстоуны и грейстоуны. Углеводороды в этом коллекторе обнаружены в самой верхней части позднемиоценовой толщи [1].

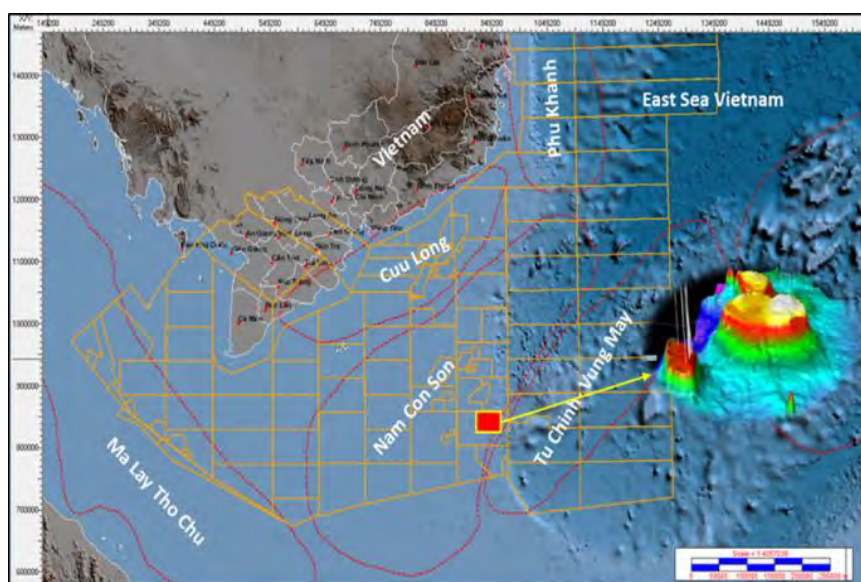


Рисунок 1. Обзорная карта района исследования

В этом исследовании данные керн из миоценового карбонатного коллектора были классифицированы в соответствии с типом породы. Были применены три методов классификации типов пород. Для выбора наилуч-

шего метода типизации был рассчитан коэффициент корреляции (R^2) между прогнозируемой проницаемостью (K_{pre}) и проницаемостью керна (K_{core}) для каждого метода типизации пород. Из 3 скважин были использованы 555 образцов керна. Гистограммы пористости (a), проницаемости (b), выделения единиц потока (FZI) (c), кросс-график (d) зависимости проницаемости от пористости представлены на рис. 2.

В ходе исследования классификации типов пород для карбонатных коллекторов была протестирована для 555 данных керновых проб, полученных в результате обычного анализа керна с использованием пяти описанных выше методов. Результаты каждого метода будут обобщены и обсуждены ниже.

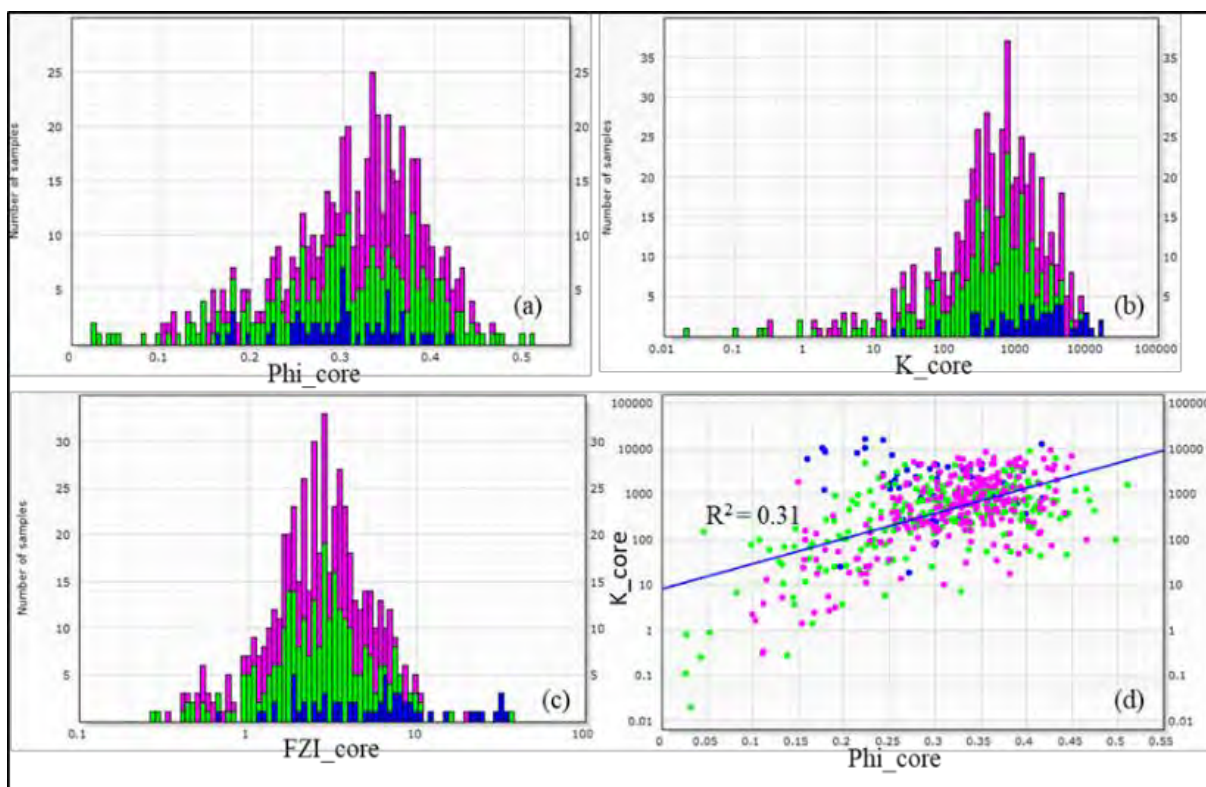


Рисунок 2. Гистограммы пористости (a), проницаемости (b), FZI (c) и кросс-плот зависимости проницаемости от пористости (d)

Первый метод классификации карбонатных пород основан на методе гидравлических единиц потока HFU (Hydraulic flow unit). В этом методе классификация HFU на основе гистограммы (рис. 3a), вероятностного графика и метода кластеризации Уорда предполагала разделение данных на группы FZI. В результате было определено 8 различных HFU на основе 555 доступных образцов керна (рис. 3a). На основе классификации HFU был построен график зависимости $RHIz$ от индекса качества коллектора RQI (Reservoir quality index) для каждого HFU (рис. 3b). Анализ кроссплота $RHIz$ по сравнению с RQI показал четкую группировку по 8 классам HFU

(рис. 3с) в соответствии со средними значениями FZI. Проницаемость можно предсказать для каждого HFU, используя уравнения [2]:

$$K = \Phi_e \left[\frac{FZI \cdot \frac{\Phi_e}{1-\Phi_e}}{0.0314} \right]^2,$$

где Φ_e – эффективная пористость, K – проницаемость (мД), FZI – мкм.

Кроссплот измеренной проницаемости (K_{core}) по сравнению с расчетной проницаемостью (K_{hfu}) для групп с различным средним значением FZI показывает почти идеальную корреляцию ($R^2 = 0,97$) (рис. 3d).

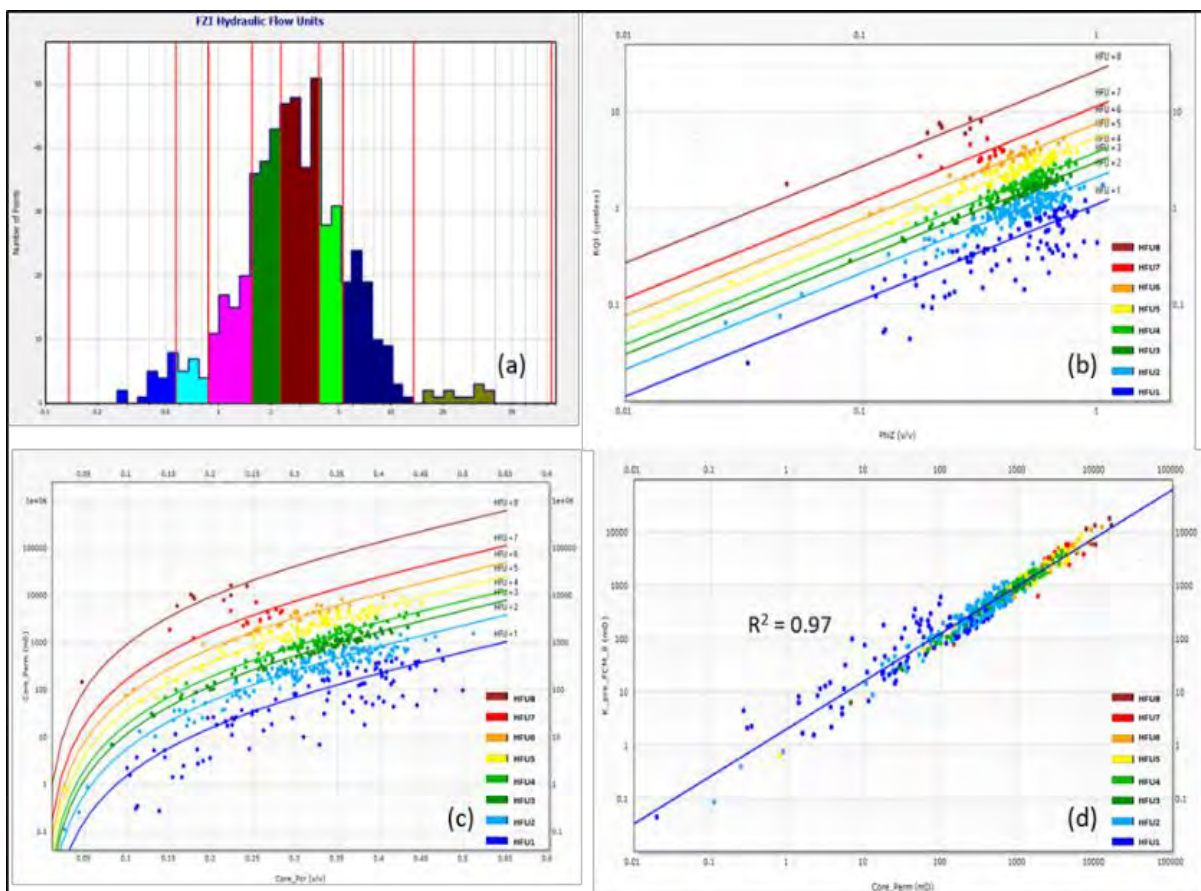


Рисунок 3. Результаты метода HFU: (а) гистограмма FZI; (б) кроссплот RQI по сравнению с Φ_{iZ} ; (с) кроссплот $\Phi_{i_{core}}$ и K_{core} , соответствующий 8 HFU; (д) кроссплот для сравнения K_{core} и K_{pre} для метода HFU

Основываясь на радиусе эффективной поры, распределении пористости и проницаемости ядра на линии устья изопоры, как показано на рисунке 4а, и на этом графике мы можем определить тип породы на основе сходства эффективного размера пор методом Winland R_{35} [3]. Чтобы сравнить результаты с вышеприведенным методом HFU, мы также

пытаемся разделить карбонатный коллектор на 8 классов RT_R35. Проницаемость была рассчитана (K_{pre_R35}) для этого метода с использованием уравнения:

$$\text{Log } R_{35} = 0.255 + 0.565 \log K - 0.523 \log \Phi ,$$

где Φ – пористость (%), K – нескорректированная проницаемость (мД), и R_{35} радиус порового канала при частоте насыщения ртутью 35% из теста МСР.

График зависимости K_{pre_R35} от K_{core} показан на рисунке 4б, где коэффициент корреляции $R^2 = 0,94$ почти идеален.

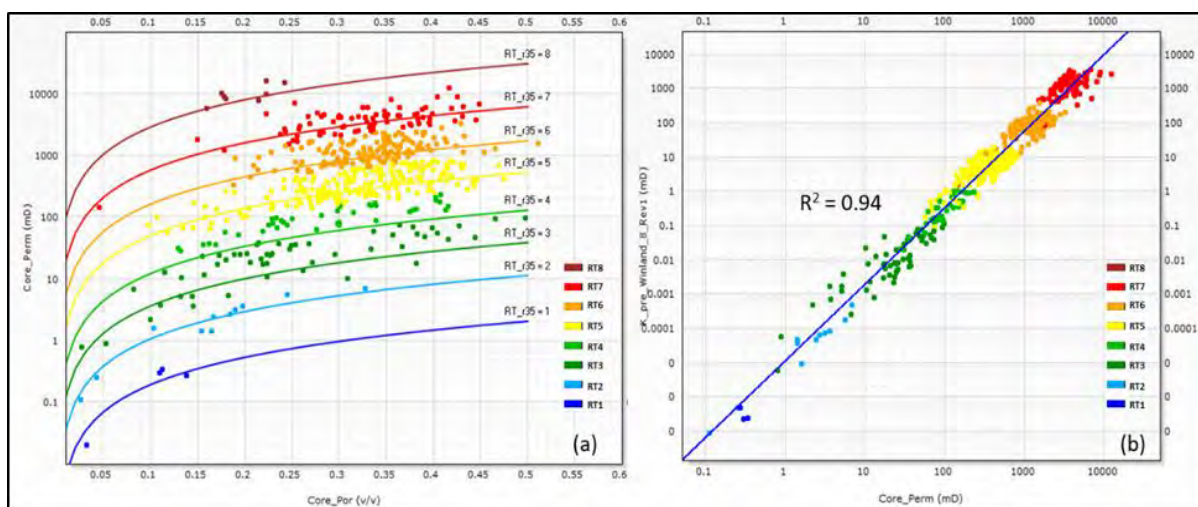


Рисунок 4. Результаты метода Winland R_{35} : (а) Кросс-плот проницаемости против данных пористости на фоне 8 RT_R35; (б) Кросс-график K_{R35} , рассчитанный на основе зависимости 8 RT_R35 от K_{core}

Третий метод Люсии (Lucia) [4] представляет собой попытку универсальной классификации петрофизических свойств карбонатных коллекторов, основанной на межзерновой пористости. Люсия определила классы типов карбонатных пород по их Rock Fabric Number (RFN), который находится в диапазоне от 0,5 до 4. На рисунке 5 показаны шесть типов пород (RT_luc), распределенных и соответствующих шести интервальные классы RFN. Типы пород от RT_luc_1 до RT_luc_6, но большинство данных попадает в диапазоне RT_luc_2 и RT_luc_3. Для расчета проницаемости (K_{pre_luc}) для этого метода используется уравнение:

$$K = 10^{(9.798+8.671 \log \Phi - \log(\text{RFN})(12.084+8.296 \log \Phi))}$$

Кросс-плот K_{pre_luc} и K_{core} показан на рисунке 5б, где коэффициент корреляции $R^2 = 0,89$.

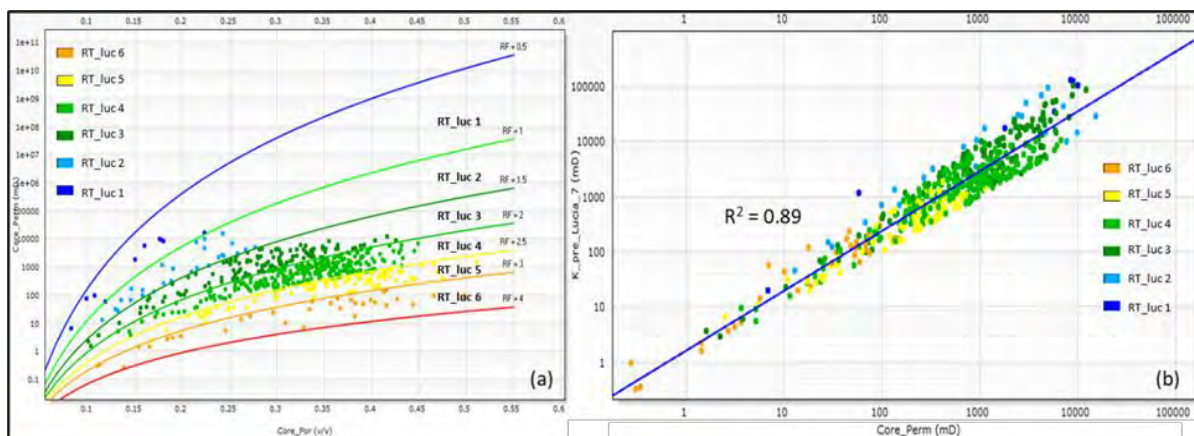


Рисунок 5. Результаты классификации типов пород по методу Люсии: (а) данные K_{core} в сравнении с данными RNI_{core} на фоне 3 RT_{luc} ; (б) Кросс-плот K_{luc} , рассчитанный на основе зависимости 5 RT_{luc} от K_{core}

Мы протестировали 3 метода типизации пород: FZI, Winland R35 и Люсии. Используемые образцы взяты из 555 данных керна из миоценовых карбонатных коллекторов, включая платформы и рифы. Все методы показали действительно хорошие коэффициенты корреляции более 89 % для прогноза проницаемости. В этом примере метод HFU является лучшим, который может предсказать концепции гидравлических единиц потока в карбонатном коллекторе, поэтому этот метод может применяться для прогноза проницаемости для этих карбонатных коллекторов. Метод Люсия также дает хорошие результаты при быстрой, точной и эффективной классификации типов пород применительно к карбонатным коллекторам с ограниченным набором данных керна.

Библиографический список

1. Bui, V. D. Depositional environment and reservoir quality of Miocene sediments in the central part of the Nam Con Son basin, Southern Vietnam shelf / V. D. Bui, A. T. Hoang, V. K. Nguyen [et al.]. – DOI 10.1016/j.marpetgeo.2018.05.004. – Direct text // Marine and Petroleum Geology. – 2018. – Vol. 97. – P. 672–689.
2. Amaefule, J. O. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells / J. O. Amaefule, M. Altunbay, D Tiab [et al.]. – DOI 10.2118/26436-MS. – Direct text // The SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Houston, 1993. – P. 205–220.
3. Pittman, E. D. Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from Mercury Injection Capillary Pressure curves for sandstone / E. D. Pittman. – DOI 10.1306/BDF87A4-1718-11D7-8645000102C1865D. – Direct text // AAPG Bull. – 1992. – Vol. 76, Issue 2. – P. 191–198.

4. Lucia, F. J. Petrophysical parameters estimated from visual descriptions of carbonate rocks : a field classification of carbonate pore space / F. J. Lucia. – DOI 10.2118/10073-PA. – Direct text // Journal of Petroleum Technology. – 1983. – Vol. 35. – P. 629–637.

Анализ положения и возможность прогнозирования высокодебитных скважин на месторождении Белый Тигр

Нгуен М. Х.

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

Изучив геологическое строение месторождений углеводородов в фундаменте Кыулонгского бассейна, были выявлены общие характеристики и закономерности в их строении, наиболее четкие из которых было предложено использовать в качестве критериев прогнозирования подобных скоплений не только в фундаменте шельфа Южного Вьетнама, но и других регионов, в том числе и в России [1–3]. Выработанные критерии могли бы также способствовать более обоснованному принятию решений об углублении скважин в фундамент в пределах известных месторождений углеводородов в осадочном чехле.

Решение этих задач стимулировало постановку новой, еще более сложной проблемы: а нельзя ли выработать методику прогнозирования участков, где наиболее вероятно получение высоких дебитов?

Для решения поставленной задачи, наряду с выявлением закономерностей в размещении скважин, где отмечались значительные дебиты в течение длительного времени, принципиально важным является понимание основных факторов формирования месторождений углеводородов. Ключевую информацию в этом отношении дает глубинная сейсморазведка МОГТ, проведенная в России в ряде нефтегазоносных областей.

Наиболее показательным и информативным является Геотраверс «Татсейс», который пересек всю Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию [4, 5]. Его протяженность составила 1000 км. Методика сейсморазведочных работ обеспечивала изучение строения земной коры на всю ее мощность и, в то же время, - достаточно детальное изучение осадочного чехла. Такой подход к проведению работ позволил выявить особенности строения земной коры нефтеносных территорий и связи глубинного строения земной коры со строением и нефтеносностью осадочного чехла.

На сейсмическом временном разрезе видно, что строение земной коры нефтеносных территорий кардинальным образом отличается от территорий, где нефти нет (рис. 1). Во-первых, здесь наблюдаются наклонные, точнее, выполаживающиеся вниз отражатели, отображающие зоны разломов. В ряде случаев эти разломы пересекают границу Мохо и входят в верхнюю мантию. Во-вторых, сама граница Мохо под нефтяными месторождениями носит нарушенный характер.

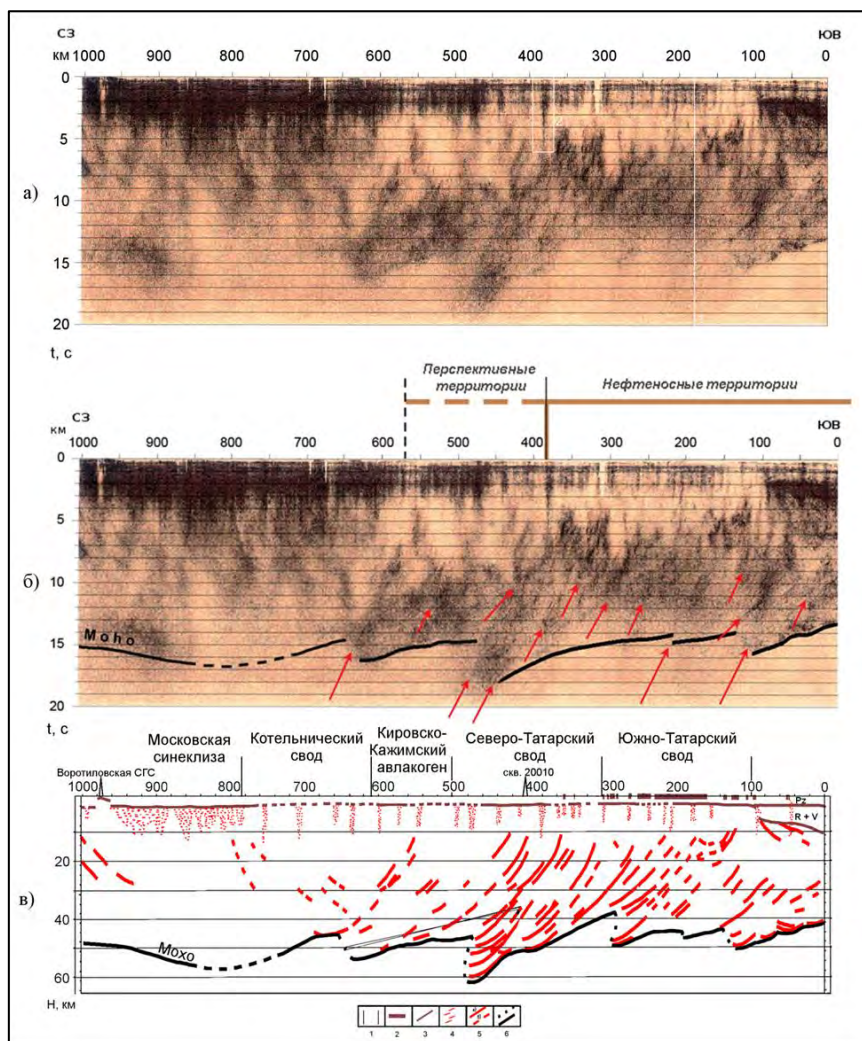


Рисунок 1. Геотраверс «Татсейс» [5]

- а) общий вид временного разреза; б) с интерпретацией; стрелками показаны наиболее сильные отражатели; в) сейсмогеологический разрез земной коры;
- 1 – границы тектонических элементов первого порядка; 2 – нефтяные месторождения; 3 – поверхность кристаллического фундамента; 4 – предполагаемые субвертикальные зоны деструкции; 5 – отражатели в консолидированной коре: а) уверенные; б) неуверенные; 6 – подошва расслоенной зоны – возможная граница М

Данные сейсморазведки МОГТ по региональным профилям однозначно свидетельствуют о значительной роли глубинных факторов в формировании нефтяных месторождений. Из представленных фактических материалов становится понятной и определяющая роль разломов как миграционных каналов. Если в нижней части коры они выполаживаются, то в осадочном чехле и в верхней части фундамента они субвертикальны или круто наклонены. Именно такую картину можно видеть на сейсмических разрезах по месторождениям Белый Тигр, Дракон, Дайхунг и другим (рис. 2). Разломы здесь также круто наклонены. А о глубинном их продолжении можно лишь предполагать по аналогии с разломами в Волго-Уральской провинции.

Разломы представляют собой не только флюидопроводящие каналы, но и разуплотненные зоны, высокочемкие коллектора. Они, собственно, и являются основным местонахождением нефти.

В данном исследовании были выявлены три категории разломов:

- наиболее древние, прослеживаемые только в фундаменте;
- прослеживаемые как в фундаменте, так и в осадочных отложениях олигоцена, но не выходящие за его пределы;
- наиболее молодые, следящиеся от фундамента до миоцена и четвертичных отложений.

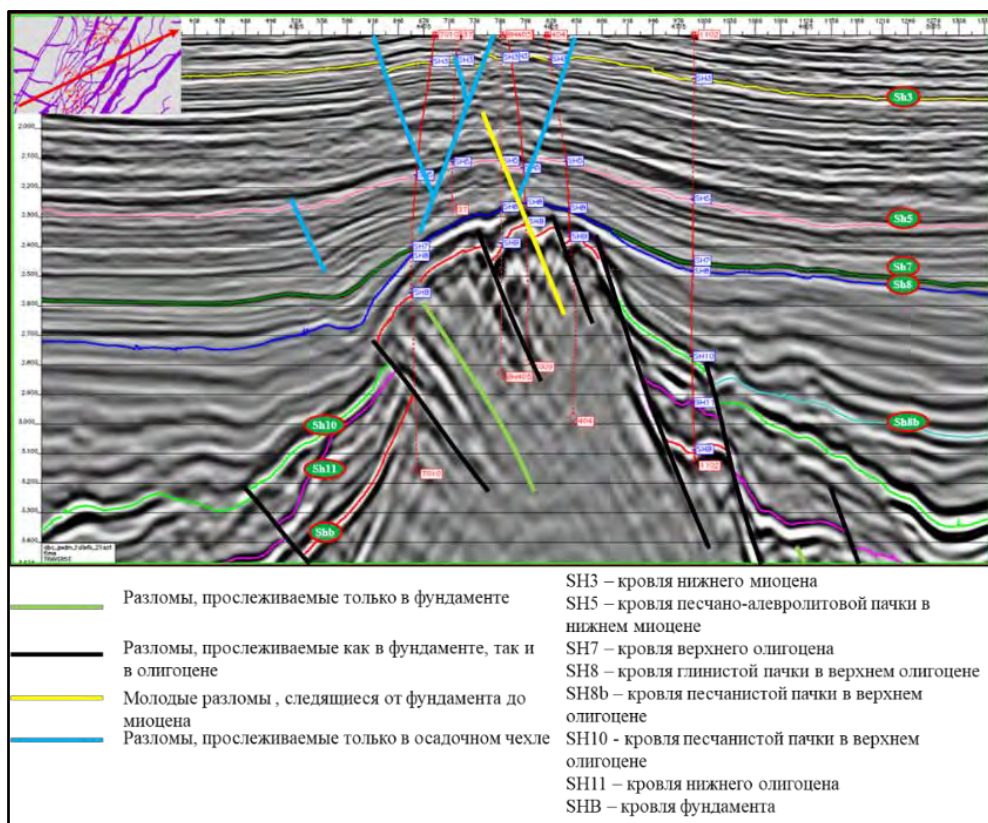


Рисунок 2. Разновозрастные системы разломов на месторождении Белый Тигр

Тектонические процессы, происходящие в Кылулонгском бассейне, провоцируют сложные изменения на поверхности фундамента. Эти изменения образуются под влиянием как тектонических сил, так и процессов эрозии. Результаты тектонической деятельности проявляются в образовании различных деформаций, таких как разломы, зоны дробления, катаклаза и милонитизации [3]. Поверхность фундамента в результате образования серии разломов разделена на поднятия и прогибы.

Можно предположить, что карты начальных дебитов эксплуатационных скважин месторождения Белый Тигр, могут отражать или быть связанными с сложными тектоническими процессами. Наше сравнение этих карт с различными системами разломов, показанными на рисунке 3,

подтверждают это предположение. Из рисунка видно, что скважины с высокими начальными дебитами находятся рядом с неотектоническими системами разломов.

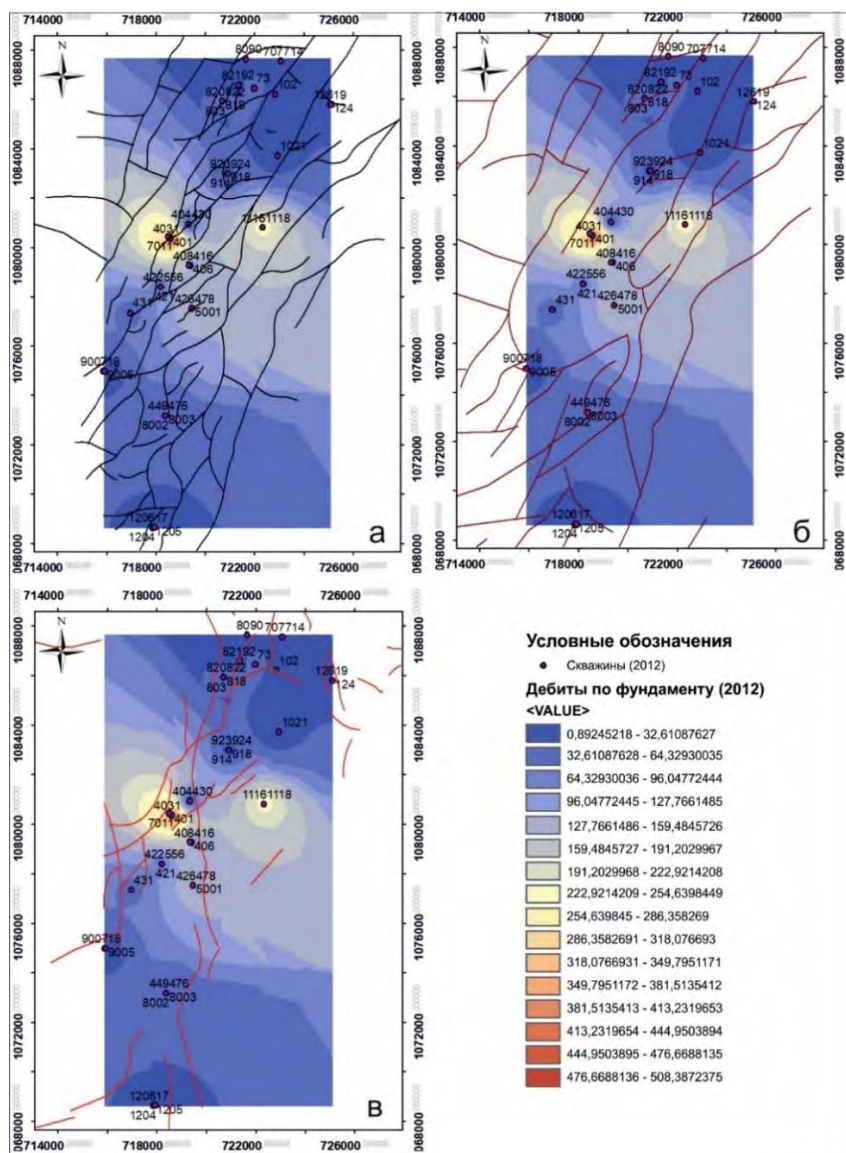


Рисунок 3. Карты начальных дебитов скважин по фундаменту месторождения Белый Тигр с разновозрастными системами разломов: а) разломы в фундаменте; б) разломы в нижнем олигоцене; в) разломы в нижнем миоцене

Согласно этому, можно предположить, что эти последние являются эффективными коллекторами, особенно в гранитных массивах, и могут быть использованы для проникновения углеводородов.

Неотектонические движения играют важную роль в формировании трещин, зон разуплотнения и обновлении этих зон. Если неотектоническая активность отсутствует, предыдущие трещиноватые зоны скорее всего будут заполнены вторичными минералами и потеряют свои фильтрационно-емкостные свойства.

В ряде случаев, молодые разломы находят отображение в морфологии дна шельфа, что может подтверждать их современную активность.

Выводы

Проведенный анализ сейсморазведочных материалов в сопоставлении с промысловыми данными по месторождению Белый Тигр позволил установить приуроченность скважин с высокими начальными дебитами и накопленной добычей к неотектоническим разломам.

Неотектоническая активность является ключевым фактором как в формировании зон разуплотнения, так и в миграции нефти и газа. Поэтому неотектоническая активность территории может рассматриваться не только как одни из главных поисковых признаков, и как признак зоны, где можно ожидать высокие дебиты.

На основе комплексного анализа данных сейсморазведки, неотектоники и промысловых данных возникает принципиальная возможность прогнозирования зон, где наиболее вероятно получение высоких дебитов и длительной высокоэффективной добычи углеводородов.

Библиографический список

1. Nguyen, M. H. Characteristics of oil and gas accumulations in basement and vision toward successful exploration / M. H. Nguyen, V. A. Trofimov, E. Yu. Goryunov. – Direct text // Conference Agenda "Challenging of Petroleum Geology in Exploration and Production", 08 June 2017. – Hanoi, Vietnam, 2017. – P. 136–147.

2. Горюнов, Е. Ю. Основные черты и закономерности строения месторождений нефти и газа в фундаменте Кылулонгской впадины (Вьетнам) / Е. Ю. Горюнов, М. Х. Нгуен. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2018. – № 2. – С. 97–103.

3. Горюнов, Е. Ю. Закономерности строения месторождений нефти и газа в фундаменте Кылулонгского бассейна (Вьетнам) / Е. Ю. Горюнов, М. Х. Нгуен. – Текст : непосредственный // Экспозиция нефть газ. – 2018. – № 4 (64). – С. 18–22.

4. Trofimov, V. A. Structural Features of the Earth's Crust and Petroleum Potentia I: First Results of CMP Deep Seismic Survey along the Geotraverse across the Volga-Ural Petroliferous Province / V. A. Trofimov. – DOI 10.1134/S1028334X06080034. – Direct text // Doclady Earth Sciences. – 2006. – Vol. 411. – P. 1178–1183.

5. Трофимов, В. А. Глубинные региональные сейсморазведочные исследования МОГТ нефтегазоносных территорий / В. А. Трофимов. – Москва : ГЕОС, 2014. – 202 с. – Текст : непосредственный.

Грязевой вулканизм и его особенности на газоконденсатном месторождении Шах-Дениз

Юнусов Р. А.

Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина

Грязевой вулканизм является одним из интереснейших явлений природы, основное местоположение в мире сосредоточения таких мест является страна Азербайджан.

В научном мире существует много различных научных мировоззрений, представлений, гипотез и мнений о возникновении грязевого вулканизма и связанных с этим природным феноменом геологических процессах, происходящих в осадочном интервале земной коры схематичное изображение грязевого вулкана представлено на рисунке 1 [1]. Рассмотренная мной тема важна, так как осложняющие факторы влияют на разработку месторождения.

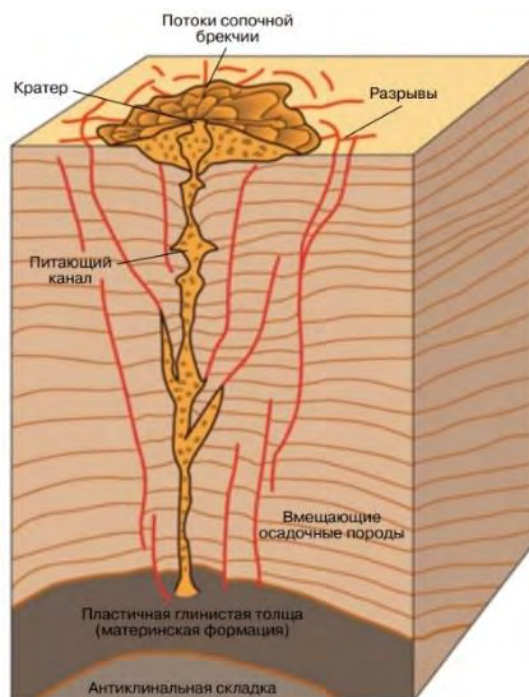


Рисунок 1. Схематический разрез грязевого вулкана [2]

Грязевые вулканы – тела, образованные в ходе смещения пород, периодически извергающие по питательным каналам грязь и обломки горных пород, различного возраста в глинистой массе) и газы (главным образом метан, тяжёлые гомологи метана, в меньшей степени CO_2 , N_2 , H_2S) обычно с водой и иногда с нефтью, что существенно затрудняет процесс разработки. ГВ представляют собой углубление на поверхности земли (сальза) либо конусообразное возвышение с кратером (грязевые сопки).

Имеющие на поверхности кратеры, питающие каналы в горизонтальном и вертикальной проекции и глинистой толщи.

Газоконденсатное месторождение Шах-Дениз открыто в 1999 году разведочной скважиной SDX-1 на территории Азербайджана. Месторождение расположено в Каспийском море. Район относится к центральному Апшерону, называемого Южно-Апшеронским, входящего в состав Южно-Каспийской впадины [3].

Рассматриваемое месторождение представлено на рисунке 2. Газоконденсатное месторождение осложнено разломами, проходящими вдоль и разделяющимися на части сетью тектонических нарушений.

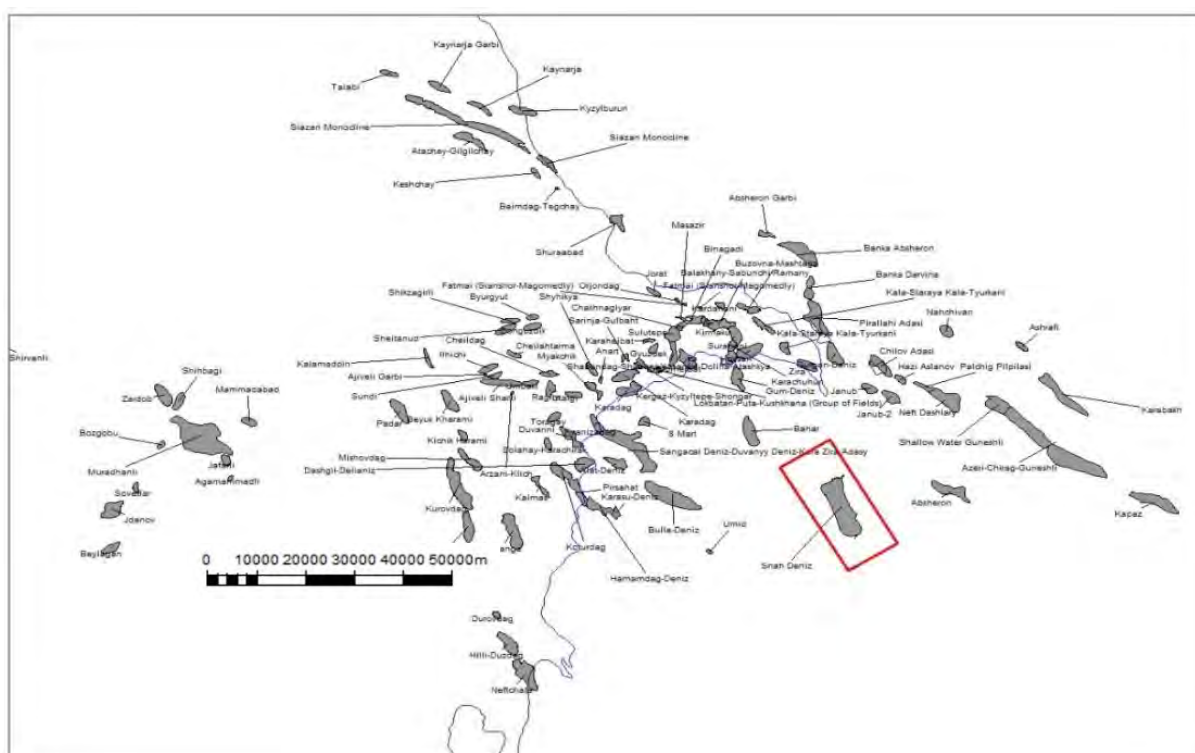


Рисунок 2. Местоположение месторождения Шах-Дениз

Южно-Каспийская впадина представляет собой область длительного прогибания, куда на протяжении нескольких десятков миллионов лет (начиная с олигоцена) сносились песчано-глинистые осадки, образующие в настоящее время толщу не менее 25 км мощности. В конце плиоцена региональное сжатие между движущейся с севера Аравийской плитой и с Юга-Евразийской плитой, привело к частичной субдукции Южно-Каспийской океанической коры под утончающуюся континентальную кору Центрального Каспия. Это привело к образованию широких брахиформных складок и разломов - основных ловушек нефти и газа, и глинистых отложений, служащих нефтегазоматеринскими породами и покрышками [3].

Результаты сейсморазведки помогли определить тело одного из трех грязевых вулканов, которое представлено на рисунке 3.

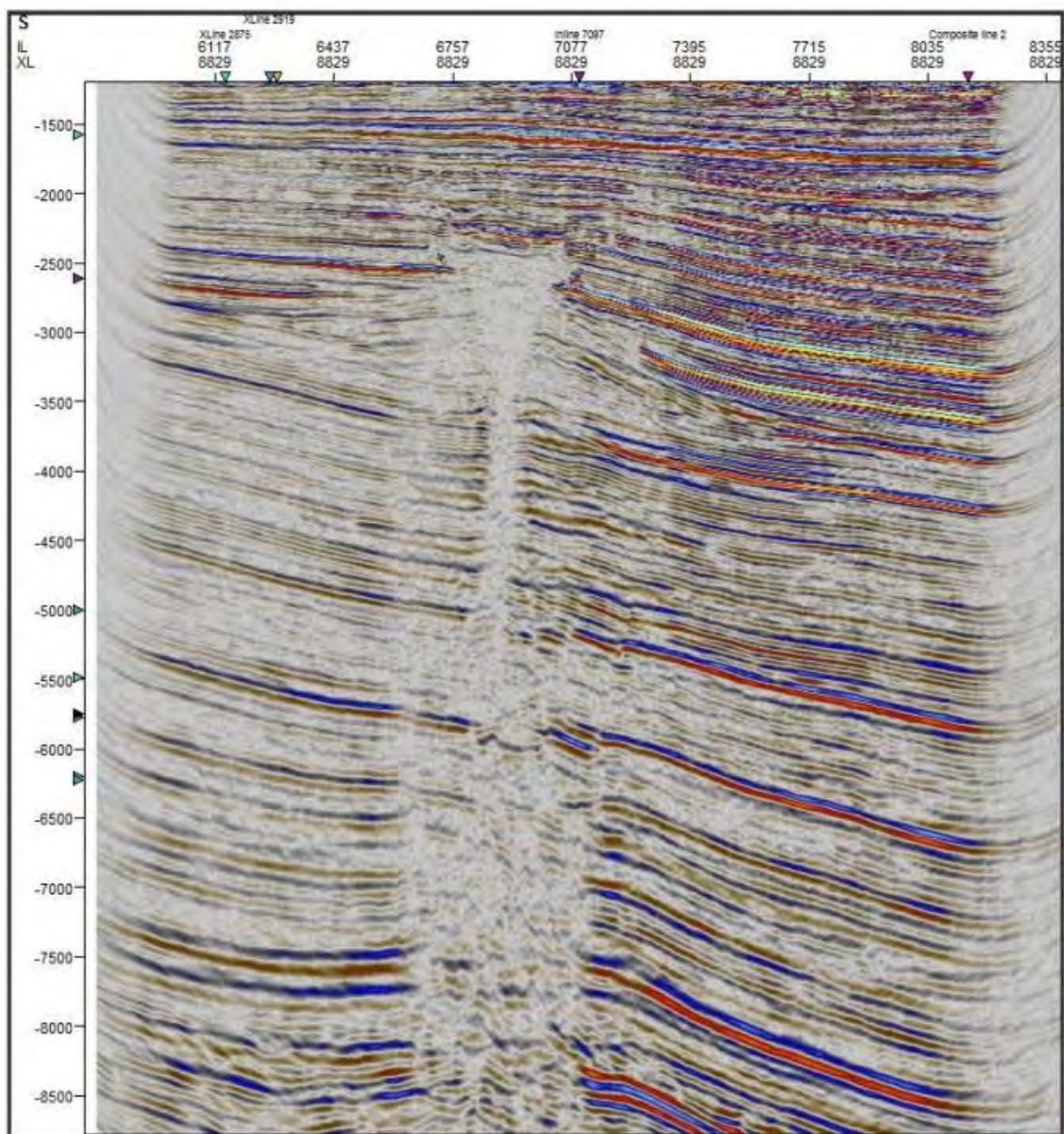


Рисунок 3. Изображение тела северного грязевого вулкана на сейсмических данных

При проведении сейсморазведки OBS и TS используя кубы когерентности вдоль основных опорных горизонтов, показывают, что при увеличении глубины, русла и каналы вулканов, изменяются в сторону осложнения. Цель применения методов сейсморазведки нахождения геологических границ и пространственного положения. Пласты месторождения Шах-Дениз представлены терригенными отложениями, то есть порово-трещинный тип, а из-за сети каналов, можно сделать вывод о типе коллектора, то он представляется смешанным типом. В связи с этим расположение платформ и залегание скважин не должны пересекать активные обла-

сти и находится на достаточном расстоянии от разломов, так как в процессе разработки станет необходимостью применения методов укрепления стенок скважины, перекрытием слабосцементированных интервалов, колоннами труб.

Приходящий поток грязебрекчий обычно проходит через зоны повышенной проницаемости и каналов. Один из методов борьбы с высокопроницаемыми каналами является применение затвердевающих систем, находящихся вблизи с газоконденсатными залежами, которые помогут остановить движение нежелательных масс.

Диаметр основания вулкана на поверхности составляет от нескольких сот метров до 10 км, длина питающего канала варьирует в пределах 3-8 км, в среднем глубины скважин составляют 6 км.

Таким образом, существуют ограничения как бурения в сводовую часть месторождения, а период усиленной сальзово-грифонной деятельности нарушает монолитность грязевулканических скоплений, запечатывающих кратер грязевого вулкана, делает их рыхлыми, пронизанными многочисленными вертикальными каналами и полостями, а также о схожем строении и других построек.

Библиографический список

1. Юсубов, Н. П. Грязевой вулканизм и углеводородные системы южно-каспийской впадины (по новейшим данным геофизических и геохимических исследований) / Н. П. Юсубов, И. С. Гулиев. – Баку, 2022. – 168 с. – Текст : непосредственный.
2. Лимонов, А. Ф. Грязевые вулканы / А. Ф. Лимонов. – Текст : непосредственный // Науки о земле. – 1997. – № 3. – С. 63.
3. Построение 3d геологической модели месторождения Шах-Дениз (Азербайджан) – Москва : Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, 2012. – 160 с. – Текст : непосредственный.

СЕКЦИЯ «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Application of machine learning in optimizing the weight on bit for oil wells

Nguyen T. H.

Hanoi University of Mining and Geology, Hanoi, Vietnam

Every drilling engineer strives to achieve the highest rate of penetration (ROP) through drilling parameter optimization. This is because to the potential time, cost, and drilling issue savings. ROP, however, has a wide range of dependent variables, making prediction challenging. Numerous studies and mathematical correlations between different drilling parameters and ROP have been proposed [1-3]. However, these predict equations are typically proposed from a small database in a specific research area, therefore the outcome is typically inaccurate when applied to other cases with various geological characteristics. Investigating a method for highly accurate ROP prediction is so essential and crucial. Artificial neural network (ANN) appears to be an appealing alternative to represent this difficult physical process because of the complexity of the link between ROP and drilling parameters. In order to forecast ROP from drilling data, some ANN models have been presented [4-9]. These research came to the conclusion that ANN models are superior and more trustworthy than conventional regression models for predicting ROP after using ANN to do so.

The authors of this work used real-time drilling data and the ANN approach to create a solid ANN model, which was then used to calculate the optimization weight on the bit for the study wells.

Data from two vertical wells that were drilled in the same onsite field in Vietnam were used in this investigation. The rate of penetration (ROP), weight on bit (WOB), rotation (RPM), torque (TQR), flow rate (FR), stand pipe pressure (SPP), and mud weight (MW) are among the real-time statistics of research wells. Figures 1 and 2 were created to show how the WOB and ROP changed in two wells.

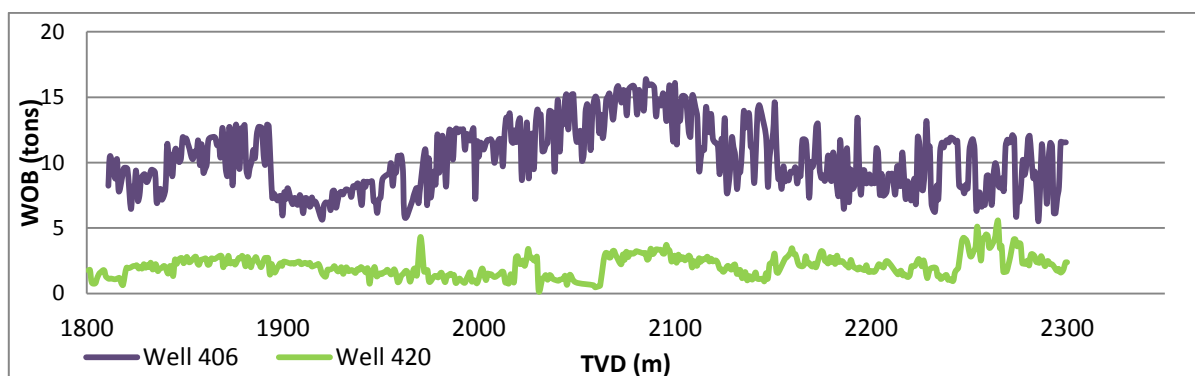


Figure 1. WOB versus TVD of 2 wells

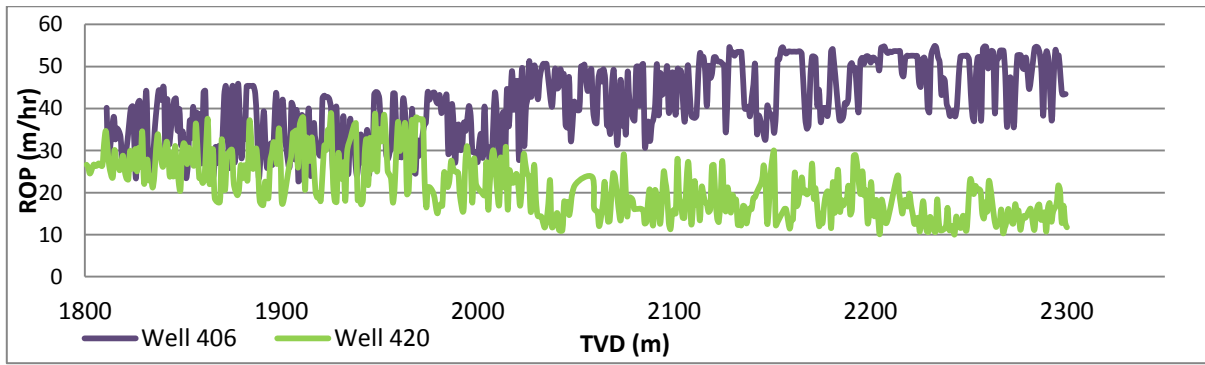


Figure 2. ROP versus TVD of 2 wells

To predict ROP from drilling parameters, an ANN with a back-propagation training approach (BPNN) and a logsig activation function was developed. In the Nam Rong Doi Moi field, a training data set of 986 samples from Wells A and B is separated into three sets: 70 % of the samples are used to train the network, 15 % are used for testing, and 15 % are used for validation. The ANN model's output value is the ROP value, which takes into account six parameters: WOB, RPM, TQ, FR, SPP, and MW (Figure 3).

To identify the mistake, the calculated output from the ANN after a cycle (or iteration) is contrasted with the real output provided in the sample dataset (actual ROP). In order for output neurons and hidden neurons to modify their weights, this error is communicated back to them. The root mean square, a statistic used to rate the predictions made by the ANN model with the anticipated outcome, serves as evidence of the data model's accuracy:

$$RMS_{error} = \sqrt{\frac{\sum (ROP_{predict} - ROP_{actual})^2}{n}}$$

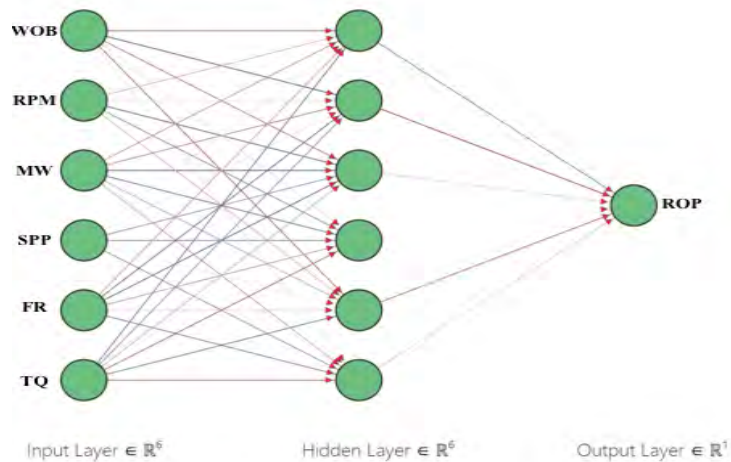


Figure 3. Model of ANN to predict ROP

In this work, various scenarios with varying numbers of neurons in the hidden layer were carried out, and their effects on the final prediction were tested in order to discover the ideal number of hidden neurons. In conclusion, the best model is the ANN with a single hidden layer that contains 5 neurons (Figure 4).

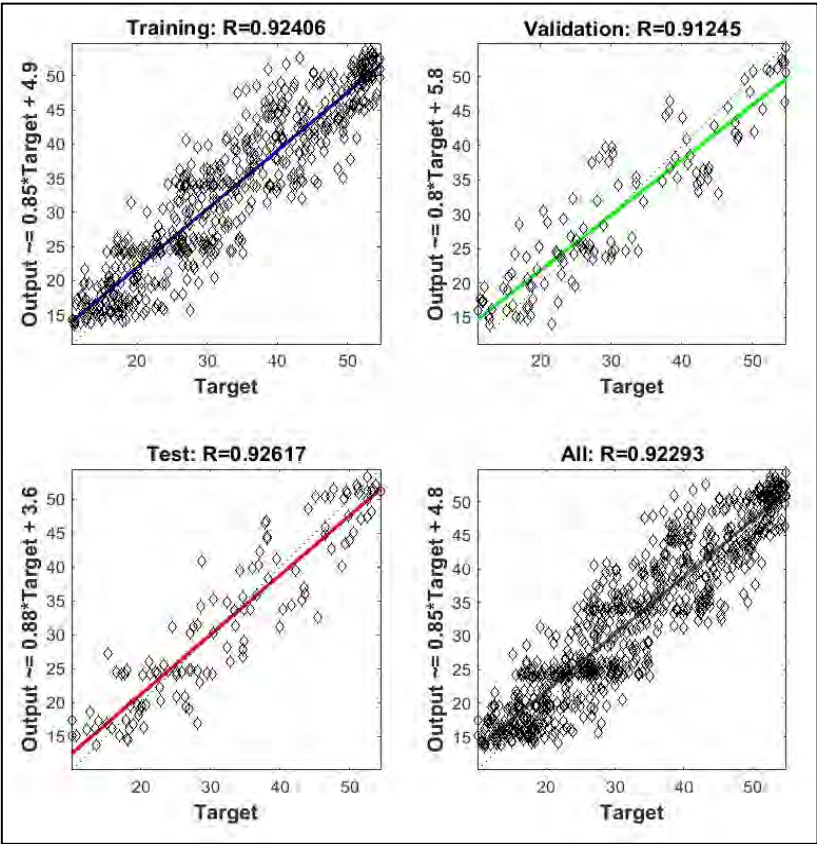


Figure 4. Result of the ANN model with 5 neural in hidden layer

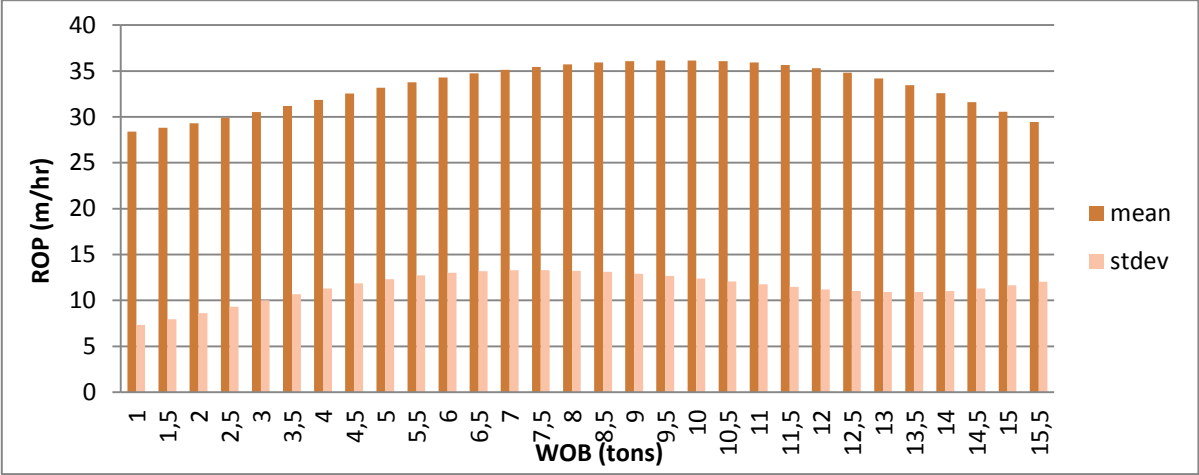


Figure 5. Comparing ROP prediction by ANN when changing WOB value

The authors modified the WOB value in the database from 1 to 15.5 tons in order to determine the best WOB to improve ROP. Then, based on two criteria–

the mean value and standard deviation of anticipated ROP—using the suggested ANN model, determine whether WOB is the best in each case (Figure 5).

Figure 5 demonstrates that:

– When WOB rises from 2 to 8.5 tons, ROP tends to rise. Following that, WOB increases from 8.5 to 10 tons but ROP remains essentially similar (at about 36 m/hr).

– Keep raising WOB; ROP is both improved and trending downward. When indentation depth increases but hole cleaning is insufficient, the outcome is consistent with earlier findings [10, 11]. Additionally, it results in a rise in the energy cost of destruction and a decrease in bit life.

– Additionally, the standard deviation while using a WOB value of 10 tons was only 12 m/hr, indicating that the anticipated ROP in this scenario remained largely consistent over the interval depth. When compared to the actual data, it can be seen that the mean ROP value has increased (from 31.94 to 36 m/hr), making 10 tons the ideal WOB number.

The practical application of ANN to forecast ROP using well drilling data from the Nam Rong Doi Moi field in Vietnam is illustrated in this research. The capacity to predict ROP with high accuracy is demonstrated by the ANN model utilizing the back-propagation training technique (BPNN) with 5 neurals in the hidden layer. WOB research wells should be valued between 8 and 10 tons and this outcome might be applicable to further wells in the same industry, Vietnam.

References

1. Bingham, M. G. A new approach to interpreting rock drillability / M. G. Bingham. – Tulsa : The Petroleum Publishing Company, 1965. – 93 p. – Direct text.
2. Al-Betairi, E. A. Multiple regression approach to optimize drilling operations in the Arabian Gulf Area / E. A. Al-Betairi, M. M. Moussa, S. Al-Otaibi. – DOI 10.2118/13694-PA. – Direct text // SPE Drilling Engineering. – 1988. – Vol. 3, Issue 1. – P. 83–88.
3. Warren, T. M. Penetration-rate performance of roller cone bits / T. M. Warren. – DOI 10.2118/13259-PA. – Direct text // SPE Drilling Engineering. – 1987. – Vol. 2, Issue 1. – P. 9–18.
4. Sophisticated ROP prediction technology based on neural network delivers accurate results / D. P. Moran, H. F. Ibrahim, A. Purwanto, J. Osmond. – DOI 10.2118/132010-MS. – Direct text // IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition. – 2010. – SPE-132010-MS.
5. Optimization of rate of penetration using artificial intelligent techniques / S. M. Elkatatny, Z. Tariq, M. A. Mahmoud, A. Al-AbdulJabbar. – Direct text // 51st US Rock mechanics/geomechanics symposium, San Francisco, California, USA, June 2017. – 2017. – ARMA-2017-0429.
6. Kahraman, S. Estimating the penetration rate in diamond drilling in laboratory works using the regression and artificial neural network analysis / S. Kahraman. – DOI 10.1007/s11063-015-9424-7. – Direct text // Neural Process Lett. – 2016. – Vol. 43, Issue 2. – P. 523–535.

7. Predicting Rate of Penetration Using Artificial Intelligence Techniques / A. Al-AbdulJabbar, S. Elkatatny, M. Mahmoud, A. Abdulraheem. – DOI 10.2118/192343-MS. – Direct text // SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition. – 2018. – SPE-192343-MS.

8. Hadi, F. Modeling Rate of Penetration using Artificial Intelligent System and Multiple Regression Analysis / F. Hadi, H. Altaie, E. AlKamil. – DOI 10.2118/197663-MS. – Direct text // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – 2019. – SPE-197663-MS.

9. Chandrasekaran, S. Drilling Efficiency Improvement and Rate of Penetration Optimization by Machine Learning and Data Analytics / S. Chandrasekaran, G. S. Kumar. – DOI 10.33889/IJMEMS.2020.5.3.032. – Direct text // International Journal of Mathematical, Engineering and Management Sciences. – 2020. – Vol. 5, Issue 3. – P. 381–394.

10. Нескоромных, В. В. Разрушение горных пород при проведении геолого-разведочных работ / В. В. Нескоромных. – Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2015. – 396 с. – Текст : непосредственный.

11. Нескоромных, В. В. Разрушение горных пород при бурении скважин / В. В. Нескоромных. – Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2017. – 336 с. – Текст : непосредственный.

К вопросу повышения эффективности заканчивания скважин на палеозойские отложения на месторождениях Западной Сибири

Бастриков С. Н., Саунин В. И., Распопова М. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Актуальность изучения доюрских объектов объясняется тем, что они содержат в себе реальные предпосылки для открытия новых нефтегазоносных комплексов, этажей и областей [1, 2]. Проведенные исследования палеозойской толщи выявили ряд особенностей ее строения, усложняющих разработку залежей:

- коллекторы трещинно-порово-кавернозного типа имеют весьма неоднородное распространение пустотного пространства;
- блоковое строение и выход на поверхность доюрского рельефа разных по составу и возрасту пород;
- крутые углы наклона слоев.

Геологическое строение открытых месторождений показывает следующее:

- залежи формируются в эрозионно-тектонических выступах;
- коллектором являются дезинтегрированные породы домезозойского основания;
- тип залежей стратиграфический;

- залежи экранируются толщами из аргиллитов и алевролитов юры, которые с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на породах-коллекторах эрозионно-тектонических выступов;
- залежи в эрозионно-тектонических выступах формируются в зонах прилегания перспективных на углеводороды отложений юры;
- открытые месторождения углеводородов в эрозионно-тектонических выступах расположены в пределах распространения юры, перспективной на нефть и газ [3].

По имеющимся материалам в ООО «Недра-Консалт» (Каталог опорных, параметрических и целевых поисковых и разведочных скважин Западно-Сибирской НГП) проведен анализ эффективности строительства скважин, пробуренных на палеозойские отложения на месторождениях Западной Сибири (Тюменская область). Рассмотрены дела 140 скважин по 32 месторождениям, часть которых приведена на (рис. 1).

Скважины разделены на четыре группы: получен приток углеводородов (газ, нефть, конденсат); нет притока из пласта; получена пластовая вода; нет испытаний или испытан другой пласт (рис. 2).

Скважины распределились следующим образом (рис. 2): по 81 скважине есть информация по испытанию палеозойских отложений, в 59 скважинах испытания не проводились или испытывался другой пласт.



Рисунок 1. Расположение месторождений, на которых построены и испытаны скважины, вскрывшие палеозойские отложения

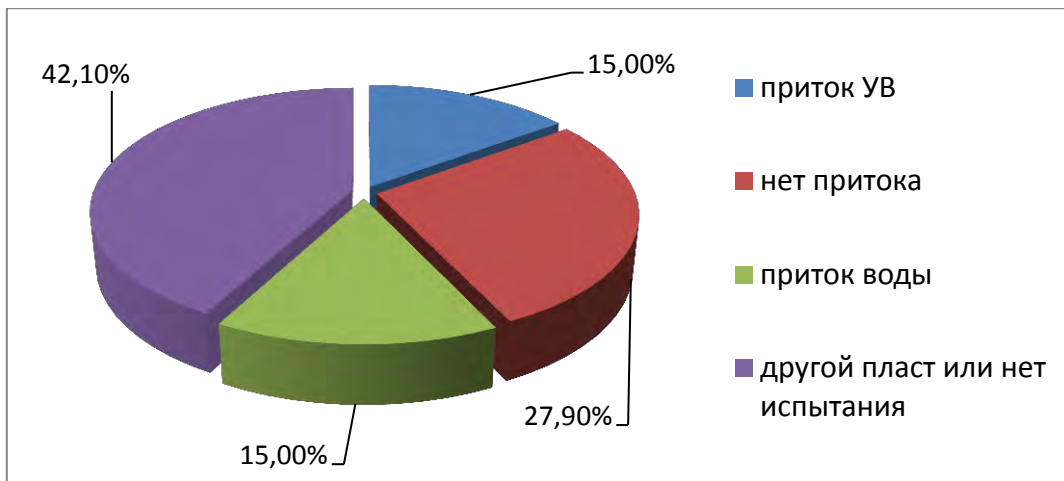


Рисунок 2. Распределение скважин, построенных на палеозойские отложения

Скважины, в которых испытывались палеозойские отложения, распределились следующим образом (рис. 3): на 21 скважине или 26 % получен приток углеводородного продукта, на 39 скважинах или 48 % нет притока, на 21 скважине или 26 % получена при испытании пластовая вода.

Наибольшее количество скважин с притоком УВ на Новопортовском, Лебяжьем, Эргинском и Сыскосыньинском месторождениях.

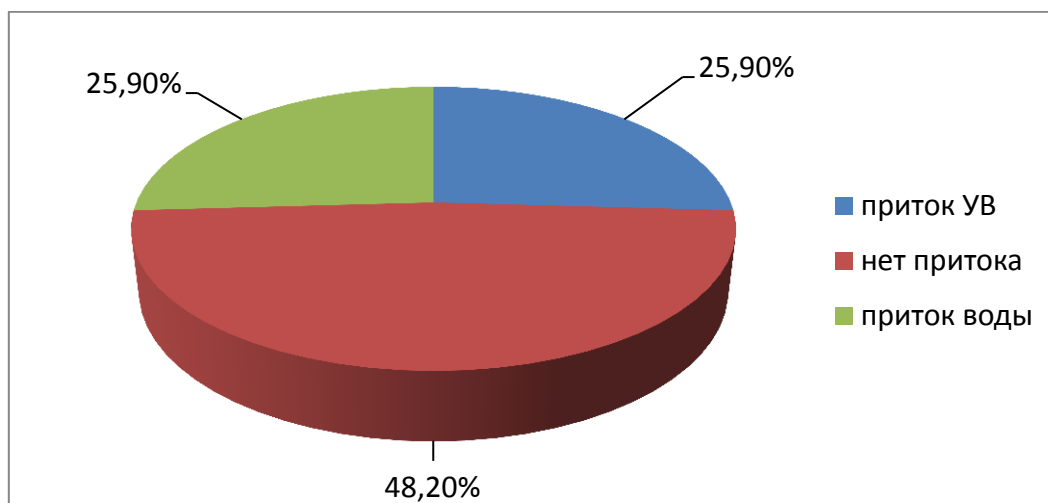


Рисунок 3. Распределение скважин, построенных и испытанных на палеозойские отложения

Проведен анализ конструкции забоя скважин, на которых проводились испытания палеозойских отложений. Практически скважины с открытым и закрытым забоем распределились равномерно: 52 % и 48 %. Возможно, это говорит о том, что на конечный результат испытания конструкция забоя не влияет. Скорее всего, характер насыщения является определяющим фактором на получение продукции скважины. Анализ параметров буровых растворов, применяемых при вскрытии палеозойских отло-

жений, показал, что максимальный удельный вес бурового раствора отмечается при бурении скважин на Бованенковском, Яронерском, Лензитском, Стахановском, Западно-Красноселькупском, Надымском, Южно-Русском, Северо-Толькинском месторождениях и составляет от 1,4 г/см³ до 1,76 г/см³. Условная вязкость изменяется от 20 с до 60 с, а водоотдача 3,5-12 см³ /30 мин. На Надымском и Южно-Русском месторождениях при бурении палеозойских отложений на буровом растворе с удельным весом 1,17-1,20 г/см³ произошли водогазопроявления, после утяжеления раствора баритом до 1,36-1,40 г/см³ было продолжено бурение. На 25 % месторождений при первичном вскрытии палеозойских отложений применялся утяжеленный буровой раствор с удельным весом 1,40-1,76 г/см³. При этом возникают большие репрессии и ухудшение проницаемости призабойной зоны (ПЗ).

В работе [4] отмечается, что при вскрытии ачимовских и юрских отложений используются полимерглинистые растворы, в состав которых входят КЛСП, Kem-ras, таловый пек, утяжелители барит или ЖРК-1. При проведении кислотных обработок ПЗ таких скважин проникновения кислоты в пласты не происходит из-за закупорки основных проводящих трещин и каналов. А заполняющие их полимерглинистые составляющие и барит плохо растворяются или практически не растворяются в соляной и плавиковой кислотах. В результате, проведенных лабораторных работ по растворению полимеров и утяжелителей в 20 % соляной кислоте установлено, что лучшей растворимостью в кислоте обладают КМЦ до 92 %, меньшей растворимостью обладают КЛСП и Kem-ras от 29 до 34 %. Утяжелитель – барит растворяется в соляной кислоте только после конверсии кальцинированной содой до 41,2 %. Утяжелитель ЖРК-1 растворяется соляной кислотой на 84,2 %. Таким образом, скважины, пробуренные на палеозойские отложения с первичным вскрытием на утяжеленных буровых растворах, становятся проблемными.

В работах [3, 4] отмечается значительное влияние состояния прискважинной области на получение притоков при разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений. При этом существенное воздействие могут оказать концентрации напряжений, возникающие в прискважинной зоне. В частности, значительно ухудшаются фильтрационные характеристики продуктивных пластов. Для увеличения проницаемости пород в прискважинной зоне был разработан метод щелевого вскрытия пластов, который заключается в прорезке двух вертикальных щелей, располагаемых симметрично в обе стороны, на всю мощность продуктивного пласта. Разгружающая полость вытянута вдоль оси скважины и прорезается в продуктивном пласте, пластичность которого мала, по сравнению с пластичностью покрывающего или подстилающего слоя. Поэтому при достаточной ширине разгружающей полости напряжения снимаются полностью и в дальнейшем не восстанавливаются. Важное условие для сохранения разгрузки пласта является правильное определение ширины щели, при которой смыкание её краев не происходит и разгрузка продуктивного пласта будет максимальной.

Установлено, что для практических целей достаточно ограничиться щелью длиной, равной 5-6 диаметрам скважины. При диаметре скважины 0,216 м длина щели 1,08-1,296 м, толщина около 18 мм.

Как показывают расчеты, при практически используемых глубинах щелей увеличение площади фильтрации приводит к возрастанию дебита примерно на 18 % относительно скважины с открытым стволом. Увеличение числа щелей не приводит к значительному возрастанию дебита, а наоборот, в результате перераспределения напряжений может в конечном счете вызвать уменьшение дебита за счет перемещения зоны опорного давления. Метод щелевой разгрузки выгодно отличается от других методов вскрытия еще и тем, что при его осуществлении непосредственно получается информация о вскрываемом объекте по извлекаемому материалу. Этот метод рекомендуется применять при вскрытии и освоении низкопроницаемых, гранулярных и трещиноватых пород для глубин свыше 3000 м, где эффективность вторичного вскрытия (перфорация) резко падает. В работе [4] разработана и внедрена технология, предусматривающая вторичное вскрытие пластов методом щелевой разгрузки, закрепление трещин в прискважинной зоне (с возможным созданием вторичной трещиноватости). Разработанный перфоратор позволяет за счет определенной установки позиции резки создавать вертикальные щели, вскрывающие всю толщину продуктивного пласта глубиной минимум 0,5 м.

На газовых и газоконденсатных месторождениях севера Западной Сибири накоплен определенный опыт проведения данных работ и получены положительные результаты.

Выводы и рекомендации

1. Основными критериями необходимости проведения работ по улучшению проницаемости пород в ПЗ являются: отсутствие гидравлической связи скважины с пластом (постоянное или при высокой депрессии на пласт); высокие фильтрационные сопротивления в ПЗ по данным кривой восстановления давления (КВД); положительное значение скин-эффекта; низкое значение коэффициента продуктивности скважины, по сравнению с соседними скважинами или по сравнению с потенциальным коэффициентом продуктивности, рассчитанным по данным ГДИ.

2. Наиболее перспективными для применения метода щелевого вскрытия следует считать следующие объекты: терригенные коллекторы низкой проницаемости; объекты, где в результате нарушения технологии вскрытия или длительной консервации утрачена гидравлическая связь скважины с пластом; коллекторы трещинного или порово-трещинного типа, особенно в условиях больших глубин.

Библиографический список

1. Проблемы нефтеносности палеозоя Западной Сибири / В. С. Бочкарев, А. М. Брехунцов, Н. П. Дещеня, С. А. Тулубаев. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2004. – № 5. – С. 2–17.

2. Брехунцов, А. М. Актуальность и значение доюрских комплексов пород на современном этапе исследования Западно-Сибирской нефтегазодной провинции / А. М. Брехунцов. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2004. – № 7. – С. 6–17.

3. Мarmorштейн, Л. М. Петрофизические свойства осадочных пород при высоких давлениях и температурах / Л. М. Мarmorштейн. – Москва : Недра, 1985. – 190 с. – Текст : непосредственный.

4. Интенсификация притоков пластовых флюидов в нефтяных и газовых скважинах / А. К. Ягафаров, И. И. Клещенко, Г. А. Шлеин, Н. А. Ланин. – Тюмень : Вектор Бук, 2010. – 232 с. – Текст : непосредственный.

Качество крепи скважины и методика его оценки

Дружинина И. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Одной из распространенных причин недолговечности добывающих скважин является недостаточный (или низкий) уровень качества их крепи (системы обсадных колонн и затвердевшего цементного раствора, закачанного в кольцевое пространство между стволом и обсадными колоннами), выражающийся прежде всего в нарушении ее герметичности. Потеря герметичности крепи, обусловленная совокупностью различных факторов (геологических, технико-технологических, организационно-экономических), может привести к различным осложнениям и непоправимым последствиям, авариям и огромным потерям, связанным с открытыми фонтанами, загрязнением недр и окружающей среды. Это оказывает существенное влияние, во-первых, на результаты бурового производства, доходы и конкурентоспособность которого зависят непосредственно от качества фактического исполнения эксплуатационных скважин, в том числе от качества их крепи, и во-вторых, на эффективность инвестиций нефтегазовых компаний в освоение месторождений жидких и газообразных углеводородов (исследования показывают: при сроке эксплуатации добывающих скважин до 10 лет теряется почти 75 % доступных к извлечению запасов нефти, при сроке в 30 лет – лишь 10-15 %). Особая важность рассматриваемой проблемы в буровом производстве обусловлена еще и тем, что качество конечной продукции (т.е. скважины) невозможно улучшить после завершения всего цикла необходимых работ, однако надлежит обеспечивать в процессе создания этого объекта (при условии высокого качества проектной документации) и поддерживать в период длительной эксплуатации.

Понимая под качеством крепи скважины совокупность ее (крепи) характеристик (свойств), отражающих способность выполнять функции в соответствии с ее назначением и удовлетворять установленные или предполагаемые потребности в форме ценности и выгоды для потребителя (недропользователя), а также степень соответствия этих свойств установленным,

предполагаемым или обязательным требованиям проектной документации и заказчика строительства скважины, можно утверждать, что оценка качества крепи должна быть одним из главных элементов комплексной оценки фактического исполнения строительства скважины и работы подрядчика (буровой компании). Такая оценка необходима заказчику при приеме результата бурового производства, поскольку, прежде всего, качеством крепи обуславливаются производительность скважины, срок ее жизни и эффективность вложений в ее строительство.

Как показал анализ материалов по вопросам оценки качества в бурении глубоких скважин на нефть и газ [1–5], в руководящих документах нефтегазовых компаний и в исследованиях специалистов зачастую понятие качества крепи скважины не определено, наблюдаются существенные различия в наборе оценочных показателей качества крепи, способах их группировки и свертки, параметрах весомости, хотя в большинстве случаев делается акцент на показатели надежности крепи. В отдельных случаях единичные и комплексные показатели не отражают всю совокупность свойств крепи, составляющих ее качество, и не систематизируются по группам свойств оцениваемого объекта.

Исходя из задач, решаемых крепью скважины (достижение запроектированной глубины залегания продуктивного горизонта, осуществление комплекса исследований и работ в скважине, закрепление ее стенок в интервалах неустойчивых пород, разобщение продуктивных горизонтов и их изоляция от водоносных пластов, изоляция зон катастрофического поглощения промывочной жидкости и прочие), совокупность ее свойств должна обеспечивать формирование герметичного пространственно устойчивого канала между продуктивным пластом и дневной поверхностью, эксплуатирующегося в заданных режимах с учетом безопасности, экологичности, затрат материалов, средств, труда и времени на сооружение крепи.

Крепь скважины по характеру эксплуатации является объектом производственно-технического назначения, расходующим свой ресурс с непрерывным режимом работы, ремонтируемым и в отдельных случаях восстанавливаемым. При исследовании и оценке качества таких объектов наиболее часто единичные и комплексные показатели систематизируются по группам следующих свойств: назначения, надежности, технологичности и ресурсоемкости, экономичности, безопасности и экологичности.

В литературе по вопросам оценки качества известны различные методы, но для целей оценки качества крепи скважины в большей степени подходит смешанный, алгоритм которого включает:

- 1) выбор существенных показателей качества, установление их значимости (весомости), определение источника или способа получения их фактических и базовых значений;
- 2) установление номенклатуры единичных показателей качества оцениваемого объекта и определение (получение) их фактических и базовых значений;

3) определение относительных показателей качества дифференциальным методом и их ранжирование (оценка значимости) в зависимости от степени влияния на качество объекта;

4) выбор метода свертки единичных, подгрупповых и групповых показателей качества в комплексный (обобщенный) и принятие решения.

Исходя из этого декомпозицию свойств крепи для оценки ее качества на стадии строительства скважины можно представить следующим образом (таблица 1).

Таблица 1

Иерархия комплексного, групповых и единичных показателей качества крепи скважины

		Показатель качества		
		Групповой	Подгрупповой	Единичный
Комплексный (обобщающий)	1. Назначения (K_1). Характеризует свойства крепи, определяющие ее основные функции и обуславливающие область ее применения.	1.1. Функциональной и технической эффективности ($K_{1.1}$).	1.1.1. Показатель изоляции продуктивного пласта ($\Pi_{1.1.1}$)	
			1.1.2. Показатель осевой деформационной устойчивости ($\Pi_{1.1.2}$)	
			1.1.3. Показатель отклонения диаметра ствола скважины от номинального ($\Pi_{1.1.3}$)	
		1.2. Классификационные ($K_{1.2}$).	1.2.1. Показатель прочности колонны при воздействии наружного давления ($\Pi_{1.2.1}$)	
			1.2.2. Показатель прочности колонны при воздействии внутреннего давления ($\Pi_{1.2.2}$)	
			1.2.3. Показатель степени ударного воздействия на тампонажный камень ($\Pi_{1.2.3}$)	
		1.3. Конструктивные ($K_{1.3}$).	1.3.1. Показатель высоты подъема тампонажного раствора за эксплуатационной колонной ($\Pi_{1.3.1}$)	
			1.3.2. Показатель глубины цементного стакана ($\Pi_{1.3.2}$)	
			1.3.3. Показатель пропускной способности ($\Pi_{1.3.3}$)	
	2. Надежности (K_2). Характеризует способность крепи выполнять заданные функции, сохраняя свои показатели в заданных пределах в течение требуемого промежутка времени.	-	2.1. Показатель прочности тампонажного камня ($\Pi_{2.1}$)	
		2.2. Показатель герметичности эксплуатационной колонны ($\Pi_{2.2}$)		

3. Технологичности и ресурсоемкости (K_3). Отражает эффективность конструкторско-технологических решений для обеспечения высокой производительности труда при создании и восстановлении крепи.	3.1. Трудоемкости ($K_{3.1}$).	3.1.1. Показатель трудоемкости ($\Pi_{3.1.1}$)
	3.2. Материалоемкости ($K_{3.2}$).	3.2.1. Показатель материалоемкости ($\Pi_{3.2.1}$)
		3.2.2. Показатель расхода цемента ($\Pi_{3.2.2}$)
		3.2.3. Показатель расхода глинопорошка ($\Pi_{3.2.3}$)
4. Экономичности (K_4). Определяется величиной затрат на повышение качества крепи, на ее создание и эксплуатацию.	-	4.1. Показатель удельной сметной себестоимости работ по креплению скважины ($\Pi_{4.1}$)
5. Экологичности (K_5). Характеризует уровень воздействия на окружающую среду при создании и эксплуатации крепи.	-	5.1. Показатель степени перелива флюида через межколонное пространство ($\Pi_{5.1}$)
		5.2. Показатель межпластовых перетоков ($\Pi_{5.2}$)
		5.3. Степень соблюдения требований по охране недр и окружающей среды ($\Pi_{5.3}$)

Свертка единичных, подгрупповых и групповых показателей качества для определения комплексного (обобщенного) может осуществляться с помощью различных методов. Поскольку все оценки единичных показателей качества крепи скважины являются относительными безразмерными величинами, а вопрос обоснования параметров весомости (если применять среднюю взвешенную) представляет достаточно серьезную методологическую проблему и требует отдельного исследования, в данном случае предлагается воспользоваться простой средней геометрической.

Например, подгрупповой показатель функциональной и технической эффективности ($K_{1.1}$) будет определяться по формуле (1):

$$K_{1.1} = \sqrt[3]{\Pi_{1.1.1} \times \Pi_{1.1.2} \times \Pi_{1.1.3}}, \quad (1)$$

групповой показатель назначения (K_1) на следующем уровне иерархии будет определяться по формуле (2):

$$K_1 = \sqrt[3]{K_{1.1} \times K_{1.2} \times K_{1.3}}. \quad (2)$$

Аналогичным образом определяются остальные подгрупповые и групповые показатели качества.

Наконец, комплексный (обобщенный) показатель качества крепи (КПК) будет определяться по формуле (3):

$$\text{КПК} = \sqrt[5]{K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4 \times K_5}. \quad (3)$$

Интерпретация полученного значения КПК крепи скважины может быть осуществлена по безразмерной шкале Харрингтона: от 0,8 – 1,0 – «очень высокое качество»; от 0,64 до 0,8 – «высокое»; от 0,37 до 0,64 – «среднее»; от 0,2 до 0,37 – «низкое»; от 0 до 0,2 – «очень низкое (неудовлетворительное)».

Предлагаемая методика основана на рассмотрении качества как совокупности свойств объекта и синтезе единичных, подгрупповых и групповых показателей качества, характеризующих эти свойства, в комплексную (обобщающую) оценку, что соответствует принципам квалиметрического анализа, но не распространено в исследуемой области. Анализ качества крепи скважины в разрезе выделенных групп (назначения, надежности, технологичности и ресурсоемкости, экономичности, экологичности) и подгрупп свойств, в особенности по показателям, не достигшим единицы, в совокупности с исследованием факторов, обусловивших неудовлетворительные результаты (слабые места в конструкции, низкое качество применяемых материалов, брак, нарушения и несоответствия и прочие), должен стать почвой для разработки различного рода мероприятий по повышению качества (традиционно – корректирующих, предупредительных и профилактических) и планированию качества в буровом производстве.

Включение КПК крепи в иерархию показателей качества фактического исполнения всей скважины позволит повысить степень полноты и прозрачности оценки последнего и может использоваться в договорных отношениях между заказчиком строительства и подрядной буровой организацией, при оценке конкурентоспособности буровых компаний.

Библиографический список

1. Ахмадуллин, Э. А. Методологические основы повышения качества нефтегазопромысловых работ : специальность 05.02.23 «Стандартизация и управление качеством продукции» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Ахмадуллин Эдуард Атласович. – Москва, 2012. – 24 с. – Место защиты : Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина. – Текст : непосредственный.

2. К вопросу оценки качества крепления скважин / Д. Л. Бакиров, В. А. Бурдыга, М. М. Фаттахов, Г. Н. Грицай. – DOI 10.30713/0207-2351-2019-9(609)-10-13. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 9 (609). – С. 10–13.

3. Балаба, В. И. Концепция управления качеством при строительстве скважин / В. И. Балаба. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2010. – № 4. – С. 58–61.

4. Мека, Р. В. Оценка управления качеством работ в нефтегазодобывающем комплексе : специальность 08.00.05 «Экономика и управление народным хозяйством» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата экономических наук / Мека Роман Владимирович; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина. – Москва. – 2005. – 24 с. – Место защиты : Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина. – Текст : непосредственный.

5. Юсупов, И. Г. Методика оценки качества строительства скважин и результаты ее применения в ОАО «Татнефть» / И. Г. Юсупов, С. И. Амерханова, Р. И. Катеев. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2008. – № 9. – С. 48–51.

Альтернативные схемы заканчивания скважин в условиях АВПД на месторождениях Гыданского полуострова

Курбасов Е. Г., Бастриков С. Н., Гусейнов Э. Б.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В последние году практически все иностранные нефтесервисные компании заявили о приостановке деятельности в России. Для нивелирования рисков влияния этого фактора на возможность снижения добычи необходимо поиск новых технологий для развития отечественных сегментов нефтесервиса. С каждым годом глубины скважин по стволу возрастают и, соответственно, усложняется проблема их заканчивания, поскольку именно этот процесс является заключительным этапом строительства скважины. Основным ограничением при бурении протяженных горизонтальных участков стволов малого диаметра и боковых стволов являются силы сопротивления перемещению и вращению колонны труб в скважине. Превышение сжимающих усилий сверх критических нагрузок сопровождается прогрессирующим ростом прижимающих усилий в контакте «колонна труб – стенки скважины», что приводит к подклинке труб в скважине [1]. При бурении протяженных стволов скважин, в процессе спуска хвостовика, специалисты в области нефтесервиса часто сталкиваются с проблемой отсутствия срабатывания гидравлического разъединения транспортной колонны и хвостовика. С целью устранения вышеуказанной проблемы, а также импортозамещения необходимого для заканчивания скважин оборудования, специалистами ПАО «НОВАТЭК» было подготовлено техническое задание на изготовление оборудования подвески с возможностью механического разъединения транспортной колонны с целью последующего проведения опытно-промышленных работ по спуску потайной колонны Ø 178 мм на скважинах Гыданского полуострова, типовая конструкция которых приведена в таблице 1.

Типовая конструкция скважины

Наименование колонн	Диаметр, мм. Толщина стенки, марка	Интервал спуска (по стволу), м	Интервал спуска (по вертикали), м
1	2	3	4
Кондуктор	426 x 12 «Д» Батресс (либо аналог)	0 – 570	0 – 570
Промежуточная колонна	339,72 x 9,65 «R-95» ТМК UP FMC / PF (либо аналог)	0 – 1450	0 – 1450
Эксплуатационная колонна	244,48 x 11,99 Гр. прочн. ТМК-140DW НС+40%, ТМК UP PF, исп. ХЛ (0-400) (либо аналог) 244,48 x 11,99 гр. прочн. ТМК-140DW, ТМК UP PF, исп. ХЛ (400-3270) (либо аналог)	0 – 3236	0 – 3100
Пилотный ствол	Ствол ликвидируется	3236 – 3935	3100 – 3607
Потайная колонна	178 x 11,51 «Q-135» ТМК UP PF, спец. муфта 187,32 мм (либо аналог)	2986 – 3336	2938 – 3153

Основными преимуществами предложенной конструкции подвески (рис. 1) являются:

1. Левая резьба, нет риска отворота по соединениям транспортной колонны.
2. Нет необходимости выбора нейтрального веса.
3. Нет механизмов, подверженных зашламованию баритом.

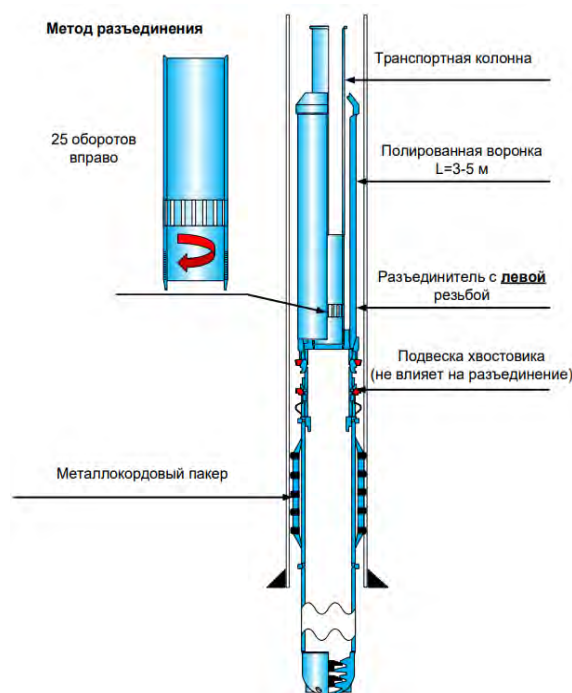


Рисунок 1. Схема заканчивания скважины АВПД

По заданию ПАО «НОВАТЭК» заводом-изготовителем в 2023 году произведено необходимое оборудование и в дальнейшем выполнение опытно-промышленные работ на месторождении Гыданского полуострова. По результатам успешно проведенных испытаний, был произведен спуск, активация подвески потайной колонны Ø 178 мм, цементирование и последующие механическое отсоединение транспортной колонны.

При заканчивании скважин по данной технологии необходимо придерживаться определенных рекомендаций, а именно:

1. Не рекомендуется исключать клиновую подвеску для снижения рисков повредить металлокордовый пакер при отсоединении, подвеска никак не влияет на возможность отсоединения (это отдельный узел);

2. Необходимо предъявлять высокие требования к тандему цементировочных пробок для потайных колонн и фактору высокого давления открытия первой муфты ГРП для хвостовиков (давление активации пакера 45 МПа, давление открытия первой муфты ГРП - 55 МПа);

3. Необходимо применять металлокордовые пакера с двусторонней системой компенсации для предотвращения повреждения пакера во время проведения ГРП, от противодействия, создаваемого в затрубном пространстве.

Кроме того, имеются определенные риски и ограничения, связанные с использованием данного оборудования:

1. Отсутствует возможность спуска с вращением. Для этих целей предлагается альтернативная схема разъединения (рис. 2).

2. В случае невозможности активировать металлокордовый пакер – остается не изолировано затрубное пространство, сложности при ГРП из-за невозможности создать поддерживающее давление в затрубном пространстве.

3. Металлокордовые пакера для Ø мм 194 мм и 273 мм колонн только иностранного производства.

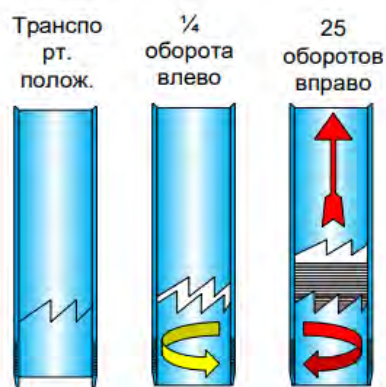


Рисунок 2. Альтернативная схема разъединения

Исходя из вышеизложенного можно сделать вывод о том, что заканчивание скважин с использованием предлагаемой компоновки эффективно применять, с целью исключения рисков отсутствия срабатывания гидравлического разъединения транспортной колонны и хвостовика. Кроме того, применяе-

мые технологии, несмотря на возникающие проблемы, над решением которых трудятся специалисты компании, позволяют эффективно проводить спуск и цементирование колонн-хвостовиков, особенно в сложных условиях АВПД.

Библиографический список

1. Эволюция отечественного опыта крепления скважин хвостовиком с вращением / А. Ф. Стрыхарь, Ф. И. Бреднев, А. В. Сафронов [и др.]. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2021. – № 4 – С. 53–55.

Особенности управления давлением в стволе скважины при бурении на депрессии на примере Харасавэйского месторождения

Миронов Г. Е.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В наше время процесс бурения скважин очень изменился, и благодаря появлению новых технологий стало возможным бурение сложных скважин, так как «классическое» бурение уже не позволяет удовлетворить потребности в качестве вскрытия продуктивных пластов. В последние годы в зарубежной практике строительства скважин все более широкое распространение приобретает применение технологии бурения в условиях депрессии в системе «скважина-пласт» [1].

В данной статье будет представлена стратегия бурения с регулируемым давлением (далее по тексту БРД) и результаты моделирования процесса бурения пилотной секции 155,6 мм скважины №7071, кустовой площадки №7N Харасавэйского ГКМ. Анализ и моделирование процесса бурения был составлен на основании проектных и фактических данных, предоставленных Заказчиком ООО «Газпромнефть-Заполярье». Основные данные по проекту представлены в таблице 1.

Таблица 1

Основные данные по скважине №7071

Название месторождения		ХНГКМ
Скважина		7071
Назначение скважины		Эксплуатационная
Вид скважины		Наклонно-направленная с горизонтальным окончанием
Буровая установка		БУ 5000/3200 ЭК-БМЧ
Башмак последней ОК – ЭК-178 мм		3245 м-MD/2521 м-TVD
Диаметр открытого ствола		155,6 мм
Интервалы бурения с БРД Пилотной секции 155,6 мм		3245 – 3765 м-MD 2521 – 2814 м-TVD
Глубина залегания целевых пластов, MD/TVD/Абсолютная	БЯ ₅	3334,54 / 2551,61 / 2517,51 м
	БЯ ₆	3362,37 / 2567,34 / 2533,24 м
	БЯ ₇	3489 / 2634,27 / 2600,17м
	БЯ ₈	3535,29 / 2655,44 / 2621,34 м

Проектная глубина	3765 / 2814 / 2780 м
Пластовое давление на проектной глубине	51 МПа / 1,95 г/см ³ 2,02 г/см ³ 2,12 г/см ³
Градиент начала поглощения	2,16 г/см ³ 2,14 г/см ³
Пластовая температура	102 °С
Тип коллектора	Поровый

Поглощение во время бурения на глубине 3346 м. Согласно протокола геолого-технического совещания по Харасавэйскому месторождению скорректированы данные по плотности бурового раствора на секцию пилотный ствол 1,89-1,92 г/см³. При снятии замера на глубине 3335 м был зафиксирован выход газовой пачки в V-5м³ газопоказания 67% падение плотности до 1,75г/см³.

Для оценки ЭЦП на забое в момент поглощения была проведена интерпретация данных с датчика ЭЦП, которая в графическом виде представлена на рисунке 1.



Рисунок 1. Графическая интерпретация данных с датчика забойного давления интервал 3160-3520 м

Из графика видно, в момент начала поглощения ЭЦП составляла 2,10 г/см³. Данное значение будет использоваться в качестве ожидаемого градиента начала поглощения всей секции при невозможности достичь значение 2,16 г/см³. С использованием информации с датчика забойного давления была откалибрована расчетная гидравлическая модель в программном пакете VirtualHydraulics, которая использовалась при дальнейшем моделировании процесса бурения секции с БРД.

Выход газовых пачек на СПО. Подъем КНБК производился с плотностью бурового раствора 1,92-1,93 г/см³, что эквивалентно проектному значению градиента пластового давления – 1,93 г/см³. В процессе подъема с циркуляцией ЭЦП с учетом свабирования составляла 2,07 г/см³, что выше

проектного значения градиента пластового давления $1,93 \text{ г/см}^3$. Таким образом, вероятной причиной осложнения, связанного с выходом газовых пачек стала недостаточная репрессия на пласт в период работ без циркуляции.

Глушение скважины раствором $2,07 \text{ г/см}^3$. Далее было проведено моделирование процесса промывки на растворе $2,07 \text{ г/см}^3$ с расходом $Q=0,5 \text{ л/с}$ с целью определения ЭЦП на забое. Расчетное значение ЭЦП составило $2,16 \text{ г/см}^3$. Данное значение также может быть использовано в качестве результатов верхней границы ЭЦП после кольматационных работ (как возможная достижимая величина). Информация об отсутствии перелива после замещения позволяет сделать утверждение, что плотности $2,07 \text{ г/см}^3$ достаточно для сдерживания пласта [2].

В ходе серии замеров избыточного давления в скважине, заполненной буровым раствором $1,90 \text{ г/см}^3$, был получен диапазон значений 22-38 атм. Этот диапазон соответствует диапазону градиентов $2,02-2,05 \text{ г/см}^3$, что будет использоваться в качестве целевой нижней безопасной границы ЭЦП.

Интерпретация результатов анализа. На основании результатов анализа, были определены ожидаемые границы безопасного бурения. Данные по безопасному окну бурения, а также ключевые события представлены в графическом виде на рисунке 2.

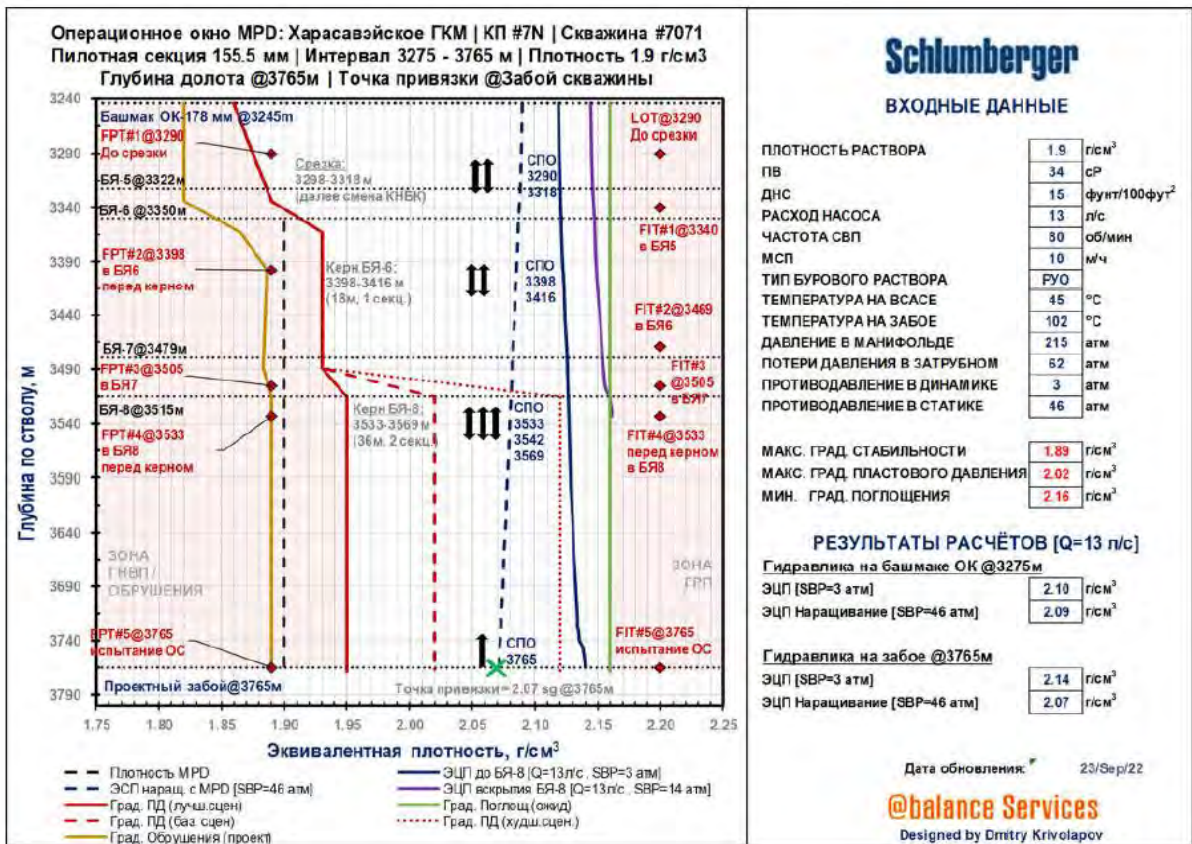


Рисунок 2. Графическая интерпретация окна бурения и профилей ЭЦП при работе с БРД на пилотной секции

В правой части графика представлены входные данные, использованные в расчетах и свод результатов для расхода $Q=13$ л/с. В левой части представлен график профилей эквивалентных плотностей в скважине. Здесь красная область слева – зона риска ГНВП, красная область справа – зона риска поглощения. Исходя из значений ожидаемых безопасных границ ЭЦП (была определена целевая плотность раствора бурения, которая составила $1,90$ г/см³). При данной плотности целевое давление наращивания составляет 4 атм (давление на устье), что лежит в безопасной зоне матрицы контроля давления и снижает нагрузку на оборудование.

В качестве точки привязки по контролю давления будет использоваться забой скважины. Задачей БРД будет являться поддержание ЭЦП/ЭСП (бурение/наращивание/СПО) не ниже $2,07$ г/см³.

На основании технического анализа, с целью определения требуемых режимов бурения с БРД пилотной секции были проведены гидравлические расчеты, в которых были учтены ограничения по давлению в манифольде, рекомендации по безопасным давлениям при эксплуатации оборудования БРД и ожидаемых безопасных границ ЭЦП. В результате были определены следующие параметры:

- рекомендуемая плотность раствора бурения пилотного ствола — $\rho = 1,90$ г/см ;
- рекомендуемый диапазон расхода насоса при бурении/циркуляции $Q=12-13$ л/с, частота вращения СВП ≤ 80 об/мин;
- целевое значение $2,16$ г/см \geq ЭЦП/ЭСП $\geq 2,07$ г/см ;
- точка привязки по контролю ЭЦП/ЭСП – забой скважины;
- предварительная плотность глушения составляет $2,07$ г/см , предварительный интервал глушения – от забоя до устья [2].

Библиографический список

1. Дадашов, И. А. Пути повышения эффективности буровых работ в условиях аномально низких пластовых давлений / И. А. Дадашов, И. Ч. Аббасов, С. А. Меликова. – Текст : непосредственный // Особенности бурения скважин на депрессии : труды Сибирский научно-исследовательский институт нефтяной промышленности. – Тюмень, 2013. – С. 4–10.
2. Тагиров, К. М. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии / К. М. Тагиров, В. И. Нифантов. – Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 160 с. – Текст : непосредственный

Научный руководитель: Бастриков С. Н., д-р техн. наук, профессор.

Исследование тампонажных растворов для крепления скважин при тепловых методах повышения нефтеотдачи

Овчинников В. П.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

По оценке Организации Объединенных Наций, мировые геологические ресурсы природных трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) составляют примерно 260 млрд т, а их извлекаемые ресурсы – 70 млрд т, из которых около 70 % находятся в Канаде. На территории России запасы ТРИЗ сильно изменяются в зависимости от региона. Наибольшее сосредоточение горючих сланцев России (от 60 до 150 млрд т.) приходится на керогенсодержащие породы баженовской свиты.

Существенным отличием нефти баженовской свиты от традиционных углеводородов является ее низкая подвижность и извлекаемость. Остаток органического вещества – керогена в среднем составляет 23,3 % от объема породы (рисунок 1).



Рисунок 1. Вид керна материала баженовской свиты

Данная особенность таких залежей позволяет отнести ее (по способу извлечения) к высоковязким или малоподвижным нефтям, поскольку для их извлечения требуется пиролиз керогена и последующее снижение конечной вязкости нефтепродуктов.

Помимо данного фактора добыча углеводородов осложняется трудностями, связанными с прохождением зон с АВПД и высоких температур, к примеру, на ряде месторождений температура в скважинах может достигать более 130 °С, с коэффициентом аномальности пластового давления до 1,36.

Одним из перспективных тепловых методов извлечения углеводородов из керогенов является метод термогазового воздействия (ТГВ) на пласт, принцип которого основан на инициировании в пласте самопроизвольных

окислительных процессов пиролиза и крекинга керогена. В результате проведения ТГВ крепь и тело скважины подвергается значительным термическим нагрузкам до 300–350 °С, что обуславливает для надежной изоляции затрубного пространства применение специальных термостойких тампонажных цементов, способных противостоять термической коррозии при тепловом воздействии.

Характерные разрушения цементного камня, приводящие к снижению качества крепления под воздействием высоких температур наблюдались и при проведении лабораторных испытаний. На рисунке 3 представлена фотография образца цементного камня на основе без добавочного цемента ПЦТ I-G после воздействия высокой температуры, на котором отчетливо видны признаки термокоррозии (рисунок 2) [1].



Рисунок 2. Фотография образца цементного камня на основе без добавочного ПЦТ I-G после термического воздействия

Сами разрушения в цементном камне обусловлены изменением внутренних объемов фаз и возникновением структурных напряжений при межфазовых переходах термодинамически неустойчивых высокоосновных гидросиликатов кальция. Поэтому для сохранения целостности структуры необходимо снизить количество межфазовых переходов и добиться равномерного образования низкоосновных гидросиликатов кальция (тоберморитов и ксонотлитов)

Традиционно, для снижения соотношения C/S и основности продуктов твердения цементов применяется добавление в состав тампонажного материала кремнийсодержащих сыпучих компонентов, шлаков, зол или мелкодисперсного кварца [2, 3].

Однако добавление большого количества сухих наполнителей, повышающих термостойкость камня, значительно повышают реологические свойства растворов и приводят к усадке при твердении, из-за большой концентрации твёрдых практически инертных компонентов в исходной смеси, что негативно влияет на качество тампонажных растворов и изоляционные характеристики камня на их основе.

Добиться снижения побочных фаз в образовании низкоосновных продуктов твердения возможно за счет протекания реакции гидратации с одной скоростью по всему объему реакционной смеси путем правильного подбора фракционного состава сухой смеси и создания «плотнейшей упаковки» в тампонажном растворе и твердеющем камне.

Применение метода «плотнейшей упаковки» позволяет максимально уменьшить контакт с мелкими частицами, что заполняет промежутки между крупными частицами и удаляет лишнюю воду, что обеспечивает распределение всего сырья в массе. При этом соприкасающиеся частицы начинают скользить по поверхности друг друга подобно шарикам в подшипнике, а вода играет роль компонента, смазывающего твердые частицы, что обеспечивает лучшую производительность и долговечность скважин в тяжелых условиях эксплуатации. Образующийся «Эффект подшипника» способствует снижению трения между твердыми частицами, за счет перераспределения силы трения-скольжения в силу трения-качения, снижая реологические характеристики раствора, также снизить число межфазовых переходов продуктов твердения и обеспечить малостадийность процесса образования термодинамически устойчивых соединений [4-6].

Установлено, что при циклическом воздействии температуры на продукты твердения фазовый состав камня в основном представлен низкоосновными гидросиликатами кальция вида ксонотлита, который практически постоянен, отмечаются лишь незначительные изменения в их содержании.

Можно предполагать, что преимущественно фазовые переходы, осуществлены в процессе первого цикла термического воздействия. При последующих воздействиях изменение физико-механических свойств сформированного камня также малозаметно, обусловлено лишь ростом кристаллов, т.е. структура камня является термостабильной. Далее были проведены промысловые испытания на месторождениях с термогазовым воздействием на пласт. При анализе качества изготовленных тампонажных изделий после циклического воздействия высоких температур в процессе ТГВ, показал значительное увеличение количества непрерывных контактов с колонной в сравнении с традиционно применяемыми изоляционными составами. Повышение доли сплошного контакта цемента с обсадной колонной составило более 50 % (рисунок 3).

Таким образом, применение метода создания «плотнейшей упаковки» в тампонажных смесях, позволяет снизить стадийность процесса межфазовых перекристаллизаций в термостойком тампонажном камне, получать растворы с высокой седиментационной устойчивостью и подвижностью цементного теста, при минимальном водотвердом отношении, а тампонажный камень, полученный из растворов с такими свойствами, обладает повышенными прочностными характеристиками и устойчивостью к термической коррозии путем ступенчатой гомогенизации, ступенчатой закалки и обработки

могут быть достигнуты как оптимальная прочность, так и стойкость, что позволяет их рекомендовать к широкому промышленному внедрению на месторождениях с высоковязкими углеводородами.



Рисунок 3. Качество крепления нагнетательных скважин опытного участка месторождений с реализацией ТГВ при применении разработанных составов

Библиографический список

1. Коробченко, В. В. Заключение по геофизическим исследованиям прибором АСТП по оценке качества цементирования и техническому состоянию обсадной колонны после ввода в ПЦО / В. В. Коробченко, М. Л. Михеев, А. И. Саттаров ; Научно-техническое управление. – Бугульма, 2019. – 42 с. – Текст : непосредственный.
2. Тампонажный материал для температурного диапазона 160-300°C / Д. Л. Бакиров, В. А. Бурдыга, С. С. Святухова [и др.]. – Текст : электронный // SPE-181935-RU : презентация Рос. нефтегаз. техн. конф. SPE (Москва, 24-26 окт. 2016 г.). – URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE181935-RU>.
3. Ахмадеев, Р. Г. Химия промывочных и тампонажных жидкостей / Р. Г. Ахмадеев, В. С. Данюшевский. – Москва : Недра, 1981. – 152 с. – Текст : непосредственный.
4. Агзамов, Ф. А. Долговечность тампонажного камня в коррозионно-активных средах / Ф. А. Агзамов, Б. С. Измухамбетов. – Санкт-Петербург : Недра, 2005. – 317 с. – Текст : непосредственный.

5. Fuller, W. B. The Laws of Proportioning Concrete / W. B. Fuller, S. E. Thompson. – Direct text // Transactions of the American Society of Civil Engineers. – 1907. – Issue 59. – С. 67–169.

6. Проблемы и их решения при цементировании эксплуатационных колонн высокотемпературных скважин / В. П. Овчинников, П. В. Овчинников, А. В. Мелехов, О. В. Рожкова. – DOI 10.31660/0445-0108-2019-1-39-46. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. –2019. – № 1. – С. 39–46.

Применение технологии капиллярной подачи ПАВ для удаления жидкости с забоя газовой скважины

Распопова М. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Сеноманские залежи месторождений Крайнего Севера: Тазовское, Ен-Яхинское, Медвежье, Уренгойское и Ямбургское и других разрабатываются уже более 35 лет и в настоящее время находятся на последней стадии разработки (стадия падающей добычи). На данной стадии характерно явное снижение добычи углеводородного сырья, непосредственно связанное с непрерывным падением пластового давления, это происходит из-за того, что газовый фактор довольно изменчив: вначале он низок, а в какой-то момент начинает расти до максимума, затем снижается, что обеспечивает поднятие газо-водяного контакта (ГВК). Последствием данных факторов является обводнение ПЗП, снижение скорости движения газа, что приводит к самозадавлению скважин, вплоть до полной остановки скважины (нулевого дебита), и образованию песчаных пробок. Такое состояние течения преобладает, когда напорная воронка, состоявшая из механических примесей, распространяется до границы постоянного давления, которой может быть край водоносного горизонта или область, окружающая скважину.

Газ (конденсат) добывается фонтанным способом, то есть когда давление столба флюида не превышает величину депрессии пласта. При длительной эксплуатации газовых (газоконденсатных) скважин могут возникнуть множество факторов, влияющих на снижение продуктивности пласта. В случае газовых скважин – скопление жидкости на забое скважины.

В таких случаях происходит ухудшение условий для выноса жидкости и механических примесей. В результате жидкость, скапливающаяся на забое скважины в процессе эксплуатации образуется газовых столб, что значительно снижает продуктивность на завершающих стадиях разработки газовых месторождений. Иногда это может привести к самопроизвольной остановке скважины. Поэтому необходимо постоянно поддерживать адекватный минимальный поток удаления жидкости из скважины путем регулирования параметров технологического режима. В результате заводнения и скопления жидкости на забое скважины условия эксплуатации газовых

скважин усложняются, так что в конечном итоге они самовыжимаются и теряют добычу газа и как следствие переводятся в «бездействующий» фонд.

Для максимального уровня добычи газа следует прибегнуть к таким технологиям, которые могут обеспечить нужные условия для того чтобы была возможность выноса жидкости и твердых частиц с забоя добывающих скважин. Самым перспективным мероприятием является внедрение технологии концентрических лифтовых колонн с использованием ассиметричной конструкции колонн [1, 2].

Проанализировав все особенности сеноманской залежи НГКМ, наиболее эффективные способы поддержания высокой добычи скважин, являются:

1. Технология с применением системы «Плунжер-лифт».
2. Система управления, позволяющая автоматизировать работу технологического оборудования на скважинах, работающих в периодическом режиме.
3. Технология дозированной подачи ПАВ (с помощью капиллярной системы) на забой скважины (рисунок 1).

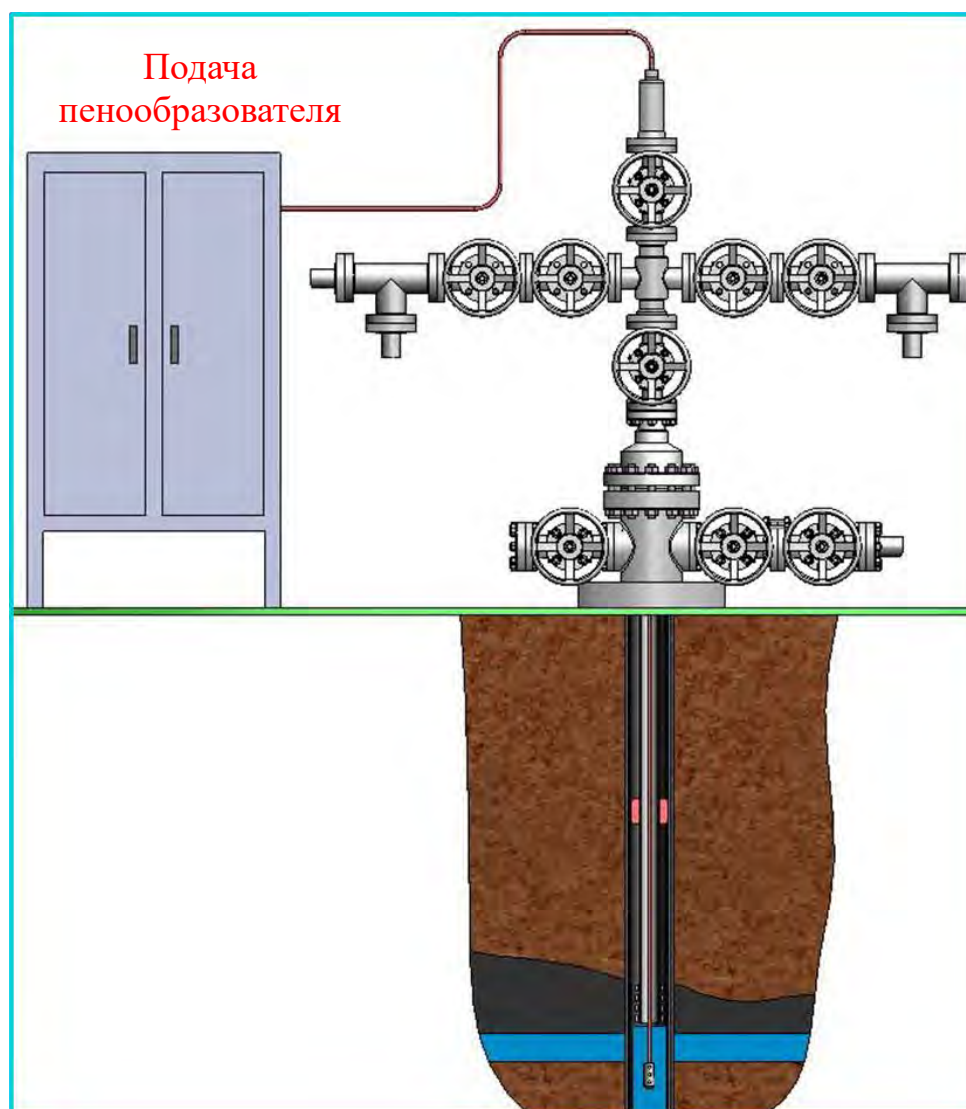


Рисунок 1. Схема подачи ПАВ в НКТ по капиллярной трубке

Более подробно рассмотрим и оптимизируем третью технологию. Одной из острых проблем, является определение остаточного потенциала и возможного текущего режима работы при систематическом удалении жидкости с забоя скважины, которые возникают при эксплуатации скважин, осложненных наличием жидкости, успешно решается с помощью технологии капиллярной подачи ПАВ. Особенности применения позволяют:

1. продолжать освоение скважины и удалять накопленную жидкость из ствола скважины;

2. определять влияние жидкости, которая скапливается в стволе скважины, на процесс добычи газа при помощи установленных датчиков (на устье и забое) и контролировать работу скважины;

В данной компоновке подача ПАВ в скважину производится дозирующим устройством по капиллярной трубке

Возможна так же одновременная подача ингибиторов коррозии и гидратоотложения.

Результат работы.

1) Скважина работает, идет равномерный рост столба жидкости.

2) При достижении критических значений столба жидкости, по капиллярной трубке подается пенообразователь.

3) С забоя скважины вместе с потоком газа выносятся и образовавшаяся пена. Скважина возобновила свою работу.

4) Производится порционная подача ПАВ, для получения максимального дебита скважины при небольшом количестве подаваемого ПАВ.

Предлагаем на устье установить автоматическую систему, которая будет периодически подавать пенообразователь в скважину по капиллярной трубке. Команду на это система получает от глубинных датчиков при достижении заданной величины противодавления. Величина этого давления зависит от высоты столба жидкости в скважине (рисунок 2).

Отбор при этом ведется по соответствующему альтернативному пути – кольцевому пространству НКТ [3].

Результат работы.

1) Скважина работает, идет равномерный рост столба жидкости.

2) Происходит автоматическая подача пенообразователя в скважину по капиллярной трубке, когда столб жидкости достигает критического значения, то датчики, установленные на глубине, отправляют сигнал на систему управления.

3) С забоя скважины вместе с потоком газа выносятся и образовавшаяся пена. Скважина возобновила свою работу.

Информация, полученная в ходе проведения работ, позволяет более достоверно определять:

– техническое состояние обводненной скважины;

– режим работы скважины при систематическом удалении жидкости из ствола скважины;

– целевой фонд скважин, на котором применение ПАВ будет эффективно.

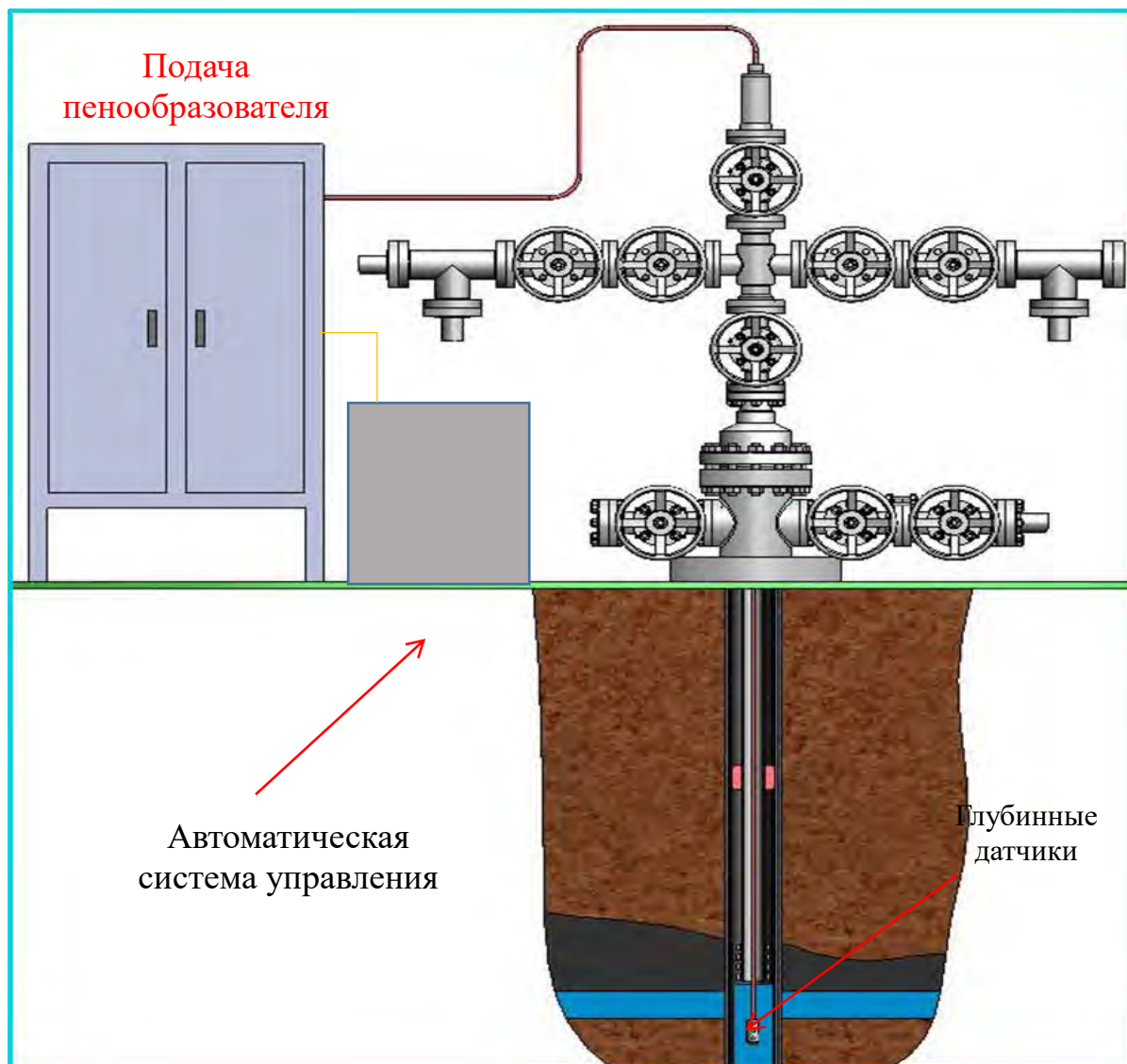


Рисунок 2. Схема «умной» скважины

Экономический эффект достигается за счет:

- Увеличения добычи газа. При постоянной подаче ПАВ и регулярным удалением жидкости дебит скважины значительно увеличивается.
- Снижение затрат на обслуживание и ремонт скважин. Как показывают исследования, на водопроявляющих скважинах значительно чаще образуются песчано-глинистые пробки, удаление которых требует значительных временных и материальных затрат.
- Данная система позволяет в непрерывном режиме, осуществлять контроль параметров (концентрацию ПАВ 0,1–0,3 %), регулировать режим работы скважины и режим закачки ПАВ (отсутствие перепадов), что приводит к значительной экономии ПАВ, и как следствие, материальных затрат.

Библиографический список:

1. Техника и технология добычи нефти : учебник для вузов / А. Х. Мирзаджанзаде, И. М. Ахметов, А. М. Хасаев, В. И. Гусев ; под ред. проф. А. Х. Мирзаджанзаде. – Москва : Недра, 1986. – 382 с. – Текст : непосредственный.
2. Гасумов, Р. А. Технология очистки забоев газовых скважин на месторождениях Западной Сибири в условиях аномально низких пластовых давлений / Р. А. Гасумов, М. Г. Гейхман, В. З. Минликаев. – Москва : ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 108 с. – Текст : непосредственный.
3. Муртазаев, А. Х. Изучение мирового опыта применения поверхностно-активных веществ для эксплуатации газоконденсатных месторождений / А. Х. Муртазаев. – Текст : непосредственный // Молодой ученый. – 2020. – № 22 (312). – С. 120–122.

Анализ шлакопортландцементного раствора для цементирования скважин с высокими температурами и высоковязкими нефтями

Рожкова О. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В последние годы сохранение объемов добычи углеводородов связано с разработкой тяжелых и высоковязких нефтей с вязкостью 30 мПа*с или 35 мм²/с и выше [1] (в России – Волго-Уральский нефтеносный регион – доманиковская свита, баженовская свита в Западной Сибири, кадумская свита Закавказья; за рубежом – Баккен, Игл-Форд, Барнет и др.). Объем трудноизвлекаемых запасов углеводородов в России составляет около 55 % в общем объеме запасов российской нефти.

Несмотря на то, что промышленные запасы высоковязкой нефти (ВВН) и битумов в России составляет от 6 до 75 млрд. тонн, их добыча не активна, в связи с тем, что для их эффективного извлечения необходимо использование специального дорогостоящего оборудования и технологий. ВВН сложны в разработке, из-за их высокой вязкости возникают сложности с перекачиванием, ВВН плохо притекают к скважине, и даже при их больших запасах трудно отбирать экономически целесообразные дебиты.

Промышленная добыча ВВН с использованием метода парогравитационного дренажа является актуальной, но при этом возникает научно-техническая проблема сохранения крепи скважины, а соответственно и ее долговечности. Так как при нагнетании пара происходит нарушение герметичности крепи скважины и проч.

Предполагается, что одним из перспективных направлений повышения эффективности добычи высоковязких нефтей с высокой температурой воздействия является применение термостойких тампонажных растворов. Они должны сохранять реологический профиль при различных внешних

условиях, иметь предсказуемые сроки схватывания и обеспечивать короткое время структурообразования, загустевания и твердения. Сформированный камень должен быть с высокой стойкостью к воздействию агрессивных сред и тепловых методов воздействия на него. Традиционные портландцементы не соответствуют указанным требованиям уже при температурах свыше 90 °С, они подвержены усадке, подвергаются растрескиванию, ранней коррозии и проч.

Среди большого ассортимента вяжущих термостойких материалов пристального внимания заслуживает направление применения доменных и металлургических шлаков. Шлаки являются потенциальным сырьем при замещении части вяжущего материала-композиции для крепления скважин с высоковязкими нефтями.

Для цементной промышленности перспективными являются некоторые другие виды металлургических шлаков: феррохромовый, никелевый, медный; шлаки алюмотермического производства ферросплавов и вторичной переплавки алюминия и его; сталерафинировочные шлаки и др. Для получения шлаковых вяжущих возможно применение как гранулированных, так и медленно охлажденных сталеплавильных шлаков, и шлаков цветной металлургии [2]. Проанализированы следующие материалы для крепления скважин: никелевые кислые шлаки Побужского никелевого завода, кислый доменный отвальный шлак Алчевского металлургического комбината; доменный гранулированный шлак ООО «Мечел-Материалы» Челябинского металлургического комбината и близлежащие к Тюменской области, шлаки Алапаевского металлургического завода и Нижнетагильского металлургического комбината, производящие ванадиевые шлаки, которые являются не отходами производства, а товарной продукцией.

Тампонажный состав, содержащий никелевый кислый шлак, выпускаемый Побужским никелевым заводом, расположенном в Кировоградской обл. выпускался Днепродзержинским цементным заводом УССР использовался достаточно часто, однако в связи с осложненной ситуацией между РФ и Украиной материалы на основе кислых шлаков никелевого производства не производятся.

Доменный гранулированный отвальный шлак Алчевского металлургического комбината до 2009 года активно использовался при разработке тампонажного цемента и, соответственно, цементирования нефтегазовых скважин, в настоящее время комбинат поставляет шлак для реконструкции и ремонта дорог ЛНР.

Ванадиевый шлак Алапаевского металлургического завода и Нижнетагильского металлургического комбината представляет собой полупродукт, который используют для производства ванадийсодержащих продуктов, включающий оксиды ванадия, железа, кальция и др., по этой причине при цементировании скважин его не применяют.

Шлак использовался в качестве основного дополнительного цементирующего материала более века. Он обладает как цементирующими, так и пуццолановыми свойствами. Проведенные в прошлом веке исследования показали, что из кислых шлаков можно получить вяжущее вещество, на основе которого цементный камень приобретает необходимую прочность. Подобно летучей золе, химический состав шлаков зависит от исходных материалов, используемых при их производстве, а физические свойства зависят от процесса охлаждения, используемого для охлаждения расплавленных материалов. Представленные выше шлаки, были выбраны как самые широко распространенные, для их анализа было проведено сравнение их составов и свойств, результаты которого приведены в таблице 1.

Таблица 1

Составы исследуемых вяжущих

Свойства шлаков	Производитель шлака			
	Побужский никелевый завод	Алчевский металлургический комбинат	Челябинский металлургический комбинат	Алапаевский металлургический завод
Тип шлака	никелевый	свинцовый	чугунный	ванадиевый
Основность	1,6-3,4	1,8-2,2	0,7-0,8	0,5
Удельная поверхность, м ² /кг	300±20	400	450	200
Прочность цементного камня на сжатие, МПа	11,24	13	35,53	20,6
Добавки, %	гидроксид натрия, 6-8	ССБ, 0,2	нет	магнетитовый песок, 0,1
В/Т	0,4	0,36	0,5	0,33
Плотность, кг/м ³	1850	2200	1790	2300
Водоотделение	5,81	4,2	1,5	3,2

По проанализированным данным был выбран доменный гранулированный шлак (ДГШ) ООО «Мечел-Материалы» Челябинского металлургического комбината. Доменный шлак данного комбината получается при производстве чугуна в доменной печи в виде расплава и затем охлаждается. Известно, что шлаковый раствор при температуре 22 °С весьма медленно схватывается. Добавление 10 % портландцемента приводит к резкому сокращению сроков схватывания раствора, причем основную роль при этом играет портландцемент [3]. Дальнейшее увеличение его количества в растворе способствует незначительному последовательному ускорению процессов схватывания.

Исходя из этого очевидно, что наиболее активным катализатором химической активации шлаков является температура. Ранее было установлено, что при температурах выше 120 °С, даже малоактивные минералы, способны

к гидратации и твердению, поэтому основное применение шлаковые цементы находят при цементировании скважин требующих теплого воздействия для добычи ВВН и скважин с повышенным геотермальным коэффициентом.

Для подтверждения вышесказанного были проведены лабораторные исследования шлакоцементной композиции. Для исследований было приготовлено цементное тесто нормальной плотности (1750-1850 кг/м³), прочностные свойства сформированного камня были оценены на образцах-балочках пяти различных вариаций. Твердение осуществлялось в среде, представленной технической водой по режиму: подъем температуры до максимального предела (20-120 °С) в течение двух часов, выдержка при данной температуре в течение 24, 48, 72 часов, 10 и 28 суток. Молотый доменный шлак вводился в количестве: 10-90 % от массы клинкера ПЦТ-I-G-CC-1, композиция смеси тщательно перемешивалась.

Средние значения проведенного испытания приведены на рисунке 1.

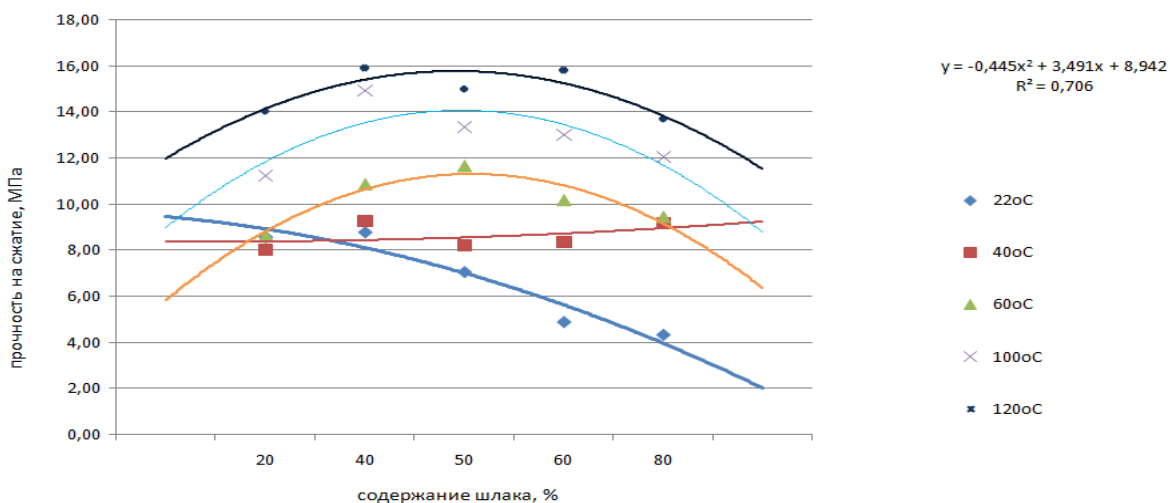


Рисунок 1. Предел прочности образцов цементного камня на сжатие

Замена части ПЦТ на ДГШ приводит к значительному увеличению прочности смеси на сжатие. Оптимальная смесь шлака для наибольшей прочности через 28 дней, по-видимому, составляет около 30-50%. Шлакоцемент обычно набирает прочность медленнее, чем портландцемент бездобавочный. Хотя эта ситуация является недостатком для раннего возраста цементного камня, такого как 3 или 7 дней, медленное нарастание прочности является преимуществом для возраста 28 дней и позже. Между 7 и 28 днями прочность на сжатие приближается к прочности контрольного образца, значения которого зафиксированы в ГОСТ 1581-09, а за пределами этого периода прочность шлакового цементного камня превышает прочность бездобавочного. В целом, смеси с содержанием от 30 % до 50 % ДГШ в тампонажном растворе давали наибольшую прочность в возрасте от 28 дней до 1 года. Ранняя скорость набора прочности была обратно пропорциональна содержанию шлака.

Таким образом, установлено:

– на развитие прочности на сжатие цементного камня, содержащего шлак, влияет слишком много факторов, таких как химический состав, крупность помола, индекс активности, условия отверждения и пропорции шлака, используемого в смесях;

– тампонажные растворы на основе разработанного вяжущего вещества характеризуются более низкой водопотребностью и имеют меньшую величину водоотдачи по сравнению с известными.

– сформированный цементный камень на основе доменных гранулированных шлаков, замешанных водой, в течение испытаний (до 180 суток) непрерывно набирают прочность, в то время как в образцах на основе портландцемента для горячих скважин (ПЦТ) после 28 суток твердения наблюдался спад прочности.

– изложенное позволяет считать, что процесс цементирования, доставка тампонажного раствора в интервалы цементирования в условиях повышенных температур возможны осложнения, связанные с коррозией цементного камня для добычи высоковязких нефтей и, соответственно, термическим воздействию на крепь скважины при этом маловероятны, формирование каналов, трещин и т.д., в формирующемся камне и его контактных зонах с обсадной колонной и горной породой сведены к минимуму.

Библиографический список:

1. Подготовка и транспорт проблемных нефтей (научно-практические аспекты) / Г. И. Волкова, Ю. В. Лоскутова, И. В. Прозорова, Е. М. Березина. – Томск: Издательский Дом ТГУ, 2015. – 136 с. – Текст : непосредственный.

2. Дворкин, Л. И. Строительные материалы из отходов промышленности: учебно-справочное пособие / Л. И. Дворкин, О. Л. Дворкин. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2007. – 368 с. – Текст : непосредственный.

3. Прочностные свойства и микроструктура шлакопортландцемента для крепления скважин с повышенными температурами / В. П. Овчинников, О. В. Рожкова, Д. С. Рожкова, М. В. Листак. – Текст : непосредственный // Нефть и газ. – 2023. – № 1. – С. 60–72.

Научный руководитель: Овчинников В. П., д-р технических наук, профессор.

СЕКЦИЯ «Разработка нефтяных и газовых месторождений»

Анализ чувствительности CRM для задач экспресс-прогноза технологических показателей разработки нефтяных месторождений

Абдураманов М. А., Поляков Д. В.

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва

Модель емкостного сопротивления CRM (Capacitance Resistive Model) – это семейство аналитических (прокси) моделей, которая может быть использована для решения различного рода прогностических задач. Оптимизация системы заводнения посредством учета взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин, анализ различных геолого-технических мероприятий эти и другие задачи возможно решать посредством правильно настроенной прокси модели. Широкую популярность CRM приобретает благодаря большой скорости расчета при минимуме исходной информации.

Первые предпосылки, заложившие основу для развития, в этом направлении принадлежит В. А. Брюсу, который использовал аналогию электрических параметров, представляющих параметры пласта (сопротивление, емкость). Он предложил метод, в котором сконструированы электрические блоки, в которых электрический ток ведет себя так же, как поток жидкости в пластах. Эти блоки соединены таким же образом, как и блоки пласта, естественно, в зависимости от формы и геометрии пласта. Основное предположение в этой модели состоит в том, что пласт разделен на небольшие части/блоки, имеющие достаточно большой размер для расчетов материального баланса, чтобы принять одно среднее давление для каждого блока.

Позже в университете Остина (США) 2006 году Аль-Юсефом и др. была разработана первая модель емкостного сопротивления (CRM). Отличие ее от предшествующей идеи заключается в том, что она учитывает эффекты сжимаемости и проницаемости в пласте [1]. Рассматривая пару, состоящую из добывающей и нагнетательной скважины, в основу этой модели положено уравнение материального баланса, учитывающее явления сжимаемости:

$$c_t V_p \frac{dp}{dt} = i(t) - q(t), \quad (1)$$

из которого получено следующее уравнение:

$$\frac{dq(t)}{dt} + \frac{1}{\tau} q(t) = \frac{1}{\tau} i(t) - J \frac{dp_{заб}(t)}{dt} \quad (2)$$

Принимая во внимание, что $q(t) = J(\check{p} - p_{заб})$,
где \check{p} – среднее пластовое давление,

вводят в рассмотрение важнейший параметр модели CRM- константу времени τ как

$$\tau = \frac{c_t V_p}{J} \quad (3)$$

где, c_t – общая сжимаемость; V_p – поровый объем; $i(t)$ – скорость закачки за время t .

Модель CRM в любом из вариантов позволяет описать сложную не-монотонную динамику дебита жидкости, при этом принципиальное значение имеет параметр «тау». Важность этого параметра состоит в том, что он связан с запасом упругой энергии в пласте и определяет скорость распространения возмущений в пласте.

Для оценки возможности прогноза технологических показателей разработки и анализа взаимовлияния скважин рассматривается участок нефтяного месторождения. Так как в этом случае мы будем рассматривать влияние нагнетательных скважин на добывающие, входными данными CRM модели послужит рассчитанная по модели динамика приемистостей нагнетательных скважин, а выходными- соответствующее им значение дебитов добывающих скважин. Дебит по жидкости будет рассчитываться по выражению, которое заложено в данный вид аналитической модели (является решением дифференциального уравнения).

$$q_{jk} = \sum_{j=1}^{n_j} [q_{ij(k-1)} e^{-\frac{\Delta t}{\tau_{ij}}} + (1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau_{ij}}}) f_{ij} I_{ik}] \quad (4)$$

где: q_{jk} – дебит j добывающей скважины на k -ом временном шагу;

q_{ij} – дебит жидкости j добывающей скважины в зависимости от

i – нагнетательной;

τ_{ij} – временная константа;

f_{ij} – коэффициенты влияния;

I_{ik} – приемистость i -ой нагнетательной скважины на k -ом временном шагу.

Для настройки модели CRM на определенном временном шаге, функция невязки между значениями дебита по жидкости, рассчитанными в ГДМ и на основе формулы, минимизируется путем подбора параметров f_{ij} , τ_{ij} а также начальных q_{ij0} (при соответствующих ограничениях). После настройки аналитической модели, сравниваем полученные прогнозные данные по ГДМ и CRM. Как видно из графиков (рисунок 1), в области настройки прокси модели наблюдаются отклонения от гидродинамической. После подбора соответствующих настроечных коэффициентов, динамика дебита жидкости достаточно точно повторяет фактические значения. Стоит отметить, что при поиске минимума данной функции возникает задача поиска глобального минимума. Но при итеративной концепции вы-

числения глобального минимума, при множестве локальных минимумов, алгоритм оптимизации останавливает поиск. Поиск глобального минимума в отличие от поиска локального минимума не может решиться однозначно, так как нет уравнения или правила подтверждающее его глобальность. Исходя из того, что задача оптимизации включает в себя функцию CRM зависящий от параметров, которые варьируются при поиске решения (τ , f , начальные значения приемистостей), предлагается задавать диапазон вероятности распределения входных параметров, которые будут распределяться по линейному закону создавая выборку начальных значений. Увеличивая число выборок, появляется возможность нахождения локального минимума максимально приближенного к глобальному минимуму с допустимой степенью доверия. После определения такого числа выборок и соответственно итераций может принято допущение что найденное решение оптимально для целевой функции CRM. Реализацию данной концепции проводим с помощью программы, написанной в языке программирования Python и входных данных участка нефтяного месторождения.

В результате вычислений были получены следующие данные (рисунки 1, 2, 3).

Стоит также отметить, что при увеличении граничного числа итераций, функция минимизации искажается по некоторым аргументам, соответственно целевое уравнение не повторяет истории. В данной работе была ограничена задача корректировки данных аргументов по физическому диапазону их ранжирования.

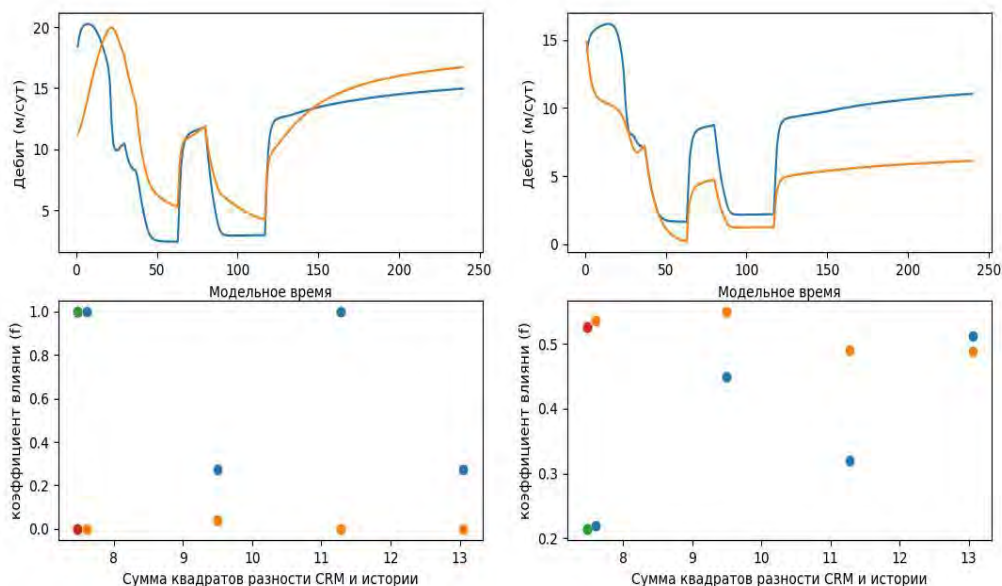


Рисунок 1. Результаты расчета при 5 итерациях

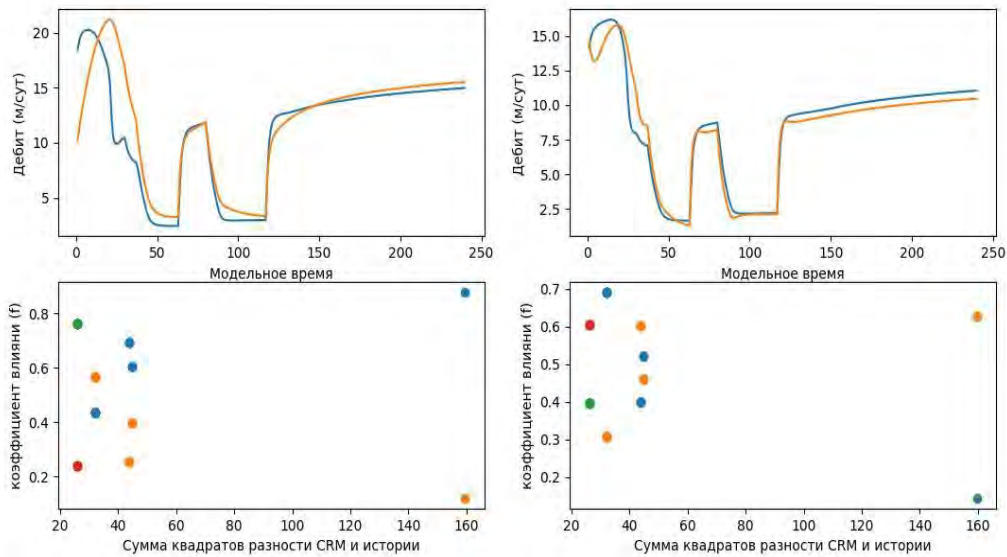


Рисунок 2. Результаты расчета при 15 итерациях

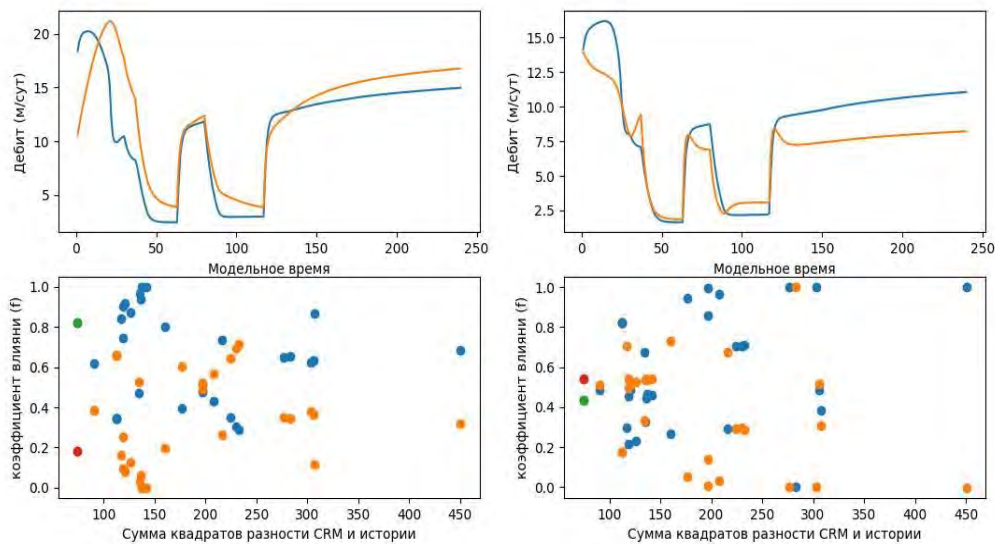


Рисунок 3. Результаты расчета при 50 итерациях

Анализируя данный метод, можно сказать, что он определяется двумя основными параметрами: темпом добычи и скоростью закачки. С помощью этих ограниченных данных можно определить межскважинную связь, используя инженерное представление о том, насколько хорошо нагнетательные скважины поддерживают добывающие скважины, что может привести к корректировке скорости закачки для обеспечения надлежащего коэффициента охвата. Важно еще раз подчеркнуть, что CRM не заменяет обычное полнофункциональное моделирование на основе сетки. Однако в некоторых случаях может решать некоторые проблемы-как управлять процессом заводнения в отсутствие надлежащих данных о пластовых характеристиках.

CRM может привести к важной информации о пласте и межскважинных связях, которые помогают управлять заводнением.

Библиографический список

1. Сопровождение разработки нефтяных месторождений с использованием моделей CRM : монография / С. В. Степанов, А. Д. Бекман, А. А. Ручкин, Т. А. Поспелова. – Тюмень, 2021. – 300 с. – Текст : непосредственный.

Особенности формирования стратегии разработки пластов группы ПК

Валеев Д. Р., Кульгильдин Р. Г.

ООО «Харампурнефтегаз», г. Тюмень

На сегодняшний день в нефтяной промышленности наблюдается рост доли трудноизвлекаемых запасов в общем балансе разрабатываемых залежей. Для Западной Сибири одними из наиболее перспективных объектов подобного типа являются запасы углеводородов сосредоточенные в нефтяных оторочках и подгазовых зонах пластов Покурской свиты Апт-альбсеноманского нефтегазоносного комплекса. Прогноз минэнерго динамики увеличения доли ТРИЗ в общей структуре добычи представлен на рисунке 1.

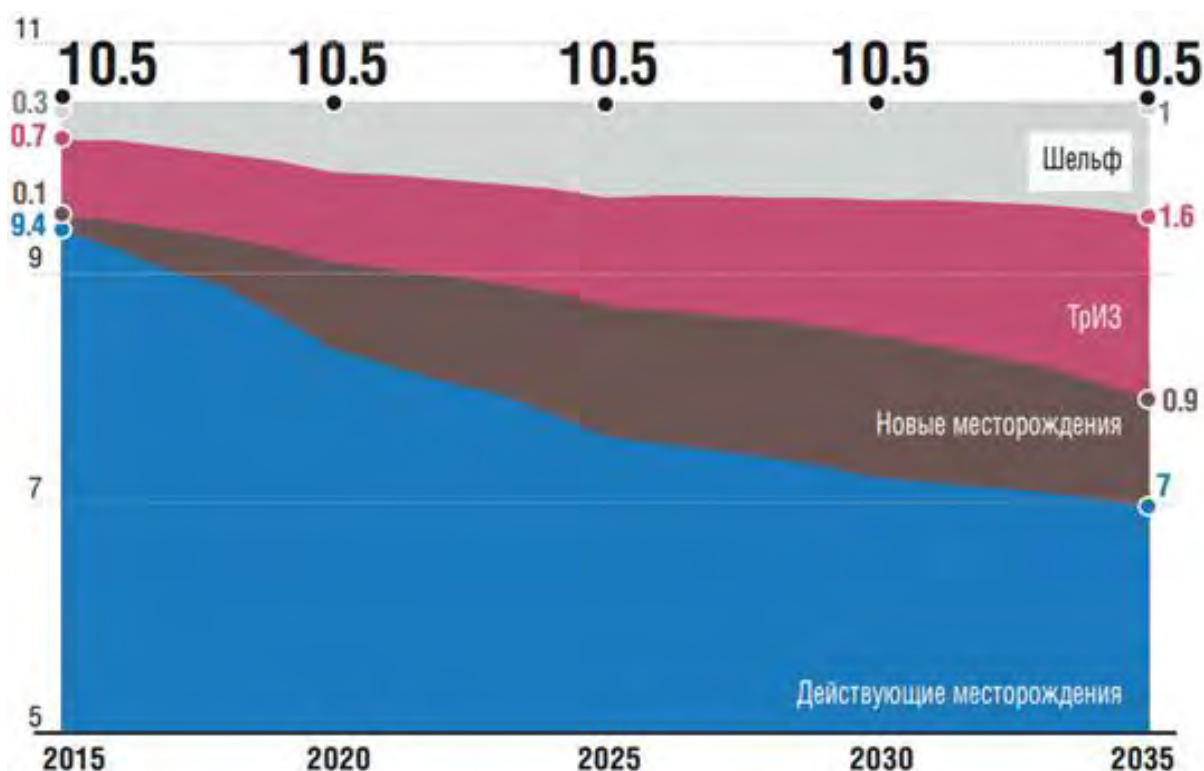


Рисунок 1. Прогноз структуры добычи нефти в России (млн. барр. в сутки)

Залежи Покурской свиты характеризуются сложным геологическим строением, низкими упруго-прочностными свойствами, высокой вязкостью нефти, а также высокой степенью литологической и фациальной неоднородности. Данные осложняющие факторы требуют особого подхода к формированию стратегии разработки пластов группы ПК. Основные энергетические и геолого-физические характеристики пластов группы ПК Харампурского месторождения, а также физико-химические свойства нефтей насыщающих их представлены на рисунке 2.

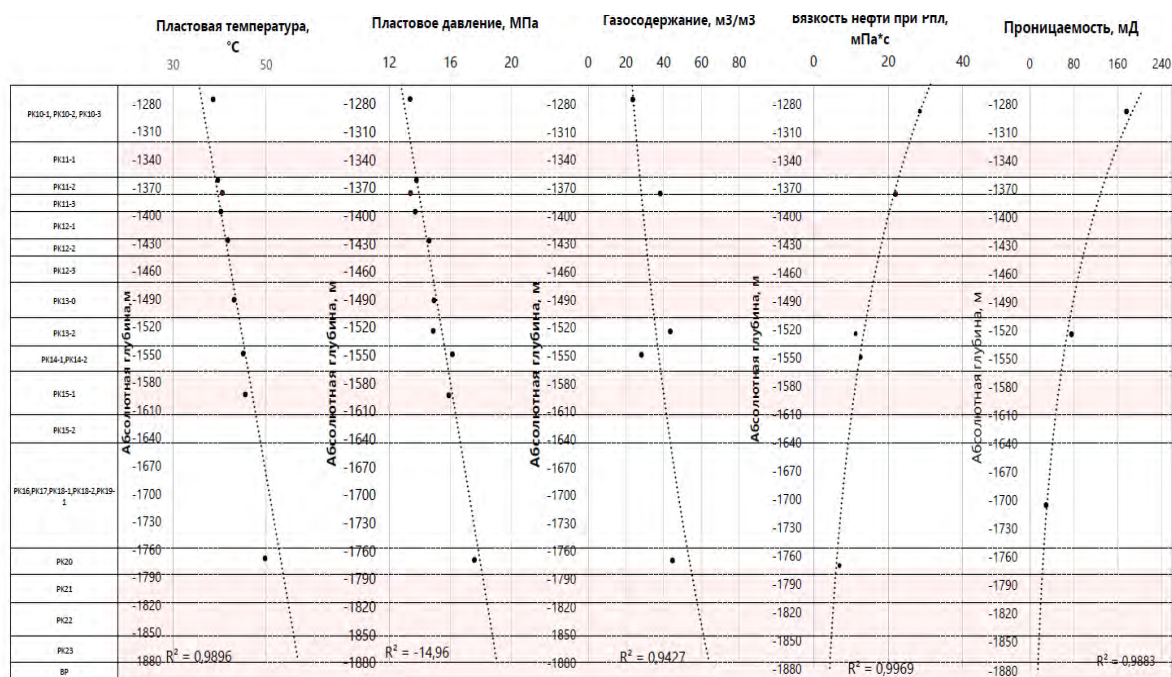


Рисунок 2. Основные ФЕС, PVT и энергетические свойства пластов группы ПК Харампурского месторождения

В процессе проектирования стратегии разработки пластов Покурской необходимо учитывать следующие риски:

- Высокие риски образования конуса подошвенных вод и прорыва газа.
- Высокие риски образования трещин АвтоГРП и ЗКЦ. За счет низких упруго-прочностных свойств.
- Высокий риск пескопроявлений, обусловленный выносом твердой фазы по причине невысокого значения сдвиговых напряжений в слабосцементированных коллекторах.

С целью подбора оптимальной стратегии разработки пластов группы ПК, был выполнен литературой обзор методов расчета предельных дебитов по жидкости и соответственно депрессий для предотвращения образования конуса подошвенных вод, представленный в таблице 1.

Подбор оптимальной методики для расчета предельной депрессии для предотвращения образования конуса подошвенных вод

Автор	Учитывает разницу плотностей	Учитывает анизотропию	Учитывает высоту до ВНК	Особенности
Muskat	Да	Нет	Нет	В основе формулы заложена гравитационная сегрегация за счет разности плотностей [1]
Mayer & Gardner	Да	Нет	Да	В расчете участвуют разность плотностей, расстояние до контакта, фазовая проницаемость нефти, вязкость и объемный коэффициент нефти, радиус дренирования
Chaney	Да	Нет	Нет	Уравнения получены для однородного и изотропного пласта. Используется палетка безразмерного предельного дебита
Schols	Нет	Нет	Нет	Корреляция позволяет учитывать степень вскрытия пласта вертикальной скважиной Позволяет определить оптимальную степень вскрытия пласта вертикальной скважиной
Chareron	Да	Да	Да	Применимо для вертикальных и горизонтальных скважин, для анизотропного пласта

Методика Chareron в отличие от всех аналогов учитывает все факторы, влияющие на скорость образования конуса подошвенных вод, включая анизотропию коллектора, разнице плотностей пластовых флюидов, а также расстояние до ВНК [2]. Данная методика позволяет производить расчеты как для горизонтальных скважин по формуле 1, так и для вертикальных скважин по формуле 2.

$$Q_{oc} = (3.486 * 10^{-5}) * \frac{1}{B_o} * L * (\rho_w - \rho_o) * h * \frac{k_h}{\mu_o} \left(\frac{k_v}{k_h}\right)^{\frac{1}{2}} * q_c^* * \left(\frac{r_e}{h} * \left(\frac{k_v}{k_h}\right)^{\frac{1}{2}}\right) \quad (1)$$

где Q_{oc} – предельный дебит горизонтальной скважины (м³/час);

B_o – объемный коэффициент нефти (г/см³);

L – длина горизонтального ствола(м);

ρ_w – плотность воды (г/см³);

ρ_o – плотность нефти (г/см³);

h – нефтенасыщенная толщина(м);

k_v – проницаемость по вертикали (мД);

k_h – проницаемость по горизонтали (мД);

μ_o – вязкость нефти (сПз);

r_e – радиус контура питания (м);

q_c^* – безразмерный параметр, определяемый из таблицы 2.

Таблица 2

Определение безразмерного параметра исходя из анизотропии

$\frac{k_v}{k_h}$	1	0,1	0,01
q_c^*	0,137	0,3695	1,040

$$Q_{oc} = (3.486 * 10^{-5}) * \frac{1}{B_0} * (\rho_w - \rho_o) * h * \frac{h * k_h}{\mu_o} * q_c^* * \left(\frac{r_e}{h}\right) * \left(\frac{k_v}{k_h}\right)^{\frac{1}{2}} \quad (2)$$

где Q_{oc} – предельный дебит вертикальной скважины (м³/час).

По методу Шарперон были построены номограммы предельных дебитов по жидкости для различных условий, представленные на рисунке 3.

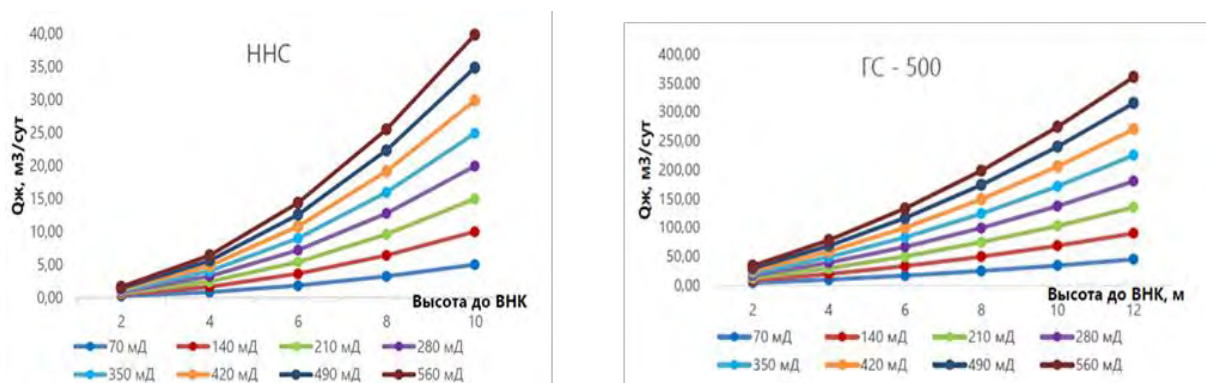


Рисунок 3. Номограмма предельных дебитов по жидкости для вертикальной и горизонтальной скважин

После формирования конуса подошвенных вод и выхода скважины на установившуюся обводненность целесообразно выполнить оптимизацию работы скважины. Прогнозирование выхода на установившуюся обводненность через целесообразно выполнять через зависимость соотношения ВНФ при установившейся обводненности и отношения гидропроводности ННТ и ВНТ на контуре питания [3].

Для оценки эффективности ограничения депрессий на ранних стадиях эксплуатации скважин для пластов группы ПК была сформирована выборка исходя из рисунка 4.

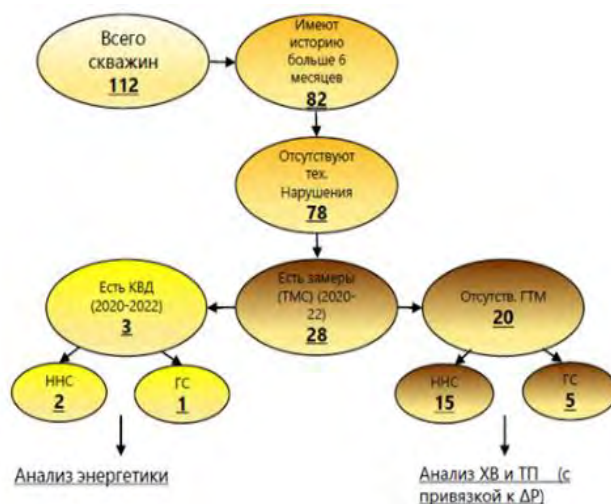


Рисунок 4. Формирование выборки скважин для анализа

Результат анализа эффективности ограничения депрессий для пластов группы ПК представлен на рисунке 5.

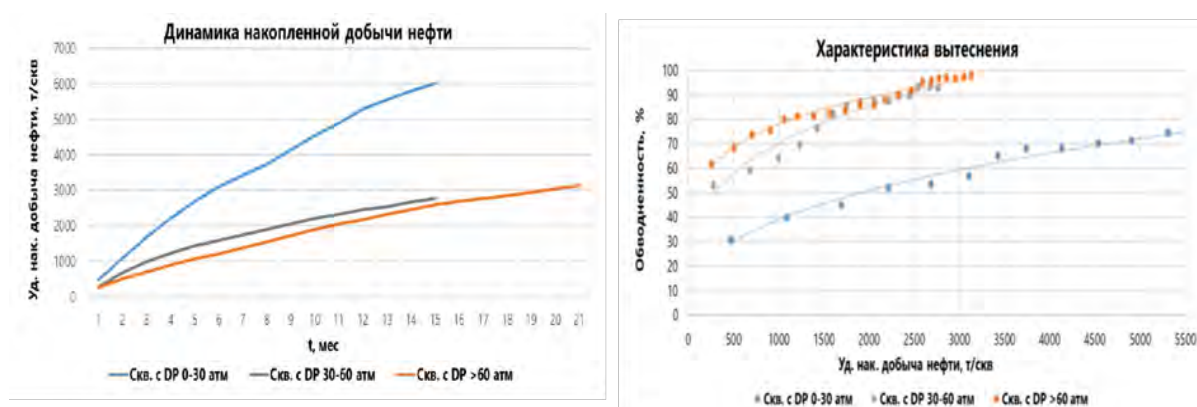


Рисунок 5. Результат анализа темпов падения и роста обводненности для различных вариантов эксплуатации скважин пластов группы ПК

На основании полученных данных можно сделать следующие выводы:

- Текущая стадия изученности позволяет анализировать ТП и ХВ.
- Работа скважин до формирования конуса подошвенных вод на низких депрессиях DP до 30 атм., характеризуется более низкой обводненностью, ТП и большей накопленной добычей.
- После выхода скважины на установившуюся обводненность определяемую через соотношения ВНФ при сформированном конусе и соотношения гидропроводности ННТ и ВНТ на контуре питания.

Библиографический список

1. Muskat, M. An approximate theory of water-coning in oil production / M. Muskat, R. D. Wyckoff. – DOI 10.2118/935144-G. – Direct text // Transactions of the AIME. – 1935. – Vol. 114. – P. 144–161.

2. Chaperon, I. Theoretical study of coning toward horizontal and vertical wells in anisotropic formations: subcritical and critical rates / I. Chaperon. – DOI 10.2118/15377-MS. – Direct text // SPE annual technical conference and exhibition, New Orleans, Louisiana, October 1986. – 1986. – SPE-15377-MS.

3. Efros, D. A. Investigation of filtration of heterogeneous systems / D. A. Efros. – Moscow : Gostoptekhizdat, 1963. – 351 p. – Direct text.

Исследование фильтрационных параметров 3D-моделей керна при циклическом нагружении

Иванов З. Г., Кожевников Е. В.

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
г. Пермь*

В настоящее время технологии 3D печати дают возможность изготавливать физические двойники керновых образцов для проведения различных лабораторных исследований [1]. Использование искусственных образцов особенно актуально при исследованиях, приводящих к механическому разрушению керна, например при циклическом нагружении. Кроме того, исследования влияния механического нагружения на фильтрацию в реальных породах осложнены неоднородностью, хрупкостью минералов, ползучестью и наличием свободных частиц внутри порового пространства [2-4]. В связи с этим использование 3D моделей позволило бы установить более точные зависимости и законы фильтрации при механическом нагружении пород, и в том числе циклическом.

Одним из методов создания 3D-модели керна является микротомографическое сканирование реального образца с последующей его печатью [5]. Данный метод позволяет приблизить модель к реальному керну, однако разрешение 3D-принтеров не позволяет воспроизвести настолько маленькие поры, к тому же они нуждаются в очистке после печати, что невозможно сделать с данной моделью. Другим же методом является создание модели со спиралевидным отверстием по середине образца, сложность данного метода заключается опять же в сложности очистки пространства, по которому должна происходить фильтрация [6].

Проанализировав существующие методики, нами было решено, что альтернативным вариантом для печати является создание модели с отверстием по центру. Такой вариант изготовления модели позволит смоделировать фильтрационные параметры при имеющемся оборудовании, а именно 3D-принтера Anycubic Photon Mono X с разрешением печати 50 мкм, работающего по фотополимерному методу печати – SLA (рисунок 1а). Однако данная модель оказалась несовершенной, происходило засорение отверстия в следствие такого явления как паразитная засветка — это явление, при котором происходит рассеивание потока ультрафиолетовых лучей, что приво-

дит к застыванию материала в ненужном месте. Поэтому было решено изготавливать две половинки модели: одна из которых цельная, а другая с углублением. Данная методика позволяет производить механическую очистку отверстия, по которому происходит фильтрация. Данным методом были изготовлены 3D-модели керна (рисунок 1б) с различным размером отверстия и его расположением: по центру и на расстоянии 3 мм от края образца. Далее были проведены фильтрационные испытания на фильтрационной установке UltraPoroPerm-500 методом установившегося течения азота при циклическом нагружении.

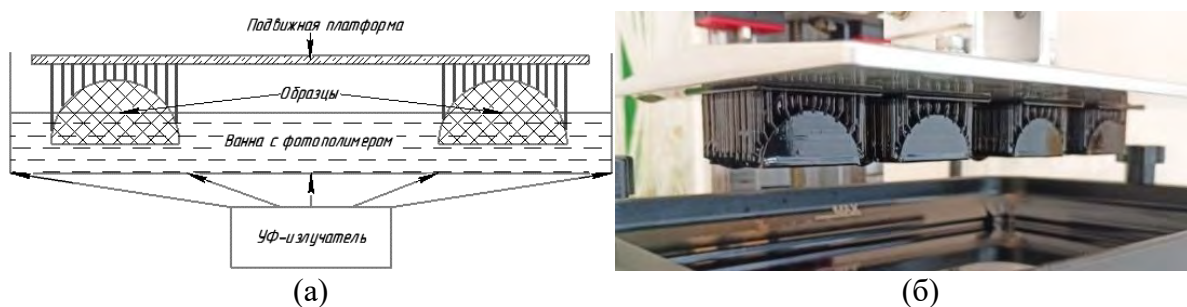


Рисунок 1. SLA-печать: (а) – принципиальная схема; (б) – результат печати

Форма и изображение углубления под микроскопом представлены на рисунке 2.

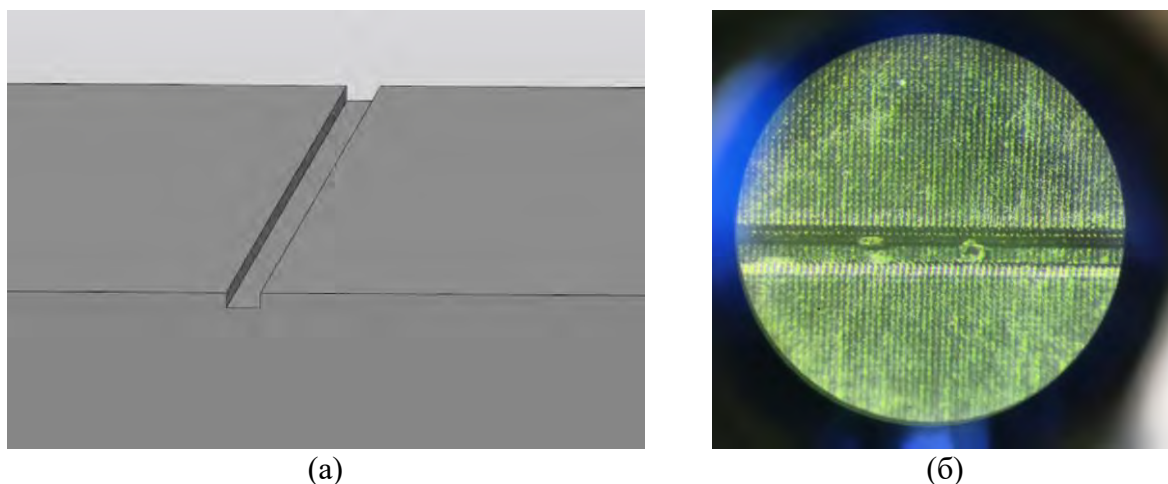


Рисунок 2. Форма углубления, по которому происходит фильтрация:
(а) – модель в КОМПАС-3D; (б) – под микроскопом

Исследование керна проводилось в несколько циклов. По результатам исследований получены графики изменения проницаемости во времени (рисунки 3-4) исследований для образца с углубление по центру и сбоку, соответственно, а также зависимости проницаемости от давления обжима (рисунки 5-6). Проведя анализ динамики изменения проницаемости установлено, что происходит снижение проницаемости при увеличении давле-

ния обжима, в следствие упругой деформации образца; а при снижении давления обжима следует увеличение проницаемости. Однако следует отметить, полного восстановления проницаемости не происходит в первом цикле испытаний, но в последующий циклах наблюдаются близкие значения проницаемостей в начале и в конце циклов (рисунки 5-6). Полученный значения довольно точно описываются степенными функциями (рисунки 5-6).

Кроме того, следует заметить, что проницаемость образца, имеющего углубление сбоку на 20-25 % больше, чем у образца имеющего углубление по центру при тех же размерах углубления.

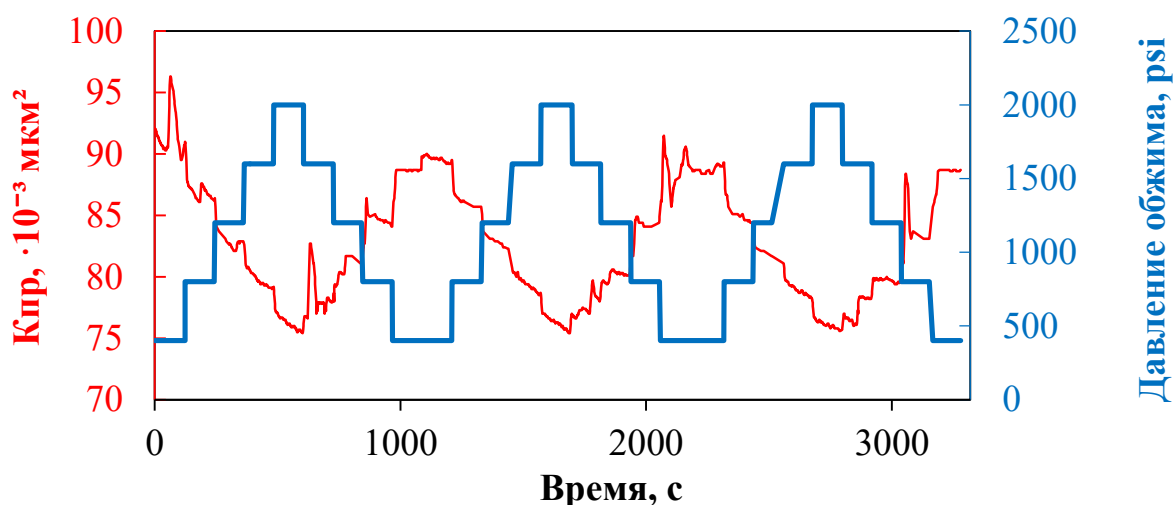


Рисунок 3. Циклическое изменение давления обжима (синяя линия) и проницаемости на примере образца № 450-200 (углубление по центру)

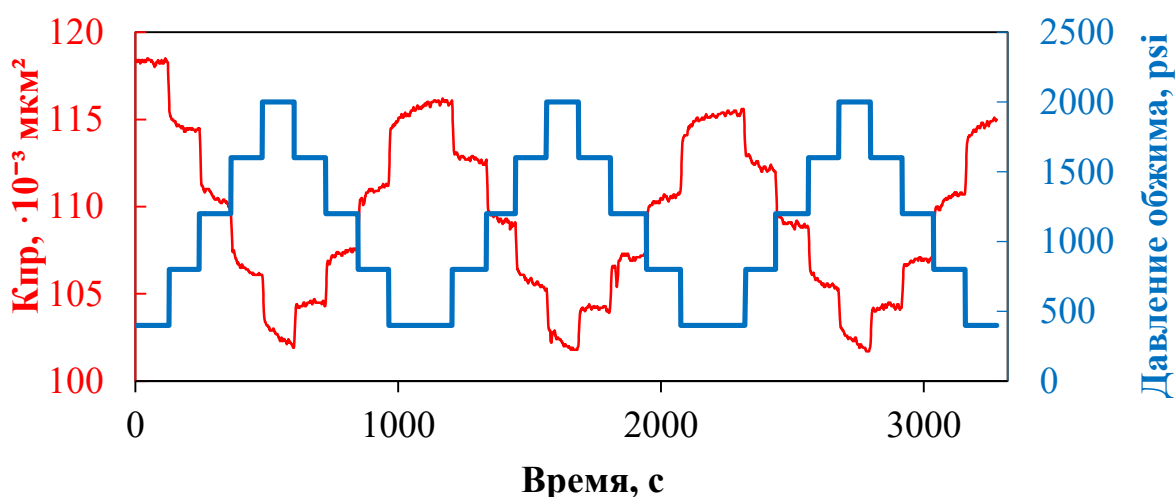


Рисунок 4. Циклическое изменение давления обжима (синяя линия) и проницаемости на примере образца № 450-200бок (углубление сбоку)

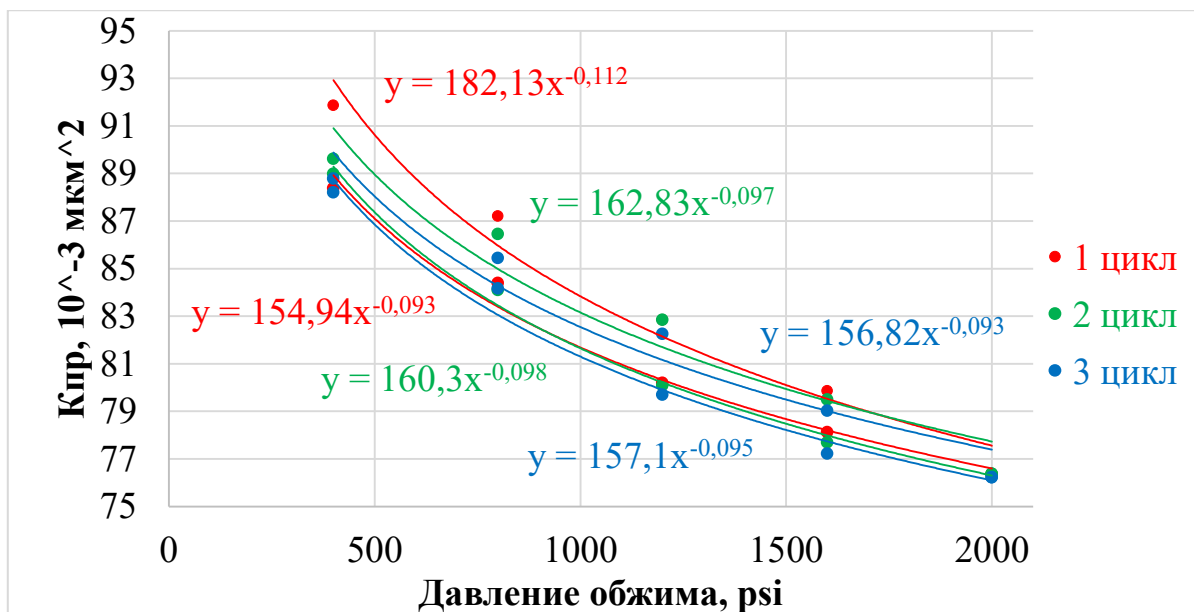


Рисунок 5. Зависимость проницаемости от давления обжима при каждом цикле на примере образца № 450-200 (углубление по центру)

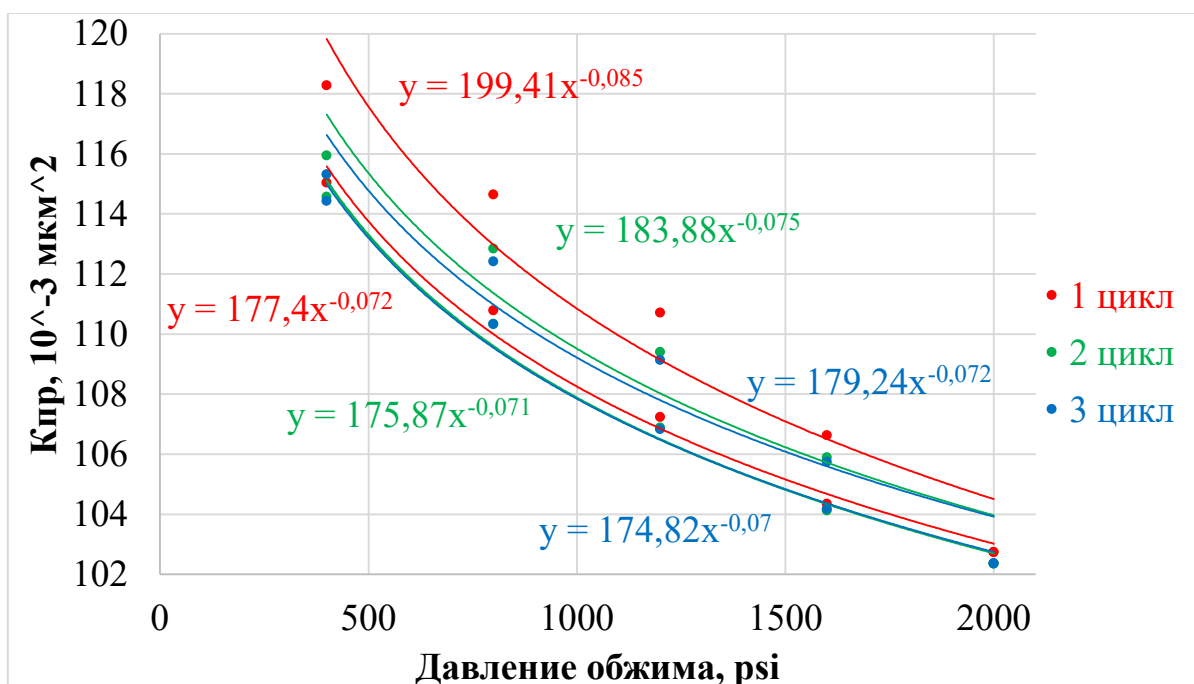


Рисунок 6. Зависимость проницаемости от давления обжима при каждом цикле на примере образца № 450-200бок (углубление сбоку)

Почти полное восстановление проницаемости объясняется тем, что модели являются идеальными и в них отсутствует влияние сторонних факторов на проницаемость, таких как миграция коллоидов [2-4].

Благодарность: Работа выполнена при поддержке гранта РФФ № 23-19-10699, <https://rscf.ru/project/23-19-00699/>

Библиографический список

1. Application of 3DP-Models in Laboratory Studies of Oil and Gas Containing Rocks / E. Kozhevnikov, E. Riabokon, M. Turbakov, V. Poplygin. – DOI 10.3997/2214-4609.20224023. – Direct text // EAGE GeoTech 2022 First EAGE Workshop on Reservoir Management of Mature Fields. – 2022. – P. 1–5.
2. Apparent Permeability Evolution Due to Colloid Migration Under Cyclic Confining Pressure: On the Example of Porous Limestone / E. V. Kozhevnikov, M. S. Turbakov, E. P. Riabokon [et al.]. – DOI 10.1007/s11242-023-01979-5. – Direct text // Transport in Porous Media. – 2023.
3. Colloidal-induced permeability degradation assessment of porous media / E. V. Kozhevnikov, M. S. Turbakov, E. A. Gladkikh [et al.]. – DOI 10.1680/jgele.22.00017. – Direct text // Géotechnique Letters. – 2022. – Vol. 12, Issue 3. – P. 217–224.
4. Colloid Migration as a Reason for Porous Sandstone Permeability Degradation during Coreflooding / E. V. Kozhevnikov, M. S. Turbakov, E. A. Gladkikh [et al.]. – DOI 10.3390/en15082845. – Direct text // Energies. – 2022. – Vol. 15, Issue 8. – P. 2845.
5. Almetwally, A.G.3D-Printing Replication of Porous Media for Lab-Scale Characterization Research / A. G. Almetwally, H. Jabbari. – DOI 10.1021/acsomega.0c04825. – Direct text // ACS Omega. – 2021. – Vol. 6, Issue 4. – P. 2655–2664.
6. Simulation and Validation of Porosity and Permeability of Synthetic and Real Rock Models Using Three-Dimensional Printing and Digital Rock Physics / E. R. Ibrahim, M. S. Jouini, F. Bouchaala, J. Gomes. – DOI 10.1021/acsomega.0c04825. – Direct text // ACS Omega. – 2021. – Vol. 6, Issue 47. – P. 31775–31781.

Особенности эксплуатации погружной бесштанговой системы добычи нефти на скважинах, осложненных высоким выносом механических примесей

Лицук А. Н.¹, Леонтьев С. А.², Нагиев А. Т.³

¹ООО «Управляющая компания «Группа ГМС», г. Москва;

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень;

³АО «ГМС Нефтемаш», Тюмень

Штанговые насосы, которые распространены в различных регионах для добычи нефти [1] — это сложное оборудование, которое требует постоянного технического обслуживания и контроля.

Вот некоторые особенности их эксплуатации:

– Регулярное техническое обслуживание. Необходимо регулярно проводить техническое обслуживание штанговых насосов, чтобы предотвратить поломки и снизить риск аварий.

– Ограничения по длине хода плунжера: Длина хода плунжера ограничена, так как слишком длинный ход может привести к поломке насоса. Поэтому необходимо выбирать оптимальную длину хода плунжера для каждой конкретной скважины.

– Использование специальных материалов. Плунжеры и цилиндры должны быть изготовлены из специальных материалов, чтобы обеспечить их прочность и долговечность.

– Ограничение по давлению. Максимальное давление, которое может создавать штанговый насос, ограничено. Поэтому необходимо учитывать это ограничение при выборе оборудования и проектировании системы.

– Обеспечение безопасности. Работа со штанговыми насосами требует высокой степени безопасности, так как они могут быть опасны для персонала и окружающей среды. Необходимо соблюдать все меры безопасности при эксплуатации оборудования.

Бесштанговый метод добычи нефти, как альтернативный [2], заключается в использовании специальных устройств, которые позволяют откачивать нефть без использования глубинных насосных штанг. Этот метод позволяет увеличить эффективность добычи нефти и снизить затраты на обслуживание оборудования. Кроме того, бесштанговое оборудование более безопасно для окружающей среды и персонала, так как не требует использования опасных химических веществ и высоких давлений.

Бесштанговая технология добычи нефти – это процесс извлечения нефти без использования штанговых глубинных насосных установок с приводом от станка-качалки.

Данная технология имеет ряд преимуществ перед традиционной технологией. Она позволяет увеличить эффективность добычи за счет более высокой степени заполнения насоса практически до 100 %, из-за возможности регулирования зазора между плунжером и цилиндром до минимально возможных значений в заводских условиях. Этот метод более безопасен для окружающей среды, так как он не требует использования токсичных химических веществ или высокого давления на устье скважины.

Однако, несмотря на все преимущества, бесштанговая добыча все еще находится на стадии разработки и развития. Существуют некоторые проблемы, связанные с надежностью и эффективностью оборудования, а также с необходимостью разработки новых технологий и материалов.

В целом, бесштанговая добыча может стать одним из ключевых направлений развития нефтяной промышленности в ближайшем будущем.

В данной работе проводилось исследование опытной эксплуатации погружной установки [3], схема которой приведена на рисунке 1.

Гидромеханический погружной редуктор (ГМПР) [4, 5] плунжерного насоса – это инновационное решение для добычи нефти, которое позволяет повысить эффективность работы насоса и снизить энергозатраты на его эксплуатацию.

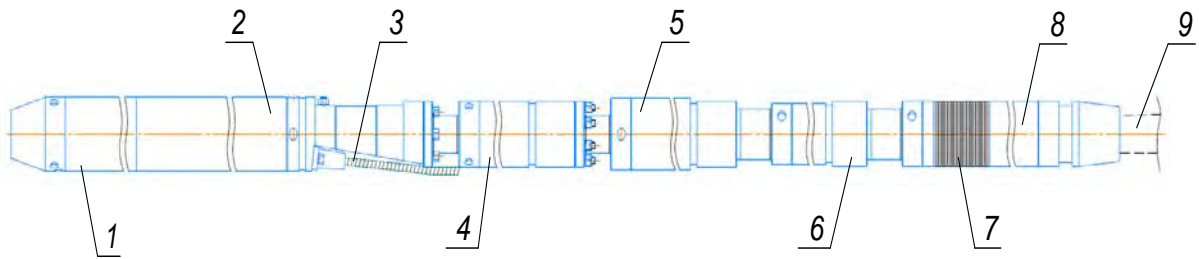


Рисунок 1. Схема погружной бесштанговой малодебитной насосной установки:
 1 – датчик ТМС, 2 – погружной электродвигатель, 3 – кабельный удлинитель с муфтой,
 4 – гидрозащита 5-го габарита, 5 – гидромеханический погружной редуктор (ГМПР),
 6 – гидрозащита линейного привода, 7 – приемная сетка насоса,
 8 – насос плунжерный одноходовой, 9 – труба НКТ 60

ГМПР представляет собой устройство, которое крепится к плунжеру насоса и работает на основе гидромеханической передачи. Благодаря этому, насос может работать более эффективно и плавно, что позволяет увеличить производительность добычи нефти. Одним из главных его преимуществ является то, что он позволяет снизить нагрузку на плунжер насоса, что уменьшает износ его деталей и увеличивает срок службы. Кроме того, ГМПР обеспечивает более плавное движение плунжера, что снижает вероятность возникновения вибраций и шума при работе насоса.

Также это устройство может быть использовано для увеличения глубины погружения насоса, что позволяет добывать нефть из более глубоких скважин.

В целом, гидромеханический погружной привод является перспективным решением для добычи нефти и может значительно повысить эффективность работы насосов и снизить затраты на их эксплуатацию.

Проверку параметров установки и технологии бесштанговой добычи испытывали на осложненной скважине месторождения Пираллахи Каспийского моря.

Механические примеси представляют собой твердые частицы, находящиеся в жидкости, которая перекачивается насосом. Они могут иметь различный размер и форму, но обычно представляют собой песок, глину, ил и другие частицы, которые могут засорить фильтры и клапаны насоса, уменьшить его производительность и привести к снижению эффективности работы системы.

Иловые отложения в пластах нефти месторождения Пираллахи [6], наряду с глиной и песком, могут оказывать серьезное влияние на применяемое оборудование данного морского месторождения. Они могут привести к снижению производительности скважин, ухудшению качества нефти и увеличению затрат на ее добычу. Кроме того, иловые отложения могут ухудшить экологическую ситуацию в регионе, так как содержат в себе различные химические вещества и микроорганизмы.

Чтобы избежать негативных последствий, необходимо проводить регулярную диагностику и очистку пластов от иловых отложений. Также необходимо использовать современное оборудование и технологии для добычи нефти, которые позволят минимизировать влияние иловых отложений на процесс добычи.

Глинистые пропластки [6] представляют собой участки в нефтяных пластах, содержащие глину. Они могут быть как отдельными пластами, так и прослойками между более продуктивными частями пласта. Глинистые пласты имеют низкую проницаемость, что может приводить к снижению добычи нефти из пласта. Однако, глинистые прослойки также могут служить в качестве барьера для воды, что увеличивает добычу нефти.

Эксплуатация скважины с новым оборудованием осуществлялась в режиме освоения после длительного (около года) простоя, с очисткой призабойной зоны от мелкодисперсных иловых отложений в смеси с механическими примесями в виде морского песка на работающую насосную установку. Продукция скважины представлена пластовым флюидом, состоящим из углеводородных соединений и воды плотностью 1005 кг/м³, влагосодержание 80-99,7 %, количество взвешенных частиц не более 737 мг/л при температуре пластового флюида +34 град. С.

Освоение скважины вели этой же экспериментальной установкой после ремонтных работ, связанных с заклиниванием штангового плунжерного насоса, приводимого станком-качалкой.

Основные этапы освоения экспериментальной скважины включали следующие мероприятия:

- Подготовка скважины, промывка морской водой от остатков нефти и других загрязнений.
- Проверка состояния оборудования и трубопроводов на предмет герметичности.
- Монтаж нового бесштангового оборудования (см рис. 1) на место заклинившего плунжерного насоса.
- Очищение ПЗП скважины от остаточных загрязнений самим новым насосом после его запуска.
- Непрерывный мониторинг работы скважины по технологическим параметрам.

По итогам запуска и мониторинга параметров вывода скважины на режим (ВНР) был разработан план дальнейшего подбора оптимального режима эксплуатации скважины.

Он состоял в следующем:

- ежесуточный отбор и контроль скважинной пробы на наличие мех примесей;
- непрерывный замер дебита, потребления электроэнергии, крутящего момента, давления на приеме насоса, его температуры, скорости вращения двигателя.

Указанные выше мероприятия позволили избежать заклинивания насоса, срывов подачи скважинной продукции, предупреждения осложнений при работе оборудования (рисунок 2).

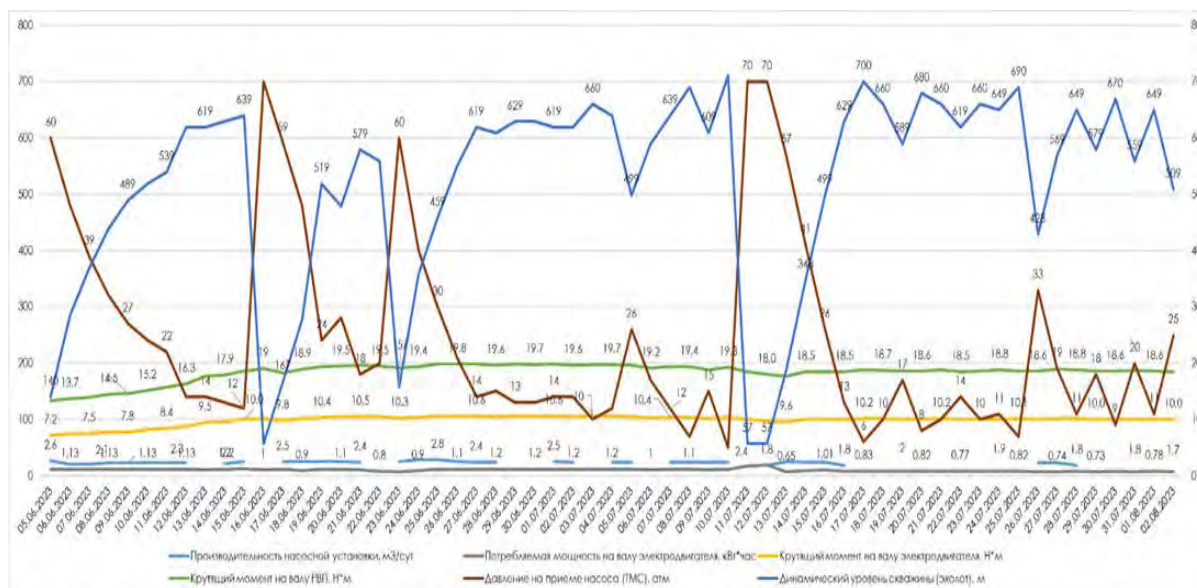


Рисунок 2. Основные параметры работы установки

Таким образом, на момент написания данной статьи (конец августа 2023 года) нам удалось достигнуть увеличения срока эксплуатации в 90 суток (эксплуатация продолжается), по сравнению со штанговыми системами добычи в 15-30 суток. Снизить потребляемую мощность с 4-5 кВт до 0,4-0,8 кВт.

При залповых выбросах из пласта илово-глинистой эмульсии установку переводили в режим «стряхивания», заключающимся в резком изменении скорости вращения двигателя и реверсировании хода плунжера на более коротких и частых ходах. После режима «стряхивания» применяли промывку по затрубью морской водой. Для исключения залповых выбросов примесей давление на приеме насоса не опускали ниже 6 атмосфер.

Основываясь на полученных экспериментальных данных, можно сказать о преимуществе о применения бесштанговых установок на месторождениях с активным выносом механических примесей.

Работы в направлении совершенствования конструкции новых установок и технологии бесштанговой добычи нефти продолжаются.

Библиографический список

1. Справочник по добыче нефти / К. Р. Уразаков, Э. О. Тимашев, В. А. Молчанова, М. Г. Волков. – Пермь : Астер Плюс, 2020. – 349 с. – Текст : непосредственный.
2. Технология бесштанговой добычи нефти / А. Н. Лищук, Д. О. Степанов, А. Т. Нагиев [и др.]. – Текст : непосредственный // SOCAR Proceedings. – 2022. – № 2. – С. 57–63.

3. Патент № 2750179 Российская Федерация. МПК В04F 47/00. Погружная нефтедобывающая установка : № 2020135000 : заявл. 26.10.20 : опубл. 23.06.21 / Иванов С. В., Лищук А. Н., Молчанов А. В., Нагиев А. Т., Новиков А. Е., Степанов Д. О., Бюл. № 18. – Текст : непосредственный.

4. Патент № 2728561 Российская Федерация. МПК F04B 47/06, F16H 39/06. Гидромеханический погружной редуктор : № 2020102350 : заявл. 22.01.20 : опубл. 30.07.20 / Степанов Д. О., Нагиев А. Т., Лищук А. Н., Иванов С. В. : патентообладатель АО «ГМС НЕФТЕМАШ», Бюл. № 22. – Текст : непосредственный.

5. Патент № 2766656 Российская Федерация. МПК В04F 47\00. Погружной гидромеханический редуктор : № 2021117774 : заявл. 18.06.21 : опубл. 15.03.22 / Иванов С. В., Лищук А. Н., Молчанов А. В., Нагиев А. Т., Новиков А. Е., Степанов Д. О. : патентообладатель АО «ГМС НЕФТЕМАШ», Бюл. № 8. – Текст : непосредственный.

6. Гусенова, Н. И. О перспективах доработки I блока горизонта КС в месторождения Пираллахи / Н. И. Гусейнова, А. А. Гаджиев, А. Т. Самедзаде. – Текст : непосредственный // SOCAR Proceedings. – 2014. – № 2. – С. 32–37.

Экспериментальные методы оценки фазового поведения углеводородных систем при моделировании газовых МУН

Мейер Р. В., Заночуев С. А.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Для оценки МДС разработана схема эксперимента методом исчезающей капли с использованием тензиометра высокого давления ITF-700. Показано, что длительность эксперимента не превышает 3 сут. Впервые получены данные по минимальному давлению смесимости с учетом «набухаемости» нефти Северо-Даниловского месторождения.

Внедренная в практику технология исследования фазового состояния смесей методом исчезающей капли позволяет оперативно получать информацию о давлениях минимального смешения в различных условиях и с использованием различных газовых агентах. Полученные данные ложатся в основу модельных расчетов на результатах, которых должны приниматься эффективные решения при выборе стратегических решений.

В настоящее время активно внедряются газовые методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Это позволяет повысить коэффициент извлечения нефти (КИН) и проводить эффективную утилизацию попутного нефтяного газа. Важным параметром для реализации механизма вытеснения в пласте является минимальное давление смесимости (далее МДС). Для поддержания смешивающегося вытеснения давление нагнетания должно быть не ниже этого параметра. Эксперименты, проводимые при таких условиях, дают очень высокий коэффициент нефтевытеснения. Поэтому, актуальной зада-

чей видится поиск и реализация методов оценки МДС, обеспечивающих достаточную достоверность результатов при минимизации затрат.

Наряду с расчетными методами в работе рассматриваются два основных метода экспериментальной оценки МДС. Первый это «Slim Tube», метод тонкой трубки. Суть эксперимента заключается в измерении количества извлекаемой нефти, вытесняемой газом через длинную тонкую капиллярную трубку, наполненную песком. Давление, на котором достигнут КИН уровня 95 % считается минимальным давлением смесимости. Вторым экспериментальным методом - метод исчезающей капли (VIT) [1]. Эксперимент основан на фиксации изменения межфазного натяжения в системе нефть-ПНГ при повышении давления. Преимуществом метода является незначительная длительность и низкие затраты на проведение эксперимента.

Исходя из того, что в российской практике отсутствуют публикации по реализации данного эксперимента, было принято решение разработать и апробировать метод VIT на базе имеющегося в лаборатории оборудования.

Для реализации метода была разработана технологическая схема проведения эксперимента (рисунок 1). Схема включает тензиометр высокого давления, который оснащен камерой, позволяющей проводить видео и фото фиксацию процесса эксперимента. Программное обеспечение прибора позволяет проводить необходимые расчеты межфазного натяжения. Для подачи исследуемых флюидов разработан экспериментальный стенд с насосом высокого давления и поршневыми емкостями. Для приготовления моделей флюидов используется рекомбинационная ячейка с возможностью перемешивания и термостатирования. Включенные в технологическую схему датчики давления и температуры позволяют контролировать термобарические условия эксперимента в круглосуточном режиме. Для оценки МДС получают зависимость межфазного натяжения от давления. За минимальное давление смесимости принимают значение давления при нулевом межфазном поверхностном натяжении.

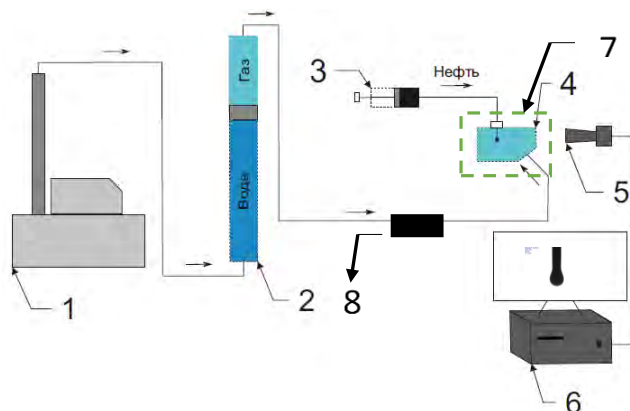


Рисунок 1. Технологическая схема проведения эксперимента по методу «исчезающей» капли. 1 – насос; 2 – поршневой контейнер с пробой газа; 3 – насос флюида капли с пробой пластовой нефти; 4 – ячейка прибора; 5 – оптическая система; 6 – ПК со специальным ПО; 7 – терморубашка с датчиком температуры; 8 – датчик давления

Важными параметрами, влияющими на точность определения межфазного натяжения, являются плотности флюидов, участвующих в процессах массообмена при проведении эксперимента. Особенное влияние оказывает изменение плотности жидкой фазы в связи с ее «набухаемостью» в процессе повышения давления. Процесс «набухания» нефти отдельно изучался при постановке эксперимента Swelling test. В результате этого эксперимента определена плотность нефти с учетом растворения в ней газа при повышении давления. Пересчет значений межфазного натяжения с учетом измененной плотности нефти позволил уточнить МДС (рисунок 2).

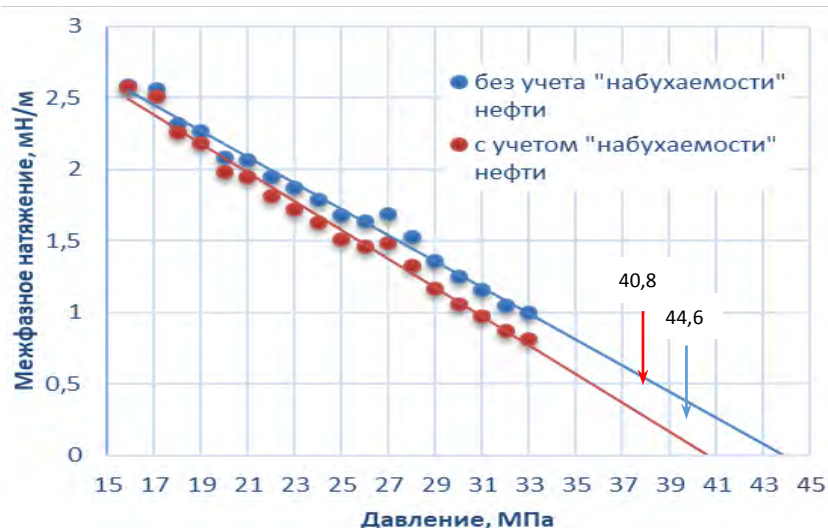


Рисунок 2. Определение МДС с учетом и без учета «набухаемости» нефти

На рисунке 3 представлен сравнительный анализ как экспериментальных, так и расчетных оценок МДС флюидов пласта Б5 Северо-Даниловского месторождения показал, что разработанный метод позволяет получить оценку МДС с удовлетворительной точностью. Учет «набухаемости» нефти МДС позволил сузить диапазон неопределенности данных. Развитие технологии может значительно повысить оперативность получения информации о фазовом поведении углеводородных систем на границе раздела фаз «газ-жидкость».

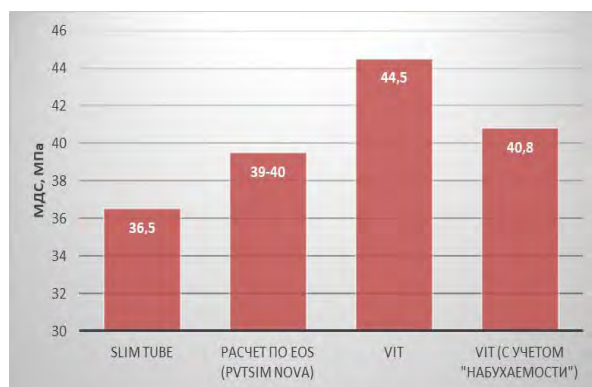


Рисунок 3. Сравнительный анализ результатов определения МДС

Библиографический список

1. Modified vanishing interfacial tension (VIT) test for CO₂-oil minimum miscibility pressure (MMP) measurement / M. Ghorbani, A. Momeni, S. Safavi, A. Gandomkar. – DOI 10.1016/j.jngse.2014.06.006. – Direct text // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2014. – Vol. 20. – P. 92–98.

Исследование динамики проницаемости за счет движения мелкодисперсных частиц в пористых коллекторах

Пантелеева А. Е., Иванов З. Г., Кожевников Е. В.

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь

Процесс изменения проницаемости наблюдается на протяжении всех этапов разработки месторождения. От этого параметра зависит такой важный показатель как производительность скважины. На изменение проницаемости влияет множество факторов, которые можно разделить на технологические, связанные с проведением технологических операций и геологические, которые обусловлены изменением температуры, давления, геологической особенностью горных пород, а именно размером поровых каналов, смачиваемостью породы, минеральным составом, размером частиц и др. Все вышеперечисленные факторы хорошо изучены и детально рассмотрены другими исследователями. Однако такому фактору как совместное влияние движения мелкодисперсных частиц в пористой среде и циклических нагрузок внимание уделяется меньше. Помимо образования циклических нагрузок в пласте, являющихся причиной деформации горных пород, на изменение проницаемости влияет движение частиц [1–5]. Миграция частиц осуществляется потоком рабочей среды, который создается при фильтрации через образец и при проведении продувок, способствуя отрыву частиц от стенки пор и их последующему переносу по поровым каналам. В качестве рабочей среды используется жидкость или газ. Мигрируя в поровом пространстве, частицы могут, как увеличивать, так и снижать проницаемость. В первом случае они рассеиваются из шейки порового канала, где произошло их скопление или отцепляются от поверхности пор, во втором случае кольматируют область шейки, тем самым забиваясь в узком месте канала (рисунок 1).

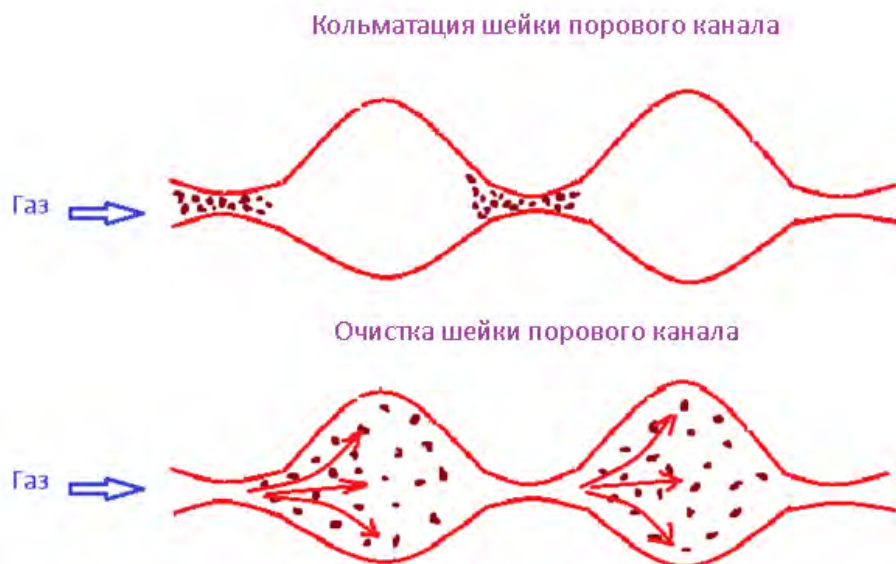


Рисунок 1. Механизм изменения проницаемости

В данной работе приводятся результаты исследования влияния переноса твердых частиц коллоидного размера в пористой среде при циклических нагрузках на проницаемость образцов керн.

В исследовании использовались два образца керн, один из которых насыщался в спирте при комнатной температуре. Испытания проводились на фильтрационной установке, позволяющей определять проницаемость образцов по газу при ступенчатом нагружении и разгрузке в пределах значений 2,76 МПа - 13,8 МПа. Нагрузка и снятие напряжения является аналогией изменения эффективного давления в естественных условиях залегания пластов. Между циклами испытаний проводились продувки образцов в прямых и обратных направлениях при давлениях 30 и 40 psi.

По результатам испытаний для каждого образца были получены графики зависимости давления обжима, проницаемости от времени. Стрелки обозначают направление продувок, направление стрелки вниз соответствует прямой продувке, вверх – обратной. Давление обжима показано ступенчатой линией красного цвета, а проницаемости - синей.

По графику, представленному на рисунке 2 можно заметить, что после проведения продувок вначале 9, 11, 13 циклов наблюдается значительное увеличение проницаемости, что свидетельствует о влиянии движения частиц на фильтрационную характеристику. Для наглядности данные области обведены овалом зеленого цвета. В конце 4 цикле проницаемость образца резко снизилась и в последующих циклах не восстанавливала свой прежний уровень, наблюдаемый в первых трех циклах фильтрации.

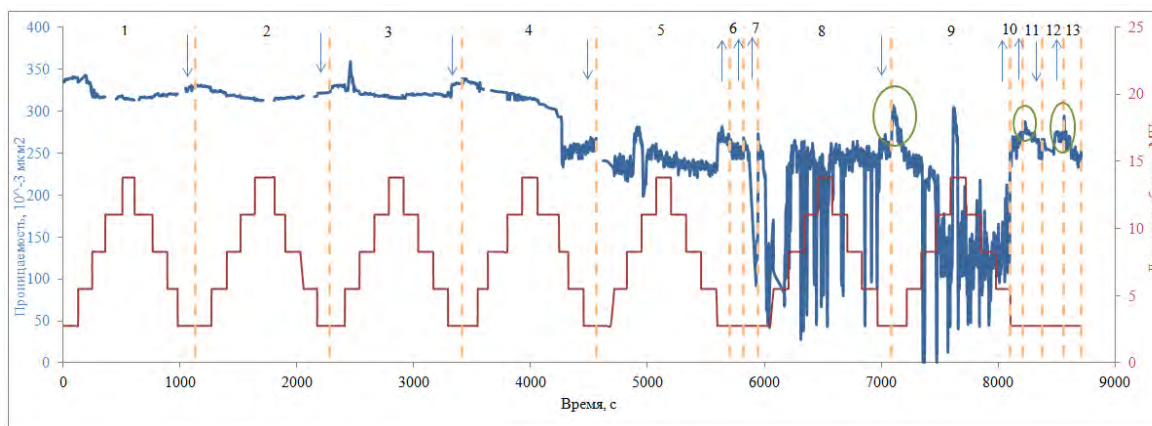


Рисунок 2. Циклы фильтрации образца

Графики, представленные на рисунках 2, 3 построены для образца, испытания которого проводились в два этапа, на первом этапе проводились классические испытания по фильтрации, описанные выше, на втором этапе образец заворачивался в фильтровальную бумагу и насыщался спиртом при комнатной температуре так, чтобы направление насыщения совпадало с направлением фильтрации азота после чего сушился и фильтровался по такой же программа испытаний, как и в первом случае.

До насыщения образца спиртом видно, что проницаемость изменяется в соответствии с изменением давления обжима и ее среднее значение составляет 134 мД. Влияние миграции частиц на проницаемости прослеживается в циклах 1,14 и 15.

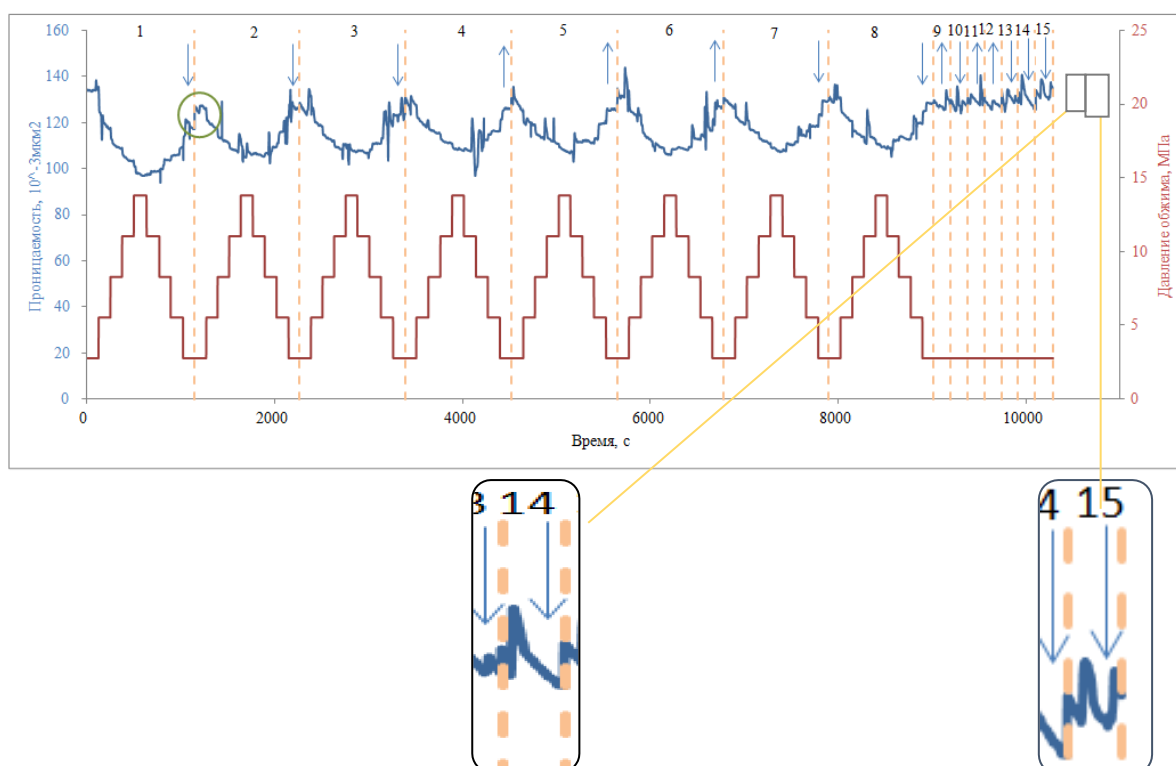


Рисунок 3. Циклы фильтрации образца до процедуры насыщения спиртом

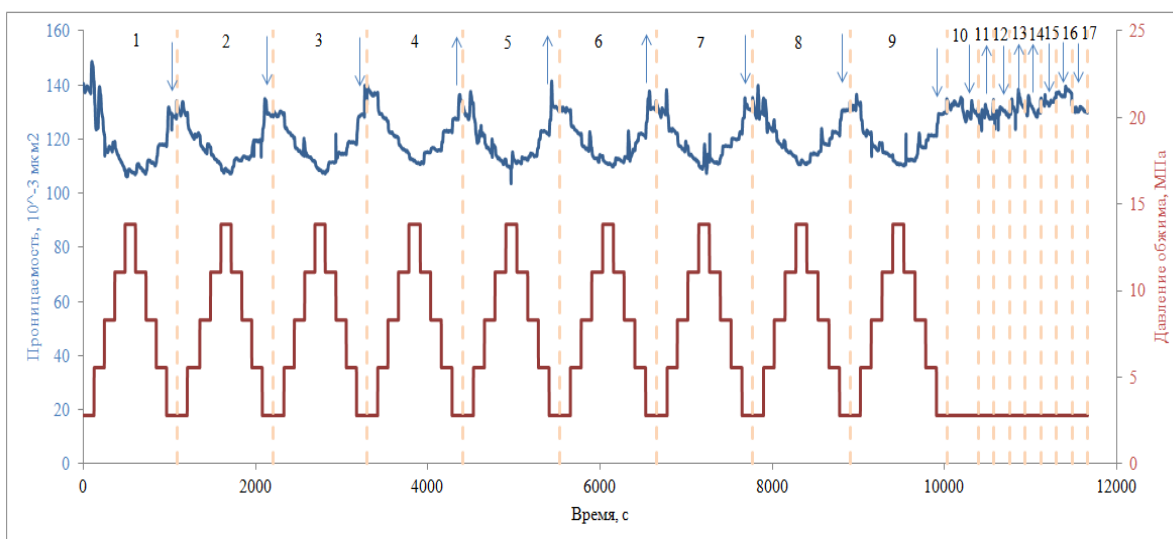


Рисунок 4. Циклы фильтрации образца после процедуры насыщения спиртом

Из рисунка 4 видно, что чувствительность проницаемости по отношению к продувкам незначительна. После насыщения образца спиртом среднее значение проницаемости увеличилось до 140 мД. Такой эффект можно объяснить явлением «кофейного кольца». В сухом образце зерна при фильтрации азота мелкодисперсные частицы заряжаются, что способствует активации электростатической силы, которая старается удержать их на стенках пор, это происходит тогда, когда частицы уже забились в поровых каналах и больше их выдуть невозможно. Для того чтобы сдвинуть эти частицы применяется метод насыщения образцов спиртом. Насыщая образцы, мениск движется от края к середине, благодаря поверхностному натяжению спирта частицы движутся вместе с ним. При сушке образца происходит обратный процесс, то есть мениск движется от середины к краям образца, так как любая жидкость стремится принять форму сферы и, подсыхая с краю, капли теряют свою сферичность и жидкость распределяется таким образом, чтобы капли в центре смочили крайние капли и вернули им прежнюю сферичную форму.

По результатам проведенного исследования было обнаружено, что насыщение образцов спиртом приводит к увеличению проницаемости, вследствие сил поверхностного натяжения. Также обнаружено, что прямые и обратные продувки могут, как увеличивать, так и снижать проницаемость, что подтверждает гипотезу о влиянии миграции частиц твердой фазы на проницаемость.

Благодарность: Работа выполнена при поддержке гранта РФФ № 23-19-10699, <https://rscf.ru/project/23-19-00699/>

Библиографический список

1. Apparent Permeability Evolution Due to Colloid Migration Under Cyclic Confining Pressure: On the Example of Porous Limestone / E. V. Kozhevnikov, M. S. Turbakov, E. P. Riabokon [et al.]. – DOI 10.1007/s11242-023-01979-5. – Direct text // Transport in Porous Media. – 2023.
2. Colloidal-induced permeability degradation assessment of porous media / E. V. Kozhevnikov, M. S. Turbakov, E. A. Gladkikh [et al.]. – DOI 10.1680/jgele.22.00017. – Direct text // Géotechnique Letters. – 2022. – Vol. 12, Issue 3. – P. 217–224.
3. Colloid Migration as a Reason for Porous Sandstone Permeability Degradation during Coreflooding / E. V. Kozhevnikov, M. S. Turbakov, E. A. Gladkikh [et al.]. – DOI 10.3390/en15082845. – Direct text // Energies. – 2022. – Vol. 15, Issue 8. – P. 2845.
4. Kozhevnikov, E. Model of Reservoir Permeability Evolution during Oil Production / E. Kozhevnikov, E. Riabokon, M. A. Turbakov. – DOI 10.3390/en14092695. – Direct text // Energies. – 2021. – Vol. 14, Issue 9. – P. 2695.
5. Effect of Effective Pressure on the Permeability of Rocks Based on Well Testing Results / E. V. Kozhevnikov, M. S. Turbakov, E. P. Riabokon, V. V. Poplygin. – DOI 10.3390/en14082306. – Direct text // Energies. – 2021. – Vol. 14, Issue 8. – P. 2306.

Основы экспериментальной методики получения физической модели пластового газа

Сорокин А. В., Сорокин В. Д.

ООО «Омега-К», г. Тюмень

В работе [1] приведены недостатки предельно упрощенной однородной и изотропной модели пластового газа, главными из которых являются игнорирование наличия в водогазовом пласте полного набора внутрипластовых природных объектов внутрипластовой водогазовой системы, в которых содержатся углеводородные компоненты и процессов, изменяющих состав объектов системы, при техногенном воздействии на нее. Согласно предложенной в работе [2] неоднородной и неизотропной модели внутрипластовой водогазовой системы, она состоит из следующих пластовых объектов: коллектора, пластового газа, пластовой воды, адсорбционного слоя воды на гидрофильной поверхности коллектора, углеводородного адсорбционного слоя на гидрофобной поверхности коллектора и пленок, разделяющих несмешивающиеся фазы. В статическом состоянии все объекты внутрипластовой природной водогазовой системы находятся в квазиравновесном состоянии. Углеводородные компоненты внутрипластовой водогазовой системы в разных концентрациях содержатся во всех вышеприведенных объектах.

В работе [3] приведена терминология соответствующая внутрипластовой водогазовой системе, описываемая неоднородной и неизотропной моделью. В соответствии с ней между пластовым газом, техногенным газом и извлеченным газом есть различия. Пластовый газ является одним из природных объектов природной внутрипластовой водогазовой системы и имеет следующее определение. Пластовый газ – природный объект природной внутрипластовой водогазовой системы, представляющий собой совокупность углеводородных, неуглеводородных компонентов и паров воды, находящаяся в залежи в газовой фазе. Так как пластовый газ, является одним из объектов внутрипластовой системы, то его состав является одной из характеристик внутрипластовой природной водогазовой системы, находящейся в статическом квазиравновесном состоянии.

Поскольку в результате техногенного воздействия, оказанного на природную внутрипластовую водогазовую систему, она выйдет из квазиравновесного состояния, то в ней начнут происходить массообменные процессы, в результате которых природные объекты преобразуются в техногенные объекты с изменением их масс и составов. Пластовый газ преобразуется в один из объектов техногенной водогазовой системы - техногенный газ, являющийся продуктом техногенного воздействия. Техногенный газ – техногенный объект внутрипластовой техногенной системы, представляющий собой совокупность углеводородных и неуглеводородных соединений, находящихся в газовой фазе в пластовых условиях. В результате оказанного на внутрипластовую систему техногенного воздействия, она становится неравновесной техногенной водогазовой системой, следовательно, массы, компонентные составы и физико-химические свойства ее техногенных объектов в результате действия массообменных процессов претерпят определенные изменения.

После вытеснения части техногенного газа из пласта на забой скважины он становится извлеченным газом. Извлеченный газ определяется как часть техногенного газа, вытесненная в скважину в результате техногенного воздействия на техногенную внутрипластовую систему. Различия между пластовым газом, техногенным газом и извлеченным газом приведены в работе [4]. Извлеченный газ состоит из неопределенных долей следующих газов: техногенного газа, газов частичного разгазирования: пластовой воды; адсорбционного слоя воды; углеводородного адсорбционного слоя и разделительных пленок. Извлеченный газ не характеризует ни природную, ни техногенную внутрипластовую систему по причине того, что он образован вне их, потеряв связь с остальными внутрипластовыми объектами. В реальности предоставляется возможность отбора проб только извлеченного газа после вытеснения части техногенного газа на забой скважины. Результаты исследования пробы извлеченного газа можно отнести только к продукции скважины в данный момент и при данном уровне техногенного воздействия на внутрипластовую систему. На данном этапе развития пробоотборных методов и технических средств отсутствует возможность отбора проб пластового и техногенного газов, поэтому в практи-

ке производится отбор проб извлеченного газа, а его состав и свойства без обоснования отождествляются с составом и свойствами пластового газа до начала техногенного воздействия на внутрипластовую систему.

В практической деятельности необходимо знание составов и свойств пластового и техногенного газов. Для подсчета запасов пластовых углеводородов и полезных компонентов необходимо знание подсчетных параметров пластового газа, для построения гидродинамической модели вытеснения подвижной части техногенного газа необходимо знание его состава и свойств на любом этапе разработки водогазовой залежи. Поэтому ставится задача получения характеристик пластового газа, используя известную информацию о составе и свойствах извлеченного газа. Целью данной статьи является разработка экспериментальной методики получения физической модели пластового газа.

По предлагаемой методике состав пластового газа определяется при лабораторных экспериментах по вытеснению извлеченного газа из образца керна. Для этого в образце керна создается водонасыщенность пластовой водой с заданными значениями той зоны пласта, в которой при бурении отобран керн (создание физической модели пластовой воды, для насыщения ею образца керна, является темой другой статьи). Затем при термобарических условиях пласта проводится насыщение образца керна извлеченным газом известного состава из скважины, из которой отобран керн. Время, необходимое для образования внутрипластовых объектов и стабилизации их составов внутри порового пространства насыщенного образца керна, определяется при проведении экспериментов. Далее производится вытеснение части техногенного газа, находящегося в образце, при параметрах его вытеснения из скважины, определяется состав извлеченного газа из образца. Проводится сравнение составов этих газов с фиксацией разницы концентраций каждого компонента в составах. В извлеченный газ, отобранный из скважины, добавляются индивидуальные компоненты, утраченные в процессе эксперимента либо можно собрать газ требуемого состава из индивидуальных газов. Газ данного состава является исходным газом насыщения образца керна для последующих циклов проведения эксперимента.

Для второго и последующих циклов проведения эксперимента в качестве газа насыщения берется скорректированный газ предыдущего цикла. Эксперимент проводится до тех пор, пока отличия составов извлеченного газа из скважины и извлеченного газа из образца керна будут меньше абсолютной погрешности определения каждого индивидуального компонента. Состав газа, которым насыщен образец керна в последнем эксперименте будет максимально приближен к составу пластового газа.

В качестве достоинств предложенной методики можно отметить:

- в ходе подготовки к эксперименту в поровом пространстве образца керна происходит образование всех внутрипластовых объектов природной водогазовой системы, утраченных при бурении, хранении и его подготовке к эксперименту;

- в процессе подготовки к эксперименту в поровом пространстве образца керна протекают процессы, сопровождающие данное явление: растворение компонентов в пластовой воде, образование адсорбционных слоев на поверхности коллектора, разделительных пленок;

- в эксперименте при моделировании техногенного воздействия на образец керна учтено влияние внутрипластовых процессов (сорбции, десорбции, диффузии, массообмена между всеми техногенными объектами, выпадения конденсата в образце керна и частичное его ретроградное испарение, частичное разгазирование техногенных объектов и т.д.).

Общая масса компонентов, растворившихся в воде, использованная для создания адсорбционных слоев и разделительных пленок определяется известным способом [5, 6] перед началом каждого эксперимента. Интегральный состав и суммарную массу техногенных объектов, оставшихся в образце керна, можно получить путем учета массы и состава извлеченного газа после полного его вытеснения при конкретном эксперименте. Состав техногенного газа для заданного объема извлеченного газа из образца керна получается методом материального баланса.

Из-за невозможности создания в образце водонасыщенной толщины пласта нельзя оценить вклад газа, выделившегося из пластовой воды водонасыщенной толщины пласта, в состав техногенного газа при техногенном воздействии на пласт и добытого в составе извлеченного газа. Снижение влияния этого недостатка на состав техногенного газа осуществляется путем минимизации величины депрессии при отборе извлеченного газа из скважины и из образца керна и минимизации отбора извлеченного газа из скважины и из образца керна. Еще одним недостатком, характерным для всех экспериментов с использованием керна, является тот факт, что образец керна имеет накопленные последствия техногенных воздействий на него при получении и подготовке образца, которые неизвестным образом отразятся на результатах эксперимента.

Предложенная экспериментальная методика получения физической модели пластового газа дает возможность: получить компонентный состав и физико-химические свойства пластового газа и его подсчетные параметры; моделировать составы техногенного газа для любого периода разработки водогазовой залежи; получить прогноз компонентоотдачи при разработке водогазовой залежи.

Библиографический список

1. Сорокин, А. В. Недостатки однородной и изотропной модели пластового газа / А. В. Сорокин, В. Д. Сорокин. – Текст : непосредственный // Инновационные процессы в науке, технике и экономике : междунар. науч.-практ. конф. 21-22 апр. 2022 г. В 2 ч. Часть II. – Нижневартовск, 2022. – С. 185–189.

2. Сорокин, А. В. Статическая модель пластовой водогазоконденсатной системы / А. В. Сорокин, В. Д. Сорокин. – Текст : непосредствен-

ный // Информационные системы и технологии в геологии и нефтегазодобыче : междунар. науч.-техн. семинар 14-15 нояб. 2019 г. – Тюмень, 2020. – С. 116–122.

3. Сорокин, А. В. Терминология неоднородной и неизотропной модели пластовой водогазовой системы / А. В. Сорокин, В. Д. Сорокин. – Текст : непосредственный // Актуальные проблемы научного знания. Новые технологии ТЭК–2022 : матер. VI Междунар. науч.-практ. конф. 22 апр. 2022 г. – Сургут, 2022. – С. 194–198.

4. Сорокин, А. В. Различия между природным и техногенным газами в пластовой водогазовой системе и извлеченным из нее газом / А. В. Сорокин, В. Д. Сорокин. – Текст : непосредственный // Водные ресурсы – основа глобальных и региональных проектов обустройства России, Сибири и Арктики в XXI веке : нац. науч.-техн. конф. с междунар. участием 22 марта 2023 г. – Тюмень, 2023. – С. 79–85.

5. Влияние сорбционных процессов на величину суммарных запасов газа / А. Х. Мирзаджанзаде, З. А. Нурмамедов, М. С. Разамат [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1974. – № 2. – С. 27–33.

6. Адсорбция углеводородов в условиях пласта / А. С. Великовский, А. М. Расулов, Г. С. Степенова, Э. И. Козловцева. – Текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 1970. – № 6. – С. 18–24.

Различия между пластовой нефтью, техногенной нефтью и извлеченной нефтью

Сорокин А. В., Сорокин В. Д.

ООО «Омега-К», г. Тюмень

По предложенной в работе [1] модели, природная внутрипластовая водонефтяная система в статическом состоянии находится в квазиравновесном состоянии и состоит из ряда природных взаимодействующих объектов. К ним относятся: коллектор, пластовая вода, пластовая нефть, адсорбционные слои, разделительные пленки. В статическом состоянии компонентные составы и свойства природных объектов остаются неизменными. Массы природных взаимодействующих объектов могут иметь один порядок.

При разработке водонефтяного пласта на него оказывается значительное количество видов техногенных воздействий. Техногенными воздействиями, оказанными на природную внутрипластовую систему, она выводится из квазиравновесного состояния, причем, каждый объект пластовой системы становится неравновесным, в системе запускаются процессы тепломассопереноса между ее объектами, стремящиеся привести систему к иному равновесному состоянию. Процессы тепломассопереноса приводят к изменению масс и компонентных составов объектов, в результате чего природные внутрипластовые объекты преобразуются в техногенные

объекты. В итоге природная внутрипластовая система преобразуется в техногенную внутрипластовую систему. В частности, пластовая нефть становится техногенной нефтью, часть последней приобретает подвижность и после извлечения части ее из пласта становится извлеченной нефтью. В техногенной водонефтяной системе еще до отбора проб выявленное количество видов техногенных воздействий достигает 16, их обзор приведен в работе [2]. В задачу этой статьи входит выявление различий между пластовой нефтью, техногенной нефтью и извлеченной нефтью,

В результате техногенного воздействия на пласт: во-первых, в пластовой техногенной водонефтяной системе: происходит преобразование природных объектов в техногенные объекты; возможно образование новых техногенных объектов, которые могут находиться в разных фазовых состояниях и имеющих разные составы, во-вторых, в пласте запускаются процессы относительного и разноскоростного движения объектов, имеющих в разных зонах пласта отличающиеся составы [3].

По причине протекания процессов тепломассопереноса между объектами в техногенной водонефтяной системе, в самом общем случае, происходят следующие явления. При снижении величины давления в пласте ниже значения давления насыщения происходит частичное разгазирование техногенной воды водонасыщенной толщины пласта, в результате чего образуются: газ разгазирования техногенной воды, состоящий из углеводородных и неуглеводородных компонентов, водяной пар и частично разгазированная техногенная вода. При частичном разгазировании техногенной нефти в пласте появляются частично разгазированная техногенная нефть и техногенный газ ее разгазирования. При частичном разгазировании техногенной воды, находящейся в порах нефтенасыщенной толщины гидрофильного коллектора появляются: газ ее разгазирования, водяной пар и частично разгазированная техногенная вода. Из техногенного адсорбционного слоя углеводородов, находящегося на поверхности гидрофобного коллектора выделится техногенный газ его разгазирования, а на поверхности останется частично разгазированный техногенный адсорбционный слой углеводородов. Из адсорбционного слоя воды, находящегося на поверхности гидрофильного коллектора так же выделится: техногенный газ его разгазирования и водяной пар, а на поверхности останется частично разгазированный техногенный адсорбционный слой воды. При частичном разгазировании техногенных разделительных пленок появляется техногенный газ их разгазирования, состоящий из углеводородных и неуглеводородных компонентов, и частично разгазированные техногенные разделительные пленки. Газы частичного разгазирования всех объектов не существуют индивидуально, смешиваются, данную смесь газов далее будем называть техногенным газом. Приложенным техногенным воздействием на пласт каждый объект (техногенная нефть, техногенная вода, техногенные разделительные пленки и техногенный газ) при дренировании разделяется на две части: неподвиж-

ную и подвижную составляющие [4]. Подвижные составляющие техногенных объектов техногенной водонефтяной системы движутся к забою скважины с разными скоростями. Техногенные адсорбционные слои в пласте остаются полностью неподвижными.

При преобразовании природных и возникновении новых техногенных объектов происходит перераспределение вещества между взаимодействующими техногенными объектами, вследствие чего изменяются их массы, компонентные составы и физико-химические свойства.

Вследствие частичного разгазирования техногенных объектов и перераспределении вещества между ними в результате массообменного процесса изменяется площадь поверхности раздела фаз, следовательно, происходит изменение массы, площади поверхности, компонентных составов разделительных пленок за счет изменения масс остальных объектов. В процессе дренирования пластовых жидкостей и газов по порам разного размера, из-за изменения площадей поверхности их разделов, происходит образование или разрушение дополнительных разделительных пленок, разделяющих жидкость – газ, поверхность коллектора – газ, поверхность коллектора – жидкость, следовательно, при этом происходит непрерывное изменение составов и масс всех движущихся и неподвижных техногенных объектов, а также внутренняя энергия их молекул. Компонентный состав и свойства внутрипластовых техногенных объектов изменяются по причинам непрерывности техногенного воздействия на них, протекания процессов тепломассопереноса между ними, непропорционального изменения масс и составов составляющих ее объектов техногенной пластовой системы. В результате, в процессе разработки пласта техногенная нефть непрерывно изменяет свой компонентный состав и свойства.

Из приведенного выше материала становится очевидно, что техногенным воздействием в зону стягивания дренируется подвижная водонефтегазовая смесь, состоящая из следующих техногенных объектов: подвижной нефти, подвижной воды, подвижных разделительных пленок, подвижного техногенного газа. При переходе части дренируемой водонефтегазовой смеси в перфорационный канал: во-первых, прекращается ее взаимодействие с поверхностью коллектора и с неподвижными техногенными пластовыми объектами, во-вторых, вследствие укрупнения целиков нефти, воды и пузырьков газа происходит разрушение большей части разделительных пленок с переходом их вещества в соответствующие техногенные объекты, в-третьих, изменяется внутренняя энергия объектов, из которых состоит смесь, ее структура и свойства.

В данном случае извлеченная нефть – это углеводороды из этой смеси в жидкой фазе, попавшие в перфорационный канал и далее в скважину. Извлеченная нефть состоит из частей следующих объектов: подвижной техногенной нефти, углеводородов из разрушенных разделительных пленок. Извлеченная нефть не является частью ни природной ни техногенной

пластовых систем, так как образована вне их, в свободном объеме, и, следовательно, не может их характеризовать. Кроме того, при переходе водо-нефтегазовой смеси из порового пространства в канал перфорации по причине изменения условий может произойти дополнительное разгазирование объектов смеси с образованием новых разделительных пленок, что приведет к изменению компонентного состава и свойств извлеченной нефти в перфорационном канале, в стволе скважины. Только после попадания этой смеси в скважину появляется возможность отбора проб извлеченной нефти. В процессе разработки пласта по совокупности внутри- и внепластовых причин происходит изменение состава извлеченной нефти, что подтверждается практикой исследования ее проб.

В итоге, пластовая нефть является объектом статической природной квазиравновесной системы с постоянным компонентным составом, техногенная нефть - объект динамической неравновесной техногенной системы, продукт техногенной деятельности с непрерывно изменяющимся компонентным составом в процессе разработки пласта, извлеченная нефть – продукт техногенной деятельности с непрерывно изменяющимся компонентным составом, образована вне пластовых систем, поэтому не может характеризовать ни ту, ни другую систему. При данном уровне развития методической базы и пробоотборной техники отбираются и исследуются пробы только извлеченной нефти, результаты изучения которых безосновательно переносятся на пластовую нефть.

Библиографический список

1. Сорокин, А. В. Взаимодействующие объекты пластовых нефтяной и нефтегазовой залежей в гидрофильном и гидрофобном коллекторах / А. В. Сорокин, В. Д. Сорокин. – Текст : непосредственный // Актуальные проблемы науки и техники : матер. II Междунар. науч.-техн. конф., посв. 70-летию ИМИ – ИжГТУ и 60-летию СПИ (филиал) ФГБОУ ВО «ИжГТУ имени М. Т. Калашникова», Сарапул, 19–21 мая 2022 г. – Ижевск, 2022. – С. 373–377.

2. Сорокин, А. В. Обзор техногенных воздействий на пластовую систему при добыче трудноизвлекаемых запасов нефти / А. В. Сорокин, В. Д. Сорокин. – Текст : непосредственный // Современные технологии нефтегазовой геофизики : нац. науч.-практ. конф., 19–20 мая 2022 г. – Тюмень, 2022. – С. 98–111.

3. Сорокин, А. В. Статическая модель пластовой нефти для подсчета запасов углеводородов / А. В. Сорокин, В. Д. Сорокин. – Текст : непосредственный // Современные технологии нефтегазовой геофизики : междунар. науч.-практ. конф., 16–17 мая 2019 г. – Тюмень, 2019. – С. 134–142.

4. Sorokin, A. V. Information structure of in-situ oil / A. V. Sorokin, V. D. Sorokin. – Direct text // ROGTEC. – 2007. – Issue 8. – P. 12–20.

Оптимизация процесса эксплуатации малодебитных скважин, осложненных высоким газовым фактором

Степанов Д. О.¹, Леонтьев С. А.², Лищук А. Н.³

¹*АО «ГМС НЕФТЕМАШ», г. Тюмень;*

²*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень;*

³*ООО «Управляющая компания «Группа ГМС», г. Москва*

Показатель ГФ в контексте нефтегазовых месторождений представляет собой существенное препятствие для эффективного процесса добычи многокомпонентных флюидов, особенно на малодебитном фонде, условия эксплуатации которого часто сопряжены с низким давлением пласта.

Одним из основных негативных аспектов в рассматриваемых условиях является его влияние на реологические свойства нефти. Высокое содержание газа в флюиде приводит к снижению внутреннего трения между молекулами нефти, что в свою очередь снижает ее вязкость. Это может существенно усложнить процессы поднятия нефти на поверхность и требует применения специализированных методов и оборудования для обеспечения достаточной подъемной силы.

С другой стороны, это оказывает деструктивное воздействие на работоспособность и долговечность добывающего оборудования. Присутствие большого объема газа в потоке может привести к режиму сухого трения рабочих поверхностей оборудования и их повышенному износу.

Таким образом, значение ГФ является важным параметром, который требует комплексного анализа и управления на всех этапах добычи.

Выбор способа освоения малодебитного фонда, осложненного высоким ГФ. При выборе способа следует учитывать геологические характеристики месторождения, экономические факторы, технические возможности и доступные технологии.

Насосы объемной конструкции в описанных условиях являются наиболее предпочтительным решением по ряду причин:

- Эффективнее справляются с добычей жидкостей, содержащих значительные концентрации газа, т. к. способны поддерживать стабильное давление на входе, что помогает избежать образования восходящего потока газа и кавитации, что часто характерно для центробежных насосов при рассматриваемых условиях.

- Менее чувствительны к изменениям давления в потоке жидкости и газа. Это позволяет поддерживать стабильный дебит даже при вариативных изменениях давления.

- Лучше адаптируются к изменениям в режиме работы скважины, что особенно важно на малодебитном фонде, где добыча может быть неравномерной из-за изменчивости давления и свойств пласта.

Для минимизации негативных воздействий свободного газа на эффективность функционирования скважинных штанговых насосов исполь-

зуются разнообразные методы и технологии. Ниже представлены основные из них:

1. Увеличение динамического уровня насоса для уменьшения объема свободного газа.
2. Повышение коэффициента сепарации свободного газа на входе насоса при помощи специальных технических узлов и методов.
3. Снижение объема «мертвого» пространства под плунжером до уровня приемного клапана, как описано в литературных источниках [1, 2].
4. Осуществление процесса откачки затрубного газа;

Описанные методы и технологии позволяют оптимизировать работу скважинных штанговых насосов в условиях наличия свободного газа, что способствует повышению эффективности добычи нефти и газа из скважин.

Эксплуатация станка-качалки в реальных условиях может сопровождаться рядом недостатков и вызовов [3], таких как:

- Инклинометрия скважин: Вибрации и интенсивная работа станка-качалки могут приводить к быстрому износу и повреждениям компонентов. Это может потребовать частого обслуживания и замены деталей, что влечет за собой дополнительные затраты и простои в производственном процессе.

- Энергопотребление: Работа станка-качалки может потреблять большие объемы электроэнергии, особенно при интенсивной эксплуатации. Это приводит к увеличению операционных расходов и негативному влиянию на экологию.

- Сложность мониторинга: Системы телеметрии состояния качающего узла и процесса перекачивания в целом, устанавливаемые на наземном приводе, не обладают достаточной точностью показаний из-за большого количества промежуточных процессов, возникающих между анализирующим блоком и рабочей камерой насоса. Прежде всего, это связано с трением и деформацией штанги установки.

Новая погружная плунжерная насосная установка. Ранее, учитывая описанные выше недостатки объемных насосов типа «станок-качалка», авторы данной статьи разработали и испытали моноблочную механизированную технологию для освоения низкопроизводительных нефтяных скважин с дебитом от 2 до 10 м³/сут [4-9]. Схема установки представлена на Рисунке 1.

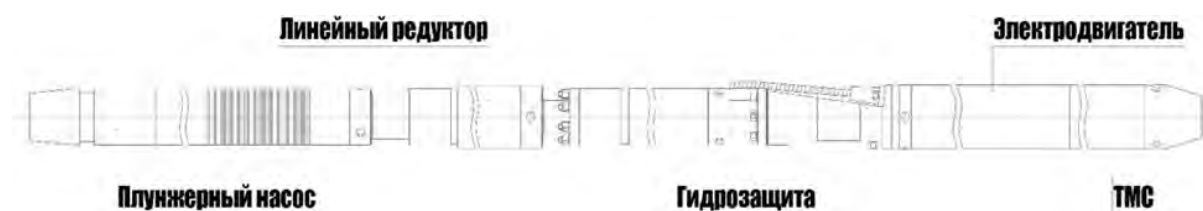


Рисунок 1. Схема новой погружной малодебитной насосной установки объемного типа

Погружная, компактная, бесштанговая конструкция исключает проблемы, связанные с инклинометрией скважины, гарантирует отсутствие «мертвого» объема и обеспечивает точный мониторинг при эксплуатации.

С целью сокращения негативного воздействия свободного газа на функционирование механизма качания, была увеличена площадь входного фильтрующего элемента. Положительный результат, достигнутый при таком решении, прежде всего обусловлен уменьшением локальных гидравлических сопротивлений и скоростей потока, а, следовательно, и уменьшением вероятности возникновения кавитации - явления, при котором давление жидкости снижается до степени образования газовых пузырей, что может повредить оборудование и снизить его производительность.

Дополнительно, в условиях высокого ГФ, установка оснащается газовым сепаратором, представленным на Рисунке 2.

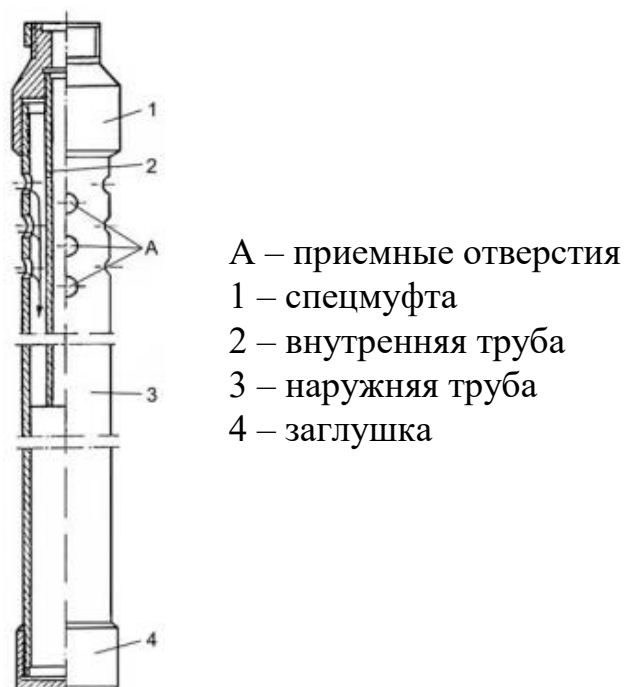


Рисунок 2. Схема газового сепаратора на приеме глубинного насоса

Флюид, проникая в узел через отверстия во внешней корпусной трубе, спускается по кольцевому каналу, сепарируясь от попутного газа, и попадает под нижний торец внутренней трубы, направляющей поток к насосу. Данное устройство также используется для фильтрации от механических примесей и называется «газопесочным якорем». Следует отметить, что подобный тип сепаратора наиболее эффективен именно при невысоких дебитах скважины, т. к. в таких условиях незначительна гидродинамическая составляющая силы потока, способная препятствовать процессам сепарации и осаждения примесей.

Дополнительно был модернизирован телеметрический модуль. Новая развитая логика мониторинга и контроля реализует алгоритмы работы, способные автоматически анализировать и интерпретировать полученные данные для определить критического динамического уровня перекачиваемого флюида, требуемого для стабильной работы установки. Когда этот уровень достигается или приближается к нему, модуль автоматически корректирует параметры работы системы подъема, чтобы предотвратить режим растворенного газа.

На Рисунках 3, 4 представлены диаграммы адаптивного режима работы насосной установки. При интенсивном падении динамического уровня жидкости система мониторинга и контроля посылает управляющий сигнал на снижение оборотов электродвигателя. С помощью интегрированного в блок ТМС анализатора тока, определяется критический динамический уровень, при котором происходит выделение газа, растворенного в добываемом флюиде. Далее узел адаптируется под фактический приток и поддерживает динамический уровень на 10 % выше критического значения.

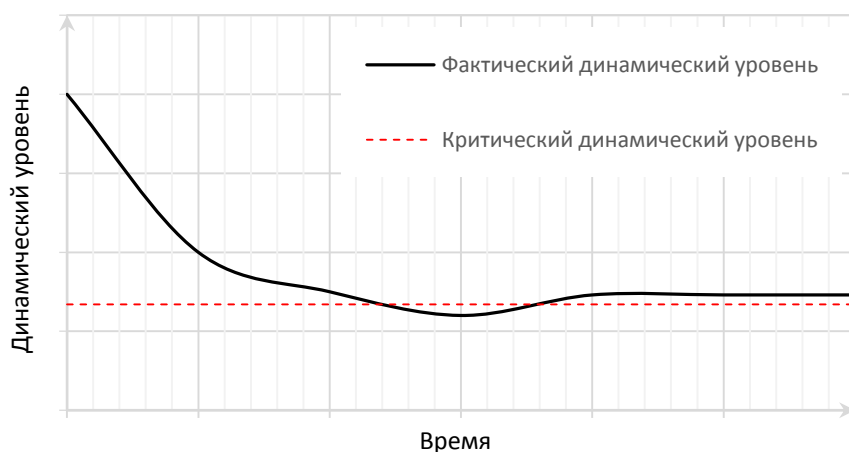


Рисунок 3. Изменение динамического уровня скважины в процессе работы новой насосной установки

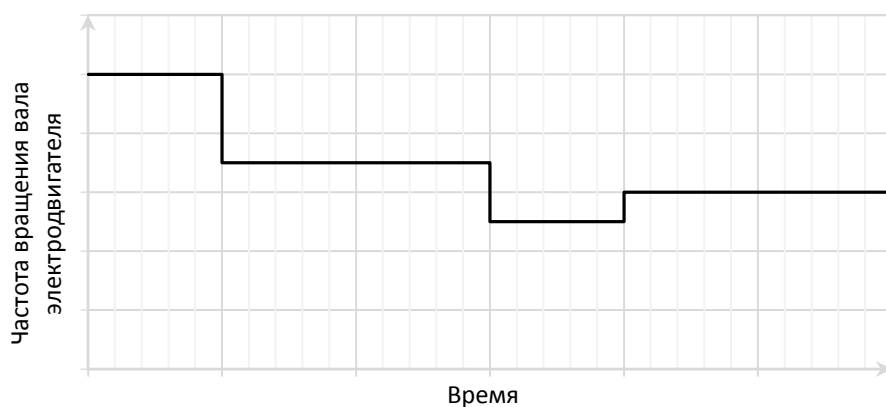


Рисунок 4. Изменение частоты вращения вала электродвигателя в процессе работы новой насосной установки

Помимо описанного выше позитивного эффекта, программный контроль притока так же способствует уменьшению износа узлов и компонентов конструкции насосной установки. Подача сырья в оптимальных количествах и режимах позволяет избежать перегрузок и излишних напряжений на оборудование, что снижает необходимость в частых ремонтах и заменах, что важно для сохранения надежности и стабильности работы всего процесса.

Результаты программного контроля притока повышают рентабельности и надежности процесса освоения скважины.

Адаптация к изменяющимся внешним условиям позволяет обеспечить постоянный режим эксплуатации, что, в свою очередь, уменьшает вероятность образования отложений механических примесей в качающем узле и предотвращает возможность его заклинивания.

Таким образом, разработанная технология повышает границы эффективности в добыче нефти из малодебитных скважин и устанавливает новый стандарт надежности, оперативности и оптимизации процессов в нефтяной промышленности.

Выводы:

1. Наиболее эффективным и простым методом защиты насосов от прорыва накопленного затрубного газа на малодебитном фонде является использование хвостовиков.

2. Увеличенная площадь фильтрующего элемента (сетки) на приеме насоса способствует снижению вероятности кавитации в рабочей камере качающего узла.

3. Телеметрический модуль с активным управлением представляет собой передовую технологию, улучшающую способность эффективно управлять техническими процессами подъема флюида из скважины. Возможность производить оперативный и точный анализ процесса перекачки позволяет узлу выступать в роли инструмента для обеспечения стабильной и надежной добычи на малодебитных нефтяных скважинах. Эффективное обнаружение и реагирование на аномалии на стадиях их возникновения позволяют минимизировать риски аварий, что в свою очередь способствует рациональному использованию времени, ресурсов и снижению операционных затрат.

Библиографический список

1. Гиматудинов, Ш. К. Справочная книга по добыче нефти / Ш. К. Гиматудинов. – Москва: Недра, 1974. – 704 с. – Текст : непосредственный.

2. Гумеров, Р. Р. Повышение эффективности эксплуатации штанговых скважинных насосов при добыче газированных нефтей / Р. Р. Гумеров. – Уфа, 1996. – 118 с. – Текст : непосредственный.

3. Ишмурзин, А. А. Напряжения и деформации штанговой колонны в пространственно искривленной скважине / А. А. Ишмурзин. – Текст : непосредственный. – Нефтегазовое дело. – 2006. – Т. 4, № 1. – С. 65.

4. Евразийский патент № 041130. Погружная нефтедобывающая установка : № 202100248 : заявл. 21.10.21 : опубл. 16.09.22 / Иванов С. В., Лищук А. Н., Молчанов А. В., Нагиев А. Т., Новиков А. Е., Степанов Д. О. : патентообладатель АО «ГМС НЕФТЕМАШ». – Текст : непосредственный.

5. Патент WO2022093066. F04B 47/00 2006.1, F04B 47/00. Submersible oil production assembly : № 2020135000 : заявл. 26.10.20 : опубл. 05.05.22 / Иванов С. В., Лищук А. Н., Молчанов А. В., Нагиев А. Т., Новиков А. Е., Степанов Д. О. : патентообладатель Joint Stock Company «HMS NEFTEMASH». – Текст : непосредственный.

6. Патент № RU 2766656 Российская Федерация. МПК F04B 47/06. Погружной гидромеханический редуктор : № 2021117774 : заявл. 18.06.21 : опубл. 15.03.22 / Иванов С. В., Лищук А. Н., Молчанов А. В., Нагиев А. Т., Новиков А. Е., Степанов Д. О. : патентообладатель АО «ГМС НЕФТЕМАШ», Бюл. № 8. – Текст : непосредственный.

7. Патент № RU 2750179. Российская Федерация. МПК F04B 47/00. Погружная нефтедобывающая установка : № 2020135000 : заявл. 26.10.20 : опубл. 23.06.21 / Иванов С. В., Лищук А. Н., Молчанов А. В., Нагиев А. Т., Новиков А. Е., Степанов Д. О., Бюл. № 18. – Текст : непосредственный.

8. Патент № RU 2728561 Российская Федерация. МПК F04B 47/06, F16H 39/06. Гидромеханический погружной редуктор : № 2020102350 : заявл. 22.01.20 : опубл. 30.07.20 / Степанов Д. О., Нагиев А. Т., Лищук А. Н., Иванов С. В. : патентообладатель АО «ГМС НЕФТЕМАШ», Бюл. № 22. – Текст : непосредственный.

9. Технология бесштанговой добычи нефти / А. Н. Лищук, Д. О. Степанов, А. Т. Нагиев [и др.]. – Текст : непосредственный // SOCAR Proceedings. – 2022. – № 2. – С. 57–63.

СЕКЦИЯ «Строительство и обустройство нефтегазопромыслов»

Особенности организации строительства на месторождениях Крайнего Севера

Бельский С. Г.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На сегодняшний день невозможно представить сырьевой энергетический рынок без Российского топлива. Активное освоение новых месторождений северных регионов Российской Федерации ставит особенно важным вопрос организации строительства на месторождениях. Условия Крайнего Севера и Арктики требуют применения качественно иных способов и технологий строительства.

Особенностью северных регионов является вечная мерзлота, водонасыщенный грунт болотистых участков Крайнего Севера постоянно находится в мерзлом состоянии. Специфика вечномерзлого грунта заключается в его непредсказуемости; сооружение на таком основании за время своей эксплуатации как правило термически взаимодействует с грунтом, что приводит к повышению его температуры и таянию вкраплений льда. Растепление вечномерзлого грунта приводит к потере монолитности основания сооружения, что грозит риском полного разрушения. Придерживаясь стратегии освоения регионов Арктики и Севера, потеря устойчивости оснований объектов нефтедобычи становится экологической проблемой, что в условиях Крайнего Севера возводит данную проблему до уровня катастрофы. Поэтому учет комплексной сложности и величина ответственности делают проблему организации строительства на месторождениях Крайнего Севера актуальной.

Принято считать, что ведущими показателями эффективности строительства являются цена и качество материалов и проведения работ. В условиях вечной мерзлоты перед лицом задачи возведения объектов нефтедобычи добиваться уменьшения стоимости строительства необходимо добиваться не за счет покупки дешевых материалов или же использования неквалифицированной рабочей силы, а преимущественно путем целенаправленного снижения издержек путем оптимизации планирования и организации строительных работ. Среди существенных особенностей строительства в северных регионах следует выделить зависимость стоимости выполнения строительно-монтажных работ от календарных сроков. В этом ключе календарное планирование является оптимизационной основой в вопросе эффективности строительства, что требует создания и применения наиболее эффективной методики управления строительным производством [1]. Тем не менее для организации поточного строительства важен именно совокупный учет особенностей региона:

– Суровость климата обуславливает высокую заработную плату, а короткий строительный сезон как факторы организации строительства

обуславливают применение заводских конструкций максимально готовой к эксплуатации комплектации. Современные технологии модульного строительства быстровозводимых зданий и сооружений отвечают данным потребностям [2].

– Вечномерзлый грунт требует технических решений в вопросе устойчивости сооружений. Строительство на сваях и применение сезонно действующих охлаждающих устройств в основании являются характерной чертой зданий и сооружений Крайнего Севера.

– Большие расстояния от баз техники, карьеров и заводов-изготовителей требуют организации транспортных путей.

– Труднодоступность и удаленность строительных площадок нередко ведет к комплексности строительства. Планом организации строительства наряду с промышленными сооружениями сооружаются благоустроенные города и рабочие поселки, пути сообщения и энергетические объекты [3].

Поэтому каждая строительная площадка требует всестороннего анализа со стороны экономической эффективности и планирования организации строительства. Планирование доставки материалов и сроков выполнения работ является основой успешной организации строительства. Условия Крайнего Севера редко когда позволяют перенести выполнение работ, поэтому любая ранее не запланированная задержка может существенно сказаться на процессе строительства, поэтому срыв сроков доставки материалов или оборудования или же срыв сроков выполнения работ являются базой для всестороннего планирования организации строительства [4]. Продуманность всевозможных вариантов действий в ходе чрезвычайных ситуациях также необходимый критерий качества планирования. Поэтому необходимо отметить, что учет влияния природно-климатических факторов, применения новых и усовершенствованных методик расчетов и оптимизации объектных и комплексных календарных планов различных работ играют ведущую роль при организации строительства объектов нефтедобычи в условиях Крайнего Севера.

Библиографический список

1. Барышников, А. А. Специфика возведения зданий и сооружений в районах Крайнего Севера и приравненных к ним территориях / А. А. Барышников. – Текст : непосредственный // Традиции и инновации в строительстве и архитектуре. Строительство. – 2016. – С. 281–283.

2. Вешняков, Д. И. Особенности условий строительства зданий и сооружений на территории Крайнего Севера / Д. И. Вешняков. – Текст : непосредственный // Молодой ученый. – 2022. – № 12 (407). – С. 36–37.

3. Овсянников, С. И. Обоснование эффективных строений для Крайнего Севера / С. И. Овсянников, А. С. Родионов. – Текст : непосредственный // Вестник науки и образования Северо-Запада России. – 2017. – Т. 3, № 1. – С. 107–114.

4. Россия и Северная Европа : К итогам XIV конференции по изучению Скандинавских стран и Финляндии. Сборник научных докладов / под ред. В. И. Голдина. – Архангельск — Москва, 2001. – 84 с. – Текст : непосредственный.

Контроль качества лабораторных исследований при проведении инженерных изысканий

Бердников А. Д.

ООО «Газпромнефть-Центр», г. Тюмень

Лабораторные исследования проводятся с целью получения надежных данных о физико-механических, химических свойствах грунтов, их состояния состава и других элементов, которые будут использоваться для выделения классов, видов и разновидностей в соответствии с ГОСТ 25100-2011.

Основными проблемами, с которыми сталкивается заказчик являются:

1. Отсутствие уверенности в качестве и достоверности данных.
2. Ограниченные возможности управления сроками передачи результатов лабораторных исследований в камеральную обработку и проектирование.
3. Некорректное определение исполнителем объемов лабораторных исследований и, соответственно, их оплаты заказчиком [1].

Сроки лабораторных исследований интегрированы в общий календарный план проектно-изыскательских работ и оказывают влияние на график реализации проекта в целом. Также изучение грунтов влияет на решения по выбору материалов и типа фундамента, способ прокладки линейных коммуникаций, принцип использования мерзлых грунтов в качестве основания.

Основная задача контроля лабораторных исследований заключается в проверке точности и достоверности полученных результатов. Для этого применяются различные методы и техники, которые позволяют выявить возможные ошибки и искажения данных. Первоначальный этап контроля лабораторных исследований начинается с проверки правильности выбора методик и стандартов, которые будут использоваться при проведении испытаний. Также важно убедиться в правильности калибровки используемого оборудования и приборов. Далее следует контроль процесса проведения испытаний. Важно следить за соблюдением всех требований и рекомендаций, указанных в методиках и стандартах. Контроль может осуществляться путем наблюдения за работой лаборантов, проверки правильности выполнения операций и измерений, а также проверки качества проб и образцов. Также важным аспектом контроля является проверка результатов исследований. Это включает анализ полученных данных, их сопоставление с ожидаемыми значениями и проверку на соответствие требованиям проекта. Если резуль-

таты не соответствуют ожидаемым, необходимо провести дополнительные исследования или повторные испытания. Контроль лабораторных исследований при инженерных изысканиях также включает проверку документации, составленной на основе полученных данных. Важно убедиться в правильности и полноте описания методик, результатов и выводов исследований, чтобы они могли быть использованы при разработке проекта.

Контроль лабораторных исследований при инженерных изысканиях также включает проверку соблюдения всех требований и норм, установленных законодательством и нормативными документами. Это включает проверку наличия необходимых разрешений и лицензий на проведение исследований, а также соблюдение правил безопасности и экологических требований [2].

Контроль лабораторных исследований может осуществляться как самими заказчиками или проектировщиками, так и независимыми организациями или специалистами, которые имеют соответствующую аккредитацию и опыт работы в данной области.

Первый способ применяется при отсутствии технического контроля на инженерные изыскания, то есть проводится косвенный контроль проведения работ. Контроль суточно-месячных графиков, ведомостей и контроль геологического задания проводится без непосредственного присутствия специалиста на месте проведения исследований. Данный метод является недостаточно достоверным, но при этом менее затратным.

Второй способ, привлечение супервайзера в лабораторию.

Данный метод является максимально эффективным, так как сотрудник осуществляет пооперационный контроль, непосредственно присутствуя в ходе исследований. Данный метод является достаточно затратным. При наличии договора технического контроля на инженерные изыскания затраты на привлечение супервайзера в исследовательскую лабораторию составляют порядка 250 000 тысяч рублей в месяц.

При этом проводится:

1. Прямой контроль передачи проб.
2. Проверка задания на исследование.
3. Контроль выполнения работ.
4. Проверка результатов исследований.

Альтернативой этим методам для контроля инженерных изысканий может быть представлена в виде адаптированного или созданного программного обеспечения под инженерные изыскания, показанного на рисунке 1.

С помощью этой системы можно создавать и управлять планами и программами исследований, контролировать выполнение задач и сроки их выполнения, а также отслеживать и анализировать результаты исследований. Такая система позволяет значительно упростить и ускорить процессы контроля лабораторных исследований, а также повысить точность и надежность получаемых результатов. Она также обеспечивает возможность хранения и анализа больших объемов данных, что позволяет более эффективно управлять информацией и использовать ее для принятия решений.



Рисунок 1. Схема передачи информации из исследовательской лаборатории

От лаборатории подрядной организации ежедневно/еженедельно, непосредственно, после проведения испытания будет производиться выгрузка данных с приборов, копий журналов регистрации проб и бланков испытаний.

При этом происходит контроль данных в режиме онлайн.

- Представитель заказчика контролирует исполнение графика.
- Проектный институт может рассматривать данные для предварительной проработки решений.
- Подрядные организации, в свою очередь, имеют возможность вносить корректировки, в случае ошибки, только по согласованию с Заказчиком.

Использование специализированного программного обеспечения позволяет значительно снизить вероятность ошибок, связанных с человеческим фактором, так как большая часть процессов контроля и управления осуществляется автоматически. Таким образом, использование альтернативных методов контроля может упростить и удешевить контроль лабораторных исследований при инженерных изысканиях. Однако, необходимо учитывать, что такие методы требуют соответствующей подготовки и квалификации персонала, а также инвестиций в адаптацию или создание и внедрение соответствующего ПО.

Важно отметить, что контроль лабораторных исследований должен быть проведен на всех этапах проектирования и строительства, начиная с предварительного проектирования и выбора методик и заканчивая контролем качества выполненных работ. Таким образом, контроль лабораторных исследований при инженерных изысканиях является неотъемлемой частью процесса проектирования и строительства. Он позволяет обеспечить надежность и качество проекта, выявить возможные ошибки и искажения данных, а также соблюдение требований и нормативов.

Библиографический список

1. Комплексные инженерные изыскания для строительства объектов повышенного уровня ответственности в сложной природно-техногенной обстановке / А. П. Афонин, Ф. Ф. Брюхань, О. В. Слинко, Ю. Ф. Якимов. – Текст : непосредственный // Промышленное и гражданское строительство. – 2010. – № 10.

2. Болдырев, Г. Г. Методы определения механических свойств грунтов. Состояние вопроса : монография / Г. Г. Болдырев. – Пенза: ПГУАС, 2008. – 696 с. – Текст : непосредственный.

Актуальность возведения пневмокаркасных сооружений при ведении работ в условиях Крайнего Севера

Зайкова И. М.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Производство работ в условиях Крайнего Севера имеет ряд особенностей, связанных с низкими температурами и возможностью скопления снега и льда, в связи с чем перед началом строительства необходимо решить ряд вопросов:

- устройство отапливаемых складов для хранения материалов во избежание изменения их свойств;
- возможность дополнительного обслуживания и подогрева техники для работы при отрицательных температурах;
- защита персонала и рабочих от климатических воздействий.

Наименее трудоемким методом является установка быстровозводимых конструкций, в частности пневмокаркасных (рис. 1). Помимо возможности легкой сборки, такие сооружения обладают хорошей теплоизоляцией и герметичностью, что позволяет экономить на энергозатратах.



Рисунок 1. Пневмокаркасное сооружение

Конструкция пневмокаркасных зданий (рис. 2) состоит из следующих основных элементов:

1. Каркас – надувная конструкция из формообразующих пневматических арок с избыточным давлением [1].

2. Оболочка – мембрана, изготовленная из высокопрочной ткани с ПВХ покрытием методом высококачественной сварки [2], обычно имеет многослойную структуру для обеспечения прочности и устойчивости к внешним воздействиям.

3. Нагнетатель воздуха с системой автоматического контроля – устройство, поддерживающее постоянное давление внутри пневмобаллонов.

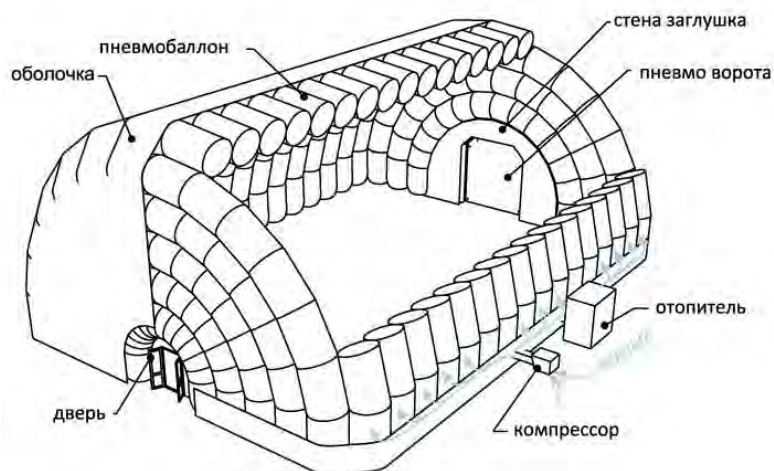


Рисунок 2. Конструкция пневмокаркасного сооружения [3]

Данная разновидность быстровозводимых зданий имеет ряд преимуществ при эксплуатации в условиях Крайнего Севера [4]:

1. Теплоизоляция. Пневмокаркасные здания обладают отличной теплоизоляцией благодаря многослойной конструкции мембраны, что обеспечивает круглогодичную эксплуатацию, в том числе в условиях сурового климата -при низких температурах до минус 60°C.

2. Устойчивость к атмосферным воздействиям. Конструкция обладает хорошей прочностью, что позволяет ей выдерживать снеговую и ветровую нагрузки.

3. Легковесность и мобильность. Пневмокаркасные здания имеют небольшой вес по сравнению с традиционными строительными материалами. Это значительно снижает временные затраты на сборку и разборку, что повышает мобильность таких конструкций.

4. Энергоэффективность. Благодаря хорошей теплоизоляции и герметичности, пневмокаркасные здания требуют меньше энергии для отопления и поддержания комфортной температуры. В условиях Крайнего Севера, где цены на энергоресурсы могут быть высокими, это особенно важно.

5. Временные и сезонные сооружения. Пневмокаркасные здания могут использоваться как временные или сезонные сооружения, например, для размещения рабочих, ИТР, склада или жилой площади на время строительства или реконструкции других зданий.

Однако следует учитывать, что такие здания имеют и некоторые нюансы:

– высокая стоимость: порядка 10 тыс. руб/м² [5], в то время как цена 1 м² модульных зданий составляет от 4 тыс. руб [6].

– повышенные требования к обслуживанию: система надува требует постоянного контроля и обслуживания, чтобы поддерживать необходимое давление воздуха.

Таким образом, актуальность возведения пневмокаркасных зданий в условиях Крайнего Севера зависит от конкретных условий и потребностей проекта. В некоторых случаях они могут эффективными, но перед принятием решения о возведении такой конструкции необходимо провести тщательный анализ условий, а также проконсультироваться со специалистами.

Библиографический список

1. Пневмокаркасные здания и сооружения от производителя Вектор-М. – Текст : электронный // Проектирование и производство быстровозводимых сооружений – Вектор-М : [сайт]. – URL: <https://airdome.ru/pnevмокarkas/> (дата обращения: 19.09.2023).

2. Пневмокаркасное арочное сооружение для ООО «Инжиниринг геотехнических систем». – Текст : электронный // Производственная компания ООО РОСАНАГАР : [сайт]. – URL: <http://rosangar.com/news/pnjevмокarkasnoje-arochnoje-sooruzhjenije-dlja-ooo-inzhiniring-geotjehnichjeskih-sistjem> (дата обращения: 19.09.2023).

3. Сравнение воздухопорных и пневмокаркасных сооружений. – Текст: электронный // Angarstroy : [сайт]. – URL: <https://angarstroy.com/sravnenie-vozduhoopornye-i-pnevмокarkasnye-sooruzheniya/?ysclid=lmq989zyp1470986734> (дата обращения: 19.09.2023).

4. Пневмокаркасные сооружения. – Текст : электронный // ООО «ОЛИЛ» : [сайт]. – URL: <https://vozduhdom.ru/pnevмокarkasnye-sooruzheniya.html> (дата обращения: 19.09.2023).

5. Пневмокаркасные надувные ангары. – Текст : электронный // Производственное предприятие Пневмо-Сити : [сайт]. – URL: <https://pnevmocity.ru/naduvnye-angary/pnevмокarkasnye> (дата обращения: 19.09.2023).

6. Быстровозводимые ангары. – Текст : электронный // ЗМК ЛСТК-УРАЛ : [сайт]. – URL: https://lstk-ural.ru/services/skladskie_zdaniya/bystrovozvodimye_angary/ (дата обращения: 19.09.2023).

Внедрение искусственного интеллекта при организации СМР на месторождении

Исенов Б. Н., Коркишко А. Н.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Трансформация производственных процессов в строительстве на месторождении сегодня является наименее автоматизированной отраслью по сравнению с другими промышленными отраслями. Это связано с тем, что строительство считается традиционной отраслью, в которой большой объем данных не аккумулируется на постоянной основе, а формируется на различных этапах реализации проекта строительства.

Разработка и применение машинного обучения в строительстве решают упорядочить процесс строительства на всех этапах, с начала этапа проектирования до этапа ввода в эксплуатацию здания или сооружения.

Специалисты по ИИ создают системы, которые подвергают анализу информацию и решают задачи аналогичные тому, как это делает человек [1]. ИИ применяют алгоритмы, которые разрешают компьютеру совершенствовать большие объёмы данных и выбирать в них закономерности. На основе этих закономерностей он может делать выводы, предвещать события или принимать решения.

Варианты систем ИИ можно изучить с точки зрения использования технологии и отрасли [2].

Система искусственного интеллекта определяет основные категории:

- аппаратное обеспечение (сервер и хранилище данных);
- программное обеспечение (подготовка и развертывание приложений ИИ, платформы ИИ для интеллектуального обнаружения знаний). Для составления программного обеспечения используются локальные и общедоступные облачные сервисы.

Перспективы использования искусственного интеллекта в строительстве на месторождении:

1. Анализ больших объемов данных. Чем больше высоко технологичность, тем больше данных генерируют возможные решения. Появляется потребность в анализе. Особенно важно фильтрование и предварительный анализ для руководителей, у которых нет свободного времени для длинных отчетов. ИИ может быстро оптимизировать информацию, предоставлять ключевые выводы и строить прогнозы.

2. Интеграция со строительными работами и рекомендациями по руководству ими. ИИ формирует график работ на год, месяц, день, планирует время и составляет графики подвоза материалов на месторождении с учетом метеоданных.

3. Полное контролирование стоимости проекта строительства от проектно-изыскательных работ до ввода в эксплуатацию. Применение искусственного интеллекта позволит уменьшить бюджеты и отклонения во времени.

4. Интеграция ИИ в требования соблюдения ТБ на месторождении согласно нормативной документации компании.

Компании, осознавая потенциал применения искусственного интеллекта (ИИ) в строительстве месторождения, будут активно внедрять эти технологии в свою деятельность. Они начнут экспериментировать с машинным обучением и искусственным интеллектом в своей работе. На данный момент уже есть компании, которые используют подобные решения. Для этого необходимо разработать целостное понимание того, какие возможности и методы ИИ могут быть применены в масштабах предприятия, учитывая не только теоретические аспекты, но и практические навыки, доступную информацию и данные компании.

При внедрении ИИ следует подходить к проекту как к исследовательскому процессу. Необходимо сформулировать ключевые гипотезы, поставить цели и задачи на выделенный промежуток времени, после чего одобрять решения по продолжению, приостановке, остановке или переходу на другую модель проекта. Это воздействует на реализацию обязательных технологических и организационных изменений для цифровой трансформации в более конструктивном порядке.

При использовании методов искусственного интеллекта (ИИ) в форсайте закупок и поставок материально-технических резервов для строительства месторождений следует учитывать следующие задачи:

1. Анализ и выявление запасов материальных ценностей. ИИ позволит обработать множество сценариев за ограниченный промежуток времени, что обеспечит высокую точность прогнозов.

2. Определение запасов материально-технических ресурсов. Ввод элементов ИИ позволит автоматизировать и систематизировать документооборот, а также улучшать контроль за логистикой.

3. Прогноз спроса на финансовые ресурсы и формирование графика работы снабжения. ИИ поможет управлять ресурсами, улучшая их производительность.

Таким образом, внедрение ИИ в организацию строительства на месторождении имеет большой потенциал для повышения эффективности работы и снижения затрат. Однако перед началом внедрения необходимо провести тщательный анализ всех возможных рисков и выбрать подходящие технологии для конкретного объекта.

Библиографический список

1. Патрушева, А. Второй разум : как развивается искусственный интеллект и что его ждет в будущем / А. Патрушева. – Текст : электронный // Яндекс Практикум : [сайт]. – 2023. – 28 июн. – URL: <https://practicum.yandex.ru/blog/chto-takoe-iskusstvennyi-intellekt>.

2. Worldwide Artificial Intelligence Spending Guide. – Text : electronic / IDC : [website]. – URL: [idc.com/getdoc.jsp?containerId=IDC_P33198](https://www.idc.com/getdoc.jsp?containerId=IDC_P33198).

Технология скоростного рыхления мерзлого грунта путем подрыва на объектах месторождения нефти и газа

Крымзалов И. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Мерзлый грунт является серьезным вызовом при разработке месторождений в условиях холодного климата, его рыхление может значительно облегчить процесс строительства и сооружения объектов систем трубопроводного транспорта.

Месторождения нефти и газа, расположенные в зонах с мерзлым грунтом, сталкиваются с проблемой низкой проницаемости грунта и его высокой механической прочности. Замерзший грунт может создать препятствия для бурения скважин, размещения инфраструктуры на месторождении и подземных трубопроводов. Однако, скоростное рыхление мерзлого грунта с помощью технологии подрыва может существенно снизить эти проблемы.

В специально подготовленную полимерную трубку, погруженную в грунт, размещается линейный заряд на основе детонирующего шнура или водонаполненного взрывчатого вещества. В грунтовом шурфе располагают электродетонатор и его провода. Для забойки, которую укладывают поверх линейного заряда, используют полиэтиленовый рукав, наполненный насыщенным раствором поваренной соли, с пластинчатым (лестничным) клапаном [1]. На рисунке 1 представлена схема технологии скоростного рыхления мерзлого грунта путем подрыва.

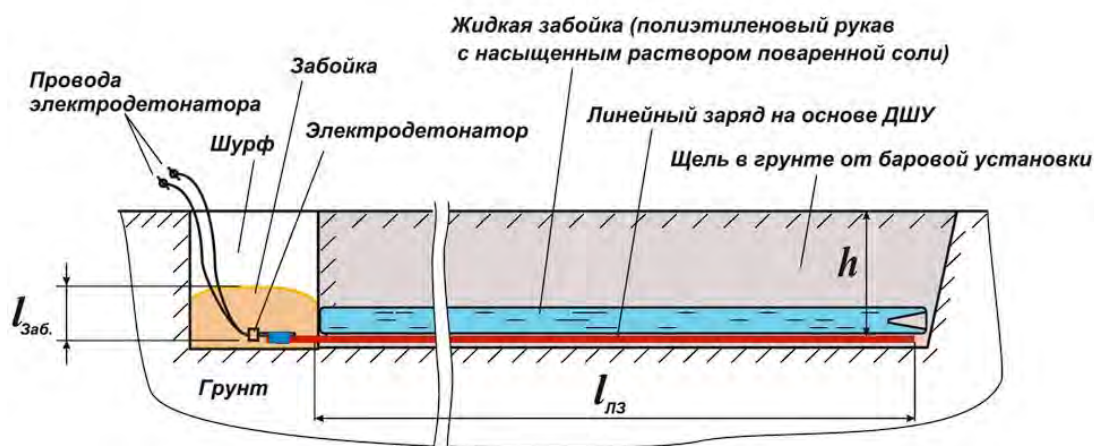


Рисунок 1. Схема технологии скоростного рыхления мерзлого грунта путем подрыва

После установки зарядов, происходит их подрыв, исключая какие-либо выбросы комков мерзлого грунта. Это обеспечивает экологическую и производственную безопасность на объектах нефтегазопромыслов. В результате взрыва образуется радиальное расширение ударной волны, что приводит к динамической нагрузке на структуру льда и повышению

его температуры. Лед растрескивается, а его фрагменты становятся более податливыми и подверженными дальнейшей механической обработке, которая включает в себя его разрушение и перемешивание [2].

Благодаря технологии скоростного рыхления мерзлого грунта с применением линейных зарядов малой мощности, удалось значительно ускорить процесс размораживания и подготовки места для строительных работ, разрабатывая до 1 километра грунта за смену.

Использование данной технологии может привести не только к ускорению процесса строительства и разработки месторождений, но и экономической выгоде в размере до 1 миллиона рублей при выполнении работ по рыхлению мерзлого грунта на участке площадью 2 квадратных километра.

Библиографический список

1. Создание траншей в условиях мерзлых грунтов при строительстве трубопроводного транспорта в нефтегазовой промышленности / Б. В. Иоффе, В. А. Грабовец, Л. Г. Григорян, Д. Е. Быков. – Текст : электронный // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 4. – URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Ioffe/Ioffe_2.pdf (дата обращения: 20.09.2023).

2. Техника, технология и безопасность при производстве специальных взрывных работ. Часть 1. Организация, технология и безопасность специальных взрывных работ / М. И. Ганопольский, В. Л. Барон, В. А. Белин [и др.] ; под ред. проф. В. А. Белина. – Москва : МГГУ, 2003. – 161 с. – Текст : непосредственный.

Различные подходы к моделированию вязкоупругих грунтовых оснований

Мальцева Т. В., Асанкожоев Е. Ж.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Для совершенствования методик расчета грунтового основания из слабых грунтов (глина, суглинок) под объектами строительства необходимо экспериментально изучить процесс уплотнения основания и построить модель, наиболее близко отражающую реальное поведение грунта с учетом его свойств. Существует много моделей грунта, начиная с классических линейных, когда грунт считается однофазным, таких как упругие, так и нелинейных – упругопластические. Более современные модели грунта учитывают его двухфазность (скелет грунта + поровая вода) [1]. Одной из причин деформации грунтов является их ползучесть. Двухфазный материал в виде грунта обладает особо ярко выраженными вязкоупругими свойствами, то есть напряженно-деформированное состояние которого изменяется во времени. Только после конечного отрезка времени, который может исчисляться годами, наступает стабилизированное состояние, и грунт может рассматриваться как

упругий. Отличительная черта грунта заключается не только в свойстве вязкоупругости, но и в том, что грунт обладает свойством (если учитывать сезонное поднятие уровня грунтовых вод) циклической вязкоупругости. Аналогичное понятие циклической вязкоупругости можно связать и с сезонным промерзанием и протаиванием грунта. Грунт моделируется с позиций линейной теории вязкоупругости, как одного из направлений механики деформируемого твердого тела. Вязкоупругие свойства в вычислительных моделях учитываются в физических законах через механические характеристики грунта. Определение механических вязкоупругих характеристик на основе экспериментальных данных также является актуальной задачей. Экспериментальное исследование вязкоупругих свойств грунта приводит к новым экспериментам [2, 3].

Для прогнозирования изменений напряженно-деформированного состояния грунта во времени в работе разработана вязкоупругопластическая модель грунта, учитывающая одновременно с консолидацией (без учета фильтрационной) изменение формы. Модель включает линейную зависимость между скоростью деформаций сдвига и напряжениями. Грунт рассматривается однофазным [4].

Грунты с коэффициентом водонасыщения более 80 % обладают особыми условиями деформируемости. В механике грунтов зависящая от времени реакция грунта интерпретировалась как результат процесса сжатия, в котором каркас грунта считается упругим и однофазным. Поровое давление жидкости полностью рассеивается, уплотнение грунта прекращается. Однако это противоречит результатам лабораторных и полевых экспериментов [5]. Моделирование двухфазного тела, каким является грунт, существенно богаче своими вязкоупругими свойствами по отношению к однофазному телу.

Поэтому важно одновременно изучать двухфазность и вязкоупругость грунтов для обоснованного прогноза взаимодействия грунтовых оснований и фундаментов, то есть описать процесс уплотнения водонасыщенного грунта без фильтрации поровой воды (введена гипотеза о том, что перепад давления не вызывает скорости движения воды, но вызывает небольшое относительное перемещение частиц скелета грунта и поровой воды) [6].

Выражение вязкоупругих свойств в вычислительных моделях может учитывать законы физики и механические свойства содержащихся в них материалов, и решения, основанные на экспериментальных данных, также являются актуальной задачей.

Известные вязкоупругие модели однофазного грунта основаны на моделях Максвелла и Кельвина-Фойгта. Рассмотрим их подробнее.

Модель Максвелла – это одна из моделей, используемых для описания поведения вязкоупругих материалов, включая вязкоупругие грунты. Она была предложена Джеймсом Клерком Максвеллом в 1867 году.

Модель Максвелла (рис.1) состоит из последовательно соединенных пружины и демпфера (поршень с вязкой жидкостью). Пружина представляет собой элемент, отвечающий за упругую деформацию материала, а демпфер - за вязкую деформацию. Оба элемента работают вместе и моделируют вязкоупругое поведение грунта.

Математически модель Максвелла описывается уравнением [7]:

$$\sigma(t) = E\varepsilon(t) + \eta(d\varepsilon(t)/dt), \quad (1)$$

где $\sigma(t)$ – напряжение в грунте в момент времени t , $\varepsilon(t)$ – деформация грунта в момент времени t , E – модуль упругости грунта, η – коэффициент вязкости грунта.

Уравнение Максвелла позволяет описывать временную зависимость напряжения и деформации в вязкоупругих грунтах, учитывая, как упругие, так и вязкие свойства материала.

Модель Кельвина-Фойгта состоит из параллельно соединенных пружины и демпфера, аналогично модели Максвелла. Отличие моделей в способе соединения двух элементов.

В модели Кельвина-Фойгта упругая деформация и вязкая деформация происходят параллельно. Модель Кельвина-Фойгта часто используется для описания поведения грунтов, особенно при малых скоростях деформаций, где вязкость материала играет значительную роль. Модель Кельвина -Фойгта применяется при моделировании поведения, например, основания Винклера (рис.2).

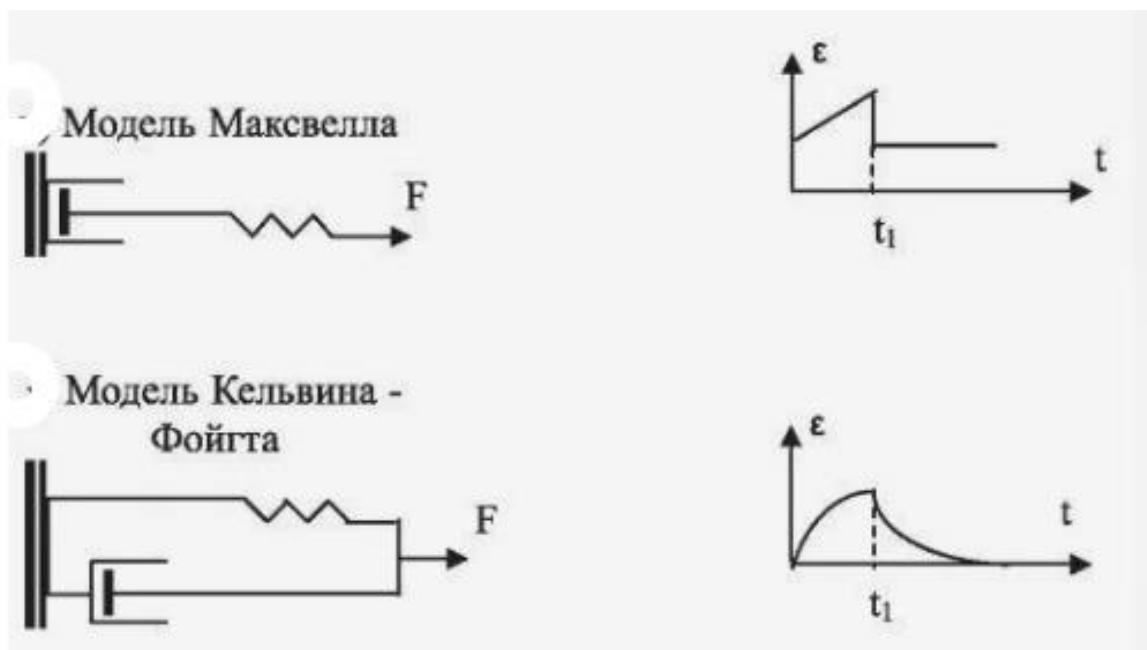


Рисунок 1. Модель Максвелла и Модель Кельвина-Фойгта

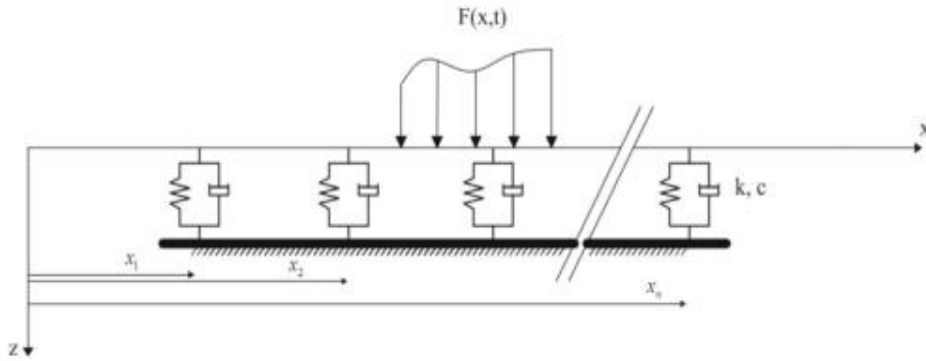


Рисунок 2. Дискретная модель Кельвина–Фойгта

В работе [8] для моделирования вязкоупругих свойств глины рассмотрена обобщенная модель Фойгта. Теория дробного исчисления впервые была введена в модель Кельвина–Фойгта для описания уплотнения вязкоупругих насыщенных грунтов в [9]. Модель вязкоупругой пластической ползучести с дробной производной для мерзлых вязкоупругих грунтов рассмотрена в работе [10].

В статье [6] дифференциальные зависимости деформаций от напряжений, получаемые в различных вязкоупругих моделях, не используются, а рассматривается интегральная форма уравнения деформаций от напряжений. Это связано с тем, что параметры кинематической модели [1] определяются из эксперимента, поэтому можно не интересоваться структурой модели материала (грунта). Физический закон связи напряжений и деформаций задан с помощью интеграла Больцмана:

$$\sigma(t) = \int_0^t E(t - \tau) d\varepsilon(\tau), 0 \leq \tau \leq t, \quad (1)$$

на основе экспериментально найденных функций влияния (ползучести) $E(t)$.

Использование интеграла Вольтерры 2 рода (1) приведет к свертке двух функций в изображениях по Лапласу–Карсону:

$$\sigma^* = E^* \cdot \varepsilon^*. \quad (2)$$

Из совпадения выражений для законов Гука и Больцмана в изображении по Лапласу–Карсону (2) с точностью до обозначений следует, что решение задачи разбивается на два этапа согласно подходу А. А. Ильюшина и П. М. Огибалова, предложенному для расчета конструкций [11]. На первом этапе выполняется расчет упругого основания без учета времени. Полученное решение на основе принципа Вольтерры (системы переобозначений) записывается в изображениях по Лапласу–

Карсону. На втором этапе, для фиксированной точки пространства, делается приближенный переход от известного изображения к оригиналу по методу ломаных Мальцева Л. Е. [12]. Представление решения вязкоупругой задачи в два этапа есть новое в моделировании вязкоупругих грунтов.

Методика Ильюшина А. А. (разбиение решения задачи на два этапа) для задачи типа Буссинеска о нагружении вязкоупругого водонасыщенного грунтового основания типовыми нагрузками была применена в работе [13].

В данной статье были рассмотрены различные подходы к моделированию вязкоупругих грунтовых оснований.

Изучение вязкоупругих свойств скелета водонасыщенного грунта имеет большое значение в геотехническом проектировании.

Использование более точных и эффективных методов расчета грунтовых оснований, учитывающих вязкоупругие свойства грунта, позволяет более точно оценить его деформационные характеристики и спрогнозировать поведение основания сооружения в течение длительного времени. Это позволяет сократить риски возникновения деформаций и разрушений сооружения на этапе его эксплуатации.

Библиографический список

1. Мальцева, Т. В. Математическое моделирование напряженно-деформированного состояния водонасыщенного грунта с позиции теории вязкоупругости : специальность 05.13.18 «Математическое моделирование, численные методы и комплексы программ» : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора физико-математических наук / Мальцева Татьяна Владимировна; ТюмГУ. – Тюмень, 2006. – 40 с. – Место защиты : Казанский государственный университет им. В. И. Ульянова-Ленина. – Текст : непосредственный.

2. Ai, Z. Y. Time effect of vertically loaded piled rafts in layered cross-anisotropic viscoelastic saturated soils / Z. Y. Ai, Z. H. Chu, Y. C. Cheng. – DOI 10.1016/j.compgeo.2019.103384. – Direct text // Computers and Geotechnics. – 2020. – Vol. 119, Issue 1. – P. 103384.

3. Демин, В. А. Экспериментальное и теоретическое исследование вязкоупругой двухфазной среды : специальность 05.23.17 «Строительная механика» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Демин Владимир Анатольевич; С-ПбГУПС. – Санкт-Петербург, 2005. – 155 с. – Текст : непосредственный.

4. Sabri, M. M. Soil-structure interaction: theoretical research, in-situ observations, and practical applications / M. M. Sabri, K. G. Shashkin. – DOI 10.34910/MCE.120.5. – Direct text // Magazine of Civil Engineering. – 2023. – Vol. 120, Issue 4. – P. 12005.

5. Натурные исследования напряженно-деформируемого состояния и консолидации оснований сооружений комплекса защиты Санкт-Петербурга от наводнений / А. К. Бугров, А. В. Голли, А. А. Каган [и др.]. – Текст : непосредственный // Основания, фундаменты и механика грунтов. – 1997. – № 1.

6. Maltseva, T. Modeling a weak foundation in interaction with reinforced sand piles under a low-rise building. – T. Maltseva. – DOI 10.4028/www.scientific.net/KEM.906.39. – Direct text // Key Engineering Materials. – 2022. – Vol. 906. – P. 39–45.

7. Механика грунтов. 1 ч. Основы геомеханики в строительстве / Б. И. Далматов, В. Н. Бронин, В. Д. Карлов, Р. А. Мангушев ; под редакцией Б. И. Далматова. – Москва : Издательство АСВ, Санкт-Петербург : СПбГАСУ, 2000. – 204 с. – Текст : непосредственный.

8. Liu, J. C. One-dimensional consolidation of visco-elastic marine clay under depth-varying and time-dependent load / J. C. Liu, G. H. Lei, X. D. Wang. – DOI 10.1080/1064119X.2013.877109. – Direct text // Marine Georesour Geotechnol. – 2015. – № 33(4). – P. 337–347.

9. Semi-analytical solution for one-dimensional consolidation of fractional derivative viscoelastic saturated soils / L. Wang, D. A. Sun, P. Li, Y. Xie. – DOI 10.1016/j.compgeo.2016.10.020. – Direct text // Computers and geotechnics. – 2017. – Vol. 83. – P. 30–39.

10. A fractional order creep constitutive model of warm frozen silt / M. Liao, Y. Lai, E. Liu, X. Wan. – DOI 10.1007 / s11440-016-0466-4. – Direct text // Acta Geotechnica. – 2016. – Vol. 12, Issue 2. – P. 377–389.

11. Ильюшин, А. А. Основы математической теории термовязкоупругости / А. А. Ильюшин, Б. Е. Победря. – Москва : Наука. – 1970. – 280 с. – Текст : непосредственный.

12. Мальцев, Л. Е. Теория вязкоупругости для инженеров-строителей / Л. Е. Мальцев, Ю. И. Карпенко – Тюмень, 1999. – 240 с. – Текст : непосредственный.

13. Maltseva, T. V. Deformed state of the bases buildings and structures from weak viscoelastic soils / T. V. Maltseva, E. R. Trefilina, T. V. Saltanova. – DOI 10.18720/MCE.95.11. – Direct text // Magazine of Civil Engineering. – 2020. – Vol. 95, Issue 3. – P. 119–130.

Научный руководитель: Мальцева Т. В., д-р физ.-мат. наук, профессор.

Применение дронов и автономных систем в строительстве и обслуживании нефтегазовых промыслов

Пинягин В. О.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Современная строительная и нефтегазовая промышленность сталкиваются с растущими вызовами в области эффективности, безопасности и устойчивости. Дроны и автономные системы предлагают новый потенциал для оптимизации процессов и повышения производительности.

сти в строительстве, обслуживании и мониторинге нефтегазопромыслов. В данной статье мы рассмотрим применение дронов и автономных систем в строительстве и обслуживании нефтегазопромыслов, а также обсудим технологические достижения, вызовы и перспективы этого подхода.

Сегодня существует множество успешных и интересных примеров использования беспилотных технологий в нефтегазовой отрасли, как крупными, так и небольшими компаниями. Известные гиганты этой отрасли, такие как Shell, BP, ExxonMobil, «Газпром», «Роснефть», «Лукойл», «Газпромнефть» и другие, выделяются в этом направлении [1].

Наиболее известные примеры применения беспилотных летательных аппаратов (БПЛА) в нефтегазовой отрасли связаны, как правило, с инспекцией различных критически важных объектов, таких как нефтегазовые месторождения и трубопроводы. Однако на практике видно, что перспективы применения беспилотных летающих платформ в этой отрасли гораздо шире и интереснее, чем обычно думают. Конечно, в первую очередь дроны помогают решать множество вопросов, связанных с безопасностью и надежностью оборудования и инфраструктуры.

Вместе с соответствующим оборудованием и программным обеспечением беспилотные летательные аппараты могут заменить ряд очень дорогостоящих решений, снизить время и финансовые затраты компаний, а также повысить безопасность работы персонала. Возможности применения беспилотных технологий включают в себя такие задачи, как мониторинг, документирование и анализ состояния оборудования, исследование труднодоступных мест, обнаружение утечек и возгораний, а также поддержка принятия решений в режиме реального времени.

Используя беспилотные летательные аппараты для осмотра, можно получить точные топографические данные о перспективных участках, создать цифровые модели местности и 3D модели. Предварительная геологическая разведка, проводимая с помощью дронов, значительно упрощает процесс оценки потенциала бассейна, выбора маршрута трубопроводов, осуществления мониторинга состояния строительных площадок и предотвращения серьезных повреждений на этапе эксплуатации [2].

Несмотря на множество преимуществ, применение дронов и автономных систем в строительстве и обслуживании нефтегазопромыслов также имеет некоторые минусы:

1. Высокая стоимость: Внедрение беспилотных систем может быть дорогим вариантом, особенно если требуется приобретение специализированного оборудования и платформ.

2. Технические ограничения: Дроны и автономные системы имеют ограниченный запас полета, что ограничивает их применение в отдаленных и изолированных местах. Ограниченная вместимость аккумуляторов также сокращает время работы дронов, требуя периодической зарядки.

3. Воздушные ограничения: Использование дронов ограничено правилами и регулированиями воздушного пространства, что может затруднить их использование в некоторых районах и требует специального разрешения.

4. Проблема безопасности: Несмотря на преимущества в области безопасности, существует вероятность нарушения конфиденциальности данных, содержащихся на дроне, или возможность злоупотребления полученной информацией.

5. Ограниченные навыки и обучение: Для оперирования дронами и автономными системами требуется высокий уровень навыков и специальное обучение. Недостаток специалистов, знающих эти технологии, может стать проблемой для компаний, желающих внедрить их в свою деятельность.

6. Погодные условия: Неблагоприятные погодные условия, такие как сильный ветер или дождь, могут значительно ограничить возможность использования дронов или автономных систем, что может повлиять на эффективность их применения.

Рассмотрим наиболее популярные модели дронов и их стоимость на рынке стоимость дронов в зависимости от модели применена в таблице 1.

Таблица 1

Стоимость дронов для мониторинга и инспекции в зависимости от модели

№ п/п	Наименование	Стоимость, руб.
1	Matrice 300 RTK	1 200 000
2	Mavic 2 Enterprise	478 990
3	DJI 210 Matrice	202 900

В заключение, несмотря на все преимущества, применение дронов и автономных систем в строительстве и обслуживании нефтегазовых промыслов также связано с высокой стоимостью. Внедрение этих технологий требует значительных финансовых вложений для приобретения специализированного оборудования и программного обеспечения, а также обучения и поддержки персонала.

Однако, несмотря на высокую стоимость, эти технологии предоставляют широкий спектр преимуществ, включая повышение эффективности, улучшение безопасности работников и сокращение времени выполнения задач. Более того, с развитием технологий и увеличением спроса, существует потенциал снижения стоимости и повышения доступности этих решений.

Библиографический список

1. Асташин, В. В. Использование дронов в нефтегазовой промышленности / В. В. Асташин. – Москва. – Текст : непосредственный.
2. Лоскутова, Е. С. Внедрение инновационных беспилотных технологий при реализации стратегических изменений на предприятиях нефтегазовой отрасли / Е. С. Лоскутова. – Текст : непосредственный // Контентус. – 2019. – № S11. – С. 45–51.

Уберизация управления проектно-изыскательскими работами при обустройстве нефтегазопромыслов

Пронькина И. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Система управления проектно-изыскательскими работами при обустройстве нефтегазопромыслов – это комплекс организационных, методических, технических, программных и информационных средств, направленных на повышение эффективности проектно-изыскательских работ. Метриками эффективности управления ПИР предприятиями можно считать:

- Сроки обеспечения качественной проектной и рабочей документацией объектов капитального строительства.
- Сроки выдачи, экспертизы, согласования и утверждения результатов проектно-изыскательских работ.
- Затраты Заказчика в сфере проектирования объектов наземного обустройства месторождений.

При реализации проектов обустройства нефтегазопромыслов актуальным вопросом является эффективная организация процессов, в том числе процесса управления проектно-изыскательскими работами. Существует несколько проблем, которые заключаются в следующем:

- Большие ресурсные затраты компании на поиск исполнителя ПИР с отвлечением персонала от основного процесса.
- Длительный старт работ и невозможность использования мощностей проектного института, работающего в другом дочернем обществе.
- Потеря синергетической ценности технической политики, централизованного администрирования и автоматизации работ.
- Отсутствие единой площадки для взаимодействия подрядчиками.

Создание инструмента по сопровождению и управлению работами от их планирования до полного выполнения будет способствовать улучшению показателей метрик эффективности как процесса, так и всего предприятия.

В качестве инструмента для повышения эффективности управления проектно-изыскательскими работами предлагается использовать сервис Уберизации ПИР. Его основная роль – обеспечить связь контура «бизнес», контура «партнеры» и лучших практик компаний РФ для разработки проектно-сметной документации высокого качества и в заданные сроки. Система Уберизации является связующим звеном, которое обеспечивает трансляцию всех требований в проектной индустрии и компаниях Заказчика, поддерживает проект на любом этапе жизненного цикла [1].

В настоящее время система Уберизации ПИР включает в себя следующий функционал:

- Формирование пула проектных институтов и заключение долгосрочного договора с множественностью лиц на стороне заказчика.

- Сокращение сроков на оформление заказов с использованием IT-инструмента и унификации подходов для дочерних обществ.

- Единство подходов к ценообразованию, объемам и экспертизе расчетов стоимости ПИР.

- Централизованное управление технической политикой.

- Стандартизация и унификация решений.

Эффективность использования сервиса Уберизации ПИР достигается за счет введения в процесс единого оператора, управляющего проектно-изыскательскими работами. Оператор сервиса отвечает за:

- Администрирование системы и организацию размещения наряд-заказов.

- Повышение качества управления услугой ПИР за счет организации работы пула проектных институтов и развития контрагентов.

- Оперативное управление ПИР с учетом изменений производственной программы дочерних обществ.

- Формирование и управление технической политикой.

- Единый подход к ценообразованию ПИР в условиях долгосрочного партнерства.

- Стандартизацию и унификацию применяемых решений.

Стратегия использования сервиса Уберизации ПИР заключается в применении актуализированных подходов к контрактованию.

Выбор контрагента возможно осуществить двумя способами:

1. Закрытый двухэтапный конкурентный отбор.

2. Открытый двухэтапный конкурентный отбор.

Спецификация процедуры выбора контрагента при применении Уберизации содержит ограничения. При закрытом отборе отдаётся не более одного лота одному подрядчику. В закрытом отборе могут принимать участие предквалифицированные проектные институты по продвинутым критериям предварительного квалификационного отбора (ПКО). По открытым конкурентным отборам стоимость работ формируется проектно-сметным методом с применением справочников базовых цен (СБЦ), сборников цен (СЦ), индексов изменения сметной стоимости и доведенными индексами инфляции.

Стратегия Уберизации ПИР предусматривает следующую методику анализа и оценки заявок на участие в конкурентном отборе:

- I этап – соответствие квалификационно-техническим требованиям;

- II этап – соответствие критериям стоимостной оценки.

Благодаря заключению рамочных договоров с множеством лиц на стороне Заказчика фиксируются предельные стоимости, срок действия договора и порядок ценообразования, с исполнением посредством заключения наряд-заказов.

При освоении рамочных договоров:

- Наряд-заказы размещаются в цифровой системе согласно условиям, не противоречащим НМД компании.

- В ходе приема заявок на наряд-заказ участники не могут подавать ценовые предложения, ценообразование которых отличается от условий, зафиксированных в рамочных договорах в сторону увеличения стоимости.

- Распределение объемов происходит согласно подходам, определенным при выборе стратегии Уберизации ПИР.

Экономический эффект внедрения стратегии Уберизации ПИР оценивается сокращением сроков оформления договорных документов. Результаты изменения длительности сроков оформления договорных документов приведены в таблице 1.

Таблица 1

Сроки оформления договорных документов

Срок	Без сервиса, раб. дн.	С сервисом, раб. дн.	Процент эффективности, %
Максимум	112	45	72
Среднее	47	34	97
Минимум	22	11	100

После внедрения Уберизации ПИР можно выделить следующие ключевые особенности сервиса:

- Положительная динамика развития проектных институтов с внедрением системы рейтингования.

- Сокращение трудозатрат в 3 раза на формирование комплектов документов по наряд-заказам благодаря цифровым решениям.

- Автоматическое формирование Досье Договора с детализацией этапов по каждому наряд-заказу.

- Демонстрация актуального статуса по каждому объекту и наряд-заказу для оперативного реагирования на проблемы.

Через внедрение цифровых технологий сервис Уберизации ПИР обеспечивает своевременность разработки и предоставления документации для Заказчика для реализации их производственных программ.

В качестве возможной перспективы развития сервиса рассматривается:

- Привлечение дополнительного ресурса в виде проектных институтов с узкоспециализированными компетенциями по АСУТП и разработке карьеров (в соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 30.03.2022 № 166 «О мерах по обеспечению технологической независимости и безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации» [2]).

- Дальнейшее тиражирование сервиса Уберизации ПИР.

- Формирование рычагов повышения точности определения стоимости ПИР.

Таким образом, применяя инструмент Уберизации ПИР, возможно достичь повышение качества и скорости принимаемых решений и, следовательно, эффективности управления проектно-изыскательскими работами.

Библиографический список

1. Управление и организация проектно-изыскательских работ по объектам наземного обустройства нефтяных и газовых месторождений : ОСК-01.07.03 : утв. Заместителем генерального директора по капитальному строительству АО «Газпромнефть-ННГ» А. В. Столяровым 21.01.2019 : введ. в действие с 21.01.2019. – 57 с. – Текст : непосредственный.

2. Указ Президента Российской Федерации «О мерах по обеспечению технологической независимости и безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации»: введ. в действие с 30.03.2022. – Москва, 2022. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202203300001?index=3> (дата обращения: 01.10.2023). – Текст : электронный.

Возможные способы утилизации попутного нефтяного газа на объектах нефтедобычи

Туркот Е. Д.

ООО «Газпромнефть-развитие», г. Тюмень

Нефтедобывающие компании во всем мире сталкиваются с проблемой утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ), который выделяется в процессе добычи нефти. Этот газ содержит множество вредных веществ, таких как сероводород, оксиды азота и углерода, которые наносят вред окружающей среде и здоровью людей [1].

Есть несколько способов утилизации ПНГ (рисунок 1). Рассмотрим некоторые из них [2].

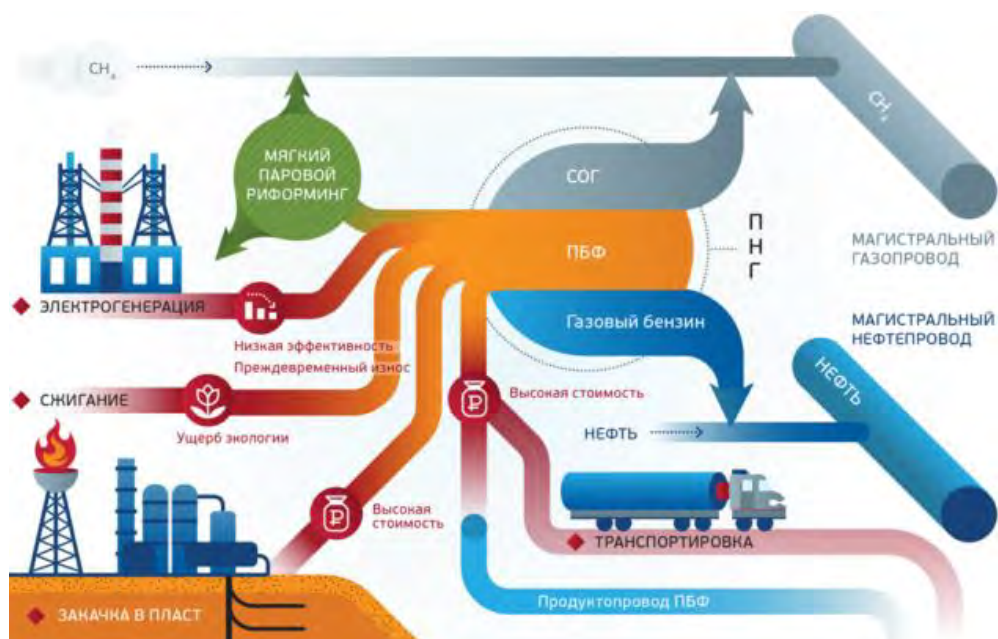


Рисунок 1. Способы утилизации ПНГ

Одним из возможных способов является его сжигание в газовых турбинах для производства электроэнергии. Этот метод позволяет использовать газ в качестве альтернативного топлива и снизить зависимость от источников энергии на основе угля или нефти. Кроме того, сжигание ПНГ может помочь сократить выбросы парниковых газов и уменьшить негативное воздействие на окружающую среду. Однако этот метод значительно дороже в реализации и требует высокой квалификации персонала.

Еще одним способом утилизации ПНГ является его переработка в жидкий газ (LNG) или сжиженный нефтяной газ (LPG). Это позволяет использовать газ в качестве топлива для транспорта или для производства химических веществ. Однако производство жидкого и сжиженного нефтяного газа может привести к увеличению потребления энергии и выбросу углекислого газа в атмосферу. Также этот метод требует значительных инвестиций в инфраструктуру и оборудование для переработки газа.

Так же возможно использование ПНГ для производства метанола или других химических веществ. Метанол является важным сырьем для производства пластмасс, красителей, резиновых изделий, а также используется в качестве топлива. Этот метод является одним из наиболее перспективных способов утилизации, а также более экономически выгодным, чем сжигание или переработка газа, но также требует значительных инвестиций в оборудование и технологии.

Закачка попутного нефтяного газа в пласт является еще одним способом утилизации этого газа. Этот процесс заключается в том, что ПНГ возвращается обратно на месторождение и закачивается в пласт, где он был извлечен. Это позволяет сохранить давление в пласте и продлить срок его эксплуатации. Этот метод имеет ряд преимуществ. Во-первых, позволяет избежать выброса газа в атмосферу и снизить негативное воздействие на окружающую среду. Во-вторых, это может быть экономически выгодным, так как это позволяет продлить срок эксплуатации месторождения и извлечь больше нефти и газа. Но также данный способ может привести к значительному увеличению затрат на добычу нефти и газа, что может не совсем целесообразным.

В целом, утилизация ПНГ является важной проблемой для нефтедобывающих компаний и требует постоянного поиска новых и более эффективных способов. Выбор конкретного способа утилизации должен основываться на конкретных условиях и потребностях объекта нефтедобычи, после проведения анализа экономических, экологических и технических факторов.

Разработка новых технологий и инвестиции в инфраструктуру могут помочь снизить негативное воздействие на окружающую среду и повысить эффективность производства нефти.

Кроме того, сокращение выбросов ПНГ может помочь компаниям соблюдать строгие экологические нормы и требования законодательства. Некоторые страны также предоставляют налоговые льготы и другие поощрения для компаний, которые эффективно утилизируют ПНГ.

Однако, несмотря на все усилия компаний, проблема утилизации ПНГ остается актуальной. Некоторые нефтедобывающие регионы, такие как Нигерия или Ирак, продолжают сжигать огромные объемы газа из-за недостатка инфраструктуры и технологий для его переработки. Это приводит к серьезным экологическим проблемам и потере ценных ресурсов.

Библиографический список

1. Попутный нефтяной газ в России : «Сжигать нельзя, перерабатывать!» : аналитический доклад об экономических и экологических издержках сжигания попутного нефтяного газа в России / П. А. Кирюшин, А. Ю. Книжников, К. В. Кочи [и др.]. – Москва, 2013. – 88 с. – Текст : непосредственный.
2. Особенности переработки ПНГ. – Текст : электронный // Промышленный портал : [сайт] – URL: <https://promzn.ru/neftpromyshlennost/osobennosti-pererabotki-png.html#i-3> (дата обращения: 21.09.2023).

Стратегия контрактования ПИР при обустройстве нефтегазовых месторождений

Ярославцев А. И., Коркишко А. Н.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Нефтегазовый сектор характеризуется постоянной конкуренцией между компаниями, поэтому выбор наиболее эффективных методов работы с заказчиками и потенциальными партнерами является ключевым аспектом успеха. Проектирование – это важный этап любого проекта, и определение стоимости на проектирование является одним из ключевых аспектов организации строительного процесса. Контрактование проектных организаций осуществляется в условиях рыночной экономики, учитывая ожидаемое качество работ и стоимость. В данной статье рассмотрим стратегию контрактования проектно-изыскательские работы (далее ПИР) при обустройстве нефтегазовых месторождений и ее преимущества перед другими методами.

ПИР по обустройству нефтегазовых месторождений – это комплекс мероприятий, направленных на повышение эффективности добычи нефти и газа на месторождениях. Они включают в себя такие этапы, как геологическое изучение территории, проектирование скважин, строительство инфраструктуры для хранения и транспортировки добытого сырья, а также проведение различных технологических операций. Целью ПИР по обустройству нефтегазовых месторождений является сокращение затрат на добычу сырья, увеличение объемов добычи и улучшение экологической ситуации на месторождении. Для достижения этих целей проводятся различные технологические операции, такие как бурение скважин, монтаж оборудования, испытания и наладка оборудования, а также обучение персонала. Кроме того, проводится постоянный мониторинг состояния оборудования и окружающей среды,

чтобы оперативно реагировать на возможные проблемы и минимизировать негативное воздействие на окружающую среду [1].

Стратегия контрактования ПИР при обустройстве нефтегазовых месторождений основывается на следующих принципах:

1. Выбор оптимального проекта для конкретного месторождения. При выборе проекта необходимо учитывать его характеристики, такие как глубина залегания пластов, наличие ресурсов, климатические условия и т.д. Эти параметры помогут определить наилучший проект, который наилучшим образом соответствует условиям месторождения и обеспечит максимальную эффективность работы на нем.

2. Определение стоимости проекта. Стоимость проекта должна быть обоснованной и соответствовать рыночным ценам на аналогичные услуги. Это поможет определить обоснованную стоимость проекта, которая будет соответствовать рыночным ценам и обеспечит финансовую устойчивость проекта. Кроме того, необходимо учитывать конкуренцию на рынке проектных услуг и выбирать компании, которые имеют успешный опыт работы с подобными проектами.

3. Разработка детального плана работ. План работ должен содержать все необходимые мероприятия и сроки их выполнения. Этот документ должен содержать информацию о каждом этапе работы, начиная от планирования до контроля качества выполненных работ. Такой план поможет обеспечить эффективное использование времени и ресурсов, а также минимизировать риски возникновения проблем во время реализации проекта.

4. Контроль за выполнением работ. Необходимо контролировать выполнение всех этапов проекта и своевременно реагировать на возникающие проблемы. Это включает в себя регулярный мониторинг прогресса работ, проверку соответствия планов и графиков установленным срокам, а также принятие необходимых мер по устранению выявленных проблем или задержек в работе. Кроме того, необходимо регулярно проводить совещания с командой проекта для обсуждения текущих вопросов и корректировки планов в случае необходимости.

5. Оценка результатов работы. После завершения проекта необходимо провести оценку его результатов с целью выявления проблемных мест и возможностей для улучшения процесса обустройства нефтегазовых месторождений. Эта оценка поможет выявить слабые стороны проекта и принять меры по их устранению, что повысит эффективность работы на месторождении в будущем. Кроме того, необходимо регулярно оценивать результаты работы команды проекта и принимать меры по улучшению процессов, если это необходимо.

На сегодняшний день существуют несколько типов отбора контрагентов по способу выбора процедуры для выполнения ПИР при обустройстве нефтегазовых месторождений – это конкурентные процедуры и тендеры без использования конкурентных процедур.

Конкурентный отбор контрагентов проводится путем сравнения нескольких предложений. Этот процесс обеспечивает условия для привлечения широкого круга участников, которые способны выполнить или предоставить услуги, и выбора оптимального предложения, соответствующего требованиям, установленным для каждой конкретной процедуры. Конкурентный отбор стимулирует развитие рынка, создает условия для добросовестной конкуренции между участниками. Он является приоритетным способом выбора контрагента не требует обоснования. Закупка без проведения конкурентных процедур – это процедура, проводимая посредством направления предложения заключить договор только одному потенциальному контрагенту либо принятия предложения о заключении договора от одного потенциального контрагента без рассмотрения конкурирующих предложений. Эта практика применяется при выборе контрагента в условиях объективной невозможности или нецелесообразности проведения конкурентных процедур выбора. Решение о возможности осуществления закупки ПИР без проведения конкурентных процедур может быть принято только при наличии оснований, регламентированных документами.

Конкурентный отбор проектного института (ПИ) для выполнения ПИР по месторождению следует проводить в виде конкурентной процедуры. Это предпочтительный способ выбора контрагента, который обеспечивает условия для привлечения широкого круга участников, способных выполнить или предоставить услуги, и выбора оптимального предложения, соответствующего требованиям, установленным для каждой конкретной процедуры [1].

Преимущества стратегии контрактирования ПИР при обустройстве нефтегазовых месторождений заключаются в следующем:

1. Увеличение производительности труда. Благодаря оптимизации процессов и использованию новых технологий, можно значительно повысить производительность труда на месторождении. Например, автоматизация производственных процессов может сократить время производства продукции, что приведет к увеличению объема выпускаемой продукции и снижению затрат на ее производство. Кроме того, использование современного оборудования и инструментов может увеличить точность и качество выполняемых работ, что также способствует повышению производительности труда.

2. Снижение затрат на добычу нефти и газа. Использование современных методов и оборудования позволяет снизить затраты на добычу сырья, что приводит к экономии бюджетных средств. Например, использование горизонтального бурения и других инновационных технологий может уменьшить количество буровых скважин, что снизит затраты на их эксплуатацию и обслуживание. Кроме того, использование энергосберегающих технологий может привести к сокращению расходов на электроэнергию и газ, что также положительно скажется на бюджете компании.

3. Улучшение экологической ситуации на месторождении. Применение инновационных технологий и методов позволяет минимизировать негативное воздействие на окружающую среду. Например, использование экологически чистых материалов при строительстве зданий и сооружений может снизить выбросы вредных веществ в атмосферу. Кроме того, внедрение систем очистки сточных вод и утилизации отходов может значительно снизить нагрузку на окружающую среду.

4. Повышение конкурентоспособности компании. Контрактация проектов по обустройству нефтегазовых месторождений позволяет компаниям привлекать новые заказы и расширять свой бизнес. Это связано с тем, что успешная реализация проектов по обустройству месторождений повышает репутацию компании и привлекает новых клиентов. Кроме того, контракты на обустройство месторождений могут стать основой для заключения долгосрочных партнерских отношений с другими компаниями, что также способствует росту бизнеса [2].

В заключение можно сказать, что стратегия контрактования ПИР при обустройстве нефтегазовых месторождений является результативным инструментом для повышения эффективности добычи нефти и газа на месторождениях. Она позволяет оптимизировать процессы, сократить затраты и улучшить экологическую ситуацию на месторождении. В результате успешной реализации проектов по обустройству месторождений компания получает возможность расширить свой бизнес и привлечь новые заказы, что способствует ее конкурентоспособности на рынке. Кроме того, контракты на обустройство месторождений могут стать основой для заключения долгосрочных партнерских отношений с другими компаниями, что также способствует росту бизнеса.

Библиографический список

1. Российская Федерация. Законы. О закупке товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц : Федеральный закон № 223-ФЗ : [принят Государственной думой 8 июля 2011 года : одобрен Советом Федерации 13 июля 2011 года]. – Москва : Собрание законодательства РФ, 2011. – 35 с. – Текст : непосредственный;

2. Документационное обеспечение конкурных заявок. – Текст : электронный // It.rfei : [сайт]. – URL: <https://it.rfei.ru/course/~GR5X/~ZfAl/~mOEM/>.

СЕКЦИЯ «Проектирование, сооружение и эксплуатация систем транспорта углеводородного сырья»

Математическая модель положения подземного трубопровода в условиях геокриологических процессов Крайнего Севера

Бельский С. Г.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Практическое применения математических моделей на этапе проектирования – неотъемлемая реальность производства работ. В условиях вечной мерзлоты, подземная прокладка трубопроводов наиболее восприимчивы к геокриологическим процессам Крайнего Севера [1]. Именно ввиду необходимости обеспечить надежность и безопасность трубопроводного транспорта определение достоверной математической модели взаимодействия системы грунт-трубопровод актуально [2].

В процессе растепления грунта под трубопроводом происходит изменение его проектного положения рис. 1.

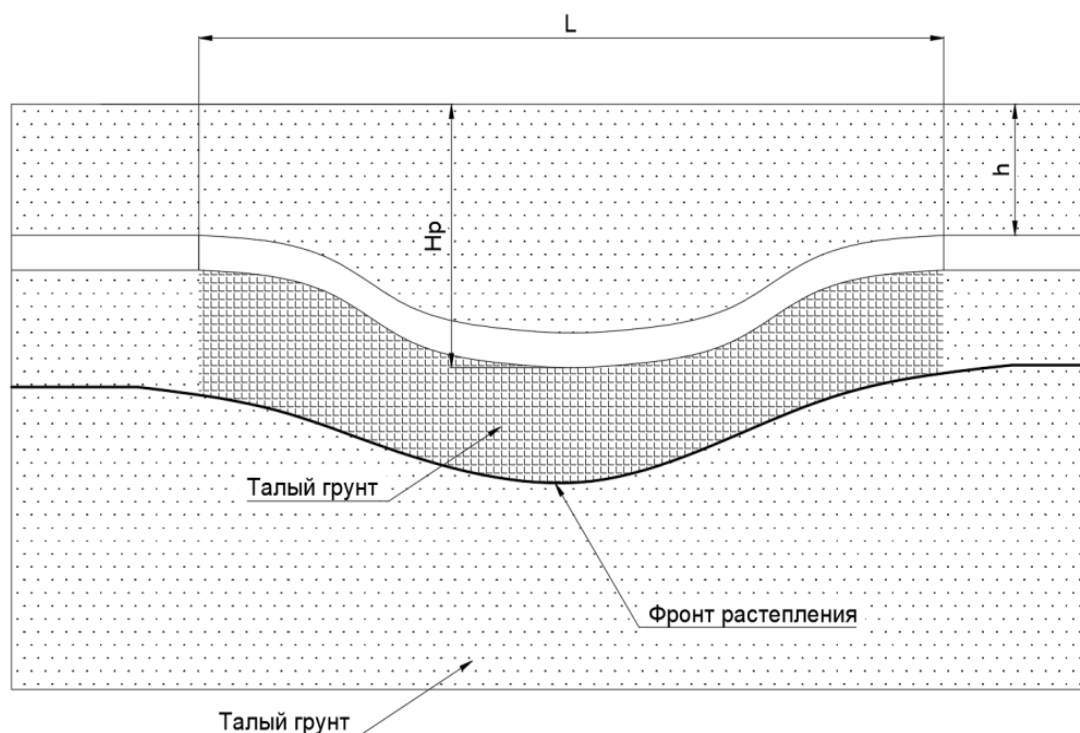


Рисунок 1. Продольный профиль нефтепровода в талом грунте
Условные обозначения: L – граница зоны растепления;
 h – глубина залегания трубопровода; p – глубина растепления

Совокупная нагрузка на нефтепровод состоит из реакции грунта под трубопроводом и суммарной нагрузки грунта выше оси трубопровода и веса нефти в трубе (рис. 2).

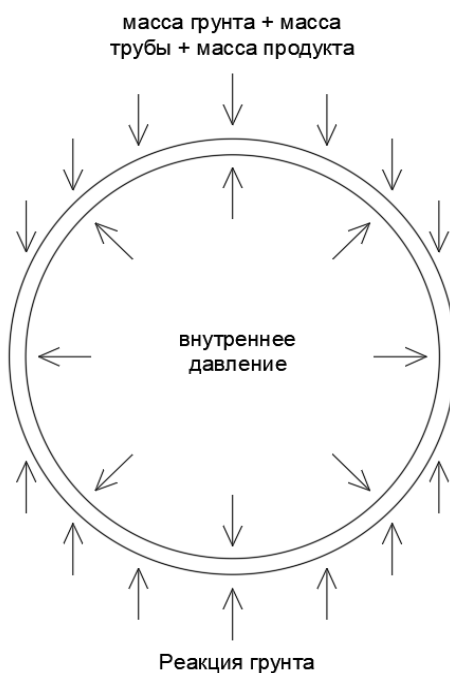


Рисунок 2. Нагрузки, оказываемые на подземный нефтепровод в продольном сечении

Чтобы применить указанные нагрузки нефтепровод следует рассматривать как упругую балку. Согласно теории взаимодействия подземного нефтепровода с грунтом [3], трубопровод испытывает перемещения согласно рис. 3.

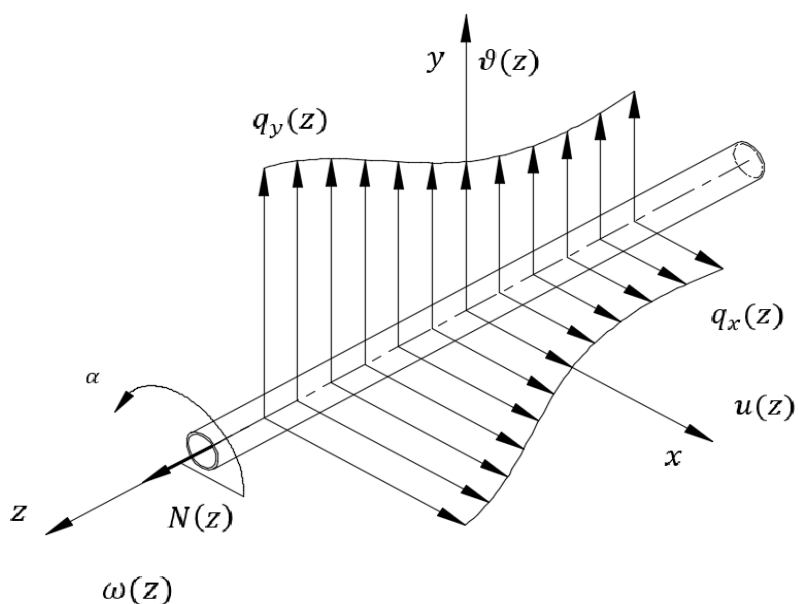


Рисунок 3. Схема перемещений подземного нефтепровода

Поиск значений перемещений рассматриваемого нефтепровода описываются системой дифференциальных уравнений [3]:

$$\begin{cases} EJ_y \frac{d^4 u}{dz^4} - N(z) \frac{d^2 u}{dz^2} = q_x(z) & EJ_x \frac{d^4 \vartheta}{dz^4} - N(z) \frac{d^2 \vartheta}{dz^2} = q_y(z) \frac{d^2 \omega}{dz^2} \\ = - \frac{q_y(z)}{\pi D E \delta_T} = q_y(z), \end{cases} \quad (1)$$

где u – поперечное смещение оси трубы по горизонтали, м; ϑ – вертикальное перемещение, м; ω – продольное перемещение, м; $q_x(z)$ – поперечная горизонтальная нагрузка, Н/м; $q_y(z)$ – вертикальная нагрузка, Н/м; $q_z(z)$ – продольная нагрузка, Н/м; $I_x(z)$ – момент инерции поперечного сечения трубопровода относительно вертикальной оси x , м⁴; $I_y(z)$ – момент инерции поперечного сечения трубопровода относительно вертикальной оси y , м⁴, совпадает с моментом $I_x(z)$; E – модуль упругости стали трубопровода, Па; $N(z)$ – осевая сила, Н; D – наружный диаметр трубопровода, м; δ_T – толщина стенки, м.

В системе (1) первое уравнение описывает перемещения в плоскости (x, z) от продольно-поперечного изгиба. Продольно-поперечные изгибы трубопровода в плоскости (x, z) задаются вторым уравнением. Продольные перемещения нефтепровода по оси z задаются уравнением три.

Для отображения достоверной картины напряжений на трубопровод от процессов растепления, необходимо создать расчетные области не подверженные геокриологическим процессам. Таким образом концы нефтепровода жестко защемляются, если же на концах расчётной модели находятся задвижки, то закрепление рассматривается как шарнирное, типовая схема нагрузки представлена на рис. 4.

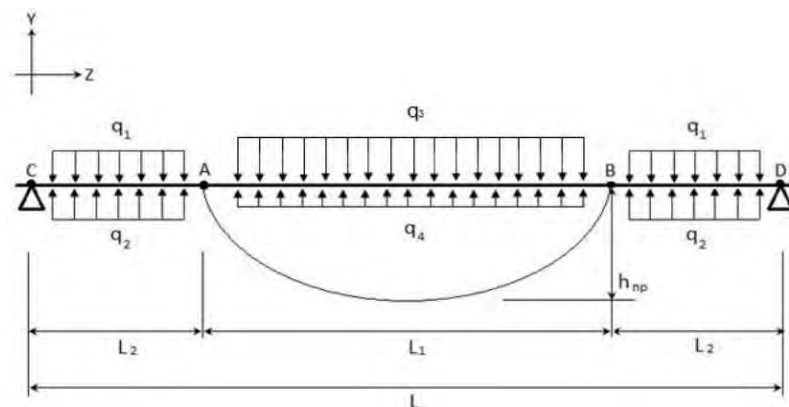


Рисунок 4. Распределение нагрузки трубопровода в зоне растепления грунта:

- q_1 – нагрузка от собственного веса грунта, Н/м; q_2 – реакция грунта, Н/м;
- q_3 – нагрузка от собственного веса грунта в зоне растепления, Н/м;
- q_4 – реакция грунта в зоне растепления ММГ, Н/м

Рассмотрим растепление вечномерзлого грунта в зоне АВ, в оставшихся областях нагрузка не задается. Ввиду комплексной сложности про-

ведения расчета, полученную систему уравнений необходимо решать численным методом. Наиболее приемлемым способом расчета перемещений упругой балки является метод прогонки. Конечным результатом расчета является конечное положение от совокупной нагрузки.

Авторы благодарят за поддержку данного исследования национальный проект «Наука и университеты» Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (FEWN-2021-0012).

Библиографический список

1. Голик, В. В. Мониторинг теплофизических параметров магистральных трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях арктической зоны РФ / В. В. Голик, Ю. Д. Земенков, А. А. Гладенко. – Текст : непосредственный // Техника и технология нефтехимического и нефтегазового производства : материалы Междунар. науч.-практ. конф. – Омск, 2020. – С. 230–231.

2. Кутлыева, З. Р. Расчет регулируемого теплообмена наземного трубопровода в насыпи в режиме самопогружения с замерзшей поверхностью / З. Р. Кутлыева, Н. А. Гаррис, О. А. Глухов. – DOI 10.17122/ngdelo-2019-5-62-71. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17, № 5. – С. 62–71.

3. Оценка плано-высотного положения трубопровода на участках с многолетнемерзлыми грунтами / Ю. В. Лисин, А. А. Александров, В. И. Ларионов, М. А. Козлов. – Текст : непосредственный // Вестник МГТУ им. Н. Э. Баумана. Серия Машиностроение. – 2012. – № 3. – С. 68–79.

Распределение параметров исходных сейсмических воздействий по трассе газопровода «Южный поток» на дне Черного моря

Ковачев С. А.

Институт океанологии им. П. П. Ширшова РАН, г. Москва

Планировавшееся строительство газопровода «Южный поток» требовало выполнения расчетов исходных сейсмических воздействий по профилю трассы. Разработка сеймотектонических моделей, необходимых для оценки параметров исходных сейсмических воздействий для морских объектов при отсутствии сейсмологического мониторинга с использованием временных донных [1-9] и постоянно действующих сейсмических станций [10] невозможно оценивать методами, изложенными в работах [11-13]. Предполагалось, что газопровод Южный поток будет начинаться в Российском секторе Черного моря в районе Анапы и заканчиваться в Болгарском секторе в районе Варны, проходя по абиссали Черного моря (рисунок 1). Поэтому были использованы методики, применимые для морского дна [5, 6].

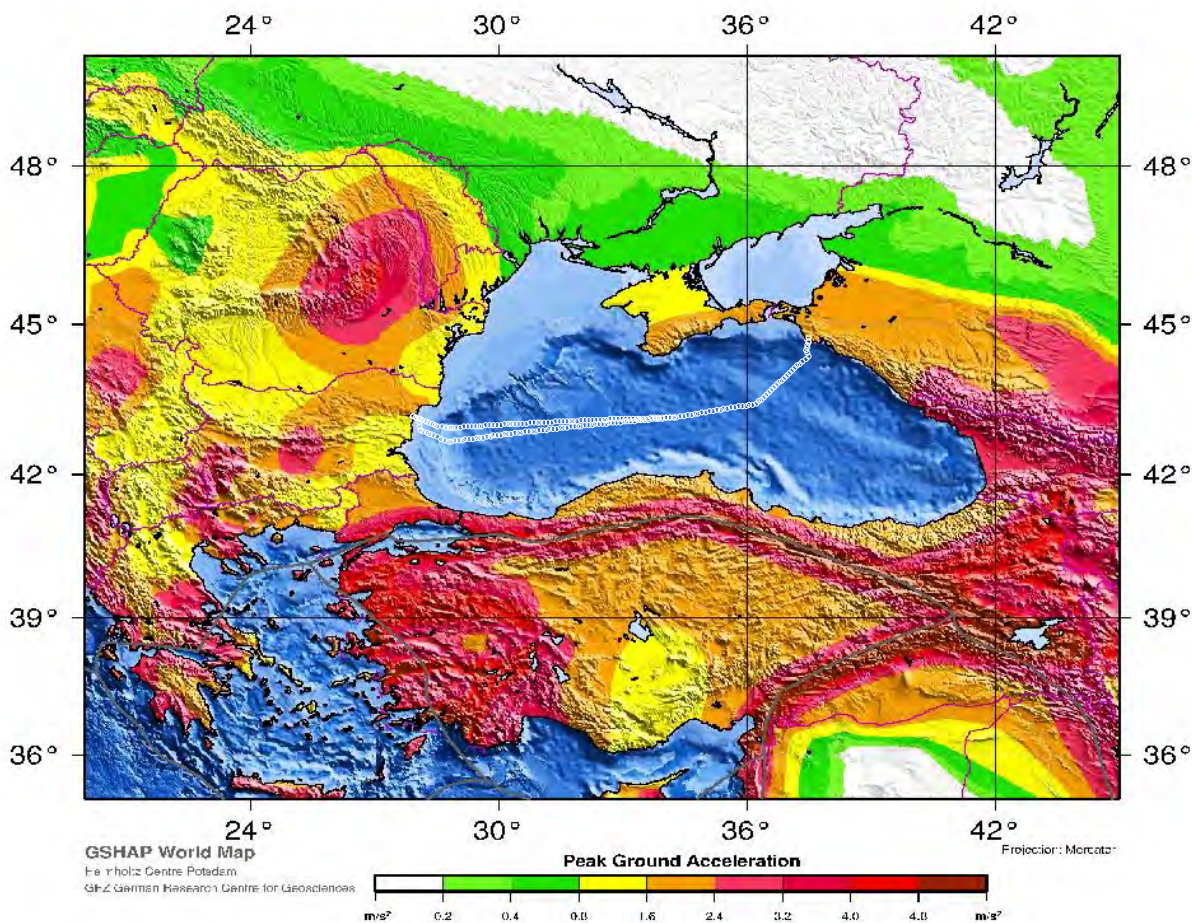


Рисунок 1. Фрагмент карты сейсмической опасности для Черного моря, полученной по проекту GSHAP и использованный, как основа для уточнения исходной сейсмичности. Ожидаемое PGA (пиковое ускорение грунта) для периода повторяемости $T = 500$ лет показан цветом. Для территорий выхода на берег газопровода, как в районе Анапы, так и в районе Варны $PGA = 160-240 \text{ см/с}^2$, что соответствует $I_{MSK} = 8 \pm 0,3$ балла

При уточнении исходной сейсмичности вероятностным методом используются три вида моделей (существующие или модифицированные):

а) модели, описывающие зоны возникновения очагов землетрясений (зоны ВОЗ), их конфигурацию в пространстве, максимальную магнитуду возможных землетрясений, глубину залегания очагов землетрясений, преобладающий тип смещения в очагах и др. (модели зон ВОЗ);

б) модели, описывающие повторяемость землетрясений различной магнитуды в разных зонах ВОЗ (графики повторяемости землетрясений);

в) модели, описывающие затухание сейсмических колебаний, вызванных землетрясениями различной магнитуды, от расстояния (модели затухания сильных движений грунта).

В качестве сеймотектонической модели Черного моря была использована модель, построенная по проекту GSHAP (рисунок 2).

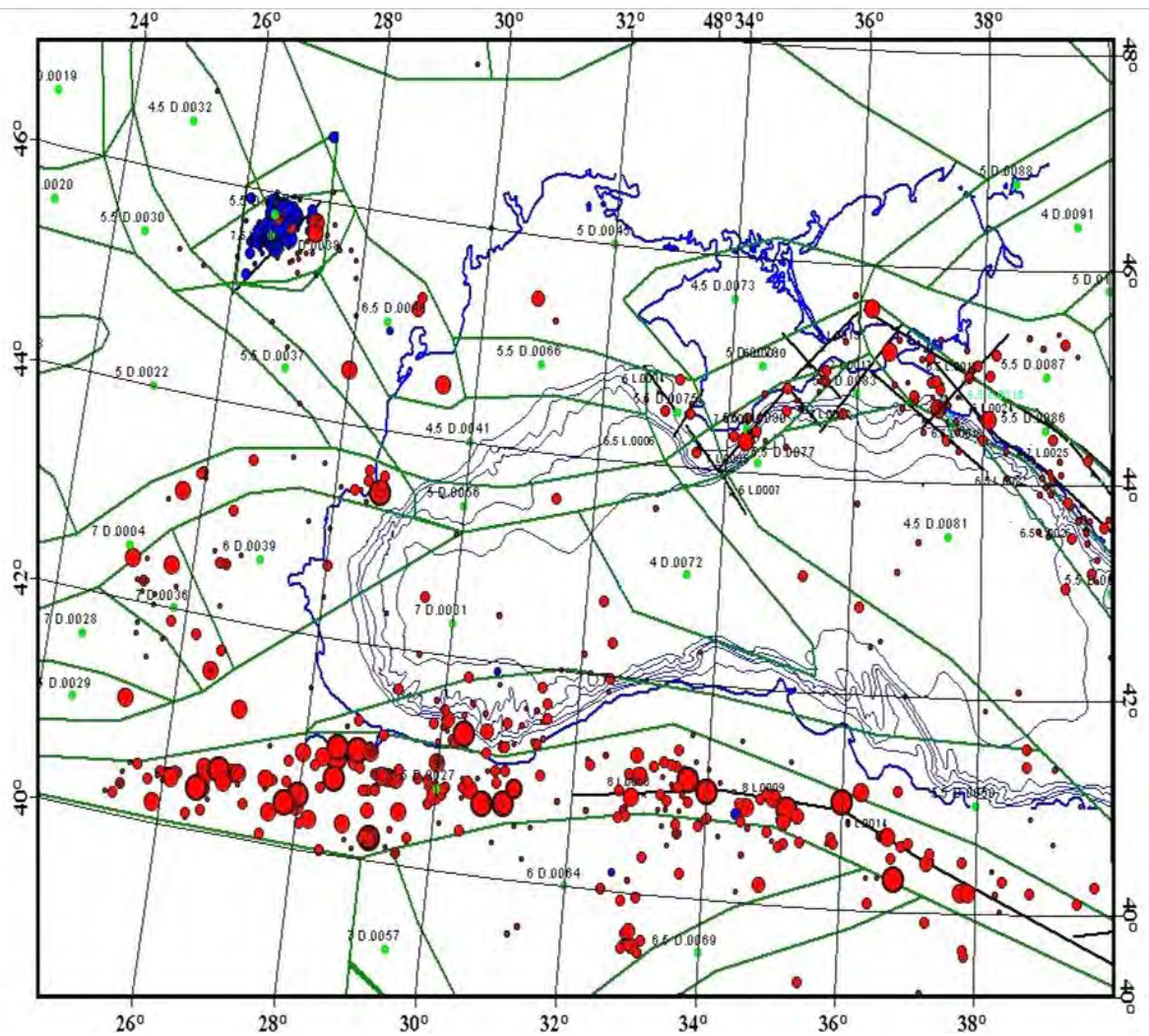
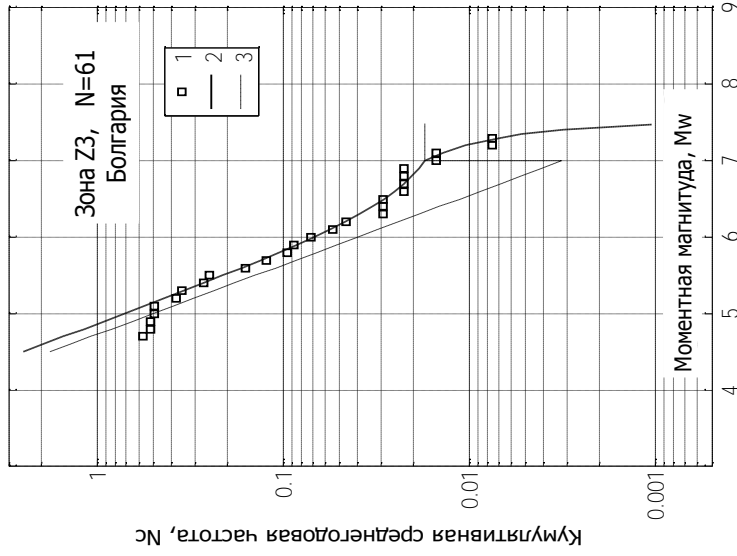
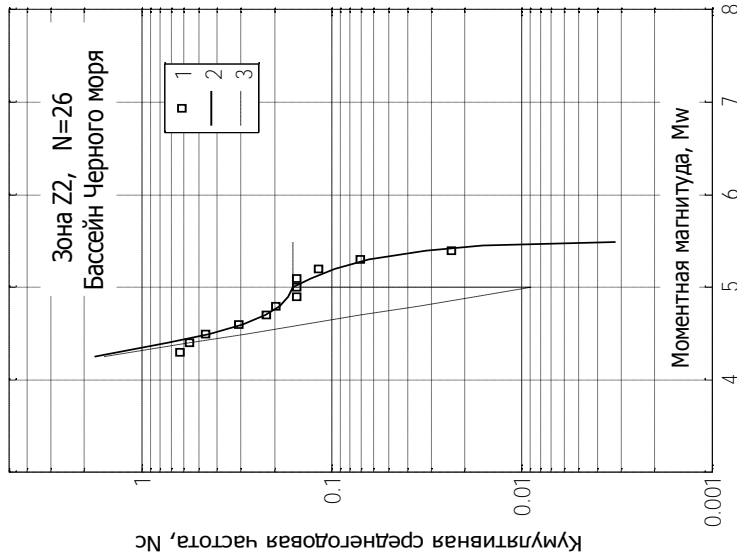
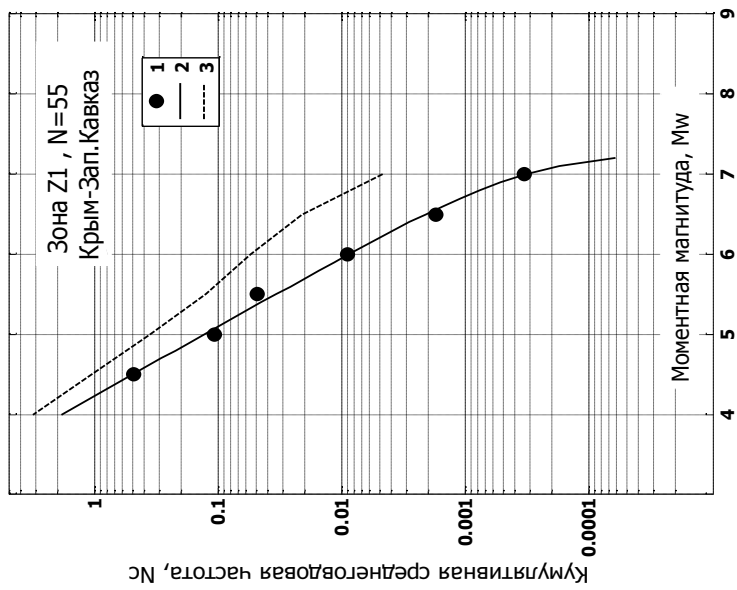


Рисунок 2. Модифицированная модель, построенная по проекту GSHAP (GLOBAL SEISMIC HAZARD ASSESSMENT PROGRAM)

Черные линии на рисунке – оси линейментов (L), зеленые линии – границы площадных очаговых зон (D). Цифры перед L и D обозначают максимальную магнитуду землетрясения, а цифры после L и D – порядковый номер зоны в модели. Кресточки – эпицентры исторических землетрясений, масштабированные по магнитуде землетрясения M_w : красные – мелкофокусные ($h \leq 70$ км) и синие – средней глубины ($h > 70$ км).

Три графика повторяемости (модели повторяемости землетрясений) показаны на рисунке 3. Они построены для 3-х районов Черного моря: российского сектора, включая Крым и Западный Кавказ, абиссали и болгарского сектора в районе Варны.



Зона Крым – Западный Квказ

Абиссаль Черного моря

Болгария и западный шельф
Черного моря

Рисунок 3. Графики повторяемости землетрясений для Черного моря
(пунктир – расчетный, сплошной – наблюдаемый)

Из рисунка 3 видно, что в районе Варны и Анапы возможны землетрясения с магнитудой 7-7.5, причем в районе Варны они происходят на порядок чаще, чем в районе Анапы. В абиссали Черного моря максимальная магнитуда землетрясений не превышает 5.5.

В качестве моделей затухания пикового и спектрального ускорения были использованы европейские модели, разработанные на основе базы данных о сильных движениях грунта, вызванных европейскими землетрясениями. Авторы этих моделей: Sabetta и Pugliese, 1996; Ambraseys и др., 2005; Kalkan и Gulkan, 2004, 2005; Danciu и Tselentis, 2007; 2009; Akkar и Bommer, 2010 и др. (<https://core.ac.uk/download/pdf/76990688.pdf>).

Расчеты сейсмической опасности с помощью программы SEISRISK III были выполнены для 206 точек, выбранных с приблизительным шагом около 5-7 км по маршруту Анапа – Варна и альтернативному маршруту (рисунок 1).

Расчеты пикового спектра реакции по ускорению при 5% демпфировании (затухании) проводились с различными комбинациями 2-х типов зон ВОЗ (использованы 3 модели для региона Анапы). Расчеты проводились в сочетании с графиками различной повторяемости землетрясений и с 4 различными моделями затухания пиковых и спектральных ускорений движения грунта. Такой подход позволяет найти наиболее вероятные оценки параметров сейсмической опасности. Результаты расчетов приводятся на рисунке 4. Из рисунка видно, что исходные сейсмические воздействия (PGA) для периода повторения сотрясений 1000 лет в районе Анапы могут превысить 0.3g, в абиссали они не превышают 0.22g, а в болгарском секторе Черного моря они не превосходят 0.29g.

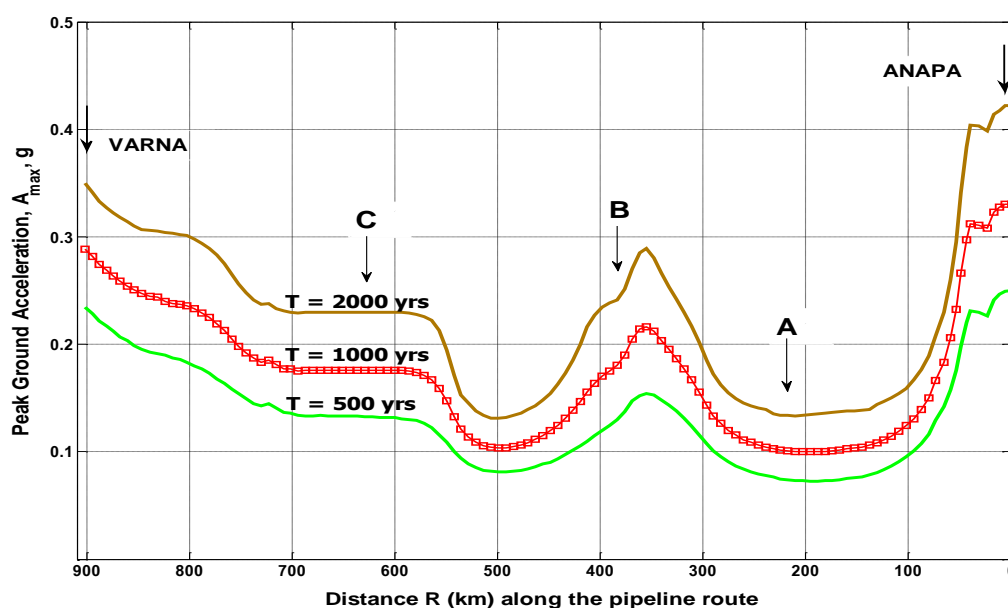


Рисунок 4. PGA для проектного маршрута газопровода «Южный поток»

Работа выполнена по проекту РНФ (Грант № 23-17-00125, разработка методов интерпретации данных) и по Государственному заданию № FMWE-2021-0004, обработка данных.

Библиографический список

1. Seismicity of the earth crust of south-east part of Tyrrhenian Sea (from the results of bottom and ground seismic observations) / S. L. Solov'ev, M. Ferrì, I. P. Kuzin, S. A. Kovachev. – Текст : непосредственный // Доклады Академии наук СССР. – 1989. – Т. 305, № 6. – С. 1339.

2. Ocean-bottom seismographs based on broadband MET sensors : architecture and deployments case study in the Arctic / A. A. Krylov, S. A. Kovachev, D. A. Ilinskiy [et al.]. – DOI 10.3390/s21123979. – Direct text // Sensors. – 2021. – Vol. 21, Issue 12. – P. 3979.

3. Соловьёв, С. Л. Об определении локальной магнитуды местных землетрясений по наблюдениям донных сейсмографов / С. Л. Соловьёв, С. А. Ковачёв. – Текст : непосредственный // Физика Земли. – 1996. – № 5. – С. 26.

4. Глубоководная донная самовсплывающая сейсмологическая станция АДС-8 / С. Л. Соловьёв, Е. А. Контарь, Т. А. Дозоров, С. А. Ковачев. – Текст : непосредственный // Известия АН СССР. Физика Земли. – 1988. – № 9. – С. 75.

5. Сеймотектоника и сейсмичность лаптевоморского региона: состояние вопроса и первый опыт годичной постановки донных сеймостанций на шельфе / А. А. Крылов, А. И. Иващенко, С. А. Ковачев [и др.]. – Текст : непосредственный // Вулканология и сейсмология. – 2020. – № 6. – С. 33–49.

6. Seismicity of the crust of the Aegean Sea from sea bottom seismological observations / S. L. Solov'ev, S. A. Kovachev, I. P. Kuzin, S. Tassos. – Текст : непосредственный // Доклады Академии наук СССР. – 1989. – Т. 305, № 5. – С. 1085.

7. Основные направления и предварительные результаты исследований на научно-исследовательском судне «Рифт» в Каспийском море (апрель май 2006 г.) / Л. И. Лобковский, Л. Р. Мерклин, С. А. Ковачев [и др.]. – Текст : непосредственный // Океанология. – 2007. – Т. 47, № 5. – С. 795–800.

8. Сейсмоактивность поперечных нарушений в Ольхонско-Святоносской зоне озера Байкал / С. Л. Соловьёв, С. А. Ковачев, Л. А. Мишарина, Г. Ф. Уфимцев. – Текст : непосредственный // Доклады Академии наук СССР. – 1989. – Т. 309, № 1. – С. 61.

9. Ковачев, С. А. Морские сейсмологические наблюдения в районе Центральных Курил перед катастрофическими землетрясениями в ноябре 2006 г. ($M=8.3$) и январе 2007 г. ($M=8.1$) / С. А. Ковачев, И. П. Кузин, Л. И. Лобковский. – Текст : непосредственный // Физика Земли. – 2009. – № 9. – С. 48–65.

10. Лобковский, Л. И. Система геодинамического мониторинга нефтегазодобычи на шельфе на примере морского нефтегазового месторождения имени Ю. Корчагина / Л. И. Лобковский, С. А. Ковачев. – Текст : непосредственный // Защита окружающей среда в нефтегазовом комплексе. – 2010. – № 11. – С. 11–14.

11. Сейсмогенез и структура Центрального Башкортостана / Ю. В. Казанцев, Т. Т. Казанцева, М. А. Камалетдинов [и др.]. – Уфа : Гилем. – 1996. – 71 с. – Текст : непосредственный.

12. Первая тектоносейсмическая карта Восточного Башкортостана / Ю. В. Казанцев, Т. Т. Казанцева, М. А. Камалетдинов [и др.]. – Уфа : Гилем. – 1995. – 44 с. – Текст : непосредственный.

13. Первые результаты сеймотектонических исследований на территории Башкортостана / Ю. В. Казанцев, Т. Т. Казанцева, М. А. Камалетдинов, С. А. Ковачев. – Текст : непосредственный // Доклады Академии наук. – 1995. – Т. 344, № 6. – С. 801–805.

Сейсмическое микрорайонирование трассы газопровода «Южный поток» на дне Черного моря

Ковачев С. А.

Институт океанологии им. П. П. Ширшова РАН, г. Москва

Для учета влияния донного грунта на параметры сейсмических воздействия для морского участка трассы газопровода Южный поток (сейсмическое микрорайонирование, СМР) использовались различные методы, в том числе численное моделирование распространения сейсмических волн в грунтовых разрезах морского дна. Для моделирования применялся алгоритм компьютерной программы NERA (Nonlinear Earthquake Response Analysis, Бардет и Тобита, 2001, <https://www.researchgate.net/publication/274955567>). Этот алгоритм реализован в среде MatLab, что позволяет выполнять пакетную обработку данных и существенно ускорить процесс моделирования. Входной сигнал задается в виде акселерограммы реального землетрясения или события, сгенерированного искусственным путем. В нашем случае использовались синтетические акселерограммы, сгенерированные методом, изложенным в работе (Sabetta and Pugliese, <https://www.researchgate.net/publication/235011499>). Акселерограммы были рассчитаны для землетрясений, вносящих наибольший эффект в сейсмический риск для периода повторяемости $T = 1000$ лет после уточнения распределения параметров исходных сейсмических воздействий вдоль трассы газопровода Южный поток. Упор на численное моделирование при СМР пришлось сделать из-за малого количества записей землетрясений, полученных на морском дне в районе трассы газопровода, как это было сделано в работах [1-10]. Морские условия также не позволили использовать мето-

ды сеймотектонических исследований, изложенные, например, в работах [11-13]. Были доступны только данные о скоростном строении земной коры в абиссали Черного моря [14].

Для использования расчетного метода СМР было необходимо разработать грунтовые разрезы донных осадков вдоль трассы газопровода, которые должны включать в себя данные о скоростях сейсмических волн, плотности осадков и другие параметры, необходимые для расчетов по программе NERA.

По данным геолого-геофизических исследований (сейсмические исследования, отбор проб, лабораторные испытания) верхняя часть геологического разреза на шельфе Черного моря в районе Анапы сложена очень мягкими глинами, мощность которых составляет 3-14 м. Глины подстилаются флишем. Очень контрастная граница сейсмической жесткости «мягкие глины – флиш» ($V_s=110$ м/с, $\rho=1,4-1,6$ г/см³ – для глин и $V_s=1000-1200$ м/с, $\rho=2,4-2,6$ г/см³ – для флиша) вызывает резонансный эффект в слоях мягких глин и значительное увеличение интенсивности сейсмических колебаний на дне российского шельфа (рисунок 1).

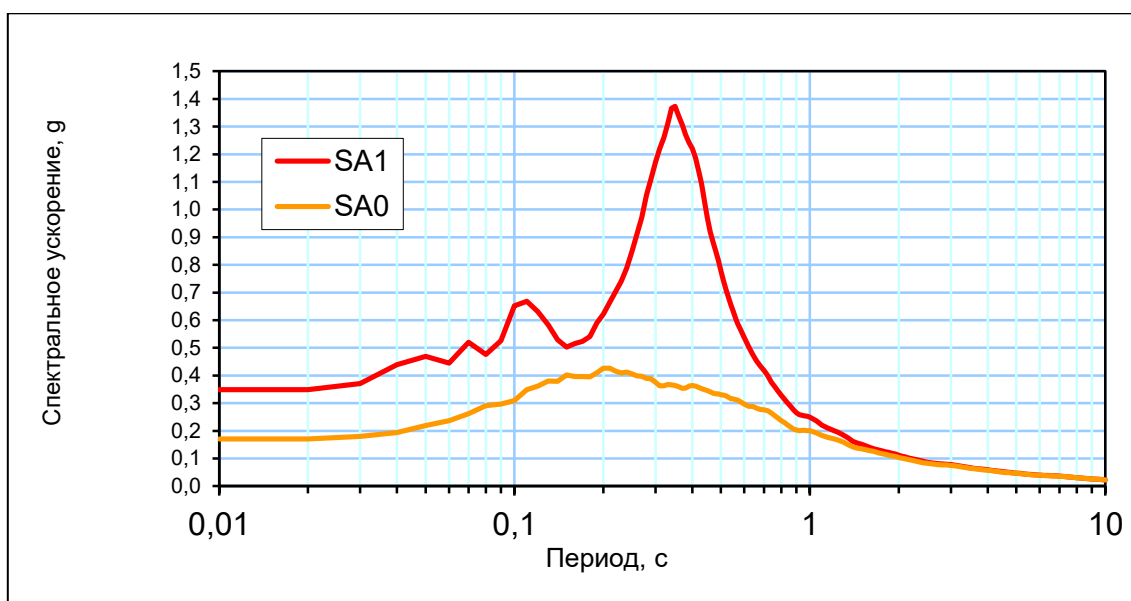


Рисунок 1. Спектры реакции по ускорению для одной из точек газопровода «Южный поток», расположенной на российском шельфе. Для поверхности морского дна (красная кривая) и подошвы глин (оранжевая кривая)

В глубоководной части Черного моря на российском, турецком и болгарском участках трассы газопровода «Южный поток» грунты в основном одинаковые. Это мягкие и очень мягкие глины мощностью от 3 до 12 м, которые подстилаются полутвердыми глинами с прослоями песка. Изменение параметров сейсмических колебаний здесь зависит от положения расчетной точки относительно зон возможных землетрясений (разломов). Спектры реакции, полученные для одной из точек в абиссали, показаны на рисунке 2.

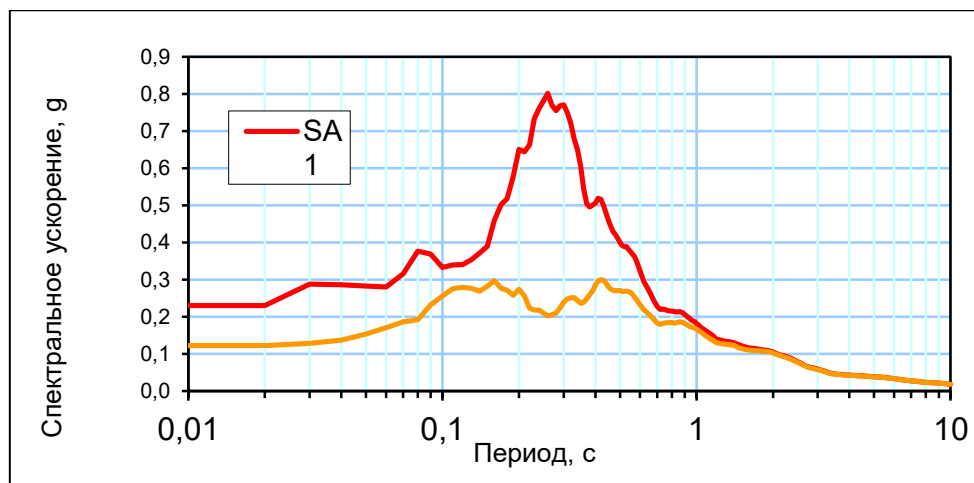


Рисунок 2. Спектры реакции по ускорению для одной из точек газопровода «Южный поток», расположенной в абиссали. Для поверхности морского дна (красная кривая) и подошвы мягких глин (оранжевая кривая)

Параметры начальных сейсмических воздействий для выбранных расчетных точек СМР на болгарском континентальном склоне и шельфе Черного моря в основном определяются расстоянием до зоны Караклианского разлома. Здесь верхняя часть отложений представлена до глубин 3-11 м очень мягкими и мягкими органическими глинами, следующий слой – прослой песка (илистый песок), под которыми ниже погребены оползневые тела или материал мутьевых потоков.

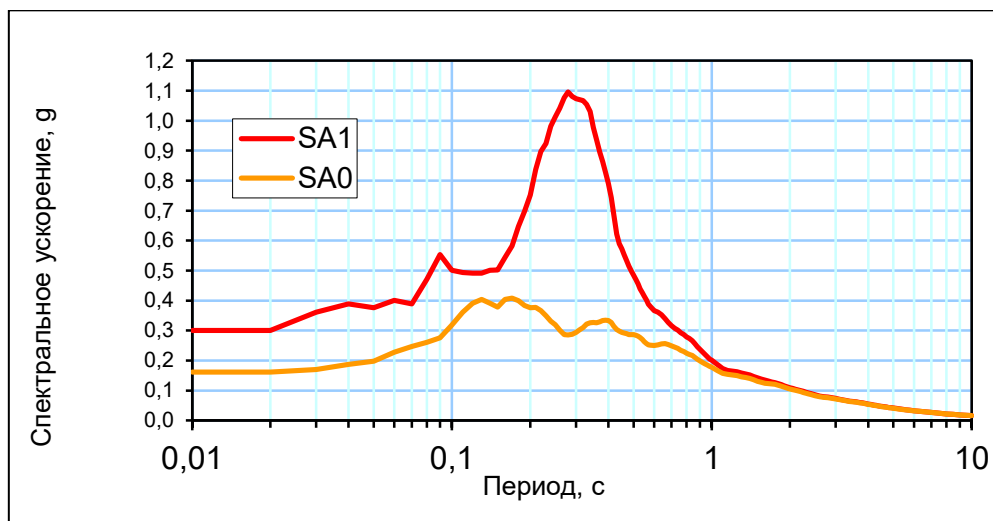


Рисунок 3. Спектры реакции по ускорению для одной из точек газопровода «Южный поток», расположенной на болгарском шельфе Черного моря. Для поверхности морского дна (красная кривая) и кровли песков (оранжевая кривая)

Всего были выполнены расчеты для 129 точек, расположенных достаточно равномерно по трассе газопровода «Южный поток». Диаграмма на рисунке 4 представляет изменение максимальных сейсмических воздей-

ствий (PGA в g) вдоль трассы газопровода от Анапы до Варны в трехмерном изображении, где X и Y – координаты в проекции Ламберта (долгота и широта соответственно).

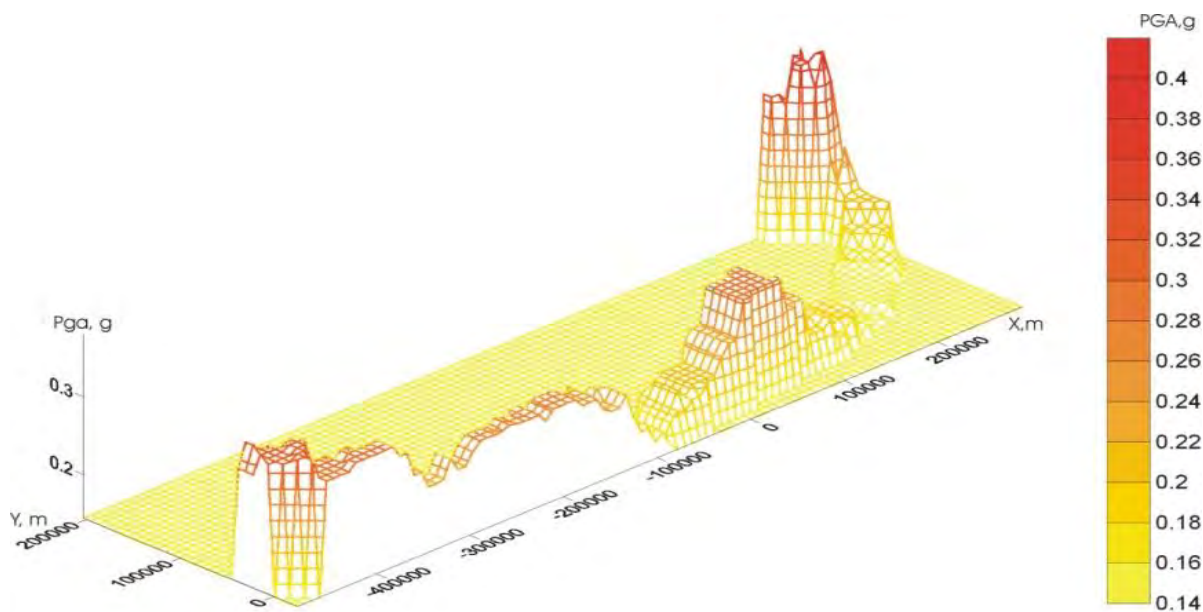


Рисунок 4. Изменение PGA вдоль трассы газопровода Южный поток от Анапы до Варны с учетом грунтовых условий

Выполненные исследования показали, что наиболее опасными участками трассы газопровода «Южный поток» являются шельф и дно континентального склона в российском секторе Черного моря, где пиковые горизонтальные ускорения PGA могут достигать 0,38–0,39 g или 8,9 баллов по шкале MSK-64. Наименее опасным является российский континентальный склон Черного моря, где сейсмическое воздействие не усиливается, а значения PGA не превышают 0,19 g или 7,9 балла по шкале MSK-64. Пиковое горизонтальное ускорение (PGA) в глубоководной части Черного моря не превышает значения 0,28 g, что соответствует 8,4 балла шкалы MSK-64.

Значения ожидаемых пиковых горизонтальных ускорений PGA на болгарском материковом склоне по трассе газопровода «Южный поток» не превышают 0,32 g, что соответствует 8,6 балла по шкале MSK-64.

Работа выполнена по проекту РНФ (Грант № 23-17-00125, разработка методов интерпретации данных) и по Государственному заданию № FMWE-2021-0004, обработка данных.

Библиографический список

1. Seismicity of the earth crust of south-east part of Tyrrhenian Sea, (from the results of bottom and ground seismic observations) / S. L. Solov'ev, M. Ferri, I. P. Kuzin, S. A. Kovachev. – Текст : непосредственный // Доклады Академии наук СССР. – 1989. – Т. 305, № 6. – С. 1339.

2. Ocean-bottom seismographs based on broadband MET sensors : architecture and deployments case study in the Arctic / A. A. Krylov, S. A. Kovachev, D. A. Ilinskiy [et al.]. – DOI 10.3390/s21123979. – Direct text // Sensors. – 2021. – Vol. 21, Issue 12. – P. 3979.

3. Соловьёв, С. Л. Об определении локальной магнитуды местных землетрясений по наблюдениям донных сейсмографов / С. Л. Соловьёв, С. А. Ковачёв. – Текст : непосредственный // Физика Земли. – 1996. – № 5. – С. 26.

4. Глубоководная донная самовсплывающая сейсмологическая станция АДС-8 / С. Л. Соловьёв, Е. А. Контарь, Т. А. Дозоров, С. А. Ковачев. – Текст : непосредственный // Известия АН СССР. Физика Земли. – 1988. – № 9. – С. 75.

5. Сеймотектоника и сейсмичность лаптевоморского региона: состояние вопроса и первый опыт годичной постановки донных сейсмостанций на шельфе / А. А. Крылов, А. И. Иващенко, С. А. Ковачев [и др.]. – Текст : непосредственный // Вулканология и сейсмология. – 2020. – № 6. – С. 33–49.

6. Seismicity of the crust of the Aegean Sea from sea bottom seismological observations / S. L. Solov'ev, S. A. Kovachev, I. P. Kuzin, S. Tassos. – Текст : непосредственный // Доклады Академии наук СССР. – 1989. – Т. 305, № 5. – С. 1085.

7. Основные направления и предварительные результаты исследований на научно-исследовательском судне «Рифт» в Каспийском море (апрель–май 2006 г.) / Л. И. Лобковский, Л. Р. Мерклин, С. А. Ковачев [и др.]. – Текст : непосредственный // Океанология. – 2007. – Т. 47, № 5. – С. 795–800.

8. Сейсмоактивность поперечных нарушений в Ольхонско-Святоносской зоне озера Байкал / С. Л. Соловьёв, С. А. Ковачев, Л. А. Мишарина, Г. Ф. Уфимцев. – Текст : непосредственный // Доклады Академии наук СССР. – 1989. – Т. 309, № 1. – С. 61.

9. Ковачев, С. А. Морские сейсмологические наблюдения в районе Центральных Курил перед катастрофическими землетрясениями в ноябре 2006 г. ($M=8.3$) и январе 2007 г. ($M=8.1$) / С. А. Ковачев, И. П. Кузин, Л. И. Лобковский. – Текст : непосредственный // Физика Земли. – 2009. – № 9. – С. 48–65.

10. Лобковский, Л. И. Система геодинамического мониторинга нефтегазодобычи на шельфе на примере морского нефтегазового месторождения имени Ю. Корчагина / Л. И. Лобковский, С. А. Ковачев. – Текст : непосредственный // Защита окружающей среда в нефтегазовом комплексе. – 2010. – № 11. – С. 11–14.

11. Сейсмогенез и структура Центрального Башкортостана / Ю. В. Казанцев, Т. Т. Казанцева, М. А. Камалетдинов [и др.]. – Уфа : Гилем, 1996. – 71 с. – Текст : непосредственный.

12. Первая тектоносейсмическая карта Восточного Башкортостана / Ю. В. Казанцев, Т. Т. Казанцева, М. А. Камалетдинов [и др.]. – Уфа : Гилем, 1995. – 44 с. – Текст : непосредственный.

13. Казанцев, Ю. В. Первые результаты сеймотектонических исследований на территории Башкортостана / Ю. В. Казанцев, Т. Т. Казанцева, М. А. Камалетдинов, С. А. Ковачев. – Текст : непосредственный // Доклады Академии наук. – 1995. – Т. 344, № 6. – С. 801–805.

14. Гринько, Б. Н. Строение вала Шатского (Черное море) по результатам региональных сейсмических исследований / Б. Н. Гринько, С. А. Ковачев, А. В. Хортов. – Текст : непосредственный // Бюллетень Московского общества испытателей природы. Отдел геологический. – 2004. – Т. 79, № 3. – С. 3–7.

К вопросу о результатах бурения и освоения Воскресенской и Дмитриевской параметрических скважинах в Курганской области

Леонтьев Д. С., Арсеньев А. А., Бугаев Т. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Авторы настоящей статьи уже не первый год занимаются вопросами, касающихся перспектив нефтегазоносности Курганского Зауралья. Основные результаты исследований опубликованы в работах [1-8].

В ряде работ [3-8] описываются факты, которые заставляют задуматься о перспективах нефтегазоносности Шадринского, Шатровского, Варгашинского, Лебяжьевского и Макушинского районов.

Вопрос о возобновлении поисковых работ на нефть и газ на территории Курганской области необходимо поднимать, ведь то, что к настоящему времени на территории области нет открытых нефтяных и газовых месторождений, вовсе не может говорить о том, что их там нет, ведь на текущий 2023 год изученность территории как геологическая, так и геофизическая, до сих пор остается на крайне низком уровне.

В настоящей статье авторы предлагают вернуться к вопросу о результатах бурения и освоения двух скважин в Мокроусовском районе Курганской области, а точнее Воскресенской, пробуренной вблизи деревень Лопырево и Воскресенка, и Дмитриевской, пробуренной вблизи деревни Рассвет.

Дмитриевская параметрическая скважина была заложена 12 декабря 1979 года в сводовой части одноименного перегиба (рисунок 1), 150 м восточнее пикета 110⁰⁰.

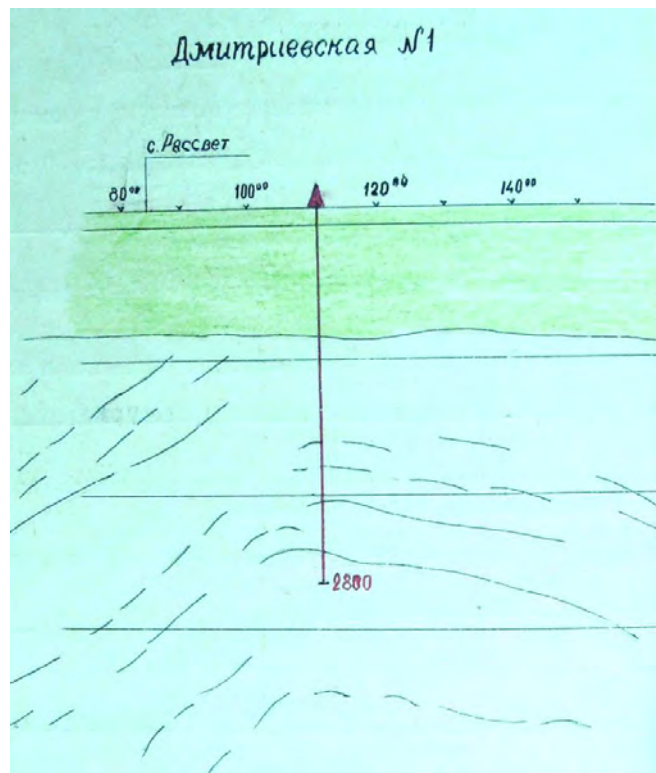


Рисунок 1. Дмитриевская скважина (схематично)

Цель бурения скважины – оценка перспектив нефтегазоносности доюрского комплекса пород, определение их стратиграфического уровня, изучение литологии, а также коллекторских свойств.

Фактическая конструкция скважины:

- направление диаметром 324 мм спущено на глубину 60 м, зацементировано до устья (соответствует плану);
- кондуктор диаметром 219 мм спущен на глубину 1057,9 м (план 1050 м), зацементирован на 945,9 м выше башмака.
- эксплуатационная колонна не спускалась (хотя по проекту была предусмотрена до глубины 2800 и цементирование на 1850 м выше башмака).

Важно отметить, что в процессе бурения скважины без отбора керна было пройдено более 100 м, тем самым был нарушен геолого-технический наряд.

Несоответствие параметров глинистого раствора привело к тому, что в интервале 2560-2690 м произошло осложнение в породах, склонных к обвалообразованию.

Параметры глинистого раствора при вскрытии отложений:

- удельный вес – 1,17 г/см³;
- условная вязкость – 35 сек;
- водоотдача 9 см³ за 30 мин.

По результатам бурения в скважине был испытан один объект (палеозойские отложения) в интервале 1058-2735 м. Испытанный интервал представлен переслаиванием эффузивных и терригенно-карбонатных пород.

По геофизическим данным в разрезе объектов для испытания не было выделено. Скважина испытывалась открытым стволом 3 января 1982 года.

Важно подчеркнуть, что до испытания скважина длительное время находилась в консервации, а точнее с 1 марта 1981 года. Причина консервации скважины – перевод буровой бригады на выполнение более важной геологической задачи – монтаж и бурение Диванкульской параметрической скважины № 5. Скважина практически 10 месяцев находилась в консервации. Ствол скважины был заполнен глинистым раствором удельным весом $1,2 \text{ г/см}^3$ (плотность подобрана с учетом репрессии на забой), устье скважины загерметизировано.

Вызов притока осуществлялся с помощью бурильного инструмента снижением уровня на 174 м и на 360 м.

В результате проведения резистивиметрии притока пластового флюида получено не было.

Хотелось бы по этому поводу дать некоторые комментарии.

К сожалению информации о пластовом давлении в деле скважины не имеется, а также о наличии зон АВПД или АНПД. Поэтому условно пластовое давление на забое скважины 2735 м равно 270-273 бар.

Гидростатическое давление столба бурового раствора с удельным весом $1,17 \text{ г/см}^3$ на забой скважины равен 313 бар (репрессия в среднем 43 бар).

При снижении уровня глинистого раствора в скважине на 174 м гидростатическое давление на забой равняется 293 бар (репрессия сохраняется).

При снижении уровня глинистого раствора в скважине на 360 м гидростатическое давление на забой равняется 273 бар (равновесие или минимальная репрессия сохраняется).

Не стоит забывать, что в интервале 2560-2590 м было осложнение с породами, а также нахождение скважины в консервации.

При создании депрессии в скважине как минимум можно было получить приток пластовой воды или же фильтрата глинистого раствора, ведь в процессе бурения и вскрытия поддерживалась репрессия и часть фильтрата глинистого раствора неизбежно проникало в пласты и создавало зону кольматации, а также формирование глинистой корки на стенках скважины. Однако ни того, ни другого флюида в интервале 1058-2735 м получено не было.

Скважина ликвидирована. Ликвидационные мосты уставлены в интервале 0-15 м, а также в интервале 1040-1090 м.

Воскресенская параметрическая скважина заложена в присводовой части Воскресенского положительного структурного перегиба на сейсмическом профиле 78.22.01. 10 февраля 1982 года.

Бурение скважины было начато 21 июня 1982 г. и осуществлялось Курганским нефтеразведочным участком Иртышской нефтегазоразведочной экспедиции с целью изучения доюрских отложений и поиска в них залежей нефти и газа. Проектная глубина скважины 2800 м.

Фактическая конструкция скважины:

– направление 426 мм спущено на глубину 60, зацементировано до устья (соответствует плану);

– кондуктор 299 мм спущен на глубину 904 м (проектная глубина – 1000 м), по плану – зацементирование до устья. Факт – «голова» цементного стакана в колонне на глубине 678 м. При разбурировании цементного стакана был установлен разрыв кондуктора в интервале 738-756 м (18 м). По данным АКЦ сцепление цемента с колонной отсутствует, кондуктор был зацементирован некачественно.

– промежуточная колонна 219 мм спущена на глубину 1094,8 м и зацементирована на 595 м выше башмака (по проекту было предусмотрено до глубины 1400 м и цементирование по всей длине);

– эксплуатационная колонна не спускалась (хотя по проекту была предусмотрена до глубины 2800 и цементирование на 1500 м выше башмака).

«Кровля» палеозойских отложений, представленных терригенными, терригенно-карбонатными, карбонатными отложениями вскрыта на глубине 1012 м.

При описании керна в интервалах глубин 1032-1037 м – известняк зеленовато-серый, местами с фиолетовым оттенком, при раскалывании резкий запах сероводорода; в интервалах глубин 1037-1044 м – известняк серый мелкокристаллический, при раскалывании резкий запах сероводорода; в интервалах глубин 1052-1060 м – известняк серый, темно-серый, кремнистый, при раскалывании резкий запах сероводорода; в интервалах глубин 1094,3-1098,4 м – известняк серый, светло-серый, мелкокристаллический, при раскалывании резкий запах сероводорода; в интервалах глубин 1124-1129,2 м – доломит темно-серый, мелкокристаллический, при раскалывании слабый запах сероводорода. Резкие запахи сероводорода были отмечены в керне так же на глубинах 1352,2-1355,4 м; 1412,7-1413,7 м; 1537,7-1540,7 м и 1604,3-1610,6 м.

Однако в процессе бурения скважины газонефтеводопроявлений отмечено не было.

В процессе строительства скважины было проведено опробование двух объектов (палеозойские отложения), представленные доломитами и известняками в интервале 1126-1175 м. Перед опробованием ствол скважины был заполнен глинистым раствором с удельным весом $1,16 \text{ г/см}^3$, условной вязкостью 28 сек, водоотдачей 8 см^3 за 30 мин. Спуск КИИ был произведен дважды.

В результате первого спуска был получен приток глинистого раствора.

В результате второго спуска при начальной депрессии 55 атм за 247 мин открытого периода был получен приток в объеме $5,1 \text{ м}^3$, в т.ч. $3,4 \text{ м}^3$ – глинистый раствор, $2,7 \text{ м}^3$ – пластовая минерализованная вода с фильтратом. КВД не была записана по причине неисправности запорно-поворотного клапана.

При средней депрессии 35 кгс/см^2 приток составил $240 \text{ м}^3/\text{сут}$. Отобранны пробы пластовой воды.

По результатам работ скважина ликвидирована. Ликвидационные цементные мосты установлены в интервалах 1072-1125 и 0-10 м.

По факту в скважине был испытан интервал, находящийся непосредственно под кондуктором. Почему не были испытаны другие интервалы? – не известно.

Библиографический список

1. Анализ и перспективы поисково-разведочных работ на нефть и газ в Курганской области : монография / А. А. Арсеньев, В. М. Александров, А. Ю. Белонос [и др.] ; под редакцией члена-корреспондента РАН А. Р. Курчикова. – Тюмень : ТИУ, 2019. – 339 с. – Текст : непосредственный.

2. Арсеньев, А. А. Анализ результатов бурения Курганской параметрической скважины / А. А. Арсеньев, Д. С. Леонтьев. – Текст : непосредственный // Нефть и газ : технологии и инновации : материалы Национальной научно-практической конференции. В 2 томах. Т. 1 / отв. ред. Н. В. Гумерова. – Тюмень : ТИУ, 2021. – С. 69–71.

3. Арсеньев, А. А. Естественные нефтегазопроявления в Курганской области / А. А. Арсеньев, Д. С. Леонтьев. – Текст : непосредственный // Материалы Всероссийской научно-практической конференции «XX Зыряновские чтения» : сборник статей / отв. ред. В. С. Никифорова, Л. П. Чукомина. – Курган : КГУ, 2022. – 220 с.

4. Арсеньев, А. А. Критический анализ результатов бурения на нефть и газ в Курганской области / А. А. Арсеньев, В. М. Александров, Н. Н. Закиров. – Текст : непосредственный // Материалы международной научно-практической конференции «Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки» : сборник статей / отв. ред. В. П. Овчинников. – Тюмень : ТИУ, 2021. – 249 с.

5. Арсеньев, А. А. Нефтегазопроявления глубоких скважин Курганской области / А. А. Арсеньев, С. Ф. Мулявин. – Текст : непосредственный // Нефть и газ. – 2019. – № 2. – С. 7–16.

6. Арсеньев, А. А. Нефть и газ Курганской области / А. А. Арсеньев, Д. С. Леонтьев, М. Д. Заватский. – DOI 10.31660/0445-0108-2021-3-9-24. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2021. – № 3. – С. 9–24.

7. Нефть и газ Курганского Зауралья — география и история поисков / А. А. Арсеньев, В. М. Александров, Н. Н. Закиров [и др.] ; под редакцией академика РАН В. П. Мельникова. – Тюмень : ТИУ, 2021. – 340 с. – Текст : непосредственный.

8. Нефть и газ Курганского Зауралья — прошлое, настоящее и будущее / А. А. Арсеньев, В. М. Александров, Н. Н. Закиров [и др.] ; под редакцией академика РАН В. П. Мельникова. – Тюмень : ТИУ, 2021. – 362 с. – Текст : непосредственный.

СЕКЦИЯ «Автоматизация, моделирование и информационные технологии в нефтегазовой отрасли и геологии»

Поросетевая модель фильтрации жидкости в пустотном пространстве породы-коллектора

Аристов А. И.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Моделирование в масштабе пор (первичные и вторичные) находит широкое применение для описания макроскопических потоков в нефтегазовой и химической технике. Относительная проницаемость, водонасыщенность, капиллярное давление в текстуре породы-коллектора могут быть оценены с помощью соответствующей модели поровой сети. Физические процессы, происходящие в микроскопическом масштабе пор, дают концептуальное представление к выбору первичной концепции воздействия на продуктивные отложения для повышения коэффициента извлечения углеводородов [1].

Понимание комплексных закономерностей между потоком флюидов и различными геологическими сущностями имеет решающее значение для математического понимания закономерностей фильтрационных явлений соответствующего масштаба и дальнейшей их геометрической проекции [2].

Влияние различных текстурных типов на фильтрационный поток может быть весьма разнообразным и сложным. В этом процессе играют важную роль такие характеристики, как, например, неоднородность и пространственное распределение поровых каналов, суммарная фрактальная размерность и шероховатость поверхности минеральных частиц, коэффициент сортировки (параметр, отражающий концентрацию распределения пор и каналов в геологических слоях).

Открытые трещины, такие как швы, могут обладать высокой проводимостью, в то время как сцементированные трещины (жилы) или полосы деформации могут быть непроводящими или обладать очень низкой проницаемостью. Точное разграничение этих геологических характеристик крайне важно, поскольку они могут выступать как в качестве каналов, так и барьеров для потока флюидов и даже демонстрировать анизотропные свойства потока. Более того, свойства потока в разломах и трещинах могут быть переходными или циклическими, поскольку они динамически изменяются между открытым и закрытым состояниями в результате таких процессов, как первичное разрушение геологической структуры толщи, уплотнение и повторное разрушение (так называемое «трещинно-пломбировочное поведение»), формируя вторичные кластеры пор и пустот [3].

Для изучения структурно-текстурных особенностей трещиноватопористых сред стали незаменимыми технологии цифровизации керновых дан-

ных, такие как «цифровой керн» и «модель поровой сети (МПС)». В настоящее время для построения МПС широко используется метод максимального шара (МШ), основанный на вокселях (пространственных пикселях). Этот метод предполагает представление сложной структуры трещиновато-пористой среды в виде цифровых образов округлой формы, где каждый воксель представляет собой дискретный элемент геологической структуры.

При исследовании моделей двухфазных поровых сетей (МДПС) можно выделить два основных класса: квазистатические МДПС и динамические МДПС. Квазистатическая МДПС ориентирована на решение задачи о равновесном состоянии двухфазных смещений с учетом глобального перепада давления по всей исследуемой области. Этот класс МДПС не связан с переходными процессами и позволяет получить представление о стационарном состоянии потока жидкостей. С другой стороны, динамические МДПС направлены на моделирование переходных процессов, отражая миграцию жидкостей и перемещение границ раздела в поровой сети с течением времени.

Для динамической МДПС обычно используются две формулы: формула с одной переменной давления и формула с двумя переменными давления. В формуле с одной переменной предполагается, что обе фазы находятся под одним и тем же давлением. В то время как в формуле с двумя переменными рассматриваются отдельные давления для каждой фазы. Эти формулы позволяют более детально представить поведение флюидов и динамику границ раздела в поровой сети.

Говоря о теории графов и ее роли в анализе поросетевых моделей, отметим, что графы - математические структуры, используемые для моделирования парных отношений между объектами. Они играют важную роль в анализе различных пространственных взаимосвязей в модели трещиновато-пористых тел. Представив модель пласта в виде сетей пространственных графов, можно изучать его вероятностные направления фронта проводимости в микро-мезо и макро- масштабах.

Данный процесс реализуется путем преобразования исходной модели трещиновато-пористого тела, состоящего из пространственных ячеек в представлении вершинно-краевых графов. Узлы графа соответствуют отдельным ячейкам модели трещиновато-пористого тела с соответствующими петрофизическими атрибутами, которые могут быть спроецированы на большие масштабы с учетом текстурных весов каждой ячейки. Выбор направлений каждой проекции реализуется формированием вероятностных ребер графов в рамках единой пространственной последовательности.

Следовательно, поросетевая модель представляет собой пространственный граф, в котором вершины соответствуют порам или пустотам в породе, а ребра – вероятностным каналам между ними.

Одной из основных задач при анализе пористых сред является поиск пути наименьшего сопротивления, который часто называют "кратчайшим путем". Этот путь может быть определен посредством присвоения весов

ребрам, учитывающих скорость фильтрационных потоков при соответствующих текстурных сопротивлениях для каждой фазы жидкости.

В качестве основного алгоритма для создания поросетевых моделей опробован SNOW. Идея состоит в том, чтобы разделить пустотное пространство породы на отдельные области пор, соединенных каналами, которые преобразовываются в узлы и ребра соответствующих пространственных графов. Затем с помощью теории перколяционного течения рассчитывается распределение фаз на основе инвазии. Это соответствует течению жидкостей в капиллярном режиме. В процессе инвазионной перколяции границы раздела между различными фазами перемещаются между соседними порами дискретными шагами, следуя по пути наименьшего сопротивления, определяемого геометрией пор и локальной смачиваемостью. После определения конфигурации фаз можно провести дальнейшее моделирование для расчета эффективной диффузионной способности сети при различных уровнях насыщения. Основным преимуществом данного подхода является простота многофазных алгоритмов по сравнению с методами прямого численного моделирования, которые требуют гораздо больших вычислительных ресурсов [4-6].

В качестве входных данных для апробации алгоритма использованы графические материалы макро- и микросъемки одного из образцов горных пород песчаника, которые были предварительно приведены к бинарному виду с целью выделения пустотности и вещества породы.

Были получены двумерное и трехмерные представления поросетевых моделей для образца размерами 30 мм на 30 мм (рисунки 1-2). На рисунках «цветными кружками» указаны центроиды пор, размеры «кружков» и их палитра символически представляют размеры пор. Центроиды соединены ребрами – вероятностными поровыми каналами. Трехмерное представление формируется отдельными проекциями по осям в виде гиперкуба.

Модели поровых сетей позволяют значительно сократить число переменных при решении уравнений массопереноса, не жертвуя при этом точностью.

Изменение поросетевых моделей с глубиной в геологическом разрезе связано с различными факторами, такими как давление, температура, композиций текстуры породы-коллектора и другие геологические параметры. Например, с увеличением глубины может происходить сжатие породы, что приводит к изменению размеров и форм пор. Также, с изменением условий окружающей среды, могут меняться свойства жидкости и ее проницаемость через поры. Все эти факторы влияют на структуру и свойства поросетевой модели [7].

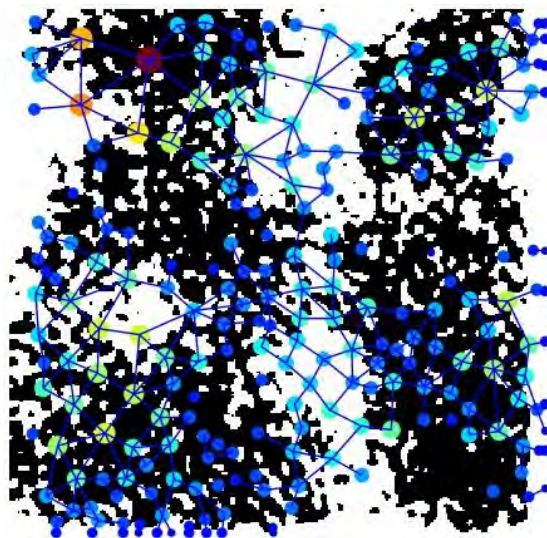


Рисунок 1. 2D-модель сети пор отдельного сегмента (слайса) образца керна

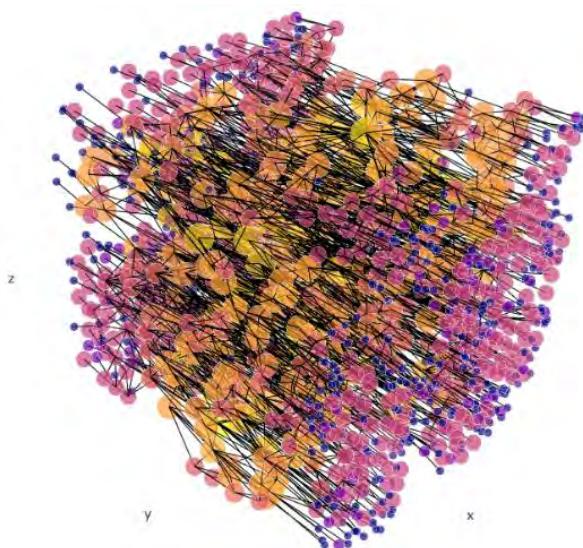


Рисунок 2. 3D-модель сети пор образца в проекции гиперкуба цифрового керна

Создание цифрового двойника [7] позволит точно моделировать и имитировать сложные поровые структуры на различных геологических глубинах. Это преодолевает ограничения физических приборов и дает возможность получить ценные сведения о поведении трещиновато-пористых сред. Цифровой двойник можно использовать для анализа текучести, смачиваемости и других важных свойств, что помогает понять и оптимизировать работу воздействия на продуктивный пласт.

Кроме того, цифровой двойник предоставляет платформу для тестирования и оценки различных сценариев и стратегий без необходимости проведения дорогостоящих и трудоемких физических экспериментов. Это не только экономит ресурсы, но и позволяет принимать более эффективные решения при планировании систем разработки пластов.

В целом разработка цифровых двойников для трещиновато-пористых сетевых структур имеет решающее значение для истинных структурно-текстурных особенностей пород-коллекторов и повышения эффективности стратегий управления процессами нефтегазодобычи.

Библиографический список

1. Research on Fractal Characteristics and Influencing Factors of Pore-Throats in Tight Sandstone Reservoirs : A Case Study of Chang 6 of the Upper Triassic Yanchang Formation in Huaqing Area, Ordos Basin, China / F. Nan, L. Lin, Y. Lai [et al.]. – DOI 10.3390/min13091137. – Direct text // Minerals. – 2023. – Vol. 13, Issue 9. – P. 1137.

2. Noiriél, C. Pore-scale imaging and modelling of reactive flow in evolving porous media : Tracking the dynamics of the fluid–rock interface / C. Noiriél, C. Soullaine. – DOI 10.1007/s11242-021-01613-2. – Direct text // Transport in Porous Media. – 2021. – Vol. 140, Issue 1. – P. 181–213.

3. Construction of pore network model based on computational geometry / W. Niu, Y. Zhao, X. Song [et al.]. – DOI 10.1007/s11600-023-01027-2. – Direct text // Acta Geophysica. – 2023. – Vol. 71. – P. 2194–2216.

4. Roy, N. Quantifying three-dimensional bodies and throats of particulate system pore space / N. Roy, J. D. Frost, M. M. Roozbahani. – Direct text // Powder Technology. – 2023. – Vol. 415. – P. 118160.

5. A review of hydrogen/rock/brine interaction : Implications for Hydrogen Geo-storage / M. Aslannezhad, M. Ali, A. Kalantariasl [et al.]. – DOI 10.1016/j.pecs.2022.101066. – Direct text // Progress in Energy and Combustion Science. – 2023. – Vol. 95. – P. 101066.

6. Цифровой керн : моделирование температурного поля в пустотном пространстве горной породы / Ю. Е. Катанов, А. И. Аристов, Ю. В. Ваганов, А. Г. Кленских. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-6-41-55. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 6. – С. 41–55.

7. Катанов, Ю. Е. Цифровой керн : аппроксимационные модели текстурных особенностей пустотного пространства песчаников / Ю. Е. Катанов, А. И. Аристов, А. К. Ягафаров. – DOI 10.24412/1728-5283_2023_2_33_42. – Текст : непосредственный // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. – 2023. – Т. 47, № 2. – С. 33–42.

Научный руководитель: Катанов Ю. Е., канд. геол.-минер. наук, доцент, ведущий научный сотрудник.

Автоматизация установки нанесения электрохимических покрытий

Воронин В. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Нанесение гальванических покрытий в лабораторных условиях зачастую осуществляется на самодельных установках, поскольку готовые решения имеют высокую стоимость и сложность модернизации для адаптации под условия текущего исследования [1]. С недавнего времени приобрести готовые модули систем автоматизации технологических процессов зарубежного производства вовсе стало невозможно.

В целях импортозамещения готовых модулей для автоматизации малых систем [2], управляющих технологическими процессами в рамках научных исследований, разработана система на базе программируемого реле (ПР) отечественного производства ОВЕН. Программируемое реле ПР103 является новинкой в области автоматизации малых систем и было выпущено на рынок весной 2023 года [3]. ПР предназначено для управления малыми системами автоматизации или локальными частями распределенных систем, а также измерения физических величин и сбора данных в архив для последующего анализа. Особенностью ПР103 (рисунок 1) является возможность работы по интерфейсу Ethernet и подключение ряда модулей расширения, что значительно увеличивает потенциал экспериментальных исследований в лабораторных условиях. Программирование происходит посредством специального программного обеспечения OwenLogic, представляющего собой среду программирования для реализации алгоритмов на языке FBD с помощью готовых компонентов, но с возможностью введения макросов и скриптов на текстовом языке ST стандарта МЭК 61131-3.

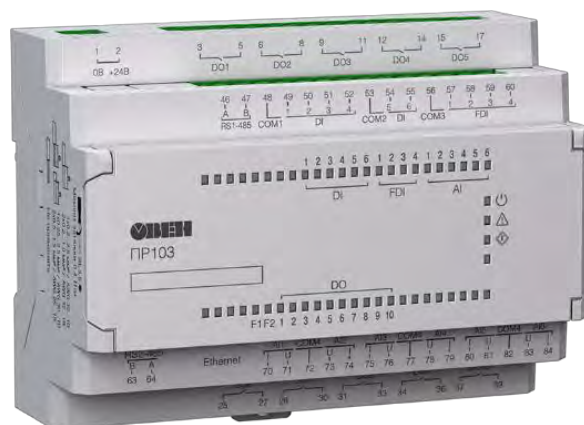


Рисунок 1. Овен ПР103

Цель работы – показать возможность изготовления управляющих модулей для систем малой автоматизации и замены релейно-контактных схем более функциональными аналогами на примере программируемого реле.

В данной работе была разработана система автоматизированного управления для нанесения электрохимических покрытий на образцы из стали. Программа реализует 5 циклов протекания тока через ванну с электролитом. Перед началом работы оператор через программу OPC-сервер с персонального компьютера, находящегося в одной локальной сети с ПР, устанавливает время и направление протекания тока для каждого из пяти циклов и время задержки при переходе на следующий цикл. Реализация алгоритма таймеров для каждого цикла приведена на рисунке 2.

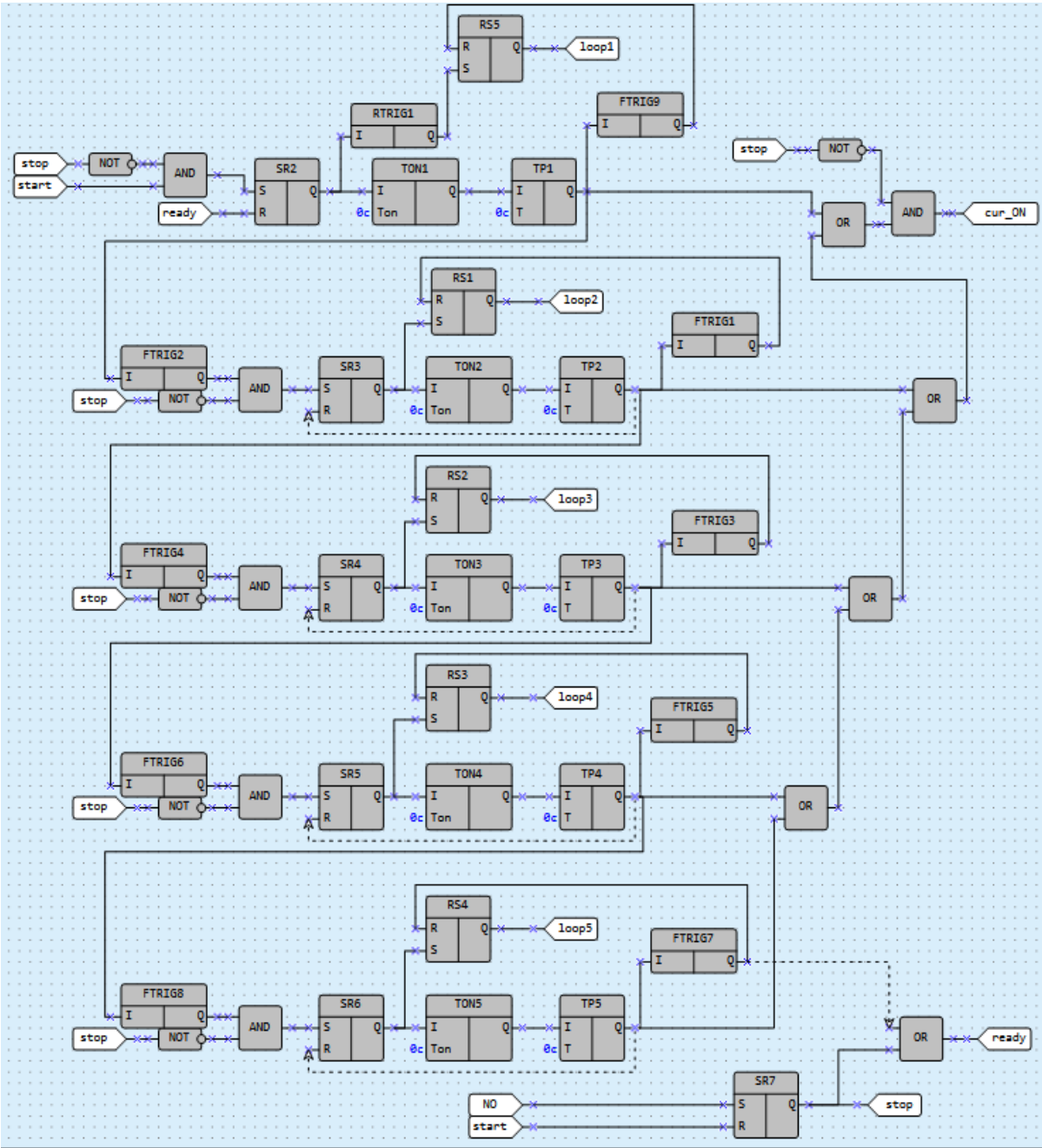


Рисунок 2. Реализация алгоритма запуска протекания тока на заданное время для пяти циклов

Реверс протекания тока для каждого из циклов реализуется электромеханическим реле в момент задержки перед включением тока на следующем цикле с полным отключением источника тока (рисунок 3).

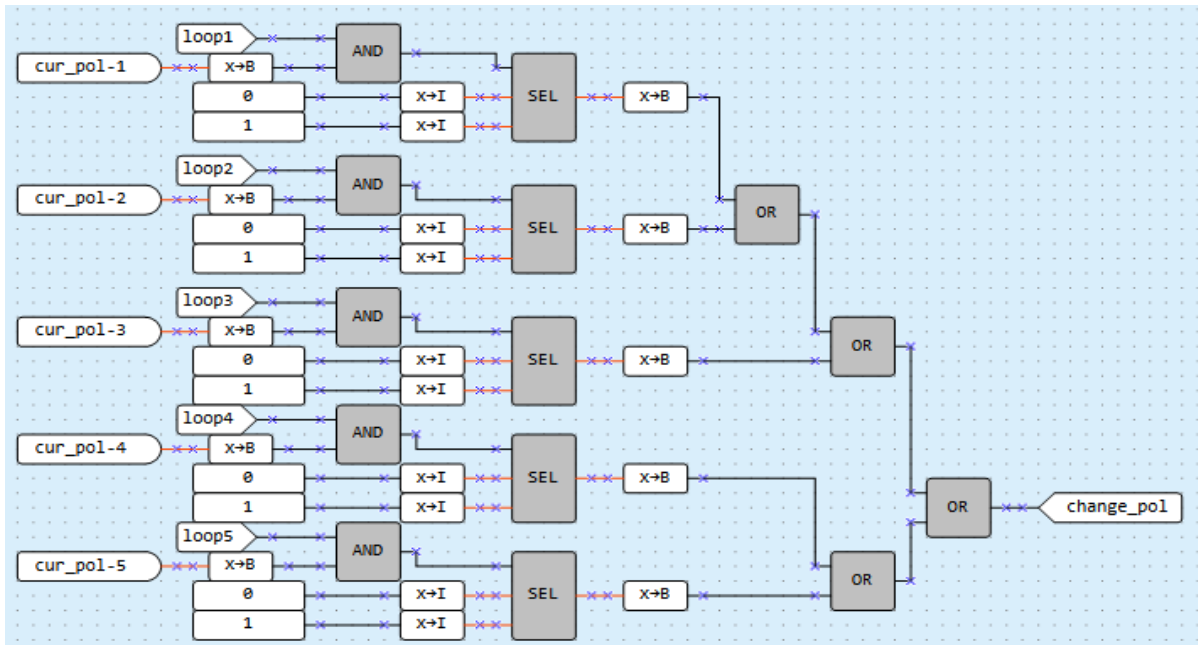


Рисунок 3. Реализация алгоритма реверса тока для каждого из пяти циклов

Для обеспечения единства условий эксперимента для всех циклов одновременно устанавливается одинаковая сила тока, поддерживаемая источником тока на заданном значении независимо от нагрузки посредством регулирования подаваемого на систему напряжения. Данный режим поддерживается подавляющим большинством лабораторных источников питания и называется constant current (CC). Алгоритм установки тока на лабораторном источнике питания следующий:

1. Установить ручки «Установка тока» и «Установка напряжения» в положение «0».
2. Замкнуть выводные контакты источника.
3. Ручку «Установка напряжения» установить на максимум. При этом источник должен перейти в режим постоянного тока (CC).
4. Ручкой «Установка тока» выставить требуемое значение силы тока.
5. Выключить источник.
6. Разомкнуть выводные контакты.
7. Подключить источник к нагрузке.
8. Включить источник.
9. Проверить соответствие установки тока.

В процессе эксперимента источник с режимом CC будет автоматически поддерживать установленный ток путем регулирования напряжения с точностью, зависящей от конкретной модели.

На рисунке 4 показан общий вид собранной системы автоматизации нанесения электрохимических покрытий на базе ПР103.

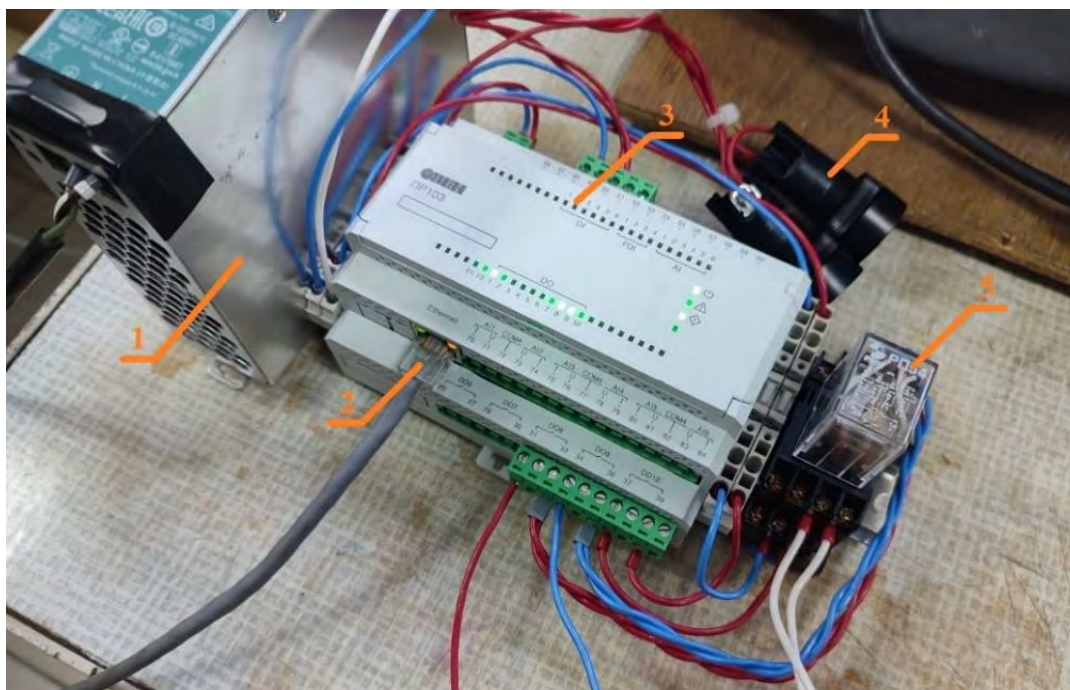


Рисунок 4. Система автоматизации нанесения электрохимических покрытий на базе ПР103; 1 – блок питания, 2 – кабель Ethernet для подключения к ПК, 3 – ПР103, 4 – кнопки «Пуск» и «Стоп», 5 – электромагнитное реле

Таким образом, в результате работы был показан пример реализации готового управляющего модуля для установки нанесения электрохимических покрытий на стальные образцы. Разработанная система управления работает в локальной сети, может получать новые уставки через любой сервер OPC UA и имеет широкие возможности модернизации при необходимости усовершенствования или изменения специфики данной установки, в том числе с применением дополнительных модулей расширения.

Авторы благодарят за поддержку данного исследования национальный проект «Наука и университеты» Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (FEWN-2021-0012).

Библиографический список

1. Теория управления : учебник для студентов вузов / А. А. Алексеев, Д. Х. Имаев, Н. Н. Кузьмин, В. Б. Яковлев. – Санкт-Петербург : ЛЭТИ, 1999. – 435 с. – Текст : непосредственный.
2. Попов, В. Л. Теория линейных систем регулирования и управления / В. Л. Попов. – Москва : Наука, 1989. – 304 с. – Текст : непосредственный.
3. ОВЕН : Оборудование для автоматизации : [сайт]. – URL: <https://owen.ru> (дата обращения: 13.09.2023). – Текст : электронный.

Применение ГИС-анализа данных дистанционного зондирования земли для информационного сопровождения геологоразведочных работ

Геворгян Л. А., Калинин А. А.

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Тюмень

Цель работы – оценить возможность применения пространственного анализа данных дистанционного зондирования Земли для информационного сопровождения геологоразведочных работ. Для этого поставлены следующие задачи:

1. Изучение основных направлений и методических особенностей проведения геологического дешифрирования.
2. Разработка алгоритма обработки и пространственного анализа космических снимков для получения информации об особенностях геологического строения и геодинамически активных участков.
3. Определение перечня эталонных объектов, верификация результатов обработки космических снимков.
4. Рассмотрение возможности автоматизации алгоритма обработки космических снимков для информационного сопровождения геологоразведочных работ.

Мировой опыт указывает на наличие большого потенциала применения космических технологий при поисках полезных ископаемых. В частности, в России метод дистанционного зондирования Земли (ДДЗ) широко используется в геологоразведке, особенно в нефтегазовом секторе. Суть метода ДДЗ состоит в получении данных со спутников, их регистрации, обработки и систематизации.

Аэрогеофизические технологии могут быть с успехом использованы на всех стадиях работ, направленных на поиски месторождений углеводородов. Однако максимальный эффект можно получить при использовании их на ранних стадиях опосредования, за счет точного позиционирования существенно более дорогостоящих сейсморазведки и бурения [1, 2].

Особо следует отметить подход, основанный на признании ведущей роли в формировании фототона и рисунка на космоснимках новейшей тектонической активизации и связанных с ней процессов увлажнения земной поверхности. Комплексный линеаментно-геодинамический пространственный анализ показывает закономерное изменение состояния геологической среды и ее параметров в пределах локальных геодинамических активных зон по сравнению с другими участками.

В процессе исследования на примере ряда лицензионных участков проведена обработка космоснимков с целью апробации различных методов дешифрирования и установления косвенных дешифровочных признаков месторождений, структурных поднятий и депрессий, проявлений углево-

дородов. Ключевыми участками выбраны Западно-Талинский, Толумский и Юккунский лицензионные участки – на них ведется разведка или добыча, выявлены структурные поднятия, установлено наличие нефти и газа, выявленные месторождения достаточно разведаны. Апробирование полученных результатов решено провести на Средне-Назымском лицензионном участке – находящемся на стадии поиска и разведки углеводородов, которая осложнена малым количеством имеющейся информации о геологическом строении.

Проведено выделение линеаментов на основе космоснимков, сделанных сканером OLI спутника Landsat-8 в мае-сентябре 2018-2022 гг. Разрешение пикселя используемых каналов составляет 30 м. Используемые снимки опубликованы в свободном доступе на портале Геологической службы США и имеют несколько уровней предварительной обработки (пространственная, радиометрическая, атмосферная коррекция). Также в работе использована цифровая модель рельефа (ЦМР) в низком разрешении. Работа выполнялась в программном комплексе ArcGIS с использованием инструментов Spatial Analyst.

Линеаменты выделялись по ряду характерных признаков: вытянутые формы рельефа и их границы, прямолинейные участки гидрографических объектов, вытянутые ландшафтные элементы и их ровные прямые границы [3, 4]. Построение линеаментов осуществлялось посредством визуального дешифрирование космоснимков Landsat-8 в естественных цветах, инфракрасном диапазоне, а также с привлечением ЦМР. В результате сформирован слой линейных объектов, на основании которого с помощью инструмента «Плотность линий» построен растр плотности, от 50 до 5000 м.

В результате на территории Западно-Талинского участка выделено: 509 линеаментов, из которых 64 – это микролинеаменты, 442 – мезолинеаменты, 3 – макролинеаменты (тип указан согласно классификации О. М. Борисова и А. К. Глуха [5]). Полученная карта плотности (рисунок 1) с нанесенными на нее контурами действующих месторождений свидетельствует о наличии в пределах месторождений участков высокой плотности (порядка 70 % территории выявленных структур соответствует очень высокой и чрезвычайно высокой плотности линеаментов), что связано с повышенной трещиноватостью и геодинамически активными зонами.

Аналогично были выделены линеаменты на Толумском и Юккунском лицензионных участках (170 и 59 соответственно) и построены карты плотности линеаментов. Доля очень высокой плотности линеаментов в пределах месторождений и структур еще выше и достигает 85 %. На основании этого можно сделать вывод, что высокая плотность линеаментов свидетельствует о наличии структурных поднятий и высокой трещиноватости пород.

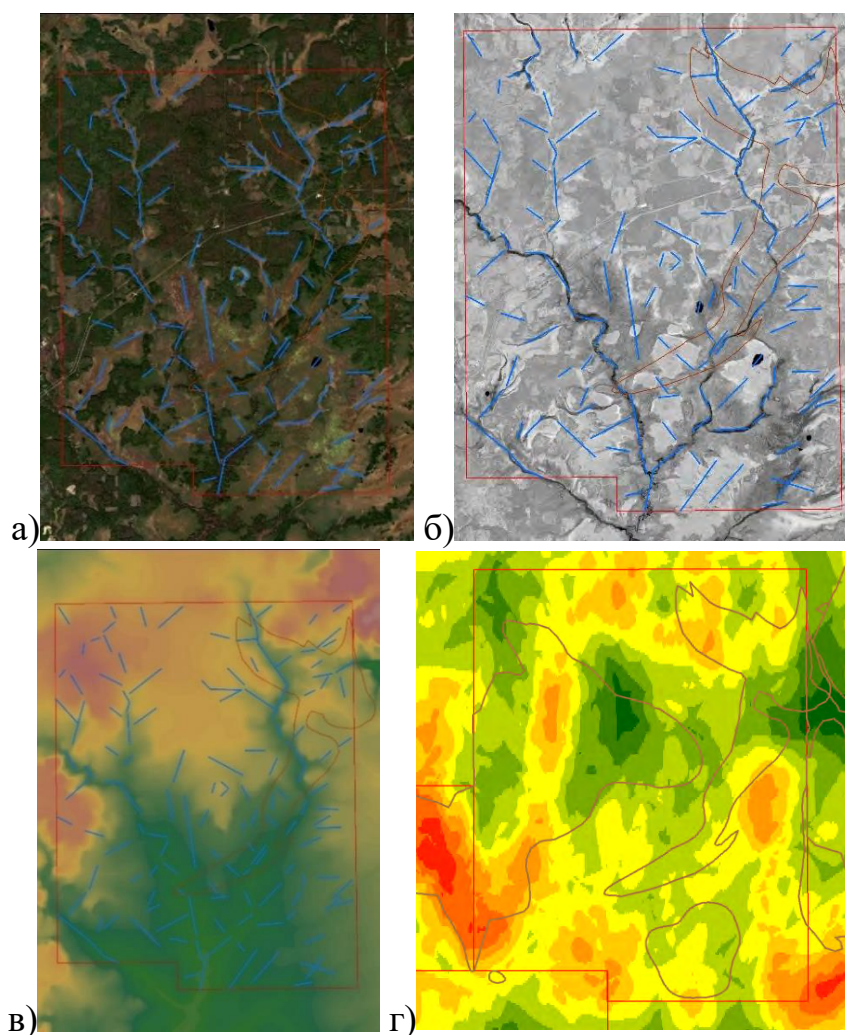


Рисунок 1. Линеаментный анализ Западно-Талинского лицензионного участка (а – линеаменты на фоне космоснимка в естественных цветах, б – в инфракрасном спектре, в – на цифровой модели рельефа, г – карта плотности линеаментов и границы месторождений)

Оценка возможности использования тепловых инфракрасных съемок базировалась на теоретических расчетах, моделировании и практических исследованиях. Наибольший интерес для нефтегазовой геологии представляет дальний инфракрасный диапазон, в первую очередь, для месторождений углеводородов, которые выделяются небольшими значениями температур на земной поверхности относительно фона в пределах их ареалов [6].

В результате подготовлены карты распределения температур на территории лицензионных участков: Западно-Талинский (рисунок 2а), Юккунский (рисунок 2б), Толумский (рисунок 2в). Используются космоснимки Landsat-8, даты съемки соответственно: 14.05.2019, 13.10.2021 и 31.08.2021. Проведен анализ их взаимосвязи с эксплуатационными скважинами, контурами месторождений и структурами. На территории Западно-Талинского лицензионного участка выявлено, что повышенная температура характерна в зонах подготовленных и положительных (локальные поднятия, структурные

носы) геологических структур, а на участках с пониженной температурой прослеживаются отрицательные геологические структуры (локальные депрессии). Можно также отследить закономерность простираения самого контура месторождения, в основном, это территория с повышенной температурой.

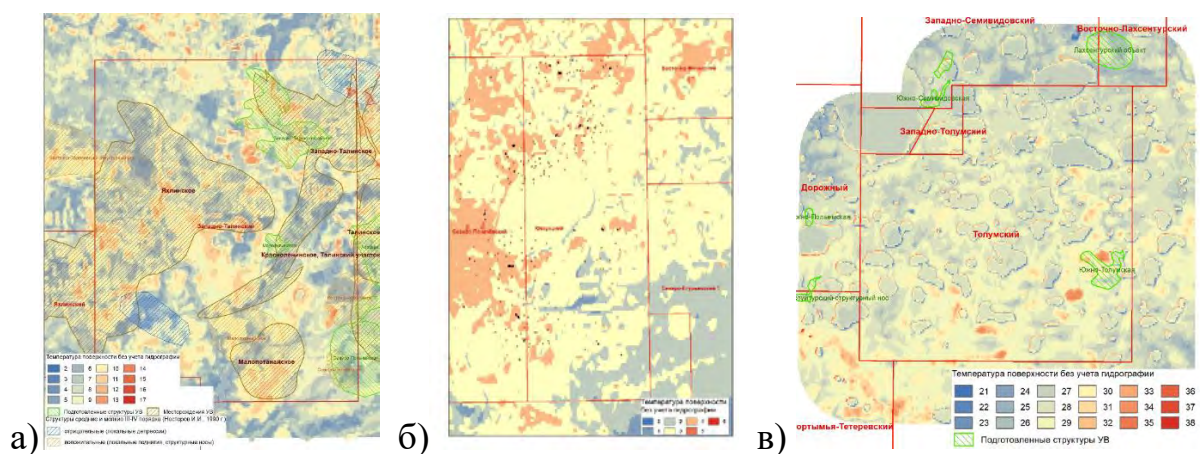


Рисунок 2. Распределение температур по территориям лицензионных участков (а – Западно-Талинского, б – Юккунского, в – Толумского)

На территории Юккунского лицензионного участка определено, что эксплуатационные скважины соответствуют зонам повышенной температуры. Данный фактор связан с интенсивной добычей углеводородного сырья на исследуемой территории и наличием деятельности человека.

В ходе апробации полученных данных на территории Средне-Назымского лицензионного участка дешифрированы 314 линеаментов, по которым построена карта плотности. При рассмотрении участков повышенной плотности с наложением контуров предполагаемых структур следует отметить, что основная часть зон высокой плотности попадает в предполагаемые структуры. Также в центре территории с высокой плотностью линеаментов наблюдается 3 зоны низкой плотности, исходя из которых можно предположить о наличии локальных депрессий или непроницаемых пород.

В работе были проанализированы данные космоснимков на 4 лицензионных участка, выделено свыше 1000 линеаментов, построены карты плотности линеаментов, произведен расчет температур земной поверхности по температурным канал. Установлено соответствие очень высокой и чрезвычайно высокой плотности линеаментов с контурами выявленных структур и месторождений. В пределах месторождений наблюдаются зоны повышения температуры земной поверхности относительно общего фона на небольших локальных участках. Также можно отметить пониженные температуры на обводненных участках, что затрудняет дешифрирование.

Подводя итоги исследования, можно отметить следующие результаты:

- Были изучены основные направления и методические особенности проведения геологического дешифрирования;

- Разработан алгоритм обработки и пространственного анализа космических снимков для получения информации об особенностях тектонического строения и участках повышенных температур;
- Полученные результаты верифицированы на основе имеющихся данных, наработки апробированы на примере участка на начальной стадии проведения геологоразведочных работ.

Библиографический список

1. Бабаянц, П. С. Комплексные аэрогеофизические работы на арктическом шельфе / П. С. Бабаянц, О. Р. Контарович. – Текст : электронный // Neftegaz.ru. – 2015. – № 7–8. – URL: <https://magazine.neftgaz.ru/articles/tekhnologii/520558-kompleksnye-aerogeofizicheskie-raboty-na-arkticheskom-shelfe/> (дата обращения: 15.03.2023).
2. Применение космических снимков в нефтегазовой отрасли. – Текст : электронный // Геопространственное агентство «Иннотер» : официальный сайт. – 2023. – URL: <https://innoter.com/articles/primenenie-kosmicheskikh-snimkov-v-neftegazovoy-otrasli/> (дата обращения: 15.03.2023).
3. Трофимов, Д. М. Методы дистанционного зондирования при разведке и разработке месторождений нефти и газа / Д. М. Трофимов, М. Д. Каргер, М. К. Шуваева. – Москва : Инфра-Инженерия, 2015. – 80 с. – Текст : непосредственный.
4. Розанов, Л. М. Космофотолинеаменты и их связь с нефтегазоносностью / Л. М. Розанов. – Текст : электронный // Геология нефти и газа. – 1983. – № 6. – URL: <http://www.geolib.ru/OilGasGeo/1983/06/Stat/stat07.html> (дата обращения: 15.03.2023).
5. Борисов, О. М. Кольцевые структуры и линеаменты Средней Азии / О. М. Борисов, А. К. Глух. – Ташкент : Издательство ФАН, 1982. – 124 с. – Текст : непосредственный.
6. Гостева, А. А. Дистанционные методы в изучении температуры поверхности Земли в городах (на примере г. Красноярска, Россия) / А. А. Гостева, А. К. Матузко, О. Э. Якубайлик. – Текст : непосредственный // Материалы Международной конференции «ИнтерКарто. ИнтерГИС». – 2018. – № 24 (2). – С. 195–205.

Анализ быстродействия следящей системы управления на основе нечеткой логики с применением производных выходного сигнала подачи первого и второго порядка

Зыкин П. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Основополагающим направлением работы в процессе синтеза системы управления шероховатостью поверхности при токарной обработке является использование управляемых значений сигналов скорости и ускорения выходного сигнала параметра подачи режущего инструмента [1].

В принципиальная схема системы управления представлена на рисунке 1.

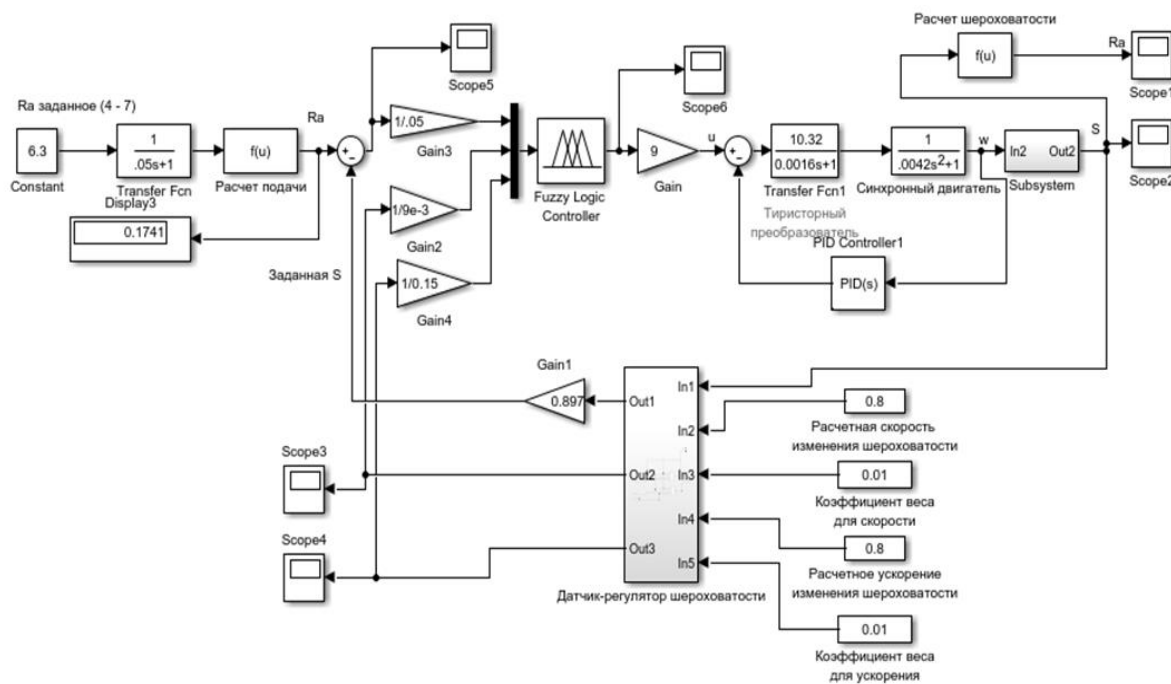


Рисунок 1. Схема модели с использованием производных выходного сигнала S первого и второго порядка

Принцип ее действия заключается в следующем. Значение выходного сигнала параметра подачи попадает в блок «Датчик шероховатости», в его структуре формируются три сигнала: выходная переменная подачи; производная подачи первого порядка; производная подачи второго порядка [2]. Реализация алгоритма вычисления производных для параметра подачи выполняется в соответствующих подсистемах, структура которых представлена на рисунках 2 и 3.

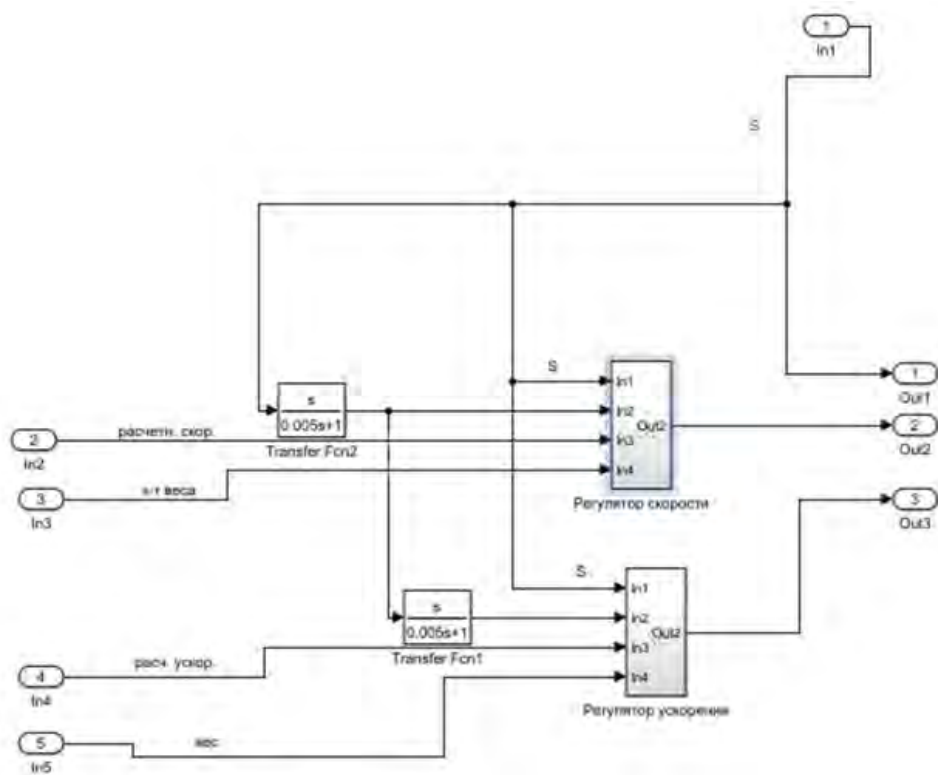


Рисунок 2. Подсистема «Датчик-регулятор шероховатости»

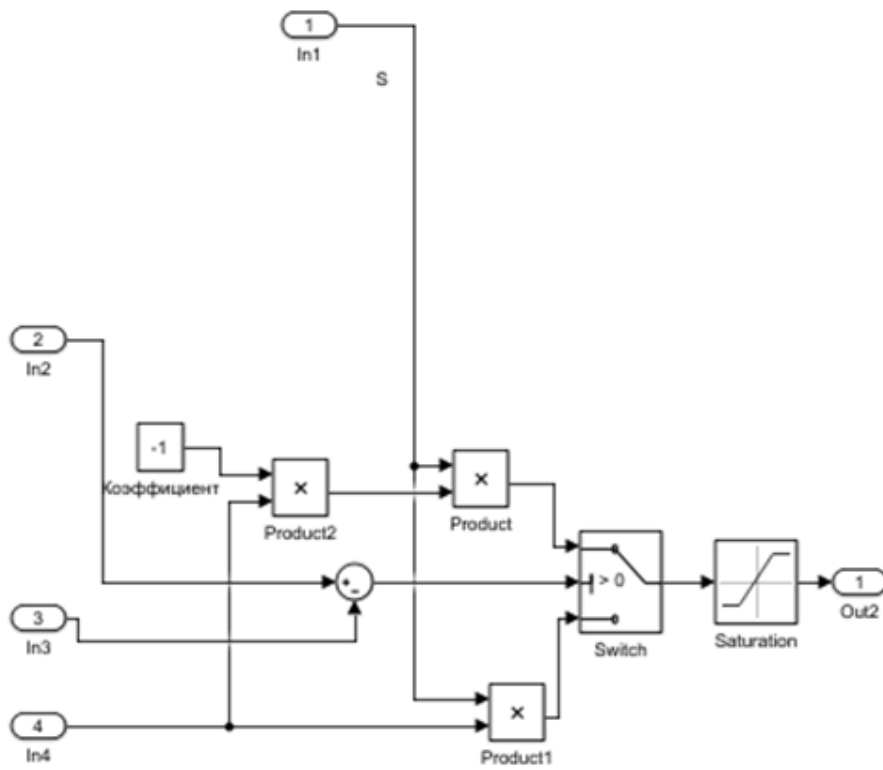


Рисунок 3. Подсистема «Регулятор скорости»

В структурном блоке «Регулятор скорости» полученные величины параметра скорости сравниваются с теми, которые были заданы на начальном этапе технологического процесса при помощи функционального блока «Switch», далее выполняется умножение значения на коэффициент весомости скорости, далее учитывая знак величины параметра данные поступают на выход блока «Регулятор скорости» [3].

Аналогичным образом реализуется алгоритм со значениями величины ускорения подачи в соответствующем функциональном блоке «Регулятор ускорения».

Далее выполняется умножение полученных величин на нормирующие коэффициенты ('Gain3', 'Gain2' и 'Gain4'). Стоит отметить, что настройки коэффициентов весомости скорости и ускорения существенно влияют на наладку значений величин усиления входных и выходного сигналов нечеткого регулятора.

Данные входные переменные поступают в функциональный блок «Fuzzy Logic Controller»

Корректность работы системы управления подтверждается в графическом виде переходного процесса, представленного на рисунке 4.

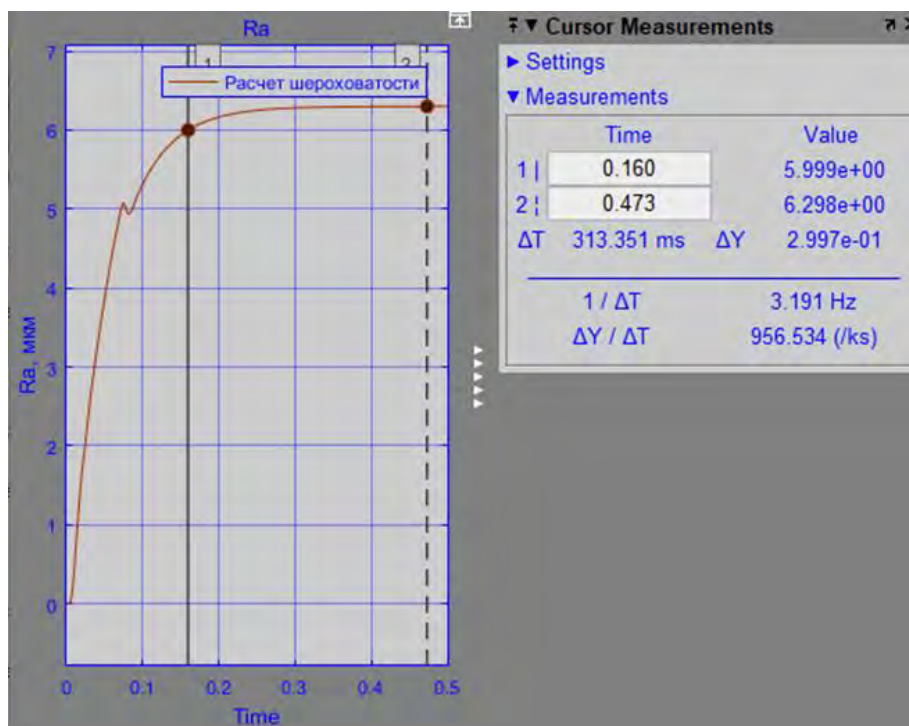


Рисунок 4. Переходный процесс параметра Ra модели, учитывающей первую и вторую производные параметра S (при $Ra_{зад} = 6,3$ мкм)

Анализ графика, представленного выше показывает, что длительность регулирования показателя шероховатости составляет 0,16 секунды (на графике точка 1).

Также стоит отметить наличие колебательности в процессе регулирования на начальном участке. Помимо колебательности в некоторых случаях может возникать статическая ошибка. Ее величина не превышает 1 процента при задании шероховатости $Ra_{зад} = 4 \div 7$ мкм. Наличие статической ошибки подтверждает расчет выполненный при помощи выражения (1):

$$\left(\frac{4-3,96}{4}\right) \cdot 100\% = 1\%. \quad (1)$$

В графическом виде наличие статической ошибки можно увидеть на графике переходного процесса, представленного на рисунке 5. Она показана в виде точки 2.

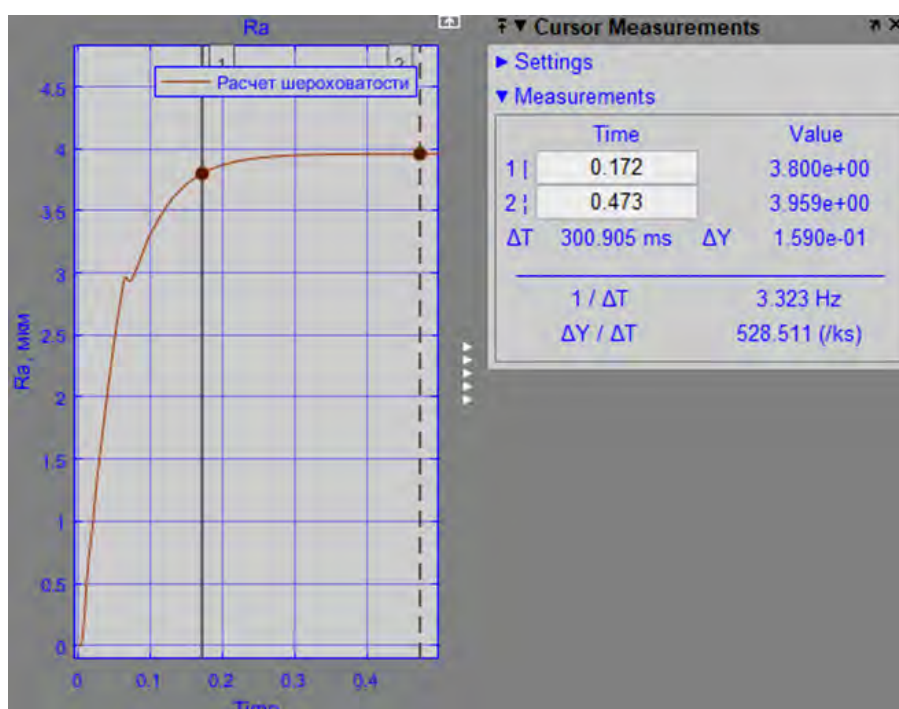


Рисунок 5. Переходный процесс параметра Ra модели, учитывающей первую и вторую производные параметра S (при $Ra_{зад} = 4$ мкм)

Анализ графика переходного процесса показал, что процесс регулирования шероховатости выполняется за $t_{пер} = 0.17$ сек.

Таким образом на основании полученных результатов исследования можно сделать вывод, что синтез системы управления шероховатостью на основе нечеткой логики выполнен корректно.

Библиографический список

1. Земцов, А. Ф. Сравнительный анализ и исследование работы классического регулятора с нечеткими его разновидностями / А. Ф. Земцов. —

Текст : непосредственный // Известия Волгоградского государственного технического университета. – 2018. – № 2. – С. 63–66.

2. Демидова, Г. Л. Регуляторы на основе нечеткой логики в системах управления техническими объектами / Г. Л. Демидова. – Текст : непосредственный // Известия ИТМО. – 2017. – № 1. – С. 81–85.

3. Копылов, В. И. Исследование классических и нечетких регуляторов для нестационарных объектов управления / В. И. Копылов. – Текст : непосредственный // Фундаментальные исследования. – 2016. – № 11. – С. 532–536.

Проектирование информационного обеспечения подсистемы организации транспортировки нефтешлама

Соловьев Д. С., Соловьева И. А., Саратов Д. А.

*Тамбовский государственный университет имени Г. Р. Державина,
г. Тамбов*

В процессе добычи и переработки нефти возникает большое количество отходов, включая нефтешлам. Эти отходы требуют специальной обработки и транспортировки для предотвращения негативного воздействия на окружающую среду. Организация транспортировки нефтешлама является сложным процессом, требующим точной координации и контроля [1]. Для эффективного управления данным процессом необходимо иметь надежное информационное обеспечение одноименной подсистемы, которое бы обеспечивало своевременный доступ к актуальным данным, а также позволяло проводить анализ и прогнозирование для оптимизации процессов [2].

В данном контексте реляционная модель данных является одним из наиболее распространенных и эффективных подходов к проектированию информационного обеспечения автоматизированных систем. Данная модель основана на использовании таблиц, связанных между собой по ключевым полям [3]. Такая структура данных позволяет легко организовывать и хранить информацию, а также проводить различные операции с данными, такие как поиск, фильтрация и сортировка.

На рисунке 1 представлена даталогическая модель информационного обеспечения подсистемы организации транспортировки нефтешлама. Охарактеризуем объекты подсистемы, представив их таблично с описанием соответствующих полей и ключевых связей.

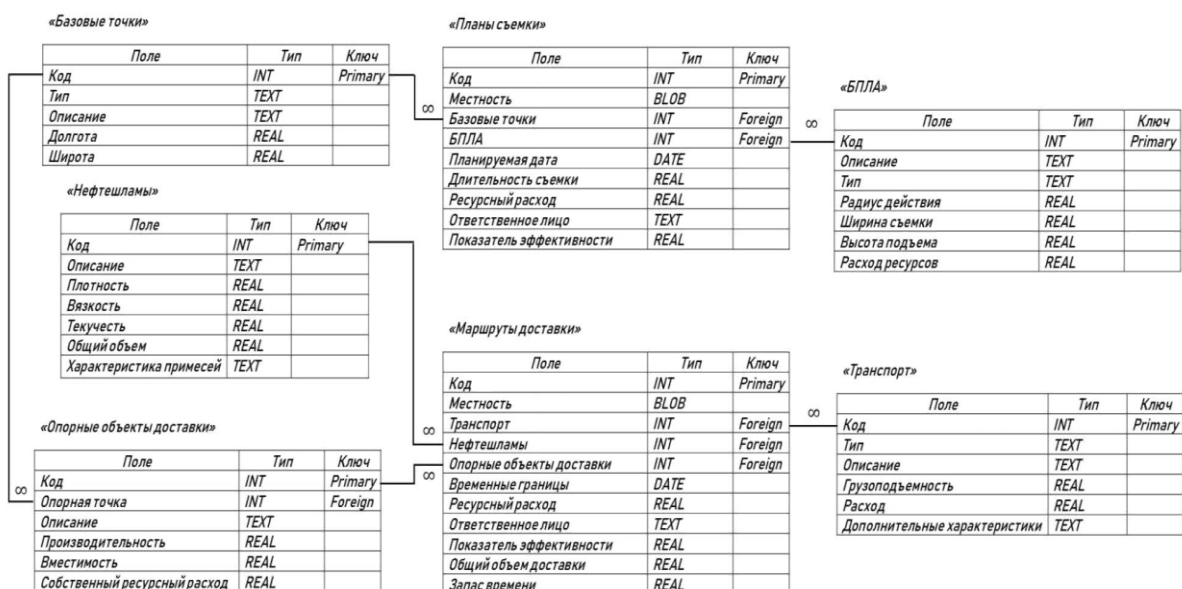


Рисунок 1. Даталогическая модель информационного обеспечения подсистемы организации транспортировки нефтешлама

В реализации планирования распределения грузов особую роль играет унификация транспорта для провозки шламов по его техническим характеристикам, осуществляемая ведением таблицы «Транспорт». Ключевым фактором также является отражение расхода ресурсов на обеспечение функционирования транспорта в рамках осуществления перевозок.

Характеристика собственного целевого продукта доставки осуществляется унификацией данных о нефтяных шламах, реализуемая таблицей «Нефтешламы».

В реализации маршрутов доставки опорные объекты доставки, отраженные в одноименной таблице, играют роль пунктов обслуживания транспорта, либо промежуточного хранения целевого продукта. Несмотря на абсолютное отсутствие идентичности таких объектов относительно друг друга, их унификация производится на абстрактном классе с целью реализации связи между компонентами модели в целевых расчетах подсистемы.

Характеристика объектов для съемки приведена в таблице «БПЛА». Использование обозначенных данных осуществляется на этапе поиска решения задачи управления съемками при планировании маршрутов доставки.

В реализации расчетов по планированию съемки необходима унификация знаний о базовых точках обслуживания самих БПЛА, приведенная в таблице «Базовые точки». Отметим, что такие точки могут быть динамическими. В таком случае вариация их точек стояния будет осуществляться детерминировано на заранее определенных участках интегрирования временной прямой моделирования.

Учет планов съемки, приведенный в таблице «Планы съемки» необходим не только с целью реализации аудита, но и последующего адаптивно-

го планирования решений по реализации исследования местности. Так, полученные знания не теряются, а используются как базис в реализации дальнейших прогнозов по оценке территории на предмет организации маршрутов доставки.

Результаты расчетов маршрутов доставки унифицируются в единую таблицу, формирующую связи между конечным документом, принимаемым к работе по доставке нефтешлама, и соответствующими логическими объектами системы.

Связь между таблицами реализована с использованием каскадной методики обновления данных по ключевым полям. Такой подход значительно облегчает как процесс восприятия полученной модели системным аналитиком при ее внедрении и сопровождении, так и оптимизирует процесс обработки данных в рамках реализации их транзакций в работе системы.

На практике модель реализуется соответствующими SQL решениями по паттернам запросов и формирования выборок, которые позволяют эффективно извлекать информацию из больших объемов данных, оптимизировать запросы и получать нужные результаты.

Таким образом, предложенная даталогическая модель обеспечивает эффективное управление информацией и целостность данных. Информационное обеспечение на основе реляционной модели данных позволит легко масштабировать и модернизировать подсистему в случае изменения требований и условий. Так как отрасль транспортировки нефтешлама подвержена постоянным изменениям, гибкость и адаптивность подсистемы являются ключевыми факторами успеха. В результате организация транспортировки нефтешлама может быть более эффективной и экологически безопасной.

Библиографический список

1. Соколов, Л. И. Переработка и утилизация нефтесодержащих отходов / Л. И. Соколов. – Москва : – Инфра-Инженерия, 2017. – 160 с. – Текст : непосредственный.
2. Белов, В. В. Проектирование информационных систем / В. В. Белов. – Москва : Академия, 2018. – 144 с. – Текст : непосредственный.
3. Мюллер, Р. Д. Проектирование баз данных и UML / Р. Д. Мюллер. – Москва : Лори, 2013. – 420 с. – Текст : непосредственный.

Разработка интеллектуальной системы управления гальваническими процессами

Соловьев Д. С.

Тамбовский государственный университет имени Г. Р. Державина,
г. Тамбов

Нефтегазовая отрасль является одной из ключевых отраслей мировой экономики. Она обеспечивает поставку энергии и сырья для различных отраслей промышленности и жизнедеятельности человека. В нефтегазовой отрасли множество металлических конструкций и оборудования подвержены агрессивным условиям, таким как высокая влажность, наличие солей, кислот и других химически активных веществ. Это может привести к коррозии металла и, в конечном счете, к повреждению оборудования [1]. Гальванические процессы позволяют предотвратить коррозию путем создания защитного покрытия на металлической поверхности. Например, метод гальванического покрытия позволяет нанести тонкий слой защитного металла на поверхность, который будет служить барьером для агрессивных веществ.

Традиционные системы управления гальваническими процессами имеют ряд недостатков, таких как низкая точность, неэффективное использование ресурсов и сложность в настройке и поддержке [2]. В связи с этим разработка интеллектуальных систем управления гальваническими процессами на базе нечеткой логики становится актуальной задачей.

Нечеткая логика является математическим инструментом для моделирования и управления нечеткими или неопределенными системами [3]. Она основывается на идее замены бинарных (истинно/ложно) значений на наборы нечетких значений, которые представляют степень принадлежности объекта к определенному множеству. Это позволяет учитывать неопределенность и нечеткость в данных и принимать решения на основе нечетких правил.

Архитектура интеллектуальной системы управления гальваническими процессами состоит из нескольких основных компонентов: датчиков, контроллера, исполнительных механизмов и базы знаний. Датчики собирают данные о текущих параметрах процесса, таких как температура t , кислотность pH , расстояние между электродом-анодом и деталью-катодом L , а также уровень электролита H . Эти данные передаются контроллеру, который анализирует отклонения Δt , ΔpH , ΔL и ΔH от их уставок соответственно с использованием нечеткой логики.

База знаний содержит набор нечетких правил, которые определяют, какие действия должны быть предприняты в зависимости от текущих параметров процесса. Например, если температура слишком высока, контроллер может принять решение о снижении уставки плотности тока i_c на величину Δi_c . Контроллер использует нечеткую логику для определения

степени принадлежности текущих данных к каждому правилу и принимает решение на основе этих значений.

На рисунке 1 представлена диаграмма процесса получения значения отклонения уставки плотности тока $\Delta i_c = -0,28 \text{ А/дм}^2$ по нечетким правилам на примере измеренных отклонений текущих параметров процесса $\Delta t = -1 \text{ }^\circ\text{С}$, $\Delta pH = 0,1$, $\Delta L = 0,1 \text{ дм}$ и $\Delta H = -0,2 \text{ дм}$.

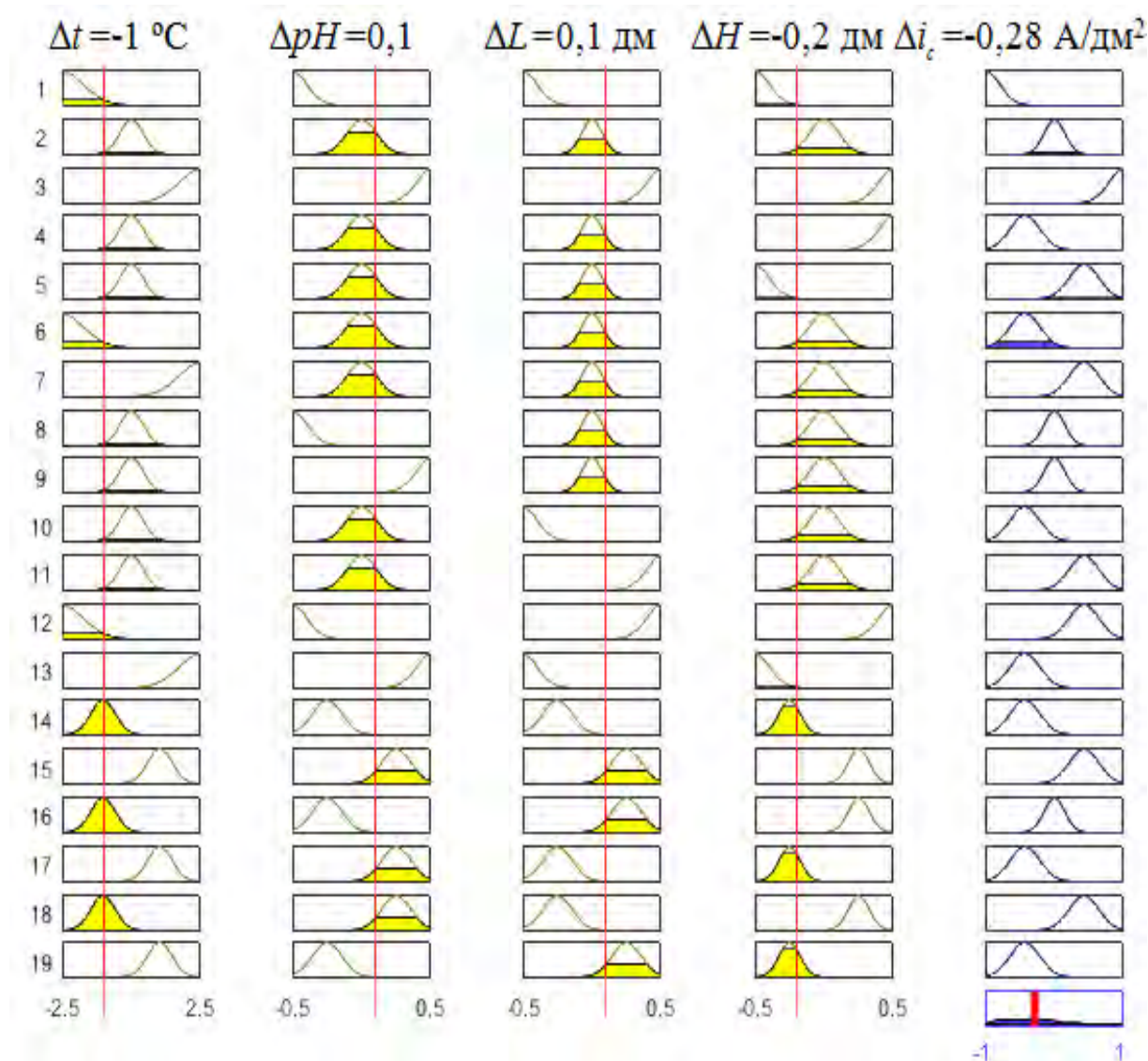


Рисунок 1. Процесс получения значения отклонения уставки плотности тока Δi_c по нечетким правилам на примере измеренных отклонений Δt , ΔpH , ΔL и ΔH текущих параметров процесса

Поверхность нечеткого вывода для значения отклонения уставки плотности тока Δi_c по нечетким правилам для измеренных отклонений Δt и ΔpH (а), Δt и ΔL (б), Δt и ΔH (в), ΔpH и ΔL (г), ΔpH и ΔH (д), ΔH и ΔL (е), полученная с помощью дефаззификации по методу центраида показана на рисунке 2.

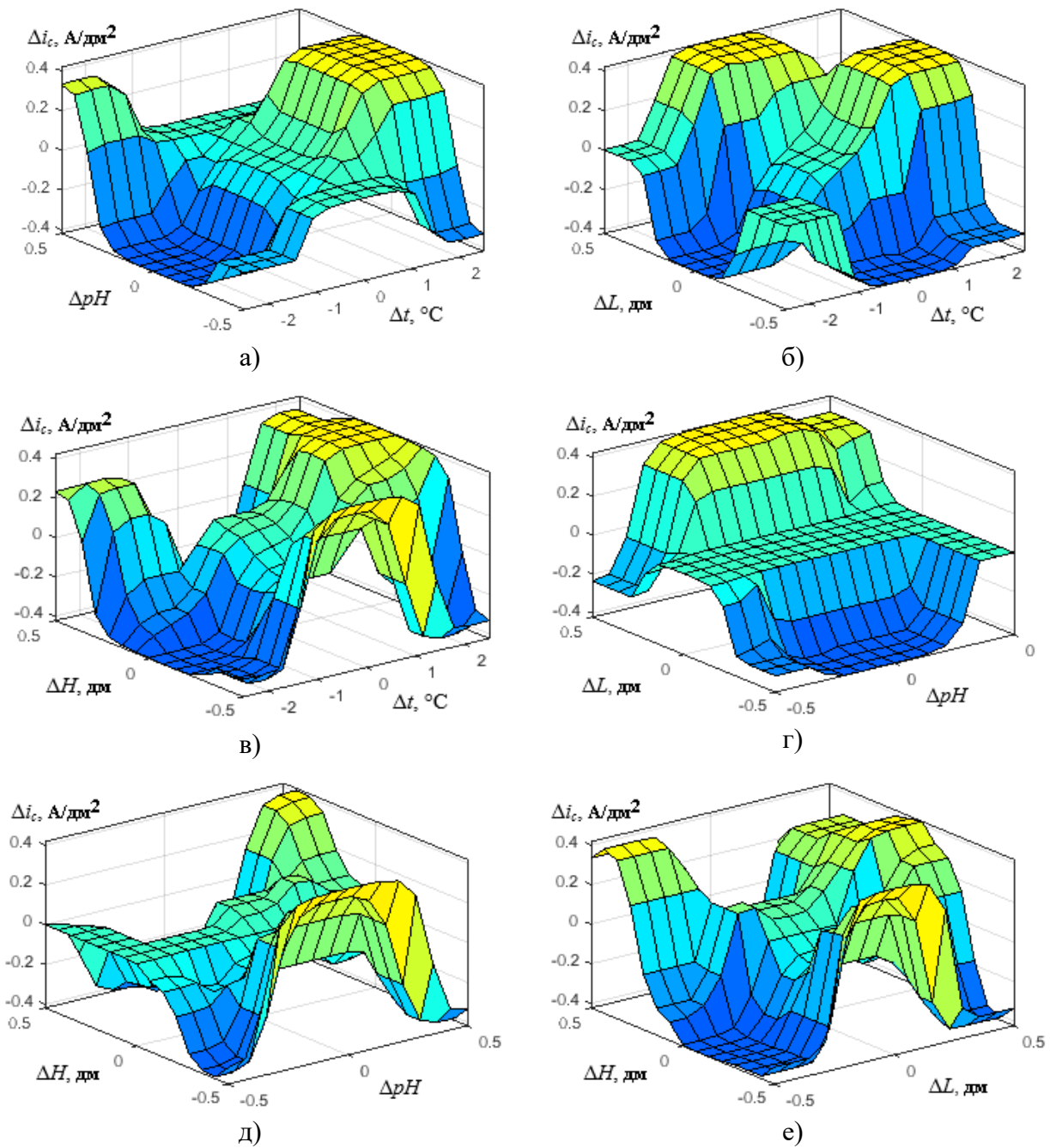


Рисунок 2. Поверхность нечеткого вывода для значения отклонения уставки плотности тока Δi_c по нечетким правилам для измеренных отклонений Δt и ΔpH (а), Δt и ΔL (б), Δt и ΔH (в), ΔpH и ΔL (г), ΔpH и ΔH (д), ΔH и ΔL (е)

Таким образом, использование интеллектуальных систем управления на базе нечеткой логики в гальванических процессах имеет ряд преимуществ. Во-первых, эти системы способны адаптироваться к изменяющимся условиям и вносить коррективы в управление процессом на основе текущих данных. Они способны обрабатывать размытые значения и принимать решения на основе нечетких правил, что позволяет учесть все возможные варианты и снизить вероятность ошибок. Это позволяет достичь более ка-

чественного покрытия. Во-вторых, интеллектуальные системы на базе нечеткой логики могут учитывать неопределенность и нечеткость в данных, что делает их более гибкими и точными по сравнению с традиционными системами управления. Кроме того, использование нечеткой логики может снизить требования к точности измерительных приборов и моделей процесса. Так как нечеткая логика учитывает неопределенность и размытость данных, она может работать с относительно грубыми и неточными данными. Это позволяет снизить затраты на оборудование и повысить доступность технологии для малых и средних предприятий нефтегазовой отрасли.

Библиографический список

1. Закирова, З. А. Снижение вероятности развития аварийных ситуаций, связанных с коррозионным износом нефтегазового оборудования / З. А. Закирова, Я. А. Палладина. – Текст : непосредственный // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – № 1 (117). – С. 126–136.

2. Варжапетян, А. Г. Системы управления : исследование и компьютерное проектирование / А. Г. Варжапетян, В. В. Глущенко. – Москва : Вузовская книга, 2012. – 328 с. – Текст : непосредственный.

3. Антамошин, А. Н. Интеллектуальные системы управления организационно-техническими системами / А. Н. Антамошин, О. В. Близнава, А. В. Бобов [и др.]. – Москва : ГЛТ, 2016. – 160 с. – Текст : непосредственный.

Применение модулей корпоративного ПО РН-ГЕОСИМ для решения типовых задач геологического моделирования

Шевелёва Д. К.¹, Грачева С. К.²

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень;

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В процессе проведения поисково-разведочного или эксплуатационного бурения на месторождениях с большим количеством продуктивных пластов периодически встречаются интервалы, продуктивные по ГИС, но не поставленные на государственный баланс учета запасов УВС.

На исследуемом месторождении новый продуктивный интервал встречен между ранее утвержденными на гос. балансе пластами вскрыт 58 эксплуатационной и шестью разведочными скважинами. В текущем году в одной из эксплуатационных скважин проведены исследования методом ОПК пластоиспытателем RCL. Скважина № 1 была пробурена до проектной глубины – 3000 м. В процессе бурения в нижнемеловых отложениях наблюдались газопроявления. В скважине по ГИС выделено 3,4 м эффективных газонасыщенных толщин. Ранее в скважинах транзитного фон-

да встречались единичные прослои, характеризующиеся неясным насыщением, либо насыщением «продукт + вода» по ГИС. Получение данных ОПК явилось основанием для детального анализа данных и оценке возможности выявления новой залежи.

Следовательно необходимо выполнить корреляцию нового пласта по всей площади месторождения, определить тип и границы залежи, оценить газонасыщенный объем и параметры для подсчёта запасов УВС с учётом геофизической информации.

Для оперативного решения поставленных задач выполнено построение геологической модели в программном продукте «РН-ГЕОСИМ». В рамках создания единой линейки корпоративного ПО ПАО «НК «Роснефть» в институте «РН-БашНИПИнефть» написана программа для 2D и 3D геологического моделирования с расширенным функционалом, отличающимся от традиционно используемого в отрасли зарубежного ПО с учетом требований, принятых в российской нефтяной промышленности. Внедрение нового программного комплекса позволило автоматизировать работу с большими массивами геолого-геофизических данных [1].

На первом этапе создания геологической модели необходимо провести детальную корреляцию для выделения и прослеживания в разрезе целевого продуктивного интервала, морфологию проницаемых и непроницаемых пропластков, установления их изменений: выклинивания, литолого-фациального замещения по площади и разрезу для дальнейшего детального изучения геологического строения залежей нефти и газа.

Поскольку исследуемый пласт расположен между утвержденных ранее объектов, прослеживание его границ выполнено с помощью модуля автоматической корреляции скважин (рис. 1), который позволяет с высокой степенью уверенности выполнить корреляцию разрезов скважин и при этом значительно снизить затрачиваемый временной ресурс.

Для реализации поставленной задачи необходимо верифицировать каротаж ГИС (ГК, SIFA, W, ГК-п) на наличие данных в интервале глубин отбиваемого пласта, установить равный диапазон значений. Также необходимо выбрать опорные скважины, на основе которых будет проводиться корреляция.

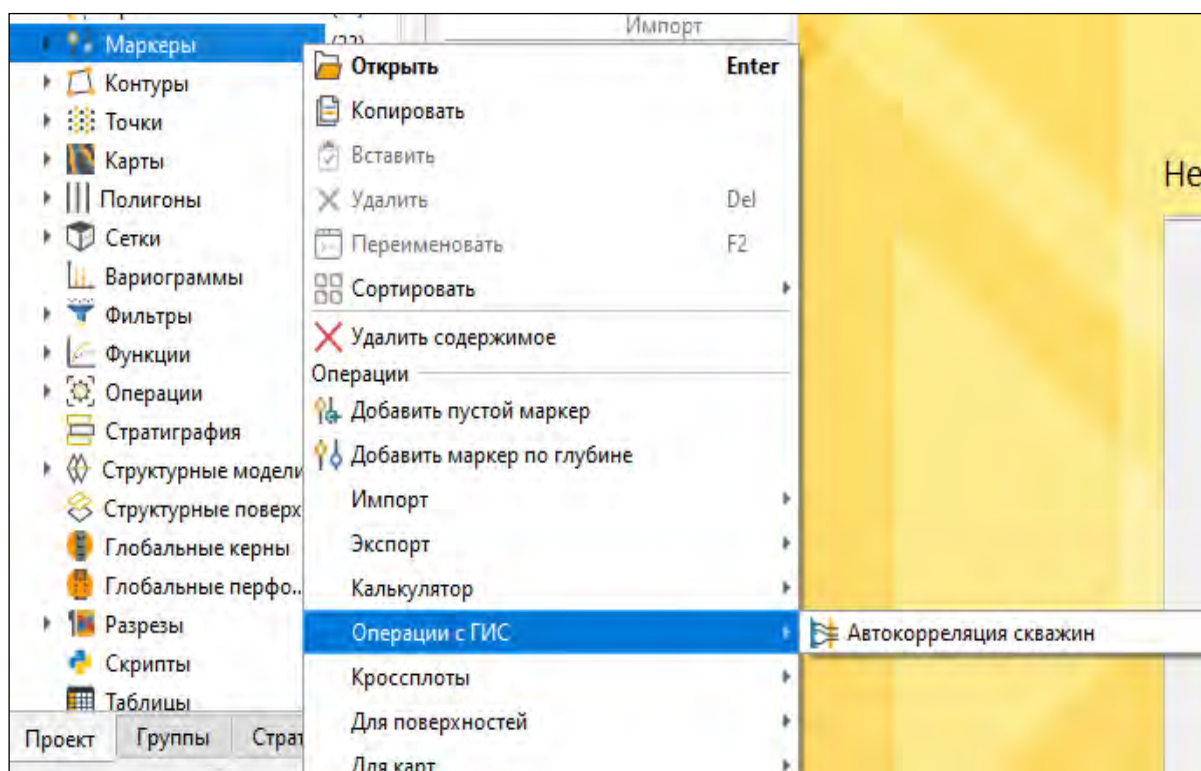
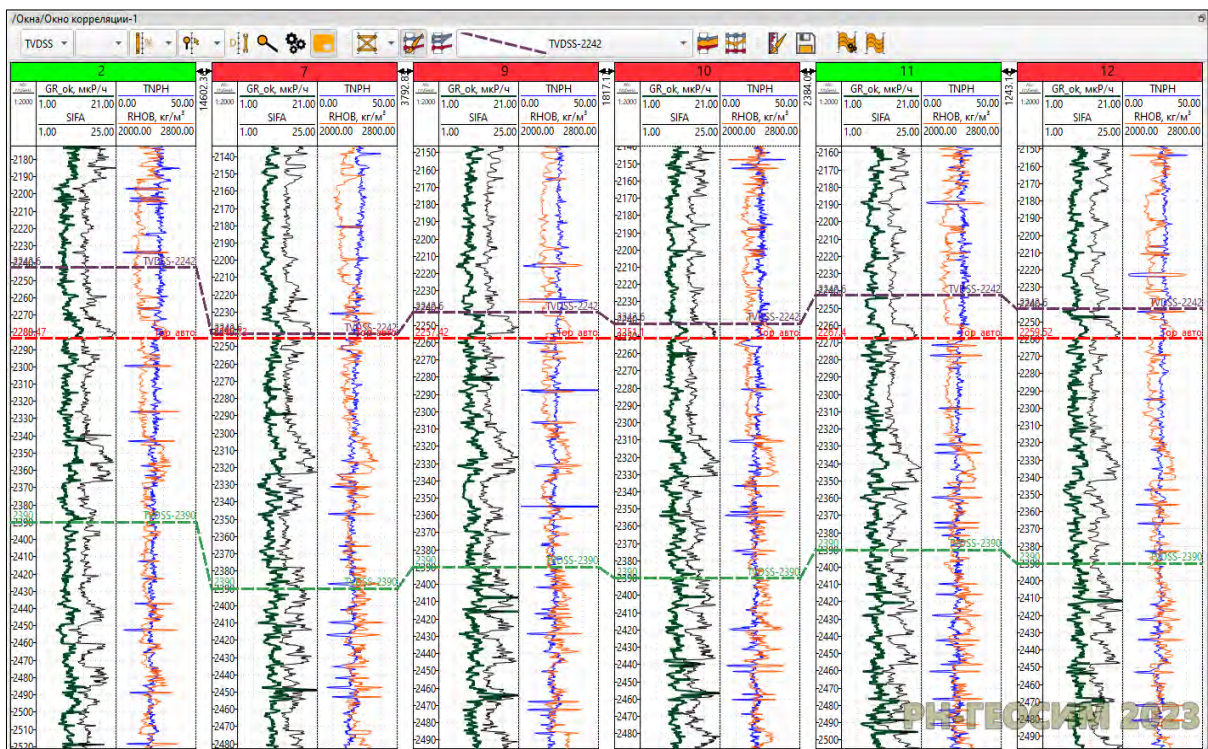


Рисунок 1. Окно вызова модуля автокорреляции

Необходимым условием работы модуля является наличие в опорных скважинах отбивок интересующего пласта, кроме того для минимизации ошибок дополнительно можно установить интервал глубин поиска границ.

В корреляции участвовали 64 скважины подходящие под заданные критерии, из которых 15 скважин (23 % от всего фонда) выбраны в качестве опорных (рис. 2). Расхождение в значениях маркеров полученных по автокорреляции и результатам ручной отбивки границ пласта было выявлено в 9 скважинах (13 % от всего фонда). При этом разница не превышала 7 м при средней толщине пласта 75 м, что вполне приемлемо. Полученные отметки стали основой для структурных построений, в качестве площадного тренда использован ближайший опорный сейсмический горизонт. Использование функционала ПО «РН-ГЕОСИМ» позволило сократить временные затраты на процесс корреляции нового пласта на один рабочий день (порядка восьми часов).

Следующим этапом геометризации залежи является определение уровня межфлюидного контакта. Для решения этой задачи был использован модуль построения поверхности контакта. Представленный функционал (рис. 3) создает карту флюидного контакта на основе данных каротажа литологии и характера насыщения по результатам интерпретации ГИС.



Опорные скважины Рассчитанная отметка кровли пласта

Рисунок 2. Итоговая корреляция кровли в окне работы с каротажом

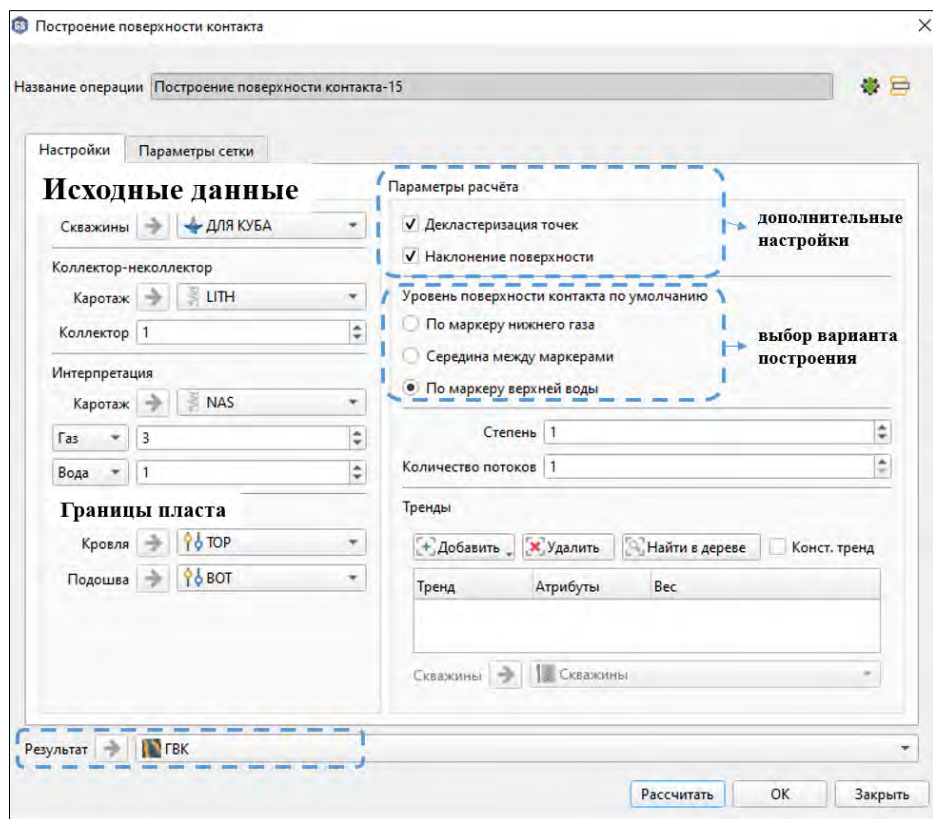


Рисунок 3. Модуль построения поверхности контакта

Уровень поверхности определяется по маркеру кровли нижнего флюида, в данном случае воды, также возможны варианты по середине между маркерами, либо по подошве продуктивной части залежи. Влияние скважин в не разбуренной зоне характеризуется степенью взвешивания, а также коллектора с кодом насыщения «не ясно» или «продукт» будут коррелироваться на основе соседних скважин, с определённым насыщением по ГИС. Использование данного модуля позволило выполнить построение, анализ поверхности и контура залежи в течении нескольких минут, что также ускорило рабочий процесс.

По полученной карте контакт принят на абсолютных отметках - 2257 ± 1 м. Разница в уровне контакта незначительна и обоснована влиянием соседних скважин, в которых четко прослеживается граница «газ-вода». Таким образом, по новому пласту оконтурена залежь газа по ГИС (рис. 4).

Далее было выполнено создание трехмерной сеточной области пласта. С помощью метода Kriging рассчитаны кубы литологии и пористости на основе данных РИГИС. Для расчета куба проницаемости приняты зависимости соседнего продуктивного пласта, имеющего схожие значения ФЕС по керну и ГИС.

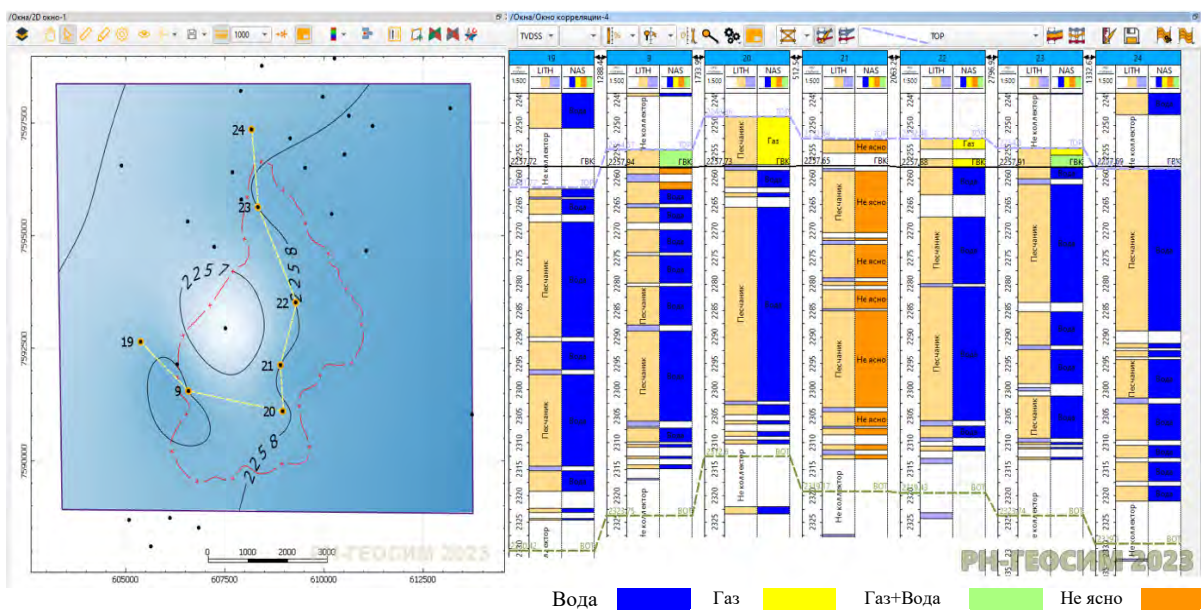


Рисунок 4. Геометризация новой залежи

С целью повышения точности оценки запасов свободного газа принято решение создание куба газонасыщенности методом «Насыщение модели по -функции» (рис. 5). Параметры для расчета функции приняты с близлежащего продуктивного пласта.

Наличие модуля построения насыщенности дает возможность ускорить процесс ввода формул капиллярной модели, исключить ошибки при внесении данных вручную. Полученный куб газонасыщенности соответствует скважинным данным и теории капиллярно-гравитационного равновесия.

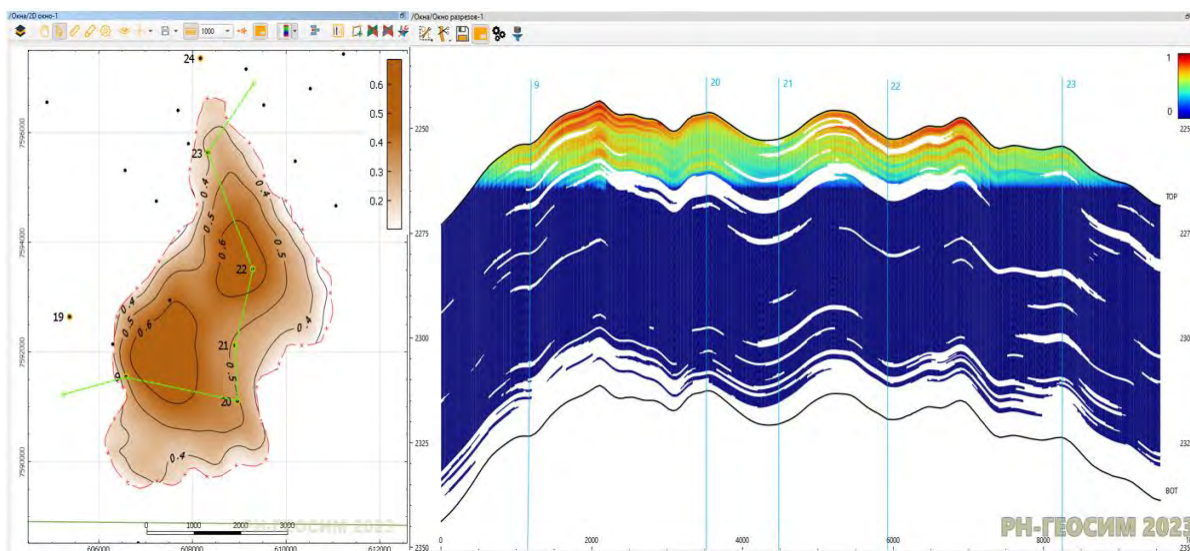


Рисунок 5. Куб газонасыщенности

В итоге в сжатые сроки ооконтурена новая залежь и проведена оценка запасов свободного газа нового продуктивного пласта на основе полученной детализированной трехмерной модели. Полученная информация необходима для принятия решения о целесообразности представления залежи в отчете по пересчету запасов УВС месторождения.

Использование автоматизированных модулей специализированного ПО позволило избежать системных ошибок, а также сократить временные рамки работы над геологической моделью на 16 часов. Стоит отметить, что в процессе работы автоматически создаётся граф моделирования и при поступлении новых данных или их изменении последующий расчёт происходит автоматически, что также значительно повлияет на время работы с геологической моделью.

Библиографический список

1. Практикум по геологическому моделированию в программном комплексе «РН-ГЕОСИМ» / К. Е. Закревский, В. Л. Попов, А. Е. Лепилин, Е. А. Рыжиков. – Уфа : РН-БашНИПИнефть, 2021. – 94 с. – Текст : непосредственный.

СЕКЦИЯ «Экология, природопользование и промышленная безопасность в нефтегазовой отрасли»

Совершенствование мероприятий по обеспечению промышленной безопасности с помощью комнаты виртуальной реальности

Антропов И. А.

ООО «Новатэк-Энерго», г. Тарко-Сале

Управление производственной безопасностью в нефтегазовой отрасли – сложная задача, требующая комплексного системного подхода. Эта задача не может быть решена в отрыве от общей системы корпоративного управления предприятием и должна учитывать, следующее:

- технологии, используемые на производстве;
- тип и состояние оборудования производственных помещений;
- квалификацию и навыки персонала [1].

Развитие промышленности в мире происходит высокими темпами, что приводит к активным изменениям в законах и нормативных актах в области промышленной безопасности. Промышленная безопасность в нефтегазовой отрасли является сложной и многогранной задачей, требующей постоянного внимания и усилий со стороны компаний. Работа в нефтегазовой отрасли сопряжена с рядом опасностей и рисков, которые могут привести к серьезным последствиям для работников, окружающей среды и общества в целом. Поэтому вопрос обеспечения промышленной безопасности является одним из наиболее важных и приоритетных областей деятельности в настоящее время.

Как известно, причиной 70-90 % несчастных случаев на предприятиях является несоблюдение технологического процесса, несоблюдение требований охраны труда, формальное проведение обучения работников в области охраны труда и промышленной безопасности. Официальная статистика травматизма показывает, что в 2022 году на предприятиях было зарегистрировано 20,5 тысяч несчастных случаев. Из них 14,4 тысячи произошли с мужчинами и 6,1 тысячи – с женщинами. Общее число смертей за этот период составило 910 человек, из которых 850 были мужчинами, и 70 человек – женщинами [2].

Для того чтобы снизить риски и предотвратить нарушения правил работы с оборудованием, избежать неэффективного использования машинного времени, сэкономить на ремонте оборудования, избежать потерю репутации и человеческих жертв, для обучения персонала нефтегазовых предприятий, предлагаю внедрить промышленное решение «Крок», основанное на технологии 3D и виртуальной реальности.

Благодаря отсутствию внешних раздражителей, обучающийся при помощи VR-технологий может сконцентрироваться на конкретной ситуации [3]. Например, «Крок» – комплексное решение, которое обрабатывает множество событий, поступающих от всех систем, распознает наиболее

значимые угрозы, оповещает оператора и предлагает вариант реагирования в соответствии с утвержденными бизнес-процессами. Для обеспечения максимальной ситуационной осведомленности предусмотрен удобный интерфейс, где все события отображаются на 3D-модели предприятия в режиме реального времени. Это решение является эффективным инструментом управления рисками в промышленности, позволяющее компаниям обучать своих сотрудников безопасным методам и приемам выполнения работ. Компетентное и своевременное реагирование на возможные поломки, достигается за счет интерактивного погружения персонала в различные сценарии чрезвычайных ситуаций.

Решения «Крок» выпускаются в различных форматах и могут использоваться на различных 3D-платформах, включая ПК, шлемы виртуальной реальности, промышленные системы и устройства с поддержкой виртуальной реальности. Каждый сценарий может быть разнообразен по степени погружения пользователя, а также адаптирован для мобильного использования, обеспечивая высококачественную графику на любом устройстве. Они могут создаваться в зависимости от потребностей и сложности процесса – от отдельных сценариев до целых курсов. В результате мы получаем готовое обучение по охране труда, основанное на конкретных производственных опасностях. Интеграция с системой обучения компании позволяет проводить индивидуальное или групповое обучение в условиях учебного класса с прозрачным контролем успеваемости сотрудников. Преимущества внедрения виртуальных технологий для улучшения управления охраной труда и обучения промышленной безопасности:

1. **Безопасность.** Погружение в виртуальную реальность позволит сотрудникам практиковать навыки реагирования на опасные ситуации в безопасной среде, без риска для их жизни и здоровья. Это особенно важно для работы в нефтегазовой отрасли, где ошибки могут иметь серьезные последствия.

2. **Реалистичность.** Виртуальная реальность позволяет создавать реалистичные симуляции, которые максимально приближены к реальным рабочим условиям. Это позволяет сотрудникам получить практический опыт и уверенность в своих навыках, научиться принимать решения в сложных и стрессовых ситуациях.

3. **Экономическая эффективность.** Использование виртуальной реальности позволяет сократить затраты на обучение персонала. Вместо проведения дорогостоящих тренировок на реальных объектах или оборудовании, сотрудники могут получить необходимый опыт, занимаясь в виртуальной среде.

4. **Повышение эффективности обучения.** Виртуальная реальность позволяет персоналу обучаться в собственном темпе и повторять упражнения до достижения желаемых результатов. Это позволяет более глубоко усвоить материал и развить навыки.

5. Мотивация. Виртуальная реальность может быть увлекательной и интерактивной формой обучения, что способствует повышению мотивации сотрудников для обучения и развития своих навыков в области промышленной безопасности. В современных условиях сотрудников учат творческому и в тоже время ответственному подходу к делу в ситуациях неопределенности, двусмысленности и перегруженности информацией [4].

В программу внедрения промышленного решения «Крок» в обучение персонала в рамках тренажерной подготовки должны этапы, представленные на рисунке 1:



Рисунок 1. Этапы внедрения промышленного решения «Крок» в организацию нефтегазовой отрасли

Воспроизведение разлива нефтепродуктов или прорыва трубопровода весьма затруднительно и затратно. Именно в таких ситуациях необходимо внедрение обучение в виртуальной среде. Оно позволяет эффективно обучать работников в ситуациях, которые сложно или невозможно смоделировать в реальной жизни.

Для повышения эффективности работы компании проводятся все возможные внедрения и изменения в той или иной области. Каждая организация должна производить оценку эффективности внедряемой технологии. Вложения в изменения должны быть выгодны для предприятия [5].

На реализацию данного проекта понадобится около 2-х млн. руб., данные расчета представлены в таблице 1.

Таблица 1

Расчет стоимости оборудования для промышленного решения «Крок»

Оборудование	Стоимость (тыс. рублей)
Одноразовые гигиенические накладки VR Cover, 100 шт.	10
Шлем HTC Vive (5 шт)	581,95
Программное обеспечение	380,5
ПК для работы с VR	120
Дополнительные трекары Vive Tracker (15шт.)	358,5
Перчатки Noitom Hi5 VR Glove (5 шт)	544,965

Необходимо раз в полгода проводить обучение персонала – это может многократно сэкономить время при реальной аварии. Чем раньше будет устранена авария, тем меньше ущерба будет нанесено окружающей среде, меньшие потери продукции, тем легче отремонтировать вышедшее из строя оборудование и избежать человеческих жертв.

Библиографический список

1. Российская Федерация. Законы. О промышленной безопасности опасных производственных объектов : Федеральный закон № 116-ФЗ : [принят Государственной Думой 20 июня 1997 года]. – Москва : Техэксперт, 2019. – 30 с. – Текст : непосредственный.

2. Мониторинг условий и охраны труда. – Текст : электронный // Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации : официальный сайт. – 2023. – URL: <https://eisot.rosmintrud.ru/monitoring-usloviy-i-okhrany-truda> (дата обращения: 14.09.2023).

3. Шапошникова, М. О. Применение технологии виртуальной реальности для обучения начинающих водителей / М. О. Шапошникова, Т. Н. Томчинская. – Текст : электронный // Сборник материалов 29-й Всероссийской научно-практической конференции по графическим информационным технологиям и системам. – 2019. – № 1. – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=39470481> (дата обращения: 20.09.2023).

4. Зобов, П. В. Развитие мотивации в инноватике / П. В. Зобов, О. С. Борис, Э. Р. Джумаев. – Текст : непосредственный // Управление и коммуникации : анализ тенденций и перспективы развития : сборник научных статей. – Чебоксары, 2016. – С. 62–72.

5. Коробейников, В. К. Внедрение технологий виртуальной реальности для снижения производственного травматизма / В. К. Коробейников. – Текст : электронный // Научно-практический электронный журнал Оригинальные исследования. – 2022. – № 4. – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=39470481> (дата обращения: 04.09.2021).

Способы обращения с буровыми отходами в нефтяной отрасли

Гаевая Е. В., Зимнухова А. Е., Тарасова С. С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ситуация с утилизацией отходов нефтегазовой промышленности – буровых шламов становится еще острее из-за ужесточения законодательства, регулирующего экологию и охрану окружающей среды. По этой причине проводятся множество исследований и испытаний, направленных на совершенствование технологий по обращению с отходами не только в России но также за рубежом [1].

При уменьшении объемов образования отходов бурения, максимальном восстановлении и повторном использовании бурового раствора – утилизация твердой фазы является основным компонентом эффективного процесса обезвреживания. Эти два аспекта помогают снизить эксплуатационные расходы при освоении нефтегазовых месторождений [2].

Для обеспечения нормативного качества природной среды при строительстве скважин есть два пути достижения поставленной цели: за счет совершенствования технологических процессов с целью сделать их более экологичными и за счет разработки специализированных технологий утилизации отходов бурения с целью снижения их негативного воздействия на окружающую среду.

Исследования методов утилизации показывают, что обращение с отходами бурения осуществляется в шламонакопителях, на специальных установках и площадках. На выбор варианта влияют исходные данные отходов бурения, транспортная инфраструктура, размеры шламонакопителей на участках добычи нефти (рисунок 1) [3].

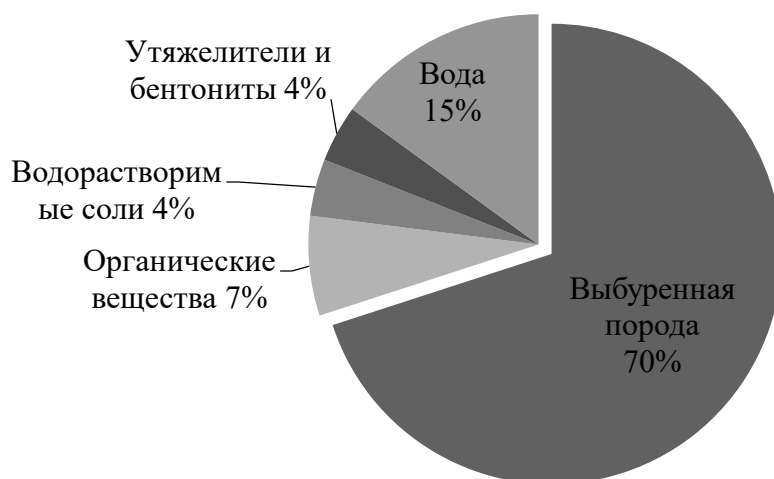


Рисунок 1. Состав бурового шлама

В настоящее время разработан ряд методов нейтрализации и утилизации бурового шлама (термические, физические, химические), некоторые из которых успешно применяются в зависимости от условий, необходимых во время бурения (рисунок 2) [4].

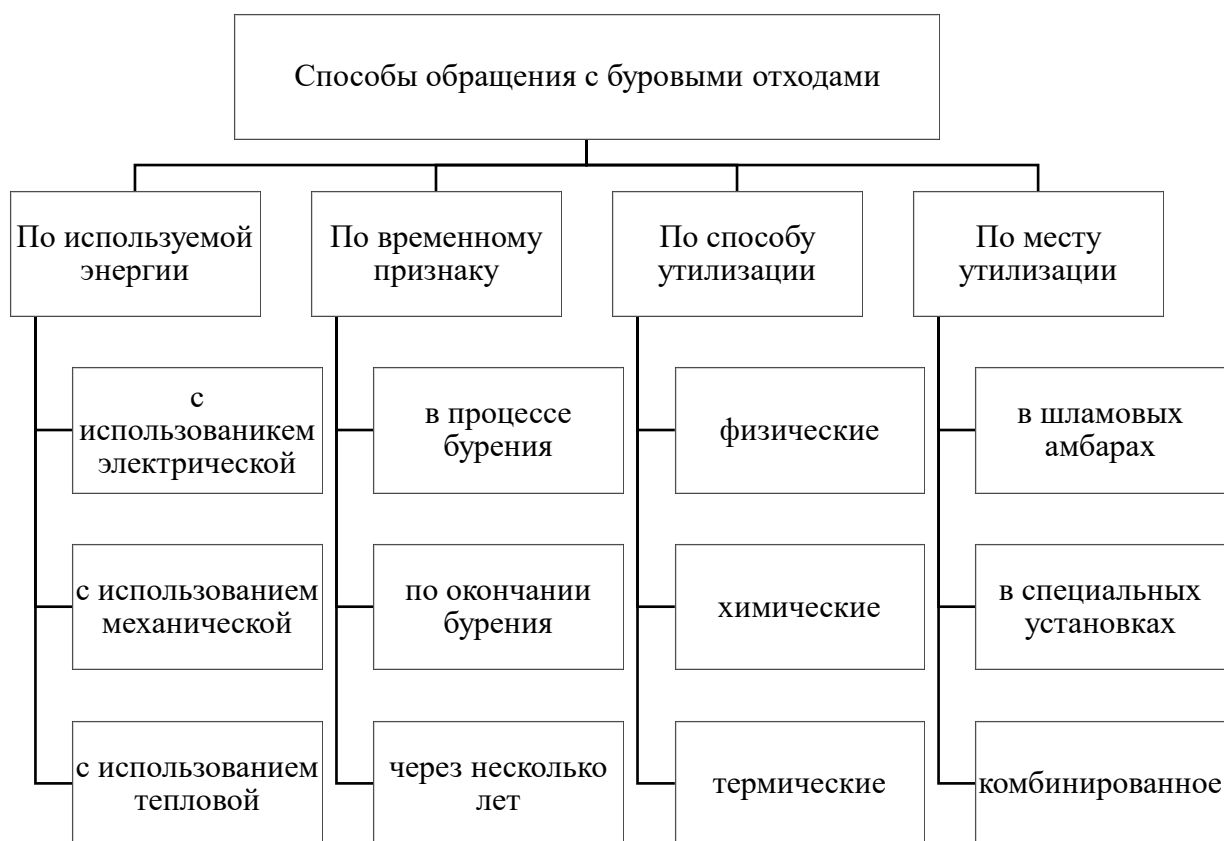


Рисунок 2. Способы обращения с буровыми отходами

Процесс физической нейтрализации бурового шлама включает разделение твердых и жидких отходов, которые затем утилизируются. Наиболее распространенным методом является физико-химическая нейтрализация бурового шлама. Добавление сорбента и цемента в определенных количествах приводит к нейтрализации. После такой обработки загрязнения бурового шлама связываются с введенными в него абсорбентами [5].

Хотя закачка буровых отходов в пласт является весьма перспективной технологией обращения с отходами, многие компании прибегают к менее дорогим или более доступным методам утилизации отходов. Технология может быть адаптирована к существующим шламовым амбарам. В пласт можно закачать шлам двумя способами: кольцевую закачку и закачку в утилизирующую скважину. В процессе кольцевой закачки нефтяные или газовые скважины имеют шлам, который попадает через отверстия в обсадных трубах в конкретный пласт. Выбуренная порода попадает в пласт у основания внешней оболочки. Закачка шлама в пласт под давлением с помощью насосно-компрессорной трубы под обсадной колонной. Первоначально собираются геологические данные, после чего проводится логарифмический анализ для построения геологических моделей, определения возможных горизонтов закачки шлама в пласт для определения давления закачки, связанного с такой закачкой, и прогнозирования связанных с этим рисков.

Наиболее экономичным и оптимальным вариантом утилизации бурового шлама является термический метод. Этот метод имеет тот недостаток, что требует большого количества топлива и способствует образованию вредных продуктов сгорания.

Использование методов химической переработки является перспективным вариантом получения продукции из отходов, которые утилизируются в строительстве и других отраслях экономики. Некоторые из химических методов включают осаждение, отверждение и стабилизацию.

Следует рассматривать наиболее эффективные способы применения и управления технологиями, например, их внедрение, чтобы производить продукцию на основе отходов с большей добавленной стоимостью.

Библиографический список

5. Воробьева, С. Ю. Подбор рецептуры обезвреживания шламов методом реагентного капсулирования / С. Ю. Воробьева, И. А. Мерициди, М. С. Шпинькова. – Текст : непосредственный // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И. М. Губкина. – 2013. – № 1 (270). – С. 45–57.

6. Опыт практической реализации комплексного подхода к обращению с отходами бурения в регионах Крайнего Севера / В. И. Ноздря, С. В. Мазыкин, В. А. Мнацаканов [и др.]. – Текст : непосредственный // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2015. – № 2. – С. 30–33.

7. Рядинский, В. Ю. Способы утилизации буровых отходов / В. Ю. Рядинский, Ю. В. Денeko. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2004. – № 4. – С. 82–90.

8. Печёнкин, И. А. Техничко-экономический анализ методов утилизации бурового шлама / И. А. Печёнкин, А. А. Сурков. – Текст : непосредственный // Модернизация и научные исследования в транспортном комплексе. – 2019. – Т. 1. – С. 202–210.

9. Ягафарова, Г. Г. Утилизация экологически опасных буровых отходов / Г. Г. Ягафарова, В. Б. Барахнина. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2006. – № 2. – С. 48–61.

Контроль и управление рисками активизации опасных геологических процессов с помощью создания геоинформационных систем (на примере нефтегазового комплекса Сахалинской области)

Харыбина А. С.¹, Юмашева А. К.²

¹*РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, г. Москва;*

²*ИПНГ РАН, г. Москва*

В настоящий момент в Сахалинской области осуществляется ряд нефтегазовых проектов: «Сахалин-1» (оператор – АО «Сахалинморнефтегаз-Шельф»), «Сахалин-2» (оператор – ООО «Сахалинская Энергия»), «Сахалин-3» (оператор – ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»), которые являются поставщиками углеводородов для газотранспортных сетей Дальнего Востока и стран Азиатско-Тихоокеанского региона.

Одним из сложнейших реализованных проектов на территории острова Сахалин является транссахалинская трубопроводная система, которая имеет протяженность более 800 километров и соединяет добычные платформы и производственный комплекс «Пригородное» проекта «Сахалин-2» [1]. Для острова Сахалин контроль опасных геологических процессов (ОГП) при эксплуатации линейных объектов имеет большое значение ввиду сложных геологических, геодинамических и климатических условий. Для острова характерно не только проявление сейсмических явлений [2], но и экзогенных и склоновых процессов – лавин, оползней, селей, речной эрозии [3, 4].

На территории Макаровского района ввиду сильной расчлененности рельефа, пересечения активных тектонических разломов в 5 местах, а также большого количества водотоков, риск формирования перечисленных процессов наиболее велик. Поэтому участок транссахалинской трубопроводной системы является объектом изучения данной работы.

С целью обеспечения безопасности транссахалинской трубопроводной системы в ГИС-системе ArcGIS (рисунок 1) была создана база данных, содержащая информацию [5] об опасных природных процессах, повышающих риск разрыва трубопроводов и, соответственно, утечек углеводородов. В рамках исследования были использованы данные ежегодного производственного мониторинга компании ООО «Сахалинская Энергия». Мониторинговые мероприятия в 2019 и 2020 гг. осуществлялись на 14 контрольных участках. Результаты мониторинга позволили судить об эффективности рекультивационных работ для снижения риска проявления ОГП, а также уменьшения тяжести их последствий для объекта исследования.

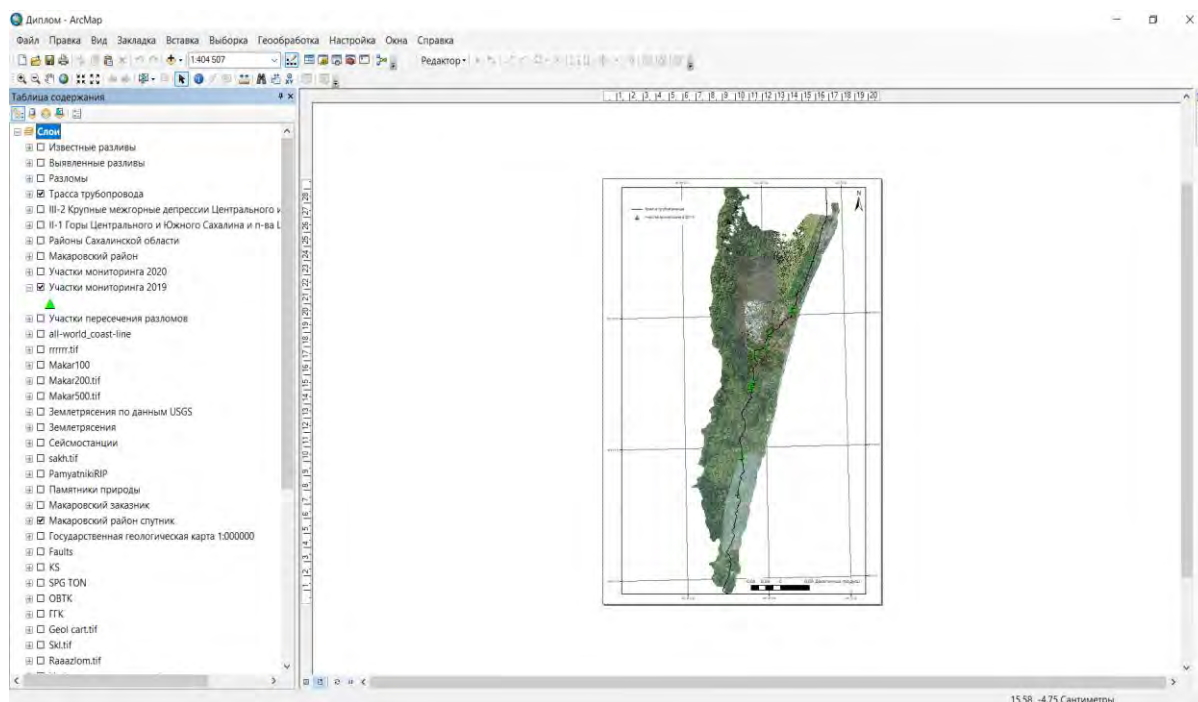


Рисунок 1. Пользовательский интерфейс программного обеспечения ArcGIS

С помощью портала Геологической службы США (USGS) EarthExplorer, предоставляющего доступ к снимкам спутника дистанционного зондирования Земли Landsat-8, полоса землеотвода на территории Макаровского района была изучена визуальным методом на наличие ОГП.

Итогом проведенной работы стало формирование на базе ПО ArcGIS базы данных опасных геологических процессов, куда вошла информация не только об участках проявления ОГП, но и пунктах мониторинга, а также участках развития склоновых процессов и возможных нефтеразливах на полосе землеотвода, выявленных в ходе визуального мониторинга. Одним из элементов базы данных стала информация об очагах землетрясений, произошедших с 15 марта 1924 года по 26 февраля 2022 года, по данным открытых порталов ФИЦ ЕГС РАН и Геологической службы США. Полученные данные показали, что для исследуемой территории не характерны землетрясения с магнитудой выше 5, а интенсивность землетрясений за период повторения 200 и 1000 лет составляет 8,5 и 9,8 баллов по шкале MSK-64.

Анализ методов и результатов экологического мониторинга трассы трубопровода, а также мер, применяемых в компании для снижения воздействия со стороны опасных геологических процессов, показал их эффективность, благодаря чему возможны продление срока службы трубопроводов и его безаварийная эксплуатация [6].

В решении задач обеспечения безопасного функционирования трубопроводного транспорта мониторинговые мероприятия и своевременное принятие мер по недопущению аварийных ситуаций или их деэскалации

имеют решающее значение. При этом экологический мониторинг предпочтительнее выполнять с помощью новейших технологий, например, радарной интерферометрии с целью обнаружения вертикальных подвижек земной поверхности в дополнение к классическим методам наблюдений, а также инфракрасных (ИК) камер для детектирования утечек метана из газопровода. Данные технологии позволяют свести к минимуму риски при эксплуатации нефтегазопровода в условиях повышенной тектонической активности и развития опасных склоновых процессов.

Библиографический список

1. Оценка воздействия на окружающую среду. Том 1, глава 1. Введение. – Текст : непосредственный // «Сахалин Энерджи». – 2003. – 14 с.
2. Батугин, А. С. К техногенной природе сильных коровых землетрясений – Текст : непосредственный // Геодинамические процессы и природные катастрофы : тезисы докладов IV Всероссийской научной конференции с международным участием / отв. ред. Л. М. Богомолов. – Южно-Сахалинск : Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН. – 2021. – С. 15.
3. Казаков Н. А. Экзогенные геодинамические и русловые процессы в низкогорье о. Сахалин как факторы риска для нефтегазопроводов «Сахалин-2» / Н. А. Казаков, Ю. В. Генсировский. – Текст : непосредственный // Геоэкология. Инженерная геология, гидрогеология, геокриология. – 2008. – № 6. – С. 483–496.
4. Выявление геоэкологических рисков эксплуатации производственного комплекса «Пригородное» в рамках нефтегазового проекта «Сахалин-2» / А. С. Харыбина, И. М. Ванчугов, В. В. Жаркова, А. В. Афанасьев. – DOI 10.33285/2411-7013-2023-4(313)-34-41. – Текст : непосредственный // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2023. – № 4 (313). – С. 34–41.
5. Хромых, В. В. Цифровые модели рельефа : учебное пособие / В. В. Хромых, О. В. Хромых. – Томск : Издательство «ТМЛ-Пресс». – 2007. – 178 с. – Текст : непосредственный.
6. Харыбина, А. С. Особенности применения биоматов для рекультивации земель, нарушенных при укладке нефтегазопроводов в условиях острова Сахалин / А. С. Харыбина, А. К. Юмашева, М. А. Миронова. – Текст : непосредственный // Тезисы докладов 4-й Всероссийской молодежной научной конференции «Актуальные проблемы нефти и газа». – 2021. – С. 63.

Научный руководитель: Сизов О. С., канд. геогр. наук

СЕКЦИЯ «Современные материалы, технологии и конструкции, используемые в нефтегазовом комплексе»

Инструмент для оптимизации геометрии зубчатых колес с нестандартными исходными контурами зацепления

Киреев В. В., Васильев Д. В., Зырянов В. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Последние два десятилетия знамениты популярностью цилиндрических зубчатых колес с асимметричным профилем зацепления. В авиационных двигателях, таких как турбовинтовые или ТРД, эти колеса играют важную роль в передаче движения и силы от турбины к воздушным винтам или вентилятору. Турбоблок, являющийся сложной планетарной трансмиссией с передаточным числом 10-15, служит основой для этой передачи [1-5]. Разнообразие применений цилиндрических зубчатых колес с нестандартным профилем зацепления делает их все более привлекательными. Эти зубчатые колеса с их уникальной геометрией контактного профиля стали неотъемлемой частью современных авиационных систем.

Рисунок 1 является наглядным примером, иллюстрирующим оправданность использования цилиндрических зубчатых колес с несимметричным профилем в случаях, где нагрузка на зуб различается в зависимости от направления вращения [6–10].

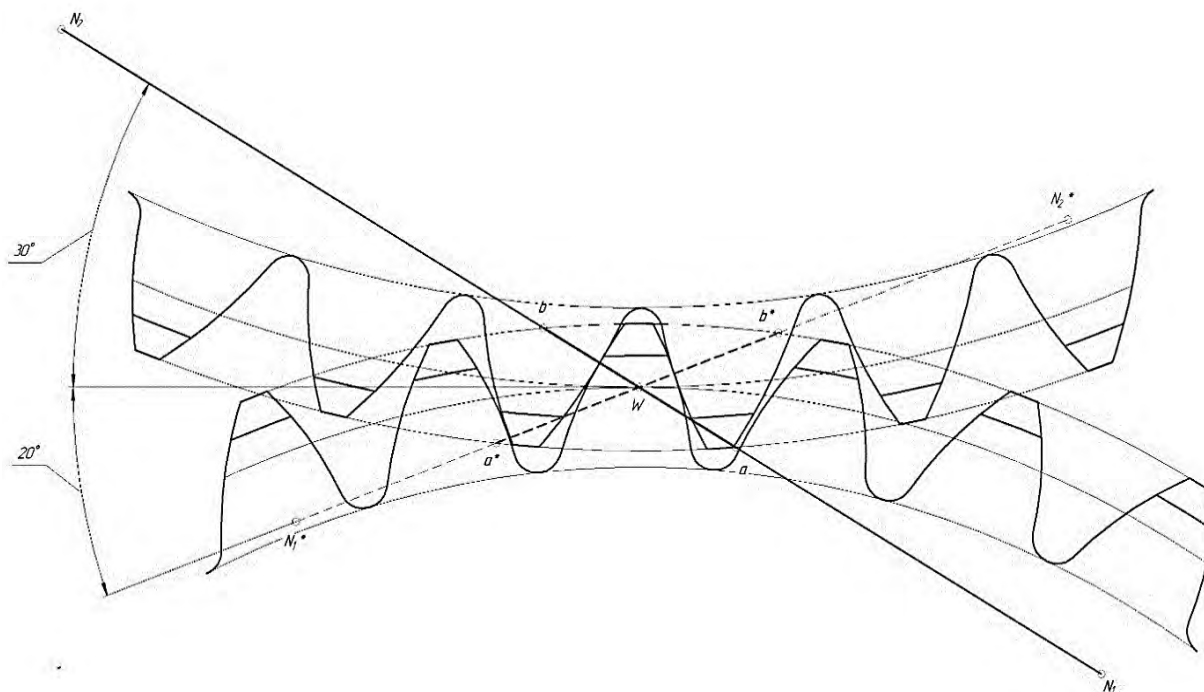


Рисунок 1. Геометрия контактного профиля в зубчатом зацеплении с несимметричным профилем исходного контура имеет ключевое значение для его надежности и долговечности

Для эффективного формообразования зубчатых колес с переменным углом зацепления α_1 и α_2 разрабатывается инновационная сборная червячная фреза. Особенностью данного режущего инструмента является использование сменных режущих пластин из твердого инструментального сплава, размещенных на архимедовом червяке, что позволяет значительно повысить его работоспособность. Ключевым преимуществом такой конструкции является возможность замены одного или нескольких дисков, а не всего корпуса инструмента, при их поломке. Благодаря гибкости данной фрезы, количество дисков может быть легко увеличено или уменьшено в соответствии с поставленной задачей при нарезании зубчатых колес. Создание данной сборной червячной фрезы предлагает эффективное и удобное решение для формообразования зубчатых колес с переменным углом зацепления α_1 и α_2 . В результате, использование отдельных дисков с несимметричным профилем в корпусе сборной червячной фрезы приводит к получению желаемых переменных углов α_1 и α_2 в исходном контуре зубчатого колеса. Пазы в каждом диске предназначены для точного и надежного крепления сменных режущих пластин и обеспечивают их правильное положение при работе фрезы. Рисунок 2 наглядно демонстрирует иллюстрацию данной конструкции и позволяет понять важность установки сменных режущих пластин в диски с архимедовым червяком для формирования определенного угла подъема винтовой поверхности.

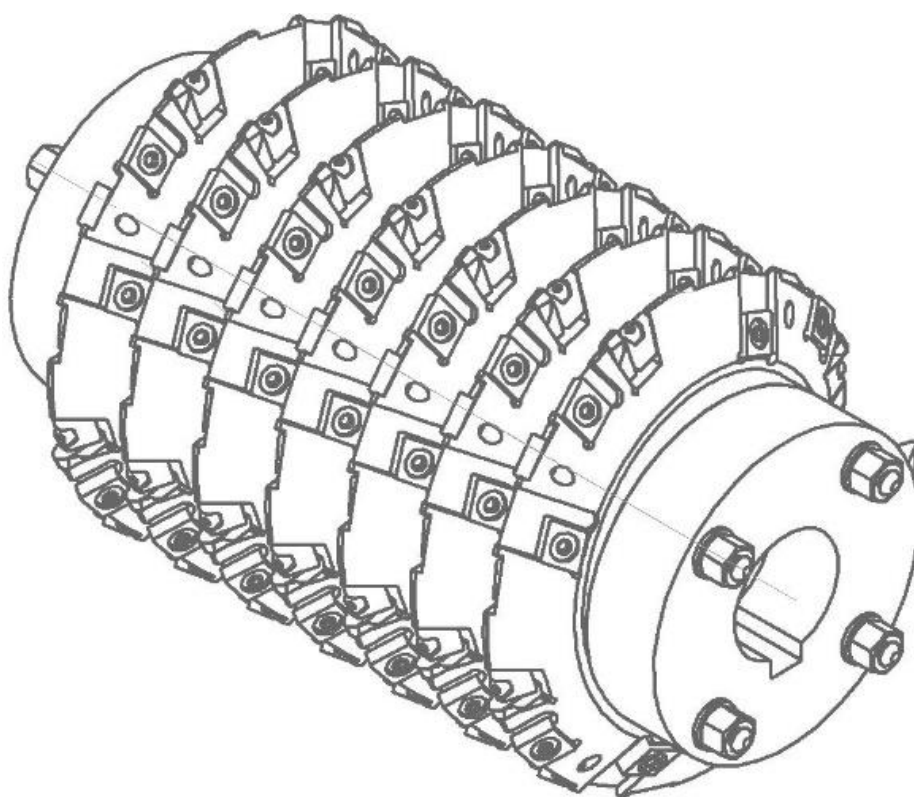


Рисунок 2. Инструмент для формообразования зубчатых колес с нестандартными исходными контурами зацепления

Для образования переменного угла зацепления на зубчатом колесе каждый диск имеет винтовую поверхность с уникальным профилем, который определяет исходный контур производящей рейки. Этот контур изменяется в соответствии с переменными углами α_1 и α_2 . На несимметричном профиле находятся режущие твердосплавные пластины, представляющие две различные функции. Первая функция выполняется радиально расположенными в корпусе инструмента пластинами, которые формируют впадины зубчатого колеса. Тангенциально расположенные режущие пластины выполняют вторую функцию, формируя эвольвентные поверхности зубьев колеса с переменными углами зацепления α_1 и α_2 .

Увеличение количества режущих пластин на архимедовом червяке приводит к снижению подачи на каждую пластину, что обеспечивает стабильность процесса зубофрезерования. Это также помогает сократить ударные нагрузки на режущие пластины сборного инструмента. Для крепления радиально расположенных режущих пластин используются подпорные поверхности совместно с направляющими штифтами и прижимными клиньями.

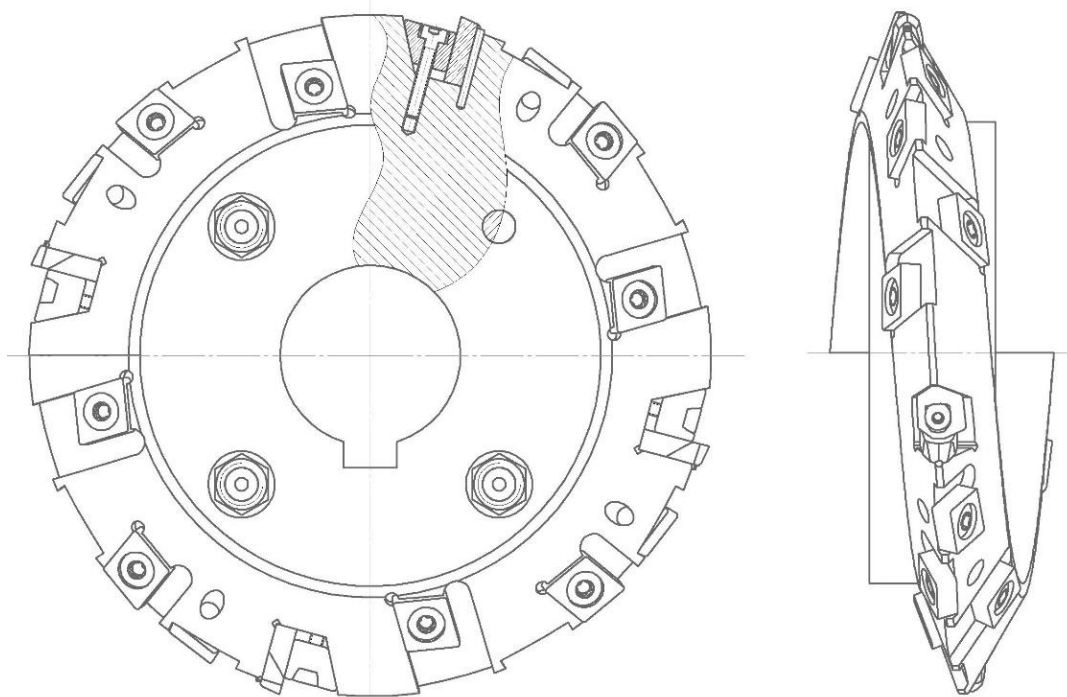


Рисунок 3. Диск режущего инструмента для формообразования зубчатых колес с нестандартными исходными контурами зацепления

Во время заворачивания винта, прижимной клин движется к оси инструмента, предотвращая смещение режущей пластины в радиальном направлении от оси инструмента. В то же время, направляющий штифт не допускает движения режущей пластины вдоль осей инструмента, обеспечивая устойчивость базирования. Несложно заметить, что рисунок 3 иллюстрирует процесс прикрепления режущих пластин к корпусу инструмента при помощи винтов.

В процессе заворачивания винта, режущая пластина надежно прижимается к опорным поверхностям корпуса и занимает свое место в угловых пазах, обеспечивая полное отсутствие перемещения режущего элемента в радиальной и осевой плоскостях вдоль оси инструмента.

Библиографический список

1. Вулгаков, Э. Б. Теория эвольвентных зубчатых передач / Э. Б. Вулгаков. – Москва : Машиностроение, 1995. – 320 с. – Текст : непосредственный.
2. Ананьев, В. М. Новые подходы к проектированию зубчатых передач авиационных редукторов / В. М. Ананьев, В. Л. Дорофеев, А. Л. Капелевич. – Текст : непосредственный // Вестник Национального технического университета «ХПИ» : сборник научных трудов. Тематический выпуск : Проблемы механического привода. – Харьков : НТУ «ХПИ», 2009. – № 20. – С. 19–29.
3. Вулгаков, Э. Б. Возможности несимметричных зубчатых передач / Э. Б. Вулгаков, А. Л. Капелевич. – Текст : непосредственный // Вестник машиностроения. – 1986. – № 4. – С. 14–16.
4. Тимофеев, Б. П. Расчет геометрических параметров цилиндрических эвольвентных передач с несимметричными зубьями / Б. П. Тимофеев, Д. А. Фролов. – Текст : непосредственный // ТММ. – Санкт-Петербург, 2005. – № 2 (6). – С. 15–21.
5. Артамонов Е. В. Исследование напряжений, деформации и прочности сменных режущих пластин методом конечных элементов : учебное пособие / Е. В. Артамонов, Т. Е. Помигалова, М. Х. Утешев. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2002. – 147 с. – Текст : непосредственный.
6. Артамонов Е. В. Прочность и работоспособность сменных твердосплавных пластин сборных режущих инструментов / Е. В. Артамонов. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2003. – 192 с. – Текст : непосредственный.
7. Бетанели А. И. Прочность и надежность режущего инструмента / А. И. Бетанели. – Тбилиси : Тбилиси, 1973. – 304 с. – Текст : непосредственный.
8. Васин, С. А. Резание материалов: Термомеханический подход к системе взаимосвязей при резании : учебник для технических вузов / С. А. Васин, А. С. Верещака, В. С. Кушнер. – Москва : Издательство МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2001. – 448 с. – Текст : непосредственный.
9. Верещака, А. С. Работоспособность режущего инструмента с износостойкими покрытиями / А. С. Верещака. – Москва : Машиностроение, 1993. – 148 с. – Текст : непосредственный.
10. Процессы и операции формообразования и инструментальная техника : учебник / В. А. Гречишников, С. Н. Григорьев, С. В. Лукина [и др.]. – Москва : МГТУ «Станкин», Янус-К, 2006. – Текст : непосредственный.

Влияние исходной нагрузки стали на уровень ее магнитоупругого размагничивания при дополнительном варьлируемом воздействии

Кулак С. М., Проботюк В. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Влияние неоднородности магнитных и магнитоупругих свойств стали, обусловленной вариацией химического состава, режимов прокатки и нагрева при изготовлении, на качество контроля напряжений является общим недостатком магнитоупругих методов контроля напряженно-деформированного состояния стальных конструкций. Для повышения точности определения напряжений в коэрцитиметрическом методе измеряют в том же месте второй параметр (например, магнитострикцию) и вводят его значение в уравнение регрессии $H_c(\sigma)$ (двухфакторный подход) [1, 2]. Для повышения точности контроля осевых напряжений в трубопроводе методом магнитоупругой памяти в работе [3] предлагается дозированно уменьшать – восстанавливать внутреннее давление продукта. Однако такой подход применим только для трубопроводов и сосудов с давлением. Контролируемое нагружение конструкции и ее элементов возможно далеко не всегда. Локальную нагрузку можно осуществлять с помощью таких устройств силового воздействия как струбцина, домкрат и пружинный ударник [4, 5]. При этом измеряется напряженность магнитного поля рассеяния локальной остаточной намагниченности (ЛОН), и оценивается такой комплексный параметр, как магнитоупругая чувствительность (МУЧ) Λ остаточной намагниченности стали, зависящая главным образом от ее магнитной жесткости и магнитострикции.

$$\Lambda = \frac{H_0 - H_\sigma}{H_0 \cdot \sigma} = \frac{\delta H}{\sigma}, \quad (1)$$

где H_0 , H_σ – напряженность магнитного поля рассеяния ЛОН стали до и после ее нагружения – разгружения, соответственно; σ – амплитуда приложенных к стали механических напряжений.

Поэтому для повышения точности магнитоупругих тензометров актуальным является разработка простых и надежных методов определения второго параметра, в частности, магнитоупругой чувствительности выбранного участка стали контролируемой конструкции.

Цель работы – исследование влияния исходной и дополнительно варьлируемой нагрузки стали на магнитное поле рассеяния ее ЛОН.

Задачи, решаемые в ходе выполнения работы:

– исследование зависимости изменения напряженности магнитного поля рассеяния ЛОН стали, испытывающей деформации одноосного и двухосного растяжения, одноосного сжатия, от уровня напряжений, создаваемых

дополнительно ударом и статическими деформациями одноосного и двухосного растяжения, одноосного сжатия;

– оценка магнитоупругой чувствительности одноосно и двухосно нагруженной стали к дополнительно варьируемым статическим и динамическим нагрузкам.

Локальная остаточная намагниченность произведенная с поверхности стали является замкнутой магнитной структурой (своего рода коконом) имеющей свой магнитный момент \vec{P}_r и пространственное распределение силовых линий магнитной индукции внутри и вне ферромагнетика (напряженность магнитного поля рассеяния ЛОН) [5]. Состояние ЛОН ферромагнетика является метастабильным. Оно разрушается под действием, механических напряжений.

На рисунке 1 представлена экспериментальная установка для одноосного сжатия образца, созданная на базе разрывной машины ИР 5047-50-10.

Образец 1 в форме профильной трубы (см. рисунок 1) с закрепленным на его поверхности направляющим цилиндром 2 нагружается базовым осевым сжатием до напряжения $\sigma_{сж0}$. В цилиндр 2 со встроенными датчиками напряженности магнитного поля, помещался постоянный магнит 3 и производилось его намагничивание. После удаления магнита из цилиндра измерялось исходное значение тангенциальной составляющей напряженности магнитного поля рассеяния ЛОН образца $H_{т0}$. Производилось дополнительно вариативное нагружение образца сжатием до значения нагрузки равной $\sigma_{сж0} + \Delta\sigma_{сж1}$, затем снятие нагрузки до значения $\sigma_{сж0}$ с последующим измерением $H_{тс}$. Следующее дополнительное вариативное нагружение образца осевым сжатием происходило до уровня $\sigma_{сж0} + \Delta\sigma_{сж2}$ ($\Delta\sigma_{сж2} > \Delta\sigma_{сж1}$) с последующим снятием нагрузки до значения $\sigma_{сж0}$ и измерением $H_{тс}$. Аналогичные измерения проводились при различных значениях $\Delta\sigma_{сж}$. Далее базовая нагрузка сжатия $\sigma_{сж}$ увеличивалась, и проводились повторные измерения при варьируемом дополнительном нагружении $\Delta\sigma_{сж}$.

Для исследования магнитоупругого размагничивания стали применялась гидравлическая машина, позволяющая проводить как одноосное, так и двухосное растяжение крестообразного образца в упругой области его деформаций (рисунок 2).

При исследовании магнитоупругого размагничивания стали при базовом и варьируемом одно- или двухосном растяжении крестообразный образец 1 (рисунок 2) нагружался базовым (одно-двухосным) растяжением до напряжения σ_0 , которое создавалось с помощью гидроцилиндров 7,8 и гидравлического ручного насоса 9. Давление масла в системе гидроцилиндров контролировалось манометрами 4 и 5, показания которых предварительно калибровалось по уровню механических напряжений в растягиваемом образце тензометрическим способом. Режим одноосного или двухосного растяжения выбирался с помощью шарового крана 6.

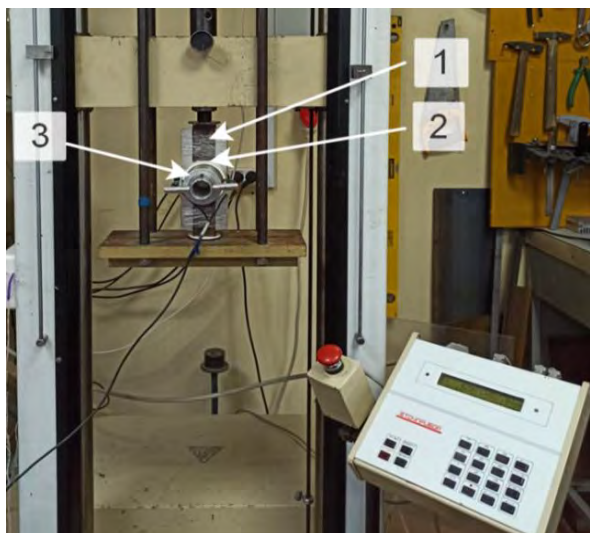


Рисунок 1. Установка для исследования магнитоупругого размагничивания стали, испытывающей деформации одноосного сжатия и удара

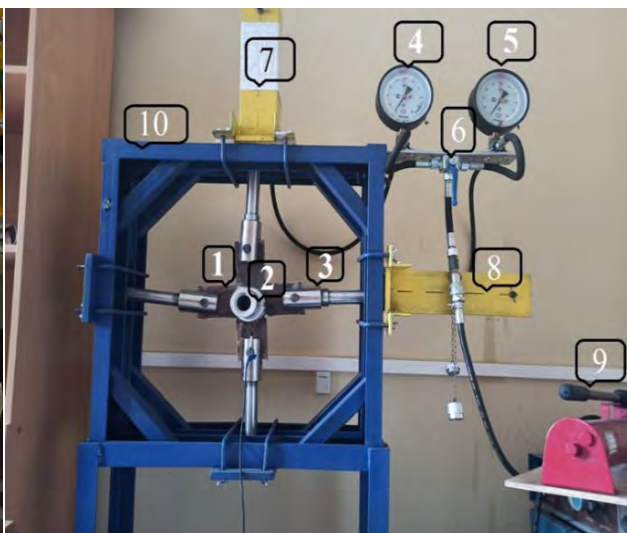


Рисунок 2. Гидравлическая машина для механических испытаний стальных образцов при их деформации одноосного и двухосного растяжения, удара

В цилиндр 2 со встроенными датчиками напряженности магнитного поля помещался постоянный магнит, и производилось локальное намагничивание образца. После удаления магнита из цилиндра измерялось исходное значение тангенциальной составляющей напряженности магнитного поля рассеяния ЛОН образца $H_{т0}$. Производилось дополнительное (одно-двухосное) растяжение образца до значения нагрузки $\sigma_0 + \Delta\sigma_1$, затем снятие нагрузки до значения σ_0 и измерение $H_{т\sigma}$.

После создавалось растяжение до следующего значения напряжения $\sigma_0 + \Delta\sigma_2$ с последующим снятием нагрузки до значения σ_0 и измерением $H_{т\sigma}$. Аналогичные измерения проводились при различных значениях $\Delta\sigma_n$. Далее базовая нагрузка растяжения увеличивалась до σ_1 и проводились повторные измерения при варьируемом нагружении $\Delta\sigma$.

При одно- и двухосном растяжении и сжатии образца дополнительное нагружение также осуществлялось дозированным ударным воздействием на образец вдоль его нормали, которое создавало в образце напряжения динамического сжатия $\Delta\sigma_{уд}$.

По результатам исследований рассчитывали относительное изменение напряженности магнитного поля рассеяния ЛОН стали ст3 $\delta H_t = (H_{т0} - H_{т\sigma}) / H_{т0}$, магнитоупругую чувствительность $\Lambda = \delta H_t / \Delta\sigma$ и устанавливали их зависимость от соответствующих напряжений дополнительного варьируемого сжатия $\Delta\sigma_{сж}$, растяжения $\Delta\sigma_{раст}$ или удара $\Delta\sigma_{уд}$ (рисунки 3-6).

При исследовании магнитоупругого размагничивания крестообразных образцов двухосным растяжением, рассчитывались эквивалентные напряжения $\Delta\sigma_{эkv}$ и $\sigma_{эkv}$ (рисунок 5, 6).

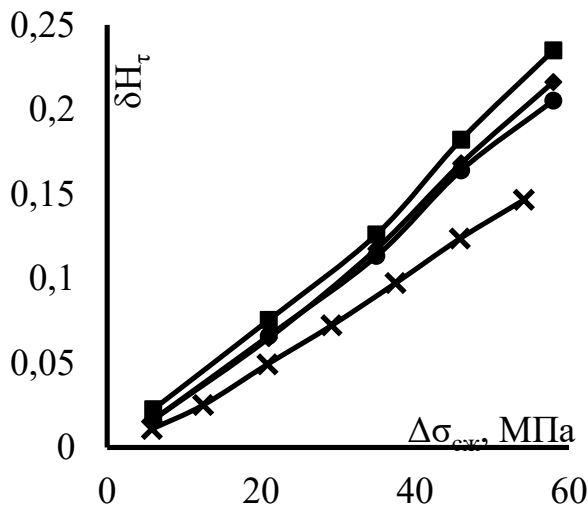


Рисунок 3. Зависимость изменения напряженности магнитного поля рассеяния δH_t ЛОН стали ст3 от вариаций напряжения $\Delta\sigma_{сж}$ при базовых сжатиях $\sigma_{сж}$: x-25; ●-48; ◆-63; ■-120МПа

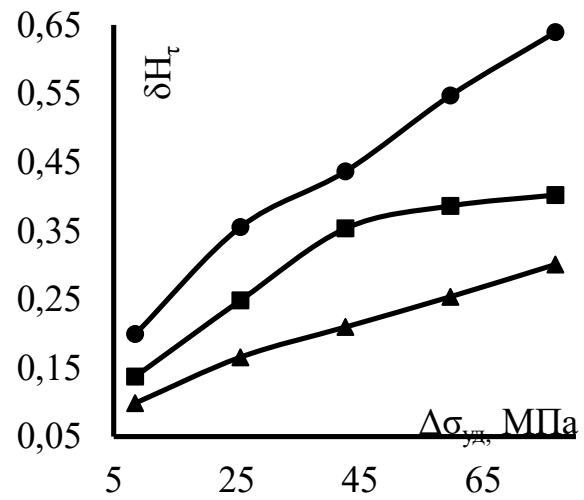


Рисунок 4. Зависимость изменения напряженности магнитного поля рассеяния δH_t ЛОН стали ст3 от напряжений удара $\Delta\sigma_{уд}$ при базовых сжатиях $\sigma_{сж}$: ●-20; ■-60; ▲-163МПа

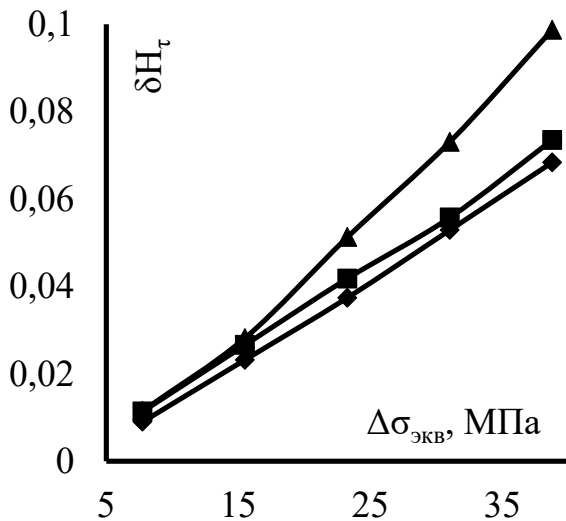


Рисунок 5. Зависимость изменения напряженности магнитного поля рассеяния δH_t ЛОН стали ст3 от вариаций напряжения $\Delta\sigma_{экв}$ при базовом двухосном растяжении $\sigma_{экв}$: ◆-47; ■-77; ▲-108МПа.

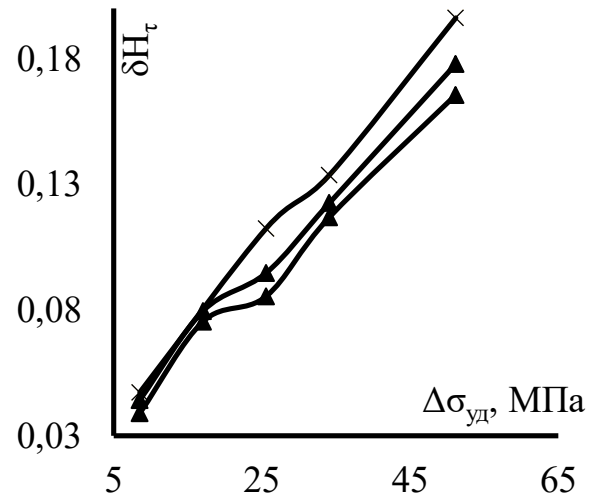


Рисунок 6. Зависимость изменения напряженности магнитного поля рассеяния δH_t ЛОН стали ст3 от напряжений удара $\Delta\sigma_{уд}$ при базовых эквивалентных напряжениях двухосного растяжения $\sigma_{экв}$: x-30; ■-47; ▲-109МПа

Установлено, что с ростом исходной нагрузки стали ст3 уровень магнитоупругого размагничивания, вызванного дополнительным статическим нагружением сначала убывает, а затем возрастает; при увеличении дополнительного ударного воздействия на сталь, деформированную растяжением и сжатием, эта величина только убывает.

Показано, что магнитоупругая чувствительность Стали 3 к дополнительно прикладываемым ударным напряжениям в 2-4 раза превышает магнитоупругую чувствительность к напряжениям вариативного осевого растяжения или сжатия стали при ее одинаковой базовой (исходной) деформации.

Библиографический список

1. Новиков, В. Ф. Зависимость коэрцитивной силы малоуглеродистых сталей от одноосных напряжений (часть 2) / В. Ф. Новиков, Т. А. Яценко, М. С. Бахарев. – Текст : непосредственный // Дефектоскопия. – 2002. – № 4. – С. 11–17.

2. Сандомирский, С. Г. Условия повышения достоверности двухпараметрового косвенного измерения свойств сталей по сравнению с однопараметровым / С. Г. Сандомирский. – Текст : непосредственный // Современные методы и приборы контроля качества и диагностики состояния объектов : материалы 7-й Междунар. науч.-техн. конф. – Могилев, 2020. – С. 170–176.

3. Патент № 2326356 Российская Федерация. МПК 3 G01L 1/12. Магнитный способ определения осевых механических напряжений сложно нагруженного магнетика : №2006142118/28 : заявл. 28.11.06 : опубл. 10.06.08 / Кулак С. М., Новиков В. Ф. : заявитель и патентообладатель Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» (ТюмГНГУ). – Текст : непосредственный.

4. Новиков, В. Ф. Определение осевых напряжений стали в режиме памяти по экспоненциальному закону магнитоупругого размагничивания / В. Ф. Новиков, С. М. Кулак, А. С. Парахин. – DOI 10.26896/1028-6861-2021-87-6-54-62. – Текст : непосредственный // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – 2021.– Т. 87, № 6. – С. 54–62.

5. Novikov, V. F. Testing Uniaxial Stresses in Steels with Allowance for Their Magnetoelastic Sensitivity / V. F. Novikov, S. M. Kulak, A. S. Parakhin. – DOI 10.1134/S1061830921040082. – Direct text // Russian Journal of Nondestructive Testing. – 2021.– Vol. 57, Issue 4. – P. 310–319.

6. Мельгуй, М. А. Магнитный контроль механических свойств сталей / М. А. Мельгуй. – Минск : Наука и техника, 1980. – 184 с. – Текст : непосредственный.

Влияние направления шероховатости на коэффициент концентрации напряжений

Кусков К. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Как известно, изменение геометрических размеров сечения изделия приводит к возникновению зон с повышенными значениями напряжений при приложении нагрузки. Оценка данного эффекта осуществляется при помощи коэффициента концентрации напряжений, который может быть получен как расчетным путем, так и при помощи непосредственных измерений: тензометрия, фотоупругость, тензочувствительные покрытия и др. [1-3]. Шероховатость можно рассматривать как изменение геометрических размеров сечения изделий [4]. При проектировании изделий, в большинстве случаев указывается только требуемые значения шероховатости, но не ее направление. Задачей настоящего исследования является изучения влияния направления шероховатости поверхности относительно действующей растягивающей силы на теоретический коэффициент концентрации напряжений, определенный методом компьютерного моделирования.

В качестве образца для моделирования использовали стандартный плоский образец на растяжение по ГОСТ 1497-84 тип 1 толщиной 8 мм. С целью упрощения расчетов было принято решение увеличить размеры образца в 10 раз (рисунок 1).

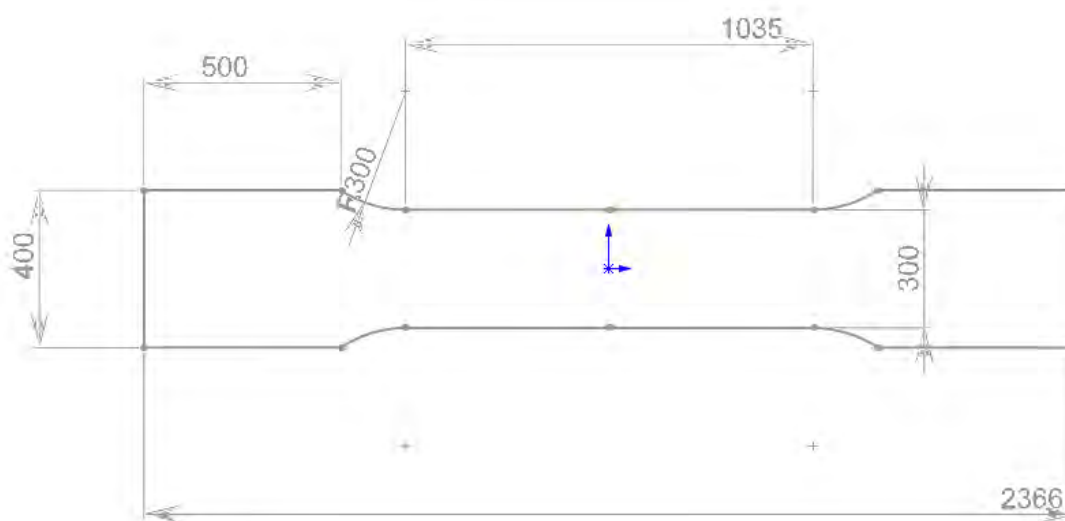


Рисунок 1. Образец для исследований

В качестве профиля шероховатости была выбрана единичная риска размеры и форма которой приведены на рисунке 2 [4]. Значение R приводятся в таблице 1. Траектория дефекта представлена на рисунке 3.

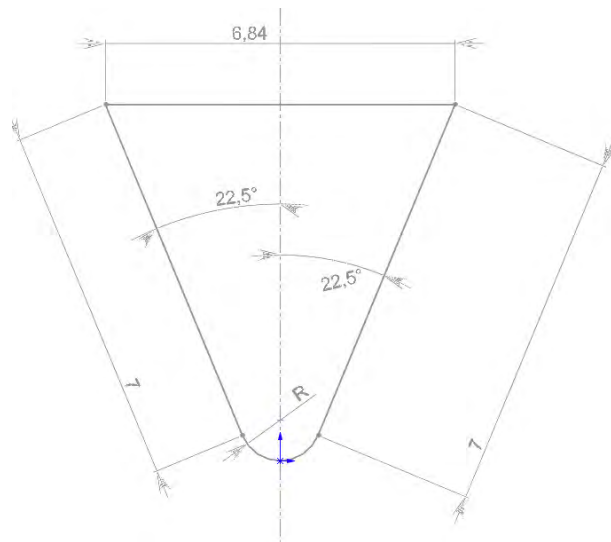


Рисунок 2. Форма и размер профиля шероховатости

Таблица 1

Расчетные напряжения и коэффициент концентрации напряжений при различных значениях шероховатости

Максимальная глубина дефекта, мм	Максимальные эквивалентные напряжения, МПа		Коэффициент концентрации напряжений	
	Вдоль действия растягивающей силы в центральной части риски	Поперек действия растягивающей силы в центральной части риски	Вдоль действия растягивающей силы	Поперек действия растягивающей силы
3,2 (R=0,8)	0,4197	2,04	1,019	4,89
1,6 (R=0,4)	0,4176	2,03	1,002	4,87
0,8 (R=0,2)	0,4173	1,69	1,001	4,05

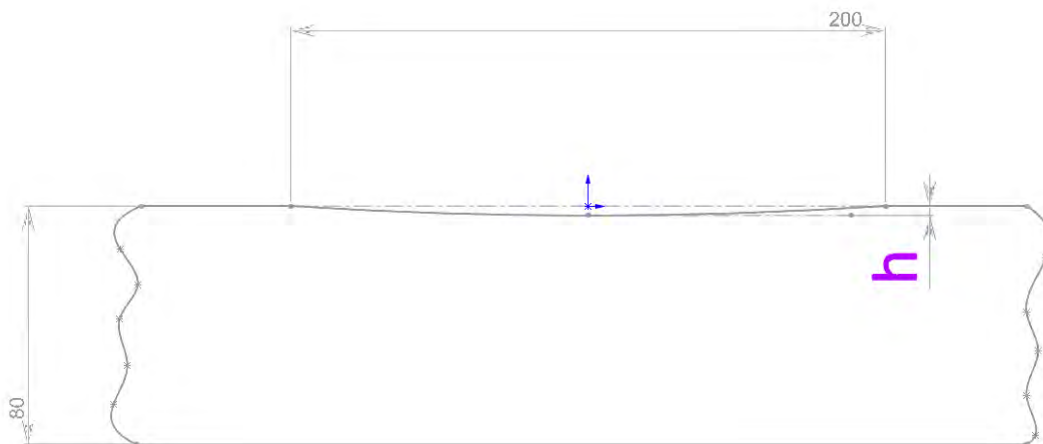


Рисунок 3. Траектория дефекта, где h – глубина дефекта

- Граничные условия, использованные при моделировании в ПО Ansys:
- нагрузка для всех образцов составляла 10 000 Н и действовала вдоль оси образца, вызывая растягивающие напряжения;
 - в качестве материала была выбрана сталь 09Г2С со следующими характеристиками: предел прочности - 630 МПа, предел текучести – 361,6 МПа, коэффициент Пуассона – 0.3 и модуль Юнга – 200 ГПа;
 - жесткая заделка по всем степеням свободы для наружных поверхностей левого захвата образца;
 - размеры расчетной сетки по основному телу составили 0,8 мм, а на поверхности риски 0,3 мм;
 - дефект в виде риски располагался по центральным линиям симметрии образца вдоль и поперек действующей силы растяжения.

С целью получения более точных расчетов, была выбрана только часть образца с размерами 300x300 мм. В качестве максимальной глубины дефекта выбраны значения 3,2 мм, 1,6 мм и 0,8 мм, что соответствует значениям наибольшей высоты профиля R_{max} 320, 160 и 80.

Предварительно был произведен расчет эквивалентных напряжений в центральной части образца без дефекта (рисунок 4), которые равны 0,4167 МПа. Данные расчетов в ПО Ansys приведены в таблице 1. Центральная часть образца без дефекта.

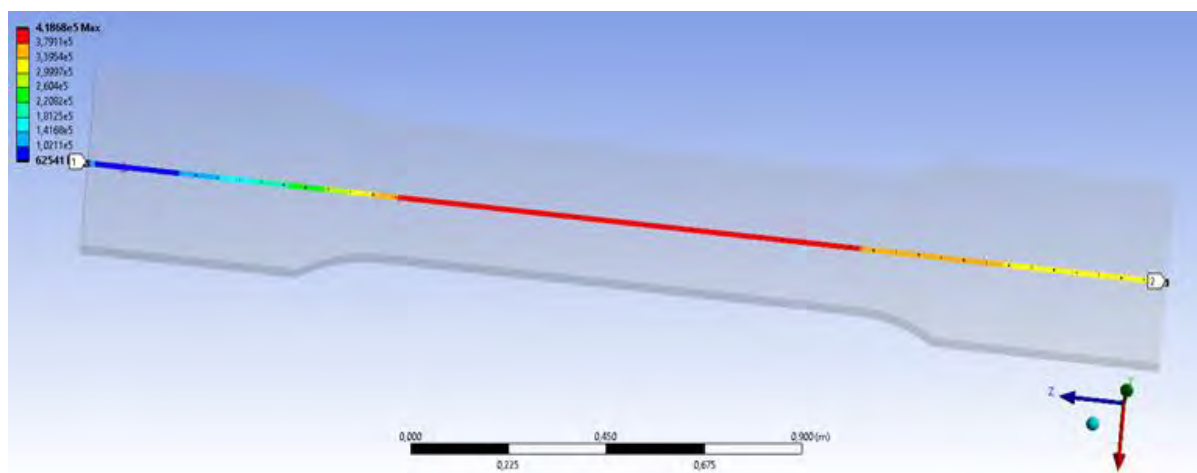


Рисунок 4. Пример расчета центральной части образца без дефекта

Полученные данные показывают значительный вклад поверхностного дефекта в виде единичной риски на возникающие напряжения, а именно рост коэффициента концентрации напряжений до 4,89. Высокий коэффициент концентрации напряжений будет сказываться в значительной степени на усталостных характеристиках материалов, т.к. такой дефект можно рассматривать как поверхностную микротрещину, которая в процессе испытаний растет и приводит к разрушению образца.

Авторы благодарят за поддержку данного исследования национальный проект «Наука и университеты» Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (FEWN-2021-0012).

Библиографический список

1. Гербер, Ю. А. Напряжения вблизи вершины трещины-пропила / Ю. А. Гербер, А. Е. Нагель, М. В. Табанюхова. – DOI 10.36622/VSTU.2023.36.1.006. – Текст : непосредственный // Строительная механика и конструкции. – 2023. – № 1 (36). – С. 55–62.
2. Пермяков, В. Н. Принципы формирования хрупких тензочувствительных покрытий для определения деформаций и напряжений оборудования / В. Н. Пермяков, Л. Б. Хайруллина, В. Л. Мартынович. – DOI 10.17122/ntj-oil-2022-1-106-113. – Текст : непосредственный // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2022. – № 1 (135). – С. 106–113.
3. Прокофьев, Г. Ф. Определение коэффициента концентрации напряжений в межзубовых впадинах ленточных пил при изгибе / Г. Ф. Прокофьев, О. Л. Коваленко, С. А. Черепанов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Лесной журнал. – 2015. – № 4 (346). – С. 125–136.
4. Гисметулин, А. Р. Моделирование формообразования шероховатости поверхности на операции плоского шлифования / А. Р. Гисметулин, О. М. Сидоренко. – Текст : непосредственный // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2012. – Т. 14, № 4(3). – С. 850–855.

Проблемы при строительстве и эксплуатации кровельного покрытия производственных зданий

Тишков Е. В., Кардаев Е. М., Демиденко О. В.

*ФГАОУ ВО «Омский государственный технический университет»,
г. Омск*

Доля строительства зданий для обслуживания производственных потребностей нефтегазового комплекса из сэндвич-панелей в России составляет около 10 % [1]. Сэндвич панели используются при строительстве промышленных, административных, складских зданий нефтегазового комплекса. Основное преимущество их использования – высокая скорость возведения и небольшая себестоимость. Стоимость возведения обычной крыши обходится на 20–30 % дороже, чем из кровельных сэндвич-панелей [2, 3].

Важным условием долговечности объекта строительства является надежная кровля. Конструкция кровельной сэндвич-панели состоит из двух листов облицовочного материала, между которыми уложена прослойка утеплителя определенной толщины. В качестве облицовки используется оцинкованный профиль толщиной 0,45-0,7мм с защитным полимерным покрытием.

К основным взаимосвязанным и взаимообусловленным дефектам при строительстве и эксплуатации кровли с покрытием из сэндвич-панелей относятся деформация облицовки, разрушение утеплителя, разгерметизация стыковых соединений, и как следствие, протечка кровли.

Монтаж сэндвич-панелей на каркас здания производится с помощью саморезов. Недостаточно закрепленные и перетянутые саморезы, кривизна вкручивания уменьшают прочность и герметичность всей конструкции.

Сэндвич-панели обладают невысокой прочностью, поэтому их легко повредить при транспортировке, монтаже и эксплуатации. Не допускается хранение материалов на открытых площадках, т. к. под воздействием климатических нагрузок материал деформируется. Во избежание повреждений при выполнении погрузочно-разгрузочных работ допускается применение приспособлений с вакуумными присосками, монтажных струбцин или текстильных канатов [4-6].

На стадии проектирования возникают просчеты при определении шага обрешетки, прогонов и ригелей, распределении пространственной жесткости, что может привести к разрушению панелей в узлах соединения с опорной конструкцией, повреждению внутреннего слоя, как следствие, выпучивание обшивки панели и разгерметизация кровли.

От качества облицовки панелей зависят теплоизоляционные свойства утеплителя, эстетическая привлекательность и долговечность кровельного покрытия.

После весенне-летнего периода эксплуатации, возникают значительные деформации облицовочного профиля под воздействием негативных факторов окружающей среды: сильные ветра, проливные дожди, град, перепады температур, ультрафиолетовое излучение. Фиксируется выпучивание в наружной облицовке панели, которое сопровождается коррозией металла, отслоению обшивок от утеплителя, разрушению структуры утеплителя, проникновению влаги во время осадков в подкровельное пространство. Влага в процессе замораживания-размораживания приводит к ухудшению прочностных характеристик утеплителя и порче сэндвич-панели.

Огнебезопасность сэндвич-панелей достигается путем замены полистирольных и полиуретановых утеплителей на современные резольные и изоциануратные пенопласты с нулевым распространением пламени и отсутствием выделения ядовитых газов при пожаре.

Сопряжение кровельных панелей по нижним облицовкам осуществляется стандартным замком типа «шип-паз», а верхние или наружные соединения панелей крепятся замками на основе стоячего фальца. Для гидроизоляции соединения используется силиконовый герметик. Закатка фальца очень трудоемкая операция. При производстве работ с применением механизированных машин авторами зафиксировано множество отклонений от проекта: недокатка полного шва, нарушение геометрии сопрягаемых элементов, повреждения внешнего антикоррозионного покрытия обшивки.

Под воздействием снега и льда стыки между панелями расходятся, а сами панели – провисают. Вмятины и царапины на панелях приводят к потере надежности конструкции.

При монтаже главные ошибки, заключаются в нарушении нормативных требований, несоблюдении минимальных допусков при сборке покрытия, невыполнении требований организации труда, недостаточная квалификация рабочих, что приводит к нарушению герметичности кровли. Примеры дефектов кровельного покрытия из сэндвич-панелей представлены на рисунке 1.



Рисунок 1. Деформации кровли из сэндвич-панелей

Отсутствие или неправильное устройство деформационных швов, приводит к ухудшению замкового соединения и разгерметизации кровельного покрытия.

На основании проведенного исследования авторами разработаны рекомендации по устройству и эксплуатации кровельного покрытия производственных зданий нефтегазового комплекса. Для устранения протечек кровли необходимо на этапе проектирования просчитать все риски, которые могут возникнуть при монтаже и эксплуатации кровли, все стыки запроектировать с максимальным обеспечением гидроизоляции, особое внимание уделить технологичности монтажа этих узлов. При эксплуатации не реже двух раз в год необходимо осматривать кровлю и контролировать целостность покрытия, надежность креплений, заделку стыков, в случае разгерметизации покрытия своевременно проводить ремонтные работы.

Библиографический список

1. Organizing Construction Logistical Support / S. Kuznetsov, O. Demidenko, N. Volovnik, V. Kazakov. – DOI 10.1007/978-3-030-96383-5_40. – Direct text // International Scientific Siberian Transport Forum TransSiberia – 2021. Lecture Notes in Networks and Systems. – 2022. – Vol. 403. – P. 358–366.

2. Научно-техническое сопровождение при строительстве и эксплуатации культурно-спортивного сооружения / Н. С. Воловник, О. В. Демиденко, В. А. Казаков, П. В. Гашков. – DOI 10.23968/1999-5571-2020-17-2-100-108. – Текст : непосредственный // Вестник гражданских инженеров. – 2020. – № 2 (79). – С. 100–109.

3. Кузнецов, С. М. Обследование здания в рамках строительнотехнической экспертизы / С. М. Кузнецов, Н. С. Воловник, О. В. Демиденко, А. И. Белова. – DOI 10.52170/1815-9265_2021_58_87. – Текст : непосредственный // Вестник Сибирского государственного университета путей сообщения. – 2021. – № 3 (58). – С. 87–95.

4. Одинцов, Д. Г. Повышение эффективности транспортнотехнологического обеспечения строительных потоков / Д. Г. Одинцов, О. В. Демиденко. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Строительство. – 2003. – № 5 (533). – С. 67–71.

5. Kuznetsov, S. Definition Model of the Optimal Size of the Material Resources in Construction / S. Kuznetsov, O. Demidenko. – DOI 10.1007/978-3-031-11051-1_8. – Direct text // Networked Control Systems for Connected and Automated Vehicles. Lecture Notes in Networks and Systems. – 2022. – Vol. 510. – P. 83–92.

6. Kuznetsov, S. Organization of Material Resources Supply in Transport Construction / S. Kuznetsov, O. Demidenko. – DOI 10.1007/978-3-031-11058-0_37. – Direct text // Networked Control Systems for Connected and Automated Vehicles. Lecture Notes in Networks and Systems. – 2022. – Vol. 509. – P. 385–394.

СЕКЦИЯ «Химическая технология в нефтяной и газовой промышленности»

Модернизация установки производства водорода методом короткоциклового адсорбции с целью повышения качества продукции

Ибрагимова А. Т., Мезенцева Т. А.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень

Потребность модернизации установок производства водорода на современных нефтеперерабатывающих предприятиях связана с необходимостью в водороде высокой чистоты. Обычно H_2 производят в процессе каталитического риформинга метана, в результате водородсодержащий газ (ВСГ) насыщен примесями, оказывающими негативный эффект на протекание химических реакций в процессах, требующих водород высокой чистоты – гидроочистка, гидрокрекинг [1].

Предложен метод модернизации установки блоком доочистки продукта короткоциклового адсорбцией (КЦА).

В ПО Nysys построена схема риформинга метана (рисунок 1). Модель адсорбера принята как разделитель.

По результату расчета в таблице 1 приведен состав ВСГ после протекания основных реакций до очистки.

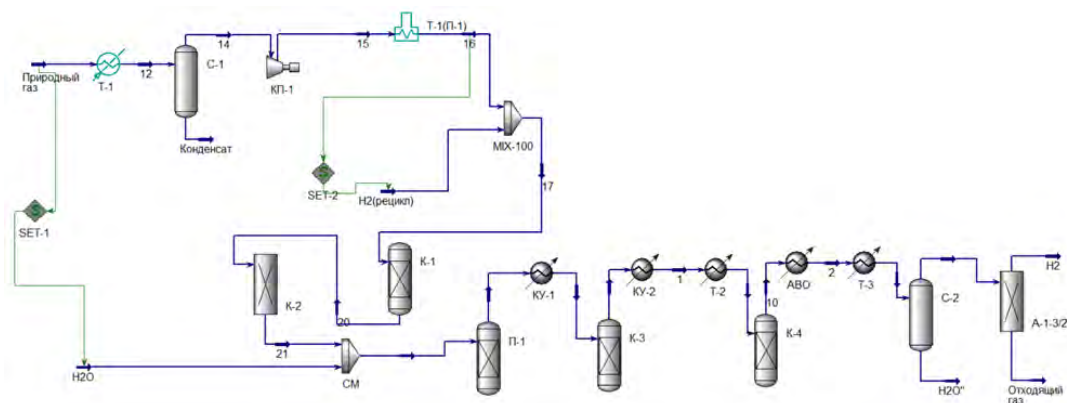


Рисунок 1. Схема каталитического риформинга метана

Таблица 1

Состав ВСГ после С-2

Компонент	% мольн.
H_2	75,08
CH_4	5,45
CO_2	17,21
CO	2,05
H_2O	0,21

На рисунке 2 схематично отображен блок адсорбционной очистки, состоящий из шести аппаратов.

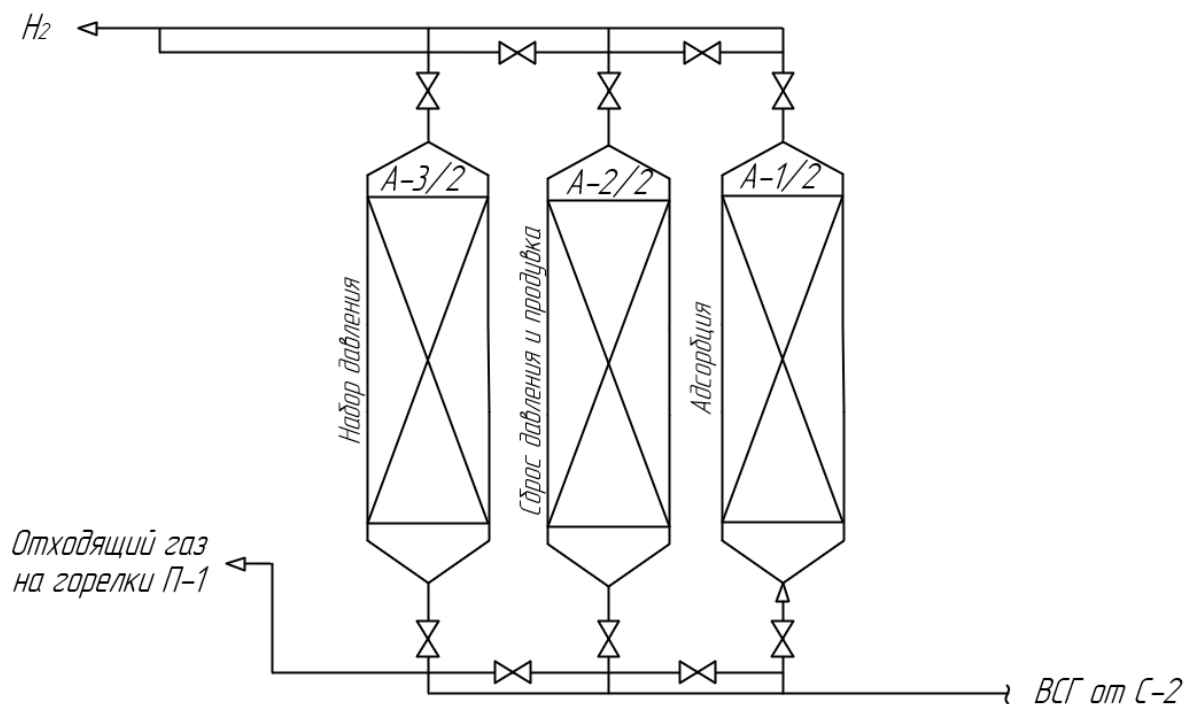


Рисунок 2. Блок КЦА

Адсорбция водорода с коротким циклом включает следующие этапы:

1. Адсорбция. Происходит воздействие на адсорбирующий материал, обычно цеолит или активированный уголь, потоком газа, насыщенного водородом. Молекулы H_2 проходят сквозь адсорбент, в то время как нежелательные компоненты адсорбируются на его поверхности. ВСГ достигает 99,9 % мольн. чистоты и при давлении 2,3-2,6 МПа выводится с верха адсорбера [2].

2. Сброс давления и продувка. После завершения стадии адсорбции в адсорбере сбрасывается давление в несколько небольших этапов для извлечения дополнительного количества чистого газа, все еще находящегося в аппарате. Как только весь чистый газ извлечен, десорбированные примеси сбрасываются в трубопровод отвода отходящих газов при давлении 0,045-0,065 МПа.

3. Регенерация. Адсорбент продувается газом высокой чистоты при постоянном давлении отходящих газов для дальнейшей регенерации слоя адсорбента.

4. Повторный набор давления. Адсорбер наполняется чистым газом под давлением и цикл процесса начинается снова.

Использование от 4 до 6 колонн позволяет непрерывно получать целевой газ, при этом сам процесс адсорбции длится в среднем до 10 минут [2].

В результате в качестве способа модернизации установки предложен метод адсорбционной очистки водорода. Данный процесс позволяет повысить концентрацию водорода в ВСГ с 75 % до 99,9 %.

Библиографический список

1. Riboldi, L. Overview on Pressure Swing Adsorption (PSA) as CO₂ Capture Technology / L. Riboldi, O. Bolland. – DOI 10.1016/j.egypro.2017.03.1385. – Direct text // Energy Procedia. – 2017. – Issue 114. – P. 2390–2400.

2. CO₂ adsorption by swing technologies and challenges on industrialization / N. Fouladi, M. A. Makarem, M. A. Sedghamiz, H. R. Rahimpour. – DOI 10.1016/B978-0-12-819657-1.00011-6. – Direct text // Advances in Carbon Capture. – 2020. – Issue 11. – P. 241–267.

Научный руководитель: Мезенцева Т. А., главный специалист отдела ИП УГиР НГКМ, ООО «ТНЦ».

Фазовый переход в нефтяных дисперсных системах и его влияние на технологические процессы при добыче, переработке и транспортировке нефти

Ковалева И. В., Семихина Л. П.

Тюменский государственный университет, г. Тюмень

В настоящее время наблюдается увеличение доли трудноизвлекаемых запасов нефти, ухудшение структуры углеводородного сырья, рост обводненности месторождений, что непосредственно влияет на процессы добычи, переработки и транспортировки нефти.

В первую очередь это связано с преобладанием месторождений, вступивших в позднюю стадию разработки, при этом остаточные запасы углеводородного сырья трудноизвлекаемы. Во-вторых, вводимые вновь в эксплуатацию месторождения имеют более сложное геологическое строение.

Для эффективной оптимизации технологических процессов при добыче, переработке и транспортировке нефти необходима база знаний физико-химико-механических свойств нефти и химических реагентов, применяемых в нефтяной отрасли, поскольку большинство эффективных решений технических задач базируется на этих теоретических и практических знаниях. Изучение особенностей поведения, в частности нефтей, как нефтяных дисперсных систем (НДС) усложняется их многокомпонентностью состава, а также возможностью протекания фазовых переходов внутри частиц их дисперсной фазы при изменении термобарических условий и под воздействием сдвиговых деформаций.

В данной работе представлено исследование фазового перехода в нефтяных дисперсных системах в интервале температур, соответствующем

щему интервалу температур подготовки нефти для большинства месторождений и его влияние на нефтетехнологические процессы.

Целый ряд исследований посвящен изучению данного фазового перехода, например, он зарегистрирован в работах [1, 2]. Однако его природа либо не анализируется, либо полагают, что он связан с плавлением парафинов.

Причина сложившейся ситуации обусловлена усложненным многокомпонентным составом НДС, что влияет на исследование природы данного фазового перехода. Поэтому в данной работе его природу исследовали на примере концентрированных мицеллярных дисперсных систем (МДС) с содержанием ПАВ более 40 %. Достоинством является то, что их можно приготовить с известным химическим составом и с гораздо меньшим числом компонентов.

Объектами исследования являлись нефть Западно-Салымского месторождения, ХМАО ($\rho=877 \text{ кг/м}^3$ при $T=20\text{C}$, $\eta=45\text{мПа}\cdot\text{с}$, при $T=25\text{C}$ и $\nu=26,4 \text{ с}^{-1}$) как НДС и реагент с деэмульгирующей способностью, как МДС. Деэмульгатор «Рекод 118М»- ~45% раствор нескольких неионогенных ПАВ.

Методика исследования. Измерения вязкости нефти и химических реагентов проводились с помощью ротационного вискозиметра «Brookfield DV-II+Pro», при скоростях сдвига $\nu=1-200 \text{ с}^{-1}$.

Состояние НДС, МДС оценивалось также по непосредственному измерению размеров частиц в них с помощью лазерного анализатора Zetatracs (США).

Результаты и анализ исследования. Согласно современным представлениям нефть является сложной по химическому составу коллоидно-дисперсной нефтяной системой (НДС), включающей компоненты, которые в зависимости от химической природы и термобарических условий могут находиться в разных агрегатных состояниях [3].

Распределение частиц по размерам в нефти Западно-Салымского месторождения и деэмульгаторе «Рекод 118» позволяет подтвердить факт принадлежности НДС И МДС к дисперсным системам (рисунок 1).

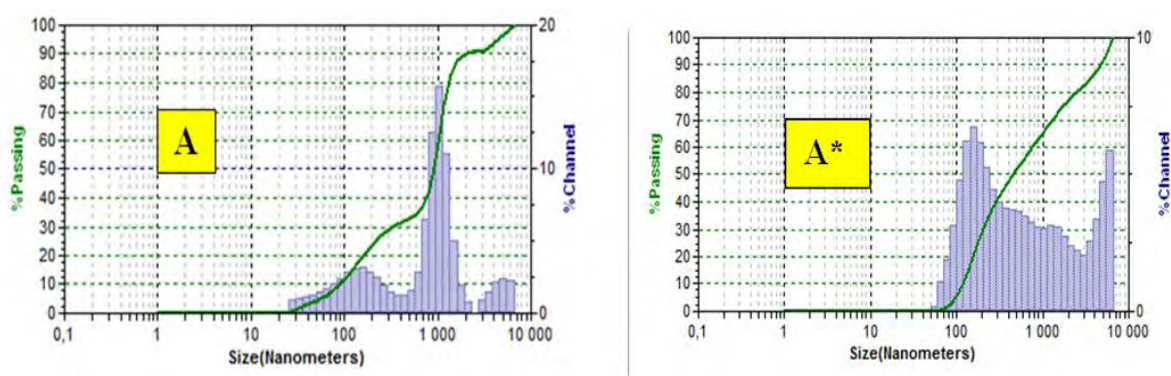


Рисунок 1. Распределение частиц по размерам при 26°С А – нефти; А* - деэмульгатора Рекод 118М

Исследуемые дисперсные системы являются неньютоновскими жидкостями, что указывает на монотонное снижение вязкости при повышении температуры при разных скоростях сдвига. Стоит заметить, что по зависимости $\mu(T)$ никакой особенности в состоянии НДС и МДС при изменении температуры в диапазоне 20°C - 65°C не выявляется. Однако особенность в НДС и МДС выявляется по зависимостям $\ln(\mu)$ от $(1/T)$, которые для исследованных дисперсных систем приведены на рисунке 2. Зависимости $\ln(\mu)$ от $(1/T)$, как для НДС, так и для МДС разбиваются на два линейных участка с резким перегибом в узком диапазоне температур 35°C - 45°C (рисунок 2). Температура перегиба - T^* может незначительно смещаться (единицы градусов).

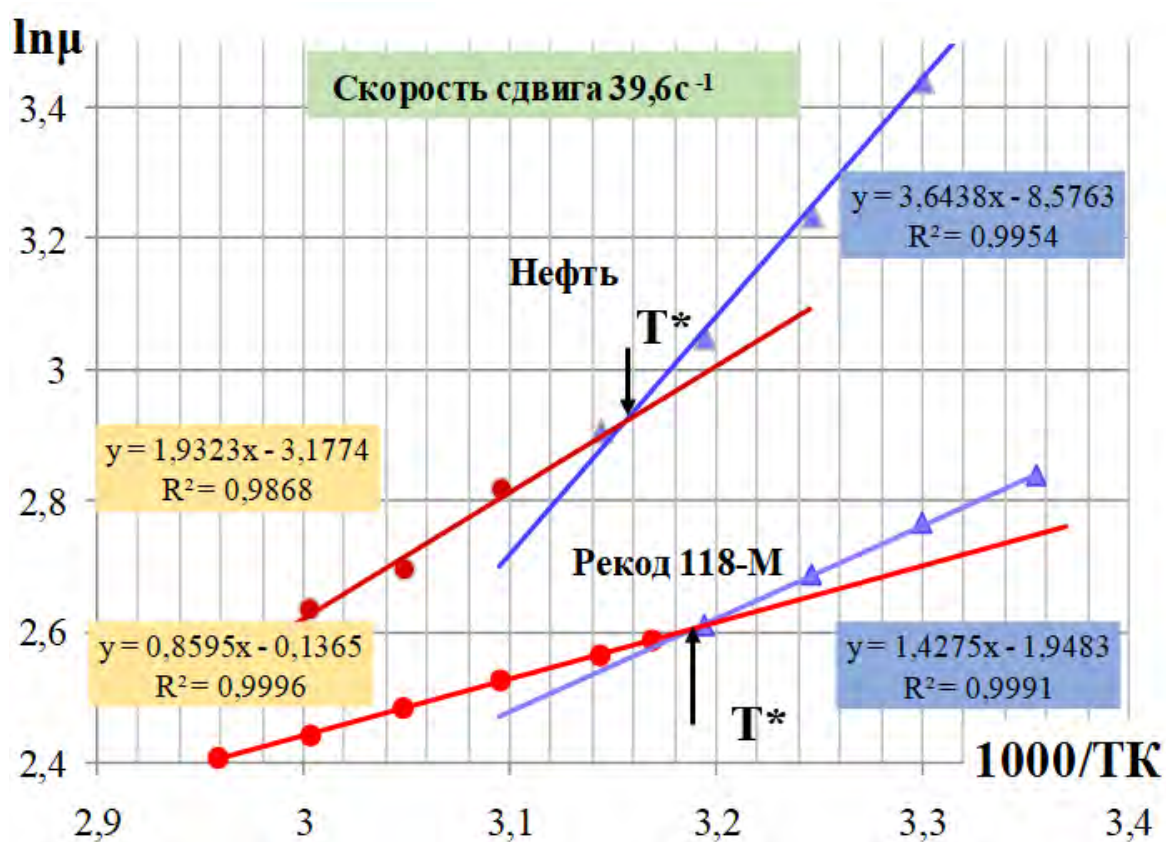


Рисунок 2. Зависимости $\ln\mu$ от $1000/T$ для образца нефти Западно-Салымского месторождения и реагента Рекод 118М $v=39,6\text{c}^{-1}$

В ряде работ [4, 5] полученный перегиб связывают с температурой плавления содержащихся в нефтях парафинов, так как температура перегиба T^* близка к температуре их плавления. С этой целью было проведено исследование влияния парафинов на температурную зависимость вязкости нефтей на примере образца нефти Западно-Салымского месторождения примерно с 2% содержанием 20% парафина Октадекан (C_{18}) с молярной массой 254 г/моль в исходном образце (рисунок 3). При вво-

де парафина наиболее заметное снижение вязкости происходит в диапазоне температур $T \leq 10^\circ\text{C} \leq T^*$. Но при этом стоит заметить, что температура T^* , при которой происходит перегиб температурной зависимости вязкости нефти остается той же.

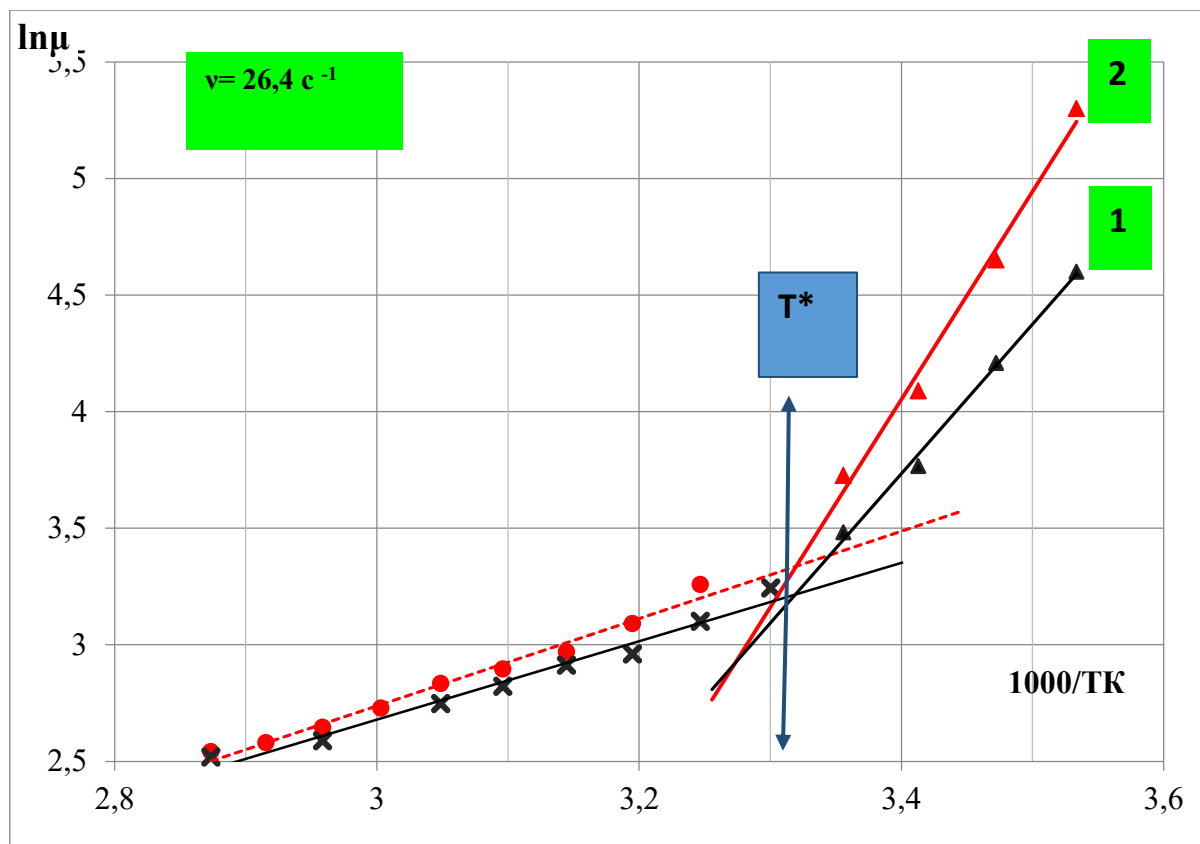


Рисунок 3. Зависимости $\ln\mu$ от $1000/T$ при $\nu=26,4 \text{ с}^{-1}$ для 1-образца нефти Западно-Салымского месторождения и после ввода в нее 2- 20% октадекана (C18) с $T_{\text{пл}} \sim 18^\circ\text{C}$

Таким образом, фазовый переход исследованных неньютоновских дисперсных систем при $T^* \approx 35\text{-}45^\circ\text{C}$ и напряжениях сдвига $\tau < 1 \text{ Па}$ не обусловлен плавлением его компонент, включая парафины в НДС. Данное исследование хорошо подтверждается данными полученными в работе [6]. Согласно которым перегиб температурной зависимости $\ln\mu$ (мПа·сек) от $1/T$, связанный с плавлением парафинов наблюдается при температурах ниже 0°C ($T = -10,3^\circ\text{C}$).

Механизм фазового перехода при T^* связан со значительным уменьшением размеров частиц дисперсной фазы, что демонстрирует рисунок 4. На этом основании в данной работе предполагаем, что при повышении температуры до T^* в НДС и НДС происходит фазовый переход из «твердоподобного квазикристаллического» в «жидкоподобное мицеллярное» состояние частиц дисперсной фазы.

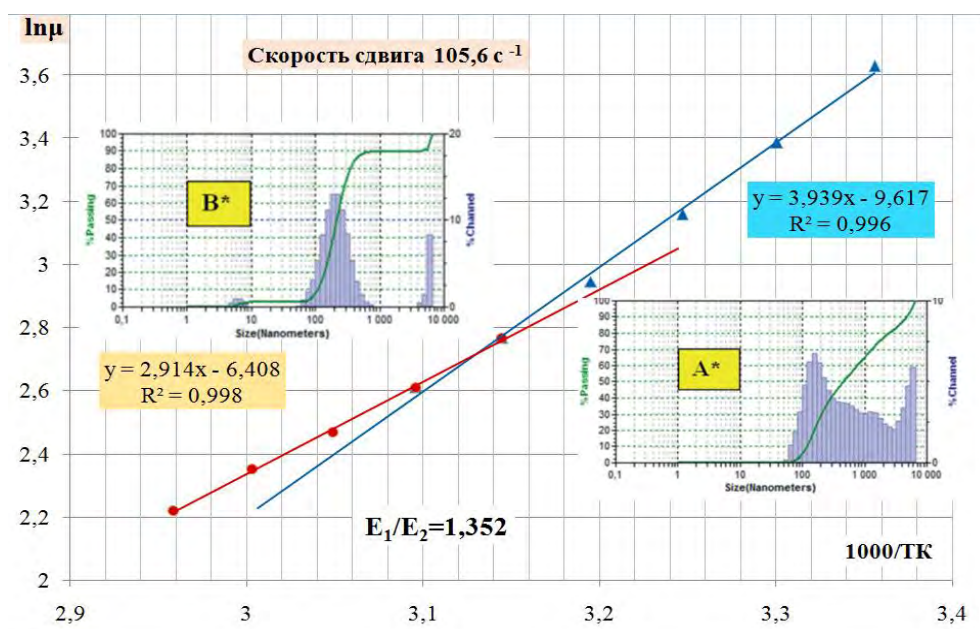
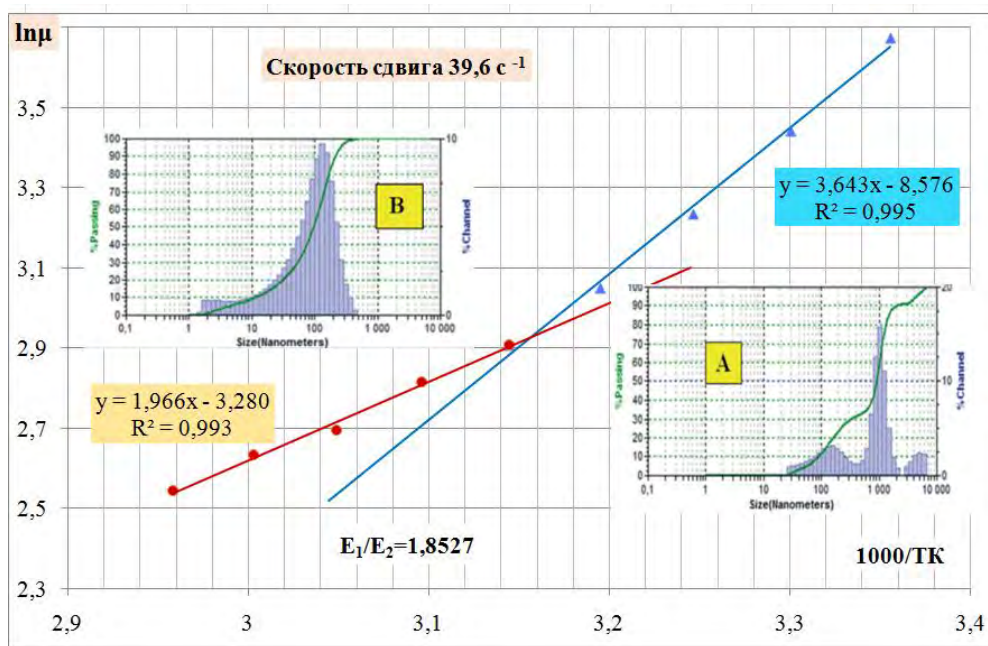


Рисунок 4. Температурные зависимости вязкости при двух скоростях сдвига $39,6 \text{ с}^{-1}$ и $105,6 \text{ с}^{-1}$ на примере нефти Западно-Салымского месторождения

Из проведенного исследования можно сделать вывод, что НДС являются аналогами МДС в виде концентрированных (50% - 98%) жидких товарных форм ПАВ. Такой класс ПАВ, например, часто используется в качестве нефтепромысловых реагентов для подготовки нефти. Также подобным являются и фазовые переходы, протекающие в них при $T^* \sim 35^\circ\text{C} - 45^\circ\text{C}$. Природа которого определяется уменьшением размером частиц дисперсной фазы и переходом частиц при T^* ПАВ и НДС из «твердоподобного квазикристаллического» состояния в «жидкоподобное мицеллярное» состояние.

С целью оптимизации работы технологических процессов при добыче, переработке и транспортировке нефти полученные выводы позволяют моделировать происходящие в НДС процессы на примере более простых НДС известного состава, а также при выборе оптимального температурного режима подготовки нефти учитывать фазовые переходы в нефти как нефтяной дисперсной системе с фазовыми переходами внутри частиц их дисперсной фазы.

Библиографический список

3. Сюняев, З. И. Нефтяные дисперсные системы / З. И. Сюняев, Р. З. Сюняев, Р. З. Сафиева. – Москва : Химия, 1990. – 226 с. – Текст : непосредственный.

4. Малкин, А. Я. Реология нефти и нефтепродуктов / А. Я. Малкин, Р. З. Сафиева. – Санкт-Петербург : ЦОП «Профессия», 2019. – 178 с. – Текст : непосредственный.

5. Вережников, В. Н. Организованные среды на основе коллоидных поверхностно-активных веществ / В. Н. Вережников. – Воронеж : ВГУ, 2008. – 74 с. – Текст : непосредственный.

6. Влияние кристаллизации высокомолекулярных парафинов на реологические и диэлектрические свойства нефти / А. З. Тухватуллина, Т. Н. Юсупова, А. А. Шайхутдинов [и др.]. – Текст : непосредственный // Вестник Казанского технологического университета. – 2010. – № 9. – С. 560–567.

7. Бойцова, А. А. Особенности структурно-механических свойств нефтяных дисперсных систем: специальность 02.00.04 «Физическая химия»: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата химических наук / Бойцова Александра Александровна. – Санкт-Петербург, 2018. – 18 с. – Место защиты : Санкт-Петербургский государственный технологический институт (технический университет). – Текст : непосредственный.

8. Евдокимов, И. Н. Возможность выявления истинных параметров фазового превращения парафинов в нефти / И. Н. Евдокимов, А. П. Лосев, М. А. Могильниченко. – Текст : непосредственный // Бурение и нефть. – 2018. – № 11. – С. 36–38.

Научный руководитель: Семихина Л. П., д-р физ-мат. наук, доцент.

СЕКЦИЯ «Автомобильно-дорожные проблемы нефтегазового комплекса»

Использование нейронных сетей для распознавания запасных частей для обслуживания автомобилей

Козин Е. С., Мальшаков А. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Для мониторинга и контроля технологических процессов технического обслуживания и ремонта автомобилей могут быть использованы современные технологии, позволяющие с высокой степенью автоматизации давать оценку соблюдения нормативов или факта выполнения той или иной технологической операции. Это возможно с применением технологий компьютерного зрения, в рамках которой изображение или видеопоток, захватываемой цифровой камерой, обрабатывается на компьютере с применением математических операций или систем искусственного интеллекта для получения информации о типах объектов на изображении или контекста, в котором эти объекты используются. Для реализации подобных задач могут быть применимы сверточные нейронные сети (CNN), а именно архитектура U-Net, поскольку она позволяет не только детектировать факт наличия объекта в кадре, но и сегментировать области на изображении, содержащие объект и те, на которых объект отсутствует, при этом позволяя четко очерчивать границы объекта.

Предметом исследования является масляный фильтр автомобиля Рено Дастер 2.0. В качестве исходных данных был сформирован датасет из нескольких десятков изображений с использованием интернета и поисковой системы Яндекс. Поскольку задача относится к типу обучению с учителем, то для каждого изображения были сформированы маски, которые отвечают на вопрос об истинном расположении искомого объекта на изображении. Разметка изображений была реализована в программе CVAT как наиболее удобном приложении для формирования данных для моделей компьютерного зрения.

Окно программы CVAT в процессе разметки изображения представлено на рисунке 1.



Рисунок 1. Разметка изображения в программе CVAT

Пример одного исходного изображения и маски для него представлены на рисунке 2.

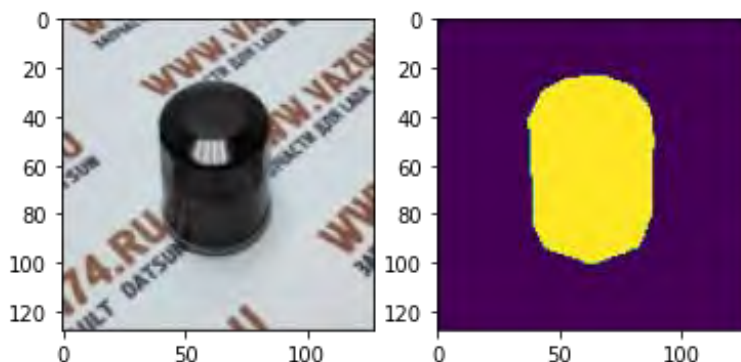


Рисунок 2. Исходное изображение и маска, соответствующая местонахождению искомого объекта – масляного фильтра для автомобиля Рено Дастер 2.0

Для решения задачи сегментации изображения была использована архитектура сверточной нейронной сети (CNN) U-Net. U-Net состоит из кодера (понижающего дискретизатора) и декодера (апсемплера). В качестве кодировщика использовалась предобученная модель MobileNetV2, для декодера - блок `upsample`, который был реализован в модуле `pix2pix`. Модель была реализована на языке программирования Python с использованием библиотеки Tensorflow, OpenCV, Sklearn.

Исходный датасет был разбит на тренировочную и валидационную выборки, аугментирован для увеличения объема обучающих данных, после чего скомпилированная модель была обучена на тренировочных данных с количеством эпох, равным 50. По результатам обучения точность модели, определенная методом `SparseCategoricalCrossentropy` получилась равной 0,9983, что говорит о высокой прогностической способности модели. На рисунке 3 представлена визуализация случайного изображения из тестовой выборки, его исходной маски и маски, определенной с помощью нейронной сети.

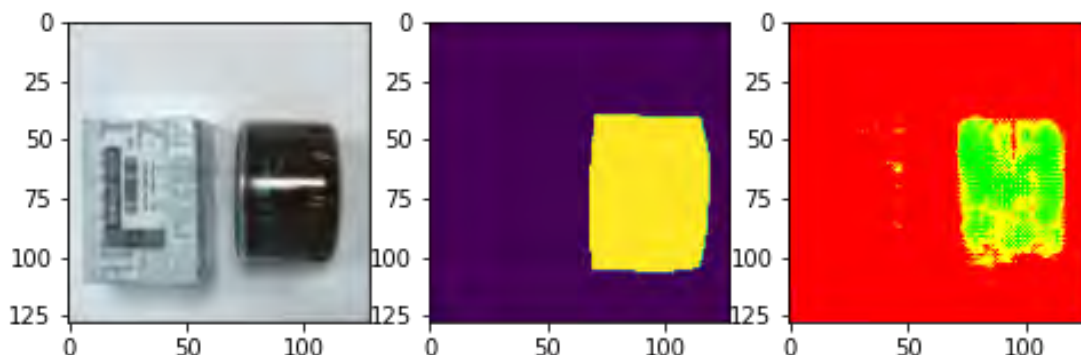


Рисунок 3. Визуализация случайного изображения (слева), его маски (в центре) и маски, полученной моделью ИНС

Согласно рисунку 3 можно заключить, что модель с высокой точностью способна определить факт нахождения объекта на изображении и границы этого объекта, отделяя его от фона.

Путем практического применения технологии может быть оценка полноты реализации технического обслуживания автомобиля, а именно определение с помощью стационарной видеокамеры, был ли извлечен масляный фильтр, и происходила ли его замена на новый. Таким образом, можно создать систему объективизированного контроля реализации техпроцессов ТО и ремонта автомобилей, которая позволила бы повысить качество реализации этих процессов.

Библиографический список

1. Huang, H. UNet 3+ : A Full-Scale Connected UNet for Medical Image Segmentation / H. Huang. – DOI 10.1109/ICASSP40776.2020.9053405. – Direct text // ICASSP 2020–2020 IEEE International Conference on Acoustics, Speech and Signal Processing (ICASSP). – Spain, 2020. – P. 1055–1059.

2. Rohaan, D. Using supervised machine learning for B2B sales forecasting : A case study of spare parts sales forecasting at an after-sales service provider / D. Rohaan, E. Topan, C. G. M. Groothuis-Oudshoorn. – DOI 10.1016/j.eswa.2021.115925. – Direct text // Expert Systems with Applications. – 2022. – Vol. 188. – P. 115925.

3. Lee, Ch.-M. Development of an Automated Spare-Part Management Device for Ship Controlled by Raspberry-Pi Microcomputer Based on Image-Progressing & Transfer-Learning / Ch.-M. Lee, H.-J. Jang, B.-G. Jung. – DOI 10.3390/jmse11051015. – Direct text // Journal of Marine Science and Engineering. – 2023. – Vol. 11, Issue 5. – P. 1015.

Предиктивная оценка рисков дорожной аварийности на промышленных дорогах нефтегазового комплекса

Тестешев А. А., Важенина А. А., Вологина А. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Одной из задач, решаемых в рамках обеспечения устойчивого развития нефтегазового комплекса Российской Федерации, является прогнозирование рисков функционирования его инфраструктурных объектов. В рамках предсказательной аналитики наибольшие сложности идентификации рисков вызывают социально-технические системы, представляющие взаимодействие человеческого фактора и инженерных систем, к которым в наибольшей степени относится движение по промышленным дорогам нефтегазодобывающего комплекса.

Отраслевые особенности режима функционирования промышленных автомобильных дорог, такие как, низкая интенсивность и нерегуляр-

ность движения, малая скорость, преобладающая доля грузового трафика делают невозможным оценку рисков дорожной аварийности существующими статистическими и прогностическими методами [1].

Независимо от указанных особенностей, при управлении транспортным средством водитель-оператор дифференцированно воспринимает дорожные условия, что вызывает изменение аппаратно-регистрируемых характеристик его организма: частоты сердечных сокращений (ЧСС), электрокардиограммы (ЭКГ), электрической активности кожи (ЭАК) и др. [2]. А критериальная оценка получаемых характеристик функционального состояния участников дорожного движения по степени опасности позволяет оценивать риски дорожной аварийности в режиме «on line», без наличия статистически достоверной выборки ДТП за предшествующие временные интервалы.

Указанный метод регистрации психофизиологических характеристик водителя [3], к сожалению, не нашел применения в дорожной отрасли главным образом из-за габаритов измерительно-диагностической аппаратуры и сложности обработки результатов. Появившиеся за последнее десятилетие портативные устройства мониторинга физиологических параметров человеческого организма, такие как смарт-трекеры, фитнес-браслеты открывают перед методом тестирования сенсорной системы водителя новые перспективы.

Рейтинговый поиск в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» позволил выбрать для замера функциональных характеристик испытуемого следующие модели смарт- и фитнес трекеров:

- 1) ЧСС – *Samsung Galaxy Active 2* (Республика Корея);
- 2) уровень артериального давления (АД) – *Saint Health ZK-B869* (КНР);
- 3) ЭАК – *Sichiray skin sensor* (КНР);
- 4) затруднения дыхания – *Polar H10* (Финляндия).

Не относясь по точности показаний к классу медицинских приборов, применение фитнес-браслетов должно предваряться поверкой, в рамках которой определяется погрешность прибора путем сличения его показаний с эталонными значениями. Погрешность не должна превышать $\pm 2\%$ [3].

Критерием допустимости погрешности результатов измерений, выполняемых в лаборатории при поверке, является выполнение условия:

$$|\bar{x}_i - x_0| + t \cdot \sqrt{S_i/n} \leq \bar{\Delta}_0, \quad (1)$$

где t – коэффициент Стьюдента: $t=2,57$; x_i – результат измерения в лаборатории; x_0 – действительное значение меры сравнения; S_i – среднее квадратичное отклонение результатов измерений; n – число результатов измерений; $\pm\Delta_0$ – пределы доверительных границ погрешности средств поверки.

Результаты сличения и расчета погрешностей поверяемых смарт-трекеров представлены в таблице 1.

Результаты оценки погрешностей смарт-устройств

Параметр	<i>Samsung Galaxy Active 2</i>	<i>Saint Health ZK-B869</i>	<i>Sichiray skin sensor*</i>	<i>Polar H10</i>
x_0	78	69	-	200
x_i	76	68	-	201
$\bar{\Delta}_i, \text{сисT}$	2	1	-	1
$ \bar{x}_i - x_0 + t \cdot \sqrt{\bar{S}_i/n} \leq \bar{\Delta}_0$	+	+	-	+

* оценка не выполнена из-за отсутствия эталонного измерительного средства в Государственном реестре средств измерения РФ

Опытный эксперимент проводился на автомобильной дороге общего пользования IV-н категории, расположенной на газоконденсатном месторождении Ямало-Ненецкого автономного округа, с приведенной интенсивностью движения 85 авт./сут.

В ходе предварительных проездов выполнено обоснование выборки эксперимента, составившее для функции доверительной вероятности $t\alpha$, равной 1,28, и относительной точности учета Δ , равной 0,2, не менее 8 испытаний.

В ходе серии экспериментов проводился проезд грузового автомобиля категории N_3 с непрерывной регистрацией указанных характеристик функционального состояния водителя. Скоростной режим задавался самим водителем согласно Правилам дорожного движения.

По результатам выполненных экспериментов были получены линейные зависимости ЧСС, АД, ЭАК и затруднения дыхания. Ранжирование рисков дорожной аварийности по физиологическим параметрам принималась согласно [1].

Для оценки репрезентативности полученных результатов была выполнена оценка степени сходимости полученных адресов участков с высоким уровнем прогнозируемой аварийности с контрольными адресами участков концентрации ДТП, найденных статистическими методами.

Выполненный анализ показал корреляцию сравниваемых значений в 92 % всех случаев, что свидетельствует о высокой точности предлагаемого метода оценки рисков аварийности на промышленных дорогах с низкой интенсивностью движения.

По предварительным расчетам, отсутствие необходимости во временных интервалах накопления статистической выборки ДТП, присущих существующим методикам, повышает экономический эффект от использования предлагаемого метода в 1,4 раза.

В продолжение настоящего исследования планируется выявление расчетных условий в методе тестирования функционального состояния водителя, для контрастного представления максимальных рисков дорожной аварийности в самых неблагоприятных сочетаниях элементов системы «Водитель — Автомобиль — Дорога — Среда».

Библиографический список

1. Рекомендации по учету и анализу дорожно-транспортных происшествий на автомобильных дорогах Российской Федерации : ОДМ 218.6.015-2015 : утв. Федеральным дорожным агентством 12.05.15 : введ. в действие с 12.05.15. – Москва : ФГУП «Информавтодор», 2015. – 78 с. – Текст : непосредственный.

2. Лобанов, Е. М. Проектирование дорог и организация движения с учетом психофизиологии водителя / Е. М. Лобанов. – Москва : Транспорт, 1980. – 311 с. – Текст : непосредственный.

3. ГОСТ Р 50.2.050-2005. Государственная система обеспечения единства измерений. Средства поверки одинакового уровня точности. Проверка качества поверочных и калибровочных работ посредством межлабораторных сличений. Алгоритмы обработки результатов измерений : национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утв. и введ. в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 28 декабря 2005 г. № 347-ст : дата введ. 2006-06-01 / Разработан Федеральным государственным унитарным предприятием «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И. Менделеева» (ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева») Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии. – Москва : Стандартинформ, 2006. – 11 с. – Текст : непосредственный.

Резервы снижения интенсивности движения личных легковых автомобилей в городах нефтегазового комплекса

Ярков С. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Высокий уровень автомобилизации в городах нефтегазового комплекса способствует возникновению проблемы транспортных заторов на улично-дорожной сети в «часы пик». Решение этой проблемы только архитектурно-планировочными мероприятиями приводит к повышению привлекательности использования личного легкового транспорта и способствует новому витку автомобилизации.

Одной из причин рассматриваемой проблемы является отсутствие в зоне пешеходной доступности спортивных и досуговых учреждений для детей [1]. В связи с этим часть жителей города, воспитывающие детей, имеют необходимость в их доставке до места назначения и встречи после завершения мероприятий. В этом случае у жителей помимо трудовых передвижений появляются передвижения к местам досуга и спорта детей. Чаще всего проблема решается путем использования личного легкового транспорта, который более мобилен и комфортен по сравнению с общественным.

Анкетирование 420 респондентов, имеющих детей на примере города Тюмени показало, что в период с апреля по октябрь:

– у 45 % анкетированных респондентов места для занятия спортом или творчеством находятся рядом с их местом жительства и их дети их посещают;

– 30,5 % анкетированных респондентов указали, что рядом с местом их проживания имеются места для занятия спортом или творчеством для детей, но по разным причинам они не подходят им и жители пользуются другими заведениями для спорта или творчества;

– 3,5 % анкетированных респондентов указали, что рядом с их местом жительства имеются заведения для занятия спортом или творчеством для детей, однако их дети не смогли в них попасть и поэтому посещают другие учебные заведения;

– 21 % заявили, что рядом с ними нет мест для занятия спортом или творчеством детей в шаговой доступности.

Из всех опрошенных респондентов, имеющих детей, 44,3 % сопровождают детей в места для занятия спортом или творчеством, из них 11,9 % ежедневно по несколько раз, 5 % ежедневно 1 раз, 23,3 % сопровождают 2-4 раза в неделю, 4,1 % сопровождают 1 раз в неделю.

По выбору способа передвижения обследуемых респондентов с целью сопровождения детей к местам занятия спортом и творчеством данные распределились следующим образом: 46,4 % передвигались пешком, 12,8 % на общественном транспорте, 34,8 % на личном легковом автомобиле, 5 % на такси или каршеринге и 1 % на велосипеде или мопеде.

Таким образом, результаты анкетирования подтверждают факт того, что инфраструктурная обеспеченность города социально-экономическими объектами положительно влияет на многие сферы [2], в том числе и на долю использования личного легкового транспорта. Следует отметить, что развитие инфраструктуры для общественного транспорта, велосипедистов и пешеходов изменяет структуру распределения доли поездок в различных видах транспорта [3], а в совокупности с вышесказанным это позволит увеличить долю жителей отказавшихся от использования личных легковых автомобилей в пользу передвижения пешком и на общественном транспорте.

Выводы представлены ниже.

1. Общественный транспорт респондентами для сопровождения детей к местам занятия спортом и творчеством практически не используется (всего 12 %).

2. Резервы снижения интенсивности движения заключаются в удовлетворении муниципалитетами жителей городов нефтегазового комплекса местами для занятия детей спортом и творчеством.

3. Необходимо способствовать созданию в жилых массивах помещений пригодных для занятия детей спортом и творчеством и соответствующих требованиям законодательства.

4. Необходимо осуществлять поддержку предпринимательской активности, направленной на укрепление здоровья населения и поддержку развития творческих навыков горожан, что позволит получить синергетический эффект от повышения эффективности различных сфер городского хозяйства в городах нефтегазового комплекса.

Библиографический список

1. Ярков, С. А. Логика решения проблем при поиске резервов городской мобильности / С. А. Ярков. – Текст : электронный // Инженерный вестник Дона. – 2022. – № 12. – С. 750–759. – URL: <http://www.ivdon.ru/ru/magazine/archive/n12y2022/8064> (дата обращения: 11.09.2023).

2. Как построить стратегию развития города на основе индекса инфраструктурной обеспеченности. – Текст : электронный // Проект Россия: сайт. – 2020. – 10 мар. – URL: prorus.ru/interviews/kak-postroit-strategiyu-razvitiya-goroda-naosnove-indeksa-infrastrukturnoj-obespechennosti/ (дата обращения: 18.07.2023).

3. Захаров, Д. А. Изменение подвижности населения при развитии в городах инфраструктуры для общественного транспорта, велосипедистов и пешеходов / Д. А. Захаров, А. А. Фадюшин. – Текст : непосредственный // Вестник гражданских инженеров. – 2020. – № 5(82). – С. 187–193.

СЕКЦИЯ «Проблемы и инновации в управлении нефтегазовым сектором экономики: макро-, мезо- и микроуровень»

Реверс-инжиниринг как альтернатива параллельному импорту

Андропова И. В., Бачинина Ю. П.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, г. Москва

Глобальные изменения в системе мирохозяйственных связей, которые переживает современное общество, и достигшие своего апогея в Российской Федерации в начале 2022 года, не были абсолютно непредсказуемыми и неожиданными. Рост влияния геополитики на жизненно важные для мировой экономики процессы наблюдался на протяжении последних нескольких десятилетий. Смещение центра тяжести в распределении значимости и весомости отдельных государств и блоков стран на мировой политической и экономической арене привело к весьма логичному в своем обосновании явлению – зарождению нового мироустройства. Специфической особенностью данных изменений является всеобъемлющий характер и масштабность инструментария, применяемого правительствами теряющих контроль над мировым сообществом государств, против отдельных стран или их союзов, набирающих силу и вес, таких как Россия, Иран, КНДР, Китай и другие.

Многочисленные меры, принимаемые США, Великобританией, странами ЕС в отношении ряда государств, по своей сути являются нелегитимными, зачастую подрывающими, либо сводящим на нет, международно-правовые основы межгосударственных отношений, наносящий огромный ущерб экономике всех участников этой борьбы. Таким образом, механизм разрушения сложившейся мировой экономической системы и добропорядочных международных отношений запущен и способствует формированию значительного количества проблем, в том числе для национальных экономик и для отдельных отраслей народного хозяйства.

Давление извне на российскую экономику в 2022-2023 годах носит беспрецедентный характер – ни одно государство мира за всю новейшую историю не подвергалось столь массивной и жесткой атаке недружественных стран – десятки тысяч санкций в отношении государства, отдельных секторов экономики, промышленных предприятий, научных и образовательных организаций, граждан направлены на уничтожение национальной экономики России. Особое внимание западные политики уделяют российскому энергетическому сектору, вводя ограничения на ввоз импортного оборудования и технологий для нефтегазодобычи, зависимость от которых в топливно-энергетическом секторе, к сожалению, велика.

Как отмечают эксперты, впервые о необходимости разработки механизма импортозамещения в России заговорили в начале 2000-х гг., когда были созданы крупные государственные корпорации Роснано, Росатом, Ростех и нарастала необходимость разработки стратегии ведения государ-

ственной политики, нацеленной на замену импортных товаров аналогами собственного производства. Вместе с тем, начиная с 2014 года появляется перечень федеральных программ по государственной поддержке импортозамещения и ряд федеральных законов [1].

Первая федеральная программа по государственной поддержке импортозамещения была утверждена Постановлением Правительства РФ от 15.04.2014 №328 (ред. от 06.10.2022) «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Развитие промышленности и повышение ее конкурентоспособности». Данной программой были определены основные цели импортозамещения – формирование конкурентоспособного производства; создание инноваций и методов использования передовой техники; развитие индустрий, выпускающих инновационную продукцию.

Следует отметить, что за первые семь лет реализации программ импортозамещения Российская Федерация смогла снизить свою зависимость от импортного оборудования и технологий в нефтегазодобыче, но критические зависимости по многим позициям не были сняты.

События 2022 года и новый виток в отношениях с бывшими западными партнерами предопределили дальнейшее развитие подходов к решению вопросов импортозамещения, в частности: изменив критерии отбора проектов по замещению импортных товаров; запустив государственную программу стимулирования внутреннего рынка и ориентации на отечественные товары и программное обеспечение; перейдя к поиску способов импорта критически важного оборудования и технологий через формирование пула новых поставщиков из дружественных стран, создания новых логистических каналов и цепочек (в том числе с ориентацией на восток); используя параллельный импорт.

Осознавая рискованность операций по замещению одних импортных товаров и программного обеспечения другими импортными аналогами и временный характер их эффективности, руководство государства уделяло значительное внимание субсидированию научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР). В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 12 декабря 2019 г. № 1649 введены базовые инструменты поддержки НИОКР – выделение дополнительных средств (субсидий) для компенсации части затрат организаций на проведение НИОКР по современным технологиям.

По статистическим данным, на такое субсидирование в 2022 году было выделено 15 млрд руб., 6 млрд из которых были направлены на технологии производства сжиженного природного газа, мало- и среднетоннажную химию.

Помимо субсидирования НИОКР в РФ разработаны и реализуются следующие меры поддержки, направленные на преодоление зависимости от импортных товаров и технологий:

– субсидии на возмещение затрат на выпуск и реализацию пилотных партий средств производства;

- ипотечные кредиты на покупку производственной недвижимости (промышленная ипотека);
- программа стимулирования разработки российскими предприятиями конструкторской документации;
- ускорение процедур заключения с государством специальных инвестиционных контрактов и другие.

Следует отметить, что государство сегодня заинтересовано в быстрых проектах НИОКР, реализация которых предусматривается в течение полугода-года, а на выходе – конкретный готовый технологический продукт, способный конкурировать с зарубежной продукцией [1], что является весьма серьезным вызовом для отечественных науки и бизнеса.

Очевидно, что решить «с нуля» в такие сроки задачи по созданию современных технологий и оборудования для нефтегазовой отрасли, не только соответствующих, но и превосходящих лучшие мировые аналоги, (а их сложность приравнивается экспертами к тем, что реализуются для отечественных космических программ), практически невозможно. Именно поэтому, одним из альтернативных направлений решения этой проблемы, по нашему мнению, может стать реверс-инжиниринг.

Следует отметить, что под реверс-инжинирингом (или реверсным, или обратным инжинирингом (проектированием)) понимается процесс разработки конструкторской документации на основе исходных данных, полученных в виде готового изделия (оборудования, технологии).

Таким образом, основной задачей реверс-инжиниринга является получение в сжатые сроки технической документации, являющейся достаточной для производства аналогичного рассматриваемому товару (оборудования, технологии) путем «взлома» заложенных в него принципов, алгоритмов, производственных секретов без явного соответствия заимствованных из оригинала частей.

В мировой практике технология реверс-инжиниринга не является абсолютно инновационным решением – известны многочисленные случаи его применения, в том числе на уровне стран. В настоящее время подобный метод широко применяется в военной промышленности, а также практически во всех областях производства. Но наиболее широкое распространение обратный инжиниринг получил в автомобильной промышленности и в области высоких технологий – производстве программного и аппаратного обеспечения. Кроме того, в последнее время очень большой популярностью пользуется сфера информационных технологий [2].

Принятие стратегических решений о выборе стратегии ухода от импортозависимости на уровне государства, отрасли, корпораций, может быть основано на стандартных практиках, используемых в корпоративном и проектного управления. В частности, авторами в качестве такого инструмента предлагается применение следующей сравнительной матрицы (табл. 1):

Матрица характеристик реверс-инжиниринга, параллельного импорта и собственных разработки «с нуля»

Характеристика	Реверс-инжиниринг	Параллельный импорт	Собственная разработка
Скорость получения требуемого товара (оборудования, технологии)	средняя (необходимо время на «взлом» технологии и наладку производства)	высокая (быстро), но зависимость от сроков доставки	медленная (медленно, создание товара «с нуля» на уровне мировых аналогов трудоёмко и затратно по времени)
Стоимость готовых запчастей, оборудования, технологии	невысокая (снижение стоимости при серийном и массовом производстве)	высокая (повышение цена за счет удлинения логистической цепочки, надбавки посредников, зависимость от курсов валют)	невысокая (снижение стоимости при серийном и массовом производстве)
Затраты на НИОКР	средние	низкие	высокие
Зависимость от иностранных контрагентов (производителей, поставщиков)	низкая	высокая	низкая
Риск срывов производственного процесса в критически важных областях промышленности в рамках применения	низкий	высокий	низкий

В соответствии с данными матрицы обозначены наиболее важные критерии:

- а) снижение зависимости от иностранных контрагентов;
- б) снижение риска срыва производственного процесса в критически важных областях отечественной промышленности;
- в) быстрое получение товаров-аналогов и запасных частей для промышленности.

Соответственно, следует отметить логичность использования реверс-инжиниринга в кратко- и среднесрочной перспективе для сокращения зависимости государства от импортных технологий и оборудования вместо параллельного импорта.

Для средне- и долгосрочной стратегии импортозамещения может быть рекомендовано разумное сочетание реверс-инжиниринга (с последующей доработкой и совершенствованием заимствованных элементов) с разработкой собственных технологий «с нуля», нацеленных на создание

уникальных инновационных товаров (оборудования, прорывных технологий), которые будут иметь значительное конкурентное преимущество на мировом рынке.

Таким образом, подводя итог, хотелось бы отметить, что реверс-инжиниринг представляется достаточно перспективным инструментом для снижения зависимости от зарубежных товаров (при условии соблюдения всех правовых норм его применения). Также он может стать драйвером роста для отечественных инновационных разработок, ориентирующим их не только на импортозамещение, но и на импортоопережение.

Библиографический список

1. Государственная поддержка импортозамещения : программы, субсидии и инструменты помощи промышленным компаниям. – Текст : электронный // Группа «Деловой профиль» : официальный сайт. – 2023. – URL: <https://delprof.ru/press-center/open-analytics/gosudarstvennaya-podderzhka-importozameshcheniya-programmy-subsidii-i-instrumenty-pomoshchi-promyshl/?ysclid=ln4q99fimj196335254> (дата обращения: 08.09.2023).

2. Ужнева, Д. Реверсный инжиниринг / Д. Ужнева. – Текст : непосредственный // Правовая защита, экономика и управление интеллектуальной собственностью : материалы всероссийской научно-практической конференции. – 2015. – С 118–121.

Цифровой менеджмент в нефтегазовых компаниях: проблемы и перспективы развития

Перов С. А.

РГУ (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина, г. Москва

На сегодняшний день, быстрое проникновение цифровых технологий ведет к значительным изменениям экономики предприятия в целом, и каждого отдельного бизнес-процесса в частности. Сегодня цифровизация, охватывает все процессы предприятия, а динамика внедрения цифровых инструментов непрерывно возрастает. Как подчеркивают специалисты Всемирного банка, «цифровая трансформация оказывает существенное воздействие на экономические и социальные процессы, прежде всего на экономический рост, рынок труда и качество обслуживания» [1].

Топливо-энергетический сектор, являясь одним из ключевых секторов мировой экономики не может не подвергаться процессам цифровизации, происходящим в мире. В условиях политической и экономической нестабильности, успешное и устойчивое развитие энергетических предприятий во многом будет зависеть от разработки и внедрения современных управленческих технологий, позволяющих эффективно прогнозировать и адаптироваться в быстро меняющихся внешних условиях. Поэтому

развитие цифровых методов управления является актуальным направлением стратегии энергетических компаний.

Принимая во внимание экономические преимущества в виде роста эффективности управления, снижения издержек производства, повышении качества продукции, компании ТЭК все более активно проводят цифровую трансформацию своих бизнес-процессов.

При проведении цифровой трансформации, все традиционные операции, включая мониторинг и управление процессами, сбор и анализ данных, принятие обоснованных решений и контроль над рисками, претерпевают перевод в электронный формат. Как итог, снижается необходимость в человеческом вмешательстве и, как следствие, сокращаются затраты на трудовые ресурсы.

Согласно проекту TAdviser, среди различных категорий цифровых инструментов в организации энергетических компаний наиболее востребованными являются системы:

- электронного документооборота (EDM);
- планирования ресурсов предприятия (ERP);
- управления взаимоотношениями с клиентами (CRM);
- управления бизнес-процессами (BPM) [2].

В настоящее время все крупные российские нефтегазовые компании имеют утвержденную долгосрочную стратегию цифровой трансформации. Так, «Информационная стратегия Группы ЛУКОЙЛ», ориентированная, а цифровое трансформирование корпоративных бизнес-процессов с целью повышения их эффективности, реализуемая с 2018 по 2027 годы включает в себя более 100 цифровых инициатив. Основной целью данной стратегии является переход на единый информационный стандарт, который позволит всем сотрудникам территориально распространенной компании работать в едином информационном пространстве (ЕИП) [3].

Другие российские компании также имеют долгосрочные перспективы по цифровому развитию своих бизнес-процессов. В АО «Газпром» программа цифровой трансформаций базируется на 3 «и»: интеграция, инновации, импортозамещение. Она предусматривает внедрение передовых информационных технологических решений, обеспечивающих максимальную интеграцию данных, и включает в себя список приоритетных мероприятий, которые напрямую способствуют повышению эффективности операционной, инвестиционной, коммерческой и финансовой деятельности компании «Газпром» [4].

Несмотря на то, что стратегия каждой компании уникальна и основана на сложившихся корпоративных ценностях, особенностях бизнес-процессов, а также собственных разработках, среди общих черт можно выделить два ключевых направления: автоматизация внутренних функций предприятия и цифровое трансформирование важнейших производственных процессов. Это означает, что компании должны направить свои ресур-

сы на внедрение систем, способствующих оптимизации бизнес-процессов, разработке передовых технологий в области облачных и визуальных коммуникаций, созданию новейших решений в области машинного обучения и искусственного интеллекта, а также использованию инструментов для анализа больших объемов данных.

На рис. 1 можно рассмотреть одни из приоритетных направлений цифровизации компании ПАО «ЛУКОЙЛ».



Рисунок 1. Приоритетные направления цифровизации ПАО «ЛУКОЙЛ»

Применение «цифровых двойников» в рамках ПАО «Лукойл» охватывает две основные сферы деятельности: Интеллектуальное моделирование месторождений и Цифровой завод.

«Интеллектуальное моделирование месторождений» в сфере разведки и добычи предполагает использование автоматизированных компьютерных систем на всех этапах - от поиска и исследования месторождений до завершения процесса разработки. Целью внедрения этого комплекса технологий является оптимизация процесса извлечения углеводородов, эффективное управление загрузкой оборудования и его предварительное техническое обслуживание, гибкая адаптация к изменениям в спросе на продукцию, снижение потерь и предотвращение аварийных ситуаций, а также повышение производительности труда [5].

На данный момент, интеллектуальные месторождения, также известные как цифровые нефтяные месторождения и интеллектуальные скважины, успешно внедрены в структурных подразделениях ПАО «ЛУКОЙЛ», таких как «ЛУКОЙЛ-Пермь», «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», «ЛУКОЙЛ-Коми» и РИТЭК, а также на зарубежных проектах компании, таких как Западная Курна-2 в Ираке, разрабатываемого совместно с South Oil Company. В рамках данного направления к концу 2020 года была разработана 61 интегрированная модель месторождений [6].

«Цифровой завод» – второе направление применения цифровых двойников в области переработки включает в себя реализацию систем предиктивного анализа и мониторинга состояния оборудования Advanced Process

Control на действующих нефтеперерабатывающих заводах компании. Эта система направлена на прогнозирование сроков и необходимости проведения ремонтных работ, уменьшение частоты технических отказов и сокращение затрат на обслуживание. В основе системы лежат многопараметрические регуляторы, а также прогнозирование на основе строгих динамических моделей [7].

В рамках роботизации рутинных процессов в ПАО «ЛУКОЙЛ» задействованы не только производственные направления деятельности, но и управленческий и бухгалтерский учет. В 2022 успешно внедрены и испытаны роботизированные технологии в Многофункциональном центре поддержки бизнеса [8].

Обеспечение сотрудников современными цифровыми устройствами приводит к заметному повышению производительности труда за счет внедрения передовых технологических решений. Запуск программы «Цифровой персонал» обеспечит более высокое качество и эффективность выполнения задач, связанных с установкой, настройкой, обслуживанием и ремонтом оборудования. Интеграция данных о рабочих процессах, состоянии оборудования и физическом состоянии сотрудников станет ключевым фактором в достижении этой цели. Активно используются новейшие виды оборудования, такие как программно-аппаратный комплекс «Мобильный обходчик», проводится видеофиксация работ повышенной опасности. Также специалисты компании разработали мобильный сервис «Культура безопасности 4.0» [9].

Несмотря на многочисленные преимущества при внедрении цифровых инструментов в бизнес-процессы компании, существует ряд трудностей, которые замедляют процесс цифровой трансформаций нефтегазовых компаний. К ним можно отнести:

- значительные издержки при внедрении новых решений;
- ограниченное количество передовых исследований в сфере информационных технологий на территории страны;
- организационные структуры компаний, ориентированные на устаревшие методы, и недооценка потенциала цифровой трансформации;
- сложности с инфраструктурой;
- задачи обеспечения информационной безопасности и защиты конфиденциальности [10].

В заключении, следует подчеркнуть, что с внедрением современных технологий управления качеством открываются новые перспективы и знания. Однако важно помнить, что автоматизация и цифровые решения могут привести к сокращению рабочей силы. Вместе с тем, в реальной практике со временем становится очевидным, что цифровые инструменты не способны полностью заменить человеческий фактор в принятии важных решений. Не все руководители готовы доверять сложным технологиям в этом контексте. Поэтому цифровая трансформация не должна рассматриваться как про-

цесс сокращения человеческой деятельности, а скорее, как механизм, который ускоряет и упрощает выполнение повседневных задач в области управления качеством сотрудниками предприятия. Основным преимуществом такой интеграции является увеличение эффективности и точности принятия решений, сотрудничество между человеком и технологией, а также повышение общего уровня качества продукции или услуг.

Библиографический список

1. Конкуренция в цифровую эпоху : стратегические вызовы для Российской Федерации. – Текст : электронный // Всемирный банк : официальный сайт. – 2018. – URL: <https://www.vsemirnyjbank.org/ru/country/russia/publication/competing-in-digital-age> (дата обращения: 10.09.2023).

2. Филиппов, Т. К. Актуальность внедрения цифровых технологий для дистанционного управления производственными процессами в нефтегазовом секторе / Т. К. Филиппов, И. Плотников. – Текст : непосредственный // LXXI international correspondence scientific and practical conference «International scientific review of the problems and prospects of modern science and education», Boston, 22-23 июня 2020 года. – Boston : Problems of science, 2020. – С. 16–19.

3. Цифровизация. – Текст : электронный // ЛУКОЙЛ : сайт. – URL: <https://lukoil.ru/Business/technology-and-innovation/digitalization> (дата обращения: 12.09.2023).

4. Галиуллина, Р. Р. Цифровизация в управлении производственными процессами на нефтегазодобывающих предприятиях / Р. Р. Галиуллина. – Текст : непосредственный // Управление устойчивым развитием топливно-энергетического комплекса – 2021 : Материалы II Всероссийской научно-практической конференции. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2022. – С. 114–118.

5. Поротькин, Е. С. Проблемы и перспективы цифровизации нефтегазового комплекса России / Е. С. Поротькин. – Текст : непосредственный // Вестник Самарского муниципального института управления. – 2022. – № 2. – С. 15–23.

6. Езангина, И. А. Финансовые инструменты цифровой трансформации нефтегазовой отрасли (на примере ПАО «ЛУКОЙЛ») / И. А. Езангина, А. С. Книппель. – Текст : непосредственный // Развитие потенциала промышленности : актуальные вопросы экономики и управления : сборник трудов Международной научно-практической конференции, Ижевск, 03 декабря 2018 года. – Ижевск : Издательский дом «Удмуртский университет», 2018. – С. 250–254.

7. Полянская, И. Г. Идентификация текущего состояния цифровой трансформации лидеров нефтегазовой отрасли России / И. Г. Полянская, В. В. Юрак. – Текст : электронный // Известия УГГУ. – 2022. – № 4 (68). – С. 139–150. – URL: <http://doi.org/10.21440/2307-2091-2022-4-139-150> (дата обращения: 19.09.2023).

8. Ведерникова, Д. А. Роботизация процессов на примере ООО «ЛУ-КОЙЛ-МЦПБ» / Д. А. Ведерникова. – Текст : непосредственный // Digital impact : общество, экономика, инновации : сборник трудов II Международной научно-практической конференции, Москва, 21–22 апреля 2022 г. – Киров, 2022. – С. 123–126.

9. Крайнова, И. Ю. Анализ влияния цифровизации производства на устойчивое развитие крупных промышленных предприятий Российской Федерации / И. Ю. Крайнова, А. С. Нефедьев. – Текст : непосредственный // Технологии в экологии : сборник научных трудов. Международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов, молодых ученых, преподавателей, Ульяновск, 22 апреля 2021 г. – Ульяновск : Ульяновский государственный технический университет, 2021. – С. 75–77.

10. Помялова, О. Л. Тенденции развития предприятий нефтегазовой отрасли в области информационных систем / О. Л. Помялова. – Текст : непосредственный // Молодой ученый. – 2021. – № 24. – С. 270–272.

Импортозамещение в России через реинжиниринг

Смирнов И. М.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, г. Москва

Сегодня вопрос импортозамещения актуален как никогда. Одним из самых эффективных путей его решения является реинжиниринг бизнес-процессов. Это методология, разработанная для проведения совершенствования бизнес-процессов организации, предприятия, а также сам процесс проведения такого совершенствования [1].

Для обеспечения импортозамещения в нефтегазовой отрасли России предлагается использовать реинжиниринг, основанный на интенсивном подходе. Предполагается осуществление развития оборудования, его усовершенствование, во время проведения инжиниринговых работ. Для этого необходимо создать и добавить в организационную структуру нефтегазовых компаний инженерно-аналитический отдел, как показано в таблице 1, в задачи которого будет входить:

- определение оборудования, нуждающегося в реинжиниринге;
- создание технологической документации;
- определение расходов на осуществление инженерных работ;
- расчет экономической эффективности реинжиниринга.

Организационная структура нефтегазовых компаний с добавлением инженерно-аналитического отдела



Реализация данной идеи позволит:

- снизить расходы отечественных нефтегазовых компаний на приобретение зарубежных технологий;
- увеличить темпы развития нефтегазовой и смежных с ней отраслей;
- увеличить количество рабочих мест;
- создать инновационную среду;
- повысить конкурентоспособность отечественных предприятий, повысив рост доходов;
- обеспечить повышение социального уровня населения;
- укрепление экономической безопасности страны, повышение устойчивости национального развития к внешним и внутренним «шокам» [2].

Библиографический список

1. Вахромеева, М. П. Реинжиниринг бизнес-процессов : учебное пособие / М. П. Вахромеева, И. Ю. Куликова, Н. В. Муравьева; Владимирской государственной университет им. А. Г. и Н. Г. Столетовых. – Владимир : Издательство ВлГУ, 2021. – 192 с. – Текст : непосредственный.
2. Акулиничева, А. В. Импортзамещение, преимущества переориентации товаропотоков в международной торговле в период продления санкций / А. В. Акулиничева, Р. П. Васильева. – Текст : непосредственный // Молодой ученый. – 2016. – № 10 (114). – С. 583–586.

Научный руководитель: Пименова Н. А., канд. экон. наук, доцент.

Управление инновационным развитием инжиниринговой организации в единой информационной среде

Чулкова А. С.

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва

В условиях нестабильной внешней среды крупнейшие мировые нефтегазовые компании перманентно противостоят новым вызовам. Одним из ответов на такие вызовы является необходимость решения проблемы управления инновационной деятельностью организации – от стимулирования инновационной активности работников до реализации инновационного проекта и его коммерциализации.

Под инновационным развитием принято понимать целенаправленный непрерывный процесс осуществления инноваций в различных сферах деятельности предприятия. Управление инновационным потенциалом призвано определять направления интеграции усилий участников в сфере создания инновационных продуктов, технологий и процессов посредством разработки и трансформации ключевых компетенций компании в условиях стремительно меняющейся внешней среды [1]. Особенно важно управление инновациями для организаций, обеспечивающих инжиниринговую поддержку нефтегазодобывающего производства в вопросах внедрения новых и совершенствования используемых технологий в области геологоразведки, разработки и повышения нефтеотдачи пластов, а также проведения экспертизы проектно-технологических решений.

Основные принципы управления инновационной активностью организации закреплены в инновационной стратегии или инновационной политике, которая представляет собой комплекс целей, способов их достижения и правил принятия соответствующих управленческих решений. Данная политика должна быть ориентирована на укрепление инновационного потенциала инжиниринговой организации и на управление текущей инновационной деятельностью, она представлена совокупностью управленческих, технологических и экономических методов, обеспечивающих разработку, создание и внедрение инноваций. Основная ее цель заключается в предоставлении предприятию существенных преимуществ по сравнению с конкурентами.

Процесс управления инновационной деятельностью инжиниринговой организации неразрывно связан с развитием единого информационного пространства, которое обеспечивает эффективное управление всеми процессами, используя новейшие IT-решения. Среди основных задач развития единой информационной среды выделяют:

- обеспечение условий для повышения качества данных, их управления и администрирования;
- приобретение актуальных компетенций ключевых работников организации в части применения современных цифровых решений;
- повышение степени автоматизации процессов;

– обеспечение условий для снижения трудоемкости и повышения скорости оказания услуг.

Модель единого информационного пространства интегрирует функционально разрозненные направления в единый поток данных и вызывает синергетический эффект, положительно влияющий на общую эффективность нефтегазовой организации и на управление инновационной деятельностью в частности.

Основные составляющие единого информационного пространства нефтегазовой организации включают: искусственный интеллект и роботизацию; цифровые двойники месторождений; цифровые кадры и обучение; единую информационную платформу. При помощи активного развития единого информационного пространства, в инжиниринговых организациях значительно упрощается реализация цифровых инициатив и инновационных проектов.

Управление инновационным развитием инжиниринговой организации в единой информационной среде включает в себя несколько ключевых аспектов:

– Создание единой информационной платформы. Инжиниринговая организация должна создать централизованную платформу, которая объединяет все ее отделы и структурные подразделения, что позволит организовать оперативный доступ участников процесса к необходимой информации и стимулировать обмен информацией между различными отделами.

– Внедрение интегрированной системы управления проектами. Система управления проектами позволит эффективнее организовать работу внутри организации, установить единые стандарты и процедуры, а также обеспечить контроль за выполнением задач. Также система управления проектами поможет оптимизировать распределение ресурсов и повысить прозрачность работы междисциплинарных команд.

– Содействие развитию инновационной культуры. Руководство должно активно поддерживать развитие инновационной культуры в организации. Это может быть достигнуто через проведение обучающих мероприятий, создание возможностей для саморазвития и самореализации работников, а также поощрение и награждение за инновационные идеи [2].

– Сотрудничество и партнерство. Инжиниринговая организация должна активно искать партнеров и сотрудничать с другими научными и проектными организациями, университетами, лабораториями и прочими инновационными центрами. Это позволит обмениваться знаниями, опытом и технологиями, развиваться путем консолидации ресурсов и совместными усилиями создавать новые инновационные продукты и услуги.

– Развитие и поддержка исследований и разработок. Организациям необходимо инвестировать в исследования и разработки, создавать условия для появления новых идей и технологий. Также важно поддерживать сотрудников, работающих в области исследования и разработок, предоставляя им необходимые ресурсы и возможности для реализации своих идей.

Наибольшее внимание в процессе внедрения и управления инновационным проектом обычно уделяется областям, представленным на рисунке 1.



Рисунок 1. Области управления инновационным проектом

Использование единого информационного пространства для применения в указанных областях, поможет инжиниринговой организации повысить свою конкурентоспособность, стимулировать инновационные идеи и разработки, а также улучшить эффективность и качество работы. Важным этапом в управлении инновационным развитием научно-проектной организации является формирование среды, которая бы воспроизводила и осуществляла целенаправленный поиск, подготовку и реализацию инноваций, обеспечивающих экономический рост и развитие.

Таким образом, в основе управления инновационным развитием инжиниринговой организации лежит системное взаимодействие следующих составляющих: окружения и участников инновационного проекта, жизненного цикла инновации, базовых элементов инновации, видов управленческой и обеспечивающей деятельности, процессов принятия управленческих решений, подсистем управления инновационной деятельностью. Организациям необходимо уметь грамотно управлять собственным инновационным потенциалом, стимулировать инновационную активность с помощью при-

менения новейших информационных технологий, идей и разработок, а также внедрения единого информационного пространства. Данный комплекс мер поможет инжиниринговым организациям повысить свою эффективность и сохранить конкурентоспособность на мировом рынке.

Библиографический список

1. Управление инновационным развитием предприятия – Текст : электронный // Справочник от Автор24 : [сайт]. – 2018. – 24 авг. – URL: https://spravochnick.ru/innovacionnyu_menedzhment/innovacionnoe_razvitiye_predpriyatiya/upravlenie_innovacionnym_razvitiem_predpriyatiya/ (дата обращения: 09.09.2023).

2. Гаврилюк, А. В. Развитие культуры инновационной деятельности в организации / А. В. Гаврилюк. – Текст : электронный // Государственное управление. Электронный вестник. – 2019. – № 73. – URL: http://e-journal.spa.msu.ru/uploads/vestnik/2019/vipusk__73._aprel_2019_g./soziologija_upravlenija/gavriljuk.pdf (дата обращения: 09.09.2023).

Научный руководитель: Андропова И. В., д-р. экон. наук, профессор.

Ресурсная база полуострова Ямал: оценка и стратегические ориентиры ее развития

Шорохов А. Н.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Полуостров Ямал является важнейшим стратегическим нефтегазовым регионом Российской Федерации, где сосредоточено 20 % российских запасов природного газа. Полуостров способен на протяжении длительного времени обеспечивать спрос на топливо на внутреннем и внешнем рынках. Доказанные запасы на 11 газоконденсатных и 15 нефтегазоконденсатных месторождениях оцениваются в 16 трлн м³ газа и 500 млн т жидких углеводородов (нефть и газоконденсат), ресурсы на поисковых участках оценены в 22 трлн м³ газа [1]. Изучение полуострова Ямал началось в 60-е годы прошлого столетия. Первое месторождение открыто в 1964 году – это уникальное Новопортовское месторождение. В дальнейшем (в период до 1989 года) было открыто еще 24 месторождения углеводородов. Все установленные месторождения на полуострове Ямал приурочены к крупным поднятиям, то есть структурный фактор является определяющим для наличия месторождения углеводородов. На сегодняшний день все крупные поднятия в регионе изучены бурением глубоких скважин, открытие крупных залежей в дальнейшем маловероятно.

На полуострове Ямал присутствуют 3 крупных недропользователя: ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть» и ПАО «НОВАТЭК», а также несколько независимых некрпных недропользователей.

ПАО «Газпром», крупнейший в мире производитель природного газа, рассматривает полуостров как зону своих стратегических интересов. Основное направление развития ресурсной базы находится на севере полуострова и включает в себя освоение Бованенковского и Тамбейского кластеров [2]. ПАО «НОВАТЭК», второй по размеру производитель газа в РФ, сфокусирован на расширении ресурсной базы в средней и северной части полуострова для реализации СПГ-проектов компании [3]. ПАО «Газпром нефть» создала уникальную якорную инфраструктуру в южной части полуострова на базе Новопортовского месторождения, а также планирует вовлечение в разработку неоком-юрских залежей Бованенковского и Харасавэйского месторождений в северной части полуострова [4].

В южной части полуострова ПАО «Газпром нефть» представлена достаточно мелкими и средними газовыми месторождениями, которые по объемам ресурсной базы проигрывают активам (месторождениям-гигантам) ПАО «Газпром» и ПАО «НОВАТЭК» на севере полуострова Ямал (рис. 1). Немаловажным является необходимость работы ПАО «Газпром нефть» по добыче газа в рамках баланса газа ПАО «Газпром», как основного акционера. На все это накладываются возникшие в 2022 г ограничения экспорта газа в Европу [5].

Из всей доступной ресурсной базы природного газа в эксплуатацию введено менее 25 % от общего объема ресурсной базы южной части полуострова. Запасы нефти в основном сконцентрированы на Новопортовском месторождении (более 80 % от общего объема), которое уже введено в разработку в 2014 году и в перспективе объемы добычи жидких углеводородов будут неминусом снижаться. Следует сделать вывод, что в большей части ресурсная база региона представлена запасами природного газа, с которыми связаны основные перспективы развития нефтегазодобывающей отрасли в регионе.

Актуальность рассматриваемой проблемы обусловлена тем, что дальнейшее развитие ресурсной базы на юге полуострова Ямал сдерживает неопределенность в возможностях монетизации основных запасов природного газа по трубопроводному транспорту. Таким образом, серьезным **предметом исследования** в данном регионе выступают альтернативные каналы монетизации газа, которые позволят задействовать уже созданные добывающие возможности в условиях сокращения экспорта газа в европейском направлении.

Следует сделать вывод, что дальнейшее развитие ресурсной базы на юге полуострова необходимо сконцентрировать на следующих стратегических ориентирах:

1. Выход на новые перспективные рынки сбыта (замена европейского рынка странами азиатско-тихоокеанского региона);
2. Возможность ввода незадействованной ресурсной базы (преимущественно природного газа);
3. Диверсификация поставок газа на внутренний и внешний рынки;
4. Учет функционирования в рамках баланса газа ПАО «Газпром»;

5. Обеспечение загрузки существующей газовой инфраструктуры;
6. Экономическая эффективность проектов;
7. Развитие новых компетенций (сжиженный природный газ, газохимия, морской транспорт углеводородов).

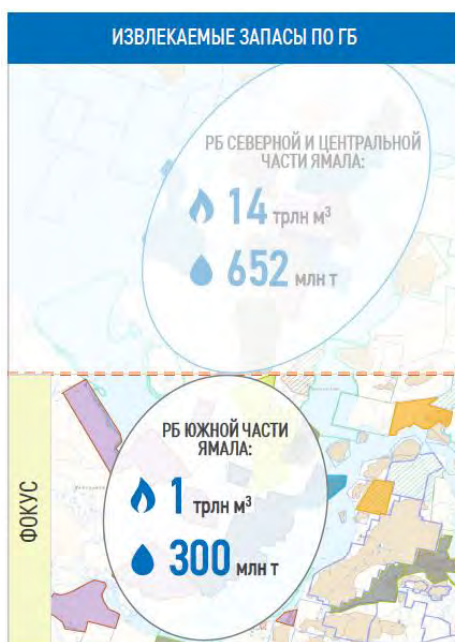


Рисунок 1. Сравнение объемов извлекаемых запасов по данным государственного баланса на юге полуострова Ямал (периметр интереса ПАО «Газпром нефть») с объемами на севере полуострова (периметр интереса ПАО «Газпром» и ПАО «НОВАТЭК»)

Библиографический список

1. Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса : сайт. – URL: <https://www.cdu.ru/> (дата обращения: 19.09.2023). – Текст : электронный.
2. Проект Ямал. – Текст : электронный // Газпром : сайт. – URL: <https://www.gazprom.ru/projects/yamal/> (дата обращения: 19.09.2023).
3. Проект «Ямал СПГ». Инфраструктура проекта. – Текст : электронный // НОВАТЭК : сайт. – URL: https://www.novatek.ru/ru/business/yamal-Ing/yamal_infrastructure/ (дата обращения: 19.09.2023).
4. Проект «Новый порт». – Текст : электронный // Газпром нефть : сайт. – URL: <https://dvp.gazprom-neft.ru/projects/completed/newport/> (дата обращения: 19.09.2023).
5. Дзядко, Т. Как Евросоюз планирует отказываться от российских газа, нефти и угля / Т. Дзядко, Л. Подобедова, И. Ткачев. – Текст : электронный // РБК : сайт. – 2022. – 10 мар. – URL: <https://www.rbc.ru/business/10/03/2022/6228745b9a79475abc907аса> (дата обращения: 19.09.2023).

Научный руководитель: Тонышева Л. Л., д-р. экон. наук, профессор.

Тенденции развития организации оперативного управления на предприятиях нефтегазовой отрасли

Якунина О. Г., Набиев Э. Т., Стоякин М. Г.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Россия занимает ведущее положение в мире по всем основным показателям нефтегазовой промышленности. По запасам нефти, согласно данным «ВНИИЗарубежгеологии», к началу 2020 года наша страна оказалась на шестом месте в мире, а по запасам газа – на первом [1]. Основные текущие запасы разрабатываемых месторождений локализованы в ХМАО, Восточной Сибири, Приволжском ФО и ЯНАО. Это основной источник добычи нефти в России на ближайшую перспективу.

Стратегическая значимость углеводородов для развития национальной экономики обуславливает необходимость постоянного мониторинга процессов, связанных с технологией добычи, а также своевременной корректировкой управленческих воздействий. Современные тенденции развития управленческих процессов предполагают, прежде всего, их цифровизацию, где это оправданно и реально реализуемо.

Основные функции оперативного управления производством фокусируются, как правило, на оперативно-календарном планировании; формировании сменно-суточных заданий на уровне производственных подразделений и рабочих мест; обеспечения рабочих мест необходимыми материальными ресурсами; контроля и регулирования хода производства [2].

В современных условиях цифровой трансформации экономики нефтегазовый сектор является одним из важнейших полигонов для активного внедрения сквозных цифровых технологий и повышения эффективности не только своей работы, но и предприятий-партнеров из смежных отраслей.

Все большее распространение получает сегодня система автоматического управления операциями и процессами по добыче нефти, называемая «Интеллектуальное месторождение». Данная система предполагает решение комплекса задач, связанных с повышением эффективности процессов, составляющих область добычи и производственной деятельности в целом, а также снижения рисков промышленной безопасности и охраны труда на нефтегазовом предприятии (рисунок 1).

В основу концепции интеллектуального месторождения положено удаленное управление объектами нефтегазодобычи, контроль энергопотребления, повышение энергоэффективности, рост результативности эксплуатации оборудования, рациональное управление персоналом, прозрачная информация и автоматизация производства.

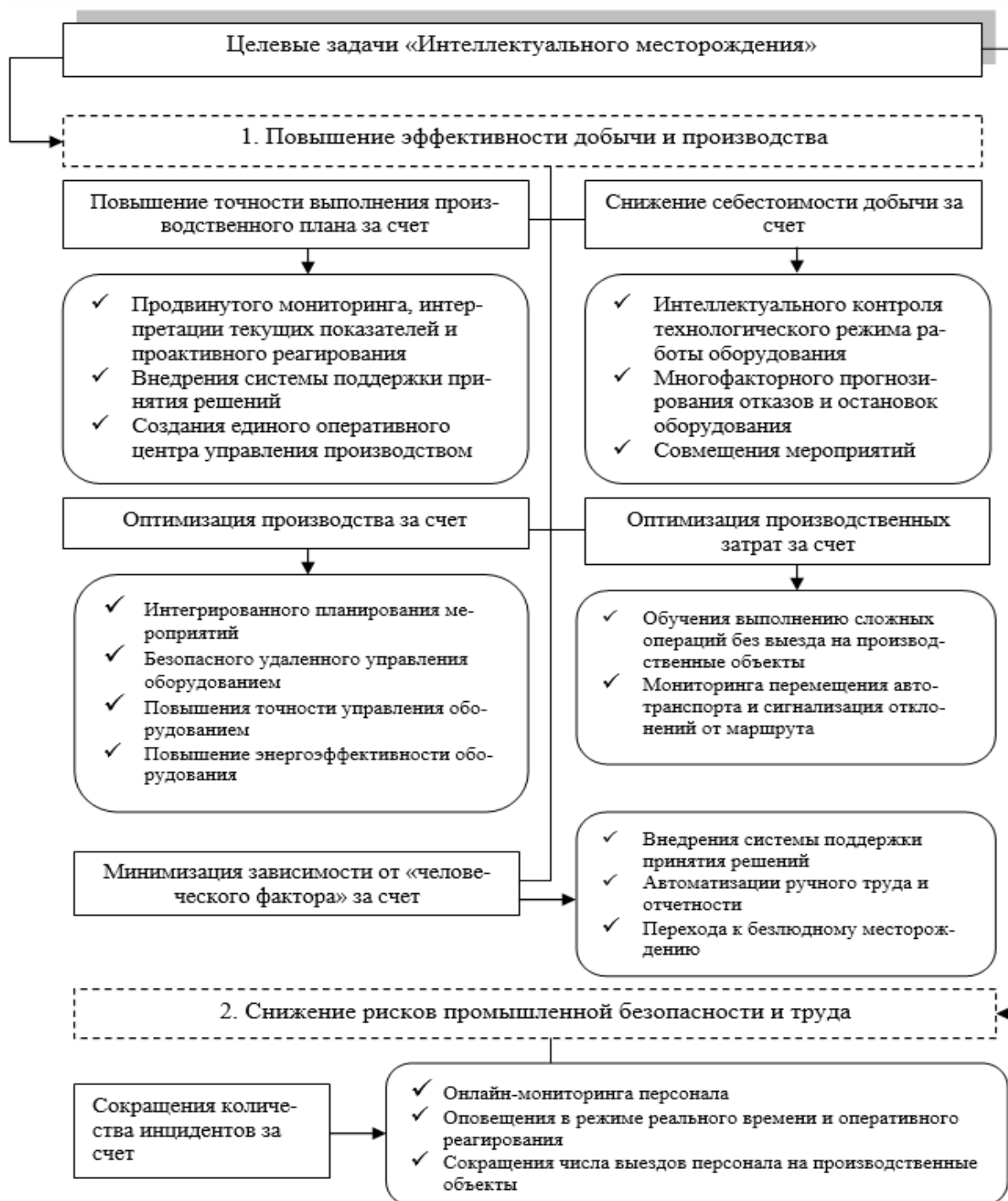


Рисунок 1. Задачи «Интеллектуального месторождения»

Основной проблемой управления пространственно-распределенными объектами всегда было обеспечение полноценного информационного взаимодействия. Сложности интерпретации аналоговых сигналов, задержки доставки или полного отсутствия связи, сроки обработки больших массивов данных затрудняют контроль и не позволяют получить актуальной объективной и полной картины текущей производственной обстановки. Для сбора и обработки данных, мониторинга ситуации и выработки рекомендаций

в рамках набора функций привлекается значительное количество персонала, что, в свою очередь, формирует риски субъективных ошибок и нарушений.

В качестве пилотного проекта компания «Роснефть» запустила проект «Цифровое месторождение» в республике Башкортостан, который, по сути, явился экспериментальным полигоном для последующих проектов аналогичного содержания. Основными элементами цифровой модели месторождения являются «цифровые двойники», новейшие мобильные цифровые устройства с передачей данных, интеллектуальная система мониторинга трубопроводов и др. Эти инновационные модули были разработаны в корпоративном научном центре «Роснефти» (рисунок 2).



Рисунок 2. Интегрированная модель месторождения

Элементы цифровой модели позволяют сегодня решать разнообразные задачи в рамках функционирования месторождения, минимизируя присутствие работника на скважино-точке, на фоне возрастающей сложности и опасности нефтегазового производства, увеличивает скорость реагирования на возникающие технические инциденты и организационные сбои по разным причинам. В частности:

- мобильные цифровые устройства нового поколения с передачей данных на основе промышленного интернета вещей для обеспечения безопасности работников – «умные» каски, газоанализаторы, датчики окружающей среды, датчики пульса и местоположения;
- система мониторинга трубопроводного транспорта, которая в режиме реального времени информирует о выполнении регламентных обходов трубопроводов и потенциально опасных участках в автоматическом режиме;
- система мониторинга подготовки нефти – прогнозирует потенциальные отклонения в технологическом режиме работы оборудования, что дает возможность своевременно организовать компенсирующие мероприятия;

– система управления заводнением нефтяного пласта – анализирует эффективность закачки жидкости и выдаёт рекомендации для удаленного управления системой поддержания пластового давления;

– система мониторинга энергетики – позволяет контролировать состояние энергетических объектов, загрузку электрических сетей, осуществляет непрерывный мониторинг удельного расхода электроэнергии, определяет возможности повышения энергоэффективности добычи нефти.

В состоянии «цифры» в настоящее время переведены все основные производственные объекты на месторождении: механизированный фонд скважин, трубопроводный транспорт, система подготовки нефти, объекты энергетики, персонал.

Несмотря на то, что цифровое месторождение и интегрированные решения – относительно новые понятия, к настоящему времени они уже прочно вошли в профессиональный сленг специалистов нефтегазовой отрасли при обсуждении вопросов повышения эффективности управления в секторе Upstream (Апстрим), то есть все бизнес-процессы, относящиеся к поиску нефтяных залежей и добыче нефти из них.

Ключевые эффекты внедрения сквозных цифровых технологий на нефтегазовых месторождениях имеют разносторонний характер и действуют как в технологическом блоке: оптимизация распределения добычи по скважинам, оптимизация технологических режимов работы оборудования, увеличение нефтеотдачи пласта, так и при работе с персоналом: снижение количества рутинных операций, снижение затрат на обучение и повышение квалификации персонала, сокращение логистических затрат, снижение объема присутствия персонала на производственных объектах, повышение производственной дисциплины.

Именно с цифровыми технологиями в перспективе будет связано дальнейшее стратегическое развитие нефтегазовой отрасли национальной экономики.

Библиографический список:

1. Мировые запасы и ресурсы. – Текст : электронный // ЦДУ ТЭК : сайт. – 2022. – 13 мая. – URL: https://www.cdu.ru/tek_russia/articles/1/1002/ (дата обращения: 14.09.2023).

2. Фатхутдинов, Р. А. Оперативное управление производством / Р. А. Фатхутдинов. – Текст : электронный // BizEducation : сайт. – URL: <http://www.bizeducation.ru/library/log/indust/7/fat5.htm> (дата обращения: 14.09.2023).

СЕКЦИЯ «Социально-гуманитарные аспекты развития нефтегазового региона»

О правовых основах привлечения инвестиций в нефтегазовую отрасль (On the legal framework for attracting investment for the oil and gas industry)

Алланина Л. М.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

In April 2022, the President signed 16 federal laws including the new Law "On the hydrocarbon agreements". It covers agreements on service risks and on financing management. The procedure for their conclusion, execution and termination has been determined (Federal Law No. 75-FZ of April 1, 2022 "On Agreements concluded during Geological Study, Exploration and Production of Hydrocarbons, and on Amending the Law of the Russian Federation "On Subsoil").

The main task of the law is to create legal conditions for attracting investments in the oil and gas industry of the Russian Federation and implementing investment projects within the framework of joint activities of organizations to develop technologies for geological study, exploration and production of hard-to-recover minerals, for geological study and (or) exploration and production of minerals in subsoil areas containing hydrocarbon deposits (oil, gas and gas condensate).

It is planned to apply the provisions of the law to the relations for the development of hydrocarbon deposits in subsoil areas of federal significance, in subsoil areas of federal significance of the continental shelf of the Russian Federation, in subsoil areas of federal significance located on the territory of the Russian Federation and extending on its continental shelf [1].

The practice of relations in the field of subsoil use revealed the legal absence of the forms of joint activities in this area that acceptable to participants in these relations [2].

At the same time, the economy of the oil and gas industry is faced with the tasks of increasing the investment attractiveness of geological exploration of the subsoil, increasing the inflow of private investment into the industry and ensuring the use of advanced technologies [3].

The decline in global oil and gas prices has led to a drop in investments by Russian and foreign companies in the industry, especially in projects related to the development and extraction of hard-to-recover reserves and reserves on the continental shelf of the Russian Federation, the importance of which has increased as Russian companies increasingly have to look for new reserves of raw materials [4].

It should also be noted that access to technology and capital of traditional Western partners of Russian oil and gas companies is limited due to the effect of economic sanctions by the United States, the European Union and several other countries.

The interests of investors, operators of exploration and production activities, as well as subsoil users, correspond to such agreements in which all parties jointly perform the actions stipulated by the agreement, pursuing a common goal - to find, explore, extract and share natural resources among themselves, but achieving this goal to an extremely small extent depends on the efforts of the parties.

World practice indicates that the vast majority of exploration projects do not lead to the commercial discovery of hydrocarbon reserves [5]. This sector of the economy, as well as any other, is characterized by a high level of risk that the desired result will not be achieved, and considerable costs for search and exploration in this industry are always followed by uncertainty, the impossibility of accurately calculating future production and future revenues.

To date, a considerable number of oil companies and those who have the exclusive right to extract natural resources in a particular state (public legal entities themselves or companies created by national law) have switched to using such a model of their relations that involves the division of extracted resources or proceeds from their implementation, the preservation of the right for hydrocarbon raw materials for the holder of the right to its production, taking over all risks of failure and incurring all the expenses necessary for the search and production [6].

The fact that an oil company can waste time and money during the entire period of joint activity is fully understood by its management and shareholders and is considered by them as a normal entrepreneurial risk.

The law provides for the possibility of concluding an agreement on service risks in the implementation of activities on the development of hydrocarbon deposits and an agreement on the management of financing for activities on the development of hydrocarbon deposits.

The merits of the law include the fact that the law enshrines the rule on joint liability of the parties to the agreement on service risks for both contractual and non-contractual general obligations towards third parties, including obligations that were not fulfilled by the time the agreement was terminated. This rule will allow, among other things, to create effective legal protection for the interests of persons who are harmed as a result of subsoil development activities.

However, the law has drawbacks. It does not contain rules that change the procedure for granting the right to use subsoil resources or the system of payments for the use of subsoil resources, as well as rules that change the rules for taxing activities in the field of subsoil resources. The rights and obligations of taxpayers - parties to agreements introduced by law - are determined by the tax legislation of the Russian Federation.

Thus, the application of the provisions of the law to the economic relations in this area, makes possible to create effective tools for attracting investments in geological study and exploration of deposits due to the legislative consolidation of special forms of interaction between the entities of development

relations in subsoil areas containing hydrocarbon deposits. The economic impact of the introduction of new structures expected will also be enhanced by the introduction of new technologies into the development of subsoil areas and the acceleration of the development of reserves.

Библиографический список

1. Алланина, Л. М. Актуальные проблемы горного права в сфере нефтегазодобычи : монография / Л. М. Алланина. – Тюмень : Вектор Бук, 2019. – 80 с. – Текст : непосредственный.

2. Алланина, Л. М. Правовые основы недропользования (геология) : монография / Л. М. Алланина. – Тюмень : Вектор Бук, – 2019. – 83 с. – Текст : непосредственный.

3. Алланина, Л. М. Рентные отношения в недропользовании / Л. М. Алланина. – Текст : непосредственный // Вестник Федерального Арбитражного суда Западно-Сибирского округа. – 2004. – № 5. – С. 84–93.

4. Mikhailova, M. N. Legal Regulation of Subsurface Use in Russia : Actual Problems / M. N. Mikhailova. – Direct text // International Journal of Environmental & Science Education. – 2016. – Vol. 11, Issue 18. – P. 12471–12485.

5. Latipova, L. Features of sociocultural adjustment of Chinese students studying in Russian universities / L. Latipova. – Direct text // Espacios. – 2017. – Vol. 38, Issue 56. – P. 28–32.

6. Faizrakhmanov, I. M. Modern theological education in Russia : european experience and development prospects / I. M. Faizrakhmanov. – Direct text // European Journal of Science and Theology. – 2018. – Vol. 14, Issue 6. – P. 183–193.

Этапы освоения месторождений полуострова Ямал

Колева Г. Ю., Колев Ж. М.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В истории газовой промышленности СССР – России, опыт освоения месторождений полуострова Ямал (ЯНАО) не становился предметом специального изучения. Отметим, что термин «Ямал» в научной литературе часто используют для обозначения территории Ямало-Ненецкого автономного округа [1]. В то же время Ямал – полуостров в составе ЯНАО, с севера, запада, востока омываемый Карским морем и его заливами (губами) [2]. Изучение геологического строения полуострова началось в первой трети 1950-х гг. силами Научно-исследовательского института геологии Арктики, Всесоюзного научно-исследовательского геологоразведочного института, сформировавших представление о схожести строения Ямальского и Тазовского полуостровов, Северной части Пур-Тазовского междуречья, Байдарацкой и Тазовской губ [3]. С 1960-х гг. уже подразделениями регио-

нальных структур начались открытия месторождений в пределах полуострова: 27 декабря 1964 г. было выявлено первое месторождение – Новопортовское НГМ [4]. В 1970-е гг. были открыты Бованенковское НГКМ (7 октября 1971 г.) Харасавейское ГКМ (22 мая 1974 г.), Крузенштернское ГКМ (27 июля 1976 г.) [5]. В 1980-е гг. пополнялась Тамбейская группа месторождений, включившая Южно-Северо-, -Западное Тамбейские, Малыгинское (открытия 1974–1985 гг.) и др.

В настоящее время на пол. Ямал и прилегающих акваториях имеется 11 газовых (ГМ) и 15 нефтегазоконденсатных месторождений (НГМ), запасы газа в них оцениваются в 16-26 трлн. куб. м, конденсата – 230,7 млн т, нефти – 291,8 млн т [6]. Месторождения Ямала представляли значительный интерес в советский период, в настоящее время имеют существенную значимость для нефтегазовых компаний.

Подступ к освоению месторождений полуострова начался в 1960-е гг. [7]. Среди намеченных в тот период к освоению месторождений – Тазовское, Уренгойское, Губкинское (Пурпейское), Заполярное, а на полуострове Ямал – Новопортовское. Новопортовское месторождение находилось практически у побережья Обской губы, транспортировка газа с него связывалась с использованием морского транспорта. В районе расположения месторождения предполагалось создание промысла, ввод самого месторождения планировался в 1968 или в 1970 г. На Новопортовском, в южной части месторождения, в 1966-1967 гг. бурились 2 разведочные скважины, одна скважина готовилась к испытанию, вторая находилась в стадии испытания. Подготовка газа предполагалась методом адсорбции, при сооружении 2-х пунктов подготовки газа. Во второй половине 1960-х гг. Новопортовское сохранялось в планах наряду с Заполярным, Уренгойским. При этом их не собирались вводить одновременно. В документах отражено, что между ними выбирали. Однако в тот период проект по Новопортовскому был оставлен без осуществления. Основное внимание стало сосредотачиваться на Уренгойском месторождении.

Вторая по времени постановка задач по месторождениям пол. Ямал относилась к середине 1970-х гг. и вновь была связана с Новопортовским месторождением. Разрабатывался проект обустройства месторождения, прорабатывалось техническое решение по проведению пробной эксплуатации, составлялась программа подготовки к эксплуатации [8]. Проектирование вел ТюменНИИГипрогаз. В проект включались: поселок буровиков, причальные сооружения, дороги, объекты подготовительного периода, обустройство нефтяных залежей. Обустройство было возложено на производственное объединение «Надымгазпром». К 1985 г. действовало Новопортовское управление по повышению нефтеотдачи пластов, база производственно-технического обслуживания и комплектации, передвижная механизированная колонна в пос. Новый порт. Однако добыча на месторождении не была начата.

Третий, уже более широкомасштабный подступ к освоению месторождений пол. Ямал определен в 1985 г. Первым к вводу в 1990 г. намеча-

лось Бованенковское НГКМ, по Новопортовскому планировалось продолжение работ [9]. С 1986 г. в планах разработки месторождений появилось Харасавейское. Наряду с обустройством месторождений, сооружением вахтовых поселков, разработкой оборудования для работы при температурах до -60° , было принято решение о строительстве с 1986 г. от ст. Обская железной дороги до Бованенково, с одновременным усилением железной дороги «Чум-Лабытнанги». Предусматривалось строительство аэропортов и вертодромов в районе Нового порта и Бованенково, а также строительство газопровода «Ямал-Торжок-Ужгород», протяженностью 4534 км, с вводом в 1991 г., с прокладкой труб через Байдарацкую губу. Энергетическая проблема должна была решаться через увеличение мощностей Печорской ГРЭС, с передачей от нее электроэнергии по ЛЭП «Сейда-Харп-Лабытнанги» с подстанциями к объектам освоения на Ямале. Особое внимание было уделено проблемам вечной мерзлоты: в Тюмени в составе СО АН СССР было определено создание НИИ по проблемам освоения Севера (НИИ ИПОС АН СССР), на пол. Ямал — экспериментально-исследовательских мерзлотных станций этого НИИ; в Лабытнангах — экспериментальной лаборатории НИИ ИПОС АН СССР. Цель — изучение изменений природной среды, инженерно-геокриологических условий в процессе хозяйственного освоения полуострова Ямал. Для решения социальных проблем намечено строительство жилья, разработка схем размещения вахтовых поселков [10]. Программа освоения полуострова регулярно обсуждалась на заседаниях Мингазпрома, с привлечением ведущих НИИ министерства. Особое внимание в проработке проблем освоения уделялось выбору места главной «перевалочной базы» на побережье Обской губы. Вопрос о «перевалочной базе» на побережье Обской губы решался сложно. Первоначальные идеи были: создать перевалочную базу в устье реки Сеяха, от нее до Бованенково транспортировка грузов авиационным или автомобильным транспортом; в устье Сеяхи осуществить сооружение причала, перевалочной базы, поселка, пункта пересадки вахт, установить вахтовые жилые комплексы «Вахта-80», «Вахта-40». Для доставки грузов на Харасавэйское месторождение предполагали использовать устье реки Мордыяха, а осуществление доставки грузов в порт «Ямбург» реализовать через продление навигации и использование ледоколов. Предложена транспортная схема: «Ямбург — Обская губа — перегрузка на автодорогу — Бованенковское месторождение». Однако после проведенных Гипроспецгазом рекогносцировочных изысканий и гидрологических расчетов, стало понятно, что выбранные варианты площадки на берегу р. Сеяха требовали дноуглубительных работ для организации судоходства, к осени 1986 г. местом приема грузов был определен район реки Сабеттаяха, на восточном побережье пол. Ямал, с дальнейшей доставкой грузов на месторождения по автомобильным дорогам, с 1987 г. здесь началось формирование промышленной зоны, фактически ставшей основой закладки морского порта Сабетта [11].

Ход работ по обустройству месторождений регулярно рассматривался в министерстве и в Тюменгазпроме. В январе 1989 г. было создано производственное объединение для эксплуатации месторождений Ямала «Ямалгазпром», с расположением в г. Тюмень. Тюменгазпром приближался к началу промышленной эксплуатации Бованенковского месторождения. Однако по Новопортовскому 17 апреля 1987 г. приказом Главтюменгазпрома приняли решение о *временной консервации* работ. На Бованенковском месторождении работы продолжались: осуществлялось строительство эксплуатационных скважин. Бурение силами двух бригад вел подрядный трест «Северспецбургаз» (г. Ухта). Отмечалась высокая аварийность в бурении. План проходки трест выполнил за год на 55 %, однако было введено и сдано 15 скважин на газ. Применялись буровые установки БУ-3000 ЭУК в эшелонном исполнении для кустового наклонно-направленного бурения. Также велось строительство вертолетных площадок на КС «Байдарацкая» в количестве двух, и одной в Сабетте. Численность работающих в дирекции «Ямалгазпром» на 1 января 1989 г. составляла 350 чел. Однако 10 июня 1989 г. правительство страны приняло решение «О приостановке производства работ по обустройству и бурению на Бованенковском месторождении». Образованное в Тюмени «Производственно-распорядительное управление государственного концерна «Газпром» [12], приступило к временной консервации объектов на месторождении, с обеспечением их сохранности. Было остановлено строительство железной дороги, дошедшей до станции Харлов (268 км). Несмотря на консервацию работ, в 1990-е гг. на Бованенковском, Новопортовском, Харасавейском месторождениях осуществлялась добыча газа, как и на Южно-Тамбейском, что требовало осуществления бурения, сооружения объектов обустройства, поддержания процесса добычи. Месторождения Ямала находились в подчинении ООО «Надымгазпром». В 1990-е гг. на Бованенковском месторождении число скважин было доведено до 58, из них две осуществляли добычу газа, на Харасавейском — одна. На Бованенковском было и 2 пункта подготовки газа. Газ добывался для нужд поселков. На скважинах проводились исследовательские работы с целью изучения герметичности колонн, определения параметров газа.

С 2002 г. начался новый этап подступа к освоению месторождений полуострова. «ОАО «Газпром» совместно с Администрацией ЯНАО разработали Проект «Программы комплексного освоения месторождений полуострова Ямал и прилегающих акваторий» [13]. Первым к освоению намечено Бованенковское месторождение. Возобновилось строительство железнодорожной линии «Обская — Бованенково». В 2011 г. сквозное движение от станции Обская-2 (рядом с г. Лабитнанги) до станции «Карская» общей протяженностью 572 км было открыто. На трассе имелось 70 мостов. Дорогу стали называть самой северной в стране и в мире [14]. Достраивался аэропорт на Бованенковском месторождении, первая очередь которого 18 апреля 2011 г. была введена в эксплуатацию. В декабре 2012 г. промысел Бованенковского ме-

сторождения и магистральный газопровод «Ухта-Торжок» вошли в эксплуатацию. В 2015 г. порт Сабетта на правом берегу Обской губы начал принимать грузы [15].

Таким образом, освоение месторождений пол. Ямал началось в советский период, проводилось в несколько этапов. В настоящее время в эксплуатации находятся Новопортовское (добыча нефти, с 2014-2016 гг.), Бованенковское (добыча газа с 2012 г.) месторождение, газ Южно-Тамбейского месторождения подается на завод Ямал СПГ. Ведется разработка проектов ввода в эксплуатацию Харасавейского и Крузенштернского месторождений. Месторождения полуострова Ямал находятся в центре стратегических устремлений государства.

Библиографический список

1. История Ямала : в 2-х т. / Ямал традиционный. – Т. 1. – Кн. 2. Российская колонизация ; под ред. И. В. Побережникова и др. ; под общей ред. В. В. Алексеева. – Екатеринбург : Издательство: «Баско», 2010. – 324 с. – Текст : непосредственный.

2. Ямал. – Текст : электронный // Wikipedia : сайт. – URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%AF%D0%BC%D0%B0%D0%BB> (дата обращения: 16.09.2023).

3. Герман, Е. В. Геология и геоморфология полуострова Ямал — нового района перспективного для поисков нефти и газа / Е. В. Герман, В. Н. Кисляков, И. В. Рейнин. – Текст : непосредственный // Труды ВНИГРИ. – 1963 г. – Выпуск 225. – С. 311–325.

4. Открытые горизонты (1962–1980) / Сост. А. М. Брехунцов, В. Н. Битюков. – Екатеринбург : Сред-Урал. кн. изд-во, 2002. – Т. 1. – 680 с. – Текст : непосредственный.

5. Люди и недра. К 75-летию тюменской геологии. В 2-х т. Т. 2. / Под общей ред. А. М. Брехунцова. – Тюмень : МНП «ГЕОДАТА», 2023. – 412 с. – Текст : непосредственный.

6. Состояние и перспективы использования минерально-сырьевой базы Ямало-Ненецкого автономного округа на 15.03.2021 г. – Текст : электронный // Роснедра : сайт. – URL: <https://www.rosnedra.gov.ru/data/Fast/Files/202104/ad829a8fefe9fc69a4502beecc2eb711.pdf> (дата обращения: 16.02.2022).

7. Государственный архив Тюменской области (ГАТО). Фонд (Ф.) 814. Опись (Оп.) 5. Дело (Д.) 835. Лист (Л.) 150-157. – Текст : непосредственный.

8. Государственный архив Тюменской области (ГАТО). Фонд (Ф.) 2101. Оп. 1. Д. 1267. Л. 12, 13, 22. – Текст : непосредственный.

9. Государственный архив Тюменской области (ГАТО). Фонд (Ф.) 2101. Д. 1356. Л. 21–22. – Текст : непосредственный.

10. Государственный архив Тюменской области (ГАТО). Фонд (Ф.) 2101. Д. 1398. Л. 62. – Текст : непосредственный.

11. Государственный архив Тюменской области (ГАТО). Фонд (Ф). 2101. Д. 1461. Л. 45. – Текст : непосредственный.
12. Государственный архив Тюменской области (ГАТО). Фонд (Ф). 2256. Оп. 1. Д. 1. Л. 1. – Текст : непосредственный.
13. Бованенковское месторождение — опорное месторождение Ямальского центра газодобычи. – Текст : электронный // ИА REX : сайт. – URL: <https://iarex.ru/articles/62632.html/> (дата обращения: 04.05.2023).
14. Ямальский экспресс. – Текст : электронный // Газпром : официальный сайт. – 2013. – 1 апр. – URL: <https://www.gazprom.ru/press/news/reports/2013/yamalskiy-express/> (дата обращения: 05.05.2023).
15. В 2012 г. заложен порт Сабетта 20 июля 2021. – Текст : электронный // СЕВЕР-Пресс : [сайт]. – URL: <https://sever-press.ru/news/transport/devjat-let-nazad-nachalos-stroitelstvo-jamalskogo-porta-sabetta/> (дата обращения: 06.05.2023).

Труд и занятость как основные вызовы устойчивому развитию нефтегазового региона (на примере Тюменской области)

Колесник Е. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Российскими и зарубежными исследователями вопросы устойчивого развития рассматриваются как одни из наиболее важных вопросов современности. Устойчивое развитие предполагает создание таких условий, при которых экономический рост не противоречит социальному равенству и охране окружающей среды. Важной частью исследований является поиск новых подходов к решению проблем устойчивого развития, таких как использование возобновляемых источников энергии, повышение эффективности производства, снижение выбросов загрязняющих веществ, защита биоразнообразия и т. д. Концепция устойчивого развития имеет значительное значение для бизнеса в условиях современной глобализации и быстрого изменения социально-экономической среды. Бизнесы, которые успешно интегрируют принципы устойчивого развития в свою деятельность, могут получить конкурентное преимущество, повысить свою репутацию и лояльность клиентов, а также снизить риски возможных экологических и социальных проблем. Помимо этого, «социальная составляющая устойчивости развития ориентирована на человека и направлена на сохранение стабильности социальных и культурных систем» [1].

Один из ключевых аспектов устойчивого развития региона – это экономическая устойчивость, которая достигается благодаря диверсификации экономики, развитию инфраструктуры и созданию условий для привлечения инвестиций. Важным элементом экономической устойчивости является также социальная устойчивость, которая обеспечивается создани-

ем равных возможностей для всех слоев населения, развитием системы здравоохранения, образования и культуры. Еще одним важным аспектом устойчивого развития региона является экологическая устойчивость, которая достигается за счет сохранения природных ресурсов, перехода на энергосберегающие технологии и др. В целом, устойчивое развитие региона является важной задачей для общества, которая требует комплексного подхода и сотрудничества всех заинтересованных сторон.

Не вдаваясь в более детальный анализ публикаций, отметим, что устойчивое развитие региона может быть обеспечено путем достижения баланса между экономическим ростом, социальным прогрессом и охраной окружающей среды. Для этого необходимо создание благоприятных условий для бизнеса и инвестиций, развитие инфраструктуры, поддержка научно-технического прогресса, обеспечение доступности услуг здравоохранения, образования, культуры, а также сохранение природных ресурсов и биоразнообразия. Это особенно важно в контексте изменения климата и глобальных вызовов, которые могут повлиять на устойчивость региона в будущем.

Помимо важности и значимости перечисленных факторов, труд и занятости в устойчивом развитии региона занимают очень важное место. Ведь это именно люди создают богатство региона, его экономическую базу. Без работы и дохода жители не смогут обеспечить себя и свои семьи, а значит, не будут иметь возможности приобретать товары и услуги, не будут платить налоги и вкладывать деньги в экономику региона. Поэтому одной из основных задач устойчивого развития является создание рабочих мест и поддержка предпринимательства. Это может быть достигнуто через различные программы государственной поддержки, инвестиции в инфраструктуру, создание благоприятных условий для предпринимательства, образование и повышение квалификации населения, стимулирование инноваций и так далее. В целом, труд и занятость являются ключевыми факторами устойчивого развития региона, поскольку они обеспечивают экономическую стабильность, благосостояние населения и социальную стабильность в целом.

Занятость в устойчивом развитии «выполняет экономическую и социальную функции», отмечает Беркович М. И., Леонтьевой Л. И. и Фетисовой Н. Э. [2]. Занятостью обеспечиваются работники экономически целесообразными рабочими местами, что позволяет им получать доходы и улучшать свой уровень жизни. Занятость также способствует развитию производства и экономическому росту. При этом стоит отметить, что необходимо обеспечивать не просто количество рабочих мест, но и их качество. Это означает, что рабочие места должны быть экономически целесообразными, то есть приносить достаточный доход для работодателя, чтобы он мог сохранять и развивать бизнес, а также обеспечивать социальные гарантии для работников. Важно также учитывать, что занятость должна быть устойчивой и предсказуемой, что создаст условия для стабильности как на рынке

труда, так и в экономике в целом. Для этого необходимо разрабатывать стратегии по созданию новых рабочих мест, поддержке малого и среднего бизнеса, развитию инфраструктуры и другим мерам, которые будут способствовать устойчивому развитию экономики и занятости.

Целями и основой достижения устойчивого развития являются – достойный труд и занятость. Достойный труд предусматривает доступ к продуктивной работе, обеспечивающей справедливое вознаграждение и обеспечивающей безопасные и здоровые условия труда (рис.1).

Достойный труд согласно 8 цели устойчивого развития:
<ul style="list-style-type: none">• Содействие поступательному, всеохватному и устойчивому экономическому росту, полной и производительной занятости и достойной работе для всех.• Повышение качества работы и производительности труда, улучшение условий труда и предоставление женщинам и мужчинам равного доступа к трудоустройству.
Достойный труд согласно определению МОТ от 1999 г.:
<ul style="list-style-type: none">• Достойный труд – это свободный, справедливо оплачиваемый, безопасный, социально-защищенный, не принижающий достоинство человека, открывающий равные стартовые возможности для всех, гарантирующий участие в принятии управленческих решений и саморазвитие личности.

Рисунок 1. Понятие «достойный труд» согласно ЦУР № 8 и определения МОТ [3, 4]

Таким образом, достижение достойной работы и занятости имеет важное значение для устойчивого развития, поскольку помогает сократить бедность, неравенство и социальную изоляцию. Это также способствует экономическому росту, социальной сплоченности и экологической устойчивости.

В достижении целей устойчивого развития на примере конкретного региона РФ – Тюменской области – можно наблюдать ряд тенденций, представленных на рисунке 2.

В Тюменской области реализация концепции устойчивого развития является важным приоритетом государственной политики; в регионе проводятся многочисленные меры по достижению этой цели. В тоже время, несмотря на достаточно высокие стабильно растущие экономические показатели, рынок труда Тюменской области характеризуется как трудодефицитный [5]. Дефицит трудовых ресурсов наблюдается по большинству значимых для области видов экономической деятельности, который, согласно прогнозу Департамента труда и занятости населения, будет усугубляться в последующие годы.

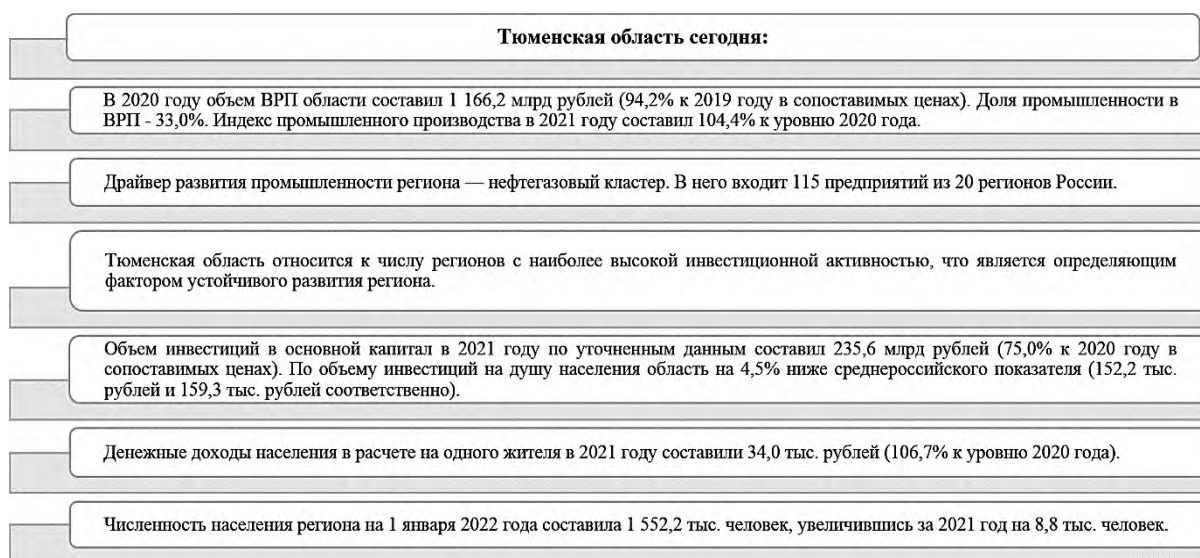


Рисунок 2. Показатели уровня социально-экономического развития Тюменской области [5]

Анализ некоторых показателей указывает на ухудшение ситуации на рынке труда области. Так, уровень занятости населения Тюменской области в 2021 году составил 57,3% (по Российской Федерации – 59,4%); в первом квартале – 57,1% (по Российской Федерации – 59,5%); во втором квартале 2022 года – 57,2% (по Российской Федерации – 59,8%). Следует отметить, что позитивной динамики в 2021 году не зафиксировано; напротив, наблюдается стремительное сокращение данного показателя (на 0,5%). За период с 2018 по 2021 г.г. сокращение составило 1,5%. Уровень общей безработицы за июль-сентябрь 2022 года составил 4,1% (за первый квартал текущего года 4,2%). Уровень регистрируемой безработицы по состоянию на 1 октября 2022 года – 0,5% (по состоянию на 01 апреля 2022 г. – 0,59%). По состоянию на 1 октября 2022 года коэффициент напряженности на рынке труда составил 0,27 человек на 1 вакансию. Уровень трудоустройства за первые 9 месяцев 2022 года – 69,4%, против 60,8% за аналогичный период в 2021 году. По состоянию на 1 октября 2022 года в Тюменской области было наибольшее количество вакансий зафиксировано в сфере строительства, государственного управления и социального обеспечения, торговли и ремонта автотранспортных средств и мотоциклов, производства и образования. ТОП-5 основных отраслей, нуждающихся в работниках, остались такими же, как и в подобный период 2021 года. Следует отметить, что к октябрю 2022 года заметно снизилось (до 8,9% с 13,9% в 2021 г.) количество вакантных рабочих мест в государственном управлении; по большинству других видов экономической деятельности потребность, напротив, возросла, но незначительно.

Стоит отметить и следующее: наблюдается продолжительный миграционный отток лиц в трудоспособном возрасте. Так, рост доли занято-

го населения, выезжающего за пределы региона, фиксируется, начиная с 2020 года. В 2020 г. данный показатель составил 4,3% против 3,9% по РФ; в 2021 г. – 4,0%, как и по России в целом; в среднем за 6 лет он составил по региону 3,6% против 4,0% в РФ.

В заключение необходимо особо выделить, для достижения целей устойчивого развития важно иметь сильную и растущую экономику, которая включает в себя здоровый рынок труда. Если показатели занятости в Тюменской области отрицательные, это означает, что возможностей трудоустройства для жителей региона меньше. Это может иметь ряд негативных последствий, таких как более высокий уровень бедности, снижение экономического роста и усиление социального неравенства. Кроме того, отрицательные показатели занятости могут затруднить достижение конкретных целей устойчивого развития, таких как цель 1 (ликвидация бедности), цель 8 (достойная работа и экономический рост) и цель 10 (сокращение неравенства).

Таким образом, негативная динамика показателей занятости населения может оказать серьезное влияние на реализацию целей устойчивого развития Тюменской области. Важно отметить, что для достижения целей устойчивого развития необходимо принимать комплексные меры, которые направлены на укрепление экономики, создание новых рабочих мест, поддержку предпринимательства и развитие инфраструктуры. Также требуется обеспечить доступность образования и повышение квалификации работников, что способствует повышению их конкурентоспособности на рынке труда. Тюменская область имеет значительный потенциал для развития своей экономики и улучшения показателей занятости, и для этого необходимо принимать эффективные меры по поддержке предпринимательства и созданию благоприятного инвестиционного климата. Важным фактором также является развитие туризма и других отраслей, которые могут способствовать повышению занятости и экономического роста в регионе.

В целом, достижение целей устойчивого развития Тюменской области требует усилий со стороны всех заинтересованных сторон, включая правительственные органы, бизнес-сообщество и население региона. Ключевым моментом является сбалансированный подход, который учитывает, как экономические, так и социальные аспекты развития региона.

Библиографический список

1. Гусева, М. Н. Индикаторы и факторы устойчивого развития региона / М. Н. Гусева, М. А. Маликова. – Текст : непосредственный // Аграрная наука в инновационном развитии АПК. – 2018. – С. 82–94.
2. Беркович, М. И. Роль занятости и рынка труда в устойчивом развитии социально-экономической системы региона / М. И. Беркович, Л. И. Леонтьева, Н. Э. Фетисова. – Текст : непосредственный // Управление социально-экономическими системами. – 2018. – № 1. – С. 11–18.

3. Достойный труд — основа благосостояния человека и развития страны. – URL: <https://www.hse.ru/data/2014/06/18/1310050218/20140617-Sokolov.pdf> (дата обращения: 07.09.2023). – Текст : электронный.

4. Цели устойчивого развития ООН и Россия. – URL: <https://ac.gov.ru/files/publication/a/11068.pdf> (дата обращения: 7.09.2023). – Текст : электронный.

5. Тюменьстат : [официальный сайт]. – URL: <https://tumstat.gks.ru> (дата обращения: 07.09.2023). – Текст : электронный.

6. Итоговый отчет по результатам выполнения работ по изучению перспективного развития рынка труда Тюменской области (без автономных округов). – Текст : электронный // Департамент труда и занятости населения Тюменской области : [официальный сайт]. – 2023. – URL: https://czn.admtuyumen.ru/cms_data/usercontent/regionaleditor/мониторинг/итоговый%20отчет_2022.pdf (дата обращения: 25.08.2023).

Субстрат эталонных систем

Колесов В. И.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Повышение эффективности открытых систем в нефтегазовой сфере относится к числу доминирующих проблем. Современные инструментальные средства системной нефтегазовой инженерии активно опираются на глобальные законы диалектики.

Работа базовых системных законов в нефтегазовой сфере [1] порождает ряд важных следствий. Так, в соответствии с законом обобщенного S – сечения (законом золотого сечения) [2], реализуется пропорция:

$$\left(\frac{1}{x}\right)^s = \frac{x}{x_c}, \quad (1)$$

где s – так называемый параметр кратности (при целочисленном его значении S – сечение называют золотым сечением, а при $s = 2$ имеет место классическое золотое сечение); x и x_c – соответственно доминанта и субдоминанта процесса (или системы), отвечающие условию нормировки:

$$x + x_c = 1 \quad (2)$$

Следствием (1) является уравнение (именуемое уравнением Э. М. Сороко):

$$x^g + x - 1 = 0, \quad (3)$$

где $g = s + 1$ – показатель, названный нами добротностью эталонной системы.

Спецификой многокомпонентных эталонных систем является независимость добротности компонента от его ранга [3].

Следуя (3), добротность g и доминанта x при золотом сечении связаны соотношением:

$$g = \frac{\ln(1-x)}{\ln(x)} = \frac{\ln(x_c)}{\ln(1-x_c)} \quad (4)$$

В установившемся состоянии доминанта принимает значение $x = x_{opt}$ и оно, в конечном счете, определяет уровень полезности самой системы.

Вопрос об общей полезности открытых эталонных систем впервые рассмотрен нами в работе [4]. В ней была идентифицирована модель нормированной общей полезности (TU):

$$TU = 1 - (1 - x_c)^g, \quad (5)$$

где x_c – доля ресурса, затраченного на достижение цели.

Эта доля играет роль субдоминанты в ресурсном балансе: доля затраченного ресурса (x_c) + доля сэкономленного ресурса (x) = 1.

Практический интерес представляет оценка общей полезности системы в установившемся режиме (когда $x_c = x_{c_opt}$). Подстановка в формулу (5) соотношения (4) дает:

$$TU_{opt} = 1 - \left(1 - x_{c_opt}\right)^{\frac{\ln(x_{c_opt})}{\ln(1-x_{c_opt})}} = 1 - x_{c_opt} \quad (6)$$

Это означает, что доля затраченного ресурса x_{c_opt} может рассматриваться в качестве субстрата эталонных систем. Как трактует Википедия, «субстрат – общая основа многообразных явлений». Иными словами, субстрат – это первооснова в фундаменте эталонных систем. Действительно, в триаде «Полезность – добротность – ресурс» доля x_{c_opt} входит как в понятие «добротность системы», так и в понятие «полезность».

По большому счету, полученный результат (6) имеет глобальный смысл, эквивалентный по значимости первому закону диалектики.

В установившемся состоянии в эталонных системах выполняется условие:

$$TU_{opt} + x_{c_opt} = 1, \quad (7)$$

где TU_{opt} – достигнутая нормированная общая полезность; x_{c_opt} – доля затраченного ресурса.

Что же касается визуального представления итогов, то графики функций TU и TU_{opt} приведены на рисунке 1. На нем точка C соответствует установившемуся режиму при классическом золотом сечении (при $g = 2$).

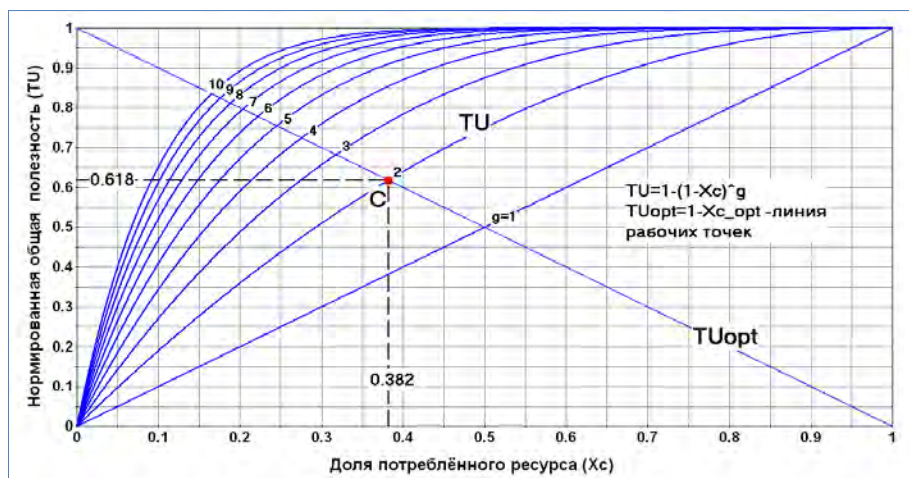


Рисунок 1. Графики функций TU и TU_{opt}

Субстрат x_{c_opt} — уникальная величина, обуславливающая результативность и эффективность эталонных систем. Как показано в работе [5], в том вопросе возможны две точки зрения. В качестве критерия результативности можно принять как общую полезность TU_{opt} , так и ее более эла-

стичный вариант $g_{opt} = \frac{\ln(x_{c_opt})}{\ln(1-x_{c_opt})}$. Но результативность — это еще не эффективность, которая, как известно, равна отношению результативности к затратам.

Модель нормированных суммарных затрат Z_n идентифицирована в работе [6] в виде:

$$Z_n = Z/Z_{max} = (1 - x + x^g), \quad (8)$$

где x — доминанта, $x = 1 - x_c$.

Зная результативность и затраты можно синтезировать модель критерия эффективности эталонных систем в двух вариантах:

$$EF_1 = TU_{opt}/Z_n = x_{opt}/Z \rightarrow \max; \quad (9)$$

где x_{opt} — значение доминанты в установившемся режиме, $x_{opt} = 1 - x_{c_opt}$

$$EF_2 = g_{opt}/Z_n \rightarrow \max \quad (10)$$

С точки зрения эластичности EF относительно доминанты, предпочтительней второй вариант.

Поведение эффективности EF_2 для фиксированных значений добротности системы приведено на рисунке 2. Траектория $EF2_{\max}$ соответствует экстремуму эффективности. Однако возникает вопрос: есть ли у эталонных систем специфичная точка на этой кривой? Фактически речь идет о рациональном управлении эффективностью эталонных систем.

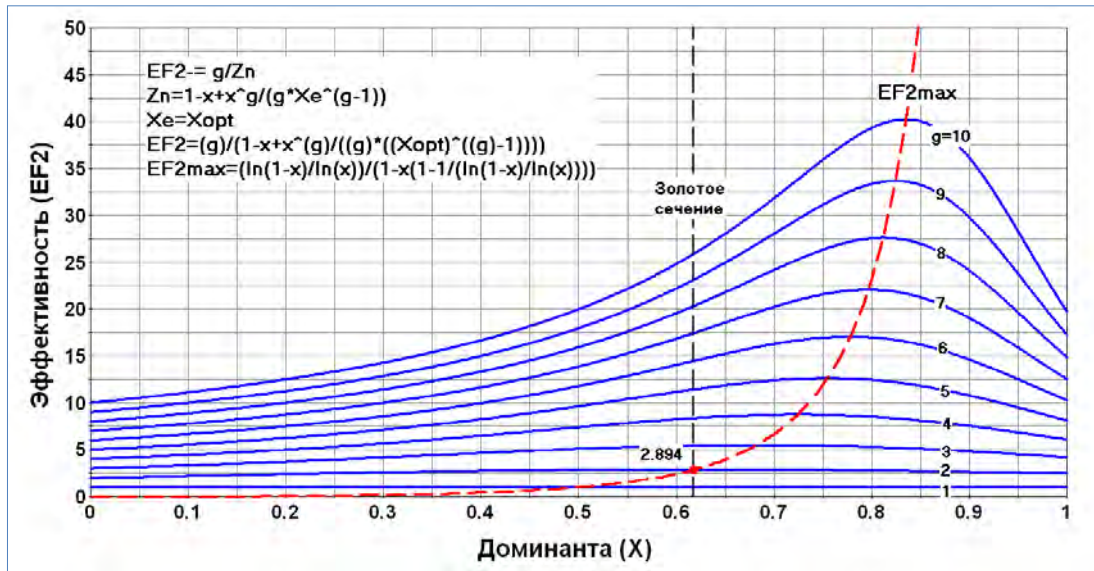


Рисунок 2. Эффективность эталонных систем

Для реальных открытых систем такая задача решена в работе [7]. В ней показано, что управлять полезностью (см. соотношение (5)) можно двумя путями: либо изменяя затраченный ресурс x_c , либо изменяя добротность системы g . Однако в эталонных системах в установившемся режиме добротность и ресурс однозначно связаны, и это порождает свою специфику. Следуя работе [7], возникает специфичная точка на кривой $EF2_{\max}$, когда доминанта равна $x = 1 - 1/\exp(1) = 0.63212$, а добротность системы g фиксируется на уровне:

$$g_0 = \frac{\ln(1-x)}{\ln(x)} = \frac{\ln(1-0.63212)}{\ln(0.63212)} = 2.180192 \quad (11)$$

Полученный закон динамического равновесия не накладывает каких-либо ограничений на предметную область. Он, как и закон золотого сечения, обладает глобальным масштабом. В этой связи для его иллюстрации можно воспользоваться доступными данными из иной сферы, например,

обеспечения безопасности дорожного движения (ОБДД) [8]. Статистический анализ добротности систем ОБДД позволил выполнить параметрическую идентификацию моделей функции распределения $F(g)$ и плотности вероятности $f(g)$ (рис. 3).

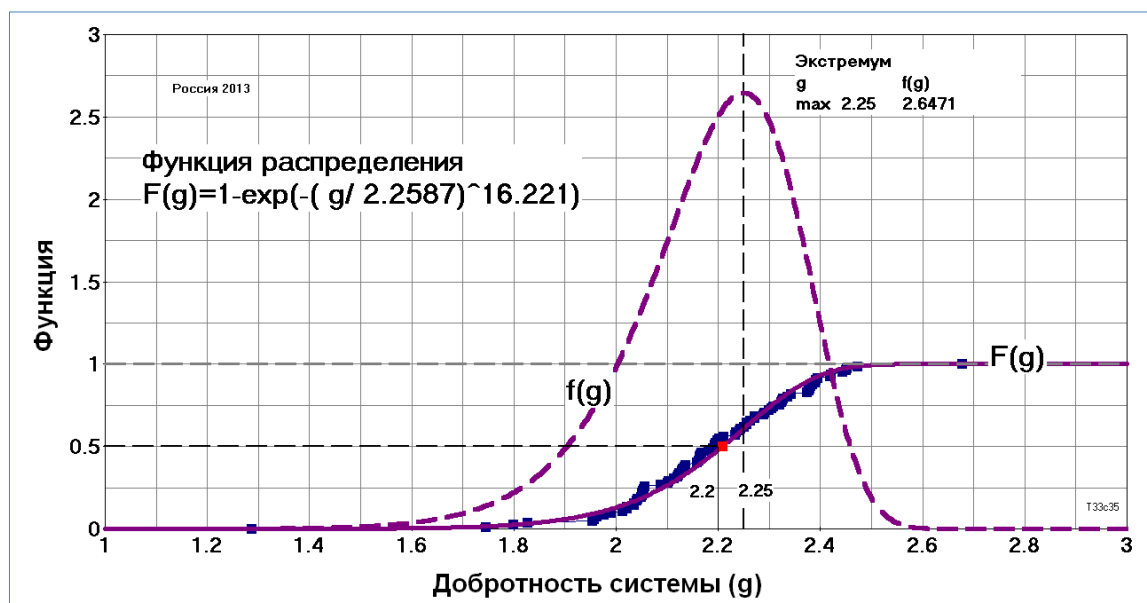


Рисунок 3. Распределения $F(g)$ и $f(g)$ добротности системы

Заключение. Движение по пути усиления интеллекта современных сложных систем сопровождается ростом активности в области виртуального моделирования, и эта тенденция со временем будет только нарастать. Уже сегодня заметно смещение акцента в нефтегазовом инжиниринге в сторону закономерностей поведения многокомпонентных систем. По сути, системная инженерия становится предметом системной философии.

Библиографический список

1. Колесов, В. И. Базовые закономерности в Smart-урбанистике / В. И. Колесов, Е. В. Киселева. – Текст : непосредственный // Инновации в управлении региональным и отраслевым развитием : материалы Национальной с международным участием научно-практической конференции, Тюмень, 27 ноября 2020 года. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2020. – С. 93–98.
2. Сороко, Э. М. Золотые сечения, процессы самоорганизации и эволюции систем : Введение в общую теорию гармонии систем. – 4-е изд., [репр.] / Э. М. Сороко. – Москва : ЛИБРОКОМ, 2012. – 264 с. – Текст : непосредственный.
3. Колесов, В. И. Эталонные системы в метрике обобщенного золотого S-сечения / В. И. Колесов. – Текст : непосредственный // Новые информационные технологии в нефтегазовой отрасли и образовании: мате-

риалы VIII Международной научно-технической конференции, Тюмень, 28 ноября 2019 года. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2019. – С. 11–17.

4. Колесов, В. И. Функция общей полезности в логистических задачах / В. И. Колесов. – Текст : непосредственный // Логистический аудит транспорта и цепей поставок : материалы III международной научно-практической конференции, Тюмень, 28 апреля 2020 года. Том 2. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2020. – С. 101–104.

5. Колесов, В. И. Эффективность эталонных систем / В. И. Колесов. – Текст : непосредственный // Транспортные и транспортно-технологические системы: материалы Международной научно-технической конференции, Тюмень, 22 октября 2020 года. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2020. – С. 181–186.

6. Колесов, В. И. Критерий системной гармонии / В. И. Колесов, Г. В. Колесов. – Текст : непосредственный // Новые информационные технологии в нефтегазовой отрасли и образовании : материалы VIII Международной научно-технической конференции, Тюмень, 28 ноября 2019 года. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2019. – С. 206–212.

7. Колесов, В. И. Дискриминантный анализ закона обобщенного золотого сечения / В. И. Колесов. – Текст : непосредственный // Инновации в управлении региональным и отраслевым развитием : материалы Национальной с международным участием научно-практической конференции, Тюмень, 29 ноября 2019 года. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2020. – С. 103–107.

8. Колесов, В. И. Параметрическая идентификация модели обобщенного золотого сечения в сфере дорожной безопасности / В. И. Колесов. – Текст : непосредственный // Организация и безопасность дорожного движения : материалы XII Национальной научно-практической конференции с международным участием, Тюмень, 14 марта 2019 г. Том 1. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2019. – С. 317–322.

Влияние общественно-политической активности молодежи на развитие региона: возможности и ограничения

Мехришвили Л. Л.^{1, 2}, Ткачева Н. А.¹, Вершинин И. С.^{1, 3}

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень;

²Западно-Сибирский филиал Федерального научно-исследовательского социологического центра Российской академии наук, г. Тюмень;

³Тюменская областная дума, г. Тюмень

Проблема усиления роли общественно-политической активности молодежи в развитии региона, перехода ее потенциала в реальные преобразования сохраняет свою актуальность в практическом и научном дискурсе.

Возможности и ограничения влияния молодежи на развитие региона в значительной степени определяются особенностями его социально-политических, экономических и культурных характеристик. В свое время К. Манхейм, рассматривая молодежь как скрытый ресурс изменения общества, отмечал и обратное воздействие социальных структур на реализацию потенциала молодежи [1].

В свете сказанного важно определить не только способность и основные направления участия молодых людей в различных сферах жизнедеятельности региона, но и выявить привлекательность территории для молодежи, готовность органов власти, политических партий работать с представителями молодежных объединений и организаций, используя различные инструменты и механизмы взаимодействия и поддержки.

Как правило, в первую очередь исследователи (Кац И. С., Новоселова О. Е., Пепеляева Н. А., Попов Е. В. и др.) обращают внимание на факторы социально-экономического состояния и роста региона [2, 3]. Такой подход закономерен, поскольку отражает как устойчивость развития региона, так и его способность воспроизводить самый ценный ресурс – человеческий потенциал на основе повышения качества жизни населения.

В данном контексте Тюменская область по уровню развития агропромышленного комплекса, приоритетных отраслей (добыча нефти и газа, нефтехимии, производства нефтегазового оборудования), инвестиций в основной капитал, инфраструктуры, жилищного строительства, возрастания роли малого предпринимательства и туризма, относится к числу регионов с высоким уровнем привлекательности.

Вместе с тем, определяя в Концепции перспективы и проблемы развития Тюменской области до 2030 года, правительство среди множества аспектов – инновационность и социальная ориентированность производственной деятельности, привлечение инвестиций, расширения сферы услуг, в совокупности влияющих на повышение конкурентоспособности региона, фактически не затрагивает вопросов, связанных с ролью молодежи в развитии региона [4]. В перечне задач сферы молодежной политики лишь в общем виде указывается на необходимость «создания условий для развития потенциала молодежи, ее полноценной самореализации в общественно полезной деятельности в качестве ответственного субъекта политических, экономических, социальных и культурных отношений» [4]. При этом не определены ни механизмы реализации, ни индикаторы оценки результатов.

В то же время новые тенденции, возросшая потребность в инновационных подходах и нестандартных решениях стимулируют заинтересованность органов управления во взаимодействии с молодежными организациями и объединениями. Признается необходимость расширения участия молодежи в подготовке и реализации решений, позволяющих преодолеть существующие проблемы, обеспечить устойчивое развитие региона [5].

Постепенное понимание представителями власти и бизнеса целесообразности включения молодежи в реализуемые в регионе задачи по его развитию обусловило целый ряд направлений молодежной политики в Тюменской области. Эксперты профильных департаментов совместно с депутатами Тюменской областной группы в ходе обсуждения ситуации в регионе отмечали, что достаточно активно разрабатываются программы, ориентированные на профессиональное переобучение, целевые стажировки, поддержку малого бизнеса, формирование творческой активности, патриотизма, создание молодежных площадок и центров [6]. Однако, согласно опросам более трети молодых людей не участвует в реализации проектов, а активная молодежь ориентирована, в первую очередь, на творческую деятельность, способствующую их самореализации и самораскрытию [7].

Полагаем, что изменившийся характер задач в области развития региона предопределяет необходимость стратегического подхода к включению молодежи во все сферы и процессы его жизнедеятельности, разработки системы мер, направленных на повышение активности молодежных организаций и объединений, создания благоприятных условий для их общественно-политической активности. Вместе с тем активность молодежи связана с уровнем понимания сложившейся ситуации и предпринятых действий органов власти, а так оценкой их реальных последствий. Понимание, а значит и стремление к взаимодействию, осложняется стремительностью и противоречивостью современных политических, экономических, социокультурных процессов, требует специальной подготовки, развития информационного пространства, поскольку их отсутствие снижает уровень понимания и доверия между молодыми людьми и представителями органов власти и бизнеса. По мнению Звоновского В. Б., Прохорова Д. В. и Цлаф В. М., именно неудовлетворенность властно-регулирующей функцией значительно снижает интерес молодежи к общественно-политической деятельности. В результате не более 20 % молодых людей интересуется политическими и социально-экономическими процессами [8].

В сложившейся ситуации значимым условием включенности молодежи в развитие региона выступает ее общественно-политическая активность, в основе которой лежат политическая социализация, формирующая гражданскую позицию молодого поколения и закладывающая фундамент принятия территории проживания и ее социокультурных особенностей, стремление к реальному участию в жизни Тюменской области. Следовательно, осознание молодыми людьми себя в качестве субъекта возможных перемен, артикулирование своей активной позиции в преобразовании территории проживания приобретает первостепенное значение.

Оценивая общественно-политическую активность молодежи через реальные действия, важно учитывать не только формальные практики – участие в выборах, реализации региональных проектов, в деятельности объединений и организаций, но и неформальные виды деятельности – под-

держка людей, оказавшихся в трудной жизненной ситуации, помощь соседям, участие без членства. В то же время активность молодежи наиболее отчетливо проявляется, если носит организованный характер. Это связано с тем, что именно организованные, вовлеченные в системную деятельность субъекты в большей степени ориентируются на целеполагание и целедостижение, на значимость полученного результата.

Показателями усиления степени организованности общественно-политической активности молодежи можно рассматривать:

- институционализацию и формирование правового поля деятельности молодежных объединений и организаций [9];
- выстраивание партнерских отношений через привлечение молодежи к работе в консультативных и совещательных органах, проведение мероприятий и форумов, подготовку и реализацию молодежных инициатив [10];
- усиление грантовой поддержки вклада молодых людей в социально-экономическое и культурное развитие территорий [11].

Вместе с тем следует признать, что в основе положительной общественно-политической активности молодежи, ее включения в реальные процессы развития территории лежат следующие компоненты: принятие своего региона; достаточно высокая оценка своих возможностей в развитии территории проживания; возможность получить новые источники для саморазвития и самопрезентации, соединить личностную самореализацию с общественно значимой деятельностью; понимание значимости полученных результатов; эмотивная готовность участвовать в добровольческой деятельности, создавать общественные объединения и организации.

Нельзя не отметить и демотивирующие причины, препятствующие развитию социально-политической активности молодежи в пространстве региона. Это прежде всего ресурсные ограничения, навязывание «сверху» инициатив и формальных мероприятий, недостаточная информированность о проблемах и принимаемых для их устранения решениях.

Таким образом, общественно-политическая активность молодежи формируется под воздействием институциональных условий и индивидуальной и групповой мотивации представителей молодого поколения, определяющих поведенческие стратегии, ориентации и практики молодежных объединений и организаций.

Библиографический список

1. Манхейм, К. Избранное : Диагноз нашего времени / К. Маннгейм; пер. с нем. и англ. – Текст : непосредственный. – Москва : Издательство «РАО Говорящая книга», 2010. – 744 с.
2. Попов, Е. В. Стратегии повышения социальной привлекательности регионов / Е. В. Попов, И. С. Кац. – Текст : непосредственный // Дайджест-финансы. – 2014. – № 3. – С. 56–68.

3. Пепеляева, Н. А. Инвестиционная привлекательность Тюменской области : состояние и перспективы / Н. А. Пепеляева, О. Е. Новоселова. – Текст : непосредственный // Инновации и инвестиции. – 2023. – № 4. – С. 29–33.

4. Стратегия социально-экономического развития Тюменской области до 2030 года. – Текст : электронный // Деловой портал Правительства Тюменской области : [официальный сайт]. – URL: <https://www.tyumen-region.ru/investments/strategy/> (дата обращения: 10.08.2023).

5. Доклад о молодежных инициативах в области устойчивого развития в России 2021. – Текст : электронный. – URL: <https://drive.google.com/file/d/13mCIgQST-ip0zM2aMJ-kO3h6wposlAt7/view> (дата обращения: 05.09.2023).

6. Молодежную политику региона обсудили на встрече в тюменской «Конторе пароходства». – Текст : электронный. – URL: https://region-tyumen.ru/articles/policy/molodezhnuyu_politiku_regiona_obsudili_na_vstreche_v_tyumenskoj_kontore_parokhodstva/?utm_source=yxnews&utm_medium=desktop (дата обращения: 19.08.2023).

7. Юдашкина, В. В. Социальная активность молодежи г. Тюмени / В. В. Юдашкина. – Текст : непосредственный // Регионология. – 2017. – № 2 (99). – С. 249–261.

8. Звоновский, В. Б. О Механизме формирования социокультурных характеристик поколения / В. Б. Звоновский, Д. В. Прохоров, В. М. Цлаф. – Текст : непосредственный. – Условия и способы повышения активности молодежи как субъекта инноваций и устойчивого развития регионов: сб. докл./ст. участников XV Всерос. науч.-практ. конф. в рамках инициативной программы «Проблемы социокультурной эволюции России и ее регионов», Санкт-Петербург, 9–11 октября 2019 г. – Санкт-Петербург : «Реноме», 2019. – 648 с. – С. 107–128.

9. Распоряжение Правительства Российской Федерации об утверждении Основ государственной молодежной политики Российской Федерации на период до 2025 г. : [утверждены распоряжением Правительства РФ от 29.11.2014. № 2403-р]. – URL: <http://government.ru/docs/all/93887/> – Текст : электронный.

10. Российская Федерация. Законы. О молодежной политике в Российской Федерации : Федеральный закон № 489-ФЗ : [принят Государственной думой 23 декабря 2020 года : одобрен Советом Федерации 25 декабря 2020 года]. – Москва, 2020. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_372649/ – Текст : электронный.

11. Информация о сфере государственной молодежной политики. – Текст : электронный // ЕМИСС : официальный сайт. – URL: <https://fedstat.ru/organizations/?expandId=1685866#fpsr1685866> (дата обращения: 15.09.2023).

Смысл и информация в системной теории Никласа Лумана

Михайлов И. С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

В современном философском дискурсе не так часто встречается рефлексия о категории «смысл». Понятие смысла и его интерпретация скорее характерны для языкознания и лингвистики. Конечно, существует специфическая междисциплинарная наука семиотика, но и там в последнее время всё больше исследуются языковые игры. Тем не менее, смысл как философская категория не ограничивается только гносеологией и герменевтикой [1]. Существуют концепции, уверенно связывающие смысл с динамикой внутри социальных систем, что позволяет рассматривать его в контексте цивилизационистики. Одним из таких примеров является «системная теория» социума известного немецкого философа и социолога Никласа Лумана.

При всей сложности и абстрактности системной теории в своей основе она сводится всего к нескольким элементам. Луман утверждает, что весь социальный процесс сводится к единой операции – *коммуникации*. По его мнению, не отдельные субъекты, а общество в целом является субъектом коммуникации. Общество, по Луману, формируется коммуникациями и не имеет ничего кроме них. Как замечает ученый, «коммуницировать может только коммуникация и что только в сети таких коммуникаций производится то, что мы понимаем как действие» [2]. Таким образом, составляющими элементами общества являются только коммуникации и резонанс между коммуникациями, т. е. *нечто* порождающее новые коммуникации. Вот это нечто мы и попытаемся эксплицировать.

В рамках социальных систем, коммуникация рассматривается как событие, имеющее исторический и контекстуальный характер. Коммуникация включает важнейших три элемента: сообщение, информацию и понимание. *Информация* представляет собой содержательное событие, которое изменяет состояние системы. Здесь уместно было бы говорить о субъекте на которого влияет информация, однако теория Лумана принципиально обращается только к коммуникации. *Сообщение* же, в отличие от информации, это внешний уровень, акт передачи информации. *Понимание* как третий элемент завершает процесс передачи информации. В динамике понимания, по сути, происходит формирование новой информации и цикл запускается заново. Таким образом, коммуникация рассматривается как аутопоэтический (самовоспроизводящийся) процесс.

Важно понимать, что информация, согласно данной концепции, не существует независимо от коммуникационной системы. Внешние объекты могут возмущать систему, но это возмущение само по себе не создает информацию. Информационное значение возникает благодаря различиям (дистинкциям), исходящим из самой системы. Безусловно, одним

из основных различий является инаковость самой системы по отношению к окружающей среде, однако эта инаковость возникает только в контексте самой системы, а не как внешний фактор.

Согласно Луману, социальные системы ограничиваются взаимодействием с самими собой, а «информация является ... исключительно внутрисистемным качеством. Нет никакой передачи информации от окружающей среды к системе» [3].

Таким образом, коммуникация рассматривается как аутопоэтический процесс, а информация понимается здесь либо как внутренний отклик системы на возмущение (изменение состояния) либо объекта из внешней среды, либо как реакция на события в самой системе, то есть выступает и в качестве персонального модификатора человеческого опыта. Отчасти это можно сравнить с личностным смыслом А. Н. Леонтьева [4].

Согласно Луману, информация, которая повторяется без изменения смысла, перестает быть информацией. Несмотря на то, что она сохраняет свой смысл при повторении, она теряет информационную ценность. Тем не менее информация, исчезая как событие, не исчезает полностью. Она оказывает воздействие на структуру системы, и система реагирует на эти изменения, используя их в новых волнах коммуникации. Вот тут-то мы и подобрались к тому самому *нечто*, упомянутому в начале. Когда система реагирует на уже не новую информацию, она возмущается особым образом, не через понимание, а через формирование новой информации. Такими генераторами новых волн коммуникации и выступают социальные *смыслы* – уже понятая, осмысленная информация. Смысл в соответствии с теорией Лумана – это внутренние наполнение общества, а наполнение – это опять-таки проекция самого же общества. «Общество – это система, конституирующая смысл» [5].

Сам термин «смысл» в этой теории описывается как объединение различий между реализованным состоянием и потенциально возможным. Каждый актуализированный смысл всегда указывает на другие смыслы, которые также могли бы быть актуализированы. Характерной особенностью смысла является то, что, когда смысл актуализируется, отвергаемые или исключенные альтернативы сохраняются, даже если подвергаются отрицанию. Это создает «облако контингентности» вокруг каждого смысла, и другие потенциальные смыслы, которые были исключены, всё равно остаются и сохраняют возможность реализоваться в иных волнах коммуникации. Уместнее было бы сказать, что эти потенциальные смыслы могут быть реализованы другими субъектами, но Луман этого упорно избегает.

Информация, согласно Луману, представляет собой событие, которое снижает неопределенность системы, основываясь на предварительных различиях. В то время как информация сосредотачивается на уменьшении неопределенности (личностный смысл), смысл социальный, наоборот, сохраняет возможность множественности между актуализированным содержанием и другими потенциальными вариантами или возможностями.

Поскольку информация основывается на предварительных различиях, которые позволяют событиям во внешнем мире иметь информационную ценность, системы всегда имеют свои ограничения и слепые пятна в отношении внешнего мира. Как замечает Луман, «система может видеть только то, что может видеть. Она не может видеть то, чего видеть не может. Более того, она не может видеть того, что не видит этого. Для системы это нечто скрыто “за” горизонтом, который для нее самой не имеет никакого “за”» [3]. Это связано с тем, что всякое взаимодействие системы с миром базируется на уникальных различиях, свойственных самой системе. Поэтому, как подчеркивает Луман, «надлежит сделать вывод, что связь с реальностью внешнего мира устанавливается с помощью слепого пятна в когнитивных операциях. Реальность есть то, что не воспринимается во время восприятия» [6].

Можно резюмировать, что информация у Лумана может быть понята как единичный акт коммуникации, что наталкивает нас на персоналистическое толкование такого акта: в социальных системах он совершается субъектом, индивидуальным разумом. Напротив, смысл характеризуется Луманом в более обобщенном социальном смысле, что явно противопоставляет его информации. Смысл сложен и многосоставен, в его структуре есть место иерархии. Актуализированный в обществе смысл всегда взят вместе со своими инвариантами, подобно тому, как ценность предполагает наличие противоположных культурных феноменов – *анаксий* (пороков, бессмыслиц, девиаций). Так открывается возможность выстроить специфический методологический подход, основанный на диалектическом противопоставлении *индивидуального* разума и *коллективной* рациональности, позволяющий вывести такую категорию как смысл из чисто гносеологической области применения в пространство социальной философии и цивилизационистики.

Библиографический список

1. Кравец, А. С. Философская теория смысла : монография / А. С. Кравец ; Воронежский государственный университет. – Воронеж : Издательский дом ВГУ, 2022. – 298 с. – Текст : непосредственный.
2. Луман, Н. Что такое коммуникация? / Н. Луман. – Текст : непосредственный // Социологический журнал. – 1995. – № 3. – С. 114–124.
3. Luhmann, N. Ecological Communication / N. Luhmann. – Chicago : University of Chicago Press, 1989. – 187 p. – Direct text.
4. Леонтьев, А. Н. Деятельность, сознание, личность / А. А. Леонтьев, Д. А. Леонтьев, Е. Е. Соколова. – Москва : Смысл, 2005. – 431 с. – Текст : непосредственный.
5. Луман, Н. Общество как социальная система / Н. Луман ; пер. с нем. А. Антоновский. – Москва : Логос, 2004. – 232 с. – Текст : непосредственный.
6. Luhmann, N. The Cognitive Program of Constructivism and the Reality That Remains Unknown / N. Luhmann – DOI 10.1007/978-94-017-2975-8_5. – Direct text // Sociology of the Sciences – 1990. – № 14. – P. 64–85.

Проектные кейсы в социально-гуманитарных дисциплинах как техника формирования «soft компетенций» у обучающейся молодежи

Новикова А. А.

Филиал ТИУ в г. Тобольске, г. Тобольск

В связи с модернизацией системы функционирования современного образования под воздействием определенных условий и вызовов, мы можем констатировать фундаментальную трансформацию, изменение педагогических технологий и образовательных методов в высшей школе. Устойчиво внедряются цифровые технологии, VR инструменты, проектные и flipped формы в образовательное пространство всех уровней, что, безусловно, в высшей школе способствует эффективному формированию не только профессионально-ориентированных, но и остро востребованных «мягких» компетенций обучающихся.

Как ответ на современные социальные вызовы о важности формирования мягких компетенций молодежи, наряду с профессиональными, говорится с правительственной трибуны. Так, на Всемирном фестивале молодежи и студентов еще 21 октября 2017 г. В. В. Путин отметил: «Конкурентные преимущества получают те люди, которые не просто обладают набором интересных и важных знаний, а обладают тем, что сегодня называют soft skills – и креативным, и плановым, и другими видами мышления». По его словам, абсолютные конкурентные преимущества получают те, кто сможет не только думать по-современному, но будет накапливать знания из совершенно разных областей науки. При этом важно также уметь применять эти знания на практике, чтобы решать «поставленные перед всеми нами задачи» [1].

Одним из эффективных техник формирования «мягких компетенций» является проектная форма работы в учебном процессе, продуцирующая как когнитивные компетенции обучающихся, так и развивающая профессионально-социальные навыки. В дисциплинах социально-гуманитарной направленности проектные формы работы способствуют формированию активной гражданской позиции, критического мышления; умению принимать решения; развивают коммуникативные умения, любознательность; формируют чувство патриотизма и любви к Малой родине, и т. д. Как отмечает С. П. Калита, проектная деятельность в условиях модернизации высшего образования должна выступить в качестве средства адаптации учебного процесса к новым реалиям информационного общества [2].

В филиале Тюменского индустриального университета в г. Тобольске укрепилась практика ведения социально-ориентированных проектов, связанных с проблемами города Тобольска. В ходе изучения гуманитарных дисциплин, посредством участия в проектах, обучающиеся осмысливают и исследуют актуальные социальные проблемы города, такие как:

проблемы людей с ограниченными возможностями, вопросы молодежной мобильности и миграции, читательской активности, проблемы аддикции в молодежной среде и т. д.

Одним из недавних успешных проектов является «Цифровизация историко-культурного наследия г. Тобольска», который вызвал неподдельный интерес у обучающихся к истории города; выявил творческие способности, умения, навыки, а также лучшие личностные качества студентов. Представленный проект способствовал мотивированию заинтересованной молодежи г. Тобольска к изучению важных историко-культурных событий, природных особенностей, знаменитых личностей города, подвиг к созданию цифровых приложений и системы исторических сюжетов посредством программы Taplink, с целью приобщения молодежи города Тобольска к истории родного города. Данный проект у обучающихся синтезирует ИТ навыки, историко-географические знания, компьютерные навыки и знания программирования, а также умение работать в команде; способствует формированию коммуникативных, исследовательских компетенций, чувства ответственности и креативности.

Пилотажный проект позволил верифицировать гипотезу о том, что цифровые и интерактивные средства и технологии способствуют активизации интереса учащейся молодежи к духовному наследию города Тобольска, интенции сохранения и развития города. Целевой аудиторией проекта являются учащиеся школ, обучающиеся СПО и ВУЗов г. Тобольска. Заинтересованными сторонами являются: учителя школ, преподаватели СПО и ВУЗов г. Тобольска, информационные отделы учебных учреждений.

Представленный проект прошел апробацию в нескольких школах города среди учащейся молодежи в возрасте 13-16 лет. Посредством прохождения разных уровней компьютерной игры по вопросам истории города Тобольска был получен не совсем высокий результат. Только 15 учащихся из 94 учеников- участников прошли все историко-культурные сюжеты игры и набрали высокие баллы. В результате пилотажной реализации проекта учителя истории и обществознания отметили, что представленная технология заинтересовала учащихся школ, мотивация изучения истории родного края возросла. Эффективность проекта будет выявлена посредством повторного проведения историко-компьютерных сеансов в школах города.

Библиографический список

1. Путин рассказал о качествах успешных людей будущего. – Текст : электронный // Известия : [сайт]. – 2017. – 21 окт. – URL: <https://iz.ru/661481/2017-10-21/putin-rasskazal-o-kachestvakh-uspeshnykh-liudei-budushchego> (дата обращения: 19.06.2023).
2. Калита, С. П. Проектный метод преподавания гуманитарных дисциплин как актуальная образовательная технология / С. П. Калита, И. Н. Юркин. – Текст : непосредственный // Современное педагогическое образование. – 2019. – № 2. – С. 4-9.

Территориальные риски Тюменского региона

Пермяков В. Н., Мартынович В. Л., Казанцева Л. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Техногенные системы, природные комплексы и процессы при функционировании сопровождаются разными видами и группами рисков социально-природно-техногенного характера (С-П-Т). Возникающие риски необходимо идентифицировать, оценивать и в соответствии с полученной информацией принимать меры и проводить мероприятия, которые позволят снизить риски и смягчить их последствия.

Функционирование техногенных систем, развитие природных комплексов и процессов приводят к негативным последствиям, анализ которых проводят с учетом данных рассматриваемой территории. Выделяют следующие группы рисков, рисунок 1 [1].

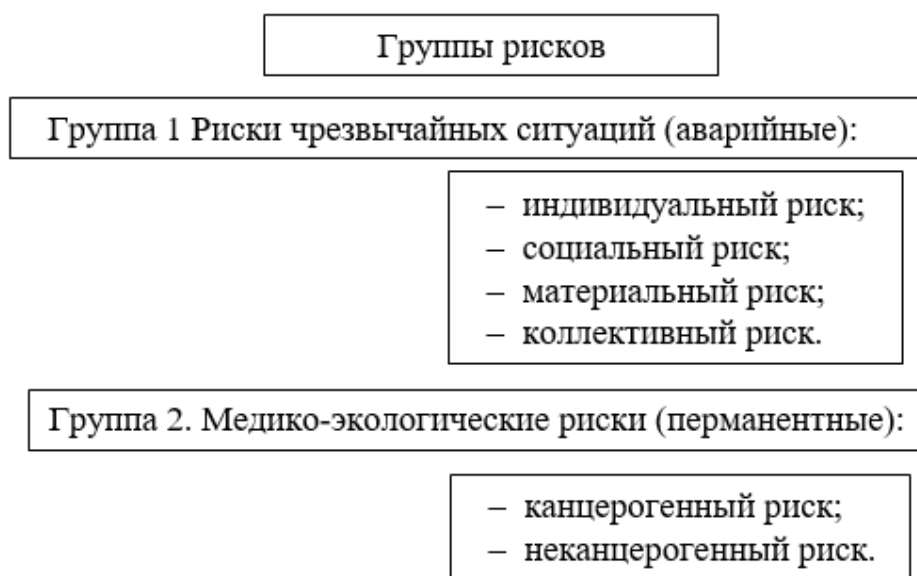


Рисунок 1. Группы социально-природно-техногенных рисков

Оценка потенциальных территориальных рисков проводится поэтапно, на первом этапе необходимо определить и сформировать группы исходных данных, на втором этапе рассчитывают и моделируют риски, на третьем этапе проводят динамическое представление полученных результатов, в состав которого входят картографические исследования [2].

Первый этап включает в себя:

- определение возможных опасностей для рассматриваемой территории;
- находят исходные показатели;
- формируют цели проводимого анализа;
- моделируют проводимые аналитические исследования.

На втором этапе определенные риски подразделяют на вышеуказанные группы, характер которых зависит от длительности воздействия и обуславливается мгновенными или длительными эффектом.

Третий этап предусматривает разработку рекомендаций и предложений по управлению определенными рисками на рассматриваемой территории.

Любая территория подвергается определенным рискам техногенным, социальным или природным, для каждой территории возможно воздействие всех трех видов рисков или же какого-то одного, существуют категории объектов, по которым определяют группу риска для определенной местности, рисунок 2 [3].

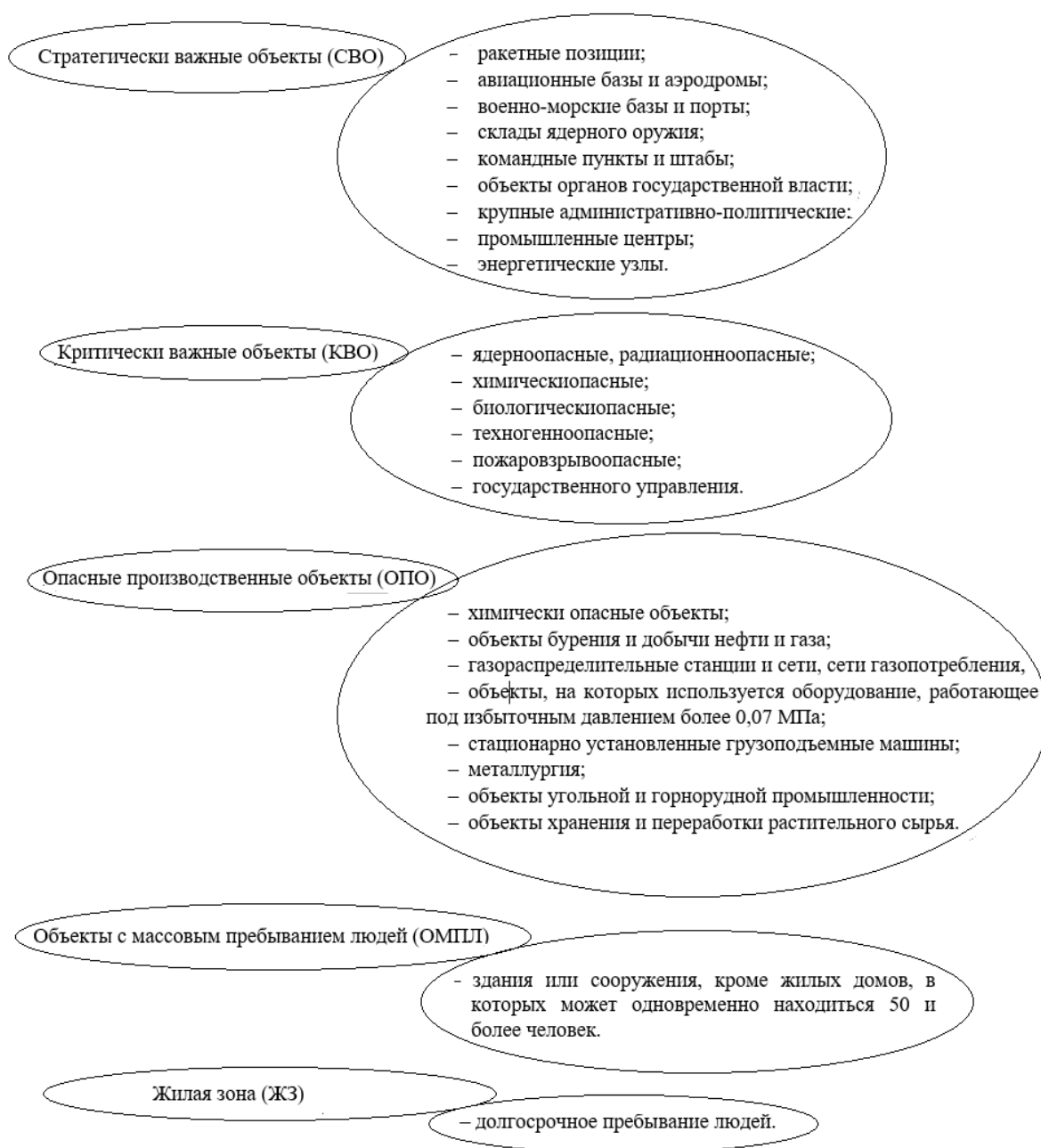


Рисунок 2. Категории объектов, определяющие основные риски

Выбирая исходные данные для расчета риска используют количественные показатели, приведенные в таблице 1 [3].

Уровень риска определяется приемлемыми значениями рисков, формулы для определения которых приводятся в таблице 2 [3].

Таблица 1

Необходимые исходные данные для расчета риска

Показатель риска	Исходные данные
Индивидуальный риск	Количество погибших при ЧС и происшествиях (чел.) Численность населения (чел.)
Коллективный риск	Количество ЧС и (или) происшествий Количество погибших при ЧС и (или) происшествиях (чел.)
Материальный риск	Количество ЧС и (или) происшествий Стоимость жизни и здоровья человека Стоимость объектов техносферы Стоимость природных ресурсов Стоимость ликвидации последствий ЧС (руб.)
Социальный риск	Количество погибших при ЧС и происшествиях (чел.) Численность населения (чел.)
Канцерогенный риск	Концентрация вещества в загрязненной среде (мг/м ³ и мг/л) Численность исследуемой популяции (чел.)
Неканцерогенный риск	Концентрация вещества в загрязненной среде (мг/м ³ и мг/л) Численность исследуемой популяции (чел.)

Таблица 2

Приемлемые значения рисков

Классификация уровней риска	Уровень риска
Приемлемый риск	$R \leq 1 \cdot 10^{-5}$
Пренебрежимый риск	$1 \cdot 10^{-5} \leq R < 1 \cdot 10^{-3}$
Неприемлемый риск	$1 \cdot 10^{-3} \leq R$
Предельно допустимый риск	$R < 1$
Предельно допустимый риск	$1 \cdot 10^{-6} \leq R < 1 \cdot 10^{-4}$
Приемлем для профессиональных групп и неприемлем для населения в целом	$1 \cdot 10^{-4} \leq R < 1 \cdot 10^{-3}$
Неприемлем	$1 \cdot 10^{-3} \leq R$
Предельно допустимый риск	для атмосферного воздуха – $R < 0,02$ для питьевой воды – $R < 0,05$

Проводить анализ рисков аварийных ситуаций необходимо при разработке различной документации – проектной, для технического перевооружения, капитального ремонта, деклараций, планов мероприятий по ликвидации аварийных ситуаций, для снижения рисков аварий.

Основной целью проведения анализа риска является определение степеней аварийных опасностей различных объектов и их частей, предупреждение угроз жизни и здоровью населения.

Проведение анализа рисков предусматривает составление карт местностей, подвергающихся угрозам возникновения аварий, поэтому проводят картографирование территории и составляют необходимые карты. Алгоритм проведения картографирования предусматривает [4]:

- выбор масштаба составляемой карты;
- формирование исходных данных;
- проведение классификации территориальных единиц по определенным показателям.

Проведение расчета рисков предусматривает сбор и обработку большого количества данных, поэтому необходимо разработать информационные системы, которые позволят оперативно обрабатывать полученные данные приемлемые для каждой из рассматриваемых территорий, имеющие приоритеты развития (рисунок 3) [4].



Рисунок 3. Информационное обеспечение национальных и региональных приоритетов развития

Одной из таких систем является информационная система территориального управления рисками и безопасностью (ИСТУ РБ) «Регион». Применение информационной системы позволит решить проблемы на территориальных уровнях, исходя из полученных данных с помощью мониторинга моделей и прогнозов социально-экономического и научно-технического развития и рисков чрезвычайных ситуаций для определенной территории, рисунок 4 [4].

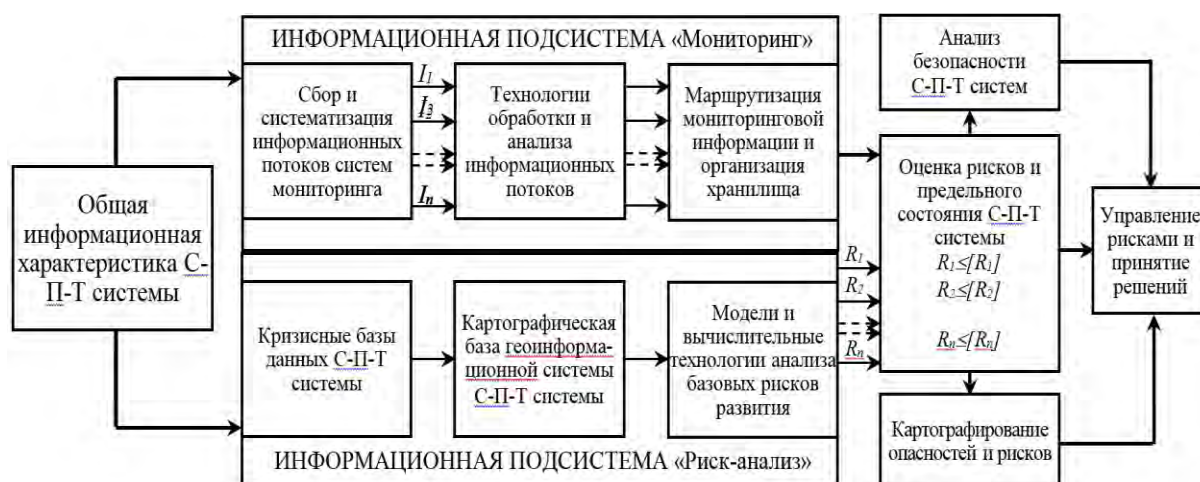


Рисунок 4. Блок-схема информационной системы территориального управления рисками и безопасностью (ИСТУ РБ «Регион»)

Проблема применения информационных систем заключается не только в форме представления и хранения полученных данных, но и в разработке метода оценки разных показателей риска на основе полученных данных.

Наибольшая сложность возникает при количественной оценке состояния техногенных объектов, опасности загрязнения природы. Нанесения вреда жизни и здоровью населения.

Библиографический список

1. Приказ Ростехнадзора от 11.04.2016 № 144 Об утверждении Руководства по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» – URL: <https://tk-expert.ru/uploads/files/ntd/ntd-467-20190405-234059.pdf>. – Текст : электронный.
2. Безопасность и риски устойчивого развития территорий / В. Е. Левкевич, А. М. Лепихин, В. В. Москвичев [и др.]. – Красноярск : СФУ, 2014. – 222 с. – Текст : непосредственный.
3. Махутов, Н. А. Системные стратегические риски и приоритеты прогнозного социально-экономического и научно-технологического развития России до 2030 года / Н. А. Махутов, Б. Н. Кузык, Н. В. Абросимов. – Москва: ИНЭС РАН, ИМАШ РАН, 2012. – 78 с. – Текст : непосредственный.
4. Москвичев, В. В. Антропогенные и природные риски на территории Сибири / В. В. Москвичев, Ю. И. Шокин. – Текст : непосредственный // Вестник РАН. – 2012. – № 2. – С. 131–140.

Формирование профессиональных и надпрофессиональных компетенций посредством участия в конкурсах технологического предпринимательства

Савельева Н. Н.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Одно из интереснейших форм формирования и развития профессиональных и надпрофессиональных компетенций в процессе обучения школьников, студентов и молодых специалистов занимает участие в конкурсах. Это один из эффективных методов обучения, позволяющий соединить теорию и практику, отработать практические ситуации, приобрести опыт работы в команде, научиться принимать решения в нестандартных ситуациях [1].

Существует много конкурсов международного, всероссийского и городского уровня. Особое внимание при подготовке инженеров, по мнению автора, следует обратить на конкурсы технологического предпринимательства. Участие в конкурсах помогает студентам войти в мир технологического бизнеса. Причем работа над созданием новых инновационных продуктов идет в командах, что развивает коммуникативные навыки, лидерские качества, умение работать в команде. Профессиональные компетенции формируются на междисциплинарной основе [2]. В современном мире каждое новое инновационное изделие создается на стыке знаний нескольких наук. Междисциплинарные знания нужно соединить в один готовый продукт.

Участие в конкурсах технологического предпринимательства позволяет выстроить долгосрочное партнерское взаимодействие между студенческими командами вузов и лидерами российского технологического бизнеса.

Общеизвестны конкурсы Фонда содействия инноваций. Для студентов проводятся конкурсы проектов: Умник, Студенческий стартап. Тюменский индустриальный университет является площадкой для проведения конкурса «Стартап - как диплом». Все эти конкурсы направлены на развитие в нашей стране коммерчески ориентированных научно-технических проектов молодых ученых. Проводятся они для развития предпринимательской деятельности и создания собственных высокотехнологичных конкурентоспособных продуктов и изделий, которые потеснят зарубежные технологии и уменьшат зависимость России от импорта.

Еще одним примером является известная образовательная технология, которая использует решения реальных производственных ситуаций – это Кейс-метод. Обучающимся необходимо провести анализ исходной ситуации и найти пути решения поставленной задачи. Работа проводится обычно командным способом. В процессе решения кейса, обучающие применяют знания, умения и навыки полученные в процессе обучения на практике. Развиваются, так называемые, «soft skills» навыки (работа с информацией, работа в команде, креативное мышление и другие), которые необходимо человеку, как в жизни, так и в профессиональной деятельности.

Работа над кейсом объемна и многогранна. Проводится аудиторная работа – первоначально выдается исходные данные кейса, проводится изучение и обсуждение в группе в аудиториях, лабораториях, компьютерных классов. Большую часть работы над решением кейса занимает самостоятельная работа – поиск информации по заданию, углубление в теоретическую часть задания, выдвижением нескольких путей решения и другое. Заключительная часть – это защита решения кейса, аргументация выбранного способа реализации поставленной задачей. Контроль уровня знаний проводится для выявления степени усвоения учебного материала и формирования обучающимися требуемыми компетенции на основе метода кейсов.

С помощью метода кейсов возможно разнообразить формы обучения, сделать обучение более интересным для обучающихся. Решение кейсов можно проводить в рамках практических и лабораторных работ, научно-исследовательской деятельности. Проводить развивающие мероприятия с использованием метода кейсов: кейс-чемпионаты, конкурсы, игры, семинары и другое. Причем задания могут регулироваться по сложности, по времени и целевой аудитории.

Обучающийся в процессе выполнения кейса может выполнять следующие функции: простой исполнитель, организатор группы, эксперт. Каждое задание в виде кейса выдается студентам на определенное время. После окончания трека происходит защита спроектированного решения поставленной задачи. Таким образом, решение кейсов – это интерактивная технология, способствующая формировать и развивать «soft skills» навыки у обучающихся в игровой форме.

Проработка источников по выбранной проблематике свидетельствует о том, что этот метод активно применяется для обучения в школах, в вузах и даже на производстве для адаптации молодых специалистов [3].

В России проводится два раза в год Международный инженерный чемпионат «CASE-IN» по разным техническим направлениям (рисунок 1). Международный инженерный чемпионат «CASE-IN» – это международная система соревнований по решению инженерных кейсов для школьников, студентов и молодых специалистов. Чемпионат действует с 2013 года и посвящен темам топливно-энергетического и минерально-сырьевого комплексов, атомной промышленности и смежных отраслей. Тема последнего весеннего сезона чемпионата 2023 года – «Технологическое лидерство».

С 2019 года чемпионат проводится под эгидой АНО «Россия – страна возможностей», в наблюдательный совет которой возглавляет президент России В.В. Путин. Также этот чемпионат входит в ТОП-15 олимпиад мира по версии рейтингового агентства RAEX. Студенты Тюменского индустриального университета ежегодно учувствуют в чемпионате, выходят в полуфинал и в финал.



Рисунок 1. Эмблема международного инженерного чемпионата «CASE-IN»

Участие в конкурсах формируют профессиональные и надпрофессиональные компетенции, развивать мышление, логику, увеличивать кругозор в будущей профессиональной области у обучающихся, что способствует качественной подготовки будущего инженера.

Библиографический список

1. Савельева, Н. Н. Образование на протяжении всей жизни как тренд современности / Н. Н. Савельева. – Текст : непосредственный // Инновационные процессы в науке, технике и экономике : материалы Международной научно-практической конференции. В 2 ч., Нижневартовск, 21-22 апреля 2022 г. Том Ч. II. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2022. – С. 65–70.

2. Савельева, Н. Н. Формирование профессиональных компетенций у будущих бакалавров нефтяников посредством цифровых образовательных ресурсов / Н. Н. Савельева, С. Н. Шедь, Е. А. Колосов. – DOI 10.17513/snt.38395. – Текст : непосредственный // Современные наукоемкие технологии. – 2020. – № 11–2. – С. 395–400.

3. Савельева, Н. Н. Подготовка будущих бакалавров-нефтяников к профессиональной деятельности на высокотехнологичных предприятиях / Н. Н. Савельева. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2017. – 122 с. – Текст : непосредственный.

Благотворительная деятельность женщин в Tobольской губернии XIX века

Сухорукова Н. В.

*Государственный художественный музей ХМАО-Югры,
г. Ханты-Мансийск*

Актуальность статьи определяется тем обстоятельством, что современное российское общество характеризуется существенным взлетом научного интереса к процессу формирования духовных ценностей в России, одним из проявлений которых является благотворительность. В настоящее время она приобретает особое значение в практической социальной деятельности, формировании гражданского общества. Многими исследователями также отмечена значимая роль женщин, проявивших себя в различных формах благотворительности, что имеет исторические и этические основания.

Целью статьи является анализ общероссийских тенденций общественной деятельности женщин на примере Tobольской губернии второй половины XIX века, а также постановка проблемы благотворительности на современном этапе.

В основу исследования положены проблемно-хронологический, герменевтический методы, характеризующие сущностное философское понимание безвозмездной помощи нуждающимся. Изучен разнообразный по происхождению, содержанию и форме комплекс документальных источников, нарративных материалов, которые так или иначе связаны с историей благотворительности в России и такого существовавшего феномена, как женская благотворительность в Tobольской губернии XIX века.

Проблема благотворительности достаточно активно поднималась и изучалась современными учеными, прежде всего, занимающимся социально-гуманитарными науками. А. А. Быков, А. В. Жукова, А. Ф. Шишлянникова рассматривают хронологию источников, посвященных развитию благотворительности в России [1, 2]. Формы благотворительно-просветительской деятельности на уровне образования исследованы Н. А. Соболевой, А. П. Калининским [3, 4]. Социальную роль женщин в системе общественных отношений и ретроспективу изменений к данному вопросу в общественном сознании затрагивает Т. Н. Герасимова [5]. Этическим основам благотворительности в современном российском обществе посвящена статья А. А. Тарасова, Д. Ш. Цырендоржиевой [6].

Благотворительность в России уходит корнями к тем временам, когда православная церковь стала основой государственности. О необходимости «благотворительности» говорится в «Поучении детям» Владимира Мономаха, написанном в XII веке [7]. Базовое определение понятия благотворительности содержится в словаре Брокгауза и Ефрона: «благотворительность выражается в материальной помощи нуждающимся, лечении бедных больных, воспитании сирот и беспризорных детей и призрении дряхлых, увечных и неспособных к труду. Различают благотворительность частную

и благотворительность общественную» [8]. В. Даль раскрывает понятие благотворительности через синонимы: «Благотворение, благодеяние, добродатство, делание добра» [9]. Более лаконичное определение, данное в словаре С.И. Ожегова, в смысловом плане принципиально не меняется. Современный исследователь, доктор юридических наук А. С. Шабуров отмечает, что в основу этой категории положены этические понятия добра, справедливости, долга, совести, ответственности [10].

В XIX веке в России получает развитие церковная и светская благотворительность, направленная на поддержку бедных и социально незащищенных людей, одной из форм которой стала организация Домов трудолюбия. Широкое их распространение берет начало в 1880-х годах, после создания о. Иоанном Кронштадским благотворительного центра, основанного на труде и охватывающего все категории социальных низов [11]. В 1895 году, учрежденное императрицей Александрой Федоровной попечительство о Домах трудолюбия и работных домах с единым уставом и правилами вносит существенную поддержку в их распространении. По примеру городов Центральной России открылись Дома трудолюбия и в сибирских городах: Каинске, Кургане, Тобольске, Томске, Тюмени, Семипалатинске, Чите.

Во второй половине XIX века на поле социальной активности выступают женщины. Одной из форм эмансипации стала деятельная благотворительность, стремление улучшить условия жизни беднейших слоев населения. В журнале «Общественные записки» за 1864 год содержится взгляд на их новое предназначение: «Женщина ищет деятельности и труда, деятельности более производительной, чем та, которой она пользовалась до сих пор, – одним словом, деятельности общественной» [12]. Спустя двадцать лет, прошедшие после реформы 1864 года, русский журналист, писатель и критик А.С. Суворин писал: «Женщины много делают в настоящее время, и мне даже кажется, что они и способнее мужчин помогать нужде и понять нужду» [13].

Организация Домов трудолюбия стала местом приложения сил образованных женщин преимущественно среднего класса. Женщины-общественницы (Гвоздицкая, Бончковская, Попова и др.) управляли «Мастерской для бедных жителей», открытой в городе Ишиме в 1892 году по образцу общепринятого Дома трудолюбия [14].

Этот опыт был повторен в Тобольске. В результате неурожайных 1890-х годов обстановка в городе была напряженной, количество нищих катастрофически увеличивалось. 14 мая 1896 года в Тобольске был открыт Дом трудолюбия, активными организаторами деятельности которого были Мария Николаевна Костюрина, редактор газеты «Сибирский листок»; Ариадна Васильевна Скалозубова, жена губернского агронома Н. Л. Скалозубова и Анна Всеволодовна Корнилова, представительница просвещенной купеческой семьи.

Для обеспечения нуждающихся при Доме трудолюбия были организованы разнообразные мастерские: столярная, токарная, сапожная, швейно-вязальная, канатная, рогожная и кулечная. Для детей, чьи родители трудились в мастерских и детей-сирот, а также очень бедных, неработающих родителей, было открыто Дневное убежище, вся работа которого проводилась женщинами на добровольных началах. Важные сведения были записаны А. В. Скалозубовой, утвержденной городской Думой заведующей дневным отделением. Получив от своего мужа знание статистики, она оставила подробные отчеты о количестве призреваемых детей и распределении их по занятиям родителей.

Виды женской благотворительности в Тобольске включали заботу о Сиропитательном заведении для детей пересыльных, основание женского духовного училища, концерты в пользу бедных. Каждый год для детей устраивалась елка, и дарились подарки [15].

К началу XX века благотворительность продолжала динамично развиваться. В помощь солдатам и раненым на Русско-Японской войне включались представительницы разных сословий. В это время в России на сто тысяч жителей приходилось шесть благотворительных учреждений, около 80 % которых развивались исключительно на пожертвования [16].

В настоящее время начинается активное возрождение благотворительности. В соответствии с данными, которые дает Росстат, в 2017 году в России насчитывалось более 9600 благотворительных фондов и около 1700 благотворительных организаций, движений и учреждений [17]. По сведениям портала «Коммерсант» в 2022 году 65 % горожан хотя бы раз участвовали в благотворительности [18].

Если обратиться к современной официальной трактовке понятия «благотворительность», определенной ст. 1 Федерального закона РФ «О благотворительной деятельности и благотворительных организациях» от 1995 года (последняя ред. от 05.02.2018 N 15-ФЗ), можно заключить, что этическая оценка является важной составляющей конкретных благотворительных действий.

Благотворительность сегодня носит специализированный и направленный характер. Индивидуально-личностное начало, побудительные мотивы бескорыстного служения, присущие женской благотворительности в прошлом, являются основанием для самореализации духовного мира женщины в настоящее время. Опыт и результаты женской благотворительности в Тобольской губернии послужили основой дальнейшему развитию образования и культуры региона.

Библиографический список

1. Быков, А. А. Генезис понятия «благотворительность» в Российской традиции : нормативно-правовое обеспечение и формы реализации / А. А. Быков, А. В. Жукова. – Текст : непосредственный // Вестник Томского государственного университета. Философия. Социология. Политология. – 2014. – № 1 (25). – С. 19–30.

2. Шишляникова, А. Ф. Развитие благотворительности в России : от истоков до современности / А. Ф. Шишляникова. – Текст : непосредственный // Modern Science. – 2021. – № 12–1. – С. 199–201.
3. Соболева, Н. А. Общественное призрение и благотворительность: из истории понятий / Н. А. Соболева. – Текст : непосредственный // Вестник Тамбовского университета. Серия : Гуманитарные науки. – 2008. – № 2 (58). – С. 420–426.
4. Клиницкий, А. И. Особенности благотворительности в отечественном образовании XIX – начала XX века (на материале Западно-Сибирского учебного округа): специальность 13.00.01 «Общая педагогика, история педагогики и образования» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата педагогических наук / Клиницкий Артем Игоревич. – Санкт-Петербург, 2021. – 22 с. – Место защиты : Российский государственный педагогический университет им. А. И. Герцена, Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики». – Текст : непосредственный.
5. Герасимова, Т. Н. Социальные проблемы женщин в России в исторической ретроспективе последней трети XVIII–XIX вв. / Т. Н. Герасимова. – Текст : непосредственный // Известия Российского государственного педагогического университета им. А. И. Герцена. – 2013. – № 161. – С. 244–250.
6. Тарасов, А. А. Место сострадания и нравственной жизни общества / А. А. Тарасов, Д. Ш. Цырендоржиева. – Текст : непосредственный // Православие и дипломатия в странах азиатско-тихоокеанского региона : сб. мат. Международ. науч.-практ. конф. – 2015. – С. 154–160.
7. Поучение Владимира Мономаха. – Текст : непосредственный // Памятники литературы Древней Руси. Начало русской литературы. XI — начало XII века / сост. Д. С. Лихачев. – Москва : Художественная литература, 1978. – С. 9.
8. Брокгауз, Ф. Иллюстрированный Энциклопедический словарь Ф. Брокгауза и И. Ефрона : современная версия / Ф. Брокгауз, И. Ефрон. – Москва : ЭКСМО, 2008. – С. 112. – Текст : непосредственный.
9. Толковый словарь живого великорусского языка / Вступ. статья А. М. Бабкина. – Москва : ГИС, 1955. – С. 94. – Текст : непосредственный.
10. Шабуров, А. С. Благотворительность в условиях социального государства / А. С. Шабуров. – Текст : непосредственный // Вестник Тюменского государственного университета. Социально-экономические и правовые исследования. – 2017. – Т. 3. – С. 148–168.
11. Ильяшенко, Ф. Иоанн Кронштадтский / Ф. Ильященко, С. Л. Фирсов. – Текст : непосредственный // Православная Энциклопедия. – Москва, 2010. – Т. 24. – С. 357–382.
12. Общественные заметки. – Текст : непосредственный // Библиотека для чтения. – Санкт-Петербург, 1864. – С. 79.
13. Суворин, А. С. В ожидании века XX. Маленькие письма, 1889–1903 гг. / А. С. Суворин. – Москва, 2005. – С. 173. – Текст : непосредственный.

14. Мастерская для бедных жителей в г. Ишиме Тобольской губернии. – Текст : непосредственный // Сибирский листок. – Тобольск, 1893. – 25 апр. – С. 2.

15. Солодова (Матиканская), Т. И. Светлая личность. Жизнь и деятельность Н. Л. Скалозубова / Т. И. Солодова (Матиканская). – Текст : непосредственный. – Тюмень, 2018. – С. 243.

16. Благотворительность в России : Социальные и исторические исследования / Под общ. ред. О. Л. Лейкина. – Санкт-Петербург : Лики России, 2002. – Текст : непосредственный.

17. Брылева Е. А. Методы стимулирования развития благотворительности в среде отечественного предпринимательства : история и современность / Е. А. Брылева, С. М. Никитюк. – Текст : непосредственный // Правовое государство : теория и практика. – 2019. – № 2 (56). – С. 95–100.

18. Ларина, А. 65 % россиян жертвуют деньги на благотворительность / А. Ларина. – Текст : электронный // «Коммерсант» : Электронная газета. – URL: <https://www.kommersant.ru/doc/5813400> (дата обращения: 20.09.2023).

Научный руководитель: Волкова (Лезьер) В. А., д-р. филос. наук, профессор.

Критерии оценки эффективности работы персонала на предприятиях *Храмцов А. Б.*

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Оценку эффективности работы персонала можно считать одним из важнейших компонентов кадровой политики предприятий. Система оценки персонала, которая действует в организации, в конечном счете, должна увеличить результативность работы абсолютно всех категорий сотрудников. Оценка труда дает возможность определить соотношение характеристики деятельности персонала с правилами и нормами, позволяя обнаружить такие недочеты в работе сотрудников, которые необходимо устранить.

На этапе разработки концепции оценивания сотрудника следует прийти к выводу, на основе каких критериев проверяющий будет производить оценку работы сотрудника. Критерии – это пороговые значения, за счет которых положение факторов оценки станет удовлетворять или не удовлетворять определенным условиям (они считаются основными ориентирами для оценивания). Критерий – это характеристика деятельности сотрудника и его рабочего поведения, что соответствует мнению экспертов и предъявляемым ими «стандартам совершенства», какие следует достичь, чтобы организация и каждый отдельно взятый работник имели возможность решить собственные задачи. Следовательно, критерии – показатели и характеристики (рабочие, поведенческие

и индивидуальные), опираясь на которые возможно оценивать то, в какой степени хорошо сотрудник осуществляет свою деятельность [1].

Среди всех критериев оценки деятельности рабочего персонала в первую очередь выделяют объективные и субъективные:

1. объективные – образцы, нормы качества и производительности, распространяющиеся на любой вид деятельности работника, они имеют более широкое распространение, чем субъективные;

2. субъективные – свойства и характеристики, оцениваемые исходя из суждений и оценок специалистов, применяются в исключительных случаях.

Критерии оценки эффективности работы персонала требуют оценки вклада сотрудника в решение основных задач компании и ее миссии. Это предоставляет возможность человеку руководящей должности принимать правильные управленческие решения (развитие, заработная плата, премирование). Отбор определенных критериев оценки работы персонала (индивидуальные черты сотрудника, его поведение, достигнутые результаты) находится в прямой зависимости от категорий оцениваемых сотрудников и от того, каким образом планируется применение полученных итогов [2].

Критериями, согласно которым измеряется уровень содействия работников в получении хороших результатов, считаются: произведенная сотрудником организации деятельность (время, количество и качество продукции); положение в обществе и принадлежность работника к организации; содействие в формировании цены; состояние поручений и заказов; формирование оборота; итог работы компании; разделение доходов.

Критерии, которые применяются при оценивании эффективности работы сотрудников обязаны соответствовать трем главным условиям:

1. Достоверность – наиболее важное условие, предъявляемое к критериям оценки. Критерий оценки является достоверным (валидным) только в том случае, если с его помощью получится дать предельно четкую оценку эффективности работы определенной категорий работников.

2. Надежность – критерий оценки, который гарантирующий стабильность результатов измерений.

3. Необходимая различительная способность – показатель, который дает возможность раскрывать отличия в степени высококлассной благополучной работы персонала. Ключевым требованием к системе оценки эффективности работы персонала считаются её эффективность и простота использования [3].

Система оценки персонала может быть расценена эффективной только в том случае, если в результате ее использования гарантируется точная взаимосвязь итогов работы и ее оплаты, высокая степень мотивации и наибольшая самоотдача от сотрудников. Условие системы оценки – это практичность ее использования специалистами, производящими такую оценку и теми, кто подвергается оцениванию.

Библиографический список

1. Петрова, Ю. А. 10 критериев оценки персонала / Ю. А. Петрова, Е. Б. Спиридонова. – Москва : Феникс, 2016. – 158 с. – Текст : непосредственный.
2. Фищенко, К. С. Оценка эффективности работы персонала / К. С. Фищенко. – Текст : электронный // Актуальные вопросы экономики и управления : материалы I Международной научной конференции Т. 2. – Москва : РИОР, 2011. – С. 68–70. – URL: <https://moluch.ru/conf/econ/archive/9/458/> (дата обращения: 02.09.2023).
3. Шмидт, В. Р. Проблемы и технологии оценки персонала / В. Р. Шмидт. – Москва : Речь, 2014. – 160 с. – Текст : непосредственный.

ФЗ № 436-ФЗ	Издание не подлежит маркировке в соответствии с п. 1 ч. 4 ст. 11
----------------	---

Научное издание

**НАУЧНАЯ ТЕРРИТОРИЯ:
ТЕХНОЛОГИИ И ИННОВАЦИИ**

*Материалы
Международной научно-практической конференции*

В авторской редакции

Подписано в печать 28.11.2023. Формат 60x90 1/16. Усл. печ. л. 17,87.
Тираж 500 экз. Заказ № 2730.

Библиотечно-издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего образования
«Тюменский индустриальный университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.