

Министерство образования и науки РФ
ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ

НЕФТЬ ГАЗ

Издается Тюменским индустриальным университетом с 1997 г.

2 (128)

Март — апрель 2018

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ №77–14120
Выдано 9 декабря 2002 года Министерством РФ по делам печати,
телерадиовещания и средств массовых коммуникаций

Учредители журнала
Министерство образования и науки Российской Федерации
Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет) им. И. М. Губкина
Тюменский индустриальный университет
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Ухтинский государственный технический университет
Альметьевский государственный нефтяной институт

Главный редактор В. В. Новосёлов

Редакционная коллегия
И. Ю. Быков, А. И. Владимиров, С. И. Грачев, А. Н. Дмитриев, В. В. Долгушин,
А. А. Емекеев, Ю. В. Зейгман, Ю. Д. Земенков, И. Р. Кузеев, В. Г. Мартынов,
И. И. Нестеров, М. К. Рогачев, М. А. Силин, Н. Д. Цхадая, А. Е. Череповицын

Редактор — А. С. Коленникова
Редактор, дизайнер — Н. В. Шуваева

Включен в перечень ВАК Министерства образования и науки РФ
ведущих рецензируемых научных журналов и изданий

Адрес редакции для корреспонденции: 625000, г. Тюмень, Володарского, 38,
для посетителей: г. Тюмень, Киевская, 52, офис 314, телефон 8(3452)283076,
<http://www.tyuiu.ru/oilgas>. E-mail: shuvaevanv@tyuiu.ru

ISSN 0445-0108

Ministry of Education and Science of the Russian Federation

HIGHER EDUCATIONAL INSTITUTIONS NEWS

NEFT'GAZ

Published by Industrial University of Tyumen since 1997

2 (128)

March — April 2018

Registration Certificate of SMI PI №77-14120
Issued in December 9, 2002 by the RF Ministry of Science and Publishing,
Broadcasting Activities and Mass Communication Media

The Journal Promoters
Ministry of Education and Science of the Russian Federation
Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)
Industrial University of Tyumen
Ufa State Petroleum Technological University
Ukhta State Engineering University
Almetievsk State Petroleum Institute

Editor-in-Chief V. V. Novoselov

Editorial Board

I. Yu. Bykov, A. I. Vladimirov, S. I. Grachev, A. N. Dmitriev, V. V. Dolgushin, A. A. Emekeev,
Yu. V. Zeigman, Yu. D. Zemenkov, I. R. Kuzeev, V. G. Martynov, I. I. Nesterov, M. K. Rogachev,
M. A. Silin, N. D. Tskhadaya, A. E. Cherepovicyan

Editor — A. S. Kolennikova
Editor, designer — N. V. Shuvaeva

Included in the RF Ministry of Education and Science SAC List
of leading reviewed scientific journals and publications

Editorial office address for correspondence: 625000, Tyumen, Volodarskogo St., 38,
for visitors: Tyumen, Kievskaya St., 52, office 314, phone: 8(3452)283076,
<http://www.tyuiu.ru/oilgas>. E-mail: shuvaevanv@tyuiu.ru

© Federal State Budgetary Educational
Institution of Higher Education «Industrial University of Tyumen», 2018

Содержание
Contents

Геология, поиски и разведка месторождений нефти и газа
Geology, prospecting and exploration of oil and gas fields

Бешенцев В. А., Абдрашитова Р. Н., Лазутин Н. К., Сабанина И. Г., Гудкова А. А. <i>Beshentsev V. A., Abdrashitova R. N., Lazutin N. K., Sabanina I. G., Gudkova A. A.</i> Подземные воды мезозойского гидрогеологического бассейна в пределах Еты-Пуровского нефтегазового месторождения <i>Groundwater of the Mesozoic hydrogeological basin in the territory of the Ety-Purovsky oil and gas field</i>	6
Васильев Ю. В., Мисюрев Д. А., Филатов А. В. <i>Vasilev Yu. V., Misyurev D. A., Filatov A. V.</i> Техногенное влияние разработки Комсомольского месторождения на современные деформационные процессы <i>Anthropogenic influence of the Komsomolsk oil and gas condensate field on modern deformation processes</i>	11
Запывалов Н. П. <i>Zapivalov N. P.</i> Западно-сибирская нефть: история и перспективы <i>West Siberian oil: history and prospects</i>	20
Туренко С. К., Дружинина К. В. <i>Turenko S. K., Druzhinina K. V.</i> О системном подходе к повышению эффективности исследований объектов криолитозоны геофизическими методами <i>On systemic approach to increasing the effectiveness of researches of cryolithozone objects by geophysical methods</i>	27

Бурение скважин и разработка месторождений
Drilling of wells and fields development

Альшейхли Мохаммед Джавад Зейналабидин, Мирбобоев Ш. Ж. <i>Alsheikhly Mohammed Jawad Zeinalabideen, Mirboboev Sh. J.</i> Особенности интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин с горизонтальным окончанием <i>Features of well test interpretation results in horizontal wells</i>	32
Гречин Е. Г., Кузнецов В. Г., Кулябин Г. А., Курбанов Я. М. <i>Grechin E. G., Kuznetsov V. G., Kulyabin G. A., Kurbanov Ya. M.</i> Компоновка бурильной колонны для реализации профиля скважины с несколькими участками набора угла <i>The layout of drilling string for implementation of the profile build-and-hole wellbore</i>	34
Климов-Каяниди А. В., Алимханов Р. Т., Агуреева Е. С., Сабитов Р. М. <i>Klimov-Kayanidi A. V., Alimkhanov R. T., Agureeva E. S., Sabitov R. M.</i> Авто-ГРП на нагнетательных скважинах в низкопроницаемых коллекторах ачимовской толщи <i>Waterflood-induced fracture on the injection wells in low-permeability reservoir of Achimov sequence</i>	39

Коваленко И. В., Сохошко С. К., Плешанов Н. Н. <i>Kovalenko I. V., Sokhoshko S. K., Pleshanov N. N.</i> Поддержание пластового давления путем закачки воды в горизонтальные скважины в условиях геологической неопределенности континентальных отложений высоковязкой нефти пласта ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского месторождения <i>Reservoir pressure maintenance by water injection into horizontal wells at the condition of the geological uncertainty in continental deposits of high-viscosity oil of PK₁₋₃ formation of the Vostochno-Messoyakhskoye oil field</i>	44
Леонтьев Д. С., Клещенко И. И., Бакин Д. А. <i>Leontiev D. S., Kleshchenko I. I., Bakin D. A.</i> Обоснование и разработка технологии создания водонепроницаемого экрана в нефтедобывающей скважине <i>Reasoning and development of technology for building a water shut-off screen in oil well</i>	50
Овчинников В. П., Герасимов Д. С., Агзамов Ф. А., Овчинников П. В., Салтыков В. В., Рожкова О. В. <i>Ovchinnikov V. P., Gerasimov D. S., Agzamov F. A., Ovchinnikov P. V., Saltykov V. V., Rozhkova O. V.</i> Влияние зенитного угла оси скважины на возможные проявления пластовых вод <i>Influence of inclination angle of the borehole axis on the possible manifestations of reservoir water</i>	54
Хабибуллин М. Я., Сулейманов Р. И., Галимуллин М. Л., Сидоркин Д. И. <i>Habibullin M. Ya., Suleymanov R. I., Galimullin M. L., Sidorkin D. I.</i> Универсальное забойное устройство для импульсной стационарной закачки жидкости в скважину <i>Downhole universal device for pulsed stationary pumping of fluids into the well</i>	60
Шаталова Н. В. <i>Shatalova N. V.</i> Инновации и реновации способа увеличения нефтеотдачи акустическими полями <i>Innovations and renovations of enhanced oil recovery by acoustic fields</i>	65
<u>Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта</u> <i>Designing, construction and operation of pipeline transport system</i>	
Волков Р. Е., Обухов А. Г. <i>Volkov R. E., Obukhov A. G.</i> Трехмерные мгновенные линии тока течений газа при моделировании выхода на стационарный режим лабораторного торнадо <i>Three-dimensional instantaneous streamlines of gas flows for simulation the steady-state output of an artificial tornado</i>	71
Мадыгулов М. Ш., Заводовский А. Г., Щипанов В. П. <i>Madygulov M. Sh., Zavodovsky A. G., Shchipanov V. P.</i> Влияние времени хранения молотого льда на кинетику образования и роста газогидрата фреона-12 <i>Influence of the time storage of ice powder on kinetics of formation and growth of Freon-12 gas hydrate</i>	77
Михайленко А. И. <i>Mikhaylenko A. I.</i> Возможности применения методики определения номинальных параметров газотурбинного двигателя для повышения качества диагностики оборудования <i>Possibilities of application of the methodology for determining ratings of a gas turbine engine to improve the quality of equipment diagnostic</i>	83

Степанов О. А., Аксенов Б. Г., Фомина В. В. <i>Stepanov O. A., Aksekov B. G., Fomina V. V.</i>	
Вторичное морозное пучение вокруг холодных труб (математическая модель) <i>Secondary frost heaving around cold pipeline (mathematical model)</i>	87

Машины, оборудование и обустройство промыслов
Machinery, equipment and field construction

Перевощиков С. И. <i>Perevoschikov S. I.</i>	
Уточнение приведенных характеристик центробежных нагнетателей в их аналитическом виде <i>Refinement of the reduced characteristics of centrifugal blowers in their analytical form</i>	94

Шичёв П. С. <i>Shichev P. S.</i>	
Моделирование неисправного состояния центробежного насосного агрегата и оценка электромагнитных диагностических признаков <i>Simulation of fault condition of centrifugal pumping unit and evaluation of electromagnetic diagnostic signs</i>	100

Чрезвычайные ситуации и проблемы экологии в нефтегазовой отрасли
Emergency situations and environmental problems in the oil and gas industry

Двойникова А. В., Яговцева И. А. <i>Dvoynikova A. V., Yagovtseva I. A.</i>	
Исследование физических и химических показателей качества питьевой воды города Тюмени <i>The study of the physical and chemical indicators of the quality of drinking water in Tyumen</i>	106

Омельчук М. В., Короткова Ю. С., Воронцова А. О. <i>Omelchuk M. V., Korotkova Yu. S., Vorontsova A. O.</i>	
Обоснование выбора эффективной системы автоматического пожаротушения в помещении компрессорного цеха <i>Justification of the choice of effective system of automatic fire extinguishing in the compressor department</i>	110

Рефераты <i>Abstracts</i>	118
-------------------------------------	------------

УДК 556.3.01

ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ МЕЗОЗОЙСКОГО ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКОГО БАСЕЙНА В ПРЕДЕЛАХ ЕТЫ-ПУРОВСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ GROUNDWATER OF THE MESOZOIC HYDROGEOLOGICAL BASIN IN THE TERRITORY OF THE ETY-PUROVSKY OIL AND GAS FIELD

**В. А. Бешенцев, Р. Н. Абдрашитова, Н. К. Лазутин, И. Г. Сабанина,
А. А. Гудкова**
V. A. Beshentsev, R. N. Abdrashitova, N. K. Lazutin, I. G. Sabanina, A. A. Gudkova

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
Западно-Сибирский институт проблем геологии нефти и газа Тюменского индустри-
ального университета, г. Тюмень*

*Ключевые слова: апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс; Западно-Сибирский
мегабассейн; водонапорная система; минерализация подземных вод; пластовое давление
Key words: the Aptian-Albian-Cenomanian hydrogeological complex; the West Siberian
megabasin; water pressure system; ground water mineralization; reservoir pressure*

Проблема природы и особенностей гидрогеологических условий глубоких нефтегазоносных горизонтов Западно-Сибирского мегабассейна (ЗСМБ), несмотря на большое количество накопленных данных по составу вод, температурам, пластовым давлениям и проведенных исследований, касающихся вопросов гидрогеохимии, гидрогеодинамики, гидрогеотермии, содержит множество нерешенных аспектов. Выявление закономерностей формирования подземных вод глубоких нефтегазоносных горизонтов является не только фундаментальной задачей самой гидрогеологии, но позволяет решать вопросы, связанные с образованием, аккумуляцией и миграцией углеводородов. Наименее изученными территориями Западной Сибири в плане гидрогеологии глубоких горизонтов являются самые северные территории. Нами представлены результаты изучения гидрогеологических условий Еты-Пуровского месторождения, расположенного на севере ЗСМБ, в пределах Надым-Пурской нефтегазоносной области. Актуальность исследования связана с необходимостью объяснения природы особенностей гидрогеологических условий месторождений севера Западной Сибири для прогноза нефтегазообразования и решения вопросов охраны недр при разработке месторождений.

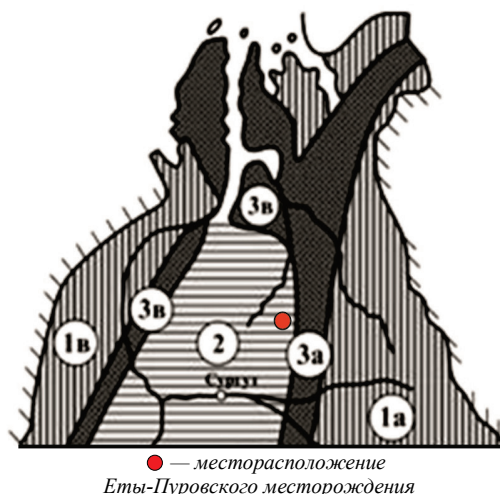
Согласно Решению VI Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины территория месторождения относится к Пуровскому району Ямало-Гыданской фациальной области. Нефтеносность Еты-Пуровского месторождения связана с терригенными отложениями в пределах тюменской, васюганской, сортымской, тангаловской и покурской свит.

В гидрогеологическом отношении месторождение приурочено к северной части ЗСМБ. В разрезе выделены кайнозойский, мезозойский и палеозойский гидрогеологические бассейны [1, 2]. Нами представлены результаты исследований мезозойского бассейна, с которым связаны основные нефтегазоносные горизонты месторождения. В частности, проанализированы данные по апт-альб-сеноманскому, неокомскому и юрскому гидрогеологическим комплексам.

Месторождение относится к Пурскому желобу Ямало-Тазовской мегасинеклизы. Желоб представляет собой сложнопостроенную депрессию над Колтогорско-Уренгойским грабен-рифтом в фундаменте [3, 4]. Особенности гидрогеологических условий глубоких нефтегазоносных горизонтов месторождения связаны с его близким расположением к границе элизионной литостатической и элизионной геодинамической водонапорных систем [5] (рис. 1).

Рис. 1. Водонапорные системы Западно-Сибирского мегабассейна (северная и центральная часть; по В. М. Матусевичу, О. В. Бакуеву, 1986) [4, 5]:

- 1 — инфильтрационные системы (1 а — восточного мегаблока, 1 б — юго-западного мегаблока, 1 в — приуральского мегаблока);
- 2 — элизионная литостатическая система западного мегаблока;
- 3 — элизионные геодинамические системы (3 а — Омско-Гыданской структурной зоны, 3 б — Восточно-Уральского краевого шва, 3 в — Ямало-Гыданских линеаментов);
- 4 — граница Западно-Сибирского мегабассейна



Измеренные в ходе оценочных работ пластовые давления в целом являются нормальными для глубин апт-альб-сеноманского, неокомского и юрского гидрогеологических комплексов (рис. 2).

Единично в юрском комплексе наблюдаются догидростатические пластовые давления (дефицит до 5 Мпа), что связано с влиянием Омско-Гыданской структурной зоны — крупнейшей геодинамической водонапорной системы ЗСМБ, а также наличием участков всасывания подземных флюидов вследствие растяжения земной коры в пределах этой системы.

Преимущественно нормальное распределение пластовых давлений для апт-альб-сеноманского комплекса подтверждается и более ранними исследованиями (рис. 3) [1]. Наличие участков незначительно повышенных давлений (превышение до 0,75–0,8 Мпа) является следствием реликта элизионных процессов в пределах элизионной литостатической водонапорной системы. Отсутствие более высоких давлений в апт-альб-сеноманском комплексе объясняется недостаточностью геостатической нагрузки на перекрывающие комплекс глинистые отложения кузнецовской свиты для отжатия захороненных с этими осадками седиментационных вод.

Апт-альб-сеноманский гидрогеологический комплекс месторождения приурочен к мощным отложениям покурской свиты, толщина которой в пределах описываемого месторождения составляет 970 м. Покурская свита представлена двумя пачками: нижняя сложена глинами, глинистыми алевролитами и песчаниками; верхняя — уплотненными песками, алевролитистыми глинами с прослоями ракушечников и гравелитов [3, 4].

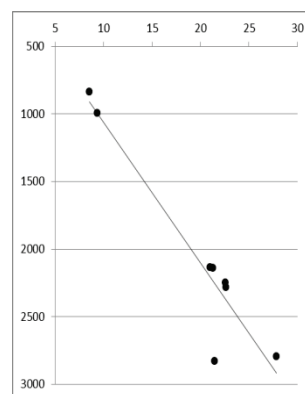


Рис. 2. График распределения пластовых давлений мезозойского гидрогеологического бассейна в пределах Еты-Пуровского месторождения

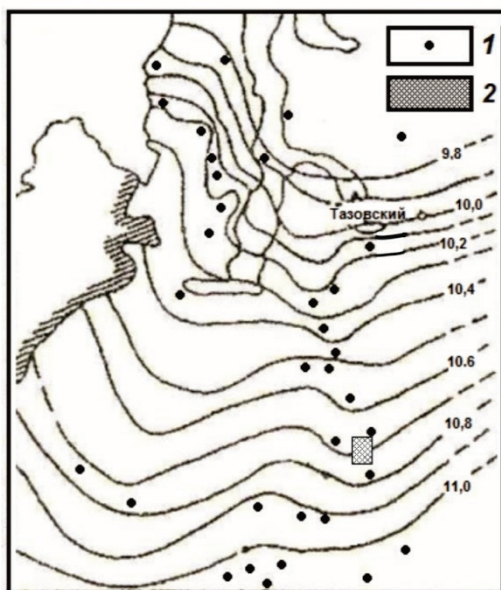


Рис. 3. Схематическая карта начальных пластовых давлений, приведенных к плоскости сравнения — 1 000 м в апт-сеноманском комплексе на севере Западной Сибири [1, 2]:
1 — опробованные скважины;
2 — Еты-Пуровское месторождение

Юрский гидрогеологический комплекс подразделяется на нижнесреднеюрский и верхнеюрский отделы. Нижнесреднеюрские отложения объединяют континентальные породы котухинской и тюменской свит. Отложения представлены переслаиванием песчаников и глин. Верхнеюрские отложения объединяют породы морского генезиса васюганской, георгиевской и баженовой свит, сложенных песчаниками и алевролитами [3].

По классификации В. А. Сулина воды Еты-Пуровского месторождения относятся к хлоридно-кальциевому типу. Минерализация подземных вод апт-альб-сеноманского комплекса в среднем составляет 14,68, неомского — 18,18 и юрского — 44,0 г/л [4, 6] (таблица). Таким образом, наблюдается классическая вертикальная гидрогеохимическая зональность (рис. 4), что в очередной раз свидетельствует об установившейся закрытой гидрогеологической системе, несмотря на месторасположение объекта исследований вблизи границы двух различных водонапорных систем.

Пластовые воды всех исследуемых комплексов относятся к хлоридно-кальциевому типу по В. А. Сулину, что свидетельствует о завершении цикла трансформации состава и более-менее стабильном гидрогеохимическом поле в пределах Еты-Пуровского месторождения. С точки зрения классических представлений (В. А. Сулин, 1948) о засолении подземных вод с глубиной здесь произошла смена типов вод по следующей схеме: гидрокарбонатно-натриевый → сульфатно-натриевый → хлормагнийевый → хлоридно-кальциевый.

Кислотно-щелочные свойства подземных вод мезозойского бассейна в целом однородные, в среднем pH апт-альб-сеноманского и неомского комплексов составляет $\approx 7,1$, увеличиваясь к юрскому комплексу до 7,5 (см. табл.).

Кровля гидрогеологического комплекса в целом контролируется подошвой регионального водопора — отложениями кузнецовской свиты, залегающими с небольшим размывом на породах целевого водоносного комплекса. Подошва комплекса установлена по стратиграфической границе, отвечающей контакту тангаловской свиты и евояхинской толщи покурской свиты. Роль субрегионального нижнеапского водопора здесь играют глины в кровле тангаловской свиты. Их мощность составляет от 10–15 до 40–50 м. С отложений тангаловской свиты начинается неомский водоносный комплекс [3].

Неомский гидрогеологический комплекс включает в себя проницаемые пласты, входящие в состав мегионской, вартовской и покурской (нижняя часть) свит. Покрышкой комплекса служат глины, частично опесчаненные, верхнетангаловского возраста, толщиной до 35 м.

Средние значения показателей химического состава апт-альб-сеноманского, неокомского и юрского гидрогеологических комплексов

Показатель	Гидрогеологический комплекс		
	Апт-альб-сеноманский	Неокомский	Юрский
pH	7,1	7,2	7,5
Минерализация, г/л	14,68	18,18	44,00
Единица измерения, мг/дм ³			
Na ⁺	5 176	6 256	15 400
K ⁺	37	106	214
Ca ²⁺	350	532	1 321
Mg ²⁺	78	107	77
NH ₄ ⁺	23	22	152
Cl ⁻	8 681	10 711	26 358
HCO ₃ ⁻	351	451	564
SO ₄ ²⁻	8	17	1
CO ₃ ²⁻	0	30	0
J	7,4	11,1	3,2
Br	36,7	52,0	89,1
B	6,5	18,0	7,5
NO ₂ ⁻	0	0	0
F	0,9	1,4	0,8
SiO ₂ ⁻	17,1	25,7	31,3
Нафтенновые кислоты	0,3	0,5	0,2
Удельный вес	1 009	1 012	1 031
Тип вод по В. А. Сулину	Хлоридно-кальциевый	Хлоридно-кальциевый	Хлоридно-кальциевый

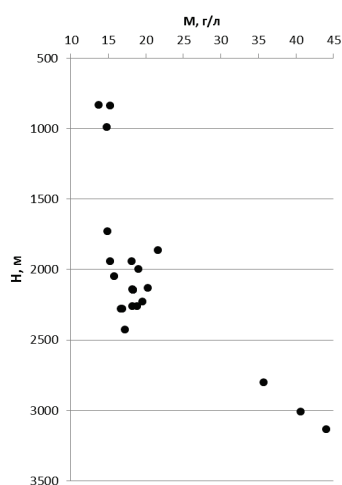


Рис. 4. График распределения минерализации подземных вод мезозойского гидрогеологического бассейна в пределах Еты-Пуровского месторождения

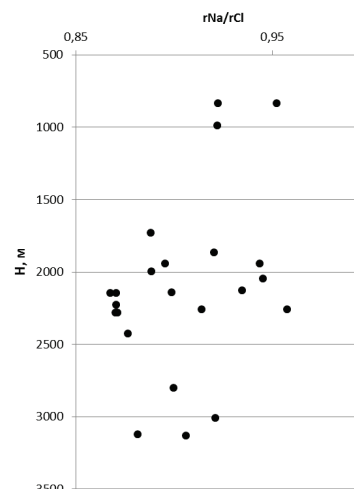


Рис. 5. График изменения генетического натрия-хлорного коэффициента подземных вод мезозойского гидрогеологического бассейна в пределах Еты-Пуровского месторождения

Подземные воды трех рассматриваемых комплексов содержат газ метанового состава, концентрация которого достигает 98 % в апт-альб-сеноманском комплек-

се, несколько уменьшаясь к неокомскому. Макро- и микрокомпонентный состав является типичным для данных глубин севера ЗСМБ.

Существование закрытой гидрогеологической системы подтверждает и характер изменения величины генетического натрий-хлорного коэффициента. Он варьирует в пределах от 0,87 до 0,95 (рис. 5), причем с глубиной наблюдается общая тенденция к его понижению. rNa/rCl коэффициент по В. А. Сулину свидетельствует о степени метаморфизации вод. При превышении этого коэффициента равного 1, предполагается глубокая метаморфизация состава подземных вод.

В пределах месторождения также интересно поведение бор-бромного коэффициента, его величина меняется

в пределах от 0,06 до 0,39 (рис. 6).

Наблюдается тенденция понижения данного коэффициента с увеличением минерализации и, соответственно, с глубиной. Считается, что для пластовых вод седиментогенного (талассогенного) генезиса значения данного коэффициента не превышают 0,2–0,3. В пределах апт-альб-сеноманского комплекса среднее значение коэффициента составляет 0,18, неомского — 0,37; юрского — 0,08. Приближение этого коэффициента к 1 свидетельствует о возмож-

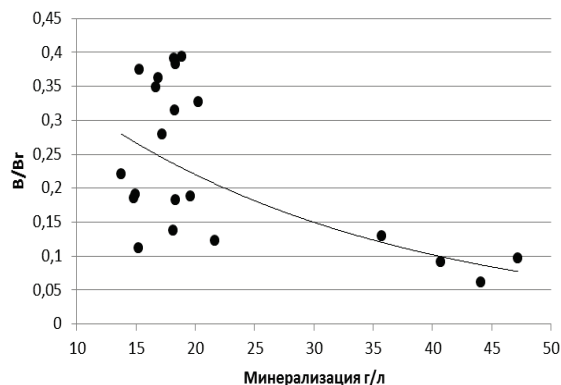


Рис. 6. График изменения генетического бор-бромного коэффициента подземных вод мезозойского гидрогеологического бассейна

ном поступлении высокотемпературных флюидов из недр фундамента (В. А. Всеволожский, Т. А. Киреева, 2010). На рассматриваемом месторождении подобных процессов на данный период развития водонапорной системы не наблюдается. Наиболее метаморфизованными являются воды неомского комплекса, вероятно, вследствие элизионных процессов.

Таким образом, нами обозначены основные направления дальнейших исследований, которые мы связываем с существованием и функционированием в пределах Еты-Пуровского месторождения сложной закрытой гидрогеологической системы. Более детального изучения требуют гидрогеотермические условия, процессы и продукты взаимодействия в системе «вода — порода» в пределах месторождения. Подземные воды здесь подверглись полному циклу метаморфизации состава и находятся на данном этапе развития водонапорной системы в относительно стабильном состоянии, благоприятном для сохранения залежей углеводородов.

Библиографический список

1. Матусевич В. М., Рыльков А. В., Ушатинский И. Н. Геофлюидальные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. — 225 с.
2. Матусевич В. М., Бакуев О. В. Геодинамика водонапорных систем Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Советская геология. — 1986. — № 2. — С. 117–122.
3. Бешенцев В. А., Семенова Т. В. Подземные воды Севера Западной Сибири (в пределах Ямало-Ненецкого нефтегазодобывающего региона). — Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. — 224 с.
4. Бешенцев В. А., Капов М. И. Процессы техногенеза подземных вод на Еты-Пуровском нефтегазовом месторождении // Горные ведомости. — 2012. — № 3. — С. 26–37.
5. Матусевич В. М., Абдрашитова Р. Н., Яковлева Т. Ю. Крупнейшие геодинамические водонапорные системы Западно-Сибирского мегабассейна // Фундаментальные исследования. — 2014. — № 8 (часть 6). — С. 1400–1407.
6. Бешенцев В. А., Лазутин Н. К. Подземные воды мезозойского гидрогеологического бассейна, приуроченные к месторождениям нефти и газа Надым-Пурской НГО Ямало-Ненецкого нефтегазоносного региона // Горные ведомости. — 2017. — № 1. — С. 40–50.

Сведения об авторах

Бешентев Владимир Анатольевич, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89123958903, e-mail: v-a-beshentsev@ya.ru

Абдрашитова Римма Наильевна, к. г.-м. н., доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89224728639, e-mail: ritte@list.ru

Лазутин Николай Константинович, аспирант, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89129913086, e-mail: kpw@yandex.ru

Сабанина Ирина Геннадьевна, старший научный сотрудник, Западно-Сибирский институт проблем геологии нефти и газа Тюменского индустриального университета, г. Тюмень, тел. 89129228129, e-mail: ir-gen@inbox.ru

Гудкова Ангелина Аркадьевна, студент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89097416675

Information about the authors

Beshentsev V. A., Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, phone: 89123958903, e-mail: v-a-beshentsev@ya.ru

Abdrashitova R. N., Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, phone: 89224728639, e-mail: ritte@list.ru

Lazutin N. K., Postgraduate, Industrial University of Tyumen, phone: 89129913086, e-mail: kpw@yandex.ru

Sabanina I. G., Senior Researcher, the West Siberian Institute of Oil and Gas Geology of Industrial University of Tyumen, phone 89129228129, e-mail: ir-gen@inbox.ru

Gudkova A. A., Student, Industrial University of Tyumen, phone: 89097416675

УДК 551.2; 539.3

ТЕХНОГЕННОЕ ВЛИЯНИЕ РАЗРАБОТКИ КОМСОМОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА СОВРЕМЕННЫЕ ДЕФОРМАЦИОННЫЕ ПРОЦЕССЫ ANTHROPOGENIC INFLUENCE OF THE KOMSOMOLSK OIL AND GAS CONDENSATE FIELD ON MODERN DEFORMATION PROCESSES

Ю. В. Васильев, Д. А. Мисюрев, А. В. Филатов

Yu. V. Vasilev, D. A. Misyurev, A. V. Filatov

Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень

Балтийский федеральный университет имени Иммануила Канта, г. Калининград

Ключевые слова: современные деформационные процессы; геодинамический мониторинг; радарная интерферометрия; мюльда оседания земной поверхности; промышленная безопасность; зона геодинамического риска

Key words: modern deformation processes; geodynamic monitoring; radar interferometry; subsidence trough of the earth's surface; industrial safety; geodynamic risk zone

Комсомольское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) расположено в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа, открыто в 1966 году и введено в разработку в 1993 году. По величине начальных извлекаемых запасов нефти и свободного газа Комсомольское месторождение является уникальным, по геологическому строению — очень сложным.

Промышленная нефтегазоносность Комсомольского месторождения связана с меловым нефтегазоносным комплексом. В настоящее время добыча углеводородного сырья ведется в интервале глубин 930–2 600 м. Верхняя залежь — газовая, средняя — газовая с нефтяной оторочкой, нижняя — нефтяная с газовой шапкой.

На месторождении два недропользователя: ООО «Газпром добыча Ноябрьск» осуществляет отбор газа из продуктивного пласта ПК₁ (сеноман); ООО «РН-Пурнефтегаз» осуществляет добычу нефти и конденсата.

На территории восточного купола месторождения расположены основные технологические сооружения нефтегазовых промыслов: установка комплексной подготовки газа (УКПГ) и дожимная насосная станция (ДНС), введено в эксплуатацию 18 кустов на добычу сеноманского газа, осуществляется разработка нефти по 139 эксплуатационным скважинам.

Для обеспечения промышленной безопасности объектов нефтегазодобычи на Комсомольском НГКМ создан геодинамический полигон с целью проведения многократных повторных наблюдений за современными деформационными процессами [1].

История создания геодинамического полигона. В 2011 году предприятием ООО «Сибирская геодезическая компания» был разработан проект геодинамического полигона Комсомольского месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз». В 2012 году осуществлена закладка наблюдательной сети полигона (рис. 1).

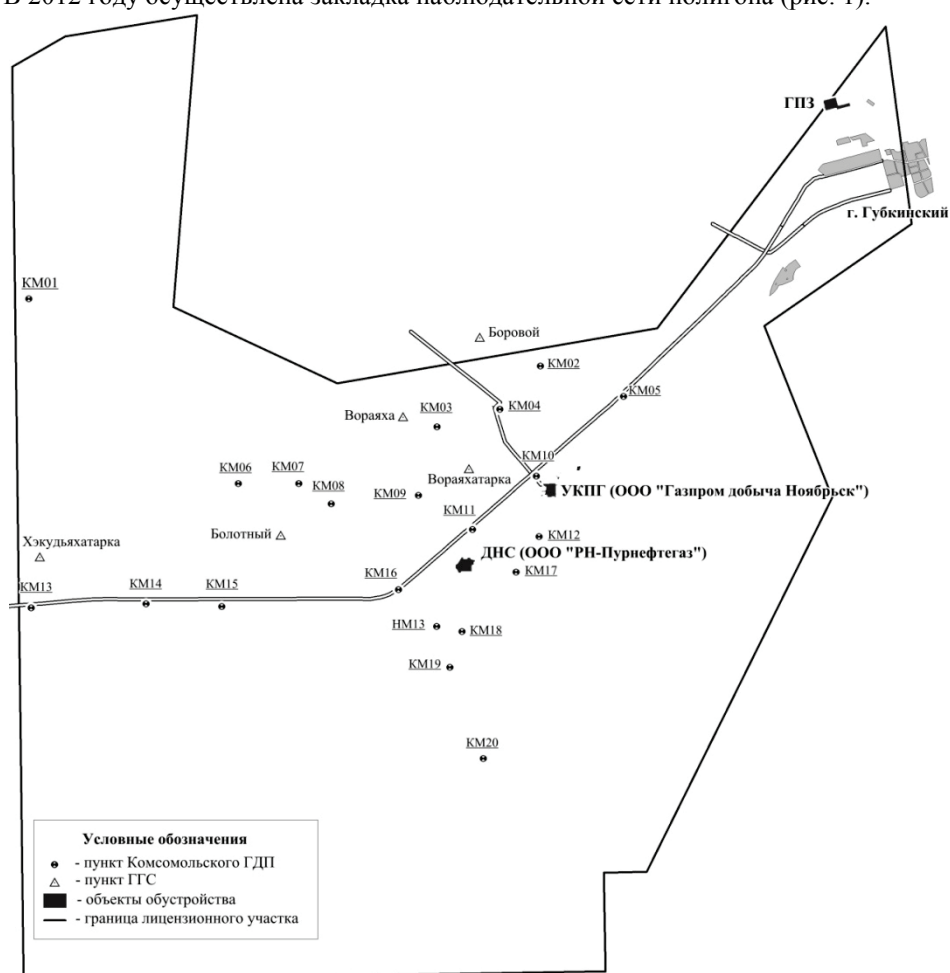


Рис. 1. Схема наблюдательной сети геодинамического полигона

В 2015 году предприятием ОАО «Авиация и прикладная экология» выполнен первый цикл маркшейдерско-геодезических исследований на геодинамическом полигоне. В 2016-м году ООО «НПП «Сибгеокарта» выполнен второй цикл наблюдений.

В 2017 году предприятием ООО «Сибирская геодезическая компания» осуществлен третий цикл геодинамического мониторинга. В это же время Западно-Сибирским филиалом Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук (ЗСФ ИНГГ СО РАН) выполнены работы по анализу и интерпретации результатов геодинамического мониторинга за 2015–2017 годы.

В соответствии с проектом геодинамического полигона ежегодно проводился комплекс геодезических измерений. Для определения превышений высотных от-

меток между 21 реперными пунктами выполнялось нивелирование II класса протяженностью 133 пог. км, с составлением схем нивелирования, ведомостей превышений, с оценкой точности нивелирования и уравниванием нивелирной сети [2].

Спутниковые наблюдения осуществлялись для определения координат центров глубинных реперов и направления их горизонтальных смещений, с точностью по вертикали 4,5 мм, по горизонтали 3 мм.

Анализ результатов нивелирования. Вертикальные сдвигения пунктов геодинимического полигона на Комсомольском месторождении за 2016–2017 гг., полученные методом высокоточного нивелирования для расчета деформаций земной поверхности, находились в пределах от +6 до –258 мм. Подъем высотных отметок выявлен только в двух пунктах из 21, при максимальной величине поднятия +6 мм (КМ14). Максимальные величины снижения высотных отметок зафиксированы на пунктах, расположенных в юго-восточной части месторождения: КМ03, КМ04, КМ09, КМ10, КМ11, КМ12, КМ16, КМ17, КМ18, КМ19, КМ20, НМ13. Технологические объекты Комсомольского газового и нефтегазового промысла расположены в локальной зоне оседания по изолинии –170 мм.

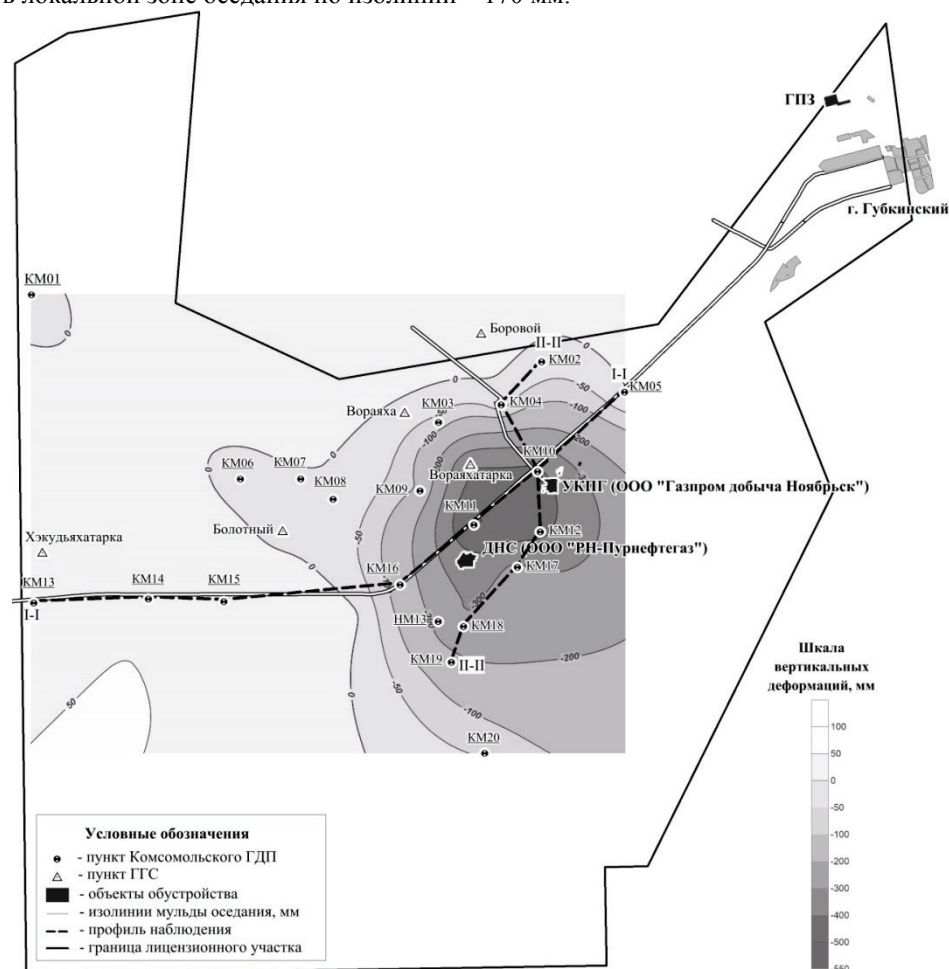
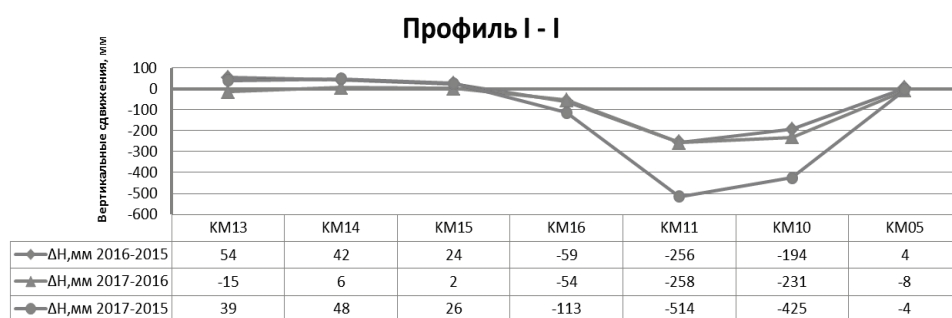


Рис. 2. Схема вертикальных деформаций наблюдательных пунктов Комсомольского геодинимического полигона за период нивелирования 2015–2017 гг.

При анализе вертикальных деформаций за три годовых цикла наблюдений с 2015 по 2017 гг. отрицательные высоты получены по большинству наблюдатель-

ных пунктов, при максимальном значении –514 мм (КМ11). Подъем высотных отметок выявлен только в пяти пунктах, при максимальном значении +48 мм (КМ14). Это свидетельствует о преобладании процесса оседания земной поверхности над подрабатываемой территорией месторождения (рис. 2). Здесь в зону локального понижения по изолинии –320 мм попадают площадные объекты нефтегазового промысла.

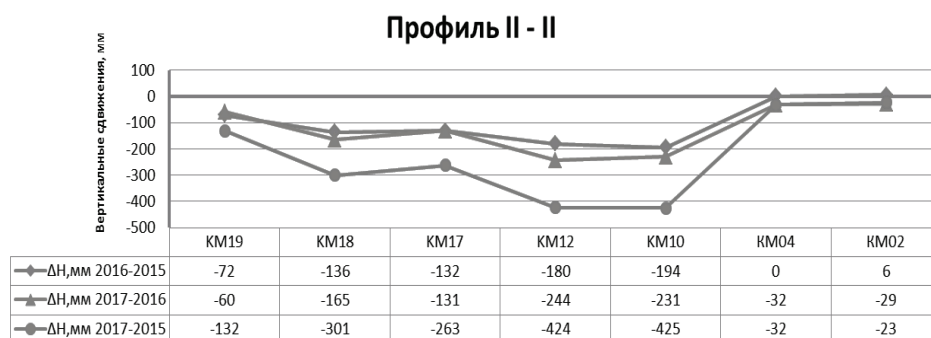
Профильная линия I-I проходит с юго-запада на северо-восток и пересекает центральную часть территории геодинамического полигона Комсомольского месторождения (см. рис. 2). Профиль берет свое начало с опорного репера КМ13 и заканчивается у опорного репера КМ05. Указанные репера расположены за контуром горного отвода месторождения. Начальная часть профильной линии характеризуется положительными высотными отметками КМ13, КМ14, КМ15, соответственно, +39 мм, +48 мм, +26 мм (рис. 3).



*Рис. 3. График вертикальных деформаций по линии профиля
КМ13–КМ14–КМ15–КМ16–КМ11–КМ10–КМ05*

Профильная линия идет параллельно автомобильной дороге и с северной стороны пересекает головные сооружения газового промысла ООО «Газпром добыча Ноябрьск» и нефтегазового промысла ООО «РН-Пурнефтегаз», где инструментальными геодезическими измерениями зафиксирована локальная зона оседания земной поверхности до –514 мм (КМ11). Общая протяженность профильной линии 24 900 м, профиль включает в себя 7 пунктов наблюдений.

Профильная линия II-II пересекает площадь геодинамического полигона с юга на север (см. рис. 2). Профиль начинается у КМ19 и заканчивается у КМ02. При этом следует отметить, что начальный и конечный репера линии расположены на площади горного отвода месторождения.



*Рис. 4. График вертикальных деформаций по линии профиля
КМ19–КМ18–КМ17–КМ12–КМ10–КМ04–КМ02.*

Анализ результатов высокоточных спутниковых наблюдений

Профильная линия на участке реперов КМ12–КМ10–КМ04 пересекает территорию главной базы газового промысла с локальной зоной оседания высотных отметок от –32 до –425 мм (рис. 4). Протяженность профильной линии II составляет 13 300 м. Профиль включает в себя 7 пунктов наблюдений.

Таким образом, анализ результатов высокоточного нивелирования позволяет сделать вывод о том, что в центральной части восточного купола месторождения выявлено локальное снижение высотных отметок до –514 мм, при этом в площади мульды оседания по изолинии –320 мм (21,75 км²) располагаются головные технологические сооружения: УКПГ и ДНС.

С целью получения оперативной информации о появлениях сдвижений и деформаций земной поверхности на Комсомольском лицензионном участке организуется и выполняется система наблюдений за геодинамическими процессами.

Сеть геодинамического полигона представлена пунктами наблюдений, на которых проводятся плановые и высотные измерения. Плановая сеть представляет собой пространственное геодезическое построение в виде сплошной сети триангуляции, пункты которой равномерно покрывают территорию месторождения и охватывают зону деформаций земной поверхности [3].

Горизонтальные сдвигения пунктов на территории Комсомольского месторождения оценивались по результатам высокоточных спутниковых наблюдений за 2015–2017 годы. Схема планово-высотной основы спутниковых наблюдений на геодинамическом полигоне Комсомольского месторождения представлена на рисунке 5. Для наблюдения за горизонтальными деформациями между циклами измерений использовались координаты, полученные в системе WGS-84.

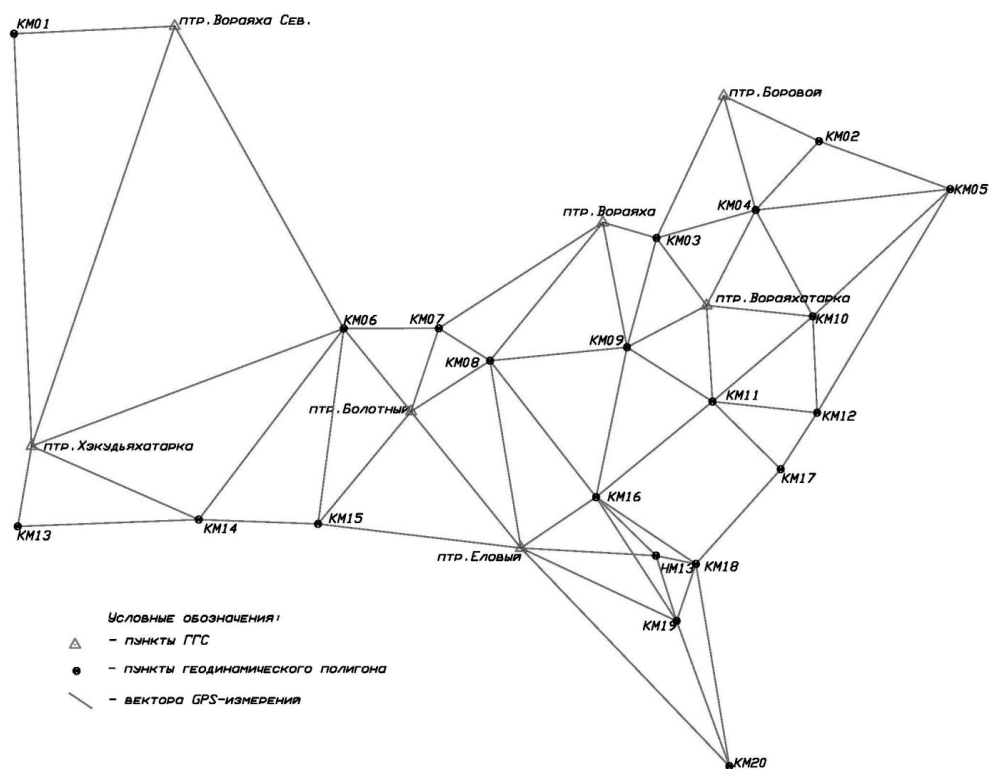


Рис. 5. Схема спутниковых наблюдений на геодинамическом полигоне Комсомольского месторождения

В графическом виде информация по смещению пунктов в плане по результатам наблюдений представлена на рисунке 6.

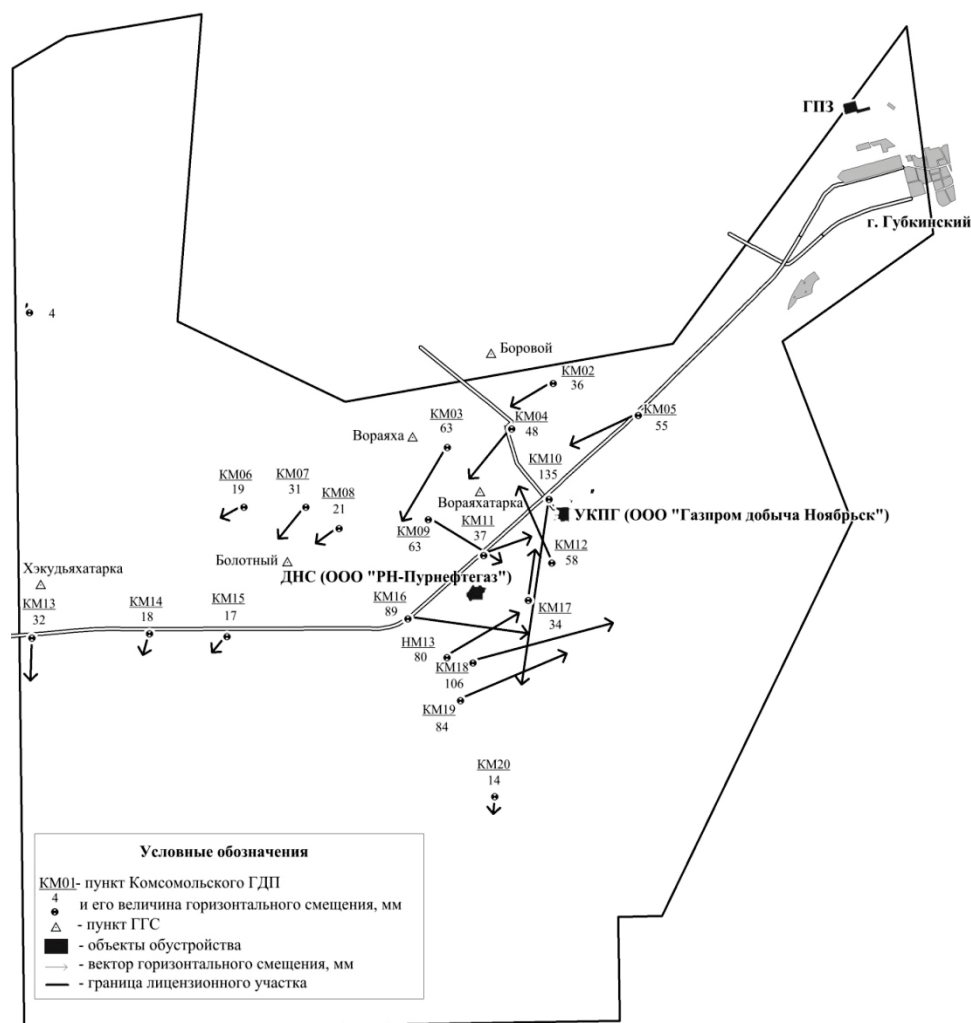


Рис. 6. Вектора смещения планового положения пунктов за период 2015–2017 гг.

При сравнении полученных координат пунктов в двух циклах наблюдений за 2015–2017 гг. разница в плане достигала от 4 до 135 мм. Максимальное значение горизонтальных сдвижений 135 мм наблюдалось на пункте KM10. При этом вектора горизонтальных деформаций имеют преимущественно юго-западную ориентировку.

Для оценки возможного негативного влияния горизонтальных сдвижений на устойчивость технологических сооружений Комсомольского промысла были выполнены расчеты относительных деформаций. Вычисление максимального значения относительных деформаций за 2015–2017 гг. на пункте KM10 с максимальным горизонтальным смещением 135 мм выполнено с учетом расстояния до близлежащего пункта KM12 (2 300 м). Расчетное значение относительной горизонтальной деформации составило $5,86 \cdot 10^{-5}$, что на два порядка ниже предельных и допустимых значений 1×10^{-3} согласно СП 22.13330.2011 [4].

Мониторинг деформационных процессов методом радарной интерферометрии. Интерферометрическая обработка радиолокационной съемки с повторных

орбит космического аппарата — это современный способ дистанционного зондирования, позволяющий получить цифровую модель рельефа и схему динамики подстилающих покровов за время между съемками.

Данный метод исследований является дополнением к геодезическим измерениям для подтверждения и уточнения цифровой модели местности, уточнения нулевой изогипсы (границы мульды) оседания, получения площадных оценок вертикальных деформаций земной поверхности [5].

В материалах дистанционного зондирования земли использованы данные многопроходной радиолокационной съемки с европейских спутников Sentinel-1A, Sentinel-1B среднего пространственного разрешения, что позволяет проводить ежегодный мониторинг земной поверхности нефтегазовых месторождений и обнаруживать локальные деформации.

Съемка выполнена с нисходящих орбит космического аппарата (пролет с севера на юг) в TOPSAR с пространственным разрешением 3 м в направлении наклонной дальности (поперек трассы спутника) и 22 м в направлении азимута (вдоль трассы спутника). Длина волны зондирующего излучения радиолокатора составляет 5,6 см (С-диапазон). Вследствие того, что снежный покров для данной длины волны оказывает маскирующее воздействие и снижает когерентность разновременных радиолокационных сигналов, снимки в снежный период исключены из обработки.

На рисунке 7 представлена карта вертикальных деформаций земной поверхности, показывающая развитие оседаний в течение интервала наблюдений.

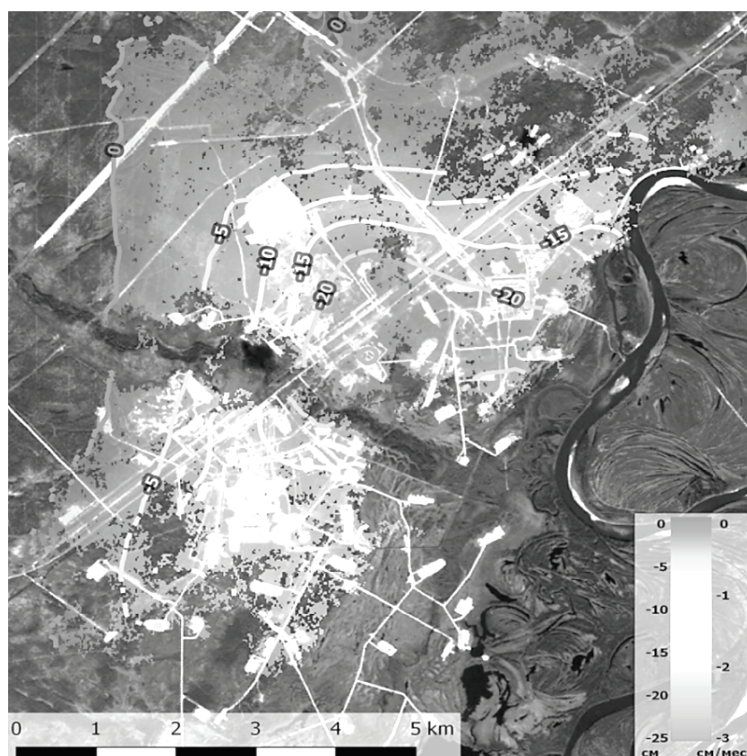


Рис. 7. Вертикальные смещения на территории Комсомольского месторождения за период с 29.09.2016 по 08.06.2017 (252 дня)

Анализ полученных построений позволил оценить локальное оседание, накопленное в течение всего интервала наблюдений для центральной области. График

указывает на наличие процесса оседания земной поверхности с постоянной скоростью 3 см/месяц (рис. 8).

Таким образом, по результатам интерферометрической обработки снимков за период с 06.07.2016 по 20.06.2017 в юго-восточной части Комсомольского месторождения подтверждена локальная зона оседания земной поверхности с максимальной величиной до –250 мм, ранее выявленная нивелированием II класса.

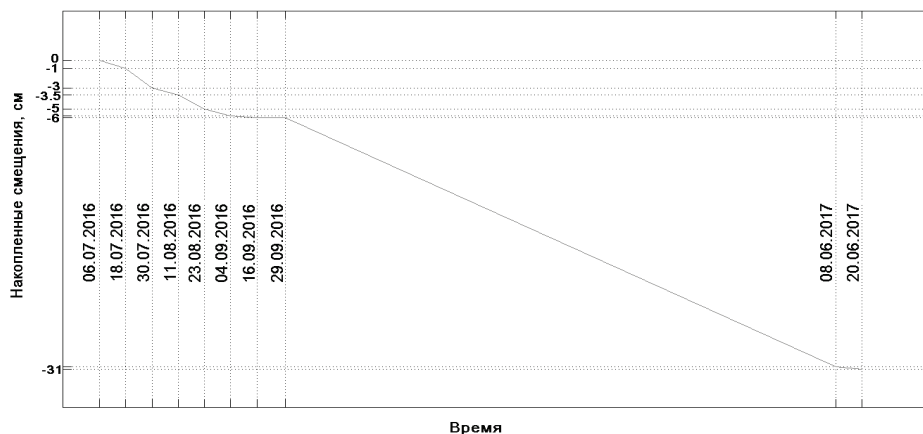


Рис. 8. График накопленных вертикальных смещений для центральной части мульды оседания

Анализ техногенной нагрузки на недра. Научно-практический опыт геодинамического мониторинга свидетельствует о том, что интенсивная эксплуатация нефтегазовых месторождений приводит к снижению первоначального высокого пластового давления. Результаты инструментальных геодезических исследований деформаций земной поверхности подтверждают, что величина оседания так или иначе увязывается с величиной уплотнения коллектора. Именно деформирование порового пространства и минерального скелета коллекторов, вследствие падения пластовых давлений, является основной причиной самого уплотнения и деформаций окружающих пород [6].

Краткий анализ истории разработки и эксплуатации Комсомольского месторождения свидетельствует о том, что происходит преимущественно падение пластовых давлений по основным объектам разработки. Это создает условия для снижения высотных отметок земной поверхности. Следует отметить, что при разработке сеноманской залежи пласта ПК₁ за период с 1993 по 2015 гг. пластовые давления от начального 9,7 МПа снизились до 1,6 МПа (на 70 %). При этом именно в центральной части восточного купола зафиксированы наибольшие отборы газа — до 25 млрд м³/год.

Анализ и интерпретация результатов маркшейдерско-геодезических измерений на Комсомольском геодинамическом полигоне с учетом данных геолого-промыслового мониторинга выполнены для определения степени техногенного влияния разработки на деформационные процессы, поскольку прослеживается взаимосвязь процесса оседания земной поверхности с динамикой пластовых давлений по основному пласту разработки ПК₁ (сеноман).

Сопоставительный анализ результатов нивелирования, интерферометрии, геолого-промысловых показателей свидетельствует о высокой корреляционной связи по совпадению зоны наибольших деформаций восточного купола с зоной максимальных депрессий и отборов газа, что подтверждает техногенное участие в формировании мульды оседания (рис. 9).

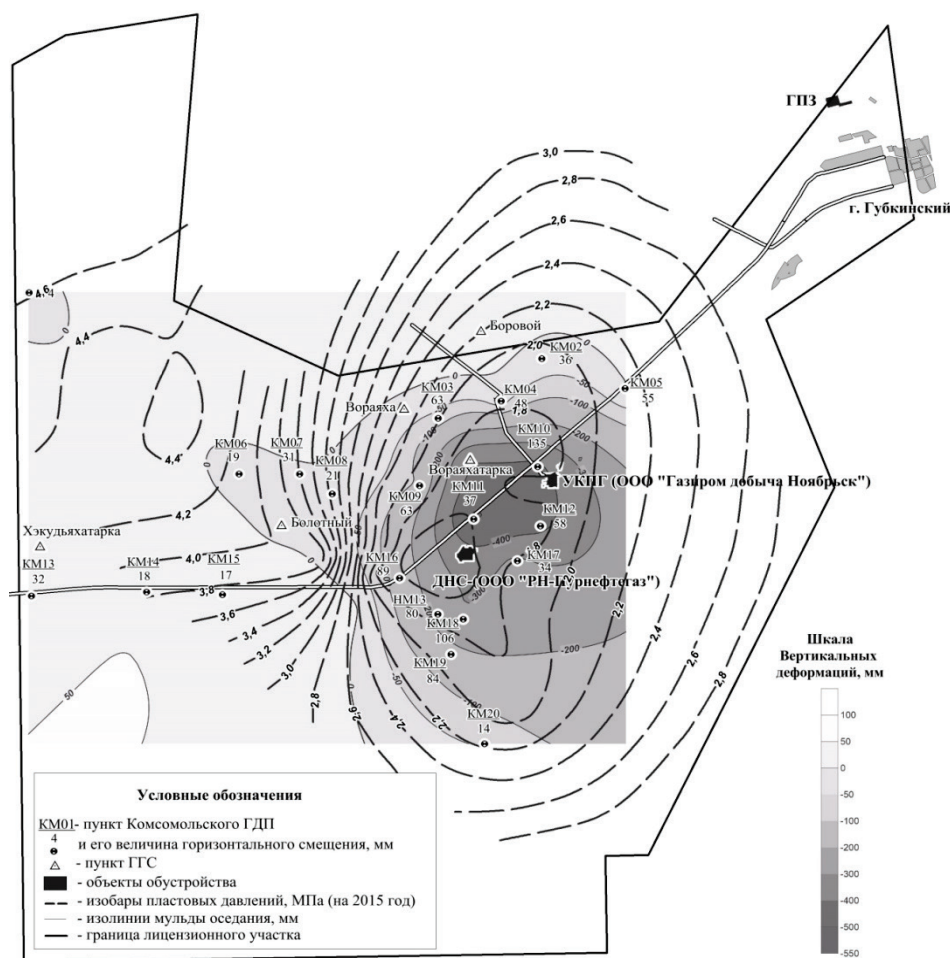


Рис. 9. Схема совмещения изолиний муьды оседания с изобарами пластовых давлений по пласту ПК₁ (сеноман)

Выводы

- За три годовых цикла высокоточных измерений (с 2015 по 2017 годы), полученных методом геометрического нивелирования II класса, выявлены снижения высотных отметок по большинству наблюдательных пунктов. В восточной части лицензионного участка выявлена локальная зона оседания земной поверхности с максимальным значением –514 мм. Это свидетельствует о стабильном процессе оседания земной поверхности над подрабатываемой территорией Комсомольского месторождения со скоростью более 100 мм/год.
- Анализ и интерпретация результатов геодинамического мониторинга позволили определить, что условием формирования современных деформаций земной поверхности является техногенный фактор, поскольку выявлена взаимосвязь формирования локальной муьды оседания земной поверхности в восточной части месторождения с динамикой накопленных отборов газа и падения пластовых давлений по основному продуктивному пласту ПК₁ (сеноман).
- Инструментальными геодезическими наблюдениями и радарной интерферометрией по космическим снимкам Sentinel-1A, Sentinel-B выявлена и подтверждена локальная зона геодинамического риска, где по изолинии –320 мм располагаются основные технологические объекты газового и нефтегазового Комсомольского промысла.

- Для обеспечения промышленной безопасности, эксплуатационной надежности, долговременной эксплуатации зданий и сооружений нефтегазового комплекса рекомендуется предусмотреть выполнение работ по геотехническому мониторингу по осадочным маркам и маякам на зданиях и сооружениях высокого уровня ответственности.

Библиографический список

1. РД 07-603-03. Инструкция по производству маркшейдерских работ / Госгортехнадзор России. – 2004.
2. ГКИНП (ГНТА)-03-010-02. Инструкция по нивелированию I, II, III и IV классов. – М.: Роскартография (ЦНИИГАиК), 2003.
3. ГКИНП (ОНТА)-02-262-02. Инструкция по развитию съемочного обоснования и съемке ситуации и рельефа с применением глобальных навигационных спутниковых систем. – М., 2002.
4. СП22.133330.2016. Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83*.
5. Васильев Ю. В., Филатов А. В. Выявление зон локальных деформаций методом радарной интерферометрии по результатам мониторинга на Самотлорском геодинамическом полигоне // Маркшейдерский вестник. – 2016. – № 3. – С. 38–46.
6. Кашников Ю. А., Ашихмин С. Г. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. – М.: Недра, 2007. – 466 с.

Сведения об авторах

Васильев Юрий Владимирович, к. г.-м. н., старший научный сотрудник, Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень, тел. 89044968355, e-mail: radan92@list.ru

Мисюрев Денис Андреевич, инженер, Западно-Сибирский филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Тюмень, тел. 89526896682

Филатов Антон Валентинович, к. ф.-м. н., ведущий научный сотрудник, Балтийский федеральный университет имени Иммануила Канта, г. Калининград, тел. 89814521179, e-mail: addmail9@gmail.com

Information about the authors

Vasilev Yu. V., Candidate of Geology and Mineralogy, Senior Researcher, West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen, phone: 89044968355, e-mail: radan92@list.ru

Misyurev D. A., Engineer, West Siberian Division of Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen, phone: 89526896682

Filatov A. V., Candidate of Physics and Mathematics, Immanuel Kant Baltic Federal University, Kaliningrad, phone: 89814521179, e-mail: addmail9@gmail.com

УДК 553.982.2

ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ НЕФТЬ: ИСТОРИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ **WEST SIBERIAN OIL: HISTORY AND PROSPECTS**

Н. П. Запывалов

N. P. Zapivalov

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск

«Сибирь — это величайшее богатство России и залог ее благополучия. Мы еще поверхностно знаем, что она в себе таит. С годами будет выявлено очень и очень многое. Поэтому мы должны думать, как нам лучше все это выявить и сберечь»
С. Н. Перих, 1984 г.

«Древний нефтяной Азербайджан — ориентир и пример для сибиряков»
Н. П. Запывалов, К. А. Шпильман «Будет Сибирское Баку», г. Новосибирск, 1963 г.

Ключевые слова: 70-летие западно-сибирской нефти; новосибирские геологоразведчики; открытие XX века
Key words: 70th anniversary of West Siberian oil; geological prospectors from Novosibirsk; the find of the XX century

Азербайджан: древнейшая нефть планеты

Еще до нашей эры нефть получали в местах естественного выхода и в небольших «закопушках». Использовали ее для разных целей, включая и лечебные про-

цедуры. В небольших объемах нефть вывозили в Иран, Ирак, Индию и другие страны.

Затем была эпоха колодезной добычи нефти. В начале XVI века в окрестностях Баку было около 500 неглубоких колодцев, из которых добывали черную и белую нефть.

Принципиально важным моментом было бурение скважины механическим способом в 1871 году. Это одна из самых первых скважин на планете. Она была пробурена в Балаханах и давала 70 баррелей (10 т) нефти в сутки. Потом были другие исторические вехи и этапы развития этой благодатной нефтяной земли. Активную нефтяную деятельность вели братья Нобель, которым принадлежали многие промыслы, заводы и суда. Очень хорошо описана история Азербайджанской нефти в книге М. Ф. Мир-Бабаева «Краткая история азербайджанской нефти».

Именно здесь работали и творили профессионалы — движители нефтяного прогресса. Их имена — на скрижалях мировой истории.

В 1967 году произошел аварийный газонефтяной выброс на Рудрасагаре (Индия, штат Ассам). К опасной работе на скважине по укрощению аварийного фонтана были привлечены специалисты из Азербайджана — К. В. Ткаченко и Г. А. Алибеков [1].

В СССР и в современной России Баку был и навсегда остался первым ориентиром. Второе Баку обозначилось в СССР на землях Урало-Поволжья. Третье Баку — это Западная Сибирь. С самого начала освоения Западной Сибири работа шла под девизом «Будет Сибирское Баку» [2].

Путь к большой нефти Западной Сибири был долг и тернист. Первый довоенный этап характеризовался острыми столкновениями научных позиций и концепций, противоречивых в территориальном и стратиграфическом отношении (И. М. Губкин, В. М. Сеньюков, Н. С. Шатский, М. А. Усов, Г. Е. Рябухин; 1932–1936 гг.) и в картировании по заявкам местных жителей отдельных поверхностных проявлений нефти в районах рек Белой, Большой Юган и Малый Юган (Р. Ф. Гуголь, В. Г. Васильев и другие профессиональные исследователи; 1935–1938 гг.).

Лишь после войны был сделан ошеломляюще эффективный рывок на этом пути.

Поворотным пунктом стали события 1947–1948 годов. Вспомним исторические факты. В декабре 1947 года по решению правительства и в соответствии с приказом министра геологии СССР в Новосибирске был создан специализированный союзный сибирский геофизический трест «Союзсибгеофизтрест», а в январе 1948 года организована Центральная Западно-Сибирская нефтеразведочная экспедиция «Запсибнефтегеология» с целью поисков нефти на территории всей Западной Сибири и Красноярского края [3, 4]. Первым руководителем геофизического треста был Н. Г. Рожок, а первым начальником «Запсибнефтегеологии» — фронтник В. М. Рябов.

Новосибирские геологоразведчики первыми начинали штурм непроходимых болот и снегов Западной Сибири в соответствии с государственными планами геофизических работ и бурения опорных скважин. Именно результаты этих работ были определяющими для точного прогноза нефтегазоносности.

Новосибирск по праву может гордиться своей причастностью к открытию века.

Уже в 1950 году Центральная Западно-Сибирская нефтеразведочная экспедиция была реорганизована в Государственный союзный Западно-Сибирский трест «Запсибнефтегеология», в состав которого входили Тюменская, Минусинская экспедиции, большое количество партий и отрядов.

Именно эти два треста в Новосибирске, — геофизический и геологический — как два крыла у птицы, определили мощный взлет Западно-Сибирского нефтегазо-

вого комплекса. Позднее оба эти предприятия были объединены в одно геологическое управление.

В октябре 1952 года из состава треста «Запсибнефтегеология» на базе Тюменской экспедиции был выделен самостоятельный трест «Тюменьнефтегеология» [2], осуществлявший работы в северном и западном районах Тюменской области. Березовский газовый фонтан был получен тюменцами в сентябре 1953 года, буровой станок был подготовлен новосибирскими специалистами. Точку под бурение персонально определил на местности главный геолог «Запсибнефтегеологии» И. П. Карасев. Эта опорная скважина была начата бурением 29 сентября 1952 года и в 1953 году дала первый в Западной Сибири газовый фонтан [1, 2]. Это стало точкой отсчета.

Значение Березовского газового фонтана в 1953 году в одной из первых опорных скважин трудно переоценить. Как вспоминал министр нефтяной промышленности СССР Н. К. Байбаков: «Газ Березово поставил последнюю точку в спорах ученых о перспективности Западной Сибири. Даже, пожалуй, восклицательный знак!».

Территория Тюменской области, охватывающая районы Широкого Приобья, оставалась у Новосибирского треста, и он стал наращивать там объемы геофизических и буровых работ. К моменту передачи этих районов Тюменскому геологическому управлению — август 1959 года — здесь функционировали уже три нефте-разведки глубокого бурения: Сургутская, Нижневартовская и Охте-урьевская. Одной из них руководил Ф. К. Салманов.

В 1958 году было начато строительство знаменитая Мегионской скважины. Точка под бурение была выдана на местности 8 сентября 1958 года новосибирцами — старшим геологом Н. Д. Семеновым и топографом И. И. Гребенчиковым.

Осенью 1960 года в Тюмени проходило совещание, на котором обсуждались направления, объекты и объемы поисково-разведочных работ в Западной Сибири на 1961 год и ближайшую перспективу.

Ю. Г. Эрвье и Л. И. Ровнин обозначили, что все силы будут сконцентрированы в Березовском газоносном районе, чтобы увеличить там запасы и создать надежную базу для газоснабжения крупных промышленных центров Урала. Одновременно планировалось увеличить объемы работ в Шаимском нефтеносном районе.

Такая концентрация работ в западной Приуральской части Западной Сибири предусматривала свертывание нефтепоисковых работ в Широтном Приобье. Видимо в Москве считали неправильным распыление средств на огромной территории по многим объектам. Возможно, в этом просматривался хозяйственный подход, но он противоречил главному геологическому принципу — успех в нефтепоисковых работах обеспечивается широким поиском.

Большинство участников совещания поддерживали, казалось бы, очевидные планы. И только два человека были против: Н. Н. Ростовцев и Ф. К. Салманов.

Очень образно описал этот эпизод Ф. К. Салманов в своей книге «Сибирь — судьба моя» [5]: «Я просил увеличить объемы бурения в нашем районе, уверял, что в самое ближайшее время мы получим промышленный приток нефти. Завязался острый спор. В конце совещания выступил авторитетнейший специалист Н. Н. Ростовцев. Ростовцев решительно поддержал нас и заметил, что сургутские геологи правы в своих прогнозах. Тем не менее в решении этого совещания Сургутская экспедиция была “забыта”. Это означало сокращение объемов бурения и геофизических работ...»

20 марта 1961 года был получен знаменитый Мегионский фонтан. Ф. К. Салманов отправил в Тюмень телеграмму на азербайджанском языке: «Вам это понятно, да?!».

Утром 21 марта 1961 года диктор из Москвы в «Последних известиях» объявил: «В центре Западно-Сибирской низменности, недалеко от села Нижневартовск, с глубины более 2 000 м впервые получен фонтан нефти дебитом 200 т в сутки». Весь мир узнал об открытии Большой нефти Сибири.

В Томской области в 1962 году был получен мощный фонтан нефти дебитом 491 м³/сут из меловых отложений на Соснинской площади — Советское месторождение. Разведочные работы, проведенные новосибирцами, показали, что это самое крупное месторождение в Томской области.

В 1968 году из состава Новосибирского территориального геологического управления было выделено Томское геологическое управление.

В Тюменской, Томской областях и Красноярском крае оставались лучшие кадры, техника, транспортные средства, вся созданная производственная и социальная инфраструктура, накопленная геолого-геофизическая информация.

Подчеркну еще раз, что все эпизоды отпочкования и организации нефтеразведочных предприятий в других областях и районах осуществлялись за счет уже существовавших там новосибирских нефтеразведок, экспедиций, трестов.

Именно в новосибирских предприятиях и организациях прошли школу многие тысячи специалистов, которые в скором времени стали выдающимися учеными, исследователями и организаторами Западно-Сибирского нефтегазового комплекса. Среди них Ф. К. Салманов, В. Т. Подшибякин, И. А. Иванов и другие славные имена. Ими по праву гордится и Новосибирск.

С 1980 года Новосибирское территориальное геологическое управление стало называться производственным геологическим объединением (ПГО) «Новосибирскгеология». В 1983 году ПГО «Новосибирскгеология» проводило различные виды работ на территории двух краев (Красноярского и Алтайского) и семи областей (Новосибирской, Омской, Курганской, Тюменской, Томской, Кемеровской и Кокчетавской), а также в Белоруссии и других районах Советского Союза. Полевые работы в тот год проводились на 130 объектах. Многие специалисты работали за рубежом (Индия, Куба, Афганистан, Пакистан и другие страны) [3, 4].

В эти же годы новосибирцам было поручено организовать и провести поисково-разведочные работы на нефть в Игарском районе Красноярского края. Этот район также относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В тяжелых условиях арктического Заполярья в короткий срок была организована экспедиция, открыт ряд нефтяных месторождений (Лодочное, Тагульское, Ванкорское), составляющих сегодня крупный нефтяной резерв Красноярского края.

Все годы был тесный творческий контакт специалистов ПГО «Новосибирскгеология» с учеными Института геологии и геофизики СО РАН, СНИИГГиМСа, ЗапСибНИГНИ и другими научными подразделениями страны. Да и в самом объединении «Новосибирскгеология» были замечательные научные кадры, насчитывающие 20 кандидатов и докторов наук. По научным и производственным вопросам этот коллектив имел свою фирменную точку зрения и достойно ее отстаивал.

Новосибирскими нефтеразведчиками было открыто 48 месторождений. Из них в Томской области — 26, в Новосибирской — 9, Тюменской — 7, Омской — 4, Красноярском крае — 3 с большим объемом извлекаемых промышленных запасов нефти и газа.

Следует особо отметить, что все минеральные ресурсы, которыми владеет Новосибирская область, открыты и разведаны нашими геологами. Вы пьете карачинскую минеральную воду — это геологи; вы принимаете радоновую ванну в Заельцовском санатории — это тоже геологи. Коксующийся уголь, торф, мрамор, золото, металлы, цементное и кирпичное сырье, пресная вода, агросырье, строительные материалы и, конечно, своя верх-тарская нефть — всему начало дали геологи.

В ПГО «Новосибирскгеология» работали прекрасные специалисты: В. К. Архипов, В. С. Баженов, В. И. Белов, Ю. Н. Вараксин, В. Ф. Гаврилов, Е. М. Зубарев, И. Н. Кочнев, А. И. Кретов, П. А. Кукин, В. А. Минько, Ю. К. Миронов, М. С. Михантьева, К. В. Наричина, И. И. Плуман, М. Н. Птицина, С. П. Репин, А. А. Розин, З. Я. Сердюк, Г. М. Таруц, С. И. Чернов и еще многие замечательные геологи, геофизики, буровики и нефтеразведчики. Многих уже нет среди нас.

Хочется вспомнить о том, что руководители Новосибирской области — первые секретари Новосибирского обкома КПСС Ф. С. Горячев, А. П. Филатов, председатель Новосибирского облисполкома В. А. Боков, председатель Новосибирского горисполкома И. П. Севастьянов — уделяли особое внимание геологии. Их поддержка и помощь неизменно были эффективными.

Крупнейшая в мире Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция была открыта благодаря самоотверженному героическому труду первопроходцев: ученых, геологов, геофизиков, партийных и советских работников всех республик СССР.

Самая южная нефть — в Новосибирской области

В Северном районе открыто 9 нефтегазовых месторождений (рис. 1). Верх-Тарское и Малоичское месторождения уже дали более 12 млн т высококачественной нефти.

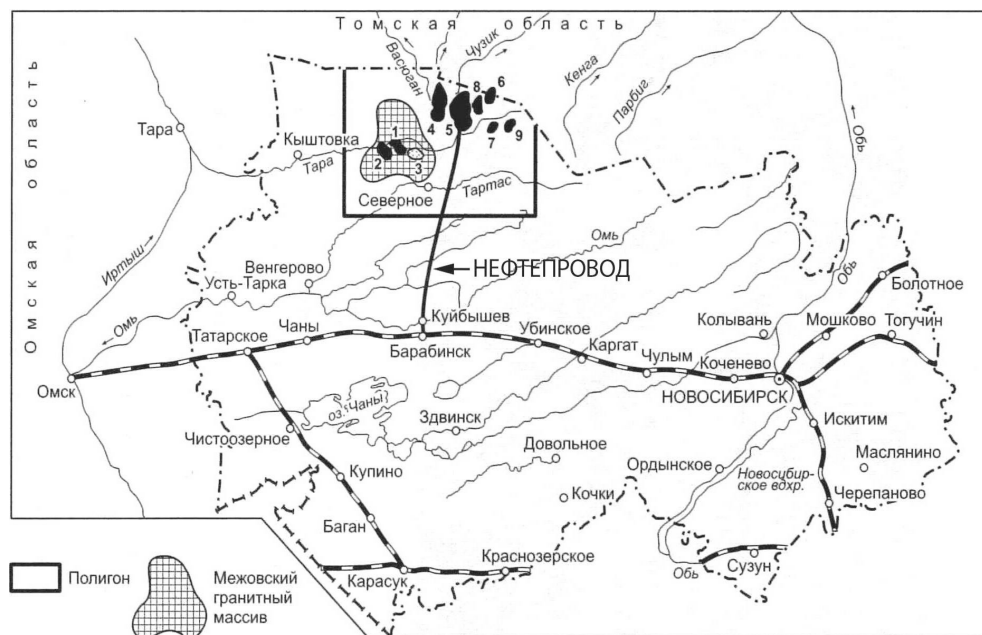


Рис. 1. Схема расположения нефтегазовых месторождений Новосибирской области:

- 1 — Межовское, 2 — Восточно-Межовское;
3 — Веселовское (газовое); 4 — Малоичское; 5 — Верх-Тарское; 6 — Ракитинское;
7 — Тай-Дасское; 8 — Восточно-Тарское; 9 — Восточное

Несмотря на скептицизм, новосибирские геологи открыли в 1970 году Верх-Тарское нефтяное месторождение — самое южное в Западной Сибири [6]. А в 1974 году в древних породах палеозоя на значительных глубинах (4 600 м) было открыто Малоичское нефтяное месторождение. Это привлекло внимание Н. К. Байбакова и А. Н. Косыгина (1977 г.)

19 человек официально удостоены звания «Первооткрыватель Верх-Тарского месторождения». В этом списке 4 геолога, 4 геофизика, 4 буровика, 4 испытателя пластов, 2 начальника и 1 ученый.

К сожалению, в последние годы активное освоение этого нефтегазоносного региона осуществляется плохо, добыча падает. Четкой информации по этим вопросам нет. Часто меняющиеся недропользователи подрывали «здоровье» нефтенасыщенной системы Верх-Тарского месторождения методами ускоренной выработки активных запасов, превышая критический уровень возможностей добычи. Утвержденные геологические запасы Верх-Тарского месторождения выработаны

только на 25–30 %. Сейчас требуется инновационная щадящая реабилитация этого месторождения.

Другие открытые месторождения этого района нуждаются в доразведке, которая не проводится. ОАО «Новосибирскнефтегаз» бурит 1–2 скважины в год. Такие темпы нефти не прибавят.

Напомню, что в 1974 году в Омской области нашими геологами было открыто Тевризское газовое месторождение с запасами газа 0,6 млрд м³. Омичи разрабатывают это месторождение уже более 15 лет, снабжая газом три района — Тевризский, Муромцевский и Тарский — по газопроводу длиной 180 километров. Предприятием «Тевризнефтегаз» руководит правительство Омской области.

Точно такое же газовое месторождение, Веселовское, открыто в Северном районе Новосибирской области, но газ и поныне остается в глубинной ловушке.

Неоднократно предлагалось создать на базе новосибирских нефтегазовых месторождений научно-исследовательский и научно-образовательный полигон, но, увы, предложение пока не реализовано.

В Тюмени и Тюменской области много памятных знаков в честь геологов и нефтяников. В Новосибирской области только один — в поселке Геологов, вблизи Ботанического сада (рисунок).

Он изготовлен из мрамора, добытого на нашем местном Петеневском месторождении в Маслянинском районе Новосибирской области. Рядом памятник ветеранам Великой Отечественной войны из того же мрамора. Такое соседство символично.

Безусловно, Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию в таком масштабе сделали в первую очередь тюменские коллеги-геологи многих национальностей и разных специальностей. Глатюменгеология под руководством Ю. Г. Эрвье и Ф. К. Салманова насчитывала более 100 тысяч сотрудников.

Советские ученые-геологи без страха и упрека убеждали руководство страны и скептиков в больших перспективах Западной Сибири даже в военные годы. А в первые послевоенные годы государство не скупилось и полностью обеспечивало дорогие и трудные поиски всей необходимой помощью и постоянным вниманием [2].

К сожалению, не удалось успешно завершить поисково-разведочные работы на нефть и газ в Курганской области, хотя в Омске и Кургане были специальные геолого-геофизические экспедиции и партии от Новосибирского территориального геологического управления. Эти работы были начаты в 1972 году.

Основные результаты и перспективы отражены в сборнике «Геологическое строение и нефтегазоносность юга Западной Сибири по новым данным» [7]. Авторами статей сборника являются сотрудники Новосибирского территориального геологического управления. В этом сборнике помещена исчерпывающая геолого-



*Рисунок.
Памятник геологам-первооткрывателям
в поселке Геологов
(Новосибирская область)*

геофизическая информация с полным комплектом графических и табличных приложений.

Причинами неэффективности этих работ могут быть следующие факторы:

- Малый объем комплексных геолого-геофизических работ и особенно глубокого бурения, что не позволило обеспечить преодоление природных и технологических рисков (неопределенностей).
- Недостаточная эффективность технологий и «торопливые» темпы проведения работ по испытанию (опробованию) нефтегазовых объектов (пластов) в пробуренных скважинах.
- Основным заказчиком (инвестором) планируемых работ в соответствии с договором являлась лондонская компания «Балтик Петролеум», которая существенно влияла на объем и темпы с резким ограничением ресурсов и средств.

Сегодня можно с уверенностью утверждать, что эти районы не исчерпали свой нефтегазовый потенциал.

На территории Западной Сибири размещаются Тюменская область (включая Ханты-Мансийский автономный округ и большую часть Ямало-Ненецкого автономного округа); Томская область; Новосибирская область; Омская область; Кемеровская область; Алтайский край; Республика Алтай; Курганская область; часть Свердловской области; часть Челябинской области.

Нефть и газ обнаружены в Тюменской, Томской, Новосибирской, Омской областях. Всего в Западной Сибири открыто 859 нефтегазовых месторождений (более 2 000 залежей в разных стратиграфических горизонтах). Здесь сосредоточено около 80 % общероссийских разведанных запасов газа, и добывается свыше 70 % общероссийской нефти.

Открытие века позволило обеспечить экономическую стабильность и мощь СССР в XX веке и современной России в XXI веке.

За 70 лет открытия и освоения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции геологи заслужили 12 званий Героя Социалистического Труда, 20 орденов Ленина, 20 Ленинских премий. Особая благодарная память и слава тюменским нефтяникам ГлавТюменнефтегаза под руководством В. И. Муравленко. Среди них тоже были герои и лауреаты.

О перспективах развития Западно-Сибирской нефтегазового комплекса в XXI веке

- Длительная сверхинтенсивная выработка активных запасов на многих (особенно крупных) месторождениях предопределила большой объем остаточной (трудноизвлекаемой) нефти в пластах. Эта остаточная нефть по объему значительно превышает уже добытую нефть, поэтому дальнейшая разработка стареющих месторождений на основе принципиально новых инновационных технологий с применением реабилитационных циклов еще многие годы может быть эффективной и рентабельной в сибирских регионах с развитой производственной и социальной инфраструктурой и наличием профессиональных кадров.

Другой Западной Сибири у нас пока нет.

- Перспективным является поэтапное освоение северных акваторий Западной Сибири, в основном Карского моря.
- Большие надежды связаны с глубокими горизонтами докембрия и палеозоя. В них могут быть обнаружены высокопродуктивные очаговые зоны нефтегазоносности.
- Баженовская сланцевая нефть может оказаться пока очень затратной.
- Безусловно, необходимо дальнейшее увеличение поисково-разведочных работ силами Росгеологии.
- Надо иметь в виду, что геология и недропользование — это разные понятия.
- Система недропользования в Сибири требует существенных корректив.

Библиографический список

1. Запивалов Н. П., Павлов Ф. В. Индия — путь к большой нефти, 1955–2005. — Новосибирск: Гео, 2005. — 208 с.
2. Запивалов Н. П., Шпильман К. А. Будет Сибирское Баку. — Новосибирск: Кн. изд-во, 1963. — 53 с.
3. Нефть и газ Тюмени в документах. — Свердловск: Средне-Уральское кн. изд-во, Свердловск, 1971. — 450 с.
4. История геологического поиска: к 50-летию открытия Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / Под ред. А. Шедченко; сост. Н. Балмышева, С. Потапов. — М.: Пента, 2003. — 288 с.
5. Салманов Ф. К. Сибирь — судьба моя. — М.: Молодая гвардия, 1988. — С. 131–141.
6. Запивалов Н. П. Всеми дадут геологи начало. — Новосибирск, 2002. — 52 с.
7. Геологическое строение и нефтегазоносность юга Западной Сибири по новым данным. Труды. ЗапСибНИГ-НИ. — Вып. 116. — / Под ред. Н. П. Запивалова. — Тюмень, 1976. — 145 с.

Сведения об авторе

Запивалов Николай Петрович, д. г.-м. н., академик РАН, профессор, Новосибирский государственный университет, главный научный сотрудник, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск, тел. 8(383)3332895, e-mail: ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru

Information about the author

Zapivalov N. P., Doctor of Geology and Mineralogy, Academician of the Russian Academy of Natural Sciences, Professor, Novosibirsk State University, Chief Researcher Trofimuk Institute of Petroleum-Gas Geology and Geophysics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, phone: 8(383)3332895, e-mail: ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru

УДК 550.83

О СИСТЕМНОМ ПОДХОДЕ К ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИССЛЕДОВАНИЙ ОБЪЕКТОВ КРИОЛИТОЗОНЫ ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

ON SYSTEMIC APPROACH TO INCREASING THE EFFECTIVENESS OF
RESEARCHES OF CRYOLITHOZONE OBJECTS BY GEOPHYSICAL METHODS

С. К. Туренко, К. В. Дружинина

S. K. Turenko, K. V. Druzhinina

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Институт криосферы Земли Тюменского научного центра СО РАН, г. Тюмень

*Ключевые слова: криолитозона; верхняя часть разреза; системный подход;
критерий эффективности*

Key words: cryolithozone; upper part of the section; system approach; efficiency criterion

В Российской Федерации многолетняя криолитозона занимает 2/3 территории. Это северные и северо-восточные регионы России, в пределах которых приповерхностная часть земной коры частично или полностью представлена мерзлыми горными породами, содержащими ледяные включения [1].

Криогенные объекты являются, с одной стороны, важными элементами экосистемы, требующими более глубокого изучения и мониторинга, с другой стороны, важными элементами объектов промышленного освоения (строительство и эксплуатация инженерных сооружений, поиск и разведка месторождений полезных ископаемых).

Изменение теплового режима мерзлоты и криогенные процессы по некоторым подсчетам оказываются причиной 23 % отказа технических систем и 29 % потерь добычи углеводородов [2]. Неучет мерзлоты в верхней части разреза (ВЧР) приводит к появлению ложных или существенному искажению геометрии выявленных месторождений углеводородов.

Основные задачи исследований криолитозоны [3]:

- общие исследования криолитозоны (общая геокриология): физика, химия, механика, литогенез, история мерзлых грунтов;
- исследования и мониторинг экосистемы;
- исследование геологической системы: региональные исследования, поиск и разведка полезных ископаемых, инженерно-геологические исследования.

В данной работе, с позиции промышленного освоения криолитозоны, будем ориентироваться в первую очередь на инженерно-геологические исследования.

При строительстве и эксплуатации инженерных объектов в районах криолитозоны необходимо изучать верхнюю часть геологического разреза, важнейшим элементом которой является мерзлота [2–7], и локальные техногенные изменения объектов криолитозоны.

Обобщенная модель (основные характеристики) объектов ВЧР в криолитозоне [4, 7] включает в себя геометрические параметры — сплошность, размеры по горизонтали, мощность; физические параметры — скорость упругих волн (продольных, поперечных), плотность, сопротивление, влажность и т. д.; литологию.

Особенности объектов криолитозоны таковы.

- *Разномасштабность.* Размеры от сотен километров по латерали и сотен метров по вертикали до метров и сантиметров.
- *Динамичность и неустойчивость* (относительно других объектов литосферы), что не позволяет эффективно исследовать криолитозону на основе только прямых, скважинных исследований.
- *Сплошность.* По сплошности выделяют следующие виды криолитозоны: сплошная, прерывистая, островная. Особым видом криолитозоны является реликтовая мерзлота, залегающая на глубине от десятков до сотен метров ниже поверхности земли. В чистом виде сплошная мерзлота отсутствует. Указанные виды криолитозоны представлены различным сочетанием мерзлых и талых пород.

Во многих случаях ВЧР криолитозоны можно представить [7] в виде нескольких блоков талых и мерзлых пород с вертикальными, горизонтальными и наклонными контактами, осложненными различными геокриологическими процессами и явлениями.

Указанное обуславливает повышение требований к точности, детальности и эффективности исследований объектов криолитозоны геофизическими методами. Риски при строительстве и эксплуатации инженерных сооружений будут тем меньше, чем больше точность инженерно-геологических исследований.

Основные методы исследования криолитозоны [3]:

- геологические — прямые (полевые, лабораторные);
- геофизические — косвенные (скважинные, полевые наземные).

С учетом особенностей объектов криолитозоны важное место в комплексе геофизических исследований занимают полевые геофизические методы [3–9]: сейсморазведка, электроразведка, термометрия и т. д. Среди них, с учетом резкого повышения сопротивления и скорости упругих волн в мерзлых рыхлых породах, особое место занимают малоглубинная сейсморазведка и электроразведка. Причем с учетом экономического фактора и информативности во многих случаях предпочтение отдается электроразведке.

Следует отметить, что в различных регионах ВЧР разная и внутри регионов также наблюдается большая изменчивость ВЧР, соответственно, разнятся методы и методики исследований.

Говорить в этих условиях о едином комплексе методов и методике исследований нецелесообразно.

В настоящее время накоплен большой опыт исследований криолитозоны геофизическими методами. Частично этот опыт аккумулирован в инструкциях и методических рекомендациях, большей частью ведомственных и касающихся отдельных методов, применительно к конкретным условиям [4, 7, 10, 11]. В них обобщен опыт 20–30-летней давности. В публикациях отражены, как правило, частные разработки и опыт 3–5-летней давности.

Многообразие и сложность объектов и задач исследований криолитозоны, повышение требований к эффективности ее промышленного освоения обуславливают повышение требований к эффективности геофизических исследований.

С целью повышения эффективности инженерной геофизики совершенствуют аппаратуру [7, 12], методику полевых работ [8, 13, 14], методы и методики интерпретации [14], программное обеспечение; разрабатываются новые методы исследований [15, 17].

В данной работе предлагается акцентировать внимание не на совершенствовании отдельных аспектов геофизических исследований, а на формировании решения за счет эффективной интеграции имеющихся разработок применительно к условиям конкретной задачи.

То есть речь идет о едином системном подходе (мегаметодике), позволяющем учитывать взаимосвязь основных факторов повышения эффективности исследований и настраивать (адаптировать) процесс для получения требуемого результата.

Иными словами, необходимо разработать адаптивную методику построения эффективных моделей ВЧР в условиях криолитозоны на основе использования геофизических методов.

Для этих целей предлагается рассмотреть процесс построения моделей ВЧР в условиях криолитозоны как поэтапный процесс постановки и решения задачи. При этом эффективность реализации отдельных этапов должна быть увязана с эффективностью решения задачи в целом, а также должна быть предусмотрена возможность адаптации процесса.

Реализация предлагаемого системного подхода связана с решением следующих вопросов:

- формулировка задачи исследований;
- выделение основных этапов постановки и решения задачи;
- определение основных факторов (управляемых параметров);
- определение системы критериев оценки эффективности;
- определение методики обоснования (оптимизация).

Для формулировки (постановки) задачи исследований необходимо определить, что такое задача.

В основу определения задачи положим понятия «модель задачи» и «язык описания модели».

Выбор конкретной модели и языка определяется конкретной ситуацией, преследуемой целью и интуицией исследователя.

Будем полагать, что имеем дело с задачей, если фиксированы [18, 19] $\langle \Pi, O, Y, S^a, K \rangle$.

Π — цель исследований. Конкретизируется в рамках одной из геокриологических задач, сформулированных выше. В нашем случае это, например, проведение инженерно-геологических исследований с целью обоснования строительства линейного трубопровода, мониторинга инженерно-геологической среды с целью прогноза аварийно опасных зон.

O — объект исследования. Например, центральные районы Якутии, районы среднего Ямала.

При постановке задачи на проведение исследований очень многое зависит от адекватности и полноты модели объекта исследований (физико-геологической модели).

Y — условия исследований: природные (температура, рельеф и т. д.), технические, геологические, экономические, экологические (ограничения). При этом условия исследований следует делить на управляемые (УУ) и неуправляемые (УН). Повышение эффективности исследований реализуется путем подбора УУ (управляемых параметров) с учетом всех условий постановки задачи.

S^a — множество способов исследований, из которых будет осуществляться выбор (например, рекомендуемый заказчиком комплекс методов).

K — критерий эффективности исследований (требование к результату) является функцией от показателей эффективности $K = K(p_1, p_2, \dots, p_n)$.

Здесь ($p_1, p_2, \dots, p_n$) показатели эффективности — признаки по которым осуществляется оценивание результатов деятельности. Наиболее часто при решении геологических задач используют показатели качества — H , стоимости — C , времени — T . Качество исследований может оцениваться, в частности, через погрешность построения модели ВЧР. На основе одних и тех же показателей эффективности могут формироваться различные критерии. Например, допустимое решение задачи может определяться критерием $K: H \leq H_0, C \leq C_0, T \leq T_0$, где H_0, C_0, T_0 — допустимые погрешность, затраты, время. Другой критерий $K: C \leq C_0, T \leq T_0, H \Rightarrow \min$. Выбираем модель с минимальной погрешностью при заданных ограничениях на затраты и время.

В случае, когда процесс постановки и решения задачи является многоэтапным, следует различать критерии эффективности на глобальные (задачные) — K_z и локальные — K_l (подзадачные). Задачный критерий является функцией от локальных критериев $K_z = K_z(K_{l1}, K_{l2}, \dots, K_{ln})$. Будем делить критерии на прямые (внешние, ретроспективные) — K_P , вычисляемые после решения задачи; косвенные (внутренние, прогнозные) — K_K , вычисляемые до решения задачи, исходя из внутренних свойств способа решения. Для проектирования (управления) важно наличие косвенного задачного критерия. Фактически это основа модели управления.

Заданный перечень элементов (модель) задачи может быть описан на содержательном (предметном), формальном, математическом языке. Соответственно, будем различать и уровни постановки задачи: содержательный, формальный, математический.

Основные функциональные этапы постановки и решения задач [18, 19]: постановка задачи; решение задачи (получение данных, обработка данных, интерпретация данных, построение обобщенной модели объекта исследований); оценка эффективности решения задачи.

Основные подэтапы этапа получения данных — выбор комплекса методов, сети наблюдений, методики наблюдений.

Под постановкой задачи будем понимать задание (описание) всех элементов принятой модели.

Под решением задачи — выбор (теоретическое решение) и реализацию (практическое решение) способа решения задачи.

Под оценкой эффективности — оценку соответствия результатов цели.

Эффективность решения задачи зависит от эффективности реализации перечисленных подэтапов. Каждый из подэтапов мы должны рассматривать как подзадачу основной задачи. Особенность геокриологических и инженерно-геологических задач — их слабая формализованность, значительная неопределенность задания условий задачи. Это приводит к тому, что мы должны подбирать (адаптировать) решение, варьируя условия в заданном диапазоне.

В рамках адаптивного (управляемого) подхода к реализации процесса постановки и решения задач при реализации каждого функционального этапа выделим следующие технологические подэтапы:

- проектирование (определение ключевых управляемых параметров-факторов и их значений);
- реализация;
- контроль (оценка);
- адаптация (выработка корректирующих мероприятий).

При этом критерии оценки на отдельных этапах являются локальными K_l (внутренними) по отношению к критерию K_z решения задачи в целом.

Будем считать, что система управления процессом построения моделей ВЧР в условиях криолитозоны эффективна, если удастся на основе системы локальных

критериев (Кл1, Кл2,... Клп) достаточно точно прогнозировать глобальный (задачный) критерий Кз.

При построении системы показателей и критериев будем опираться на представления теории погрешностей и теории физических и геофизических измерений [18–20].

Выводы

- Предложенный в работе системный подход к повышению эффективности геофизических исследований объектов криолитозоны основан на формализации процесса геофизических исследований как поэтапной реализации процесса постановки и решения задачи.
- Предлагаемый подход позволяет реализовать управляемость (эффективность) процесса за счет формализации (высвечивания) всех основных элементов (этапов) процесса и системы взаимосвязанных критериев эффективности функциональных этапов и решаемой задачи.
- Целесообразны апробация и развитие предлагаемого подхода для конкретных задач инженерно-геологических исследований (построение модели ВЧР).

Библиографический список

1. Building on permafrost: engineering solutions for energy efficiency. Earth Cryosphere (Kriosfera Zemli) XVIII (3) / V. P. Melnikov [et al.]. – 2014. – P. 82–91.
2. Мельников В. П., Брушков А. В., Дроздов Д. С. Современные проблемы геокриологии // Материалы Пятой конференции геокриологов России, МГУ имени М. В. Ломоносова, 14–17 июня 2016. Часть 5. Региональная историческая геокриология. – Т. 1. – М.: Университетская книга, 2016. – С. 6–26.
3. Ершов Э. Д. Методы геокриологических исследований. – М.: Изд-во МГУ, 2004. – 512 с.
4. Воронков О. К. Инженерная сейсморазведка в криолитозоне. – СПб., 2007. – 274 с.
5. Зыков Ю. Д. Геофизические методы исследования криолитозоны. – М.: Изд-во МГУ, 2007. – 264 с.
6. Якупов В. С. Геофизика криолитозоны. – Якутск: Изд-во Якутского гос. ун-та, 2008. – 342 с.
7. Смиливец О. Д. Методика и технология геофизических исследований верхней части геологического разреза при проектировании технических сооружений в нефтегазоносных районах криолитозоны: дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. – Саратов, 2003. – 226 с.
8. Верутин М. Г. Инженерная геофизика. – Гомель, 2005. – 231 с.
9. Стогний В. В. Импульсная индуктивная электроразведка таликов криолитозоны Центральной Якутии: дис. ... канд. техн. наук. – Якутск, 2003. – 124 с.
10. СП 11-105-97. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть VI. Правила производства геофизических исследований. – М.: ПНИИС Госстроя России, 2004.
11. Результаты изучения геокриологических условий арктических территорий с помощью сейсмических методов / В. П. Мельников [и др.] // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51, № 1. – С. 171–180.
12. Садурдинов М. Р. Методика донных сейсмических исследований инженерно-геокриологических условий на предельном мелководье Арктики: Автореф. дис. техн. наук. – М.: МГУ, 2013. – 109 с.
13. 3D resistivity imaging from an archaeological site in South-Western Anatolia / M. G. Drahoh [et al.] // A case study. Near Surf. Geophys. – 2007. – № 5. – P. 195–201.
14. Результаты экспериментальных исследований криогенного состояния горных пород методом георадиолокации в условиях открытой разработки месторождений криолитозоны / Д. В. Саввин [и др.] // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2011. – № 8. – С. 305–309.
15. Granite fracturing and incipient pollution beneath a recent landfill facility as detected by geoelectrical surveys / R. Mota [et al.] // Applied Geophys. – 2004. – № 57. – С. 11–22.
16. Электротомография — инновационный геофизический метод для эффективного решения инженерно-геологических задач / И. Н. Модин [и др.] // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2010. – № 1. – С. 33–36.
17. Sasaki Y., Meju M. A multidimensional horizontal-loop controlled-source electromagnetic inversion method and its use to characterize heterogeneity in aquiferous fractured cryo-stalline rocks // Geophysical Journal International – 2006. – Vol. 166, Issue 1. – P. 59–66.
18. Туренко С. К. Интерпретация данных полевой геофизики: учеб. пособие. Т. 1. – 1992. – 112 с.
19. Туренко С. К. Интерпретация данных полевой геофизики. Т. 2. – Тюмень: ТюмИИ, 1993. – 100 с.
20. Рабинович С. Г. Погрешности измерений. – Л.: Энергия, 1978. – 262 с.

Сведения об авторах

Туренко Сергей Константинович, д. т. н., заведующий кафедрой прикладной геофизики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)390341, e-mail: [turenkosc@tyuiu.ru](mailto:turenkosk@tyuiu.ru)

Дружинина Ксения Владимировна, аспирант, Институт криосферы Земли Тюменского научного центра СО РАН, г. Тюмень, тел. 89324785980, e-mail: kseni1990@mail.ru

Information about the authors

Turenko S. K., Doctor of Engineering, Head of the Department of Applied Geophysics, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)390341, e-mail: [turenkosc@tyuiu.ru](mailto:turenkosk@tyuiu.ru)

Druzhinina K. V., Postgraduate, Earth Cryosphere Institute, Tyumen Scientific Centre SB RAS, phone: 89324785980, e-mail: kseni1990@mail.ru

Бурение скважин и разработка месторождений

УДК 622.245

ОСОБЕННОСТИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ FEATURES OF WELL TEST INTERPRETATION RESULTS IN HORIZONTAL WELLS

Альшейхли Мохаммед Джавад Зейналабидин, Ш. Ж. Мирбобоев
Alsheikhly Mohammed Jawad Zeinalabideen, Sh. J. Mirboboev

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
Горно-металлургический институт Таджикистана, г. Бустон

Ключевые слова: пласт; гидродинамические исследования; давление; скважина
Key words: reservoir; well testing; pressure; well

Обработка результатов гидродинамических исследований (ГДИ) горизонтальных скважин значительно сложнее, чем аналогичная обработка результатов для скважин с вертикальным стволом. Связано это с тем, что фильтрация флюида к горизонтальному стволу имеет свои особенности, в частности, благодаря геометрическим параметрам (длине ствола и траектории, зенитному углу) расположения ствола в пласте. Геометрические параметры ствола скважины влияют также на процесс распространения или распределения давления в самом продуктивном пласте. Изучением особенностей интерпретации ГДИ таких скважин посвящено огромное количество научных статей, что также говорит об актуальности данной тематики.

Новые технологии в строительстве скважин и современное оборудование дают возможность бурить не только длинные горизонтальные стволы (более 500 м), но и многоствольные скважины различного профиля. Широкое распространение получила технология поинтервального гидроразрыва пласта (ГРП) в горизонтальных скважинах. Горизонтальные скважины применяются при разработке как нефтяных, так и газовых, и газоконденсатных залежей. Применение горизонтальных скважин активно используется для коллекторов со сложным строением, когда имеются литологические замещения и тектонические нарушения. Все это влияет на динамику распределения давления в скважинах с горизонтальным окончанием, что существенно осложняет получение достоверных характеристик пласта и призабойной зоны пласта скважины при ГДИ.

ГДИ скважин — это определенные мероприятия по записи ряда параметров, таких как давление, температура, изменение дебита, и последующая интерпретация полученных данных, а также анализ полученной информации о фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС) пластов.

Существуют исследования как на стационарных, так и на нестационарных режимах фильтрации. Максимальный объем информации возможно получить при интерпретации кривой восстановления давления (КВД) и кривой падения давления (КПД).

Обработка ГДИ дает возможность рассчитать параметры пласта и скважины, а также охарактеризовать насыщающий поровое пространство флюид. К этим параметрам относятся геометрические особенности коллектора; пластовая термобарическая составляющая; проницаемость пласта и отношение вертикальной прони-

цаемости к горизонтальной проницаемости (анизотропия); тип коллектора и его особенности; скин-фактор, коэффициенты продуктивности скважины либо приемистости.

При интерпретации ГДИ происходит решение как обратных, так и прямых задач. К основным целям гидродинамических исследований относят непосредственное определение дебитов и отбор проб флюидов для исследования их свойств; замеры давлений и температур на забое, а также давлений и температур по скважине; определение ФЕС, таких как проницаемость, скин-фактор, гидропроводность, пьезопроводность; выявление геологических признаков и форм коллектора, которые связаны с замещениями или нарушениями в коллекторе; изучение взаимовлияния скважин между собой.

Одним из последних достижений в области обработки гидродинамических исследований является метод деконволюции, который появился в различных компьютерных программных продуктах в 2006 году. Этот метод позволяет использовать информацию не только по одному участку, а весь имеющийся массив данных в совокупности. Например, в рамках одной обработки можно произвести настройку и использовать несколько кривых стабилизации и восстановления давления, полученных в результате исследований. Это означает, что постоянство дебитов в скважине является окончательным условием. Даже остановка скважины не будет при этом обязательным условием, так как можно пошагово выстроить характеристики записанного давления для нескольких полученных режимов работы эксплуатационной скважины.

Существо метода деконволюции также заключается в проведении оптимизации. Для улучшения параметров в конце процесса интерпретации используется дискретное представление исходной производной давления, с которой также проводятся манипуляции, пока она не будет отвечать выбранным данным и не выдст из производной удельную единичную характеристику изменения давления.

Необходимо, чтобы полученный график производной давления содержал такие же особенности, что и график теоретической производной давления, полученный на аналогичных численных или аналитических моделях. Чтобы добиться поставленной цели, делают автоматическое сравнение графиков производной давления.

После получения развернутой производной давления производится операция по интегрированию, и выстраивается график давления. Затем строится билогарифмический график давления и производной давления. Так как эти характеристики теоретические для постоянного дебита скважины, то производится согласование данных деконволюции с моделями депрессии.

Поскольку полученная развернутая характеристика не содержит прямого отношения к данным, а является вытекающим результатом улучшения, которое, возможно, несовершенно, необходимо смотреть за реальными полученными данными путем наложения, обратить внимание на сопоставление с данными за большой период времени по фактическому, а не развернутому сигналу.

Алгоритмы деконволюции можно рассматривать так же, как нелинейную регрессию на производной модели. Неизвестные — это индивидуальные точки, имеющиеся на производной депрессии, которые представлены на билогарифмическом графике. Эту производную возможно изменять, накладывать и интегрировать до тех пор, пока не получится лучшее соответствие данных. Метод деконволюции реализован в компьютерных программных продуктах, как EcrinSaphir, PanSystem.

Таким образом, обработка КВД в горизонтальных скважинах имеет свои сложности, например, для наступления режима фильтрации позднего радиального притока, по которому рассчитывают основные параметры, требуется достаточно много времени, больше чем для вертикальных скважин, и при этом продолжительные исследования могут сопровождаться проявлением влияния граничных условий со стороны коллектора и окружающих эксплуатационных скважин.

Библиографический список

1. Зейн Аль-Абидин М. Д., Сохошко С. К., Саранча А. В. Разработка дизайна гидродинамического исследования нефтяной скважины в нефтегазоконденсатном коллекторе с применением методов трехмерного численного моделирования // Фундаментальные исследования. – 2016. – № 4 (часть 1). – С. 47–51.

Сведения об авторах

Альшейхли Мохаммед Джавад Зейналабидин, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, ассистент кафедры нефтегазового дела, Киркукский университет, г. Киркук, тел. 89829327362, e-mail: mehemet80@yahoo.com

Мирбобоев Шухрат Ж., преподаватель кафедры геологии и нефтегазового дела, Горно-металлургический институт Таджикистана, г. Бустон, тел. 8(992)92939977797, e-mail: mirboboev88@mail.ru

Information about the authors

Alsheikhly Mohammed Jawad Zeinalabideen, Post-graduate at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, Assistant at the Department of Petroleum Engineering, University of Kirkuk, phone: 89829327362, e-mail: mehemet80@yahoo.com

Mirboboev Sh. J., Lecturer at the Department of Geology and Petroleum Engineering, Mining Metallurgical Institute of Tajikistan, Buston, phone: 8(992)92939977797, e-mail: mirboboev88@mail.ru

УДК 622.243.2

КОМПОНОВКА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОФИЛЯ СКВАЖИНЫ С НЕСКОЛЬКИМИ УЧАСТКАМИ НАБОРА УГЛА THE LAYOUT OF DRILLING STRING FOR IMPLEMENTATION OF THE PROFILE BUILD-AND-HOLE WELLBORE

Е. Г. Гречин, В. Г. Кузнецов, Г. А. Кулябин, Я. М. Курбанов

E. G. Grechin, V. G. Kuznetsov, G. A. Kulyabin, Ya. M. Kurbanov

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: компоновка бурильной колонны; винтовой забойный двигатель-отклонитель; искривленный переводник; напряженно-деформированное состояние; центратор; долото PDC

Key words: bottomhole assembly; screw steerable motor; curved sub; stress-deformed state; centralizer; PDC bit

В Западной Сибири при бурении нефтяных и газовых скважин, как наклонных, так и с горизонтальным окончанием, широкое применение имеет комбинированная технология с использованием управляемого винтового забойного двигателя-отклонителя (ВЗДО). Реализация любых участков проектного профиля, включая тангенциальные, при такой технологии возможна только при чередовании направленного бурения и бурения в режиме вращения бурильной колонны. Это приводит к ухудшению качества ствола скважины. Ось скважины приобретает извилистую форму с локальными искривлениями, а на ее стенках могут образовываться уступы [1]. Если отвлечься от негативных последствий этого, связанных с креплением скважины, возникают проблемы при ее проводке, заключающиеся в значительном возрастании сил сопротивления при движении бурильной колонны в скважине, а также связанные с ее управляемостью в режиме направленного бурения [1, 2].

На рисунке 1 показана форма оси скважины при бурении под эксплуатационную колонну интервала применения комбинированной технологии [3]. Компоновка включала ВЗДО с углом перегиба $1,3^{\circ}$; долото PDC диаметром 220,7 мм, зенитный угол 60° .

На глубине 2 550 м начались проблемы с обеспечением равномерной подачи долота и управляемостью компоновки. Инструмент зависал, затем компоновка периодически срывалась, и происходило скачкообразное изменение положения ВЗДО (угла установки отклонителя). Бурение было продолжено в режиме вращения, и произошло максимальное отклонение оси скважины от проекта, составившее 5,1 м на глубине 2 605 м по стволу (1 743 м по вертикали).

Наличие значительных искривлений оси скважины, включая локальные (на рисунке 1 они не показаны), привело к осложнениям при подъеме буровой колонны с глубины 3 000 м.

Долота PDC позволяют пробурить большой интервал (2 000 м и более). При этом обеспечивается гладкий ствол, имеющий правильную геометрическую форму. Но ввиду большой моментоемкости этих долот возникают трудности с поддержанием требуемого угла установки отклонителя вследствие возрастания угла закручивания под действием реактивного момента. Зачастую приходится отказываться от долот PDC, но при переходе на шарошечные долота значительно ухудшаются технико-экономические показатели бурения.

Разработаны различные устройства, целью которых являются доведение требуемой равномерной нагрузки на долото и улучшение управляемости компоновки [3]. Например, распорные устройства позволяют устранить поворот отклонителя, но они сложны и прихватоопасны. Забойные гидравлические нагрузжатели ВЗД позволяют увеличить доводимую к долоту нагрузку за счет увеличения перепада давления в нижней части компоновки. Забойный корректор подачи-демпфер, разработанный в ООО НПП «БУРИНТЕХ», применяется, когда движение буровой колонны происходит неравномерно. Скважинные вибраторы-осцилляторы предназначены для снижения силы трения при движении буровой колонны. Управляемый в забойных условиях центратор фирмы «Андергейдж» позволяет корректировать зенитный угол при вращении буровой колонны. Однако перечисленные устройства по разным причинам не нашли широкого применения.

Изложенное позволяет сделать вывод, что при бурении скважин с большими величинами смещения забоя от вертикали и значений зенитного угла, и особенно с горизонтальным окончанием, профиль скважины должен обеспечивать минимальные силы сопротивления при движении буровой колонны. Наибольшие осложнения возникают при использовании S-образного профиля, поэтому для реализации направляющего участка таких скважин применяется J-образный профиль. При этом чем больше будет радиус искривления скважины, тем меньше будут силы сопротивления.

Однако во многих случаях реализовать протяженные участки малоинтенсивного набора зенитного угла не представляется возможным ввиду большого объема направленного бурения и особенностей профиля скважины. Таким образом, при больших смещениях точки вскрытия пласта от вертикали оптимальным будет профиль, имеющий несколько участков увеличения зенитного угла, выполненных по большому радиусу кривизны, чередующихся с участками стабилизации, проводимыми в режиме вращения буровой колонны. Параметры реальной скважины представлены в таблице 1.

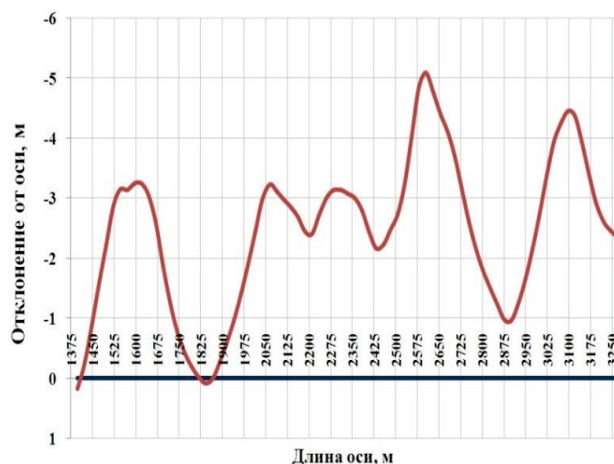


Рис. 1. Отклонение фактического профиля от проектного

Параметры искривления скважины

Наименование параметра	Значение
Глубина скважины, м	3 784,65
начало 1-го интервала набора зенитного угла	2 150,00
начало 1-го интервала стабилизации	2 461,29
начало 2-го интервала набора зенитного угла	3 232,06
начало 2-го интервала стабилизации	3 647,12
начало 3-го интервала набора зенитного угла	3 662,88
начало 3-го интервала стабилизации	3 673,65
начало 4-го интервала набора зенитного угла	3 675,65
начало 4-го интервала стабилизации	3 686,68
начало субгоризонтального участка ($\alpha = 85,5^\circ$)	3 675,65
отклонение забоя в точке вскрытия пласта	961,72
Проектные радиусы искривления интервалов увеличения зенитного угла, м	
первого интервала (R1)	818,51
второго интервала (R2)	707,36
третьего интервала (R3)	716,20
четвертого интервала (R4)	651,09

Скважина глубиной 3 784 м по вертикали имеет субгоризонтальный участок длиной 1 001 м. Направляющий участок содержит четыре интервала набора зенитного угла и четыре интервала стабилизации. Радиусы искривления участков относятся к группе больших радиусов и находятся в пределах 650–820 м. Такой профиль скважины позволяет применить обычную технологию бурения с помощью управляемого ВЗДО в сочетании с долотами PDC диаметром 220,7 мм.

С учетом геологических условий профиль скважины можно изменить таким образом, чтобы на всех участках набора зенитного угла был одинаковый радиус искривления оси скважины. Обычно применяемые компоновки низа буровой колонны (КНБК) не дают стабильных результатов по реализации этого параметра. Для того, чтобы отклонения фактического профиля от проектного были минимальными, нужно как можно более точно выдержать запроектированный радиус искривления всех участков скважины. В работах [4, 5] отмечается, что отклоняющая компоновка с двумя центраторами дает более стабильные показатели искривления скважины. В расчетной схеме осуществляется взаимодействие компоновки со стенками скважины.

Для того чтобы низ инструмента как можно более точно следовал по заданной дуге окружности радиусом R , требуется увеличить число точек соприкосновения элементов КНБК со стенкой скважины. При этом необходимо, чтобы опорные элементы компоновки не оказывали существенного влияния на условия очистки ствола скважины при бурении в режиме скольжения.

Таким требованиям удовлетворяет схема, представленная на рисунке 2.

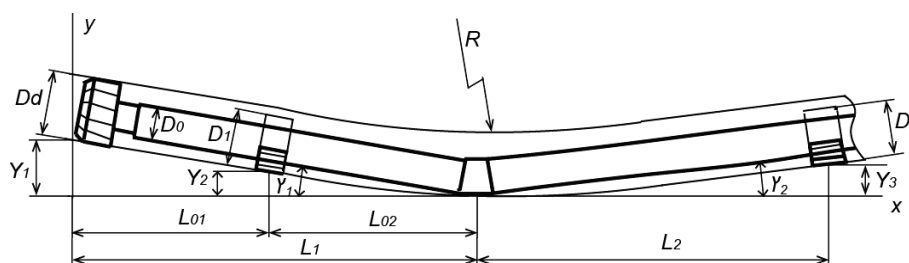


Рис. 2. Схема взаимодействия компоновки со стенками скважины

Из условий работы компоновки опорные элементы располагаются в плоскости искривления ВЗДО со стороны наружной части искривленного переводника. Для удобства описания эти опорные элементы обозначены как полные центраторы, имеющие диаметры D_1 (нижний) и D_2 (верхний).

Для реализации приведенной схемы вписываемости компоновки в дугу окружности заданного радиуса R должны быть выполнены следующие условия:

$$(x - L_1)^2 + (y - R)^2 = R^2, \quad (1)$$

$$Y_1 = [L_1 \gamma_1 - (Dd - D_0)/2], \quad (2)$$

$$Y_2 = [L_{02} \gamma_1 - (D_1 - D_0)/2], \quad (3)$$

$$Y_3 = [L_2 \gamma_2 - (D_2 - D_0)/2]. \quad (4)$$

Первое условие представляет собой уравнение окружности, которому подчиняется дуга радиусом R в принятой системе координат.

Уравнения (2)–(4) отображают соотношения геометрических параметров компоновки. Кроме того, должно выполняться условие

$$\gamma_1 + \gamma_2 = \gamma, \quad (5)$$

где γ — угол перекоса искривленного переводника ВЗДО.

При бурении глубоких наклонных скважин и скважин с горизонтальным окончанием с большими отходами от вертикали точки вскрытия пласта часто приходится бурить протяженный участок под эксплуатационную колонну с помощью компоновки: долото диаметром 220,7 мм (PDC) и ВЗДО диаметром 172–176 мм. Угол перекоса искривленного переводника обычно составляет 1–1,5°.

В таблице 2 представлены результаты расчета приведенной системы уравнений при следующих параметрах компоновки: $L_{01} = 1$ м; $L_{02} = 1,25$ м; L_2 изменяется в пределах 1–5 м. Угол перекоса искривленного переводника ВЗДО составляет 1°, 1,25°, 1,5°; диаметр долота 220,7 мм. Прочерки поставлены в тех случаях, когда диаметр верхнего центратора превышает диаметр долота.

Таблица 2

Расчетные значения геометрических параметров компоновок

Радиус кривизны скважины R , м	600	700	800
Диаметр нижнего центратора D_1 , м	201,1	200,8	200,6
Расстояние от переводника	Диаметр верхнего центратора D_2 , м; $\gamma = 1,0^\circ$		
1	179,8	180,6	181,2
2	184,3	186,3	187,1
3	185,5	189,2	192,0
4	183,3	189,3	193,7
5	177,8	186,4	192,9
	$\gamma = 1,25^\circ$		
1	188,5	189,3	189,9
2	201,8	203,8	205,3
3	211,6	215,4	218,2
4	218,2	—	—
5	—	—	—
	$\gamma = 1,5^\circ$		
1	197,3	198,0	198,6
2	219,2	—	—

Диаметр нижнего опорного элемента мало зависит от радиуса кривизны и совсем не зависит от геометрических параметров верхнего плеча компоновки, нахо-

дящегося выше искривленного переводника. Формирование траектории скважины в виде дуги радиусом R определяется главным образом верхним опорным элементом. На рисунке 3 показано влияние диаметра и расположения верхнего центратора на траекторию скважины.



Рис. 3. Влияние размеров и расположения верхнего опорного элемента на радиус искривления скважины

По результатам расчетов можно отметить следующие закономерности:

- с удалением верхнего центратора от узла искривления его влияние на формирование траектории возрастает;
- при увеличении угла перегиба ВЗДО возможности реализации дуги радиусом 600–800 м резко сокращаются, например, при $\gamma = 1,5^\circ$ варианты почти отсутствуют, при $\gamma = 1,25^\circ$ приемлемы два варианта ($L_2 = 2–3$ м);
- при радиусе кривизны 600 м возможны эффективные варианты с установкой верхнего опорного элемента на расстоянии 3...5 м от искривленного переводника;
- если установить верхний центратор на два разных расстояния от переводника, можно получить одинаковый радиус искривления оси скважины; например, $R = 600$ м получается при установке центратора диаметром 182 мм на расстоянии 1,5 и 4,3 м (см. рис. 3).

При удалении верхнего опорного элемента на 4–5 м может потребоваться дополнительный расчет на жесткость компоновки. При выборе варианта нужно предпочесть компоновку с минимальными диаметрами опорных элементов, которые конструктивно могут быть выполнены, например в виде накладок на корпусе забойного двигателя.

Таким образом, в целом можно сделать вывод, что при угле перегиба ВЗДО в пределах $1–1,3^\circ$ можно создать компоновку с небольшими размерами опорных элементов, надежно обеспечивающую радиус искривления 600–700 м, что позволит повысить точность реализации проектного профиля и уменьшить объем направленного бурения.

Библиографический список

1. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин / А. С. Повалихин [и др.] – М.: ЦентрЛит-НефтеГаз, 2011. – 647 с.
2. Повалихин А. С., Рогачев О. К. Управление двигателем-отклонителем и телеметрическое сопровождение направленного бурения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2006. – № 3. – С. 6–9.
3. Григорьев Д. В., Гречин Е. Г. Проблемы, связанные с формированием ствола при бурении наклонно-направленных скважин, и пути их решения // Нефть и газ Западной Сибири: материалы междунар. науч.-технич. конф. – Т. 4. Бурение нефтяных и газовых скважин, машины и оборудование промыслов. Материалы и технология нефтяного машиностроения. Химия, нефтехимия и технология переработки нефти и газа / ТюмГНГУ; отв. ред. П. В. Евтин. – Тюмень, 2015. – С. 54–59.
4. Прохоренко В. В. Отклоняющие КНБК для бурения направленных скважин комбинированным способом // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 6. – С. 5–11.
5. Прохоренко В. В. Искривление ствола скважины при бурении двигателями-отклонителями с двумя центраторами // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 12. – С. 4–6.

Сведения об авторах

Гречин Евгений Глебович, д. т. н., профессор кафедры прикладной механики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283354, e-mail: grechineg@tyuiu.ru

Information about the authors

Grechin E. G., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Applied Mechanics, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283354, e-mail: grechineg@tyuiu.ru

Кузнецов Владимир Григорьевич, д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, 8(3452)390363, e-mail: burenie@rambler.ru

Кулябин Геннадий Андреевич, д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)390363, e-mail: kuljabinga@tyuiu.ru

Курбанов Яраги Маммаевич, д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)390363, e-mail: kurbanovjm@tyuiu.ru

Kuznetsov V. G., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)390363, e-mail: burenie@rambler.ru

Kulyabin G. A., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)390363, e-mail: kuljabinga@tyuiu.ru

Kurbanov Ya. M., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)390363, e-mail: kurbanovjm@tyuiu.ru

УДК 622.276.432;622.276.66

**АВТО-ГРП НА НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ
В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ**
WATERFLOOD-INDUCED FRACTURE ON THE INJECTION WELLS
IN LOW-PERMEABILITY RESERVOIR OF ACHIMOV SEQUENCE

А. В. Климов-Каяниди, Р. Т. Алимханов, Е. С. Агуреева, Р. М. Сабитов
A. V. Klimov-Kayanidi, R. T. Alimkhanov, E. S. Agureeva, R. M. Sabitov

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

Ключевые слова: пластовое давление; система поддержания пластового давления; нагнетательные скважины; авто-ГРП; трещина ГРП; низкопроницаемый коллектор

Key words: reservoir pressure; reservoir pressure maintenance system; injection wells; waterflood-induced fracture; hydraulic fracture; low-permeability reservoir

Введение

Ачимовская толща характеризуется высокой неоднородностью (коэффициент расчлененности — 20,7) и низкими коллекторскими свойствами (пористость — 15,7 %, песчаность — 0,28 д.ед.). Значение проницаемости по объекту варьируется от $0,2 \cdot 10^{-3}$ до $3 \cdot 10^{-3}$ мкм² и в среднем составляет $0,8 \cdot 10^{-3}$ мкм². Это делает невозможным экономически рентабельную разработку месторождения без использования гидроразрыва пласта (ГРП) [1, 2] и системы поддержания пластового давления (ППД).

На месторождении используется система ППД с вытеснением нефти водой. При закачке возникает множество осложняющих факторов [3–5], таких как уменьшение приемистости скважин со временем, кинжальные прорывы воды по высокопроницаемым пропласткам к забоям добывающих скважин, утечка нагнетаемой воды в другие, не целевые пласты, образование трещин авто-ГРП и т. д.

С целью поиска решений данных проблем было проведено комплексное исследование, в результате которого выявлено, что информация, получаемая с нагнетательных скважин, используется недостаточно эффективно для определения особенностей влияния системы ППД на выработку запасов и достижение проектного коэффициента извлечения нефти (КИН).

На месторождении существует развитая техногенная трещиноватость, полученная в результате ГРП в добывающих и нагнетательных скважинах и от эффекта авто-ГРП в нагнетательных скважинах при превышении давления закачки над давлением разрыва горной породы. При этом эффект авто-ГРП в нагнетательных скважинах и его влияние на выработку запасов остаются недостаточно изученными.

Все это говорит о необходимости более детального изучения вопросов регулирования режимов работы нагнетательных скважин и комплексного подхода к рассмотрению эффекта от авто-ГРП.

Цель работы — разработка рекомендаций по регулированию режимов работы нагнетательных скважин в условиях образования трещин авто-ГРП.

Объект исследования — ачимовская толща одного из месторождений Западной Сибири. *Предмет исследования* — система ППД при разработке ачимовской толщи в условиях техногенной трещиноватости и применяемых методов поддержания пластового давления. *Методами исследования* являются анализ и обобщение фактической геолого-промысловой информации, анализ литературных данных по теме исследования.

Месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской равнины. Ачимовская толща объединяет пласты Ач₁, Ач₂¹, Ач₂² и Ач₃. Все пласты представляют единый объект разработки. Средняя глубина залегания — 2 427 м. Первые промышленные притоки нефти из пластов на данном месторождении получены в 2001 году. Состояние фонда скважин на 01.01.2018 г представлено в таблице.

Состояние фонда скважин ачимовской толщи

Тип	Кол-во скважин	Из них			
		В бездействии	В консервации	Остановленные	Пьезометрические
Нефтяные	305	15	5	14	9
Нагнетательные	139	10	4	6	3
Всего	444	25	9	20	12

Ачимовская залежь разбурена девятиточечной сеткой скважин с расстоянием между ними $500 \cdot 500$ м. При уплотнении сетки разбуриванием боковых стволов расстояние от нагнетательной до добывающей скважины может составлять от 200 до 800 м (рис. 1).

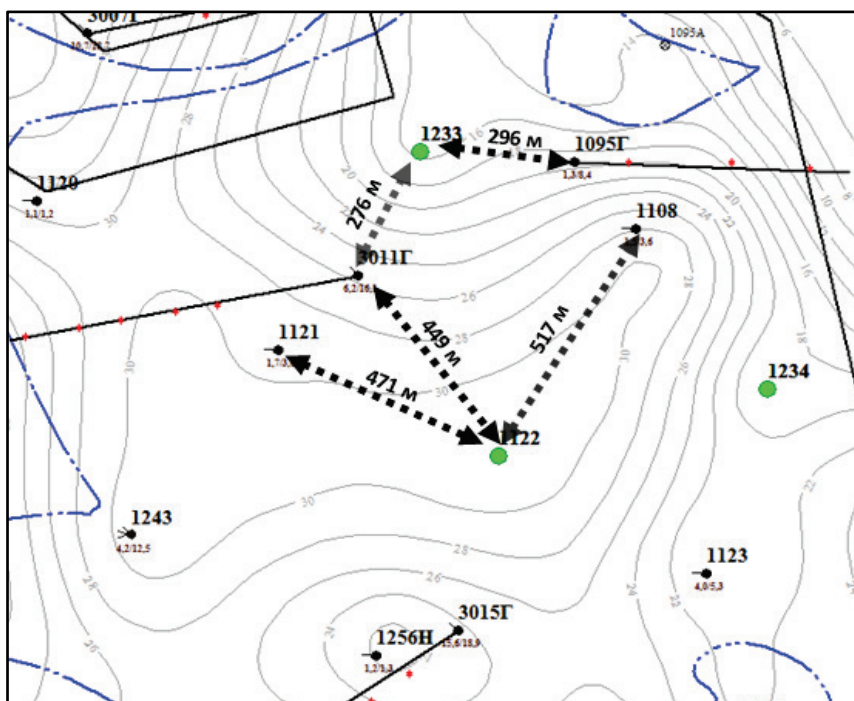


Рис. 1. Фрагмент схемы расположения скважин ачимовской толщи

График разработки залежи приведен на рисунке 2. Как видно из рисунка, начальное пластовое давление в залежи составляло 250 атм, давление насыщения — 107,5 атм. Разработка залежи ведется с 2002 года. Система ППД организована в 2004 году. Текущая компенсация отборов закачкой в разные годы достигала 250–270 %. Накопленная компенсация отбора закачкой достигла значения 100 % в 2011 году и, постепенно возрастаая, в 2017 году уже составила 170 %.

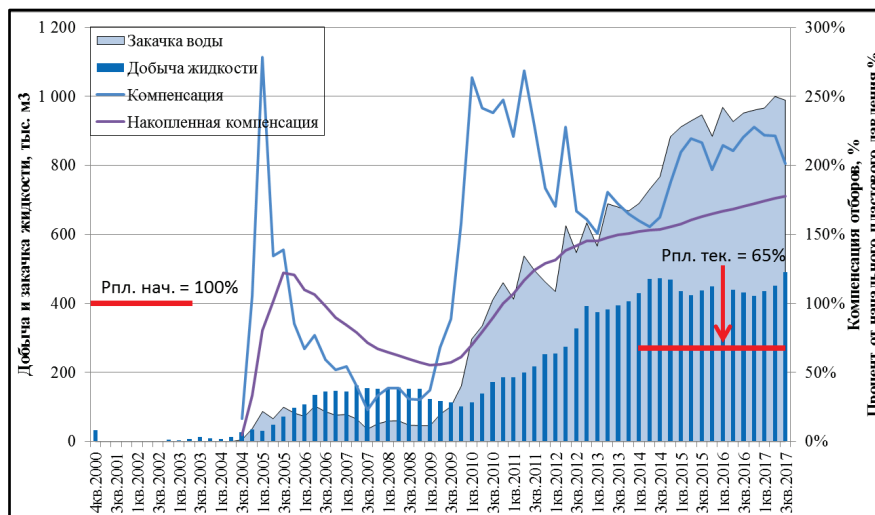


Рис. 2. Текущие показатели отборов и компенсации ачимовской толщи

Несмотря на наличие значительной перекомпенсации отборов закачкой, наблюдается ухудшение энергетического состояния залежи. Среднее пластовое давление в 2012 году составляло 221 атм. Текущее пластовое давление — 163 атм, что свидетельствует о непроизводительной закачке воды. Доля неэффективной закачки может составлять до 70 %.

Авто-ГРП в нагнетательных скважинах

В скважинах, где давление нагнетания превышает давление разрыва горной породы, способны развиваться техногенные трещины авто-ГРП, которые могут увеличивать приемистость нагнетательных скважин [6, 7].

Знание величины давления разрыва особенно актуально для нагнетательных скважин с целью регулирования их режима работы. Анализ давления разрыва, замеренного глубинным манометром во время ГРП в нагнетательных и добывающих скважинах, показал, что среднее давление разрыва по ачимовской толще составило 392 атм.

Основным отличием трещин авто-ГРП от трещин ГРП является то, что они не заполняются проппантом, следовательно, существует возможность их смыкания при снижении давления нагнетания ниже давления разрыва и раскрытия при его увеличении. Таким образом создается динамическая неоднородность по проницаемости в межскважинном пространстве. Данная неоднородность хорошо видна при анализе графиков Холла [8], особенно в периоды остановки и запуска нагнетательных скважин после проведения геолого-технологических мероприятий (рис. 3).

В существующих условиях трещины авто-ГРП могут являться продолжением техногенных трещин, созданных в процессе ГРП, и увеличивать охват заводнением в пласте по площади и по разрезу. Данный факт при прогнозировании трещин авто-ГРП и контроле за их образованием позволит избежать негативных последствий, таких как опережающее обводнение продукции из-за прорыва воды к забоям добывающих скважин [9]; сложность достижения проектного КИН из-за оставшихся в пласте неза- тронутых целиков нефти; сложность контроля за фронтом вытеснения из-за факторов неопределенности, возникающих в процессе развития трещины авто-ГРП.

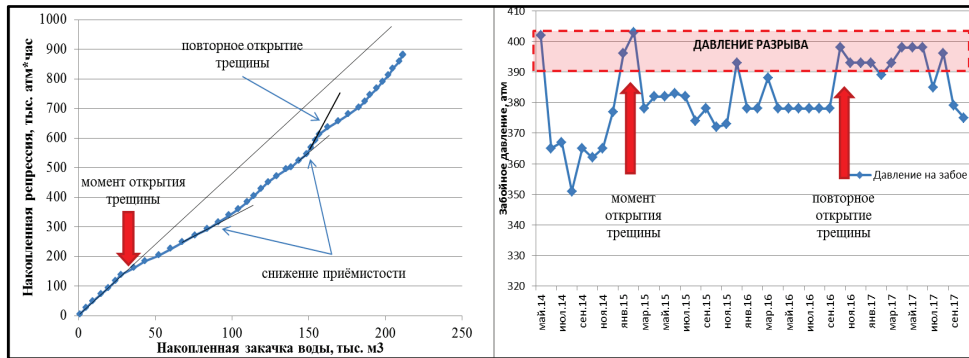


Рис. 3. График Холла и давление нагнетания скв. 1122

Управление данным процессом можно считать одним из инструментов гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов (ПНП). Его можно сопоставить с нестационарным заводнением. Для этого требуется попеременное увеличение — уменьшение давления закачки выше и ниже давления разрыва горной породы (пульсирующая закачка). При этом происходят открытие и закрытие трещины авто-ГРП, изменение фильтрационных потоков и подключение не затронутых ранее пропластков.

Для применения данного метода требуются проведение геолого-промыслового анализа и установка дополнительного оборудования на нагнетательных скважинах (насосы для возможности регулирования объемов и давления нагнетания в широких пределах, интеллектуальные датчики на устье) с целью регулирования давления закачки в режиме онлайн.

Для выработки критерия применимости данного метода необходимы дальнейшие исследования. Например, на участках с высокой обводненностью продукции добывающих скважин, где давление закачки превышает давление разрыва, применение данного метода может оказаться нецелесообразным. В таких случаях необходимо снижение давления нагнетания с целью перераспределения закачки.

При планировании ГРП на нагнетательных скважинах с целью увеличения приемистости необходимо учитывать существующие возможности системы ППД, поскольку давление закачки непосредственно влияет на приемистость скважины, и в случае его недостатка будет получен низкий эффект от ГРП (рис. 4) [10], что недопустимо из-за высокой стоимости проведения работ. В этом случае стоит рассмотреть возможность регулирования закачки с целью управления эффектом авто-ГРП.

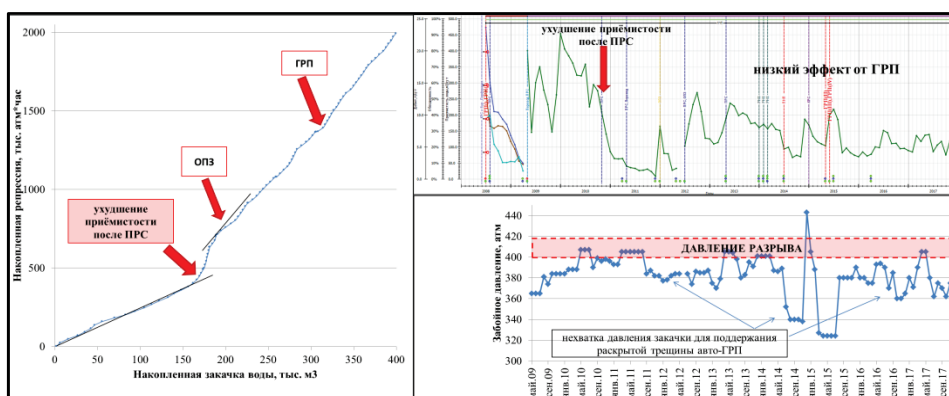


Рис. 4. График Холла, график приемистости и график давления закачки на скважине с ГРП

Выводы

Система ППД ачимовской толщи не обеспечивает поддержание энергетики на должном уровне, несмотря на наличие накопленной компенсации отбора закачкой на уровне 170 %.

Для нагнетательного фонда скважин при превышении значения забойного давления над значением давления разрыва горной породы характерно образование трещин авто-ГРП.

В результате анализа режимов работы нагнетательных скважин можно дать следующие рекомендации:

- при планировании режимов работы нагнетательных скважин необходимо использовать эффект авто-ГРП для управления выработкой запасов как дополнение к гидродинамическим методам ПНП;
- для применения данного метода требуются постоянное проведение геолого-промыслового анализа и установка дополнительного оборудования (насосы для нагнетания, интеллектуальные датчики на устье) на нагнетательных скважинах, которое позволит контролировать и управлять процессом;
- для выработки критерия применимости данного метода необходимо исследование данного вопроса с использованием гидродинамических моделей.

Библиографический список

1. Главнов Н. Г., Квеско Б. Б. Анализ развития техногенных трещин на нагнетательных скважинах Крапивинского месторождения // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 319, № 1. – С. 162–166.
2. Jennings A. R., Enhanced Jr. P. E. Well Stimulation, Inc. – 2003. – 163 p.
3. Satter A., Iqbal G. M., Buchwalter J. L., Practical Enhanced Reservoir Engineering. – Tulsa, Okla: Pennwell, 2008. – 492 p.
4. Wolcott D., Applied Waterflood Field Development. – Energy Tribune Publishing, 2009. – P. 10.
5. Dakem L. P. The practice of reservoir engineering. – Revised Edition. – Elsevier, 2001. – 392 p.
6. Исследование развития трещин авто-ГРП на опытном участке Приобского месторождения с линейной системой разработки / В. В. Мальцев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 5. – С. 70–73.
7. Специальные гидродинамические исследования для мониторинга за развитием трещин ГРП в нагнетательных скважинах / В. А. Байков [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 65–75.
8. Балин Д. В. Экспресс-оценка вероятности наличия трещин авто-ГРП // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна: материалы междунар. науч.-техн. конф. – Тюмень, 2016. – С. 42–45.
9. Балин Д. В., Семенова Т. В. О влиянии процесса авто-ГРП на величину накопленной добычи нефти // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 1. – С. 43–47.
10. Остапчук Д. А., Синцов И. А. Оптимизация проведения ГТМ в нагнетательных скважинах, работающих с высокими забойными давлениями // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна. Материалы междунар. науч.-техн. конф. – Тюмень, 2016. – С. 107–109.

Сведения об авторах

Климов-Каяниди Александр Викторович, инженер, филиал ООО «Лукойл-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, тел. 8995498626, e-mail: Klimov-KayanidiAV@tmn.lukoil.com

Алимханов Рустам Тагирович, ведущий специалист, филиал ООО «Лукойл-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, тел. 8(3452)545213, e-mail: AlimhanovRT@tmn.lukoil.com

Агуреева Елена Сергеевна, начальник отдела, филиал ООО «Лукойл-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, тел. 8(3452)545213, e-mail: AgureevaES@tmn.lukoil.com

Сабитов Рамиль Магирович, инженер 1 категории, филиал ООО «Лукойл-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, тел. 8(3452)545213, e-mail: SabitovRM@tmn.lukoil.com

Information about the authors

Klimov-Kayanidi A. V., Engineer, Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft» in Tyumen, phone: 8995498626, e-mail: Klimov-KayanidiAV@tmn.lukoil.com

Alimkhanov R. T., Leading Specialist, Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft» in Tyumen, phone: 8(3452)545213, e-mail: AlimhanovRT@tmn.lukoil.com

Agureeva E. S., Head of the Department, Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft» in Tyumen, phone: 8(3452)545213, e-mail: AgureevaES@tmn.lukoil.com

Sabitov R. M., Engineer of the 1st Category, Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft» in Tyumen, phone: 8(3452)545213, e-mail: SabitovRM@tmn.lukoil.com

УДК 622.276

**ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПУТЕМ ЗАКАЧКИ ВОДЫ
В ГОРИЗОНТАЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ В УСЛОВИЯХ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ
НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ПЛАСТА ПК₁₋₃**

ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

RESERVOIR PRESSURE MAINTENANCE BY WATER INJECTION
INTO HORIZONTAL WELLS AT THE CONDITION OF THE GEOLOGICAL
UNCERTAINTY IN CONTINENTAL DEPOSITS OF HIGH-VISCOSITY
OIL OF PK₁₋₃ FORMATION OF THE
VOSTOCHNO-MESSOYAKHSKOYE OIL FIELD

И. В. Коваленко, С. К. Сохошко, Н. Н. Плешанов

I. V. Kovalenko, S. K. Sokhoshko, N. N. Pleshanov

ООО «Газпромнефть — НТЦ», г. Тюмень

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: система поддержания пластового давления; линии тока; циклит;
система разработки*

Key words: flooding system; streamlines; cyclite; exploitation system

Восточно-Мессояхское месторождение на данный момент находится на стадии активного ввода в промышленную эксплуатацию. По мере разбуривания залежи пласта ПК₁₋₃ (верхнепокурская свита, сеноман, верхний мел) представление о геологическом строении усложнялось: от массивной нефтяной залежи при открытии месторождения до массивной залежи с газовой шапкой и фациально-блоковым строением. В настоящее время представление о геологическом строении продуктивного интервала следующее: разрез состоит из трех интервалов (циклитов), разделенных первоначально поверхностями затопления. Отложения каждого циклита имеют различные пределы выдержанности, связанности и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), что обусловлено условиями формирования. Циклит *А* (ПК₁) — мелководно-морские отложения фронта дельт, циклит *В* (ПК₂) — отложения надводной части дельтовой равнины, циклит *С* (ПК₃) — отложения речной системы (меандрирующих русел). При переходе от нижнего циклита к верхнему циклиту ухудшаются как связанность песчаных тел, так и песчанистость, и ФЕС. Характер границ между циклитами неодинаковый: граница между циклитами *А* и *В* имеет первоначальный согласный характер, благодаря чему в кровельной части циклита *В* преобладают глинистые отложения. Это обуславливает гидродинамическую разобщенность отложений циклитов *А* и *В* (установлено по данным исследований ХРТ — обнаружен различный градиент давлений в интервалах циклитов). Граница между циклитами *В* и *С* охарактеризована как несогласие, обусловленное особенностями формирования отложений циклита *В*: развивающиеся дельтовые каналы эрозионно врезались в глинистые отложения кровельной части циклита *С*, размывая их (рис. 1). Исходное (стратиграфическое) положение границ циклитов определено с помощью средней кривой $\alpha_{\text{пс}}$ [1], однако в работе принята литологическая (несогласная) граница между отложениями циклитов *В* и *С*, отделяющая наиболее продуктивные отложения циклита *С*.

Таким образом, установленная латеральная и вертикальная неоднородность пласта требует уточнения подхода к разработке залежи, в том числе индивидуального подхода к размещению добывающих и нагнетательных скважин в интервале каждого циклита. По результатам геолого-промыслового анализа было выявлено отчетливое разделение скважин по продуктивности в зависимости от принадлежности к циклиту, обусловленной геологической обстановкой каждого циклита.

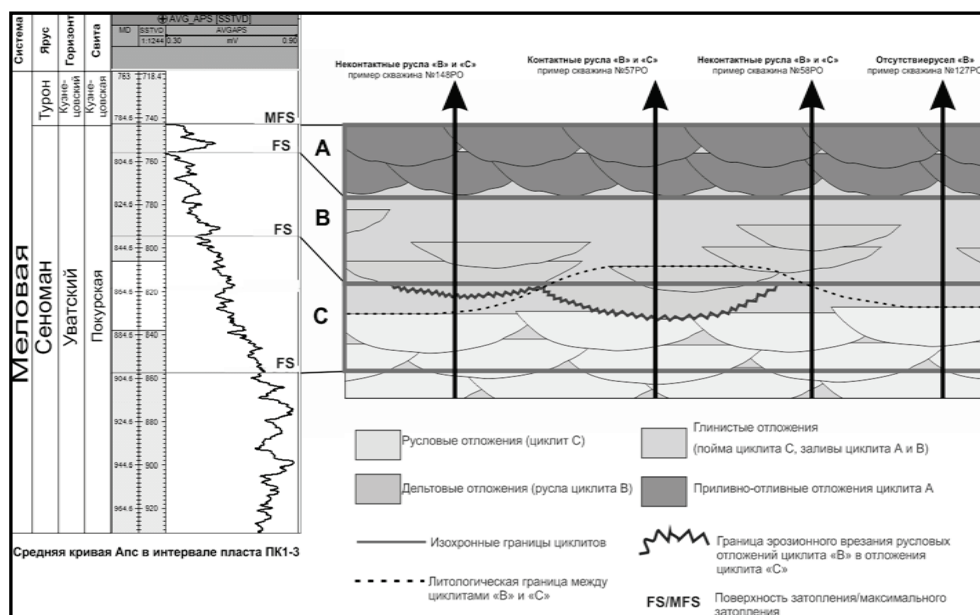


Рис. 1. Принципиальная схема строения продуктивного разреза

Основные запасы нефти в пределах контура бурения сосредоточены в циклитах В и С, при этом скважины циклита В характеризуются низкой продуктивностью, что связано с высокой латеральной неоднородностью и хаотичным расположением в разрезе песчаных тел. По циклиту С, напротив, согласно геологическим предположениям, циклит хорошо прогнозируется и подтверждается промысловым бурением. В этой связи было принято решение уплотнить фонд скважин в циклит С за счет сокращения межрядного расстояния с 300 до 150 м с учетом изменения экономических макропараметров компании в лучшую сторону.

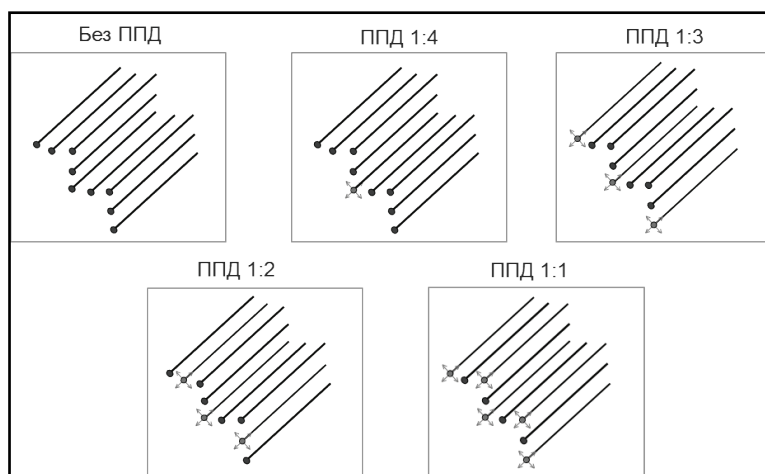


Рис. 2. Рассмотренные системы поддержания пластового давления

Разработка месторождения предполагается с системой поддержания пластового давления (ППД) путем закачки воды. Ранее на этапе опытно-промышленных работ (ОПР) была опробована эффективность ППД на элементах разработки базовой

системы с межрядным расстоянием 300 м. Эффективность ППД была подтверждена с ограничениями по забойному давлению нагнетательных скважин не более 120 атмосфер при пластовом давлении 78 атмосфер. Но результаты ОПР нельзя напрямую транслировать на сетку с межрядным расстоянием 150 м.

Реализация ППД в высокопродуктивном коллекторе циклита *С* с межрядным расстоянием 150 м характеризуется рядом неопределенностей, связанных со временем отработки нагнетательных скважин, активностью подошвенных вод и рисками латерального прорыва воды. В данной работе приведен анализ гидродинамических расчетов возможных сценариев эффективности ОПР на одном из кустов пласта ПК₁₋₃ по оптимизированной системе разработки циклита *С*.

Оптимизация системы ППД. Для циклита *С* с учетом опции уплотнения сетки претерпела изменения также и система ППД. С учетом неопределенности по активности подошвенных вод рассмотрены варианты на различное соотношение нагнетательных и добывающих скважин (рис. 2).

Согласно приведенным расчетам гидродинамического моделирования на секторе пласта ПК₁₋₃ наилучшим вариантом по накопленным отборам на куст является

вариант с соотношением нагнетательных и добывающих скважин 1:2 (рис. 3).

Также были определены рентабельные толщины для данной системы в условиях коллекторских свойств циклита *С* и в текущих макропараметрах компании, которая составила 12 м. Таким образом, для циклита *С* была выделена уверенная зона с нефтенасыщенными толщинами более 12 м, в пределах которой была проведена оптимизация системы разработки.

ОПР ППД. Для оценки эффективности системы ППД в циклите *С* и снятия рисков по



Рис. 3. Накопленная добыча нефти по различным системам поддержания пластового давления

добыче было принято решение организовать опережающую закачку на участке ОПР. Ожидаемые результаты по итогам ОПР: вариативность переводов под закачку и возможная оптимизация ППД на участках, гидродинамически связанных с активным аквифером.

Под цели ОПР был выбран куст № 138, разбуренный по уплотненной системе разработки в циклите *С* и оптимальный по организации опережающей закачки с точки зрения наземной инфраструктуры (рис. 4).

На секторе участка ОПР были проведены гидродинамические расчеты на различные сценарии реализации закачки в зависимости от геологической связанности по разрезу. Вертикальная связанность варьировалась посредством задания проницаемости глин, и было рассмотрено три варианта. Первый вариант — отсутствие проницаемости глинистых перемычек, что соответствует исходной геологической модели. Второй вариант — проницаемость глин до 1 м, что соответствует адаптации гидродинамической модели на историю отработки скважин с продолжительной динамикой на обводненность и продуктивность. Третий вариант — увеличенная вертикальная связанность с проницаемостью глин до 3 м, это является верхней границей неопределенности по настройке фактических скважин и характеризуется как гидродинамически связанный по вертикали циклит *С*.

По геометрии распределения линий тока в гидродинамической модели (ГДМ) можно сделать вывод, что с увеличением вертикальной связанности влияние нагнетательных скважин на добычающие осуществляется преимущественно через аквифер и, напротив, при отсутствии проницаемости глин (учет всей неоднородности в модели), наблюдаются латеральные прорывы воды. Так, в варианте, соответствующем представлению геологии, с учетом проницаемости глин до 1 м (настройка на факт) закачка распределяется как через аквифер, так и латерально, но преимущественно через подошвенные воды (рис. 5).

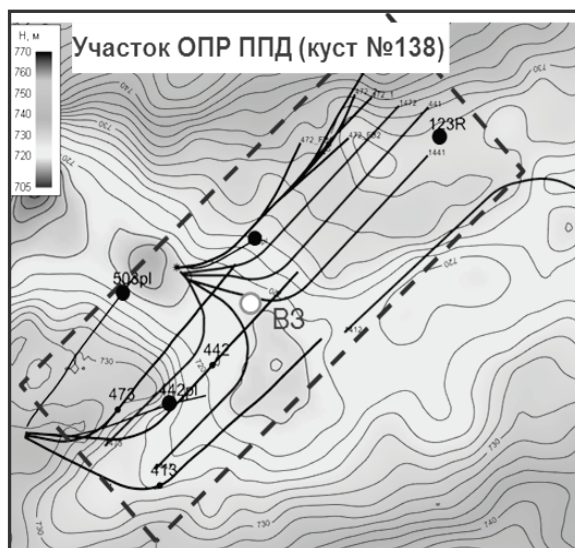


Рис. 4. Участок ОНР на карте структурной поверхности

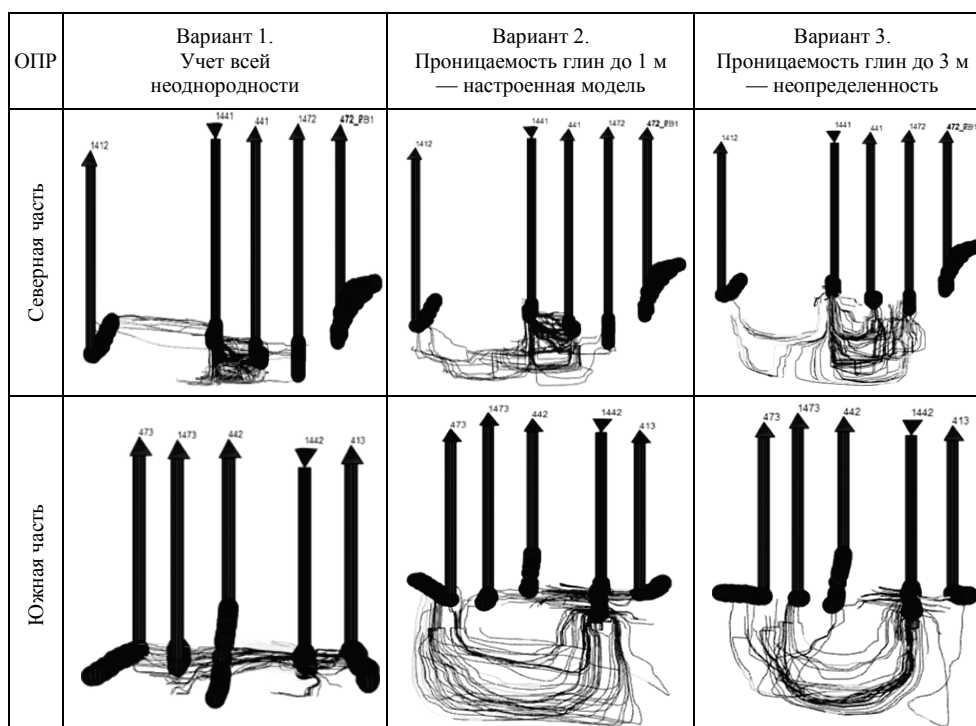


Рис. 5. Распределение закачки воды в зависимости от вертикальной связанности

По результатам проведения ОПР и совместного анализа с динамикой работы кустов без ППД возможны три сценария развития закачки воды.

1. Не выявлено позитивного влияния закачки на темпы добычи нефти.

Причина — высокая вертикальная связанность с активным аквифером, позволяющая поддерживать пластовое давление на начальном этапе разработки.

Следствие — увеличение времени отработки нагнетательных скважин и уменьшение компенсации в зонах, гидродинамически связанных с активным аквифером.

2. *Выявлены негативные прорывы воды к добывающим скважинам.*

Причина 1 — высокая латеральная неоднородность при низкой вертикальной связанности.

Следствие 1 — необходимость рассмотрения переноса ППД под водонефтяной контакт (ВНК) путем бурения специальных вертикальных скважин, перевод под закачку только обводнившихся скважин, разработка мероприятий по ликвидации языковых прорывов воды в комплексе с регулировкой режимов работы скважин.

Причина 2 — высокая вертикальная неоднородность.

Следствие 2 — корректировка режимов работы добывающих и нагнетательных скважин.

3. *Выявлено позитивное влияние на темпы добычи нефти добывающих скважин без прорывов воды.*

Причина 1 — высокая вертикальная связанность с неактивным аквифером.

Следствие 1 — перевод ППД под ВНК путем бурения специальных вертикальных скважин, либо организация закачки только в обводнившиеся скважины.

Причина 2 — латеральная однородность, как при связанном активном аквифере, так и неактивном или несвязанном аквифере.

Следствие 2 — использование ППД по запланированной схеме (закачка в нефтенасыщенную часть пласта), оптимальные режимы закачки определяются в ходе ОПР и корректируются при эксплуатации скважин.

Один из инструментов диагностики характера обводнения — аналитические графики изменения производной водонефтяного фактора (ВНФ) от времени (графики Чена) [2]. Данная методика заключается в анализе темпов обводнения добывающих скважин, что позволяет отделить обводнение конусом от обводнения через ограниченную область прорыва воды (языковые прорывы, прорывы через трещину и т. д.). Стоит отметить, что аналитическая методика «графиков Чена» подтверждается численным моделированием в ГДМ.

Сопоставляя фактический характер изменения производной ВНФ от времени с прогнозными показателями (сценарии гидродинамических расчетов) можно оценить характер поступления воды — конус; латеральный прорыв; конус + латеральный прорыв (рис. 6).

Стоит учесть, что в текущей реализации гидродинамической модели ПК_{1.3} закачиваемая вода преимущественно уходит под ВНК и поддержание пластового давления осуществляется как влияние аквифера. Здесь возникает вопрос о целесообразности закачки воды сразу под ВНК. Также стоит принять во внимание опыт разработки месторождения-аналога «Северные Бузачи», на котором при организации закачки были получены латеральные прорывы (фронт вытеснения не формировался из-за высокой разности подвижности водной и нефтяной фаз), что послужило причиной образования сверхпроводящих каналов к забоям добывающих скважин. С начала закачки обводненность соседних скважин выросла с 0 до 60–80 %. Выходом из данной ситуации стали организация закачки под ВНК и отказ от площадной системы ППД.

С целью оценки эффективности закачки под ВНК на пласте ПК_{1.3} были проведены гидродинамические расчеты с закачкой воды в наклонно направленную скважину ниже ВНК. Результаты расчетов показали увеличение отборов нефти за счет сохранения нагнетательных скважин в добыче и снижение уровней отбора жидкости.

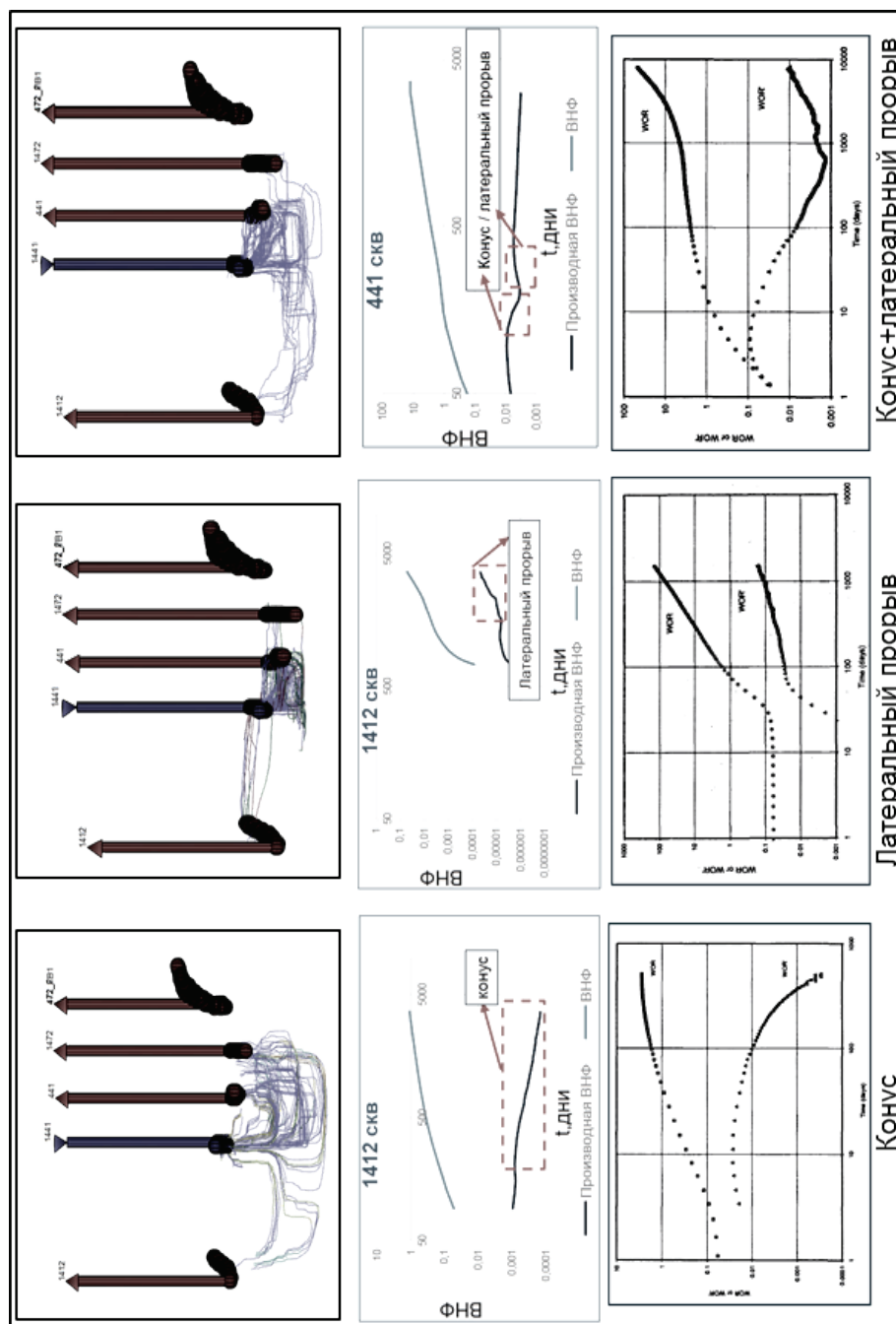


Рис. 6. Диагностические графики Цена

С целью проверки данных результатов в программу ОПР ППД после закачки воды в основные скважины, расположенные в нефтенасыщенной части пласта, запланирована закачка в водозаборную скважину под ВНК разрабатываемого пласта. В случае подтверждения положительного эффекта на кустах циклита С с наличием вертикальной связанности с активным аквифером одним из возможных методов поддержания пластового давления и минимизации рисков латерального порыва воды может послужить бурение дополнительных вертикальных скважин с закачкой воды под ВНК или закачка в обводнившиеся скважины в период работы на истощении.

Таким образом, организация системы ППД на континентальных отложениях с высоковязкими нефтями требует широкого предварительного анализа по возможным сценариям эффективности закачки с учетом возможных рисков и неопределенностей. Необходима проработка возможных причин и соответствующих мероприятий с учетом особенностей по геологии и инфраструктуре.

В связи со сложно прогнозируемым геологическим разрезом участков континентальных отложений пласта ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского месторождения при разработке горизонтальными скважинами требуются обязательный широкий предварительный анализ по всем возможным сценариям реализации закачки воды в пласт и учет всех возможных рисков и неопределенностей. В результате мониторинга реализации ППД на воду в коллекторе данного типа система нагнетательных скважин будет нерегулярной и будет носить локальный характер в зависимости от характера геологического разреза в той или иной зоне. На каждый возможный случай должна быть выполнена проработка возможных причин и соответствующих мероприятий с учетом особенностей по геологии по примеру, приведенному нами в данной статье.

Библиографический список

1. Зунде Д. А., Попов И. П. Методика построения сиквенс-стратиграфической модели покурской свиты // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 5. – С. 54–59.
2. Chan K. S., Schlumberger D. Water Control Diagnostic Plots // SPE 30775. – Texas, 1995.

Сведения об авторах

Коваленко Игорь Викторович, к. т. н., начальник отдела, ООО «Газпромнефть — НТЦ», г. Тюмень, e-mail: Kovalenko.IV@gazpromneft-ntc.ru

Сохошко Сергей Константинович, д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283027, e-mail: sksohoshko@mail.ru

Плешанов Николай Николаевич, руководитель группы, ООО «Газпромнефть — НТЦ», e-mail: Pleshanov.NN@gazpromneft-ntc.ru

Information about the authors

Kovalenko I. V., Candidate of Engineering, Head of the Department, LLC «Gazpromneft — NTC», Tyumen, e-mail: Kovalenko.IV@gazpromneft-ntc.ru

Sokhoshko S. K., Doctor of Engineering, Professor, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283027, e-mail: sksohoshko@mail.ru

Pleshanov N. N., Head of Group, LLC «Gazpromneft — NTC», Tyumen, e-mail: Pleshanov.NN@gazpromneft-ntc.ru

УДК 608.2

ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ СОЗДАНИЯ ВОДОИЗОЛЯЦИОННОГО ЭКРАНА В НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ

REASONING AND DEVELOPMENT OF TECHNOLOGY FOR BUILDING A WATER SHUT-OFF SCREEN IN OIL WELL

Д. С. Леонтьев, И. И. Клещенко, Д. А. Бакин

D. S. Leontiev, I. I. Kleshchenko, D. A. Bakin

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: обводненность; подошвенные воды;
радиальный канал; водоизоляционный экран*

Key words: watercut; bottom water; radial channel; water shut-off screen

В последние годы на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции открываются глубокозалегающие сложнопостроенные залежи нефти, приуроченные к переходным водонефтяным зонам. Поэтому в процессе освоения скважин и опытно-промышленных работ в результате активного продвижения границ раздела «нефть — вода» получают двухфазные притоки жидкости с опережающим движением воды. При эксплуатации таких залежей возникают весьма сложные задачи, и рациональная их эксплуатация невозможна без знания геолого-промысловых особенностей и закономерностей обводнения нефтедобывающих скважин [1].

Недостаточное научное и инженерное обоснование новых подходов к воздействию на призабойную зону пласта (ПЗП) нефтеводонасыщенных пластов, интервалы залежей с различным нефтенасыщением, а также залежи с подошвенной водой и краевыми водами с целью ограничения водопритокков существенно снижают эффективность подготовки извлекаемых запасов и добычи нефти.

Увеличение продуктивности добывающих нефтяных скважин и получение безводных промышленных притоков являются актуальной проблемой. С целью ликвидации притока подошвенных вод, особенно при эксплуатации однородных пластов-коллекторов, между нефтенасыщенной и водонасыщенной частями пласта устанавливаются водонепроницаемые экраны [2, 3]. Как правило, установка таких экранов не всегда дает существенный эффект, так как не удается создать надежный барьер большой протяженности по радиусу от оси скважины.

В настоящее время существует множество способов проведения водоизоляционных работ, имеющих те или иные достоинства и недостатки.

Мы предлагаем разработанное эффективное технологическое решение по созданию водоизоляционного экрана в нефтедобывающей скважине путем проведения операций по бурению радиальных каналов в плоскости продуктивного пласта и осуществления закачки водоизоляционной композиции.

Технология осуществляется следующим образом (рис. 1–8).

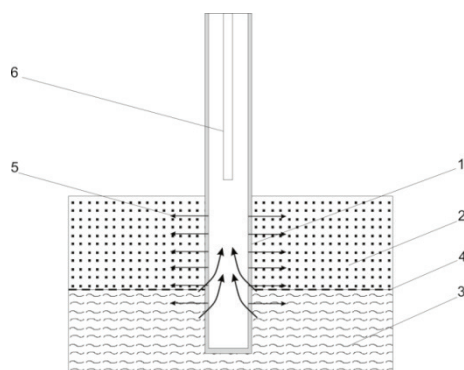


Рис. 1. Поступление подошвенной воды через нижние перфорационные отверстия скважины

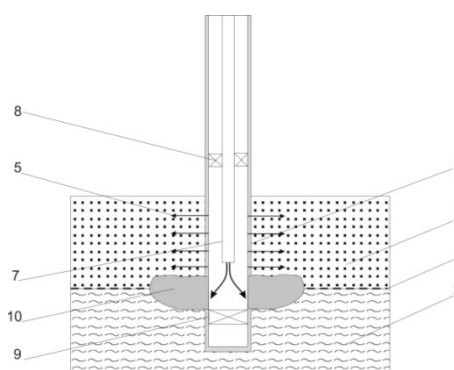


Рис. 2. Закачка тампонажного состава на границе водонефтяного контакта

Скважину 1, эксплуатирующую продуктивный пласт 2 нефтяной залежи с подошвенным залеганием пластовых вод 3 и в которой уровень водонефтяного контакта (ВНК) 4 перекрыл нижние отверстия интервала перфорации 5, останавливают. Прекращение добычи нефти из скважины стабилизирует приток пластовой воды к забою скважины 1 и даже снижает уровень жидкости, находящейся в эксплуатационной колонне основного ствола скважины 1 за счет возвращения части пластовой воды через перфорационные отверстия интервала перфорации 5 в необводнившуюся часть продуктивного пласта 2 за пределами скважины. При стабилизации уровня жидкости в скважине 1 из эксплуатационной колонны основного ствола извлекают внутрискважинное оборудование 6 (см. рис. 1).

Затем на колонне бурильных труб 7 с пакером 8 спускают и устанавливают пакер-пробку 9 на 1 м ниже водонефтяного контакта 4. Активируют пакер 8 в скважине 1, закачивают тампонажный состав (к примеру на основе ПЦТ-100) в нижний интервал перфорационных отверстий 5 с последующим образованием водоизоляционного экрана 10 (см. рис. 2). После ожидания затвердевания цемента и образования стойкого водоизоляционного экрана 10 спускают компоновку с фрезой 11 в скважину 1, разбуривают пакер-пробку 9 с остатками цемента с последующей промывкой скважины (см. рис. 3).

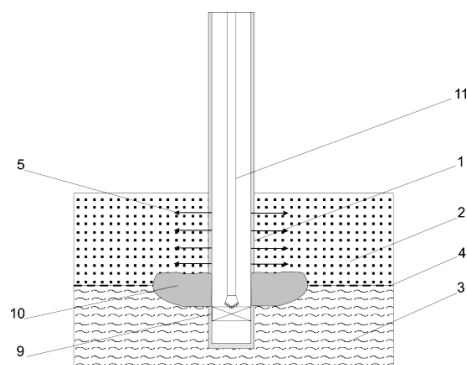


Рис. 3. Разбуривание пакер-пробки

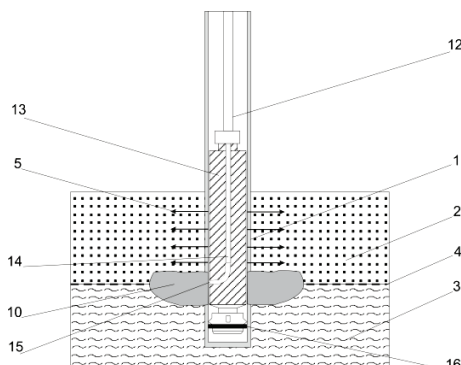


Рис. 4. Спуск направляющей компоновки

После этого спускают на колонне бурильных труб 12 направляющую компоновку 13 со сквозным каналом 14 и выходным отверстием 15 в комплекте с якорно-пакерующим устройством 16. Якорно-пакерующее устройство 16 позволяет установить, закрепить и загерметизировать направляющую компоновку 13 в эксплуатационной колонне скважины 1. Направляющая компоновка 13 обеспечивает ориентацию спускаемого оборудования в одном из направлений продуктивного пласта 2. Спуск направляющей компоновки 13 осуществляют в обводнившуюся часть продуктивного пласта 2 в интервале имеющегося водоизоляционного экрана (см. рис. 4).

Далее из скважины извлекают колонну бурильных труб 12 с оставлением в эксплуатационной колонне направляющей компоновки 13. В направляющую компоновку 13 спускают на гибкой трубе 17 посредством переводного рукава высокого давления 18 гидромониторную насадку 19 до выходного отверстия 15 сквозного отверстия 14 направляющей компоновки 13. Струями песчано-жидкостной смеси (ПЖС) 20, состоящей из песка и раствора на углеводородной основе, прорезают в стенке эксплуатационной колонны отверстие 21 (см. рис. 5).

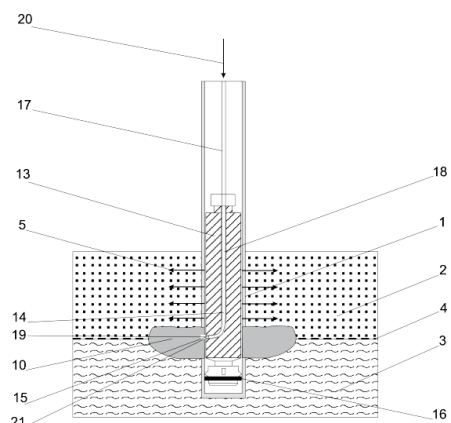


Рис. 5. Прорезание окна в обсадной колонне

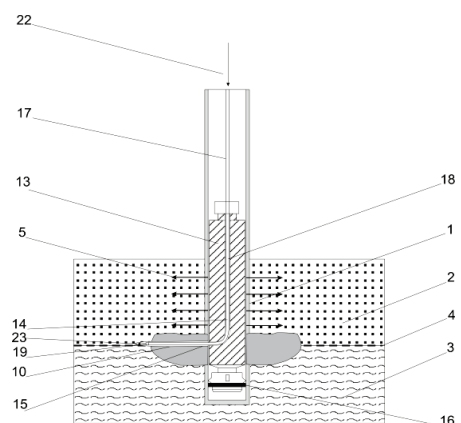


Рис. 6. Создание радиального канала

После прорезания в стенке эксплуатационной колонны отверстия 21 ПЖС 20 заменяют на раствор на углеводородной основе (РУО) 22, струями РУО 22 под высоким давлением размывают цементный камень за эксплуатационной колонной, и последующим перемещением гидромониторной насадки 19 в радиальном направлении размывают водоизоляционный экран 10 и горную породу продуктивного пласта 2 с образованием удлиненного радиального ответвления 23 (см. рис. 6).

После образования первого радиального ответвления 23 из скважины извлекают гибкую трубу 17 с рукавом высокого давления 18 и гидромониторной насадкой 19, проводят поворот направляющей компоновки 13 в той же плоскости на 45° , и проводят аналогичные операции по проводке следующего радиального ответвления. Далее аналогичные операции по проводке последующих радиальных ответвлений проводят после поворота направляющей компоновки на следующие 45° . Оптимальным количеством радиальных ответвлений считается восемь, что обеспечивает почти полный охват прискважинной зоны пласта, хотя в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны и длины радиальных ответвлений их может быть и больше.

После проведения операций по бурению радиальных каналов в одной плоскости продуктивного пласта 2 проводят бурение радиальных каналов ниже этой плоскости, но в толщине имеющегося водоизоляционного экрана 10 по аналогичным операциям, описанным выше. После проводки всех запланированных радиальных ответвлений через них осуществляют закачивание водоизоляционной композиции 24 (см. рис. 7) с созданием водоизоляционного экрана по радиусу, обеспечивающего пространственный и долговременный барьер на пути движения ВНК, и оставлением цементного стакана 25 в полости скважины не выше водоизоляционного экрана (см. рис. 8).

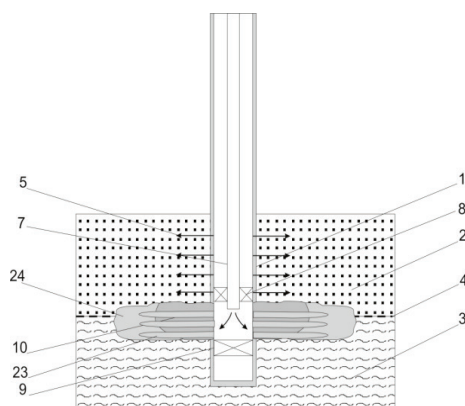


Рис. 7. Закачка тампонажного состава через радиальные каналы

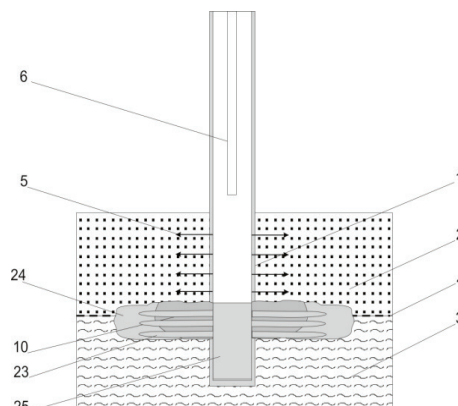


Рис. 8. Образованный водоизоляционный экран

В заключение водоизоляционных работ скважину оставляют на период реагирования закачанного состава под давлением с последующим вызовом притока через существующий верхний интервал перфорации 5. При необходимости интенсификации притока возможно проведение повторной перфорации или работ по кислотной обработке и др. (см. рис. 8).

Таким образом, предлагаемая нами технология изоляции притока пластовых вод позволяет увеличить радиус, толщину и площадь водоизоляционного экрана. Представленные технологические решения использовались при составлении проектно-технической документации на разработку Восточно-Мессояхского нефтегазоконденсатного месторождения.

Библиографический список

1. Леонтьев Д. С., Клещенко И. И. Методические аспекты диагностики причин обводнения нефтяных скважин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 2. – С. 61–67.
2. К вопросу установки водоизоляционных экранов в нефтяных скважинах при подтягивании конуса подошвенных вод / И. И. Клещенко [и др.] // Бурение и нефть. – 2015. – № 5. – С. 30–31.
3. Пат. 2 631 512. РФ, E21B33/13 (2006.01), E21B 43/32 (2006.01)E21B 43/11 (2006.01). Способ изоляции притока подошвенных вод в нефтяных скважинах / Силина Н. А., Леонтьев Д. С., Клещенко И. И., Ягафаров А. К., Долгушин В. А., Жапарова Д. В., Земляной А. А. и др. – № 2016130879; 26.07.2016; опубл. 25.09.2017, Бюл. № 27.

Сведения об авторах

Леонтьев Дмитрий Сергеевич, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)200989, e-mail: leonfob@mail.ru

Клещенко Иван Иванович, д. г.-м. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)200989, e-mail: leonfob@mail.ru

Бакин Дмитрий Александрович, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283027

Information about the authors

Leontiev D. S., Assistant at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)200989, e-mail: leonfob@mail.ru

Kleshchenko I. I., Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)200989, e-mail: leonfob@mail.ru

Bakin D. A., Postgraduate at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283027

УДК 622.243

ВЛИЯНИЕ ЗЕНИТНОГО УГЛА ОСИ СКВАЖИНЫ НА ВОЗМОЖНЫЕ ПРОЯВЛЕНИЯ ПЛАСТОВЫХ ВОД

INFLUENCE OF INCLINATION ANGLE OF THE BOREHOLE AXIS ON THE POSSIBLE MANIFESTATIONS OF RESERVOIR WATER

В. П. Овчинников, Д. С. Герасимов, Ф. А. Агзамов, П. В. Овчинников, В. В. Салтыков, О. В. Рожкова

V. P. Ovchinnikov, D. S. Gerasimov, F. A. Agzamov, P. V. Ovchinnikov, V. V. Saltykov, O. V. Rozhkova

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва

Ключевые слова: перфорация; кумулятивный снаряд; скважина; горизонт

Key words: perforation; cumulative projectile; borehole; horizon

Вторичное вскрытие продуктивных пластов после спуска и цементирования обсадной эксплуатационной колонны, то есть в случаях если забой скважины в интервале нефтегазонасыщенного пласта, предназначенного в качестве объекта разработки, осуществляется методами перфорации крепи скважины (обсадная колонна + тампонажный камень) с последующим снижением давления в скважине для обеспечения притока пластового флюида, является наиболее ответственным и важным этапом заканчивания скважин [1–4]. Надежность в получении положительных результатов актуальна для наклонных скважин с высокими значениями зенитного угла (более 40^0); залежей, имеющих чередование нефтенасыщенного и водонасыщенного коллекторов, а также при отсутствии или малой толщине надкровельного или подошвенного экрана, представленного малопроницаемыми породами [5, 6]. Это связано с выбором интервала осуществления перфорационных работ, поскольку, как правило, формирующиеся в этом случае фильтрационные каналы перпендикулярно направлены к корпусу перфоратора, при этом напряжения в обсадной колонне и цементном камне в процессе кумулятивной перфорации значительно превышают предел прочности цементного камня и приводят к его трещинообразованию, а отсюда они могут распространяться и в интервал водонасыщенного коллектора или части залежи и в конечном итоге могут привести к

преждевременному обводнению [7, 8]. Обработка призабойной зоны пласта химическими методами стимулирует протекание фильтрационных процессов [9].

В этом случае значительное внимание следует уделять выбору интервала перфорации, который не должен граничить с расположением водонефтяного контакта (ВНК) [3–6]. На наш взгляд, он должен быть в пределах $0,5 \pm 1$ м ниже или выше ВНК в зависимости от его расположения.

Подтверждением изложенному могут служить результаты строительства скв. 68, 69 Емельяновского месторождения (Самарская область) [10]. Первая скважина имеет вертикальный профиль ствола, во второй скважине профиль ствола наклонный с зенитным углом порядка 45° (рис. 1 и 2). Сква. 68 успешно закончена строительством и используется для добычи пластового флюида. В скв. 69 установлено наличие поступления пластовых вод после цементирования и проведения перфорационных работ при ее освоении.

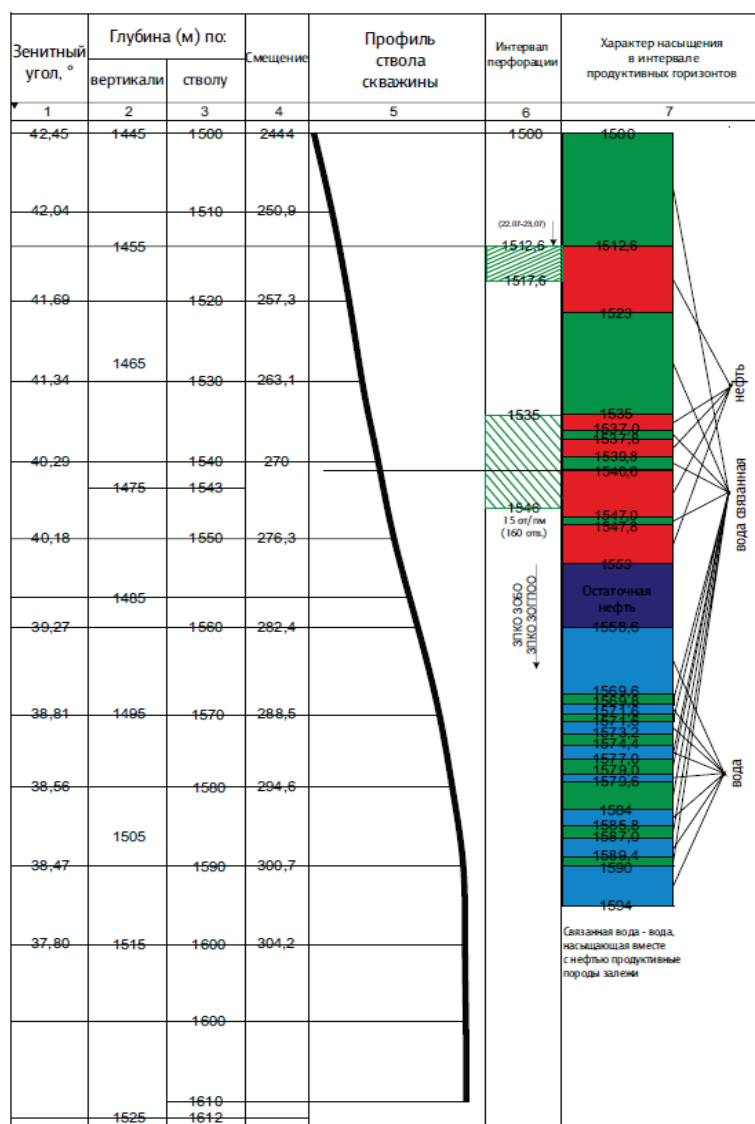


Рис. 1. Сведения о геологическом разрезе интервала залегания продуктивных пластов (скв. 69 Емельяновского месторождения)

В качестве предварительной версии было предположено, что причиной обводнения является седиментационная неустойчивость используемых при цементировании тампонажных растворов [1, 11]. При таком высоком зенитном угле ствола скважины возможно образование каналов по контактам цементный камень — поверхность обсадной колонны; цементный камень — поверхность горных пород [1, 3, 12]. Использовались тампонажные материалы следующих типов ПЦТ-I-50, ПЦТ-III-О65-50, РТМ-50. Поскольку ГОСТ 1581-96 рекомендует проводить оценку седиментационной устойчивости в вертикальных стеклянных сосудах [13, 14], то для данного случая методика проведения исследований была несколько видоизменена (рис. 3).

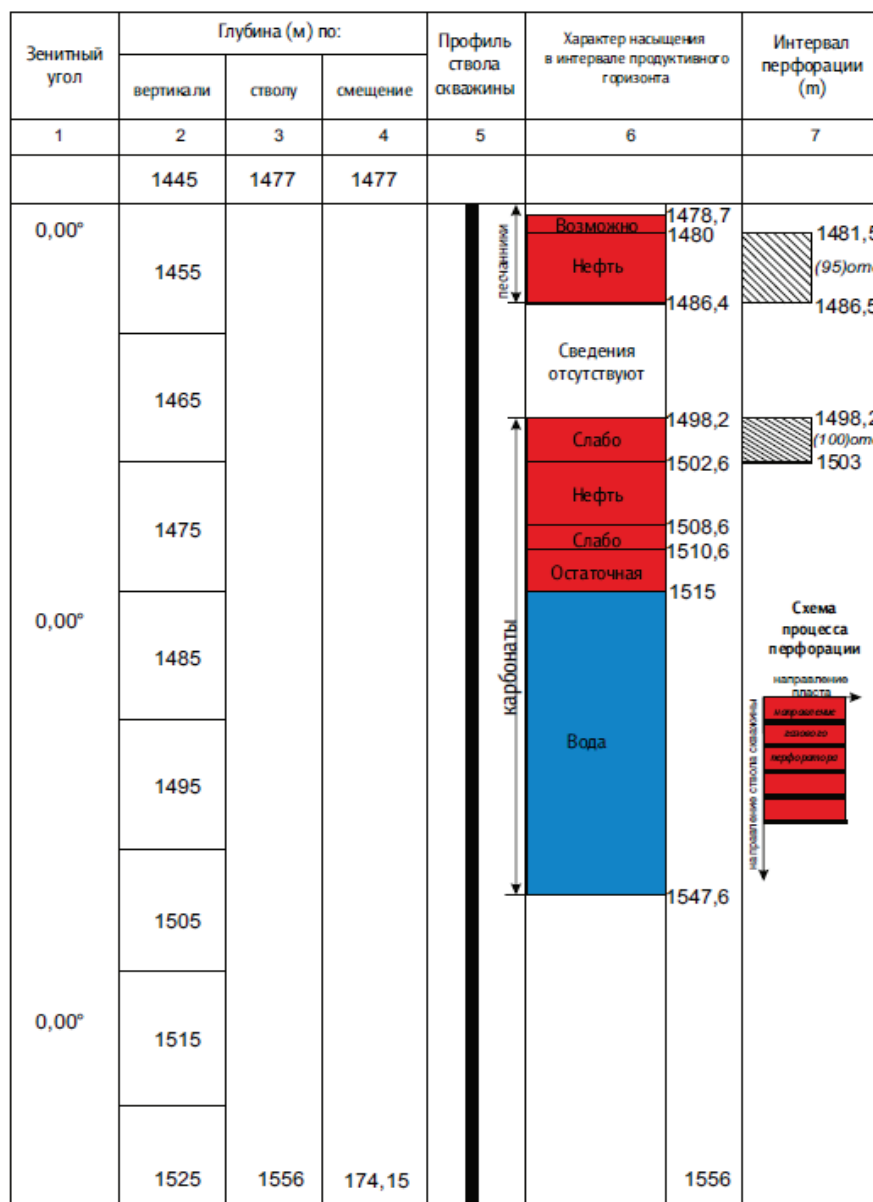


Рис. 2. Сведения о геологическом разрезе интервала залегания продуктивных пластов (скв. 68 Емельяновского месторождения)

Результаты экспериментальных исследований, представленные в таблице, свидетельствуют о том, что тампонажные растворы седиментационно устойчивы и не могут быть причиной образования названных фильтрационных каналов.

Подтверждением этому служат сведения, полученные при анализе результатов акустической цементометрии (АКЦ) [10]. На долю сцепления цементного камня с колонной в интервале продуктивного пласта (1 525,6–1 951,6 м), оцениваемого как сцепление сплошное, приходится $\approx 81\%$, остальное — частичное; сцепление с породой — сплошное 89–90 %, остальное — неопределенное. Таким образом, выдвинутая гипотеза была отвергнута. В дальнейшем анализу дополнительно были отвергнуты сведения о геологическом разрезе скважин (см. рис. 1, 2).



Рис. 3. Установка по оценке седиментационной устойчивости тампонажных растворов

Результаты исследований седиментационной устойчивости тампонажных растворов и прочностных свойств сформированного камня

Раствор	Показатель	Параметр
ПЦТ-I-50	Состав раствора, %	100
	Водотвердое отношение	0,50
	Водоотделение раствора при комнатной температуре в цилиндре на 250 мл под углом 45°, мл	10,2
	Водоотделение раствора при комнатной температуре в цилиндре на 250 мл под углом 45°, %	4,1
	Прочность цементного камня через 24 часа, МПа, при комнатной температуре на изгиб на сжатие	2,3 6,8
РТМ-50	Состав раствора, %	100
	Водотвердое отношение	0,45
	Водоотделение раствора при комнатной температуре в цилиндре на 250 мл под углом 45°, мл	1,1
	Водоотделение раствора при комнатной температуре в цилиндре на 250 мл под углом 45°, %	0,4
	Прочность цементного камня через 24 часа, МПа, при комнатной температуре на изгиб на сжатие	3,8 13,2
ПЦТ-III-О6-5-50	Состав раствора, %	100
	Водотвердое отношение	0,75
	Водоотделение раствора при комнатной температуре в цилиндре на 250 мл под углом 45°, мл	1,7
	Водоотделение раствора при комнатной температуре в цилиндре на 250 мл под углом 45°, %	0,7
	Прочность цементного камня через 24 часа, МПа, при комнатной температуре на изгиб на сжатие	— 0,9

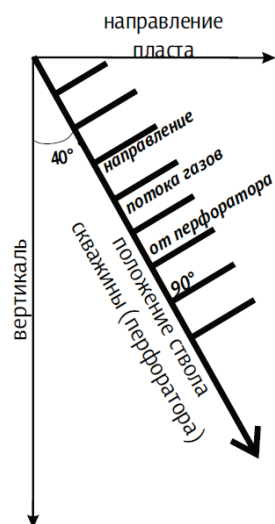


Рис. 4. Схема процесса перфорации

Выявлено, что нефтенасыщенные интервалы тесно соприкасаются с водонасыщенными пластами. В скв. 69 частота чередования водонасыщенных и нефтенасыщенных интервалов выше. Изоляционного экрана над верхними и под нижними коллекторами, например, глинистой прослойки, не имеется. Интервал перфорации (1 353–1 545 м) задан таким образом, что верхние перфорационные отверстия располагаются в зоне ВНК — 1 535 м. Способ перфорации — кумулятивный в обоих рассматриваемых скважинах. Отличие скв. 68 — ее вертикальный профиль. Первый интервал перфорации 1 481,5–1 486,5 м (по-видимому, ВНК приходится на 1 486,5 м), второй — 1 498,2–1 503 м (ВНК — 1 498,2 м), остальное аналогично скв. 69.

Известно, что способ кумулятивной перфорации базируется на мгновенном превращении заряда в газообразные продукты, концентрирующиеся в мощный поток кумулятивной струи, направленной перпендикулярно к поверхности прибора (перфоратора) (рис. 4). Имея очень высокую скорость ($6\div 8$ км/с), при ударе о твердую поверхность струя оказывает давление для ее разрушения, и таким образом идет формирование каналов в обсадной колонне, цементном камне и горной породе длиной 140–220 мм в зависимости от мощности заряда (рис. 5) [1, 3], и отсюда становится очевидной возможность, причем с высокой долей вероятности, поступления в скважину воды из вышележащего горизонта.

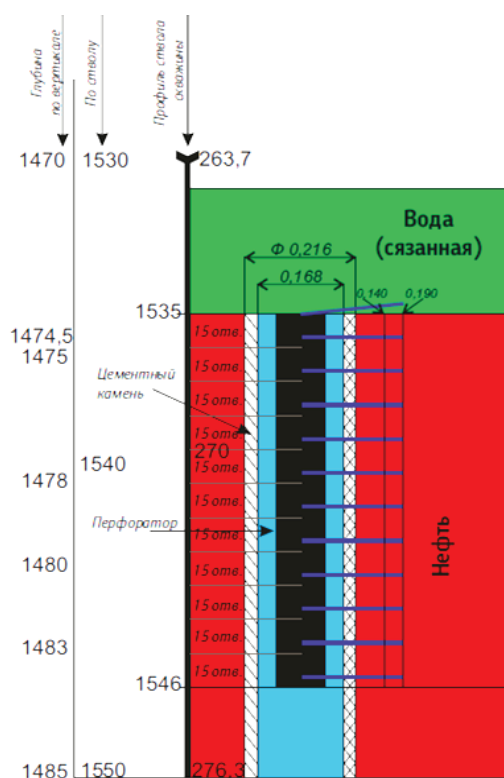


Рис. 5. Схема направления фильтрационных каналов при вторичном вскрытии Турнейского яруса (скв. 69)

Аналогичные явления, по-видимому, характерны и для верхнего интервала перфорации (1 512,6–1 517,6 м), поскольку скважина была ликвидирована. Сведений о причине ее ликвидации не имеется, так как для ее осуществления согласно [4, 15, 16] все перетоки, зоны негерметичности должны быть устранены, и устье скважины должно быть оборудовано соответствующим образом. Подтверждением служат результаты сравнения со скв. 68, где перетоков не обнаружено и скважина находится в рабочем состоянии, а также результаты освоения скв. 69 методом свабирования: вода+нефть+газ — газированная нефть — пластовая вода [10].

Таким образом, поступление пластовой воды в скважину наиболее вероятно, связано с выбором интервала перфорации и ее проведением без учета зенитного угла ствола скважины. Изменение интервала осуществления перфорационных работ на 0,5÷1 м к подошве исключило бы процессы проникновения (перетока) законной воды в скважину.

Библиографический список

1. Заканчивание скважин: учеб. пособие / В. П. Овчинников [и др.]. — Тюмень: Экспресс, 2011. — 204 с.
2. Балаба В. И. Строительство скважин. Требования промышленной безопасности: учеб. пособие. — М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2005. — 188 с.
3. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: в 5 т. / Под ред. В. П. Овчинникова. — Тюмень: ТИУ, 2017.
4. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М., 2013. — 288 с. (данный нормативный документ действовал на момент инцидента).
5. Временная инструкция по выбору интервалов вскрытия и типоразмеров перфораторов в скважинах с близко-залегающими газо-нефтеводоносными горизонтами. — Ноябрьск, 1994.
6. Освоение скважин. Справ. пособие / А. И. Булатов [и др.]. — М.: Недра, 1999. — 467 с.
7. Моделирование динамических воздействий на крепь скважины на основе методов конечных элементов / Ф. А. Агзамов [и др.] // Нефтегазовое дело. — 2011. — Т. 10, № 4. — С. 18–24.
8. Оценка влияния динамических нагрузок на формирование требований к свойствам цементного камня / А. В. Самсыкин [и др.] // Нефтегазовое дело. — 2012. — Т. 9, № 1. — С. 8–13.
9. Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений // Успехи химии. — 2007. — Т. 76, № 1. — С. 1034–1052.
10. Дела скважины № 68, № 69 (сведения: инклинометрии, АКЦ, СГД, ПС, результатах свабирования и др.).
11. Данышевский В. С., Толстых И. Ф., Мильштейн В. М. Справочное руководство по тампонажным материалам. — М.: Недра, 1973. — 312 с.
12. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. — М., 1999.
13. ГОСТ 1581-96. Портландцементы тампонажные. Технические условия. — Введ. 1998-10-01. — М., 1998. — 10 с.
14. ГОСТ 26798.2-96. Цементы тампонажные типов I-G и I-H. Методы испытаний. — Введ. 1998-10-01. — М., 1998. — 10 с.
15. РД 08-492-02. Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов. — М.: Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России, 2002.
16. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (ред. от 07.03.2017) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_15234.

Сведения об авторах

Овчинников Василий Павлович, д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89199418359

Герасимов Дмитрий Семенович, к. т. н., доцент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89199355013, e-mail: 8904@mail.ru

Агзамов Фарид Акрамович, д. т. н., профессор, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, тел. 8(347)2420934, e-mail: Faritag@yandex.ru

Овчинников Павел Васильевич, главный специалист управления бурения и заканчивания скважин, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва, e-mail: OvchinnikovPV@mail.ru

Салтыков Владимир Валентинович, д. т. н., профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89220454838, e-mail: Saltykovv@bk.ru

Розhkова Оксана Владимировна, ассистент кафедры бурения нефтяных и газовых скважин, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89129263213, e-mail: rozhkovaov@tyuiu.ru

Information about the authors

Ovchinnikov V. P., Doctor of Engineering, Professor, Industrial University of Tyumen, phone: 89199418359

Gerasimov D. S., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 89199355013, e-mail: 8904@mail.ru

Agzamov F. A., Doctor of Engineering Professor, Ufa State Petroleum Technological University, phone: 8(347)2420934, e-mail: Faritag@yandex.ru

Ovchinnikov P. V., Chief Specialist at the Department of Drilling and Pumping, LLC «LUKOIL-Engineering», Moscow, e-mail: OvchinnikovPV@mail.ru

Saltykov V. V., Doctor of Engineering, Professor at Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 89220454838, e-mail: Saltykovv@bk.ru

Rozhkova O. V., Assistant at the Department of Drilling Oil and Gas Wells, Industrial University of Tyumen, phone: 89129263213, e-mail: rozhkovaov@tyuiu.ru

УДК 622.276

**УНИВЕРСАЛЬНОЕ ЗАБОЙНОЕ УСТРОЙСТВО ДЛЯ ИМПУЛЬСНОЙ
СТАЦИОНАРНОЙ ЗАКАЧКИ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНУ**

**DOWNHOLE UNIVERSAL DEVICE FOR PULSED
STATIONARY PUMPING OF FLUIDS INTO THE WELL**

М. Я. Хабибуллин, Р. И. Сулейманов, М. Л. Галимуллин, Д. И. Сидоркин

M. Ya. Habibullin, R. I. Suleymanov, M. L. Galimullin, D. I. Sidorkin

*Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета,
г. Октябрьский*

*Ключевые слова: универсальное забойное устройство; импульсная стационарная закачка;
период свободных колебаний*

Key words: downhole universal device; pulsed stationary pumping; free-running period

Устройство для импульсной стационарной закачки жидкости (рис. 1) включает целый корпус 1 с крышкой 2, дном 3 и выпускными каналами 4 и 5 для сообщения полости корпуса, подвижный рабочий орган 6, который образует с корпусом рабочие камеры 7 и 8 и каналы подачи рабочего агента 9 и 10 [1]. Рабочий орган 6 установлен в корпусе 1 на опоре скольжения 11. Опора скольжения выполнена из шпильки 12, установленной в отверстиях корпуса 1 с навинченной гайкой 13. В верхней части корпуса 1, после крышки 2, установлен переводник 14, во внутренней части которого расположено подвижное сопло 15 с опорными поверхностями 16. В крышке 2 имеется впускной канал 17, выполненный в виде радиального отверстия. Выпускной канал 5, выполненный в корпусе 1 и крышке 2, сообщает одну из полостей корпуса с полостью 18 под опорными поверхностями 16 сопла 15. Перед каналами подачи рабочего агента 9 и 10 расположена камера смешения 19, выполненная в крышке 2. В нижней части устройства имеется насадка 20 с радиальными отверстиями 21 одинаковой внутренней площади, причем общая внутренняя площадь отверстий 21 равна внутренней площади выпускного канала 4.

Работа устройства для закачки жидкости осуществляется следующим образом. Устройство на конце колонны насосно-компрессорных труб, ниже пакера, опускают на забой нагнетательной скважины, жидкость с устья скважины через колонну труб и пакер, переводник 14, сопло 15, камеру смешения 19, каналы 9 и 10 поступает, соответственно, в рабочие камеры 7 и 8 корпуса 1. Благодаря выпускному каналу 5, соединяющему камеру 8 с полостью 18 под опорными поверхностями 16 сопла 15, перепад давления жидкости на рабочий орган 6 со стороны камеры 7 будет больше. Под действием большего перепада давления рабочий орган 6 перемещается в сторону камеры 8 и открывается канал 4, импульс жидкости через радиальные отверстия 21 насадки 20 подается на призабойную зону нагнетательной скважины. Перепад давления в камере 7 падает и становится меньше, чем в камере 8. В следующий момент рабочий орган 6 отклоняется в сторону камеры 7 и полностью закрывает отверстие канала 4. В обеих камерах 7 и 8 повышается давление. Далее рабочий орган 6 продолжает отклоняться в сторону камеры 7, причем его скорость движения зависит от объема нагнетаемой жидкости. Затем открывается канал 4, и в призабойную зону скважины поступает импульс давления. Давление в камере 8 падает, а в камере 7 возрастает. Рабочий орган 6 перемещается в направлении камеры 8. Циклы повторяются. Контактное взаимодействие рабочего органа 6 с корпусом 1 не происходит, вследствие того что внутренняя площадь канала 4 отличается в большую сторону от внутренних площадей отверстий 9 и 10. Такое конструктивное решение позволяет ограничить движение рабочего органа внутри корпуса (тем самым не происходит ударов рабочего органа о стенки корпуса). Выпускной канал 5 обеспечивает первоначальную сдвигу рабочего органа 6.

При уменьшении приемистости нагнетательной скважины в рабочих камерах 7 и 8 резко возрастает давление, которое через канал 5 передается опорным поверхностям 16 сопла 15. Последнее начинает перемещаться вверх, открывая впускной канал 17. За счет эффекта инжекции увеличивается расход подаваемой жидкости с призабойной зоны скважины в камеру смешения 18 и каналы 9 и 10. Скорость перемещения рабочего органа 6 прямо пропорционально зависит от расхода жидкости (увеличивается при увеличении). С увеличением скорости движения рабочего органа 6 увеличивается количество импульсов жидкости на выходе из устройства, что, в свою очередь, улучшает очистку призабойной зоны скважины. При восстановлении приемистости нагнетательной скважины сопло 15 перемещается вниз, занимая исходное положение, и расход подаваемой жидкости к каналам 9 и 10 уменьшается. Это приводит к уменьшению частоты создаваемых импульсов в жидкости и дальности распространения колебаний [2, 3].

В процессе длительной закачки при низких частотах колебания жидкости происходят засорение призабойной зоны нагнетательной скважины и уменьшение ее приемистости. Для создания более высоких частот колебания жидкости, что ускоряет процессы самоочистки призабойной зоны, необходимо увеличивать расход жидкости в импульсном устройстве (прямо пропорциональная зависимость). Использование в верхней части корпуса подвижного сопла с опорными поверхностями и впускным каналом позволяет увеличивать расход жидкости в импульсном устройстве при уменьшении приемистости нагнетательной скважины, увеличивая частоту колебаний жидкости на выходе из устройства в среднем в 2,5–3,5 раза (по результатам лабораторных исследований) [4–7]. Применение этого устройства позволяет увеличивать функциональную универсальность его работы. Опытное применение данного устройства было проведено на месторождениях АО «Башнефть» в 2015–2016 гг., что позволяло достигать постоянной приемистости нагнетательной скважины в течение 1,0–1,2 года и значительного прироста добычи нефти в эксплуатационных скважинах.

Для описания закона перемещения рабочего органа сопоставим устройство с математическим аналогом в виде физического маятника (математическая модель изображена на рисунке 2) с вязким демпфированием [8]. С учетом того, что баланси́р перемещается в корпусе под действием давления, срабатываемого в устройстве, с обеих полостей, можно записать уравнение [8, 9]

$$I = \ddot{\varphi} + (mgl + \Delta PSI) \sin \varphi = 0. \quad (1)$$

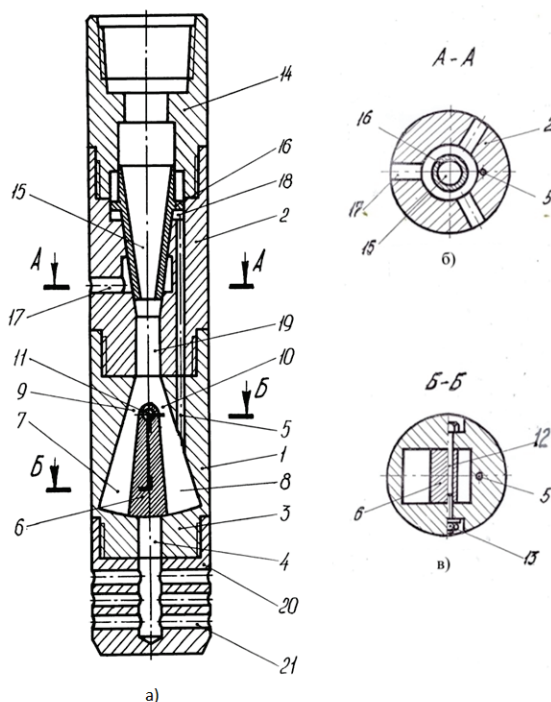


Рис. 1. Устройство для импульсной закачки жидкости: а) схема сечения устройства; б) сечение А-А; в) сечение Б-Б

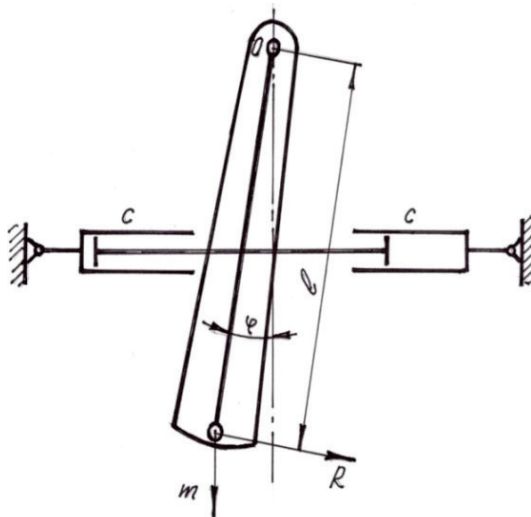


Рис. 2. Схема расположения рабочих элементов в устройстве

Так как момент инерции балансира можно определить как $I = ml^2$, то уравнение (1) можно записать

$$I = ml^2 \frac{d^2 \varphi}{dt^2} + \left(\frac{q}{l} + \frac{\Delta PS}{ml} \right) \sin \varphi = 0, \quad (2)$$

где ΔP — перепад давления в устройстве, МПа; S — площадь боковой части рабочего органа, мм²; m — сосредоточенное усилие от массы рабочего органа, Н.

В дальнейшем после упрощения получаем

$$\frac{d^2 \varphi}{dt^2} + p^2 \sin \varphi = 0, \quad (3)$$

где $p^2 = \frac{q}{l} + \frac{\Delta PS}{ml}$.

В качестве допущения можно принять, что восстанавливающий момент рабочего органа при незначительных углах его отклонения до 15° будет пропорционален $\sin$ угла поворота φ .

Математическое решение этой задачи предполагает применение разложения функции $\sin \varphi$ в степенной ряд. В дальнейшем, применяя приближенный метод усреднения Ритца и задачу о свободных колебаниях, решение данной задачи завершается интегрированием и применением эллиптического интеграла первого рода. В итоге, исходя из формулы периода свободных колебаний, получаем выражение для определения частоты колебания

$$\omega = \frac{p\sqrt{2-v}}{\sqrt{32}F\left(\sqrt{\frac{v}{2-v}}, \frac{\pi}{2}\right)}. \quad (4)$$

Амплитуда изменения давления жидкости, получаемая на выходе из устройства, будет характеризоваться тремя участками.

На каждом участке при открытии выпускного канала 4 амплитуда изменения давления будет изменяться и определяться

$$P(t) = P_1 + \tilde{Q}^2 \cdot \rho \cdot \frac{1}{F_1^2 \cdot 2 \cdot \xi^2}, \quad (5)$$

где P_1 — противодавление в скважине, МПа; d_2 — внутренний диаметр выпускного канала, мм; $\tilde{Q}$ — расход жидкости в устройстве, м³/с;

$$\tilde{Q} = \frac{Q}{2} \left(1 + \frac{\varphi}{\varphi_M} \right), \quad (6)$$

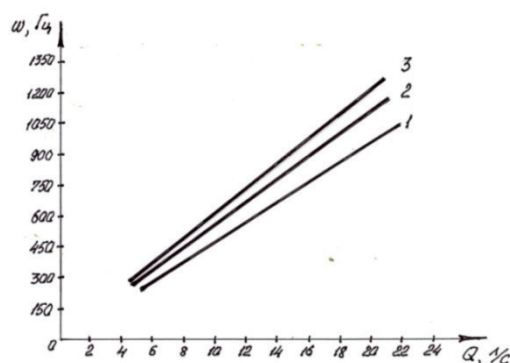
ρ — плотность жидкости, кг/м³; F_1 — площадь поперечного сечения выпускного отверстия 4 (определяется путем применения полярных координат), м²;

$$F_1 = \frac{d_2^2}{2} \left[\frac{\pi}{4} \left(1 + \frac{\varphi}{\varphi_M} \right) + \frac{1}{4} \sin \frac{\varphi}{\varphi_M} 180^\circ \right], \quad (7)$$

ξ — коэффициент истечения жидкости из отверстий; Q — общий объем закачиваемой жидкости в скважину, м³/с; φ — текущий угол поворота рабочего органа, град.; φ_M — максимальный угол поворота рабочего органа, град.

На рисунке 3 представлены графические зависимости частоты колебаний рабочего органа от его длины и расхода жидкости, полученные по выражению (4). Для полноты лабораторных экспериментов были выбраны три значения длины рабочего органа — 80, 120, 160 мм. После анализа полученных стендовых результатов выявлено, что при длине балансира $l = 80$ мм и расходе жидкости 15–20 л/с создается диапазон частот колебания жидкости на выходе из устройства 600–900 Гц [10–12]. Приведенный диапазон является наиболее эффективным с учетом результатов, полученных в работах [13, 14].

*Рис. 3. Графические зависимости частоты колебаний рабочего органа от его длины и расхода закачиваемой жидкости:
1 — $l = 80$ мм;
2 — $l = 120$ мм;
3 — $l = 160$ мм*



Полученные результаты стендовых испытаний скважинного устройства при расходе жидкости $Q = 15$ л/с и длины рабочего органа $l = 80, 120$ и 160 мм представлены на рисунке 4 (погрешность полученных результатов при сравнении с теоретическими $\pm 5,8$ %). В результате анализа стендовых испытаний было выявлено, что при изменении длины рабочего органа амплитуда давления жидкости на выходе изменялась незначительно. Изменение было выявлено при изменении расхода закачиваемой жидкости (при увеличении последнего амплитуда увеличивается). Причем при сопоставлении полученных результатов учитывались погрешности измерений.

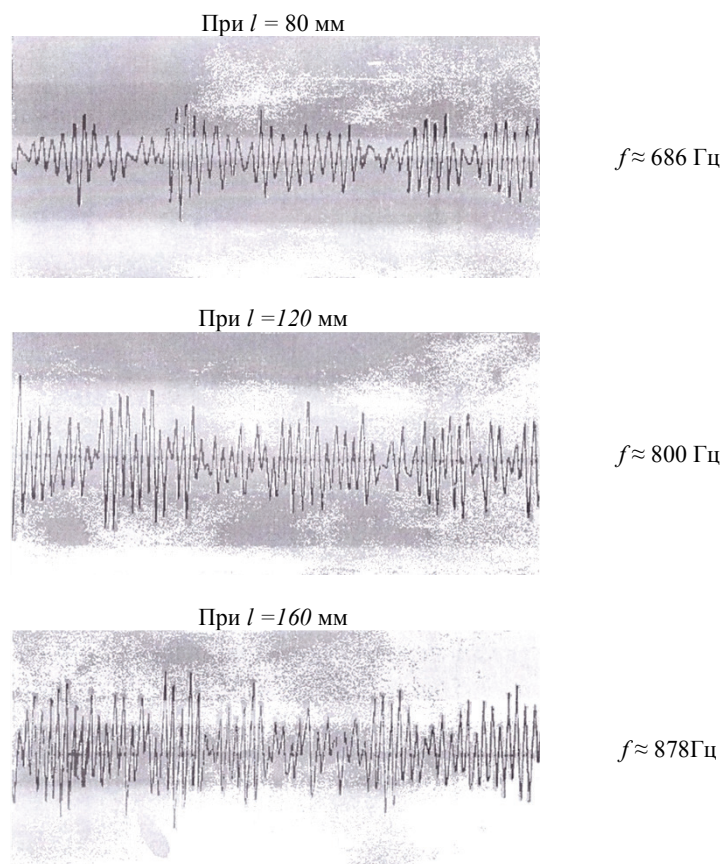


Рис. 4. Результаты стендовых испытаний скважинного устройства при $Q = 15$ л/с (масштаб горизонтальный 10 см — 0,14 с)

Таким образом, применение данного устройства позволяет вести непрерывную закачку жидкости импульсами в нагнетательную скважину, повышая длительную эффективную стационарную закачку за счет увеличения функциональной универсальности его работы, увеличивая проницаемость пласта, повышая скорость проникновения жидкости в замкнутые поры нефтяного коллектора и выталкивая пластовую жидкость из пор.

Библиографический список

1. Патент на изобретение RUS 2241825 13.02.2003 Устройство для закачки жидкости / Гилаев Г. Г., Тухтеев Р. М., Хабибуллин М. Я., Ибраев Р. А.; заявл. 13.02.03; опубл. 10.12.04.
2. Хабибуллин М. Я., Арсланов И. Г., Абдюкова Р. Я. Оптимизация процесса вытеснения нефти при стационарной импульсной закачке воды // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 3. – С. 24–28.
3. Хабибуллин М. Я., Сулейманов Р. И., Давыдов А. Ю. Теоретические и лабораторные исследования работы устройства для импульсной закачки жидкости в скважину // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 3. – С. 16–21.
4. Хабибуллин М. Я., Арсланов И. Г., Абдюкова Р. Я. Лабораторная установка по исследованию процессов при импульсной закачке жидкостей в пласт // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 2. – С. 14–16.
5. Хабибуллин М. Я., Сулейманов Р. И., Сидоркин Д. И. Лабораторно-теоретические исследования работы двухбалансирной конструкции устройства для импульсной закачки жидкости в скважину // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 5. – С. 109–113.
6. Хабибуллин М. Я., Сидоркин Д. И. Определение параметров колебаний колонны насосно-компрессорных труб при импульсной закачке жидкостей в скважину // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2016. – Т. 3. – № 3. – С. 27–32.
7. Хабибуллин М. Я., Арсланов И. Г. Параметры неустановившегося движения закачиваемой жидкости в колонне насосно-компрессорных труб при работе импульсных устройств // Нефтегазовое дело. – 2014. – № 1. – С. 148–165.
8. Корн Г., Корн Т. Справочник по математике для научных работников и инженеров. – М.: Наука. Главная редакция физико-математической литературы, 1984. – 833 с.

9. Арсланов И. Г., Хабибуллин М. Я. Расчеты в теоретической и прикладной механике. – Уфа, 2016.
10. Желтов Ю. Н. Механика нефтегазового пласта. – М.: Недра, 1975. – 216 с.
11. Кузнецов О. Л., Ефимова С. А. Применение ультразвука в нефтяной промышленности. – М.: Недра, 1983. – 192 с.
12. Янтурин А. Ш., Рахимкулов Р. Ш., Кагарманов Н. Ф. Выбор частот при вибрационном воздействии на призабойную зону пласта // Нефтяное хозяйство. – 1986. – № 12. – С. 40–42.
13. Патент на изобретение RUS 2198288 12.10.1999. Способ закачки жидкости в нагнетательные скважины и устройство для его осуществления // Султанов Б. З., Тухтеев Р. М., Хабибуллин М. Я., Туйгунов М. Р.; заявл. 12.10.99; опубл. 10.02.03.
14. Хабибуллин М. Я., Шангареев Р. Р. Исследование процессов влияния давления и частоты импульсов на проникновение жидкости в песчаных образцах // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 4. – С. 120–125.

Сведения об авторах

Хабибуллин Марат Яхиевич, к. т. н., доцент кафедры нефтепромысловых машин и оборудования, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский, тел. 89177414994, e-mail: m-hab@mail.ru

Сулейманов Рустэм Исхакович, к. т. н., доцент, заведующий кафедрой нефтепромысловых машин и оборудования, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский, тел. 8(34767)65401, e-mail: rustamsul@rambler.ru

Галимуллин Миниварис Лутфуллинович, к. т. н., доцент кафедры нефтепромысловых машин и оборудования, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский

Сидоркин Дмитрий Иванович, к. т. н., доцент кафедры нефтепромысловых машин и оборудования, филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета, г. Октябрьский

Information about the authors

Habibullin M. Ya., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil Field Machinery and Equipment, Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technical University, phone: 89177414994, e-mail: m-hab@mail.ru

Suleymanov R. I., Candidate of Engineering, Associate Professor, Head of the Department of Oil Field Machinery and Equipment, Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technical University, phone: 8(34767)65401, e-mail: rustamsul@rambler.ru

Galimullin M. L., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil Field Machinery and Equipment, Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technological University

Sidorkin D. I., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Oil Field Machinery and Equipment, Oktyabrsky Branch of Ufa State Petroleum Technological University

УДК 622.323

ИННОВАЦИИ И РЕНОВАЦИИ СПОСОБА УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ АКУСТИЧЕСКИМИ ПОЛЯМИ

INNOVATIONS AND RENOVATIONS OF ENHANCED OIL RECOVERY BY ACOUSTIC FIELDS

Н. В. Шаталова

N. V. Shatalova

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи; акустический преобразователь; коагуляция; стоячие волны

Key words: enhanced oil recovery methods; acoustic transducer; coagulation; standing waves

Введение

Текущее состояние сырьевой базы нефтяной промышленности характеризуется тем, что большая часть ее ресурсов сосредоточена в продуктивных объектах поздней стадии эксплуатации, когда запасы углеводородов переходят в разряд трудно-извлекаемых. Тенденция осложнения процессов разработки охватила большинство месторождений Западной Сибири — Самотлорское, Комсомольское, Приобское, Тарасовское, Барсуковское, Западно-Пурпейское, Южно-Харампурское, Хохряковское, Южно-Охтеурское [1]. Массовое применение гидроразрыва пласта (ГРП) усугубило проблему нефтедобычи: эффект увеличения нефтеотдачи сопровождается быстрым ростом обводненности месторождений и загрязнением призабойных зон скважин кольматантом сложного состава, что приводит к нивелированию результата от реализации гидроразрыва.

В практике нефтегазового дела применяются разнообразные методы воздействия на обводненные нефтяные пласты и призабойную зону пласта (ПЗП) для интенсификации нефтедобычи, однако степень их эффективности очерчена конкретными геологическими и технологическими условиями разработки. Актуальным становится процесс комбинирования элементов существующих традиционных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) и перспективных способов водоизоляции, разработанных с привлечением технических достижений смежных наук, в частности акустической теории.

Объекты и методы

Акустические или волновые методы интенсификации добычи нефти с применением различных устройств, генерирующих колебания широкого спектра частот, наиболее перспективны по физическому воздействию и одновременно экологически безопасны. Недостатками внедренных акустических технологий являются высокая стоимость мобильного комплекта оборудования для осуществления воздействия, низкий коэффициент полезного действия акустических генераторов, обусловленный поглощением звуковых колебаний в волноводах насосно-компрессорных труб (НКТ) или высокими электрическими потерями в длинном кабеле. Следовательно, эффективность звукового воздействия может быть повышена приближением источника звука к объекту воздействия — ПЗП, что снизит затраты на конструкцию генератора.

В технологиях водоизоляционных работ используются полимерные материалы с формированием гелеобразующей субстанции. Отсутствие мгновенного эффекта гелеобразования приводит к неуправляемому продвижению композиции в нефтяном пласте и большому расходу реагента. Необходима технология, снижающая затраты расходного материала и увеличивающая рентабельность процесса ограничения водопритоков и нефтедобычи.

Способы воздействия на призабойную зону скважин и пласт волновыми полями различной природы применяются с 1960-х годов. Приоритет в теоретических, экспериментальных, промысловых исследованиях по обоснованию методов и конструкторские работы в этом направлении принадлежат российским разработкам Института физики Земли, Института проблем нефти и газа РАН, РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, ОАО «Элсиб» (НПО «Союзнефтеотдача»), ВНИИнефти и т. д. [2].

Способ селективной водоизоляции с применением стоячих звуковых волн, направленный на решение указанных проблем, разработан и теоретически обоснован в Тюменском индустриальном университете.

Фундаментальные труды в области гидродинамики, общей акустики, касающиеся физических аспектов применения ультразвука в науке и технике, принадлежат Л. Бергману, Д. А. Гершалу, И. П. Голяминой, М. А. Исаковичу, Л. Д. Ландау, Е. М. Лифшицу, В. М. Фридману, Е. Я. Юдину.

Вопросы разработки сложнопостроенных месторождений вязкой нефти, увеличения нефтеотдачи путем внедрения вторичных и третичных МУН и их комбинаций освещены в трудах А. А. Газизова, С. И. Грачева, Ю. В. Желтова, В. И. Кудинова, Г. Е. Малофеева, М. С. Муллакаева, М. Л. Сургучева.

Актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса России с учетом его состояния, оценка эффективности методов решения этих проблем представлены в работах Л. К. Алтуниной, С. Н. Бастрикова, А. А. Броксермана, А. Ш. Газизова, С. А. Жданова, Р. Р. Ибатуллина, В. И. Кузнецова, Р. Х. Муслимова, В. М. Ревенко, В. А. Попова.

Экспериментальное исследование волновых процессов, теоретическое обоснование их применения описаны российскими учеными Д. В. Баженовым, О. Р. Ганиевым, Р. Ф. Ганиевым, Р. Н. Гатауллиным, А. А. Губайдуллиным, В. В. Дрягиным, А. П. Дубенем, О. Е. Ефремовой, О. Л. Кузнецовым, Т. С. Кудриной,

А. Д. Лапиным, Е. А. Марфиным, Д. Р. Сафиуллиным, А. М. Сваловым, А. В. Римским-Корсаковым.

Вклад зарубежных ученых в теорию и практику волнового поля представлен трудами О. Брандта, С. А. Бьеркнеса, Р. Кёнига, А. Кундта, Дж. У. Стретта, Е. Хиденмана.

Нормативная база исследований представлена руководящими документами Главтюменнефтегаза, регламентирующими применение способов по выравниванию фронта нагнетаемой воды и регулированию выработки пластов за счет циклического заводнения и перемены направления фильтрационных потоков, а также определяющими применение системной технологии воздействия на нефтяные пласты.

Волновые технологии сохранения и восстановления коллекторских характеристик пласта, исследование технологий упругого волнового воздействия для интенсификации притока на месторождениях высоковязкой нефти, освоение скважин методом инфракрасно-волнового воздействия на ПЗП, особенности применения ультразвукового воздействия на пласт на месторождениях Нижневартовского, Ноябрьского регионов, НГДУ «СтрежевойНЕФТЬ», Тимано-Печорской нефтегазодобывающей провинции, Ромашкинском, Самотлорском, Хохряковском месторождениях описаны в работах В. О. Абрамова, Т. К. Апасова, Г. Т. Апасова, С. Б. Бекетова, С. Г. Вольпина, В. П. Ганяева, Р. Н. Гатаулина, С. И. Грачева, А. И. Гурьянова, В. П. Дыбленко, А. В. Каракетова, Г. С. Дубинского, Ю. С. Кузнецова, В. Б. Мельникова, М. С. Муллакаева, В. Г. Умняева, А. Р. Хафизова, И. А. Чиркина, Р. Я. Шарифуллина, Ю. В. Шульева, А. А. Щербакова, А. Л. Яковлева.

Вопросы применения стоячих звуковых волн с целью интенсификации нефтедобычи и для выравнивания фронта заводнения нефтяного пласта отражены в трудах Х. Н. Музипова

Анализ степени разработанности области исследования позволяет сделать вывод об актуальности теоретического обоснования, экспериментального исследования и практического применения технологии акустического воздействия на нефтяной пласт стоячими звуковыми волнами для решения проблем в осложненных условиях разработки.

Исследования, проводящиеся в Тюменском индустриальном университете, основаны на инновационных идеях и технологиях академика РАН Ю. А. Савиных [3]. Разработки последних 15 лет стали их обновлением, модификациями. Реновации технологий и методов связаны с получением акустических колебаний из шумов добывающей скважины с помощью режекторных фильтров и завершены оценкой влияния звуковых волн в ПЗП на частицы газовых глобул и твердых материалов, выносимых из пласта. Результаты этих работ нашли практическое применение в технологиях акустического газлифта, уменьшения механических примесей в добываемой продукции, предотвращения отложения парафина и снижения вибраций электроцентробежного насоса (ЭЦН) в добывающей скважине [4].

Эффект защиты ЭЦН основан на задержке твердых частиц в призабойной зоне воздействием на них стоячей звуковой волной. В акустическом поле стоячих волн взвешенные частицы начинают двигаться, между ними возникает взаимодействие в виде сил притяжения и отталкивания. Притяжение частиц вызывает явление коагуляции (укрупнения). Укрупненные частицы твердой фазы скважинной продукции выпадают в осадок и остаются на забое скважины (рис. 1).

Для получения стоячих волн требуется постоянный источник звука, которым является шум защищаемого погружного электроцентробежного насоса, создаваемого при его работе в добывающей скважине. Во вращающихся электромашинах, к которым относится и ЭЦН, различают механические, электромагнитные, а также аэродинамические шумы и вибрации, тесно связанные друг с другом. Шум с точки зрения акустики представляет собой совокупность аperiodических звуков различ-

ной интенсивности и частоты, которая может быть представлена, согласно разложению Фурье, наложением некоторого количества периодических колебаний определенной частоты и амплитуды. Считается, что погружная установка генерирует спектр звука в диапазоне 0,5–200 кГц, уровень шума как у большинства электромашин лежит в пределах 65–90 дБ.

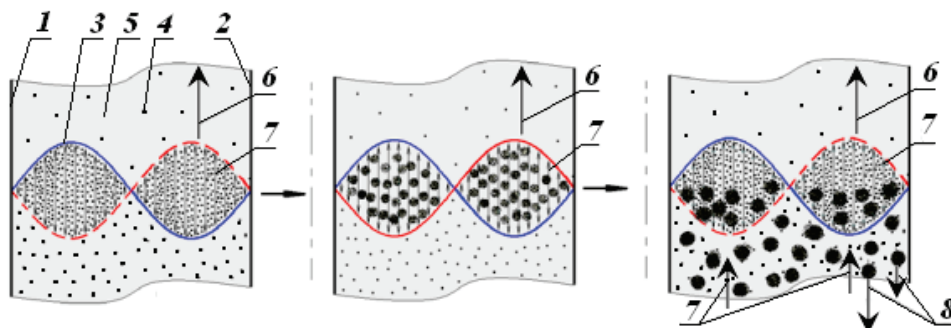


Рис. 1. Коагуляция механических примесей в жидкости при их движении в скважине: 1 — источник колебаний; 2 — обсадная колонна; 3 — стоячая волна; 4 — механическая примесь; 5 — жидкость; 6 — направление движения жидкости; 7 — направление движения механических примесей в стоячей волне; 8 — направление осаждения укрупненных частиц

Степень коагуляции зависит от частоты колебаний стоячей волны: в оптимальной области частот частицы различной величины (размера) имеют различные амплитуды колебаний. Возникновение коагуляции в свою очередь определяется воздействием стоячих волн. Установлено, что наибольшую степень влияния на частицы оказывают колебания ультразвукового диапазона [5].

Для создания необходимой частотности стоячих волн используется акустический преобразователь — режекторный фильтр (АРФ) (рис. 2). Принцип его работы состоит в преобразовании энергии низкочастотных колебаний в звук высокой частоты.

Формирование ультразвуковых стоячих волн производится в кольцевом пространстве между обсадной колонной и корпусом АРФ.

Для защиты от механических примесей фильтр размещается под ЭЦН. Очищенная звуковым воздействием скважинная продукция, поступая в механизм, не вызывает абразивного износа рабочих органов насоса.

АРФ, размещенный над ЭЦН, преобразовывает звук низкой частоты от вибраций колес центробежного насоса в высокочастотные акустические колебания, что значительно снижает уровень вибраций механизма. Основной принцип защиты заключается в том, что волны низкой частоты, складываясь с вибрациями НКТ, приводят к опасному увеличению ам-



Рис. 2. Акустический режекторный фильтр

плитуды колебаний. Основной принцип защиты заключается в том, что волны низкой частоты, складываясь с вибрациями НКТ, приводят к опасному увеличению ам-

плитуды колебаний. Волны высокой частоты, полученные из низкочастотных с помощью режекторного фильтра, затухают, не усиливая механические вибрации ЭЦН.

Испытания разработанных технологий проводились на скважинах Самотлорского месторождения. Результаты замеров содержания взвешенных частиц в продукции скв. 14 607 Талинского месторождения представлены в таблице.

Данные таблицы показывают, что при выводе скважины на режим в среднем с использованием в ней АРФ удалось снизить содержание механических примесей в добываемой продукции в 3,4 раза. На стационарном режиме работы снижение количества взвешенных частиц КВЧ составило 1,9 раза.

Результаты замеров количества взвешенных частиц (КВЧ) в продукции скв. 14607 с АРФ и без него

Режим работы скважины	ВНР*		УРР**					Среднее значение
КВЧ без АРФ, мг/л	1325	5305	594	864	517	735	418	1 394,0
КВЧ с АРФ, мг/л	884	274	384	439	361	213	295	407,1

Примечание. * — вывод скважины на режим, ** — установившийся режим работы скважины.

Эффект газлифта свойственен ранней стадии эксплуатации нефтяных месторождений, в то время как акустическая технология искусственного газлифта работает, когда энергии пласта не хватает, чтобы поднять нефть на дневную поверхность. Основанием для описания механизма акустической дегазации является предположение о наличии в пластовой жидкости пузырьков растворенного газа [6]. Под действием акустического поля стоячих волн, полученных при помощи акустических преобразователей из шумов призабойной зоны, происходят расширение и соединение пузырьков между собой, что приводит к увеличению содержания газовой фазы в потоке. Жидкость при этом начинает дегазироваться при больших давлениях, чем давление насыщения, определяемое отраслевым стандартом. Результаты испытаний на скв. 8510, К.369 (НГДУ «Талинскнефть») показали, что «озвучивание» пластовой жидкости приводит к снижению уровня дегазации на 240 м и приросту дебита на 10 %.

Исследования Г. А. Хмары позволили разработать технологию использования преобразователя шума для передачи информации о параметрах бурения [7].

Вопросам выравнивания фронта заводнения пласта, влияния турбулентного звука на повышение эффективности акустического метода выравнивания фронта заводнения посвящены исследования Н. В. Шаталовой [8, 9], А. В. Шаталова [10].

На последующих этапах акустических исследований были сформулированы объект, цели и задачи исследования, соответствующие новым направлениям инноваций.

Объект исследования — процессы ограничения водопритоков воздействием на призабойную зону нефтяного пласта с областями высокой проницаемости, выравнивание фронта заводнения пласта.

Предмет исследования — воздействие на процесс ограничения водопритоков нефтяного пласта с областями высокой проницаемости стоячими звуковыми волнами, генерируемыми акустическим преобразователем шумов скважины.

Исследования ведутся по следующим направлениям:

- преобразование технологического шума нагнетательной скважины в акустические колебания производительной частоты;
- исследование промытых трещин нефтяного пласта в качестве волноводов и получение в них стоячих волн;

- влияние стоячих волн на процесс коагуляции гелеобразующих компонентов водоизолирующих составов;
- интеграция физико-химического и акустического методов воздействия на обводненный нефтяной пласт.

Методы исследования:

- теоретическое исследование источников звука, существующих в призабойной зоне нефтяного пласта, и их спектральный анализ;
- теоретическое исследование процесса коагуляции частиц водоизолирующего реагента в стоячих звуковых волнах различной частоты и зависимость этого процесса от гидравлических параметров;
- обобщение теоретических исследований с целью разработки способа и технологического оборудования для получения водоизолирующего экрана в призабойной зоне скважины;
- расчет параметров преобразователя звука;
- моделирование процесса возникновения стоячих волн в искусственном грунте на экспериментальной установке, имитирующей трещины нефтяного пласта.

Выводы

По итогам исследований получены следующие результаты:

- взаимодействие стоячих звуковых волн с частицами гелеобразующего реагента в потокоотклоняющих технологиях выражается в уменьшении скорости его проникновения в пласт и коагуляции;
- подтверждено влияние акустических колебаний на реологические свойства нефтяного флюида, что может быть сопутствующим эффектом применения разработанной акустической технологии.

На промежуточном этапе эксперимента получен патент «Способ акустического выравнивания фронта заводнения нефтяного пласта» [11]. Результаты исследований могут быть положены в основу создания обучающих курсов для направлений обучения нефтегазовому делу.

Библиографический список

1. Муллакаев М. С. Современное состояние проблемы извлечения нефти // Современная научная мысль. – 2013. – № 4. – С. 185–191.
2. Повышение продуктивности и реанимации скважин с применением виброволнового воздействия / В. П. Дыбленко [и др.]. – М.: Недра, 2000. – 381 с.
3. Музипов Х. Н., Савиных Ю. А. Волновые технологии подготовки нефти: учеб. пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – 156 с.
4. Савиных Ю. А., Музипов Х. Н., Овчинников П. В. Использование технологического звука для управления параметрами режима бурения и повышения производительности добывающих скважин. – Тюмень: Вектор Бук, 2008. – 164 с.
5. Кудрявцев И. А. Совершенствование технологии добычи нефти в условиях интенсивного выноса мехпримесей (на примере Самотлорского месторождения): Автореф. дис. кан. техн. наук. – Тюмень, 2014. – 24 с.
6. Савиных Ю. А., Музипов Х. Н. Инновационная техника и технология бурения и добычи нефти: учеб. пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2009. – 268 с.
7. Савиных Ю. А., Хмара Г. А. Повышение эффективности турбинного бурения на основе акустической информации: моногр. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. – 114 с.
8. Шаталова Н. В., Савиных Ю. А. Акустическая технология выравнивания фронта обводнения нефтяного пласта // Наука и ТЭК. – 2012. – № 3. – С. 20–23.
9. Шаталова Н. В., Савиных Ю. А. Использование турбулентного звука для повышения эффективности акустического метода выравнивания фронта заводнения пласта // Нефть и газ Сибири. Материалы Междунар. науч.-техн. конф., посвященной 50-летию Тюменского индустриального института, – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. – 212 с.
10. Шаталова Н. В., Шаталов А. В. Использование процессов ограничения водопритоков с использованием электротехнической модели // Техника и технология строительства и ремонта нефтяных и газовых скважин. Материалы всеросс. науч.-техн. конф. – Тюмень: ТИУ, 2015. – 198 с.
11. Патент на изобретение RU2447273 C1E21B43/20. – № 2010137447. Способ акустического выравнивания фронта заводнения нефтяного пласта / Савиных Ю. А., Грачев С. И., Медведев Ю. А., Шаталова Н. В.; заявл. 08.09.2010; опубл. 10. 04. 2012.

Сведения об авторе

Шаталова Наталья Васильевна, ассистент кафедры электроэнергетики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89129221118, e-mail: natalyashatalova@yandex.ru

Information about the author

Shatalova N. V., Assistant at the Department of Electricity, Industrial University of Tyumen, phone: 89129221118, e-mail: natalyashatalova@yandex.ru

УДК 519.63+533.6

ТРЕХМЕРНЫЕ МГНОВЕННЫЕ ЛИНИИ ТОКА ТЕЧЕНИЙ ГАЗА ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ ВЫХОДА НА СТАЦИОНАРНЫЙ РЕЖИМ ЛАБОРАТОРНОГО ТОРНАДО

THREE-DIMENSIONAL INSTANTANEOUS STREAMLINES
OF GAS FLOWS FOR SIMULATION THE STEADY-STATE OUTPUT
OF AN ARTIFICIAL TORNADO

Р. Е. Волков, А. Г. Обухов

R. E. Volkov, A. G. Obukhov

Тюменский государственный университет, г. Тюмень

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: полная система уравнений Навье — Стокса; краевые условия; параллельные вычисления; скоростные характеристики; мгновенные линии тока
Key words: a complete system of Navier — Stokes equations; boundary conditions; parallel computations; speed characteristics; instantaneous streamlines

Восходящие закрученные потоки воздуха могут быть получены с помощью вертикального продува через трубу соответствующего диаметра [1–5], что успешно подтверждено экспериментально [6, 7]. В работе [6] описано экспериментальное получение восходящего закрученного потока воздуха при продуве через трубу малого диаметра, а в работе [7] — через трубу диаметром 2 метра.

При численном моделировании возникающих при холодном вертикальном продуве сложных закрученных течений [8] в предложенной модели газа, как движущейся сжимаемой сплошной среды с диссипативными свойствами вязкости и теплопроводности, основные газодинамические характеристики совпадают с данными натурных экспериментов [9]. Сопоставление рассчитанных и измеренных численных значений геометрических размеров и кинетических энергий [10] позволило сделать следующий важный вывод. Энергия вращательного движения, полученная от энергии вращения Земли вокруг своей оси, превосходит половину кинетической энергии всего потока только для диаметра трубы продува не менее 5 м и скорости продува не менее 15 м/с. Основной вклад в общую кинетическую энергию восходящего закрученного потока — порядка 97 % — вносит кинетическая энергия вращательного движения.

Следовательно, для получения достаточно больших значений скоростей окружного движения воздуха и достижения выхода на стационарный самоподдерживающийся режим необходимо использовать трубу большего диаметра и большую скорость продува. Речь идет о проведении более масштабного натурного эксперимента.

В данной работе методика распараллеливания алгоритма численного решения полной системы уравнений Навье — Стокса используется для проведения численных экспериментов по исследованию изменений во времени характеристик восходящего закрученного потока воздуха. В частности, целью работы является численное построение мгновенных линий тока течений газа и исследование характера их изменений в формирующемся закрученном потоке воздуха при выходе его на стационарный режим.

Математическая модель. Для математического моделирования сложных течений воздуха, как сжимаемой сплошной среды, обладающей диссипативными свойствами вязкости и теплопроводности, используется полная система уравнений Навье — Стокса, которая в безразмерных переменных с учетом действия сил тяжести и Кориолиса в векторной форме имеет вид [10]

$$\begin{cases} \rho_t + \mathbf{V} \cdot \nabla \rho + \rho \operatorname{div} \mathbf{V} = 0, \\ \mathbf{V}_t + (\mathbf{V} \cdot \nabla) \mathbf{V} + \frac{T}{\gamma \rho} \nabla \rho + \frac{1}{\gamma} \nabla T = \mathbf{g} - 2\boldsymbol{\Omega} \times \mathbf{V} + \frac{\mu_0}{\rho} \left[\frac{1}{4} \nabla (\operatorname{div} \mathbf{V}) + \frac{3}{4} \Delta \mathbf{V} \right], \\ T_t + \mathbf{V} \cdot \nabla T + (\gamma - 1) T \operatorname{div} \mathbf{V} = \frac{\kappa_0}{\rho} \Delta T + \frac{\mu_0 \gamma (\gamma - 1)}{2\rho} \left\{ [(u_x - v_y)^2 + \right. \\ \left. + (u_x - w_z)^2 + (v_y - w_z)^2] + \frac{3}{2} [(u_y + v_x)^2 + (u_z + w_x)^2 + (v_z + w_y)^2] \right\}, \end{cases} \quad (1)$$

где $\mu_0 = 0,001$ и $\kappa_0 \approx 1,46\mu_0$ — значения безразмерных коэффициентов вязкости и теплопроводности.

В системе (1): t — время; x, y, z — декартовы координаты; ρ — плотность газа; $\mathbf{V} = (u, v, w)$ — вектор скорости газа с проекциями на соответствующие декартовы оси; T — температура газа; $\mathbf{g} = (0, 0, -g)$ — вектор ускорения силы тяжести, а $g = \text{const} > 0$; $-2\boldsymbol{\Omega} \times \mathbf{V} = (av - bw, -au, bu)$ — вектор ускорения силы Кориолиса, где $a = 2\Omega \sin \psi$, $b = 2\Omega \cos \psi$, $\boldsymbol{\Omega} = |\boldsymbol{\Omega}|$; $\boldsymbol{\Omega}$ — вектор угловой скорости вращения Земли; ψ — широта точки O — начала декартовой системы координат $Oxyz$, вращающейся вместе с Землей.

Начальные условия при описании течений вязкого сжимаемого теплопроводного газа при постоянных значениях коэффициентов вязкости и теплопроводности представляют собой функции, задающие точное решение [11] системы (1)

$$u = 0, v = 0, w = 0, T_0(z) = 1 - kz, \\ k = \frac{l x_{00}}{T_{00}}, l = 0,0065 \frac{K}{M}, x_{00} = 50 M, T_{00} = 288^\circ K \quad (2)$$

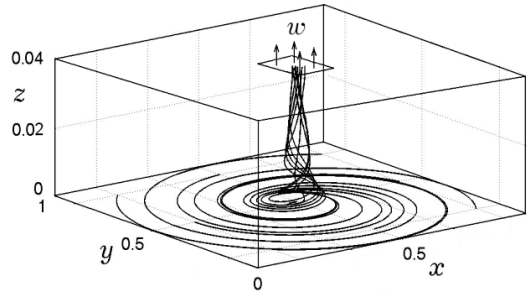
$$\rho_0(z) = (1 - kz)^{\nu-1}, \quad \nu = \frac{\gamma g}{k} = \text{const} > 0. \quad (3)$$

Расчетная область представляет собой прямоугольный параллелепипед с длинами сторон $x^0 = 1$, $y^0 = 1$ и $z^0 = 0,04$ вдоль осей Ox , Oy и Oz соответственно (рис. 1). Для плотности на всех шести гранях параллелепипеда ставится условие непрерывности потока [12], которое предусматривает вычисление значений плотности на гранях расчетной области линейной интерполяцией значений плотности в ближайших внутренних узлах расчетной области. Нормальная компонента вектора скорости газа на боковых гранях соответствует условиям непрерывности. Две другие компоненты вектора скорости удовлетворяют условиям симметрии, то есть значения этих компонент вектора скорости на боковых гранях рассчитываются из условия равенства нулю производной по нормали к соответствующей грани в ближайших внутренних узлах расчетной сетки. На нижней и верхней гранях нормальная составляющая скорости соответствует условиям непротекания (она принимается равной нулю), а две другие компоненты вектора скорости — условиям симметрии. Для температуры на боковых гранях значения задаются из начального стационарного распределения, а на нижней и верхней гранях они соответствуют условиям симметрии. Продув газа через вертикальную трубу моделируется заданием вертикальной скорости течения газа в зависимости от времени t в виде

$$w(t) = M \cdot [1 - \exp(-10t)] \quad (4)$$

через квадратное отверстие размером $0,1 \times 0,1$ в центре верхней грани расчетной области, M — максимальная скорость продува.

Рис. 1. Расчетная область



Расчеты проводились при следующих входных параметрах: масштабные размерные значения плотности, скорости, расстояния и времени равны соответственно $\rho_{00} = 1,29 \text{ кг/м}^3$, $u_{00} = 333 \text{ м/с}$, $x_{00} = 50 \text{ м}$, $t_{00} = x_{00} / u_{00} = 0,15 \text{ с}$.

Разностные шаги по трем пространственным переменным $\Delta x = \Delta y = 0,005$ (размерное значение $0,25 \text{ м}$), $\Delta z = 0,004$ (размерное значение $0,2 \text{ м}$), а шаг по времени $\Delta t = 0,001$ (размерное значение $0,00015 \text{ с}$). Максимальная скорость продува в расчетах принималась равной $M = 0,06$ (размерное значение 20 м/с).

Результаты расчетов. С помощью явной разностной схемы и метода распараллеливания расчетного алгоритма были рассчитаны газодинамические характеристики течений воздуха в лабораторно созданном торнадо. В частности, определены все три компонента вектора скорости в каждом узле расчетной области в произвольные моменты времени $u_{i,j,k}$, $v_{i,j,k}$, $w_{i,j,k}$. Это позволило численно построить мгновенные линии тока течений воздуха при моделировании постепенного выхода всего потока на стационарный режим. Мгновенные линии тока в некотором смысле отражают характер течений частиц воздуха в созданном закрученном потоке и позволяют более наглядно и детально проследить за динамикой и особенностями изменения таких течений.

На рисунках 2 и 3 приведены результаты численного построения мгновенных линий тока, выпущенных из точек, близких к нижней плоскости, для шести фиксированных моментов времени в центральной части расчетной области, лежащей в пределах от $0,4$ до $0,6$ (размерные значения от 20 до 30 м).

На рисунке 2 представлены мгновенные линии тока для трех моментов времени $t_1 = 2,5 \text{ мин}$, $t_2 = 4 \text{ мин}$, $t_3 = 5 \text{ мин}$. Эти моменты времени соответствуют формированию радиального течения воздушных масс (см. рис. 2 а), положительной закрутке потока (см. рис. 2 б) и началу разгона закрученного потока (см. рис. 2 с) при продуве воздуха через вертикальную трубу.

На рисунке 3 представлены мгновенные линии тока для трех последующих фиксированных моментов времени $t_4 = 7,5 \text{ мин}$, $t_5 = 11 \text{ мин}$, $t_6 = 18 \text{ мин}$. Эти моменты времени соответствуют возрастанию скорости вращения потока воздуха (см. рис. 3 д), постепенному выходу его на стационарный режим (см. рис. 3 е) и собственно стационарному режиму его функционирования (см. рис. 3 ф).

Следует отметить, что количество выпускаемых линий тока на всех представленных рисунках одно и то же. Тем не менее на рисунках отчетливо видно значительное возрастание плотности спиральных мгновенных линий тока с увеличением расчетного времени. Это однозначно говорит об увеличении скорости вращения

тельного движения закрученного потока воздуха. Кроме того, из рисунков видно, как все большее число линий тока закрученного потока попадает в вертикальную часть вихря. При этом также заметно постепенное уменьшение шага винтового движения в вертикальной части за счет увеличения скорости вращения по сравнению с постоянной вертикальной скоростью продува.

Нельзя не сказать еще об одном эффекте, который проявляется в расчетах. Хорошо заметно, что в начальной стадии формирования восходящего закрученного потока вертикальная часть мгновенных линий тока представляет собой конусообразную поверхность с отсутствием линий тока внутри, верхний срез которой имеет форму квадрата (как и у отверстия продува). С течением времени поверхность вертикальной части потока по всей высоте приобретает форму прямого кругового цилиндра. По-видимому, такое поведение мгновенных линий тока с течением времени связано с существенным ростом влияния центробежной силы при увеличении скорости вращательного движения газа.

Таким образом, приведенные на рисунках 2 и 3 рассчитанные мгновенные линии тока позволяют наглядно представить течение воздуха в возникающем восходящем закрученном потоке от момента его возникновения до выхода на стационарный режим.

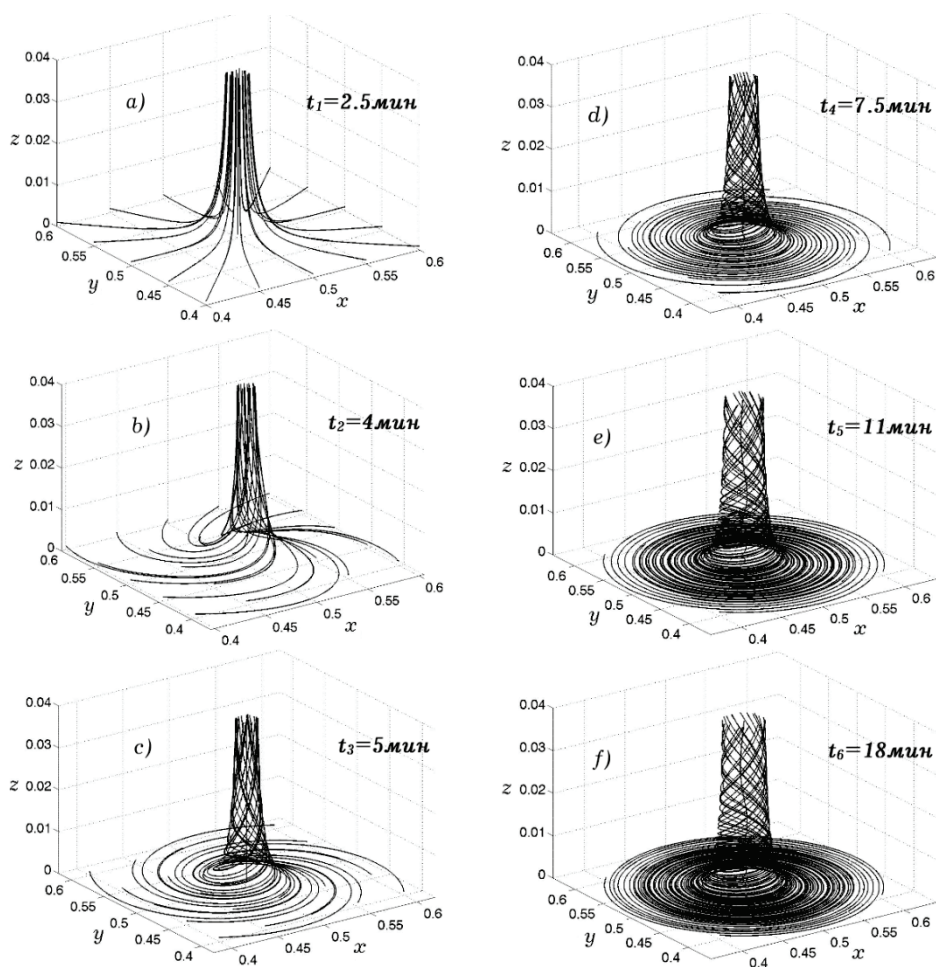


Рис. 2. Мгновенные линии тока для t_1, t_2, t_3

Рис. 3. Мгновенные линии тока для t_4, t_5, t_6

На рисунках 4 и 5 приведены результаты численного построения мгновенных линий тока для тех же фиксированных моментов времени, но выпущенных с пяти различных высот расчетной области. Размерные значения высот выпуска мгновенных линий тока следующие: $z = 0,2$ м; $z = 0,6$ м; $z = 1$ м; $z = 1,4$ м; $z = 1,8$ м.

На приведенных рисунках следует отметить несколько особенностей смоделированного течения воздуха в искусственно созданном восходящем закрученном потоке. Исходя из вида мгновенных линий тока в начале формирования течения, газ движется горизонтально во всем объеме расчетной области вдоль радиусов к центру. По мере приближения к вертикальной области под отверстием продува воздух начинает изменять траекторию своего движения, устремляясь вверх к отверстию продува (см. рис. 2 а). Радиальное течение воздуха под действием силы Кориолиса приобретает положительную закрутку (см. рис. 2 б), которая передается в вертикальную часть с возрастанием скорости вращения (см. рис. 2 с). Дальнейшее развитие закрученного потока характеризуется увеличением скорости вращательного движения всех воздушных масс, попавших в расчетную область, и формированием вертикальной цилиндрической области с быстро вращающейся граничной поверхностью (см. рис. 3). Внутри этой поверхности находится область относительно покоящегося воздуха с пониженными давлением и плотностью.

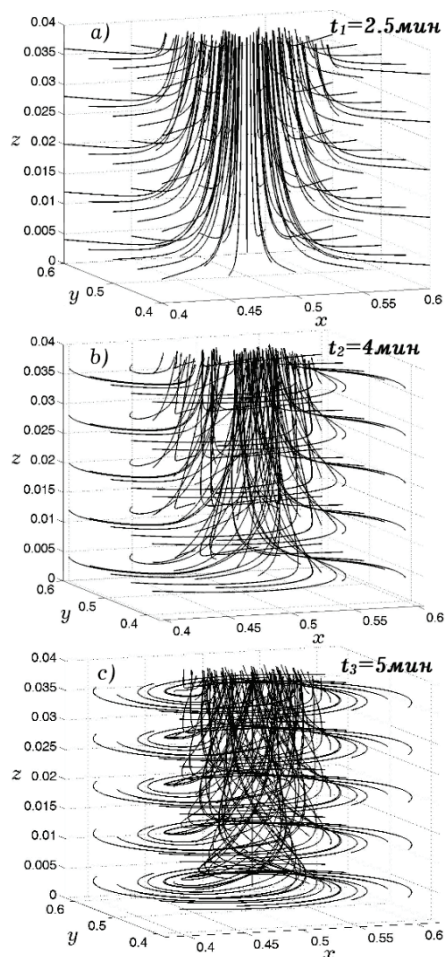


Рис. 4. Мгновенные линии тока, выпущенные с разной высоты для t_1, t_2, t_3

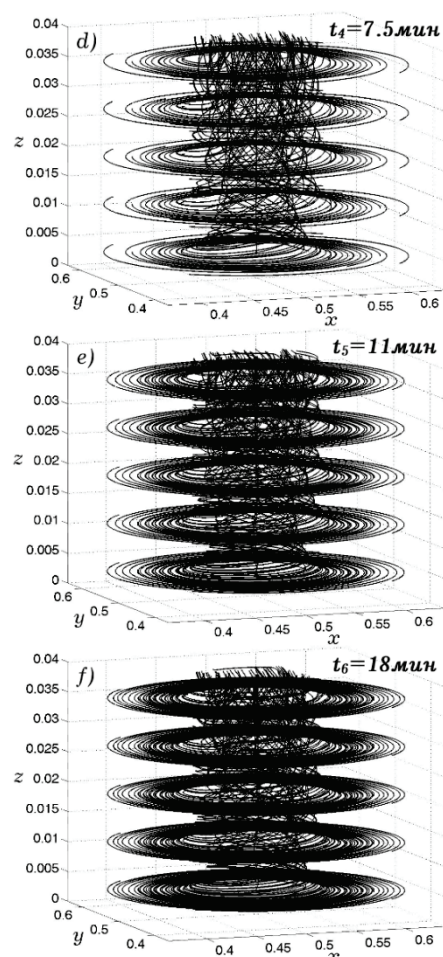


Рис. 5. Мгновенные линии тока, выпущенные с разной высоты для t_4, t_5, t_6

Выводы

Методика распараллеливания алгоритма численного решения полной системы уравнений Навье — Стокса позволила в данной работе провести расчет трех компонент вектора скорости газа во всех узлах прямоугольной расчетной сетки при моделировании сложного течения воздуха в предполагаемом натурном эксперименте по созданию восходящего закрученного потока. В работе также численно построены мгновенные линии тока для различных фиксированных моментов времени, выпущенные с различных высот расчетной области. Анализ результатов расчетов еще раз показал справедливость схемы возникновения причин положительного направления закрутки и длительного существования восходящих закрученных потоков воздуха, инициированных холодным вертикальным продувом через трубу большого диаметра. Показано, что во вращательном движении участвует весь движущийся в расчетной области газ, а в создании вертикальной части восходящего закрученного потока участвуют только течения, близкие к центральной области вертикального продува. Результаты исследования имеют принципиальное значение для формулирования конкретных предложений проведения масштабного натурного эксперимента по созданию восходящего закрученного потока, инициированного вертикальным продувом газа.

Исследования поддержаны Министерством образования и науки РФ (проект № 1.4539.2017/8.9).

Библиографический список

1. Абдубакова Л. В., Обухов А. Г. Численный расчет скоростных характеристик трехмерного восходящего закрученного потока газа // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 3. – С. 88–94.
2. Обухов А. Г., Абдубакова Л. В. Численный расчет термодинамических характеристик трехмерного восходящего закрученного потока газа // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2014. – № 7. – С. 157–165.
3. Абдубакова Л. В., Обухов А. Г. Численный расчет термодинамических параметров закрученного потока газа, инициированного холодным вертикальным продувом // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 5. – С. 57–62.
4. Абдубакова Л. В., Обухов А. Г. Расчет плотности, температуры и давления трехмерного восходящего закрученного потока газа при вертикальном продуве // Нефтегазовое дело. – 2014. – Т. 12, № 3. – С. 116–122.
5. Обухов А. Г., Абдубакова Л. В. Численный расчет скоростных характеристик закрученного потока газа, инициированного холодным вертикальным продувом // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2015. – Т. 1, № 2 (2). – С. 124–130.
6. Баутин С. П., Баутин К. В., Макаров В. Н. Экспериментальное подтверждение возможности создания потока воздуха, закрученного силой Кориолиса // Вестник Уральского государственного университета путей сообщения. – 2013. – № 2 (18). – С. 27–33.
7. Баутин С. П., Макаров В. В. Создание потока воздуха, закрученного силой Кориолиса при использовании трубы двухметрового диаметра Кориолиса // Вестник Уральского государственного университета путей сообщения. – 2016. – № 4 (32). – С. 39–45.
8. Волков Р. Е., Обухов А. Г. Параллельные вычисления в исследованиях зависимости газодинамических параметров восходящего закрученного потока газа от скорости продува // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 1. – С. 92–97.
9. Волков Р. Е., Обухов А. Г. Метод распараллеливания алгоритма численного решения полной системы уравнений Навье — Стокса // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 2. – С. 92–98.
10. Разрушительные атмосферные вихри и вращение Земли вокруг своей оси / С. П. Баутин [и др.] – Екатеринбург: УрГУПС, 2017. – 336 с.
11. Баутин С. П., Обухов А. Г. Одно точное стационарное решение системы уравнений газовой динамики // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2013. – № 4. – С. 81–86.
12. Баутин С. П., Обухов А. Г. Об одном виде краевых условий при расчете трехмерных нестационарных течений сжимаемого вязкого теплопроводного газа // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2013. – № 5. – С. 55–63.

Сведения об авторах

Волков Роман Евстафьевич, аспирант кафедры алгебры и математической логики, Тюменский государственный университет, г. Тюмень, тел. 89129211245, e-mail: email@romanvolkov.ru

Обухов Александр Геннадьевич, д. ф.-м. н., профессор кафедры бизнес-информатики и математики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89220014998, e-mail: aobukhov@tsogu.ru

Information about the authors

Volkov R. E., Postgraduate at the Department of Algebra and Mathematical Logics, Tyumen State University, phone: 89129211245, e-mail: email@romanvolkov.ru

Obukhov A. G., Doctor of Physics and Mathematics, Professor at the Department of Business Informatics and Mathematics, Industrial University of Tyumen, phone: 89220014998, e-mail: aobukhov@tsogu.ru

УДК 533.15/548.51:548.526:548.527

**ВЛИЯНИЕ ВРЕМЕНИ ХРАНЕНИЯ МОЛОТОГО ЛЬДА НА КИНЕТИКУ
ОБРАЗОВАНИЯ И РОСТА ГАЗОГИДРАТА ФРЕОНА-12**

**INFLUENCE OF THE TIME STORAGE OF ICE POWDER ON KINETICS
OF FORMATION AND GROWTH OF FREON-12 GAS HYDRATE**

М. Ш. Мадыгулов, А. Г. Заводовский, В. П. Щипанов

M. Sh. Madygulov, A. G. Zavodovsky, V. P. Shchipanov

*Институт криосферы Земли Тюменского научного центра СО РАН, г. Тюмень
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

*Ключевые слова: модифицированный лед; молотый лед; поливинилпирролидон; промоутеры
гидратообразования; газовые гидраты*

*Key words: modified ice; ice powder; polyvinylpyrrolidone; promoters of hydrate formation;
gas hydrates*

Введение

Существующие газогидратные технологии нацелены на решение проблемы утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) путем его перевода в твердое газогидратное состояние. Их применение в перспективе должно улучшить экологическую обстановку на месторождениях и упростить дальнейшую транспортировку ПНГ до мест хранения и переработки при относительно небольших давлениях [1, 2]. Однако широкое использование газогидратных технологий сдерживается относительно невысокой скоростью роста газогидратов и, как следствие этого, низкой степенью перехода льда (воды) в газовый гидрат.

Одним из путей повышения скорости роста газогидратов природных газов, образуемых на основе льда, является применение мелкодисперсного льда. Это позволяет увеличить площадь контакта гидратообразующего газа с поверхностью льда. Эффективность такого подхода неоднократно наблюдалась при использовании свежеприготовленного молотого льда с размером частиц 100÷500 мкм [3–5]. Однако при хранении мелкодисперсного льда наблюдается снижение поверхности взаимодействия лед/газ вследствие смерзания частиц льда [6]. Безусловно, это должно приводить к снижению скорости роста газогидратов, что тем не менее требует экспериментальных подтверждений, так как на сегодняшний день нет данных о влиянии времени хранения мелкодисперсного льда на образование и рост газогидратов при различных термобарических условиях.

Актуальность данных исследований возрастает при использовании различных добавок, например поливинилпирролидона (ПВП), позволяющего значительно увеличить скорость роста газовых гидратов на основе модифицированного мелкодисперсного льда [7–9]. При этом на сегодняшний день остается открытым вопрос сохранения промотирующих и ингибирующих свойств модифицированного молотого мелкодисперсного льда от длительности его хранения при температурах меньших 273 К, что требует дополнительных экспериментальных исследований.

В этой связи в данной работе предполагается изучить особенности кинетики образования и роста газовых гидратов на основе молотого льда с различным содержанием ПВП в образцах. В ходе исследований ожидается получение опытных данных по влиянию времени выстаивания молотого льда на скорость образования и роста газогидратов.

Объект исследований

В экспериментах были использованы образцы молотого мелкодисперсного льда со средним размером частиц ~150 мкм. Образцы чистого (без добавок ПВП) и модифицированного полимером льда готовили по методике, описанной в работе [9].

Содержание ПВП в исследуемых образцах модифицированного льда варьировалось в интервале $0,05 \div 1,25$ % масс.

Используемые образцы молотого мелкодисперсного льда хранили в морозильной камере при температуре 255 К в герметичных стеклянных пробирках, что обеспечило стабильность газовой фазы над образцом в течение всего времени эксперимента. Контролируемая длительность хранения мелкодисперсного молотого льда в атмосфере воздуха в большинстве экспериментов составляла 1, 6 и 10 дней (более длительные эксперименты не проводились). Для проведения сравнительного анализа в экспериментах также использовался свежеприготовленный молотый лед, который хранился перед началом экспериментов не более 30 минут. Это минимально возможное время, необходимое для проведения подготовительных операций перед началом эксперимента.

В качестве гидратообразующего газа использовали дихлордифторметан (фреон-12), который образует газогидраты структуры КС-II и максимально пригоден для моделирования процесса гидратообразования природных газов без необходимости применения высоких давлений [10].

Экспериментальная установка

При исследованиях газовых гидратов методом P - V - T измерений использовалась экспериментальная установка, подробно описанная в работах [11, 12]. Ее основу составляет термостатируемая ячейка с исследуемым образцом. В экспериментах температура образца измерялась с точностью не хуже чем $\pm 0,1$ К с помощью датчика температуры, расположенного в центре образца. Для измерения давления в ячейке с образцом использовали цифровой манометр ДМ5002 с точностью измерений $\pm 1,5$ кПа. Объем газовой фазы над исследуемым образцом газогидрата сохранялся в течение всего времени эксперимента.

Методика измерений и обработки экспериментальных данных

Данные P - V - T измерений, которые выполняли через равные промежутки времени, использовали для расчета степени превращения льда в газовый гидрат по формуле

$$P_g = \frac{17\mu V}{mR} \left[\left(\frac{P}{zT} \right)_0 - \left(\frac{P}{zT} \right)_\tau \right] 100\%,$$

где μ — молярная масса воды; V — объем газовой фазы в ячейке с образцом; m — начальная масса льда; R — универсальная газовая постоянная; P, T — давление и температура гидратообразующего газа; z — коэффициент сжимаемости газа; $0, \tau$ — начальный и текущий моменты времени.

Результаты и их обсуждение

Исследования кинетики образования и роста газового гидрата фреона-12 проводили в изотермических условиях при температуре 263 К и начальном давлении гидратообразующего газа ~ 150 кПа. Продолжительность каждого эксперимента при данных термобарических условиях составляла 110 минут.

Как и следовало ожидать, в течение всего времени эксперимента наибольшая скорость роста исследуемого газогидрата наблюдалась для свежеприготовленного молотого мелкодисперсного льда (рис. 1). Высокую активность роста газогидрата в данном случае можно объяснить наличием изначально большой площади контакта гидратообразующего газа с поверхностью гранул льда [6], так как в данном случае смерзание частиц льда незначительно. Более того, частицы свежеприготовленного молотого льда характеризуются наличием множества локальных дефектов: неровностей, сколов, микротрещин и т. д., которые образовались в процессе механического размалывания льда [13]. Все эти дефекты, безусловно, увеличивают поверхность взаимодействия гидратообразующего газа со льдом. В совокупности с наличием квазжидкой пленки воды на поверхности частиц льда [14] все эти фак-

торы способствуют высокой скорости роста газогидрата фреона-12, образованного из свежеприготовленного льда, в течение всего времени эксперимента.

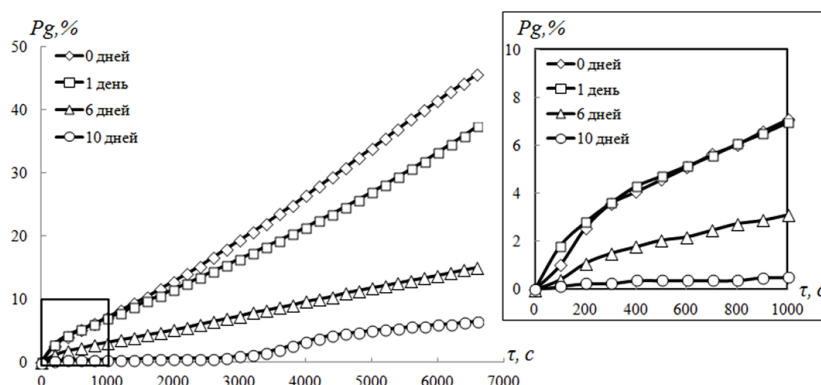


Рис. 1. Динамика роста степени превращения (P_g) чистого льда в газовый гидрат при температуре 263 К от длительности хранения молотого льда в морозильной камере при температуре 255 К

Из представленных на данных (см. рис. 1) видно, что газогидрат, образованный из свежеприготовленного льда, и газогидрат, образованный на основе льда с однодневной выдержкой, в течение первых 1 000 секунд большую часть времени растут почти с одинаковой скоростью. Это косвенно свидетельствует о незначительном смерзании частиц льда в течение 24 часов при температуре 255 К, что соответствует результатам работы [6]. Однако в дальнейшем, в отличие от свежеприготовленного льда, активность роста газогидрата фреона-12 на основе льда с однодневной выдержкой заметно замедляется.

Следует отметить, что влияние экранирующего действия газогидратной корки на замедление роста газогидрата в данном случае можно исключить. Действительно, на момент начала расхождений значений P_g (момент времени ~1000 с) в этих опытах имеет место одинаковая толщина газогидратной корки, которая определяется величиной P_g [5] и по нашим оценкам приблизительно равна 2,1 мкм. Исходя из этого, можно предположить, что замедление роста газогидрата фреона-12 при однодневной выдержке молотого мелкодисперсного льда свидетельствует об изменениях с течением времени его гидратообразующих свойств, которые в первую очередь затрагивают внутренние области исследуемых частиц льда.

Заметное уменьшение активности роста газогидрата фреона-12 при длительном хранении (6 и более суток) молотого льда вполне закономерно, так как при этом наблюдается значительное смерзание частиц льда [6], что, соответственно, уменьшает площадь контакта гидратообразующего газа с поверхностью гранул льда. Более того, с течением времени в результате перекристаллизации льда нивелируются различного рода макроскопические дефекты (трещины, сколы и т. д.) на поверхности и внутри частиц льда [15], восстанавливается нарушенная микроструктура льда и т. д. Наряду с уменьшением площади контакта гидратообразующего газа с поверхностью гранул льда все это приводит к уменьшению количества незамерзшей воды и льда, активно участвующих в процессе роста газогидрата.

Согласно полученным данным, хранение молотого чистого льда в морозильной камере при температуре 255 К не привело к возникновению индукционного эффекта, связанного с задержкой начала гидратообразования, но, как было показано выше, оно заметно сказалось на скорости роста исследуемого газогидрата фреона-12 (см. рис. 1). Наблюдаемое снижение эффективности роста газогидрата с увеличением длительности хранения молотого льда качественно отслеживает тенденцию

уменьшения площади контакта гидратообразующего газа с поверхностью смерзшихся частиц льда. Однако, как указывалось ранее, при длительном хранении молотого льда могут ухудшаться гидратообразующие свойства самого льда, а также адсорбционные свойства квазижидкой пленки воды, находящейся на поверхности частиц льда, что должно сказаться на ее нуклеационных свойствах. Об этом, в частности, свидетельствует наблюдаемое на рисунке 1 уменьшение начальной скорости роста исследуемого газогидрата с увеличением времени хранения образца, что наиболее заметно для 10-дневного хранения молотого льда в атмосфере воздуха. В конечном итоге все вышеперечисленные факторы приводят к уменьшению максимальной степени перехода льда в газогидрат (Pg_{max}), достигаемой к концу эксперимента. Так, например, 10-дневная выдержка молотого мелкодисперсного льда при температуре 255 К уменьшает Pg_{max} практически на порядок.

В отличие от чистого молотого льда, на начальном этапе процессу зародышеобразования в модифицированном молотом мелкодисперсном льду предшествует безгидратный режим, который характеризуется отличным от нуля индукционным периодом гидратообразования. В работе [9] установлено, что величина этого периода линейно увеличивается с ростом концентрации ПВП в интервале 0÷1,25 % масс., что подтверждают и результаты данного исследования. Это означает, что кинетические затруднения, определяющие задержку начала образования зародышей газогидрата, возрастают по мере увеличения количества связанных молекулами полимера молекул воды, находящихся в квазижидкой пленке на поверхности частиц молотого льда. Высокую вероятность нахождения молекул полимера (либо его активных звеньев) в квазижидкой пленке воды можно объяснить тем, что в процессе дробления замороженных водных растворов механическое разрушение молекулярных связей в структуре льда преимущественно идет в непосредственной близости от молекул ПВП. Действительно, возле них имеется некоторое количество незамерзшей воды, которая делает структуру льда рыхлой и, соответственно, менее прочной [16, 17].

Важно отметить, что индукционный период гидратообразования характеризуется во всех экспериментах отсутствием потребления газа. Это означает, что при наличии ПВП безгидратный режим связан с ухудшением адсорбционных свойств квазижидкой пленки воды, из-за связывания молекулами полимера молекул воды, находящейся на поверхности частиц мелкодисперсного льда. В результате этого снижается нуклеационная активность гидратообразования. Об этом, в частности, свидетельствуют результаты наших экспериментов. Установлено, что на начальном этапе роста газогидрата фреона-12 (в течение ~ 500 с) отслеживается тенденция снижения интенсивности его роста при увеличении концентрации ПВП. Так, например, при увеличении концентрации ПВП от 0 до 1,25 % величина перехода льда (воды) в газогидрат по истечении времени 500 с уменьшается от 4,5 до 0,2 %. В дальнейшем наблюдается активизация роста газогидрата фреона-12 при увеличении концентрации ПВП.

Многообразие процессов, влияющих на кинетику образования и роста газогидрата фреона-12, приводит к тому (рис. 2), что максимальная степень гидратообразования (Pg_{max}) свежеприготовленных образцов модифицированного льда, регистрируемая в конце эксперимента (по истечении времени 110 минут), имеет ярко выраженный минимум при концентрации ПВП равной 0,05 %.

Следует отметить, что глубина этого минимума значительно превосходит абсолютную погрешность определения величины Pg_{max} , которая, по нашим оценкам, составляет $\pm 0,5$ %. Из рисунка 2 видно, что при концентрациях ПВП менее 0,2 % промотирующие свойства свежего модифицированного льда снижены по сравнению с чистым свежеприготовленным молотым льдом. Однако при концентрации более 0,2% отмечается повышение промотирующей активности ПВП, что приводит к росту Pg_{max} .

Для объяснения наблюдаемых особенностей изменений Pg_{max} с увеличением концентрации ПВП (см. рис. 2) следует иметь в виду, что в замороженных водных растворах ПВП вода находится в различных агрегатных состояниях. При этом часть ее находится в состоянии льда, а другая часть связана молекулами ПВП, вокруг которых формируются соответствующие гидратные оболочки (слои с различной степенью связанности молекул воды), в которых вода не замерзает даже при очень низких температурах [16, 17]. С учетом этого, одна из причин относительно низких значений Pg_{max} при малых концентрациях ПВП ($\sim 0,05\%$), по всей видимости, связана с ростом

газогидрата преимущественно на основе льда, так как при этом количество незамерзшей воды, способной активно участвовать в процессе гидратообразования, незначительно. С ростом концентрации ПВП ($0,05\% \leq c \leq 0,3\%$) активность роста газогидрата фреона-12 возрастает, что вероятнее всего связано с увеличением общего количества незамерзшей воды, локализованной в гидратных оболочках молекул полимера. Следует отметить, что при концентрации ПВП более $0,3\%$ отслеживается тенденция уменьшения значений Pg_{max} . Предположительно, это может являться следствием частичного перекрытия сольватных оболочек молекул ПВП либо переходом от истинного раствора к мицеллярному раствору, что в конечном итоге уменьшает количество незамерзшей воды, способной участвовать в процессе роста исследуемого газогидрата. Вполне возможно, что на скорость роста исследуемого газогидрата влияют собственно молекулы ПВП, которые встраиваются непосредственно в структуру газогидрата.

Согласно представленным данным (рис. 3) хранение модифицированного дисперсного льда с концентрацией ПВП от $0,05$ до $0,3\%$ в течение 10 дней не привело по окончании эксперимента к образованию газогидрата фреона-12 в количестве, выходящем за пределы погрешности определения Pg .

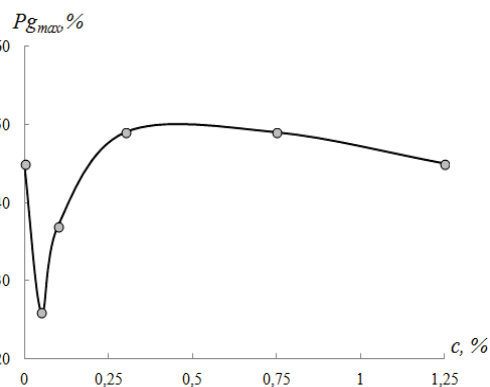


Рис. 2. Зависимость максимальной степени превращения льда в газовый гидрат Pg_{max} от концентрации ПВП в свежеприготовленных образцах молотого мелкодисперсного льда.
Температура образца 263 К

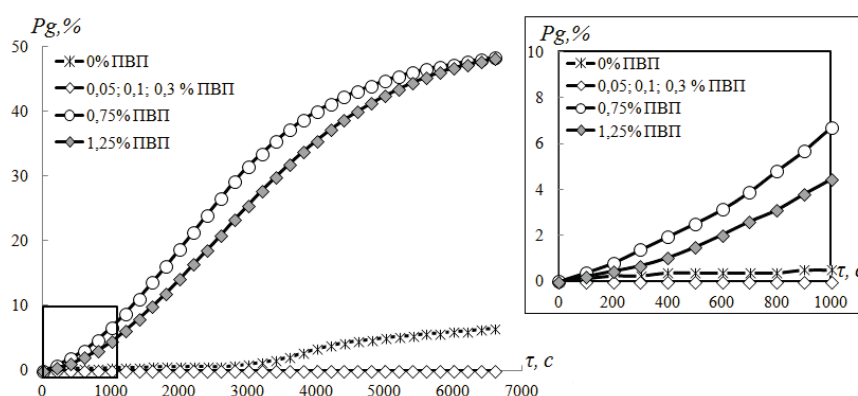


Рис. 3. Динамика роста степени превращения (Pg) мелкодисперсного льда в газовый гидрат при температуре 263 К от содержания ПВП.
Образцы хранили 10 дней при температуре 255 К

Это в некоторой степени затрудняет однозначную интерпретацию полученных результатов. Отсутствие зародышеобразования в течение всего времени эксперимента вероятнее всего свидетельствует о значительном снижении адсорбционной активности на поверхности частиц льда.

Образцы мелкодисперсного молотого льда с концентрацией ПВП от 0,75 до 1,25 % сохранили свою реакционную способность даже после 10 дней выстаивания в морозильной камере. Более того, в отличие от чистого молотого льда они характеризуются высокой скоростью перехода льда в газогидрат. Вследствие этого степень перехода льда в газогидрат в данном случае превосходит на порядок величину превращения чистого льда при прочих равных условиях. Если судить по внешним признакам, то в данном случае, по всей видимости, отсутствует смерзание частиц льда. В то же время образцы мелкодисперсного молотого льда с концентрацией ПВП от 0,75 до 1,25 % существенным образом отличаются от свежеприготовленных образцов по причине отсутствия у них индукционного периода гидратообразования.

Отсутствие индукционного периода гидратообразования при концентрациях ПВП более 0,3 % связано, по всей видимости, с переходом от истинного раствора к мицеллярному раствору, что может в принципе изменить характер и степень связывания молекул воды мицеллярными образованиями. Чтобы детально ответить на этот вопрос, требуются дополнительные экспериментальные исследования, выходящие за рамки данной работы.

Выводы

- Согласно полученным экспериментальным данным хранение в течение 10 дней чистого мелкодисперсного молотого льда при температуре 255 К не приводит к появлению индукционного эффекта в процессе гидратообразования, но значительно уменьшает скорость роста газогидрата фреона-12. Вероятнее всего, это связано с уменьшением эффективной поверхности взаимодействия лед/газ в результате смерзания частиц льда и морфологическими изменениями структуры льда.
- Для свежеприготовленного модифицированного льда в области малых концентраций ПВП ($\sim 0,05\%$) обнаружено заметное снижение степени перехода льда в газогидрат, что может быть следствием уменьшения доли связанных полимером молекул воды, способных участвовать в процессе роста гидрата фреона-12.
- Подтверждено сохранение кинетических ингибирующих свойств ПВП в свежеприготовленных замороженных водных растворах, и показано их полное отсутствие в образцах модифицированного льда с концентрацией ПВП $\geq 0,75\%$ после 10 дней их хранения при температуре 255 К.
- Установлено, что в образцах модифицированного льда с концентрацией ПВП $\geq 0,75\%$ наблюдается сохранение высокой скорости роста газогидрата после 10 дней хранения исследуемых образцов при температуре 255 К.
- В образцах модифицированного льда с концентрацией ПВП $0,05\% \leq c \leq 0,3\%$ наблюдается отсутствие образования газогидрата фреона-12 после 10 дней их хранения при температуре 255 К.
- Обнаружено, что при концентрации ПВП менее 0,2 % промотирующие свойства модифицированного льда снижены по сравнению с чистым льдом. В отличие от этого при концентрации ПВП более 0,2 % отмечается увеличение промотирующей активности модифицированного полимером льда.

Работа выполнена по госзаданию, согласно Плану НИИР ТюмНЦ СО РАН на 2018–2020 годы, протокол №2 от 8.12.2017. Приоритетное направление IX.135. Программа IX.135.2 Проект: IX.135.2.3. Механизмы и кинетика гидратообразования газов в объемных фазах и пористых средах.

Библиографический список

1. Dawe R. A., Thomas S., Kromah M. Hydrate technology for transporting natural gas // Engineering Journal of the University of Qatar. – 2003. – Vol. 16. – P. 11–18.
2. Effects of guest gas on pelletizing performance of natural gas hydrate (NGH) pellets / T. Murayama [et al.] // Proceedings of the 7th international conference on gas hydrate (ICGH 2011). – Edinburgh, Scotland, United Kingdom. – 2011. – July (17–21). Available at: <http://www.pet.hw.ac.uk/icgh7/papers/icgh2011Final00543.pdf>.
3. Rivera J. J., Janda K. C. Ice Particle Size and Temperature Dependence of the Kinetics of Propane Clathrate Hydrate Formation // The Journal of Physical Chemistry C. – 2012. – Vol. 116. – P. 19062–19072.
4. Образование переохлажденной воды при диссоциации газовых гидратов по данным метода ядерного магнитного резонанса / В. А. Власов [и др.] // Криосфера Земли. – 2011. – Т. XV, № 4. – С. 83–85.
5. Заводовский А. Г., Мадыгулов М. Ш., Решетников А. М. Кинетика роста газогидрата фреона-12 при термодинамическом циклировании образца // Криосфера Земли. – 2017. – Т. XXI, № 5. – С. 55–62.
6. Blackford J. R. Sintering and microstructure of ice: a review // Journal of Physics D: Applied Physics. – 2007. – Vol. 40. – P. 355–385.
7. Inhibition–Promotion: Dual Effects of Polyvinylpyrrolidone (PVP) on Structure-II Hydrate Nucleation / W. Ke [et al.] // Energy Fuels. – 2016. – Vol. 30 (6). – P. 7646–7655.
8. Мадыгулов М. Ш., Заводовский А. Г., Щипанов В. П. Образование газовых гидратов на основе мелкодисперсного льда с добавками поливинилпирролидона // Материалы 5-й конференции геокриологов России. Часть 8. Физико-химия и теплофизика мерзлых пород. Часть 9. Механика мерзлых пород. Часть 10. Газ и газогидраты в криолитозоне. Часть 11. Экологические и биологические проблемы криолитозоны. Часть 12. Геокриологическое картографирование. Часть 13. История, методология и образование в геокриологии. МГУ имени М. В. Ломоносова. – 2016. – С. 157–162.
9. Мадыгулов М. Ш., Заводовский А. Г., Щипанов В. П. Кинетика образования и роста газогидратов на основе модифицированного льда // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 6. – С. 117–122.
10. Бык С. Ш., Макогон Ю. Ф., Фомина В. И. Газовые гидраты. – М.: Химия, 1980. – 296 с.
11. Заводовский А. Г., Мадыгулов М. Ш., Решетников А. М. Равновесные условия и область метастабильных состояний газогидрата фреона-12 // Журнал физической химии. – 2015. – Т. 89, № 12. – С. 1845–1850.
12. Рост газовых гидратов в эмульсии вода/масло по данным метода дифференциального термического анализа / А. Г. Заводовский [и др.] // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2014. – № 2. – С. 82–88.
13. Uchida T., Kusumoto S. Effects of Test Conditions on Fracture Toughness and Fracture Morphology of Polycrystalline Ice // JSME International Journal. – 1999. – Vol. 42, Issue 4. – P. 601–609.
14. Sloan E. D., Fleyfel F. A molecular mechanism for gas hydrate nucleation from ice // AIChE Journal. – 1991. – Vol. 37, Issue 9. – P. 1281–1292.
15. Головин Ю. И., Шибков А. А., Шишкина О. В. Эффект полного восстановления поверхности льда после индентирования льда в температурном интервале 243–268K // Физика твердого тела. – 2000. – Т. 42, Вып. 7. – С. 1250–1252.
16. Jellinek H. H. G., Fok S. Y. Freezing of aqueous polyvinylpyrrolidone solutions // Kolloid-Zeitschrift und Zeitschrift für Polymere. – 1967. – Vol. 220, Issue 2. – P. 122–133.
17. Freezing patterns in quench frozen, freeze-dried polyvinylpyrrolidone / P. Scheie [et al.] // Journal of Microscopy. – 1982. – Vol. 126, Issue 3. – P. 237–242.

Сведения об авторах

Мадыгулов Марат Шаукатович, младший научный сотрудник, Институт криосферы Земли Тюменского научного центра СО РАН, г. Тюмень, тел. 8(3452)688727, e-mail: marat747@gmail.com

Заводовский Алексей Геннадьевич, к. ф.-м. н., старший научный сотрудник, Институт криосферы Земли Тюменского научного центра СО РАН, г. Тюмень, тел. 8(3452)688727, e-mail: zag-2-57@yandex.ru

Щипанов Владимир Павлович, д. х. н., профессор кафедры общей и физической химии, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)230497

Information about the authors

Madygulov M. Sh., Junior Researcher of Earth Cryosphere Institute, Tyumen Scientific Centre SB RAS, phone: 8(3452)688727, e-mail: marat747@gmail.com

Zavodovsky A. G., Candidate of Physics and Mathematics, Senior Researcher of Earth Cryosphere Institute, Tyumen Scientific Centre SB RAS, phone: 8(3452)688727, e-mail: zag-2-57@yandex.ru

Shchipanov V. P., Doctor of Chemistry, Professor at the Department of General and Physical Chemistry, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)230497

УДК 622.691.4.052

ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НОМИНАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ ГАЗОТУРБИННОГО ДВИГАТЕЛЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ДИАГНОСТИКИ ОБОРУДОВАНИЯ

POSSIBILITIES OF APPLICATION OF THE METHODOLOGY FOR
DETERMINING RATINGS OF A GAS TURBINE ENGINE TO IMPROVE
THE QUALITY OF EQUIPMENT DIAGNOSTIC

А. И. Михайленко

A. I. Mikhaylenko

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: газотурбинный двигатель; диагностика; номинальный параметр;
расчетный параметр; методика

Key words: gas turbine engine; diagnostics; rating; design parameter; methodology

В современных условиях многие крупные промышленные объекты не могут обойтись без использования газотурбинных технологий, которые позволяют создавать надежные, экономичные, экологически чистые электростанции для собственных нужд, способные обеспечивать потребителей как электрической, так и тепловой энергией, существенно снизить затраты на их производство, а также обеспечить охрану окружающей среды за счет утилизации попутного нефтяного газа, в настоящее время сжигаемого в факелах.

Высокая эффективность применения газотурбинных технологий может быть достигнута только при условии оптимального использования технических возможностей и характеристик газотурбинного оборудования, входящего в состав электростанций, и оптимизации алгоритмов распределения нагрузки между параллельно работающими энергоблоками, что, в свою очередь, ставит задачи автоматического, без участия оперативного персонала, управления работой газотурбинных энергоблоков на всех режимах [1].

На сегодняшний день значительный опыт эксплуатации газотурбинных установок (ГТУ) накоплен в таких отраслях, как энергетика, авиация, морской транспорт, а также в трубопроводном транспорте природного газа. Вместе с тем необходимо учитывать, что надежность функционирования ГТУ зависит, прежде всего, от совершенства конструкции оборудования и технологий изготовления его основных элементов, затем от существующего цикла рабочего процесса и используемой конструктивной схемы и, наконец, в значительной степени от условий эксплуатации оборудования [2].

При этом надежность эксплуатации оборудования во многом зависит от эффективности и своевременности диагностики технического состояния газотурбинных двигателей (ГТД) и оценке отклонения рабочих параметров от номинальных [3].

Проведенный анализ литературы по теме исследования [1–4], анализ практического опыта НК «Роснефть» и ее дочерних компаний показал, что при проектировании ГТД заводы-изготовители предоставляют заказчику лишь ограниченное количество номинальных параметров оборудования. В связи с этим важен и актуален расчет номинальных параметров ГТД по всей проточной части двигателя. Это позволяет заказчику в ходе проведения приемочных испытаний ГТД проверить соответствие фактических номинальных параметров проектным параметрам оборудования.

Нами была разработана методика расчета номинальных параметров ГТД. В качестве апробации методики было использовано оборудование ГТЭ-6,3/МС (изготовитель АО «Мотор Сич» г. Запорожье, Украина), источником топлива выступает нефтяной газ из Тямкинского месторождения Уватского района Тюменской области, разрабатываемого ООО «РН-Уватнефтегаз», дочерней компании НК «Роснефть». Внешний вид ГТЭ-6,3/МС представлен на рисунке 1.

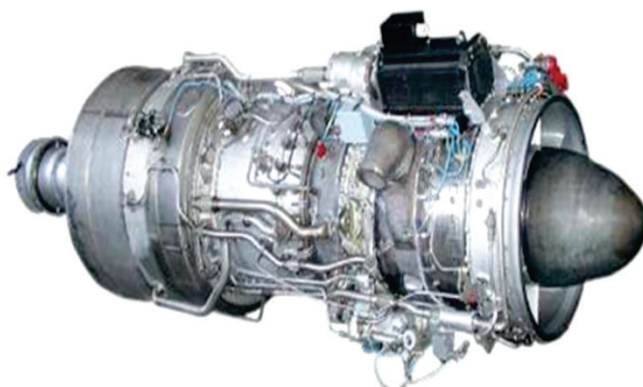


Рис. 1. Внешний вид ГТЭ-6,3/МС

Указанный ГТД является трехвальным, предназначен для привода синхронного генератора электростанции. Основные элементы ГТЭ-6,3/МС: компрессор низкого давления (КНД), корпус промежуточный, компрессор высокого давления (КВД), камера сгорания (КС), турбина высокого давления (ТВД), турбина низкого давления (ТНД), турбина силовая (ТС), коническая балка и силовой валопровод (рис. 2).

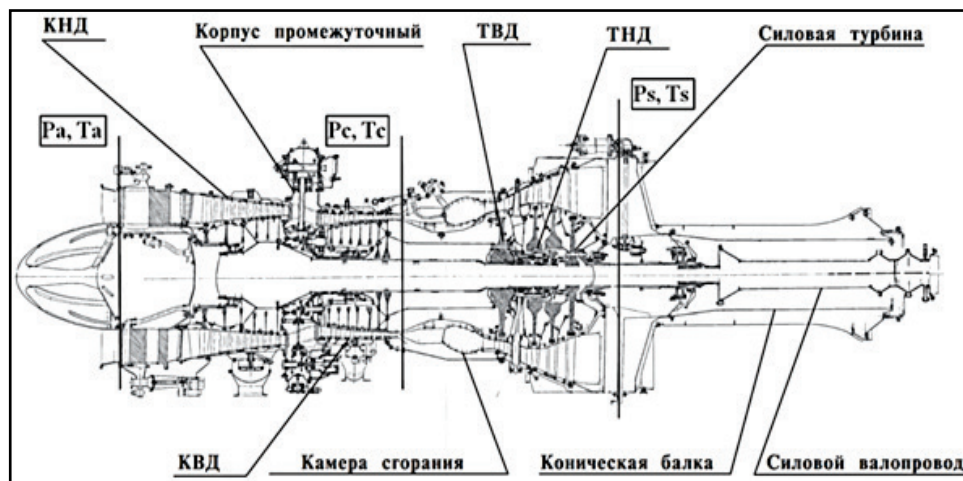


Рис. 2. Принципиальная схема ГТЭ-6,3/МС

Заводом-изготовителем в технической документации представлены следующие параметры (ограниченное количество) номинального режима работы ГТД:

1. Эффективная мощность ГТД ($N_e = 6300$ кВт).
2. Степень сжатия воздуха в ОК ($\epsilon_{ок} = 15,9$).
3. Расход условного топлива на номинальном режиме в нормальных условиях ($B_{у.т.} = 0,4194$ кг/с) при низшей теплотворной способности условного топлива ($Q_{нр} = 50\,056$ кДж/кг).
4. Расход продуктов сгорания после ТС ($M_{пс} = 32,1652$ кг/с).
5. Температура продуктов сгорания на выходе ($T_s = 704$ К).
6. Потери давления на выходе турбины силовой ($\Delta P_s = 1,52$ кПа).
7. Эффективный КПД ГТД ($\eta = 32\%$).
8. Номинальная температура воздуха перед КНД ($T_a = 288$ К).
9. Номинальное давление воздуха перед КНД ($P_a = 101,33$ кПа).
10. Давление воздуха после КВД ($P_c = 1\,611,15$ кПа).

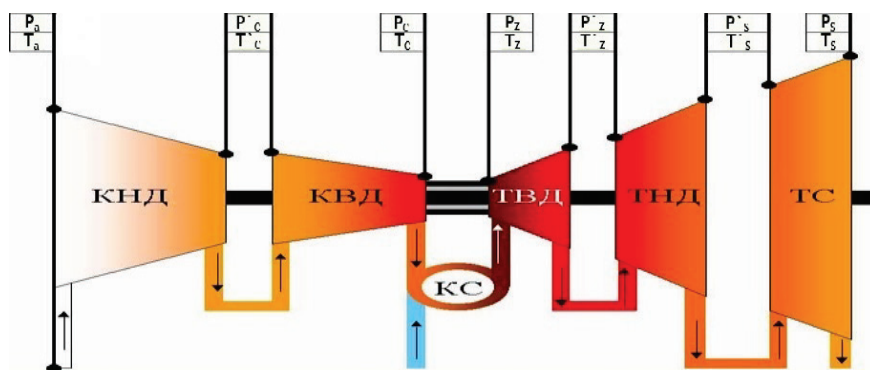


Рис. 3. Принципиальная схема проточной части ГТД

На рисунке 3 некоторые из этих параметров обозначены. Вместе с тем среди номинальных характеристик заводом-изготовителем представлены общие параметры ГТД (либо частично, снимаемые на различных узлах агрегата). Отсутствуют такие параметры, как температура воздуха после КВД (T_c), давление на выходе (P_s), и ряд других, имеющих важное значение с позиции оценки работоспособности, технического состояния и фактических характеристик ГТД.

В ходе исследования была разработана методика расчета номинальных параметров всей проточной части ГТД с погрешностью расчетов не более 2 %.

Результаты расчета номинального режима работы ГТЭ-6,3/МС представлены на рисунке 4.

КНД		КВД		ТВД		ТНД		СТ	
P_a	P'_c	P_c		P_z		P'_z		P'_s	P_s
101,33	247,55	1611,15		1546,7		440,2		298,7	102,85
T_a	T'_c	T_c		T_z		T'_z		T'_s	T_s
288	387,6	724		1265		964		876	704
$N_{КНД}$		$N_{КВД}$		$N_{ТВД}$		$N_{ТНД}$		$N_{ТС}$	
3293,4		11491,6		11673		3343		6362	
		N_{OK}				$N_{(ТВД+ТНД+ТС)}$			
		14785				21378			
		M_B				$M_{ПС}$			
		31,71				32,1652			
				B					
				0,4552					
				$\sigma_{КС}$					
				0,9732					
				η_e					
				0,303					

Рис. 4. Результаты расчета номинального режима работы ГТЭ-6,3/МС

Следует полагать, что расширение количества номинальных параметров ГТД позволяет заказчику в условиях эксплуатации оборудования провести качественные приемочные испытания двигателя, что повышает качество приемки за счет получения более полной и достоверной информации.

Ранее в работе [5] специалистами Тюменского государственного нефтегазового университета, Тюменского государственного архитектурно-строительного университета (ныне объединенной образовательной организации — Тюменского индустриального университета) и ООО «Газпром трансгаз Сургут» уже было показано, что расчет номинальных параметров всей проточной части ГТД имеет важное значение с позиции оценки качества капитального ремонта. Разработанная методика позволяет определять параметры ГТД с погрешностью, в сравнении с заводскими данными, не более 4 % по КПД и 1 % по мощности.

Таким образом, можно говорить о возможности применения разработанной методики в целях контроля качества проводимых ремонтов и диагностики технического состояния ГТД ГТЭ-6,3/МС в условиях эксплуатации. Расширенный ряд расчетных параметров ГТД позволяет повысить качество, достоверность и глубину диагностики как текущего состояния газотранспортного оборудования, так и после его капитального ремонта. Кроме этого, аналогичные расчеты могут быть проведены и для других типов используемых ГТД в масштабах Тямкинского месторождения, а передовая практика диагностики ГТУ может быть распространена на различные территориальные подразделения по добыче и транспорту углеводородов в НК «Роснефть».

Библиографический список

1. Белов М. С. Термогазодинамическая диагностика трехвалвных приводных газотурбинных двигателей: дис. ... канд. техн. наук. – Тюмень, 2010. – 128 с.
2. Чекардовский С. М., Борисов А. Ю. Развитие методов анализа энергоэффективности основного оборудования газокompрессорных станций // Нефтегазовый терминал. Выпуск 7: сб. науч. ст. памяти профессора Н. А. Малюшина / Под. общ. ред. Ю. Д. Земенкова. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – С. 24–26.
3. Чекардовский М. Н. Методология контроля и диагностики энергетического оборудования системы теплогазоснабжения. – СПб.: Недра, 2001. – 145 с.
4. Илюхин К. Н. и [др.] Контроль и диагностика оборудования в системе теплогазоснабжения / под общ. ред. проф. М. Н. Чекардовского. – СПб.: Недра, 2015. – 200 с.
5. Методика определения номинальных параметров газотурбинного привода ГТЭ-6,3/МС теплоэлектростанции собственных нужд Тямкинского месторождения [Электронный ресурс] / М. Н. Чекардовский и [др.] // Современные проблемы науки и образования. 2015. – № 2–3. – Режим доступа: <http://www.science-education.ru/ru/article/view?id=23678>.

Сведения об авторе

Михайленко Алексей Игоревич, аспирант кафедры теплогазоснабжения и вентиляции, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)256970, e-mail: Mikhaylenko.AI@tmn.gazprom-neft.ru

Information about the author

Mikhaylenko A. I., Postgraduate at the Department of Heat and Gas Supply and Ventilation, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)256970, e-mail: Mikhaylenko.AI@tmn.gazprom-neft.ru

УДК 697(075)

ВТОРИЧНОЕ МОРОЗНОЕ ПУЧЕНИЕ ВОКРУГ ХОЛОДНЫХ ТРУБ (МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ) SECONDARY FROST HEAVING AROUND COLD PIPELINE (MATEMATICAL MODEL)

О. А. Степанов, Б. Г. Аксенов, В. В. Фомина

O. A. Stepanov, B. G. Aksenov, V. V. Fomina

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: низкотемпературный трубопровод; вторичное морозное пучение; краевая задача; процесс образования прослоев льда

Key words: low temperature pipeline; secondary frost heaving; boundary problem; process of ice layers formation

Введение

Морозное пучение тонкодисперсных грунтов обуславливается миграцией влаги к фронту промерзания или внутри мерзлого слоя под действием градиента температуры. При этом формируется криогенная текстура грунта: слои мерзлого грунта перемежаются с прослоями (шлирами) практически чистого льда. При промерзании грунта влага в талой зоне мигрирует относительно быстро, и рост шлиров происходит за время, измеряемое сутками и неделями. В мерзлой зоне свободная влага замерзает на фронте фазового перехода, а связанная — в широком диапазоне минусовых температур. Коэффициент влагопроводности связанной воды мал, но в ситуации, когда поле температур имеет постоянный градиент в течение ряда лет, пучение все же происходит, и образуются прослои льда. Это происходит, например, вблизи холодной трубы газопровода. Следуя терминологии [1], мы называем такое пучение вторичным. В работах [2–4] одномерная аналогичная задача изучена для случая плоскопараллельной симметрии. В случае с трубопроводом, очевидно, следует применять цилиндрические координаты. В работе [5] описан метод перехода от плоских задач к радиальным. В данной статье на основании результатов [2–5] построена модель вторичного пучения.

Мы не ставили себе задачу построения модели для всех известных видов пучения. По данному вопросу существует обширная литература [6–15]. Мы решаем узкую задачу. Рассматривается сегрегационный механизм вторичного пучения вокруг трубы при следующих допущениях:

- температурное поле близко к стационарному;

- грунт тонкодисперсный, однородный;
- поры полностью заполнены водой, в порах нет воздуха;
- внешние механические нагрузки отсутствуют.

Постановка и решение задачи

Рассматривается образец тонкодисперсного грунта цилиндрической формы начального радиуса r_2 , внутри которого находится труба радиуса r_1 . Таким образом, вокруг трубы располагается кольцо грунта с начальной толщиной $l = r_2 - r_1$ (рис. 1). Влага заполняет все поры грунта, воздуха в грунте нет.

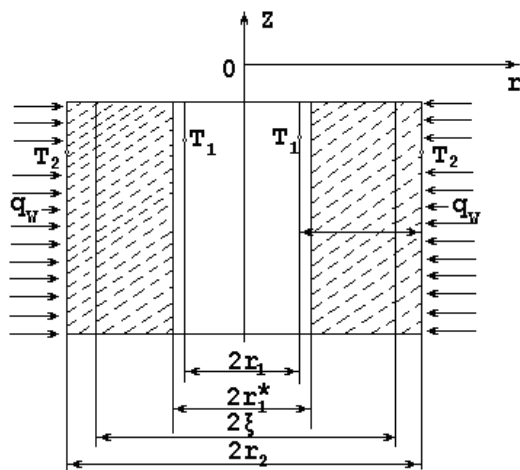


Рис. 1. Холодная труба, окруженная грунтом

На поверхности трубы постоянная температура $T_1 < 0$, а на боковой поверхности образца температура $T_2 > T_1$, здесь обеспечивается приток влаги за счет постоянной влажности $W = W_0$. Внешних нагрузок нет.

Согласно работе [2] незамерзшая влага мигрирует в направлении понижения температуры, через боковую поверхность проникает внутрь и движется к трубе. Грунт разбухает, и его толщина l с течением времени увеличивается $l = l(t)$.

Частицы грунта вследствие влагопереноса перемещаются вдоль координаты r со скоростью $v(r, t)$.

Как функции от r, t определены: влажность (W) и льдистость (L), температура (T), плотность скелета грунта ($\rho_{ск}$). Как и в работе [4], для единицы объема влажность и льдистость являются величинами относительными и, соответственно, равны

$$W = \frac{m_w}{\rho_{ск}}, L = \frac{m_l}{\rho_{ск}}, \quad (1)$$

где m_w, m_l — масса воды и масса льда. Плотность скелета грунта определяется следующим образом:

$$\rho_{ск} = \begin{cases} \rho_{ск0}, & W_c < W_n \\ \frac{\gamma_w}{W_c + b}, & W_c \geq W_n \end{cases}, \quad (2)$$

где W_c, W_n — суммарная влажность и полная влагоемкость грунта, причем

$$W_c = W + L, \quad (3)$$

γ_w — плотность воды, а константа $b = \frac{\gamma_w}{\rho_{ск0}} - W_n$.

При $T > 0$ суммарная влажность $W_c = W$, так как $L = 0$.

При $T \leq 0$ так называемая кривая незамерзшей воды $W_{нз}(T)$ является экспериментально определяемой физической характеристикой данного типа грунта, при отрицательной температуре $W(T) = W_{нз}(T)$, если $W_c \geq W_{нз}(T)$.

Образование шлиров проявляется лишь в промерзших грунтах, имеющих значительную начальную влажность, поэтому пусть

$$W_c \geq W_n, \quad W_c \geq W_{нз}. \quad (4)$$

Отсюда непосредственно следует

$$\rho_{ск} = \frac{\gamma_6}{W_c + b}. \quad (5)$$

Кроме того, при

$$T \leq 0 \quad W_c = W + L = W_{нз}(T) + L. \quad (6)$$

Пусть при $t = 0$ весь грунт имеет постоянные температуру $T = T_2$ и влажность $W_c = W_0$, а толщина его $l = l(0)$.

Явления переноса энергии и массы описываются следующими уравнениями:

$$\frac{\partial H}{\partial t} + \operatorname{div}(Hv) = -\operatorname{div}(Q_T); \quad (7)$$

$$\frac{\partial(m)}{\partial t} + \operatorname{div}(mv) = -\operatorname{div}(q_6), \quad (8)$$

где $H = \int_0^T C_{\text{э.тм}} dT$ — энтальпия среды,

$$C_{\text{э.тм}} = \begin{cases} C, & T > 0 \\ C + \kappa(dW/dT), & T \leq 0 \end{cases}$$

C — объемная теплоемкость; Q_T — плотность теплового потока; q_6 — плотность потока влаги; κ — скрытая теплота замерзания воды; m — суммарная масса влаги ($m_6 + m_n$), содержащаяся в единице объема рассматриваемого образца. С учетом равенств (1) и (3), имеем $m = W_c \rho_{ск}$. По работе [4] плотности теплового потока и потока влаги определяются из следующих выражений

$$\begin{aligned} q_6 &= -k_0 K(\rho_{ск}, T) \operatorname{grad} W, \\ Q_T &= -\lambda \operatorname{grad} T, \end{aligned}$$

где k_0 — константа; $K(\rho_{ск}, T)$ — коэффициент влагопроводности; λ — коэффициент теплопроводности.

Теперь систему уравнений (7)–(8) можно переписать следующим образом:

$$\frac{\partial}{\partial t}(W_c \rho_{ск}) + \operatorname{div}(W_c \rho_{ск} v) = k_0 \operatorname{div}(K(\rho_{ск}, T) \operatorname{grad} W), \quad (9)$$

$$\frac{\partial H}{\partial t} + \operatorname{div}(Hv) = \operatorname{div}(\lambda \operatorname{grad} T). \quad (10)$$

Определим для этих уравнений начальные условия на границах образца

$$\begin{aligned} T(r, 0) &= T_2; \\ T(r_1, t) &= T_1; r_1 < r < l(t); t > 0 \\ T(l, t) &= T_2; \\ W(r, 0) &= W(r_2, t) = W_0; \end{aligned} \quad (11)$$

для $W_c < W_c^*$ при $r = r_1$ $\frac{\partial W}{\partial r} = 0$; для $W_c \geq W_c^*$ при $r = r_1$ $W(r_1, t) = W_{нз}(T_1)$.

Обратим внимание на граничные условия при $r = r_1$. Когда суммарная влажность достигает уровня W_c^* , дальнейшее ее возрастание невозможно вследствие разрыва пленок, которые окружают зерна скелета. Именно по этим пленкам движется незамёрзшая вода.

Скорость движения частиц грунта определяем по формуле (12), полученной в работе в [4].

$$v = -\frac{q_g}{\gamma_g} \quad (12)$$

Система (9)–(11) описывает процесс влагопереноса в грунте в начальный период времени, пока скорость движения фронта $r = \xi$ существенна и температурное поле нестационарно. Как было показано в экспериментах Э. Д. Ершова [6] и в работе [1], ошибка в определении момента времени перехода на стационарный (вернее квазистационарный) режим $t = t_c$ мало влияет на общие результаты расчета.

Считаем, что при $t > t_c$ температура является известной функцией $T = T(r, t)$ и не зависит от ρ_{ck} . Вследствие деформации образца меняется квазистационарным образом температурное поле. Поэтому такое предположение необходимо сделать.

С учетом квазистационарности преобразуем систему (9)–(11). Прежде всего, так как кинетические эффекты в квазистационарном режиме пренебрежительно малы, уравнение (10) будет иметь следующий вид:

$$\begin{aligned} \operatorname{div}(\lambda \operatorname{grad} T) &= 0; r \in (r_1, l(t)); \\ T(r_1, t) &= T_1; T(l, t) = T_2. \end{aligned} \quad (13)$$

При любом $t > 0$ значение $T(r, t)$ является решением задачи (13). Значение $l(t)$ определяется при решении задачи массопереноса (9).

Учитывая цилиндрическую форму рассматриваемого образца и то, что температуры внутри и снаружи его неизменны, распределение температур будет зависеть лишь от радиальной координаты. Поэтому вполне естественно рассматривать уравнения (9), (13) для одномерной стационарной задачи в цилиндрической системе координат.

Предположим, что значение $T = T(r, t)$ известно и, следовательно, $K = K(\rho_{ck}, T) = K(\rho_{ck}, r, t)$. Тогда в мерзлой зоне

$$\frac{\partial W}{\partial r} = \frac{dW_{\text{нз}}}{dT} \frac{\partial T}{\partial r} = \varphi(r, t). \quad (14)$$

Так как $W_{\text{нз}}$ определяется экспериментально, то $\varphi(r, t)$ считаем известной функцией. Поэтому снижается порядок уравнения (9). Вместо параболического уравнения получаем уравнение первого порядка гиперболического типа.

Из (5) следует, что ρ_{ck} и W_c связаны взаимно-однозначным соответствием. При установленном из (13) поле температур величина $W_{\text{нз}}$ определена в каждой точке и из условий (5) и (6) следует взаимно-однозначное соответствие между L и ρ_{ck} . Тогда можно построить уравнение относительно одной неизвестной переменной ρ_{ck} , которое будет справедливо только в мерзлой зоне.

$$\begin{aligned} \frac{\partial \rho_{ck}}{\partial t} + F_1(\rho_{ck}, r, t) \frac{\partial \rho_{ck}}{\partial r} &= -F_2(\rho_{ck}, r, t); \\ r_1 &< r < \xi, \end{aligned} \quad (15)$$

где

$$F_1 = \frac{k_0}{\gamma_g} \left(K \cdot \varphi + \rho_{ck} \cdot \varphi \cdot \frac{\partial K}{\partial \rho_{ck}} \right); \quad F_2 = \frac{k_0}{\gamma_g} \cdot K \cdot \rho_{ck} \cdot \left(\frac{\partial \varphi}{\partial r} + \frac{\varphi}{r} \right);$$

начальные условия

$$W_c(r,0) = W_0; \rho_{ck}(r,0) = \rho_n = \frac{\gamma_g}{W_0 + b}, \quad (16)$$

где ξ — граница фазового перехода (см. рис. 1). При расчете процесса образования шпиров талую зону не учитываем, а на ее границе задаем условия

$$W_c(\xi,t) = W_0; \rho_{ck}(\xi,t) = \frac{\gamma_g}{W_0 + b}. \quad (17)$$

Еще одно уточнение. Расчеты и эксперименты [6] показывают, что в образце могут возникнуть области, где $\rho_{ck} = 0$, то есть прослой чистого льда. Один из таких прослоев в режиме одностороннего промерзания образуется на внутренней поверхности образца ($r = r_1$). Поэтому граничное условие здесь задаем на $r = r_1^*$ (см. рис. 1)

$$\rho_{ck}(r_1^*,t) = \frac{\gamma_g}{W_{нз}(T(r_1^*,t)) + b}. \quad (18)$$

Величина r_1^* находится по ходу решения.

Задача (15)–(17) решается методом характеристик. Вместо (15) имеем систему обыкновенных дифференциальных уравнений

$$\begin{cases} \frac{dr}{dt} = F_1(\rho_{ck}, r, t) \\ \frac{d\rho_{ck}}{dt} = -F_2(\rho_{ck}, r, t) \end{cases} \quad (19)$$

$$\rho_{ck}(r,0) = \rho_n; \quad r(0) = r_0,$$

где r_0 — начальная координата характеристик.

Там, где характеристики пересекаются, слои грунта накладываются друг на друга. Резко увеличиваются плотность и коэффициент теплопроводности K , образуется шпир. У реальных грунтов плотность не может быть выше ρ_{ck0} .

Численное исследование

Уравнение (13) для стационарной одномерной задачи в цилиндрических координатах имеет следующий вид:

$$\frac{d^2 T}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{dT}{dr} = 0; r \in (r_1, l(t));$$

$$T(r_1, t) = T_1; \quad T(l, t) = T_2.$$

Его решение имеет вид

$$T(r,t) = T_1 - (T_1 - T_2) \frac{\ln \frac{r}{r_1}}{\ln \frac{l(t)}{r_1}}.$$

Зависимость количества незамерзшей воды от температуры имеет вид [3]

$$W_{нз}(T) = \begin{cases} W_0, & T \geq 0 \\ W_0 e^{-\beta^2 T^2/2}, & T < 0 \end{cases}, \quad (20)$$

где β — коэффициент, определяющий форму кривой $W_{нз}$.

Согласно теоретическим и экспериментальным исследованиям [1–6], прослой чистого льда образуются при отрицательной, близкой к стационарной температуре, поэтому и мы производим все расчеты только в мерзлой зоне. Формулы для функций φ и $\frac{\partial \varphi}{\partial r}$ получаются дифференцированием $W_{\text{нз}}$, согласно выражению (20).

Коэффициент влагопроводности однородного грунта, найденный экспериментально [6], является функцией от плотности грунта и $K(\rho_{\text{ск}}) = (\rho_{\text{ск}})^{2/3}$.

После преобразований F_1 и F_2 система (19) имеет вид

$$\begin{cases} \frac{dr}{dt} = \frac{5k_0 \varphi \rho_{\text{ск}}^{2/3}}{3\gamma_{\text{в}}} \\ \frac{d\rho_{\text{ск}}}{dt} = -\frac{k_0}{\gamma_{\text{в}}} \cdot \rho_{\text{ск}}^{5/3} \cdot \left(\frac{\partial \varphi}{\partial r} + \frac{\varphi}{r} \right) \end{cases}$$

t_c считаем начальным моментом времени, тогда нулевые характеристики равны

$$r_0 = r(t_c); \quad \rho_{\text{ск}}(r, 0) = \frac{\gamma_{\text{в}}}{W_c(r, t_c) + b}.$$

Решение получено численно на компьютере по методу Эйлера.

Исходные данные для расчета

$$T_1 = -5^\circ\text{C}; T_2 = 2^\circ\text{C}; r_1 = 0,1\text{м}; r_2 = 0,25\text{м}; k_0 = 1,4 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с};$$

$$W_0 = 0,42; \rho_{\text{ск}0} = 1,25 \cdot 10^3 \text{ ру} / \text{в}^3; \rho_* = 0,5 \text{ кг} / \text{м}^3; \beta = 1 \text{ К}^{-1}.$$

Кроме того, было принято условие, что при $\rho_{\text{ск}}(W_c^*) = \rho_*$ влагообмен прекращается, то есть $\rho_{\text{ск}} < \rho_*$.

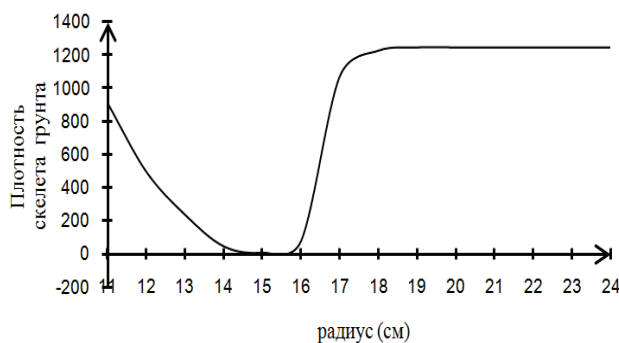


Рис. 2. Зависимость плотности скелета грунта от радиуса при $t = 580$ ч

На рисунке 2 представлен график распределения плотности скелета грунта $\rho_{\text{ск}}$ при $t = 580$ ч. Здесь хорошо видна зона образования шлира.

Если холодный трубопровод длительно эксплуатируется при неменяющейся температуре $T_{\text{нов}} \leq -2^\circ\text{C}$, то на его поверхности формируется ледяное кольцо. Второй прослой льда образуется там, где кривая незамерзшей воды имеет точку пере-

гиба. Расстояние между прослоями намного больше, чем в плоском образце [3]. Это объясняется качественным различием теплообмена в плоскопараллельной и цилиндрической областях. При $T_{\text{пов.}} > -2^{\circ}\text{C}$ образуется только один шпир на поверхности трубы.

Выводы

- Шпиры формируются в мерзлой зоне, а не на границе фазового перехода.
- Криогенная текстура продолжает формироваться по всей мерзлой зоне длительное время после ее промерзания.
- Шпиры образуются при квазистационарных температурных условиях.

Рекомендации по защите трубопровода от пучения

Проводятся расчеты по вышеизложенной методике, и выбирается один из двух вариантов защиты:

1) траншея, в которую укладывается труба, делается шире второго ледяного кольца и засыпается непучинистым грунтом;

2) труба дополнительно теплоизолируется для предотвращения появления второго кольца, тогда объем вынимаемого грунта значительно ниже.

Выбор варианта должен быть технико-экономически обоснован.

Библиографический список

1. Perfect E. Williams P. J. Thermally induced water migration in frozen soils // Water Resources Research. – 1985. – Vol. 21, Issue 3. – P. 281–296.
2. Даниэлян Ю. С., Аксенов Б. Г. Теплового переноса и деформация в промерзающих рыхлых грунтах. // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1991. – № 2. – С. 177–182.
3. Аксенов Б. Г. Сегрегационный механизм пучения грунтов. // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 1997. – № 5. – С. 135–141.
4. Аксенов Б. Г., Фомина В. В., Липихин А. С. Расчет температурных полей в промерзающих и оттаивающих влажных грунтах [Электронный ресурс] // Современные проблемы науки и образования. – 2013. – № 2. – Режим доступа: www.science-education.ru/108-9010.
5. Аксенов Б. Г., Фомина В. В., Игошин М. Е. Прогнозирование теплового режима вокруг подземного трубопровода [Электронный ресурс] // Современные проблемы науки и образования. – 2014. – № 2. – Режим доступа: www.science-education.ru/116-12402.
6. Ершов Э. Д. Общая геокриология. – М.: Недра, 1990. – 559 с.
7. Тихонов А. Н., Самарский А. А. Уравнения математической физики. – М.: Наука, 1977. – 736 с.
8. Особенности строительства объектов в нефтегазодобывающих районах Западной Сибири / Ремизов В. В. [и др.]. – М.: Недра, 1996. – 382 с.
9. Аксенов Б. Г. Границы решений некоторых нелинейных немонотонных задач для уравнений типа теплопроводности. – Журнал вычислительной математики и математической физики. – 1993. – Т. 33, № 6. – С. 884–895.
10. On a general approach to extinction and blow-up for quasi-linear heat equations / J. J. L. Velasques [et al.] – Журнал вычислительной математики и математической физики. – 1993. – Т. 23, № 2. – С. 246–259.
11. Богословский В. Н. Тепловой режим здания. – М.: Стройиздат, 1976. – 248 с.
12. Карслоу Г., Егер Д. Теплопроводность твердых тел. – М.: Наука, 1964. – 488 с.
13. Аксенов Б. Г., Медведский Р. И. Приближенный метод приведения решений осесимметричных задач фильтрации к плоским // Известия АН СССР, Механика жидкости и газа. – 1988. – № 2. – С. 185–189.
14. Сигунов Ю. А., Самылова Ю. А. Динамика роста давления при замерзании замкнутого объема воды с растворенным газом // Прикладная механика и техническая физика. – 2006. – Т. 47, № 6. – С. 85–92.
15. Sychevskii V. A. Calculation of stresses and strains in a spherical volume filled with water caused by its freezing // Journal of Engineering Physics and Thermophysics. – 2007. – Vol. 80, Issue 4. – P. 820–827.

Сведения об авторах

Степанов Олег Андреевич, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой промышленной теплоэнергетики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел: 8912927 2100, e-mail: stepanovoa@tyuiu

Аксенов Борис Гаврилович, д. ф.-м. н., профессор, консультант кафедры промышленной теплоэнергетики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел: 89224796978, e-mail: aksenovbg@tyuiu

Фомина Валентина Викторовна, к. т. н., доцент кафедры бизнес-информатики и математики, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел: 89189230680, e-mail: V_V_Fomina@mail.ru

Information about the authors

Stepanov O. A., Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Business Informatics and Mathematics, Industrial University of Tyumen, phone: 89129272100, e-mail: stepanovoa@tyuiu

Aksenov B. G., Doctor of Physics and Mathematics, Professor, Consultant at the Department of Industrial Heat Engineering, Industrial University of Tyumen, phone: 89224796978, e-mail: aksenovbg@tyuiu

Fomina V. V., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Business Informatics and Mathematics, Industrial University of Tyumen, phone: 89189230680, e-mail: V_V_Fomina@mail.ru

УДК 621.438:622.691.4.052.006

УТОЧНЕНИЕ ПРИВЕДЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАГНЕТАТЕЛЕЙ В ИХ АНАЛИТИЧЕСКОМ ВИДЕ

REFINEMENT OF THE REDUCED CHARACTERISTICS OF CENTRIFUGAL
BLOWERS IN THEIR ANALYTICAL FORM

С. И. Перевощиков

S. I. Perevoschikov

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: центробежные нагнетатели; приведенные характеристики;
параметрическая диагностика

Key words: centrifugal blowers; reduced characteristic; parametric diagnostics

Приведенные характеристики центробежных нагнетателей (рисунок): $Q_{пр}$ и $\left[\frac{n_n}{n_{но}}\right]_{пр}$ — приведенные параметры (производительность и приведенное число оборотов ротора) нагнетателя; ε и $\eta_{пол}$ — степень сжатия и политропический КПД нагнетателя; $[N_i/\rho_0]_{пр}$ — приведенная внутренняя мощность нагнетателя. Они отражают основные свойства компрессорных машин и в первую очередь их технологические возможности. Поэтому подобные характеристики широко используются при соответствующих расчетах.

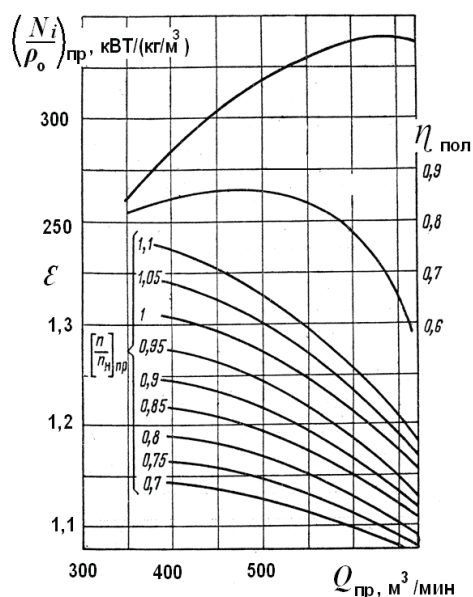


Рисунок. Приведенная характеристика
центробежного нагнетателя
(520-12-1)

С автоматизацией трубопроводного транспорта газа, в котором нагнетателям отводится ведущая роль, приведенные характеристики могут использоваться не только в технологических расчетах. На их основе может осуществляться и управление режимами работы газоперекачивающих агрегатов, содержащих нагнетатели. Причем автоматически, с учетом реального технического состояния компрессорных машин. Для этого характеристики необходимо перевести из их начального графического вида в аналитический. Это позволит вводить характеристики в АСУ ТП (системы автоматического управления технологическими процессами) газотранспортных систем.

Из всех присутствующих на приведенных характеристиках зависимостей сложнее всего поддаются такому переводу кривые $\varepsilon_n = f(Q_{пр}; \bar{n}_{пр})$

так как в отличие от других они являются функциями не одной, а двух переменных — приведенной производительности Q_{np} и приведенных оборотов ротора нагнетателя $\bar{n}_{np} = \left[\frac{n_n}{n_{но}} \right]_{np}$.

В некоторой степени сложности перевода зависимостей $\varepsilon_n = f(Q_{np}; \bar{n}_{np})$ в аналитический вид преодолены в работе [1], в которой получено выражение (1)

$$\varepsilon_n = \left\{ \frac{1 + (A + B \cdot Q_{np}) \cdot \bar{n}_{np}^2}{1 + \frac{(C + D \cdot Q_{np}) \cdot \bar{n}_{np}^2}{[1 + a_o \cdot (Z_{н1} \cdot R_{н1} \cdot T_{н1}) \cdot \bar{n}_{np}^2]^\theta}} \right\}^\theta, \quad (1)$$

где

$$a_o = \frac{1}{Z_{np} \cdot R_{np} \cdot T_{np}} \cdot (\varepsilon_{но}^{\frac{(k-1)}{k \cdot \eta_{пол}}} - 1); \theta = \frac{k \cdot \eta_{пол}}{(k-1)},$$

Q_{np} — приведенная производительность нагнетателя, м³/с; $\bar{n}_{np}$ — приведенное число оборотов ротора нагнетателя, равное

$$\bar{n}_{np} = \left[\frac{n_n}{n_{но}} \right]_{np} = \frac{n_n}{n_{но}} \cdot \sqrt{\frac{Z_{np} \cdot R_{np} \cdot T_{np}}{Z_{н1} \cdot R_{н1} \cdot T_{н1}}},$$

n_n и $n_{но}$ — число оборотов ротора нагнетателя, текущее и при номинальном режиме работы, 1/мин; $R_{н1}$ — газовая постоянная компримируемого газа, Дж/(кг·К); $T_{н1}$ — температура газа на входе нагнетателя, К; $Z_{н1}$ — коэффициент сжимаемости газа при условиях на входе нагнетателя; R_{np} , T_{np} и Z_{np} — приведенные значения газовой постоянной (Дж/(кг·К)), температуры (К) и коэффициента сжимаемости газа на входе нагнетателя, соответствующие условиям получения приведенных характеристик; $\eta_{пол}$ — политропический КПД нагнетателя; k — показатель адиабаты компримируемого газа; ε_n — степень сжатия нагнетателя;

$$A = \left(\frac{\pi \cdot n_{но} \cdot r_2}{30} \right)^2 \cdot (Z_{np} \cdot R_{np} \cdot T_{np})^{-1}; B = \frac{n_{но} \cdot \text{ctg} \gamma}{60 \cdot \mu_1 \cdot b_1 \cdot (Z_{np} \cdot R_{np} \cdot T_{np})},$$

$$C = \left(\frac{\pi \cdot n_{но} \cdot r_1}{30} \right)^2 \cdot \frac{\mu_1 \cdot b_1}{\mu_2 \cdot b_2} \cdot \frac{\text{ctg} \beta_2}{\text{ctg} \beta_1} \cdot (Z_{np} \cdot R_{np} \cdot T_{np})^{-1};$$

$$D = \frac{n_{но} \cdot \text{ctg} \gamma}{60 \cdot \mu_2 \cdot b_2 \cdot (Z_{np} \cdot R_{np} \cdot T_{np})} \cdot \frac{\text{ctg} \beta_2}{\text{ctg} \beta_1},$$

r_1 и r_2 — радиус рабочего колеса на его входе и выходе, м; b_1 и b_2 — ширина лопаток рабочего колеса на его входе и выходе, м; μ_1 и μ_2 — коэффициент стеснения проходного сечения лопатками на входе и выходе рабочего колеса; β_1 и β_2 — углы между векторами относительных скоростей газового потока w_1 и w_2 и векторами окружных скоростей u_1 и u_2 , град.; γ — угол закрутки газового потока на входе рабочего колеса нагнетателя, град.

Содержащиеся в (1) параметры A , B , C и D — постоянные для данного типа нагнетателя (данной приведенной характеристики) величины. Это следует из теории центробежных компрессорных машин, согласно которой при смене режимов работы нагнетателей треугольники скоростей на входе и выходе рабочих колес машин

изменяются, сохраняя свое подобие, и отношение ($ctg\beta_2/ctg\beta_1$) постоянно, а угол закрутки γ неизменен.

Постоянство ($ctg\beta_2/ctg\beta_1$) и γ упрощает определение численных значений A , B , C и D . Их можно находить не по приведенным выше формулам, а из системы четырех уравнений с четырьмя неизвестными A , B , C и D . Система составляется на основе (1) и минимум четырех пар значений Q_{np} и ε_n , взятых с кривой $\varepsilon_n = f(Q_{np})$ при $\left[\frac{n_n}{n_{no}}\right]_{np} = 1$ [1]. Такое нахождение данных параметров позволяет обходиться без трудноопределимых значений β_1 , β_2 и γ и рассчитывать A , B , C и D с большей точностью, соответствующей погрешности исходной приведенной характеристики.

Сложность функциональной зависимости степени сжатия нагнетателей ε_n от определяющих ее величин Q_{np} и $\bar{n}_{np}$ не позволяет при аналитическом описании этой зависимости обходиться без опоры на теорию центробежных компрессорных машин. Поэтому выражение (1) получено с использованием положений этой теории и по этой причине обладает специфической погрешностью, свойственной современному состоянию теории в отмеченной области: для неполнонапорных нагнетателей — до 1,5 %, для пононапорных — до 2,0 %, что установлено по результатам соответствующих расчетов для таких нагнетателей, как 370-14-1/370-15-1, 520-12-1, PCL-1002 и 235-21-1.

Отмеченные погрешности приемлемы для технологических расчетов, в которых используются приведенные характеристики, и для АСУ ТП, в которых их предполагается применять. Тем не менее для повышения качества расчетов и управления технологическими процессами погрешности целесообразно снижать. Такую возможность предоставляют допущения, на основе которых (1) получено.

Основное допущение состоит в использовании при выводе (1) из теории центробежных компрессорных машин зависимости (2).

$$\varepsilon_n = \left[1 + \left(\frac{n_n}{n_{no}} \right)^2 \cdot \left(\varepsilon_{no}^{\frac{k-1}{k \cdot \eta_{нол}}} - 1 \right) \right]^{\frac{k \cdot \eta_{нол}}{(k-1)}}. \quad (2)$$

Эта зависимость получается на основе упрощенного варианта уравнения (3).

$$u_2 \cdot c_{2u} - u_1 \cdot c_{1u} = C_p \cdot T_1 \cdot (\varepsilon_n^{\frac{k-1}{\eta_{нол} \cdot k}} - 1), \quad (3)$$

где u_1 и u_2 — окружные скорости на входе и выходе рабочего колеса компрессорной машины; c_{1u} и c_{2u} — проекции абсолютных скоростей газового потока на входе и выходе рабочего колеса (c_1 и c_2) на векторы u_1 и u_2 .

Левая часть (3) представляет затраты энергии на сжатие 1 кг газа, выраженные через кинематические параметры газового потока, а правая — ту же величину, но представленную через термодинамические параметры того же потока. Уравнение (3) приводится к более простому виду на основе двух допущений. Одно из них состоит в принятии входа газового потока в рабочие колеса нагнетателей без закрутки, то есть строго радиально, когда $c_{1u} = 0$, другое — в предположении, что векторы c_{2u} пропорциональны числу оборотов роторов нагнетателей n_n , то есть $c_{2u} \sim n_n$. С учетом этих допущений (3) придается вид (4)

$$A \cdot n_n^2 = C_p \cdot T_1 \cdot (\varepsilon_n^{\frac{k-1}{\eta_{нол} \cdot k}} - 1), \quad (4)$$

где A — некоторая постоянная.

Выражение (2), используемое при выводе (1), получается из (4) после ряда алгебраических преобразований, включающих запись (4) для номинального режима работы нагнетателя, когда $n_n = n_{но}$ и $\varepsilon_n = \varepsilon_{но}$, и для некоторого текущего режима, которому соответствуют n_n и ε_n .

Полученное таким образом выражение (1) достаточно точно описывает зависимость $\varepsilon_n = f(Q_{np}; \bar{n}_{np})$ только в узком диапазоне n_n вблизи $n_{но}$, так как не во всех случаях (не для всех нагнетателей и не во всех режимах их работы) $c_{1u} = 0$ и $c_{2u} \sim n_n$. Об этом свидетельствуют приведенные выше погрешности (1), а также сравнение результатов расчетов по (2) с реальными данными.

Исходя из отмеченного, с удалением значений $\bar{n}_{np}$ от «1», то есть от номинальных режимов работы нагнетателей, следует ожидать увеличения погрешности (1). Ожидание в достаточной мере оправдывается. Однако не в явном, а в несколько «размытом» виде.

«Размытость» вносится присутствием других факторов искажения, среди которых, как наиболее значимый, может рассматриваться отношение $(ctg\beta_2/ctg\beta_1)$, содержащееся в параметрах C и D . Оно при выводе (1) принималось как постоянное, исходя из подобия треугольников скоростей газовых потоков на входе и выходе рабочих колес при смене режимов работы нагнетателей, что следует из теории. Это постоянство так же условно, как и отмеченное подобие. Оно нарушается рядом второстепенных факторов, в качестве которых выступают различные виды движения газа во вращающихся рабочих колесах машин — инерционное циркуляционное движение в межлопаточных каналах, циркуляционное движение вокруг лопаток, вторичные вихри и т. д.

Погрешность (1) порождается и другими обстоятельствами, в том числе достигнутым, объективно недостаточным, уровнем развития теории в рассматриваемой области.

Выявление основных причин погрешности (1) создает возможности для коррекции результатов расчетов по этому выражению. Коррекцию можно осуществлять введением в (1) коэффициентов коррекции в виде сомножителей при тех параметрах, которые появляются в (1) в результате использования некорректной зависимости (2) — это параметры C и D [1]. Эти же параметры C и D содержат отношение $(ctg\beta_2/ctg\beta_1)$, ранее принимаемое постоянным, но фактически в той или иной степени подвергающееся изменению. Таким образом, коррекцию (1) удобнее проводить посредством коэффициента коррекции K , являющегося сомножителем C и D . Скорректированное выражение (1) имеет вид (5)

$$\varepsilon_n = \left\{ \frac{1 + (A + B \cdot Q_{np}) \cdot n_{np}^2}{1 + \frac{K \cdot (C + D \cdot Q_{np}) \cdot n_{np}^2}{[1 + a_o \cdot (Z_{n1} \cdot R_{n1} \cdot T_{n1}) \cdot n_{np}^2]^\theta}} \right\}^\theta. \quad (5)$$

Проведенные исследования показывают, что численные значения коэффициента коррекции K можно найти двумя способами. Каждый из них реализуется по определенной методике. Перед обращением к этим методикам следует удостовериться в необходимости коррекции (1) для рассматриваемого нагнетателя (его приведенной характеристики). Это осуществляется следующим образом.

1. Из семейства кривых $\varepsilon_n = f(Q_{np}; \bar{n}_{np})$ на приведенной характеристике выбирается та, которая соответствует $\left[\frac{n_n}{n_{но}} \right]_{np} = \bar{n}_{np} = 1$. На ней выбирается максимальное количество точек, координаты которых достаточно точно определяются визуально. По координатам этих точек аппроксимированием полиномом второй степени получают зависимость (6).

$$\varepsilon_n = a_\varepsilon \cdot Q_{np}^2 + b_\varepsilon \cdot Q_{np} + c_\varepsilon. \quad (6)$$

Аппроксимирование производится с использованием программного продукта Microsoft Excel.

2. На кривой $\eta_{пол} = f(Q_{np})$ приведенной характеристики выбирается максимальное количество точек, координаты которых достаточно точно определяются визуально. По координатам этих точек аппроксимированием полиномом второй степени получают зависимость (7).

$$\eta_{пол} = a_\eta \cdot Q_{np}^2 + b_\eta \cdot Q_{np} + c_\eta. \quad (7)$$

3. По (6) находят четыре значения ε_n , из которых два должны соответствовать максимальной и минимальной Q_{np} на приведенной характеристике, два — средним значениям Q_{np} на характеристике, примерно в равной степени отстоящим друг от друга и от крайних значений Q_{np} .

Рассматриваемые Q_{np} и соответствующие им ε_n и $\eta_{пол}$, рассчитанные по (6) и (7), подставляются в четырежды записанную зависимость (1), предварительно развернутую в виде уравнения с четырьмя неизвестными A , B , C и D . Таким образом, формируется система четырех уравнений с четырьмя неизвестными A , B , C и D . Решение данной системы дает численные значения постоянных A , B , C и D .

4. Найденные A , B , C и D подставляются в (1), рассчитываются ε_n при различных Q_{np} , $\bar{n}_{np}$ с подстановкой в (1) соответствующих значений $\eta_{пол}$, определенных по (7).

Расчет ε_n выполняется для рабочего диапазона нагнетателя по производительности Q_{np} и $\bar{n}_{np}$: для Q_{np} он ограничен зоной помпажа (минимально допустимое Q_{np}) и приемлемым минимальным значением $\eta_{пол}$ (максимальное значение Q_{np}), для $\bar{n}_{np}$ — допустимым диапазоном изменения числа оборотов ротора силовой турбины газотурбинной установки (ГТУ), приводящей нагнетатель.

Расчет ε_n выполняется минимум для пяти-семи значений Q_{np} для каждого принятого к рассмотрению значения $\bar{n}_{np}$.

5. Все полученные ε_n проверяются на их соответствие ε_n по исходной характеристике. В качестве исходных ε_n используются значения, рассчитанные по зависимостям, аналогичным (6), полученным для каждого рассматриваемого приведенного числа оборотов $\bar{n}_{np}$.

6. Если расхождение между ε_n , определенным по (1), и ε_n , рассчитанным по аппроксимирующим зависимостям вида (6), превышает приемлемую величину (например 0,5 %), то перевод характеристики $\varepsilon_n = f(Q_{np}; \bar{n}_{np})$ в аналитический вид на основе (1) считается неприемлемым. Требуется использование корректирующего коэффициента K .

Корректирующий коэффициент K может находиться упрощенным или уточненным способом. В первом случае принимаются во внимание только общие для всех нагнетателей технические черты, во втором случае учитываются индивидуальные особенности каждого типоразмера машин. При обоих подходах к определению K первоначально находятся значения данного параметра по формуле (8), являющейся (5), решенной относительно K .

$$K = \left\{ \left[1 + (A + B \cdot Q_{np}) \cdot n_{np}^2 \right] \cdot \varepsilon_n \frac{1}{\theta} - 1 \right\} \times \\ \times \frac{([1 + a_o \cdot (Z_{n1} \cdot R_{n1} \cdot T_{n1}) \cdot n_{np}^2])^\theta}{(C + D \cdot Q_{np}) \cdot n_{np}^2}. \quad (8)$$

По (8) для каждого рассматриваемого $\bar{n}_{np}$ рассчитывается не менее пяти-семи значений K при различных Q_{np} с использованием $\eta_{пол}$ по (7).

При упрощенном варианте определения K с достаточным основанием (установлено соответствующими расчетами для выше отмеченных нагнетателей) принимается, что K определяется значениями Q_{np} и $\bar{n}_{np}$ и их связывает функциональная зависимость (9)

$$K = a \cdot e^{b \cdot Q}, \quad (9)$$

где
$$a = a_a \cdot n_{np}^2 + b_a \cdot n_{np} + c_a; \quad b = a_b \cdot n_{np}^2 + b_b \cdot n_{np} + c_b; \quad (10)$$

a_a, b_a, c_a и a_b, b_b, c_b — постоянные для данного типоразмера нагнетателя коэффициенты; $Q = Q_{np}/100$.

Численные значения коэффициентов a_a, b_a, c_a и a_b, b_b, c_b находятся в два этапа. Первоначально производится аппроксимирование степенной функцией ранее полученных данных по коэффициентам K и соответствующим им Q_{np} для каждого рассматриваемого $\bar{n}_{np}$ с определением коэффициентов a и b в (9) для каждого $\bar{n}_{np}$. Затем аппроксимируются ряды a и b в функции от $\bar{n}_{np}$ полиномом второй степени, в соответствии с (10) получаются численные значения коэффициентов a_a, b_a, c_a и a_b, b_b, c_b .

В результате приведенных действий выводится формула для расчета коэффициента коррекции K . Ею является выражение вида (9). Подстановка его вместо K в (5) дает скорректированный аналитический вариант зависимости $\varepsilon_n = f(Q_{np}; \bar{n}_{np})$. Возможность ее применения по допускаемой ею погрешности проверяется вышеприведенным способом. Если по данному показателю она не удовлетворяет, следует обращаться к уточненному определению коэффициента K .

Уточненный способ состоит в следующем. Первоначально (отдельно для каждого $\bar{n}_{np}$) аппроксимируются функциональные зависимости $K = f(Q_{np})$, значения K для которых находятся по (8). Аппроксимирование проводится полиномом и полиномом того порядка, который соответствует виду рассматриваемой зависимости. При этом для различных $\bar{n}_{np}$ одного и того же нагнетателя зависимости $K = f(Q_{np})$ аппроксимируются полиномом одной и той же степени. Если эти зависимости имеют различный вид, степень полинома принимается такой, которая соответствует большинству зависимостей. В результате получается несколько полиномов $K = f(Q_{np})$ (равных числу рассматриваемых значений $\bar{n}_{np}$) с различными численными коэффициентами. На следующем этапе находят выражения для определения значений этих коэффициентов в зависимости от $\bar{n}_{np}$. Для этого численные коэффициенты полученных полиномов рассматриваются функциями аргумента $\bar{n}_{np}$, и зависимости каждого из коэффициентов от этого аргумента аппроксимируются. Аппроксимирование осуществляется полиномом и полиномом того порядка, который соответствует рассматриваемой зависимости. В результате получается выражение (11) для уточненного расчета коэффициента коррекции K .

$$K = a_1 \cdot Q_{np}^n + b_1 \cdot Q_{np}^{n-1} + \dots + c_1 \cdot Q_{np} + d_1, \quad (11)$$

где

$$a_1 = a_a \cdot n_{np}^n + b_a \cdot n_{np}^{n-1} + \dots + c_a \cdot n_{np} + a$$

$$b_1 = a_b \cdot n_{np}^n + b_b \cdot n_{np}^{n-1} + \dots + c_b \cdot n_{np} + b$$

$$\dots \dots \dots$$

$$d_1 = a_d \cdot n_{np}^n + b_d \cdot n_{np}^{n-1} + \dots + c_d \cdot n_{np} + d$$

При недостаточности такого уточнения коэффициента K аппроксимирование зависимостей $K = f(Q_{np})$ для каждого значения $\bar{n}_{np}$ может проводиться полиномами различной степени, соответствующей индивидуальному виду зависимостей.

Определение K по (9) и (11) и последующие расчеты ε_n по (5) с использованием полученных значений K показывают, что за счет коррекции исходного выражения (1) погрешность перевода зависимостей $\varepsilon_n = f(Q_{np}; \bar{n}_{np})$ из их графического вида в аналитический может быть снижена: при упрощенном определении K — до 0,9 % для неполнонапорных нагнетателей и до 1,5 % для полнонапорных машин; при уточненном, на основе (11) — до нескольких десятых процента.

Аналитические характеристики $\varepsilon_n = f(Q_{np}; \bar{n}_{np})$ адаптируются к техническому состоянию нагнетателей, что необходимо в первую очередь при использовании характеристик в АСУ ТП, посредством присутствующего в них политропического КПД нагнетателей $\eta_{пол}$. Достаточно в (1) или (5) использовать фактические значения $\eta_{пол}$, полученные по результатам параметрической диагностики машин в соответствии с работами [2, 3].

Трудоемкость уточнения характеристик $\varepsilon_n = f(Q_{np}; \bar{n}_{np})$ в их аналитическом виде компенсируется удобством и эффективностью использования характеристик в последующем. При этом такое уточнение для каждого типоразмера нагнетателей требуется только один раз, так как получаемые характеристики, как и исходные приведенные характеристики нагнетателей, универсальны.

Библиографический список

1. Перовощиков С. И. Адаптация приведенных характеристик нагнетателей природного газа к техническому состоянию машин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 1. – С. 100–105.
2. Перовощиков С. И. Параметрическая диагностика технического состояния центробежных нагнетателей природного газа // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2011. – № 3. – С. 97–104.
3. Перовощиков С. И. Коррекция приведенных характеристик центробежных нагнетателей по результатам параметрической диагностики машин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2015. – № 6. – С. 78–83.

Сведения об авторе

Перовощиков Сергей Иванович, д. т. н., консультант кафедры прикладной механики, Тюменский промышленный университет, г. Тюмень, тел: 8(3452)467480, e-mail: perevoschikovsi@tyuiu.ru

Information about the author

Perevoschikov S. I., Doctor of Engineering, Consultant at the Department of Applied Mechanics, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)467480, e-mail: perevoschikovsi@tyuiu.ru

УДК 621.317.353.018.3:621.67

МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕИСПРАВНОГО СОСТОЯНИЯ ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСНОГО АГРЕГАТА И ОЦЕНКА ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ДИАГНОСТИЧЕСКИХ ПРИЗНАКОВ SIMULATION OF FAULT CONDITION OF CENTRIFUGAL PUMPING UNIT AND EVALUATION OF ELECTROMAGNETIC DIAGNOSTIC SIGNS

П. С. Шичёв

P. S. Shichev

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта

Ключевые слова: функциональная диагностика; техническое состояние; механическая неисправность; электромагнитный метод; информативные гармоники; спектр тока

Key words: functional diagnostics; technical condition; mechanical failure; electromagnetic method; informative harmonics; current spectrum

Современная стратегия повышения эффективности и обеспечения надежности функционирования наиболее ответственного оборудования предприятий топливно-энергетического комплекса, в том числе насосных агрегатов, предусматривает

создание систем оценки технического состояния установок в процессе их эксплуатации. Необходимость проведения и алгоритмы реализации процедур функциональной диагностики регламентируются нормативно-технической документацией, в том числе и технологическими регламентами предприятий [1–4]. Требования стандартов [1, 2] к технико-экономической эффективности, функциональности, обеспечению методов диагностики наряду с технологическим совершенствованием важных производственных процессов предприятий определяют актуальность исследований и разработок в части развития методов и средств функциональной диагностики.

Конструкция значительной части насосного оборудования предприятий в качестве привода предусматривает использование электродвигателей ввиду надежности и экономичности эксплуатации. При этом особенностью работы электродвигателей является то, что с возникновением и развитием механических неисправностей насосного агрегата, среди которых наиболее частые дефекты подшипников и повышенная вибрация из-за расцентровки и дисбаланса [5], сопровождающихся колебанием крутящего момента на валу ротора, происходит модуляция частотных составляющих спектра тока статора [6, 7]. Информативная гармоника спектра определяется частотой колебаний крутящего момента, зависящей от характера неисправности, а амплитуда гармоник связана со степенью развития дефекта. При этом использование амплитуд информативных гармоник спектра тока, а также производных величин, таких как коэффициент гармоник и коэффициент гармонических искажений спектра, в качестве диагностических параметров при оценке технического состояния насосов и электродвигателей рассматривается в ряде работ и отмечается перспективным, однако малоизученность количественных зависимостей рассматриваемых диагностических параметров от характера и значения неисправности определяет целесообразность исследований в данном направлении [5, 8].

В рамках работы выполняется моделирование неисправного состояния центробежного насосного агрегата посредством построения имитационной модели агрегата и задания гармонических колебаний крутящего момента сопротивления на валу различных амплитуды $A_{m(dm)}$ и частоты f_{dm} с последующим определением относительных значений амплитуд информативных гармоник спектра сигнала тока статора $A'_{i(f)}$. Функциональные зависимости $A'_{i(f)} = f[A_{m(dm)}]$ определяются для машин различной мощности. Значения задаваемых частот колебаний определяются частотами гармонических составляющих спектра тока, являющихся диагностическими параметрами для наиболее часто встречающихся дефектов насосных агрегатов типа неисправности подшипников ($f_c \pm f_{ep} / 2$, где f_c — частота тока сети, f_{ep} — частота вращения ротора) и расцентровки валов ($f_c + k \cdot f_{ep}$, где k — целое число). Частоты параметров изучены ранее и представлены в работе [9].

На первом этапе построена имитационная модель насосного агрегата (рис. 1) в программном комплексе MatlabR2015a (8.5.0.197613) Simulink [8].

В основу модели легли система дифференциальных уравнений (1), составленных для потокосцеплений обмотки статора асинхронной электрической машины [10] и уравнения в относительных единицах (2)–(6), описывающие работу центробежного насоса, базирующиеся на принципе электрогидравлических аналогий [11]. Величины активных сопротивлений, индуктивностей статора и ротора и взаимной индуктивности определены согласно методике расчета параметров схемы замещения асинхронной машины [12]. Величины расчетного угла нагрузки и относительного напора холостого хода рассчитываются согласно методике [11]. В качестве исходных параметров для моделирования приняты паспортные данные консольных насосных агрегатов K20/30, K80-65-160, K80-50-200, K100-65-200 с

асинхронным электроприводом мощностей 4; 7,5; 15; 30 кВт соответственно и синхронной частотой вращения 3 000 об/мин.

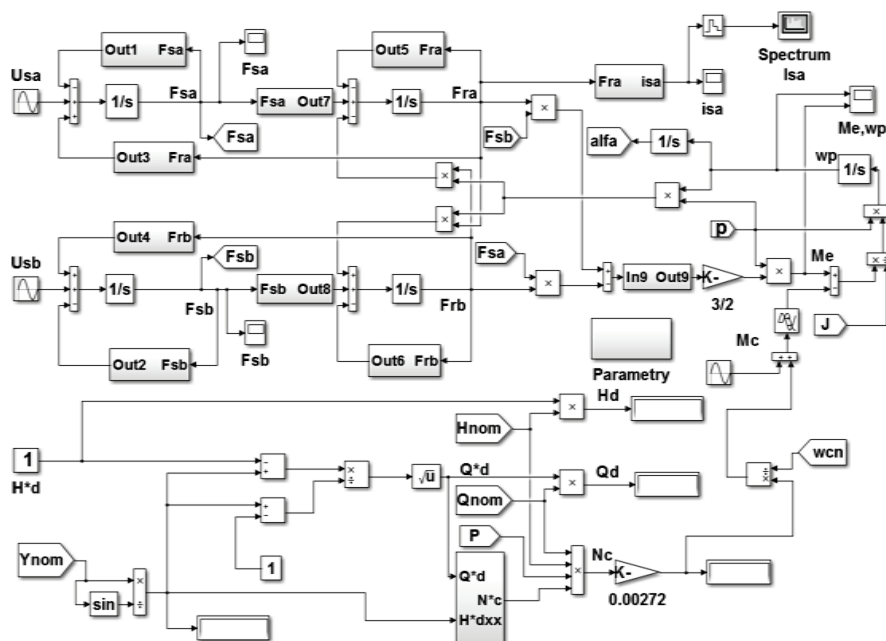


Рис. 1. Полная имитационная модель насосного агрегата

Для создания возмущающих воздействий в форме колебаний крутящего момента сопротивления определенных амплитуд и частот используется блок SineWave, подключаемый через сумматор на соответствующий «механический» ввод модели асинхронного двигателя со стороны насоса (см. рис. 1).

$$\left\{ \begin{array}{l} \psi_{s\alpha} = [u_{s\alpha} - \psi_{s\alpha} \cdot (\frac{R_s \cdot L_r}{L_s \cdot L_r - L_{m(\alpha)}^2}) + \psi_{r\alpha} \cdot (\frac{R_s \cdot L_{m(\alpha)}}{L_s \cdot L_r - L_{m(\alpha)}^2})] \cdot \frac{1}{s}, \\ \psi_{s\beta} = [u_{s\beta} - \psi_{s\beta} \cdot (\frac{R_s \cdot L_r}{L_s \cdot L_r - L_{m(\alpha)}^2}) + \psi_{r\beta} \cdot (\frac{R_s \cdot L_{m(\alpha)}}{L_s \cdot L_r - L_{m(\alpha)}^2})] \cdot \frac{1}{s}, \\ \psi_{r\alpha} = [-\psi_{r\alpha} \cdot (\frac{R_r \cdot L_s}{L_s \cdot L_r - L_{m(\alpha)}^2}) + \psi_{r\alpha} \cdot (\frac{R_r \cdot L_{m(\alpha)}}{L_s \cdot L_r - L_{m(\alpha)}^2}) - \\ - p \cdot \omega_p \cdot \psi_{r\beta}] \cdot \frac{1}{s}, \\ \psi_{r\beta} = [-\psi_{r\beta} \cdot (\frac{R_r \cdot L_s}{L_s \cdot L_r - L_{m(\alpha)}^2}) + \psi_{r\beta} \cdot (\frac{R_r \cdot L_{m(\alpha)}}{L_s \cdot L_r - L_{m(\alpha)}^2}) + \\ + p \cdot \omega_p \cdot \psi_{r\alpha}] \cdot \frac{1}{s}, \\ M_g = 1,5 \cdot p \cdot (\frac{L_{m(\alpha)}}{L_s \cdot L_r - L_{m(\alpha)}^2}) \cdot (\psi_{s\beta} \cdot \psi_{r\alpha} - \psi_{s\alpha} \cdot \psi_{r\beta}), \\ \omega_p = p \cdot \frac{M_g - M_c}{J} \cdot \frac{1}{s}, \end{array} \right. \quad (1)$$

где $\psi_{s\alpha}, \psi_{s\beta}, \psi_{r\alpha}, \psi_{r\beta}$ — потокосцепления статора и ротора по осям α, β ; $u_{s\alpha}, u_{s\beta}$ — напряжения статора по осям; R_s, R_r — активные сопротивления статора и ротора; L_s, L_r — собственные индуктивности статора и ротора;

$L_{m(\alpha)}$ — взаимная индуктивность между статором и ротором; p — число пар полюсов; ω_p — угловая скорость ротора; $s = \frac{d}{dt}$ — оператор Лапласа; J — момент инерции ротора двигателя; M_s, M_c — электромагнитный момент и момент сопротивления.

Модель центробежного насоса основана на следующих выражениях:

$$Q_d^* = \sqrt{\left[\frac{\gamma_p^{\text{ном}}}{\sin \gamma_p^{\text{ном}}} - H_d^* \right] / \left(\frac{\gamma_p^{\text{ном}}}{\sin \gamma_p^{\text{ном}}} - 1 \right)}, \quad (2)$$

$$N_c^* = \frac{1}{\eta_{\text{ном}}} \cdot [1 + (3 - 2 \cdot H_{\text{дхх}}^*) \cdot (Q_d^* - 1)], \quad (3)$$

$$N_{\text{гид}} = \frac{Q_{\text{ном}} \cdot H_{\text{ном}} \cdot \rho}{102}, \quad (4)$$

$$Q_d = Q_d^* \cdot Q_{\text{ном}} \cdot H_d = H_d^* \cdot H_{\text{ном}} \cdot N_c = N_c^* \cdot N_{\text{гид}}, \quad (5)$$

$$M_c = \frac{N_c}{\omega_p}, \quad (6)$$

где Q_d^*, H_d^*, N_c^* — относительные подача, напор и мощность насоса; $Q_{\text{ном}}, H_{\text{ном}}$ — номинальные подача и напор насоса; $\gamma_p^{\text{ном}}$ — расчетный угол нагрузки насоса; ρ — плотность жидкости; Q_d, H_d, N_c — действительные подача, напор и мощность насоса; $\eta_{\text{ном}}$ — номинальный полный КПД насоса; $H_{\text{дхх}}^*$ — относительный напор насоса в режиме холостого хода; $N_{\text{гид}}$ — гидравлическая мощность насоса; ω_p — угловая скорость ротора; M_c — момент сопротивления на валу насоса.

В процессе моделирования значение относительного напора насоса H_d^* остается неизменным и задается равным единице, что соответствует работе насоса в номинальном режиме.

Спектры тока статора двигателя, отображаемые с помощью блока Spectrum Analyzer при частотах колебаний крутящего момента $f_{dM} = f_{ep}$ (нарушение центровки валов) и $f_{dM} = f_{ep} / 2$ (износ подшипников качения) представлены на рисунке 2. Тип весового окна — Hann.

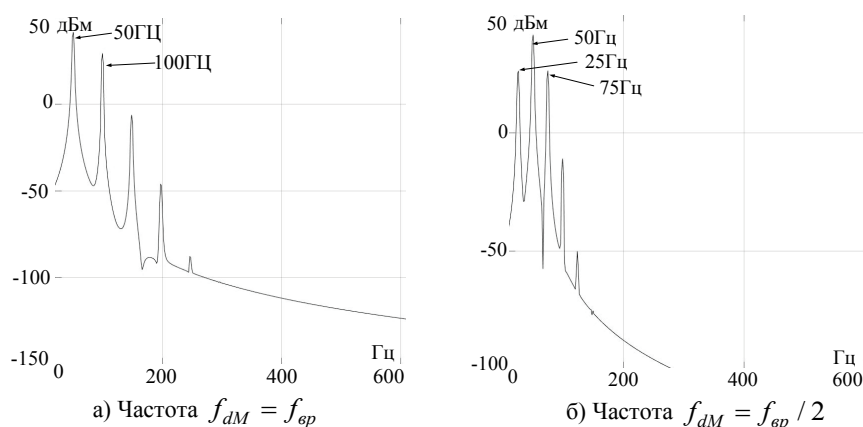


Рис. 2. Спектры тока статора двигателя при наличии колебаний крутящего момента на валу различной частоты

В качестве диагностического параметра при наличии колебаний крутящего момента $f_{dM} = f_{ep}$ принято относительное значение амплитуды гармоники на частоте 100 Гц ($A'_{i(100)}$), а при наличии колебаний $f_{dM} = f_{ep} / 2$ принимается наибольшее из относительных значений амплитуд гармоник на частотах 25 и 75 Гц ($A'_{i(25,75)}$) [9]. Относительное значение

$$A'_{i(f)} = \frac{A_{i(f)}}{A_{i(50)}},$$

где $A_{i(50)}$ — амплитуда гармоники основной частоты 50 Гц.

Функциональные зависимости между относительными амплитудами информативных гармоник тока и амплитудами колебаний крутящего момента сопротивления для агрегатов разных мощностей представлены на рисунке 3. Отдельные выборки, определенные для конкретных агрегатов, аппроксимируются линейными функциями с достаточно высоким коэффициентом достоверности аппроксимации. При этом отмечается возможное наличие существенных дисперсий между выборками для агрегатов различной мощности.

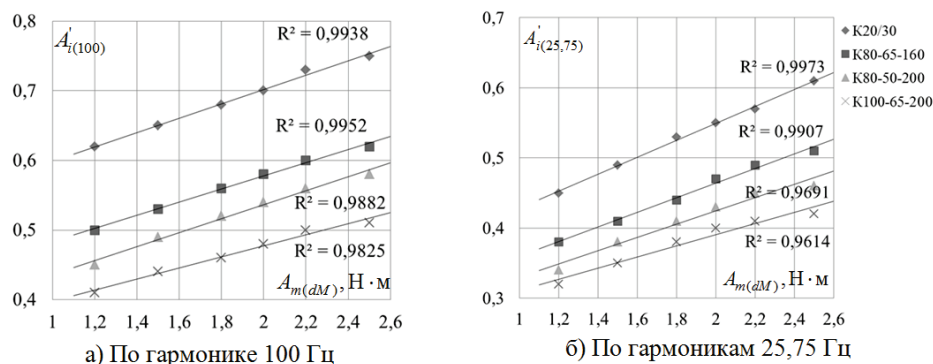


Рис. 3. Зависимости относительных амплитуд гармоник тока от амплитуд колебаний крутящего момента

С целью определения возможности аппроксимации общих выборок для агрегатов в рамках информативных гармоник едиными линейными функциями выполнено построение в программном комплексе MatlabR2015a (8.5.0.197613) средствами CurveFittingTool (рис. 4).

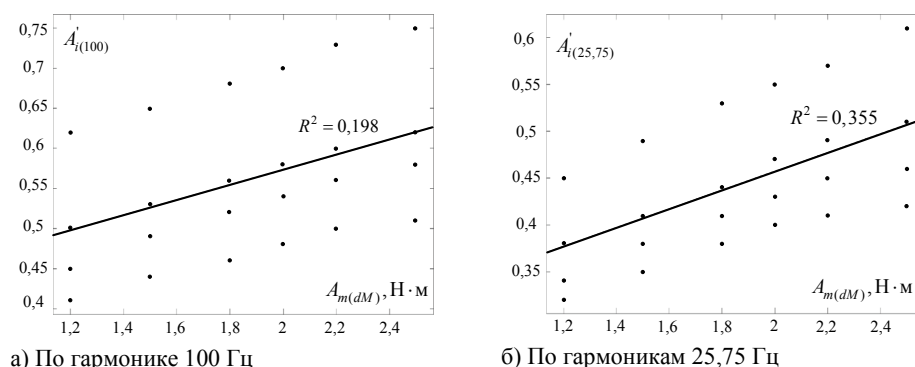


Рис. 4. Попытка аппроксимации общих выборок линейными функциями по гармоникам для разномощных насосных агрегатов

Определено, что аппроксимации выборок, объединенных по насосным агрегатам различной мощности, в рамках отдельных информативных гармоник имеют низкий коэффициент достоверности, что подтверждает наличие существенных дисперсий между частными выборками для разных агрегатов.

В этой связи выполнена проверка значимости коэффициента корреляции для этих выборок по алгоритму, изложенному в работе [13], согласно которому расчетное значение выборочного коэффициента корреляции r должно удовлетворять условию

$$r \geq r_{\Theta}[n] = \frac{A \cdot e^{\frac{2\beta}{\sqrt{n-3}}} - 1}{A \cdot e^{\frac{2\beta}{\sqrt{n-3}}} + 1},$$

где $A = \frac{1+r_{\min}}{1-r_{\min}}$; $r_{\min} = \frac{\sqrt{n+36}-\sqrt{n}}{6}$; n — объем выборки; β — коэффициент доверия (принимается 0,99).

Выборочный коэффициент корреляции определяется следующим образом [14]:

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x}) \cdot (y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \cdot \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}},$$

где x_i, y_i — элементы двумерной выборки; $\bar{x}, \bar{y}$ — средние статистические значения по выборке.

По результатам вычислений определено, что значения выборочных коэффициентов корреляции по двум выборкам для разных гармоник не удовлетворяют вышеприведенному условию

$$r_{(100)} = 0,45; r_{(25,75)} = 0,596 \leq r_{\Theta}[n] = 0,624.$$

Это обуславливает необходимость построения функциональных зависимостей диагностических параметров (относительных значений амплитуд информативных гармоник спектра тока) от параметров порождающих их механических факторов (амплитуд колебаний крутящего момента) отдельно для насосных агрегатов с различными рабочими параметрами (развиваемый напор, подача, расчетный угол нагрузки и др.) и различной мощностью привода.

Выводы

С помощью инструментов имитационного моделирования определены функциональные зависимости относительных значений амплитуд информативных гармоник спектра тока от амплитуд колебаний крутящего момента при наличии механических неисправностей центробежного насосного агрегата на частотах, соответствующих дефектам типа несоосности валов и износа подшипников агрегата.

Методами математической статистики обоснована необходимость определения функциональных зависимостей диагностических параметров от параметров механических факторов неисправностей для насосных агрегатов с различными рабочими параметрами и различной мощностью привода.

Полученные результаты могут быть использованы при разработке и корректировке алгоритмов диагностических контролей центробежных насосных агрегатов с электроприводом электромагнитным методом функциональной диагностики.

Библиографический список

1. ГОСТ 27518-87. Диагностирование изделий. Общие требования. — М.: Стандартинформ. — 2009. — 8 с.
2. ГОСТ Р ИСО 17359-2015. Контроль состояния и диагностика машин. Общее руководство. — М.: Стандартинформ. — 2016. — 32 с.

3. РД 153-39ТН-009-96. Положение о системе технического обслуживания и ремонта электроустановок магистральных нефтепроводов. – Уфа: ИПТЭР. – 1997. – 414 с.
4. Технологические регламенты (стандарты организации) АК «Транснефть»: в 7 т. Т. 4. Электрооборудование объектов магистральных нефтепроводов / Под общ. ред. С. М. Вайнштока. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». – 2006. – 467 с.
5. Об исследовании процесса обнаружения дефектов насосно-компрессорного оборудования по гармоническому составу тока статора электродвигателя / З. Х. Ягубов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2015. – № 4. – С. 473–496.
6. Баширов М. Г., Прахов И. В., Самородов А. В. Определение технического состояния насосно-компрессорного оборудования по значениям параметров высших гармонических составляющих токов и напряжений, генерируемых двигателем электропривода // Фундаментальные исследования. – 2010. – № 12. – С. 62–65.
7. Вахромеев О. С., Каримов Р. Т., Надеев А. И. Современные методы диагностики электромеханических систем // Вестник Астраханского государственного технического университета. – 2006. – № 2. – С. 51–56.
8. Шичёв П. С., Ягубов З. Х. Определение диагностических признаков неисправного состояния центробежного насосного агрегата в спектре тока электродвигателя // Контроль. Диагностика. – 2017. – № 6. – С. 50–57.
9. Методика диагностирования механизмов с электроприводом по потребляемому току. / А. В. Барков [и др.]. – СПб.: НОУ «Севзапучцентр». – 2012. – 68 с.
10. Копылов И. П. Математическое моделирование электрических машин. – М.: Высшая школа, 2001. – 327 с.
11. Костышин В. С. Моделирование режимов работы центробежных насосов на основе электрогидравлической аналогии. – Ивано-Франковск, 2000. – 163 с.
12. Терёхин В. Б. Моделирование систем электропривода в Simulink (Matlab 7.0.1). – Томск: Изд-во Томского политехнического ун-та. – 2010. – 292 с.
13. Толстов А. Г. Техническая диагностика. Принципы принятия решений при обработке опытов. – М.: ООО «Газпром экспо». – 2010. – 232 с.
14. Гусейнзаде М. А., Калинина Э. В., Добкина М. Б. Методы математической статистики в нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 1979. – 340 с.

Сведения об авторе

Шичёв Павел Сергеевич, аспирант кафедры электрификации и автоматизации технологических процессов, Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, тел. 89042278222, e-mail: shichev@bk.ru

Information about the author

Shichev P. S., Postgraduate at the Department of Electrification and Automation of Technological Processes, Ukhla State Technical University, phone: 89042278222, e-mail: shichev@bk.ru

Чрезвычайные ситуации и проблемы экологии в нефтегазовой отрасли

УДК 5-502/504

ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ И ХИМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ПИТЬЕВОЙ ВОДЫ ГОРОДА ТЮМЕНИ

THE STUDY OF THE PHYSICAL AND CHEMICAL INDICATORS OF THE QUALITY OF DRINKING WATER OF THE CITY OF TYUMEN

А. В. Двойникова, И. А. Яговцева

A. V. Dvoynikova, I. A. Yagovtseva

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Ключевые слова: вода; токсические вещества; водородный показатель; окислительно-восстановительный потенциал

Key words: water; toxic substances; pH; redox potential

Вода является одним из важнейших компонентов биосферы и необходимым фактором существования живых организмов, человек на 70–80 % состоит из воды.

В любой биологической системе протекают физико-химические процессы, дающие право на жизнь. Поэтому важно, чтобы биологические системы для своего развития использовали чистую, не загрязненную антропогенными веществами воду.

В настоящее время гидросфера испытывает серьезный антропогенный прессинг, не дающий возможности самоочищения природной воды.

Несовершенство технологических процессов, устаревшие коммуникации водоподведения, недостаточное количество химических реагентов для водоподготовки — основные проблемы некачественной питьевой воды.

Основными источниками загрязнения водных систем являются бытовые стоки, технические водные отходы, ливневые (дождевые) стоки, сельскохозяйственные водные сбросы.

Современные требования, согласно принятой нормативно-технической документации, предъявляют жесткие требования к качеству питьевой воды.

Цель работы — определение качества водопроводной воды в выбранных районах города Тюмени; сравнение показателей органолептических и физико-химических свойств; предложение мероприятий для повышения качества водопроводной воды.

В ходе исследований были определены органолептические и физико-химические свойства воды. Исследовательская работа была проведена на основании анализа причин загрязнения природной воды и некачественной очистки, а также полученных экспериментальных данных.

Для исследования были отобраны пробы водопроводной воды в трех точках Тюмени, выбранных случайным образом: Тюменский дом печати (Центральный район); Институт геологии и нефтегазодобычи Тюменского индустриального университета (Ленинский район); Строительный институт Тюменского индустриального университета (Калининский район).

Источниками водоснабжения Центрального и Ленинского районов являются Метелевский и Велижанский водозаборы, источником водоснабжения Калининского района — Метелевский водозабор.

В ходе исследований были определены органолептические, физико-химические показатели качества воды в отобранных пробах.

Результаты исследований представлены в таблице 1.

Таблица 1

*Органолептические показатели качества питьевой воды
Центрального, Ленинского, Калининского районов г. Тюмени*

Номер пробы	Дата (дни)	Органолептические показатели качества воды							
		Цветность (градусы)		Запах (баллы)		Вкус (баллы)		Мутность (мг/дм³)	
		Факт	ГОСТ	Факт	ГОСТ	Факт	ГОСТ	Факт	ГОСТ
Центральный район									
1	30.09.17	10	20	0	2	0	2	1,5	1,5
2	13.10.17	15	20	1	2	1	2	1,5	1,5
3	02.11.17	80	20	1	2	1	2	1,5	1,5
4	01.12.17	90	20	2	2	2	2	1,5	1,5
Среднее значение		48,75	20	1	2	1	2	1,5	1,5
Ленинский район									
1	30.09.17	8	20	0	2	0	2	1,4	1,5
2	13.10.17	10	20	0	2	0	2	1,5	1,5
3	02.11.17	56	20	1	2	1	2	1,5	1,5
4	01.12.17	65	20	2	2	1	2	1,5	1,5
Среднее значение		22,25	20	0,75	2	0,5	2	1,48	1,5
Калининский район									
1	30.09.17	4	20	4	2	1	2	1,7	1,5
2	13.10.17	10	20	6	2	2	2	1,8	1,5
3	02.11.17	17	20	8	2	3	2	2,0	1,5
4	01.12.17	20	20	10	2	4	2	2,4	1,5
Среднее значение		12,75	20	7	2	2,5	2	1,98	1,5

По данным исследований в Центральном и Ленинском районе показатель по цветности превышает норму, что связано с износом коммуникаций. Для воды Калининского района характерен запах хлора и показатель превышает норму более чем в два раза, что связано с наличием большого количества неорганизованных стоков.

Показатели по вкусу и мутности также превышают нормы в Калининском районе.

Результаты комплексных исследований физико-химических показателей питьевой воды, отобранной в Центральном, Ленинском и Калининском районах представлены в таблице 2.

Таблица 2

**Физико-химические показатели качества питьевой воды
Центрального, Ленинского, Калининского районов г. Тюмени**

Номер пробы	Дата	Физико-химические показатели качества воды									
		Хлориды (мг/дм³)		Сульфаты (мг/дм³)		Ионы аммония (мг/дм³)		Водородный показатель, рН		Окислительно- восстановительный потенциал Е, мВ	
		Факт	ГОСТ	Факт	ГОСТ	Факт	ГОСТ	Факт	ГОСТ	Факт	ГОСТ
Центральный район											
1	30.09.17	90	350	50	500	0,6	0,5	5,8	6,0–9,0	–159,4	–
2	13.10.17	88	350	54	500	1,2	0,5	5,8	6,0–9,0	–140,8	–
3	02.11.17	86	350	60	500	1,8	0,5	5,8	6,0–9,0	–132,4	–
4	01.12.17	80	350	66	500	2,0	0,5	5,9	6,0–9,0	–128,5	–
Среднее значение		86	350	57,5	500	1,4	0,5	5,8	6,0–9,0	–140,3	–
Ленинский район											
1	30.09.17	30	350	34	500	0,6	0,5	5,8	6,0–9,0	–160,7	–
2	13.10.17	28	350	37	500	1,2	0,5	5,8	6,0–9,0	–133,2	–
3	02.11.17	24	350	42	500	1,5	0,5	5,8	6,0–9,0	–132,5	–
4	01.12.17	21	350	46	500	2,0	0,5	5,8	6,0–9,0	–130,7	–
Среднее значение		26	350	39,8	500	1,3	0,5	5,8	6,0–9,0	–139,3	–
Калининский район											
1	30.09.17	367	350	37	500	0,4	0,5	5,6	6,0–9,0	–108,3	–
2	13.10.17	384	350	39	500	0,5	0,5	5,6	6,0–9,0	–79,0	–
3	02.11.17	396	350	41	500	0,7	0,5	5,6	6,0–9,0	–78,0	–
4	01.12.17	420	350	44	500	0,9	0,5	5,6	6,0–9,0	–75,5	–
Среднее значение		392	350	40,25	500	0,6	0,5	5,6	6,0–9,0	–67,7	–

Данные исследований показали, что содержание ионов аммония превышает норму во всех районах вследствие изношенности коммунальных сетей, в Калининском районе превышение незначительное, в Центральном и Ленинском районах — более чем в два раза.

В Калининском районе содержание хлорид-ионов превышает норму, это обусловливается попаданием в водоем хозяйственно-бытовых стоков. Повышенное содержание хлоридов наносит вред здоровью человека: ухудшает вкусовые качества воды, увеличивает вероятность возникновения сердечно-сосудистых заболеваний, заболеваний систем кровообращения и т. д.

Также повышенное содержание хлоридов приводит к быстрому износу трубопроводов, к возникновению накипи на нагревательных элементах бытовой техники, снижает теплопроводность систем теплоснабжения в помещениях, разрушает стенки труб и радиаторов отопления.

Таким образом, на основании полученных результатов сделаны следующие выводы:

1. По органолептическим показателям обнаружено несоответствие гигиеническим нормативам питьевой воды:

- в Центральном и Ленинском районах наблюдается отклонение показателей по цветности от установленной нормы, что связано с износом системы коммуникаций [1].

- в Калининском районе наблюдается отклонение показателей от нормы сразу по трем параметрам: по запаху, вкусу и мутности. Вода имеет выраженный запах хлора, что связано с наличием большого количества неорганизованных стоков [2].

2. По химическому составу обнаружено несоответствие ГОСТ 18963-73. Вода питьевая. Методы санитарно-бактериологического анализа [3]:

- в Центральном и Ленинском районах содержание ионов аммония превышает норму более чем в два раза, вследствие изношенности коммунальных сетей;

- в Калининском районе содержание ионов аммония незначительно превышает норму, содержание хлорид-ионов превышает норму в 1,2 раза.

1. Водородный показатель питьевой воды во всех районах Тюмени соответствует 5,6–5,8 (норма 6,0–9,0) [3].

По полученным результатам исследования для повышения качества трубопроводной воды предлагается проведение следующих мероприятий:

- усовершенствование технологии очистки воды на водозаборах;
- проведение капитального ремонта системы коммуникаций;
- при строительстве нового жилья предусматривать установку фильтров в каждой квартире.

Библиографический список

1. СанПиН 2.1.4.1074-01 Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/901798042>.
2. СанПиН 2.1.4.1176-02. Гигиенические требования к качеству воды нецентрализованного водоснабжения, санитарная охрана водисточников [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://helpiks.org/4-54487.html>.
3. ГОСТ 18963-73. Вода питьевая. Методы санитарно-бактериологического анализа. – Введ. 1974-07-01. – М.: Стандартинформ, 2006. – 17 с.

Сведения об авторах

Двойникова Анна Васильевна, к. т. н., доцент кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89044915557, e-mail: dvojnikovaav@tyuiu.ru

Яговтсева Ирина Алексеевна, специалист второй категории кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89224822458, e-mail: jagovtsevaia@tyuiu.ru

Information about the authors

Dvoynikova A. V., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Technosphere Safety, Industrial University of Tyumen, phone: 89044915557, e-mail: dvojnikovaav@tyuiu.ru

Yagovtseva I. A., Specialist of the 2nd category at the Department of Technosphere Safety, Industrial University of Tyumen, phone: 89224822458, e-mail: jagovtsevaia@tyuiu.ru

УДК 614.844

**ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ЭФФЕКТИВНОЙ СИСТЕМЫ
АВТОМАТИЧЕСКОГО ПОЖАРОТУШЕНИЯ В ПОМЕЩЕНИИ
КОМПРЕССОРНОГО ЦЕХА**

JUSTIFICATION OF THE CHOICE OF EFFECTIVE SYSTEM OF AUTOMATIC
FIRE EXTINGUISHING IN THE COMPRESSOR DEPARTMENT

М. В. Омельчук, Ю. С. Короткова, А. О. Воронцова

M. V. Omelchuk, Yu. S. Korotkova, A. O. Vorontsova

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

ООО «Газпром трансгаз Югорск», г. Югорск

*Ключевые слова: компрессорный цех; системы пожаротушения;
газовые огнетушащие вещества*

Key words: compressor department; fire extinguishing systems; gas fire extinguishing agents

Проблема пожаров в компрессорных цехах (КЦ) на данный момент является одной из приоритетных для службы промышленной и пожарной безопасности газотранспортных предприятий, так как протекающие в компрессорном цехе процессы отличаются высокими температурами, давлением и скоростями, что создает пожарную опасность объекта. В связи с этим оснащение пожароопасного объекта средствами автоматического обнаружения и ликвидации пожаров является основным условием обеспечения безопасности. При этом в различных КЦ используются разные установки автоматического пожаротушения (АУПТ), которые имеют между собой принципиальные отличия. Существуют объекты, где на одной территории функционируют КЦ с разными АУПТ по типу вещества. В данной работе проведен анализ того, какие АУПТ являются наиболее эффективными, и обосновывается выбор оптимальной системы.

Основные причины возникновения аварийных ситуаций, которые могут привести к возникновению пожара или взрыва в компрессорном цехе, представлены на рисунке 1.

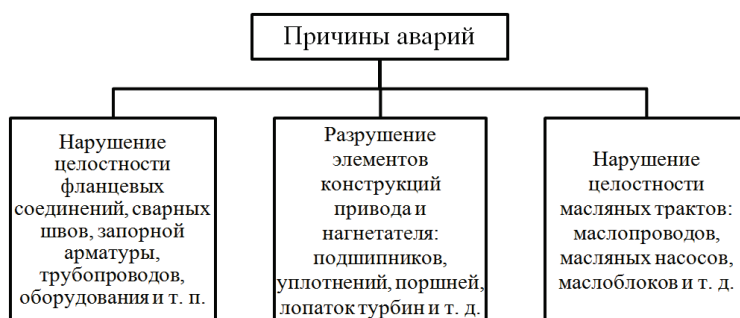


Рис. 1. Причины аварий, приводящих к возникновению пожаров в КЦ [1]

Для предотвращения возгораний и тушения пожаров компрессорные цехи оборудуют средствами пожаротушения. На данный момент существует следующая классификация систем автоматического пожаротушения по типу огнетушащего вещества:

- порошковое пожаротушение;
- тушение водой;
- пенное пожаротушение;

- газовое пожаротушение;
- аэрозольное пожаротушение.

Следует отметить, что не все пожаротушащие системы могут быть использованы для ликвидации специфического горения природного газа. Так, например, ведомственным нормативным документом ОАО «Газпром» ВРД 39-1.8-055-2002 [2] использование аэрозолей для тушения пожаров на компрессорных станциях имеет прямое запрещение. Запрещается применять установки пенного пожаротушения с использованием растворов пенообразователей [2].

Порошковое пожаротушение — способ тушения пожаров с помощью мелкозернистой порошковой смеси. Порошковое пожаротушение применяют для тушения пожаров класса А, В, С, а также при возгорании электрооборудования, находящегося под напряжением. Рассмотрим *преимущества порошкового пожаротушения*:

- низкая стоимость: неподвижные и подвижные установки пожаротушения, оборудованные порошковым огнетушащим веществом, имеют наиболее доступную цену в своем классе;
- простота конструкции, которая существенно упрощает ее монтаж;
- универсальность: используется при ликвидации обычных и специфических пожаров, а также для тушения электроустановок под напряжением до 5 000 В;
- широкий температурный диапазон: от –50 до 50 °С;
- не требует герметизации помещения;
- экологическая безопасность: отсутствие токсичных компонентов, разрушающих озоновый слой, низкая коррозионная активность, химическая инертность, так как основой порошков являются минеральные удобрения.

Рассмотрим *недостатки порошкового пожаротушения*:

- неэффективно для тушения веществ, которые способны гореть без наличия воздуха, а также веществ, горящих и тлеющих в глубине слоя (например, древесные опилки, хлопок);
- обладает химической активностью и во избежание порчи оборудования после прекращения тушения требует незамедлительного удаления с металлических поверхностей;
- отсутствие охлаждающего эффекта при тушении, что может послужить причиной к вторичному возгоранию потушенного материала от нагретых частей оборудования;
- высокая запыленность и впоследствии снижение видимости в результате образования порошкового облака при тушении [3].

Среди *преимуществ автоматического газового пожаротушения* следует отметить

- отсутствие материального ущерба;
- простота утилизации;
- длительный срок эксплуатации;
- высокая эффективность тушения;
- возможность тушения пожара в труднодоступных местах;
- электрическая непроводимость;
- возможность тушения приборов, находящихся под напряжением [3].

Однако наряду с преимуществами *автоматического газового пожаротушения* имеется ряд *недостатков*:

- возможное удушающее действие на людей;
- необходимость большого запаса огнетушащего вещества;
- дороговизна отдельных видов газовых огнетушащих веществ (ГОТВ);
- высокое рабочее давление [3].

Преимущества автоматического пенного пожаротушения:

- безопасно для человека;
- экологически чистое;
- высокая смачивающая способность;
- не требует одновременного перекрытия всей площади горения [3].

Недостатки автоматического пенного пожаротушения:

- применяется в основном для тушения машинных залов КЦ;
- повышенная коррозионная способность;
- относительно высокая температура замерзания;
- сложность утилизации выплеснутого пенного раствора;
- нельзя применять внутри помещений с электрооборудованием под высоким напряжением [3].

Несмотря на появление новых эффективных средств борьбы с огнем, автоматическая система водяного пожаротушения остается одной из самых популярных и общераспространенных установок. *Преимущества тушения водой:*

- универсальность: систему можно устанавливать почти в любом помещении и применять с целью тушения большинства классов и категорий пожаров;
- экономичность: вода — самый доступный тип огнетушащего вещества, кроме того, водяные установки стоят существенно дешевле, чем пенные, газовые и порошковые системы сопоставимой мощности и площади;
- гибкость применения: системы водяного пожаротушения имеют много настроек и выпускаются в различных вариациях; они могут быть применены как локально, так и в целом по зданию, возможна добавка в воду различных пожаротушащих веществ для более эффективного процесса борьбы с огнем;
- повторное использование: в отличие от некоторых одноразовых локальных модулей, для повторного приведения в полную готовность водяной системы пожаротушения необходимо всего несколько часов [3].

Наряду с преимуществами *водяное пожаротушение имеет ряд существенных недостатков*, таких как высокая коррозионная способность, электропроводность, высокая температура замерзания, плохая смачивающая способность, ограничение по применению при тушении некоторых веществ (металлов, железа, нефти, нефтепродуктов, пыли и др.) [3].

Таким образом, газовые системы пожаротушения — единственно приемлемые и отвечающие требованиям технологической эффективности пожаротушения в помещении КЦ.

Требования к системам пожаротушения сформулированы в рекомендациях отраслевого подразделения, обеспечивающего координацию единой технологической политики в области пожарной безопасности (ООО «Газобезопасность»), и определяют их приоритетность при выборе установок автоматического пожаротушения (рис. 2).



Рис. 2. Приоритетные требования к выбору систем пожаротушения [4]

Так как диапазон применяемых газовых пожаротушащих веществ довольно широк, следует проводить сравнительный анализ всех ГОТВ. Критерии оценивания газовых огнетушащих веществ [5]: эффективность ликвидации пожара; безопасность для людей; экологическая безопасность; технологическая эффективность.

Эффективность тушения при условии раннего обнаружения возгорания для всех ГОТВ можно считать одинаково высокой.

Безопасность людей при пожаре является одной из главных задач пожарной безопасности. Необходимо уделять большое внимание обеспечению безопасности людей в тех случаях, когда по тем или иным причинам эвакуация может быть невозможна. Например, несанкционированное срабатывание системы пожаротушения, нештатная ситуация, в которой по техническим и/или организационным причинам невозможно провести эвакуацию, или же ситуация, связанная со служебной необходимостью людей оставаться в помещении, в котором сработала система пожаротушения. В связи с этим изучается влияние различных ГОТВ в случае отсутствия возгорания и при наличии очага возгорания.

Основная опасность ГОТВ для человека заключается в их токсичности. Результат воздействия некоторых ГОТВ может привести к отравлению или асфиксии. Токсичность некоторых огнетушащих веществ (ОТВ) приведена в таблицах 1 и 2 [6, 7].

Таблица 1

Токсичность инертных газов в отсутствии очага возгорания согласно ISO 14520 [7]

Газовое огнетушащее вещество	NOAEL, % об.	LOAEL, % об.
Инерген	43	52
CO ₂	5	10

Таблица 2

Токсичность галоидоуглеводородов из стандарта НФПА 2001 [6]

Газовое огнетушащее вещество	LC50 или ALC, % об.	NOAEL, % об.	LOAEL, % об.
Хладон 125	>70	7,5	10
Хладон 23	>65	50	>50
Хладон 227 ea	>80	9	10,5
Хладон ФК-5-1-12	>65	10	>10

LC50 — концентрация, вызывающая гибель белых крыс при четырехчасовой экспозиции. ALC — приближенная летальная концентрация. NOAEL — наибольшая концентрация, при которой не наблюдается кардиосенсибилизирующее или кардиотоксическое действие. LOAEL — наименьшая концентрация, при которой наблюдается кардиосенсибилизирующее или кардиотоксическое действие. Значения NOAEL и LOAEL установлены на основании результатов определения аритмии сердца у животных при пятиминутном воздействии огнетушащего агента и последующем введении адреналина [1].

Показатели опасности ОТВ при очаге пожара приведены в таблице 3 [8].

Расчетная огнетушащая концентрация (ОТК) с применением повышающих коэффициентов: $K = 1,3$ при тушении бумаги и легковоспламеняющихся жидкостей, $K = 2,25$ при тушении помещений без доступа пожарных расчетов [8]. Коэффициент безопасности — отношение NOAEL к расчетной ОТК с применением повышающего коэффициента. Таким образом, из таблицы 3 видно, что единственно безо-

пасным огнетушащим веществом во всех концентрациях является фторкетон или хладон ФК-5-1-12 [9].

В настоящее время на территории РФ запрещены производство и использование огнетушащих газов, которые обладают озоноразрушающими свойствами.

Таблица 3

Показатели опасности огнетушащих газов при очаге пожара

Газовое огнетушащее вещество	Нормативная ОТК, % об.	Расчетная ОТК, % об. K = 1,3	Расчетная ОТК, % об. K = 2,25	NOAEL, % об.	Коэффициент безопасности K = 1,3	Коэффициент безопасности K = 2,25	Результат воздействия на человека
CO ₂	34,9	45,4	78,5	5	0,110	0,064	Отравление
Инерген	36	46,8	81,0	43	0,919	0,531	Асфиксия
Хладон 125	9,8	12,7	22,1	7,5	0,591	0,339	Отравление
Хладон 227 ea	7,2	9,4	16,2	9	0,957	0,556	Незначительно
Хладон 23	14,6	19,0	32,9	30	1,578	0,912	Нет при K=1,3, при нормативной ОТК
Хладон ФК-5-1-12	4,2	5,5	9,5	10	1,818	1,053	Нет

Следует отметить тот факт, что в 2011 году на конференции ООН по изменению климата сразу несколько стран выступили с инициативой ввести запрет на использование хладона 23 в качестве огнетушащего вещества, а также ввести режим строгого контроля объемов потребления и постепенного сокращения выбросов основных хладонов для пожаротушения (хладон 125, хладон 227 и др.) [8].

В таблице 4 представлены данные об экологической опасности рассматриваемых ГОТВ.

Таблица 4

Экологическая опасность рассматриваемых ГОТВ [8]

Газовое огнетушащее вещество	Озоноразрушающий потенциал	Время до полного распада в атмосфере, лет	Потенциал глобального потепления
CO ₂	0	Нет	1
Инерген	0	Нет	1
Хладон 125	0	32,6	2 800
Хладон 227 ea	0	36,5	2 900
Хладон 23	0	270	11 700
Хладон ФК-5-1-12	0	3–5 дней	1

Потенциал глобального потепления (ПГП) измеряется по шкале, где за единицу принят ПГП CO₂. Например, значение ПГП для хладона 125, равное 2 800, показывает, что одна молекула хладона 125 по вкладу в парниковый эффект равна 2 800 молекулам CO₂ [8].

При выпуске ФК 5-1-12 в атмосферу фторкетоны легко разрушаются в верхних слоях под воздействием ультрафиолета, и агент удаляется из окружающей среды в течение 5 суток. При этом отсутствует кумулятивный эффект. Именно поэтому

хладон ФК-5-1-12 очень быстро был включен во все международные и региональные стандарты по газовому пожаротушению.

Технологическая эффективность охватывает следующие параметры: количество огнетушащего вещества, необходимого для тушения пожара; количество баллонов; рабочее давление.

Результаты сравнения рассматриваемых огнетушащих газов представлены в таблице 5.

Таблица 5

Сравнение технических параметров систем для тушения помещения объемом 250 м³ [11]

Огнетушащее вещество (ОТВ)	Массовая концентрация ГОТВ, кг/м ³	Количество ОТВ, кг	Количество баллонов, шт.	Рабочее давление, МПа	Рейтинг (место)
СО ₂	0,660	400	8	6	5
Инерген	0,710	389	13	20	6
Хладон 125	0,650	175	3	4	3
Хладон 227 ea	0,524	138	2	4	2
Хладон 23	0,430	153	3	4	4
Хладон ФК-5-1-12	0,570	127	2	2,5 (4)	1

Примечание. Чем ниже значение параметров, тем меньше технических трудностей возникает при установке и эксплуатации системы. При расчетах емкость баллонов для инергена принята 80 л, для хладона ФК-5-1-12 составляет 81 л и для всех остальных — 67 л.

Таким образом, можно заключить, что хладон ФК-5-1-12 является наиболее подходящим для тушения пожаров в помещениях компрессорных цехов. Далее произведем расчет массы этого огнетушащего вещества, необходимого для ликвидации пожара в типовом помещении КЦ объемом 18 000 м³.

В качестве огнетушащего вещества для защищаемого помещения принят газовый огнетушащий состав хладона ФК-5-1-12. В установках с газовым огнетушащим веществом хладоном ФК-5-1-12 реализован объемный способ тушения пожаров, основанный на эффекте охлаждения.

Методика расчета массы газового огнетушащего вещества для установок газового пожаротушения при тушении объемным способом приведена согласно СП 12.13130.2009 «Свод правил. Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования» [9].

Масса огнетушащего состава, создающая во всем объеме помещения огнетушащую концентрацию, в условиях отсутствия искусственной вентиляции воздуха для ГОТВ — сжиженных газов, кроме двуокиси углерода, определяется по формуле (1)

$$M_p = V_p \cdot \rho_1 \cdot (1+K_2) \cdot \frac{C_H}{100-C_H}, \quad (1)$$

где V_p — расчетный объем защищаемого помещения, м³; ρ_1 — плотность ГОТВ, учитывающая высоту защищаемого объекта относительно уровня моря для минимальной температуры в помещении T_m , кг/м³; K_2 — коэффициент, который учитывает потери ГОТВ через проемы помещения; C_H — нормативная объемная концентрация, % (об.).

Расчетный объем защищаемого помещения состоит из его внутреннего геометрического объема, с учетом объема вентиляционной системы, системы кондиционирования, воздушного отопления (до герметичных клапанов или заслонок) и предусматривает объем оборудования, которое находится в помещении, не считая

объема сплошных (непроницаемых) строительных элементов (колонн, балок, фундаментов под оборудование и т. д.).

Плотность ГОТВ, учитывающая высоту защищаемого объекта относительно уровня моря для минимальной температуры в помещении T_m , кг/м³, определяется по формуле (2)

$$\rho_1 = \rho_0 \cdot \frac{T_0}{T_m} \cdot K_3, \quad (2)$$

где ρ_0 — плотность паров ГОТВ при температуре $T_0 = 293$ К (20 °С) и атмосферном давлении 101,3 кПа; T_0 — температура воздуха в защищаемом помещении, К; K_3 — поправочный коэффициент, который учитывает высоту расположения объекта относительно уровня моря.

Коэффициент, который учитывает потери ГОТВ через проемы помещения, определяется по формуле (3)

$$K_2 = \Pi \cdot \delta \cdot \tau_{\text{под}} \cdot \sqrt{H}, \quad (3)$$

где Π — параметр, который учитывает расположение проемов исходя из высоты защищаемого помещения, м^{0,5}·с⁻¹ ($\Pi = 0,65$ — проемы расположены как в нижней (0–0,2) Н так и верхней части помещения (0,8–1,0) V_1 или одновременно на потолке и на полу помещения, при этом площади проемов нижней и верхней зоне приближенно равны и составляют половину суммарной площади проемов; $\Pi = 0,1$ — проемы расположены только в верхней части (0,8–1,0) Н (или на потолке); $\Pi = 0,25$ — проемы расположены только в нижней части (0–0,2) V_1 (или на полу); $\Pi = 0,4$ — площадь проемов распределена примерно равномерно по всей высоте и во всех остальных случаях); δ — параметр негерметичности; $\tau_{\text{под}}$ — нормативное время подачи огнетушащего состава в защищаемое помещение, с; H — высота защищаемого помещения, м.

Данные для расчета автоматического газового пожаротушения:

- применяемый ГОТВ — хладон ФК-5-1-12;
- нормативная объемная огнетушащая концентрация — 4,2 %, об.;
- молекулярная масса — 316,04 г/моль или 0,316 кг/моль;
- плотность паров при $P = 101,3$ кПа и $t = 20$ °С равна 13,6 кг/м³;
- поправочный коэффициент, который учитывает высоту расположения защищаемого объекта относительно уровня моря (K_3) — 1;
- параметр негерметичности — 0,001 м⁻¹ (тушение пожаров класса А следует осуществлять в помещениях с параметром негерметичности не более 0,001 м⁻¹);
- коэффициент, учитывающий расположение открытых проемов в помещении (Π), — 0,4;
- защищаемый объем — 18 000 м³ (V_p);
- минимальная температура в защищаемом помещении — +10 °С;
- нормативное время подачи огнетушащего состава — 10 с.

Плотность газового огнетушащего вещества, учитывающую высоту защищаемого объекта относительно уровня моря для минимальной температуры в помещении T_m , рассчитаем по формуле (2).

$$\rho_1 = 13,6 \cdot \frac{288}{283} \cdot 1 = 13,84 \text{ кг/м}^3.$$

Коэффициент, который учитывает потери ГОТВ через проемы помещения, рассчитаем по формуле (3).

$$K_2 = 0,04 \cdot 0,001 \cdot 10 \cdot \sqrt{14} = 0,0014.$$

Массу огнетушащего состава, создающую в объеме помещения огнетушащую концентрацию, в условиях отсутствия искусственной вентиляции воздуха, рассчитаем по формуле (1).

$$M_p = 18\,000 \cdot 13,84 \cdot (1 + 0,0014) \cdot \frac{4,2}{100 - 4,2} = 10\,937 \text{ кг.}$$

В результате расчета получаем, что для ликвидации пожара в помещении объемом 18 000 м³ для автоматической системы газового пожаротушения необходимо 10 937 кг хладагента ФК-5-1-12.

Таким образом, в работе рассмотрены системы пожаротушения в компрессорных цехах, представлен анализ преимуществ и недостатков каждой из них.

Из всех рассматриваемых огнетушащих веществ только инерген находится в сжатом состоянии, а, как известно, сжатого газа в баллон помещается существенно меньше, чем сжиженного. Из сравниваемых хладонов меньше всего по количеству баллонов требуется для системы с огнетушащим веществом хладоном ФК-5-1-12.

В результате анализа всех характеристик ГОТВ можно сделать вывод, что наилучшим вариантом системы автоматического тушения является система с применением хладагента ФК-5-1-12, так как он является наиболее эффективным и безопасным в использовании. Данный огнетушащий газ можно использовать при нахождении в защищаемом помещении людей, однако длительное воздействие может привести к негативным последствиям. Многочисленные лабораторные исследования и испытания показали, что фторкетоны являются эффективными огнетушащими веществами с положительным экологическим и токсикологическим профилем.

Еще одно достоинство данного огнетушащего вещества — относительная простота его эксплуатации и компактность самой установки пожаротушения. Хладагент ФК-5-1-12 не создает проблем при транспортировке, так как перевозится в жидкой фазе. В баллонах хладагент ФК-5-1-12 хранится под давлением в 2,5 МПа. Так как давление паров в баллоне незначительно, нет необходимости в сбросных вентиляционных отверстиях, применяемых в целях безопасности в системах с высоким давлением.

Главным недостатком фторкетона 5-1-12 является то, что его не производят в России, это может существенно отразиться на экономической составляющей, так как, особую роль при проектировании автоматической системы пожаротушения заказчик отводит ценовой категории. Однако появление на территории РФ заправочной станции модулей газового пожаротушения хладоном ФК-5-1-12 значительно сокращает расходы на его эксплуатацию и делает его более доступным для применения на различных объектах защиты.

Библиографический список

1. Тагиев Р. М. Основные аспекты единой технической политики в области противопожарной защиты объектов ОАО «Газпром». Средства спасения. Противопожарная защита. — М.: Каталог, 2001. — 16 с.
2. ВРД 39-1.8-055-2002. Типовые технические требования на проектирование КС, ДКС и КС ПХГ ПАО «Газпром». — М.: ПАО «Газпром», 2002. — 67 с.
3. Производственной безопасности. Часть 3. Пожарная безопасность: учеб. пособие / В. С. Бурлуцкий [и др.]; под ред. С. В. Ефремова. — СПб.: Изд-во Политехнического ун-та, 2012. — 223 с.
4. ГОСТ Р 50969-96. Установки газового пожаротушения автоматические. Общие технические требования. Методы испытаний [Электронный ресурс] // Информационно-правовой портал Гарант. — Режим доступа: <http://base.garant.ru/>.
5. НПБ 88-2001. Установки газового пожаротушения автоматические. Резервуары изотермические. Общие технические требования. Методы испытаний [Электронный ресурс] // Консультант Плюс. — Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_287370/.
6. Standart on Clean Agent Fire Extinguishing Systems 1994 Edition. NFPA № 2001. — М.: Стандартинформ, 1994. — 196 с.
7. ISO 14520 (1–15 части): Газовые системы пожаротушения — физические свойства и проектирование. [Электронный ресурс] // Информационно-правовой портал Гарант. — Режим доступа: <http://base.garant.ru/>.
8. Оценка опасности токсического воздействия огнетушащих газов и аэрозолей, применяемых для объемного пожаротушения: метод. пособие. — М., 2005. — 35 с.

9. СП 5.13130.2009. Свод правил. Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования (утв. Приказом МЧС России от 25.03.2009 № 175) (ред. от 01.06.2011) [Электронный ресурс] // Консультант Плюс. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_91544/.

10. Буланов К., Вершинина О. Защита окружающей среды — экологичные и безопасные технологии пожаротушения // RuGBC NEWS. – 2013. – № 2. – С. 17–19.

11. Меркулов В. А. Оптимизация выбора установок газового пожаротушения // Пожаровзрывобезопасность. – 2005. – № 5. – С. 74–79.

Сведения об авторах

Омельчук Михаил Владимирович, к. т. н., доцент кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283023, e-mail: omelchuk.m.v@mail.ru

Короткова Юлия Сергеевна, студент Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 89129913210, e-mail: korotkova.yu.s@yandex.ru

Воронцова Анастасия Олеговна, техник группы охраны труда, ООО «Газпром трансгаз Югорск», г. Югорск, тел. 8(349)9516680

Information about the authors

Omelchuk M. V., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Technosphere Safety, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283023, e-mail: omelchuk.m.v@mail.ru

Korotkova Yu. S., Student, Industrial University of Tyumen, phone: 89129913210, e-mail: korotkova.yu.s@yandex.ru

Vorontsova A. O., Technician of Group of Labor Protection, LLC «Gazprom transgaz Yugorsk», Yugorsk, phone: 8(349)9516680

Рефераты Abstracts

УДК 556.3.01

Подземные воды мезозойского гидрогеологического бассейна в пределах Еты-Пуровского нефтегазового месторождения. Бешенцев В. А., Абдрашитова Р. Н., Лазутин Н. К., Сабанина И. Г., Гудкова А. А.

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 2. С. 6–11.

Рассмотрены гидрогеологические условия мезозойского бассейна Еты-Пуровского месторождения. Авторы приводят гидрогеологическую стратификацию месторождения, описывают его гидрогеохимические условия, которые, в свою очередь, выявляют существование классической вертикальной зональности. Показана определяющая роль элизионной водонапорной системы в формировании структуры гидрогеохимического и гидрогеодинамического полей месторождения.

Groundwater of the Mesozoic hydrogeological basin in the territory of the Ety-Purovsky oil and gas field. Beshentsev V. A., Abdrashitova R. N., Lazutin N. K., Sabanina I. G., Gudkova A. A.

The article considers hydrogeological conditions of the Ety-Purovsky oil and gas field. The authors describe hydrogeological stratification of the field and its hydrogeochemical conditions. These conditions reveal the existence of classical vertical zoning. The research pays attention to the important role of an elution water pressure system in the formation of the hydrogeochemical and hydrogeodynamic fields structure.

УДК 551.2;539.3

Техногенное влияние разработки Комсомольского месторождения на современные деформационные процессы. Васильев Ю. В., Мисюрев Д. А., Филатов А. В.

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 2. С. 11–20.

Для обеспечения промышленной безопасности объектов нефтегазодобычи на Комсомольском нефтегазоконденсатном месторождении создан геодинамический полигон с целью проведения многократных повторных наблюдений за современными деформационными процессами. Анализ и интерпретация результатов геодинамического мониторинга: нивелирования II класса, спутниковых наблюдений, радарной интерферометрии, эксплуатационных параметров разработки месторождения позволили определить, что условием формирования современных деформаций земной поверхности является техногенный фактор. Выявлена взаимосвязь формирования мульды оседания земной поверхности в восточной части месторождения с динамикой накопленных отборов газа и падения пластовых давлений по основному продуктивному пласту ПК₁ (сеноман).

Anthropogenic influence of the Komsomolsk oil and gas condensate field on modern deformation processes. Vasilev Yu. V., Misyurev D. A., Filatov A. V.

The authors created a geodynamical polygon on the Komsomolsk oil and gas condensate field to ensure the industrial safety of oil and gas production facilities. The aim of its creation is multiple repeated observations of recent deformation processes. Analysis and interpretation of the results of geodynamical monitoring which includes class II leveling, satellite observations, radar interferometry, exploitation parameters of field development provided an opportunity to identify that the conditions for the formation of recent deformations of the earth's surface is an anthropogenic factor. The authors identified the relationship between the formation of subsidence trough of the earth's surface in the eastern part of the field with the dynamics of accumulated gas sampling and the fall of reservoir pressures along the main reservoir PK₁ (Cenomanian stage).

УДК 553.982.2

Западно-сибирская нефть: история и перспективы. *Запивалов Н. П.*

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 2. С. 20–27.

Декабрь 1947 года и январь 1948 года фактически явились началом планомерных нефтепоисковых работ в Западной Сибири, которые ознаменовали открытие XX века. Среди нефтяных юбилейных дат этот юбилей можно считать самым значимым, ему автор посвящает свой небольшой очерк, составленный на основе документальных данных, личных архивов и воспоминаний. Этот очерк является дополнением к большому числу разнообразных публикаций и материалов.

West Siberian oil: history and prospects. *Zapivalov N. P.*

December 1947 and January 1948 are the beginning of systematic oil exploration in Western Siberia. It marked the find of the XX century. Among the oil anniversary dates, this anniversary can be considered the most significant, the author devotes it his little essay, compiled on the basis of documentary data, personal archives and memories. The essay is in addition to a large number of diverse publications and materials.

УДК 550.83

О системном подходе к повышению эффективности исследований объектов криолитозоны геофизическими методами. *Туренко С. К., Дружинина К. В.*

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 2. С. 27–31.

Предлагается системный подход к повышению эффективности исследований объектов криолитозоны геофизическими методами, основанный на формализации процесса геофизических исследований как поэтапного процесса постановки и решения задачи. Определены модель задачи, основные функциональные и технологические этапы постановки и решения задачи. Системность и адаптивность (управляемость) процесса обеспечиваются системой взаимосвязанных критериев эффективности функциональных этапов (подэтапов) и решаемой задачи в целом.

On systemic approach to increasing the effectiveness of researches of cryolithozone objects by geophysical methods. *Turenko S. K., Druzhinina K. V.*

The article suggests a systematic approach to increasing the efficiency of studies of cryolithozone objects by geophysical methods, based on the formalization of the process of geophysical researches as a step-by-step process for setting the solution of the problem. The authors determine the model of the problem, the main functional and technological stages of setting and solving the problem. The system and adaptability (controllability) of the process are ensured by a system of interrelated criteria for the effectiveness of the functional stages (sub-stages) and the task as a whole.

УДК 622.245

Особенности интерпретации результатов гидродинамических исследований скважин с горизонтальным окончанием. *Альшейхли Мохаммед Джавад Зейналабидин, Мирбобоев Ш. Ж.*

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 2. С. 32–34.

Рассмотрены особенности интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных нефтяных и газовых скважин в южных Иракских месторождениях. Показаны особенности метода деконволюции при обработке результатов исследования горизонтальных скважин. Сформулирован вывод о необходимости продолжительного исследования горизонтальных скважин для определения границ области дренирования скважин.

Features of well test interpretation results in horizontal wells. *Alsheikhly Mohammed Jawad Zeinalabideen, Mirboboev Sh. J.*

The article explores the features of well test interpretation results of oil and gas horizontal wells in the southern Iraqi fields. The author pays attention to the deconvolution method during processing the results of studying horizontal wells. The conclusion is made to determine the boundaries of the drainage area of the wells on the need for a long-term study of horizontal wells.

УДК 622.243.2

Компоновка бурильной колонны для реализации профиля скважины с несколькими участками набора угла. Гречин Е. Г., Кузнецов В. Г., Кулябин Г. А., Курбанов Я. М.

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 2. С. 34–39.

При бурении глубоких нефтяных и газовых скважин с большими отклонениями забоя от вертикали значительно возрастают силы сопротивления при движении бурильной колонны в скважине. Следствием этого являются трудности создания требуемой нагрузки на долото, а также в управлении двигателем-отклонителем. Минимизация сил сопротивления возможна за счет применения J-образного профиля, содержащего несколько участков набора азимутного угла по большому радиусу и несколько участков стабилизации. Предложены методика и результаты расчета компоновки, обеспечивающей надежное вписывание в траекторию скважины, представляющей собой дугу окружности заданного радиуса. Это достигается за счет контакта компоновки с нижней стенкой скважины в четырех точках, включающих долото, искривленный переводник и два опорных элемента.

The layout of drilling string for implementation of the profile build-and-hole wellbore.

Grechin E. G., Kuznetsov V. G., Kulyabin G. A., Kurbanov Ya. M.

When drilling deep oil and gas wells with large deviations from the vertical stope the resistance when moving the drill string in borehole significantly increases. A consequence of this is the difficulty of control screw steerable motor. Minimizing resistance forces is possible through usage of a J-shaped profile. The authors present the technique and results of calculation of layout, ensuring reliable integration of the trajectory of the well. This is achieved through the contact link to the bottom of the borehole wall in four locations, including a chisel, curved subs and two pillars.

УДК 622.276.432;622.276.66

Авто-ГРП на нагнетательных скважинах в низкопроницаемых коллекторах ачимовской толщи. Климов-Каяниди А. В., Алимханов Р. Т., Агуреева Е. С., Сабитов Р. М.

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 2. С. 39–43.

Ачимовская толща характеризуется высокой неоднородностью и низкими фильтрационно-емкостными свойствами, что затрудняет приток нефти к скважине и делает невозможным экономически рентабельную разработку месторождения без использования гидроразрыва пласта и системы поддержания пластового давления. В работе даны рекомендации по регулированию режимов работы нагнетательных скважин в условиях образования трещин авто-ГРП. Эти рекомендации могут быть использованы для дальнейшего регулирования системы заводнения в условиях объекта ачимовская толща.

Waterflood-induced fracture on the injection wells in low-permeability reservoir of Achimov sequence. *Klimov-Kayanidi A. V., Alimkhanov R. T., Agureeva E. S., Sabitov R. M.*

Achimov sequence is characterized by high heterogeneity and low reservoir properties, that makes it impossible economically profitable field development without hydraulic fracturing and usage reservoir pressure maintenance systems. The research aims to develop recommendations for regulating the operations of injection wells, in conditions of waterflood-induced fracture formation. The recommendations can be used to further regulate the waterflooding system for the conditions of Achimov sequence.

УДК 622.276

Поддержание пластового давления путем закачки воды в горизонтальные скважины в условиях геологической неопределенности континентальных отложений высоковязкой нефти пласта ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского месторождения. Коваленко И. В., Сохошко С. К., Плешанов Н. Н.

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 2. С. 44–50.

Рассмотрена проблема корректной организации системы поддержания пластового давления (ППД) путем закачки воды в пласт ПК₁₋₃ Восточно-Мессояхского месторождения, имеющего большое количество геологических неопределенностей. Для снятия данных неопределенностей были предложены программа опытно-промышленных работ ППД и де-

тальные предложения по диагностике получаемых данных, которые помогут определить наиболее корректный подход к заводнению такого типа коллекторов.

Reservoir pressure maintenance by water injection into horizontal wells at the condition of the geological uncertainty in continental deposits of high-viscosity oil of PK₁₋₃ formation of the Vostochno-Messoyakhskoye oil field. *Kovalenko I. V., Sokhoshko S. K., Pleshanov N. N.*

The article considers the problem of correct organization of the system of reservoir pressure maintenance by water injection into PK₁₋₃ formation of the Vostochno-Messoyakhskoye oil field that has many geological uncertainties. To remove these uncertainties the authors offered the pilot well program of flooding system and detailed proposals for data diagnosis obtained during this program that will help to determine the most correct approach to the flooding system for this type of reservoirs.

УДК 608.2

Обоснование и разработка технологии создания водоизоляционного экрана в нефтедобывающей скважине. *Леонтьев Д. С., Клеценко И. И., Бакин Д. А.*

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 2. С. 50–54.

Представлена технология создания водоизоляционного экрана в нефтедобывающей скважине, основанная на бурении радиальных ответвлений в обводнившемся интервале пласта с последующей закачкой в эти ответвления водоизоляционной композиции. Предлагаемая технология позволяет создать надежный барьер большой протяженности по радиусу от оси скважины, увеличить радиус, толщину и площадь водоизоляционного экрана и безводный период эксплуатации нефтедобывающей скважины.

Reasoning and development of technology for building a water shut-off screen in oil well.

Leontiev D. S., Kleshchenko I. I., Bakin D. A.

The article presents a technology for building a water-shut screen in an oil well. The technology is based on drilling of radial channels within the water-encroached formation and following injection of water insulation composition in these channels. The proposed technology provides a durable screen of increased diameter and width. It contributes to a longer period of low watercut production in an oil well.

УДК 622.243

Влияние зенитного угла оси скважины на возможные проявления пластовых вод.

Овчинников В. П., Герасимов Д. С., Агзамов Ф. А., Овчинников П. В., Салтыков В. В., Рожкова О. В.

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 2. С. 54–59.

Вторичное вскрытие продуктивных коллекторов нефти и газа с использованием кумулятивных и пулевых методов перфорации в наклонных скважинах, имеющих высокие значения зенитных углов (40–60°) требует решения ряда технологических задач, одной из которых является обоснование интервала их осуществления. Особенно это актуально для многопластовых залежей с чередованием водонасыщенных и нефтенасыщенных горизонтов и отсутствием изоляционного малопроницаемого экрана, например, глинистой прослойки (покрышки). В работе предпринята попытка привлечения геологических служб, владельцев компаний, осваивающих месторождения с такими условиями, к повышению требований в вопросах назначения интервала перфорации, даны некоторые предложения, основанные на фактических результатах строительства скважин.

Influence of inclination angle of the borehole axis on the possible manifestations of reservoir water. *Ovchinnikov V. P., Gerasimov D. S., Agzamov F. A., Ovchinnikov P. V., Saltykov V. V., Rozhkova O. V.*

Secondary opening of productive oil and gas reservoirs by using cumulative and bullet perforation methods in directional wells with high values of inclination angles (40–60°) requires a solution of technological problems caused by the justification of the interval of their implementation. This is especially important for multi-layered reservoirs with alternating water saturated and oil saturated horizons and the absence of an insulating low-permeability screen, for example, a clay layer (tire). The article makes an attempt to attract geological services, owners of companies that develop deposits with such conditions, in order to increase the requirements for the appointment of a perforation interval. The authors give some proposals based on the actual results of well construction.

УДК 622.276

Универсальное забойное устройство для импульсной стационарной закачки жидкости в скважину. *Хабибуллин М. Я., Сулейманов Р. И., Галимуллин М. Л., Сидоркин Д. И.* Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 2. С. 60–65.

Рассматривается универсальное забойное устройство для импульсной стационарной закачки жидкости в скважину. Универсальность данного устройства заключается в возможности создания высоких частот колебания в случае снижения приемистости нагнетательной скважины за счет применения дополнительного элемента. На основе математических выражений и с учетом моделирования приводятся основные выражения по определению основных параметров работы устройства. На разработанном лабораторном стенде выполнены испытания опытной конструкции с учетом моделирования скважинных условий. При сравнении теоретических и лабораторных результатов погрешность составила не более $\pm 11,7\%$. По результатам стендовых испытаний определены оптимальные размеры устройства для эффективного воздействия при импульсной стационарной закачке жидкости в скважину.

Downhole universal device for pulsed stationary pumping of fluids into the well. *Habibullin M. Ya., Suleymanov R. I., Galimullin M. L., Sidorkin D. I.*

The article deals with a downhole universal device for pulsed stationary pumping of fluids into the well. The versatility of this device is concluded in the ability to create a high-frequency vibrations in case of an injection well injectivity decline due to use of an additional element. On the basis of mathematical expressions and taking into account the simulation the authors determine the main parameters of the device. In developed laboratory bench tests experimental design was carried out taking into account the modeling of downhole conditions. When comparing the theoretical and laboratory results, the error was no more than $\pm 11,7\%$. According to the results of bench tests the optimal size of the device for effective action at a pulsed stationary pumping of fluids into the well was determined.

УДК 622.323

Инновации и реновации способа увеличения нефтеотдачи акустическими полями. *Шаталова Н. В.*

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 2. С. 65–70.

Представлен обзор текущего состояния сырьевой базы нефтяной промышленности, направлений и результатов исследования акустических технологий использования технического звука скважин. Цель исследования — теоретическое обоснование и разработка инновационных решений в направлении преобразования и применения звуковых колебаний для повышения технического уровня процесса добычи углеводородного сырья без привлечения дополнительных источников энергии. В качестве примера использованы апробированные акустические технологии, созданные путем применения новых методов к глубоко исследованному явлению акустики — стоячим звуковым волнам. Результаты представлены обоснованием новой акустической технологии, которая разработана с использованием инновационных и реновационных технических решений.

Innovations and renovations of enhanced oil recovery by acoustic fields. *Shatalova N. V.*

The article present a survey of the current status of the oil industry raw materials base, trends and results of research of an acoustic technology, using of the borehole technical noise. The aim of the research is a theoretical justification and innovative solutions development of acoustic waves transforming and applying them for improving of standards of hydrocarbon production performance without using of additional energy sources. As an example, the approved acoustic technologies, developed by applying of new methods to the deep investigated acoustic phenomenon — standing acoustic waves, are used. The result is a substantiation of a new acoustic technology, which is developed by means of innovative and renovative technical solutions.

УДК 519.63+533.6

Трехмерные мгновенные линии тока течений газа при моделировании выхода на стационарный режим лабораторного торнадо. *Волков Р. Е., Обухов А. Г.*

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 2. С. 71–76.

Методика распараллеливания численного решения полной системы уравнений Навье — Стокса применяется для описания трехмерных нестационарных течений вязкого сжимаемого теплопроводного газа в восходящих закрученных потоках. При этом учитывается действие сил тяжести и Кориолиса, а также предполагается постоянство коэффициентов вязкости и теплопроводности. Приведены результаты численного построения мгновен-

ных линий тока, характеризующих сложные трехмерные течения при моделировании выхода на стационарный режим восходящего закрученного потока воздуха в искусственно созданном торнадо.

Three-dimensional instantaneous streamlines of gas flows for simulation the steady-state output of an artificial tornado. *Volkov R. E., Obukhov A. G.*

The method of parallelizing a numerical solution of the complete system of Navier — Stokes equations is used to describe three-dimensional unsteady flows of a viscous compressible heat-conducting gas in ascending swirling flows. In this case the action of gravity and Coriolis forces is taken into account, and the coefficients of viscosity and thermal conductivity are assumed to be constant. The results of the numerical construction of instantaneous streamlines characterizing complex three-dimensional flows are presented for simulation the steady-state output of an ascending swirling air flow in an artificial tornado.

УДК 533.15/548.51:548.526:548.527

Влияние времени хранения молотого льда на кинетику образования и роста газогидрата фреона-12. *Мадыгулов М. Ш., Заводовский А. Г., Щипанов В. П.*

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 2. С. 77–83.

В работе представлены экспериментальные данные P-V-T измерений по влиянию времени хранения чистого и модифицированного поливинилпирролидоном (ПВП) молотого мелкодисперсного льда на индукционный период гидратообразования и скорость роста газогидрата фреона-12. Установлено, что для чистого льда увеличение времени его хранения уменьшает скорость роста газогидрата при отсутствии индукционного эффекта в процессе гидратообразования. Для модифицированного полимером свежеприготовленного льда наблюдается увеличение индукционного периода гидратообразования с ростом концентрации ПВП. При длительном хранении молотого модифицированного льда с концентрацией ПВП меньшей 0,3 % индукционный эффект не отслеживается, и скорость роста газогидрата фреона-12 почти равна нулю. Однако при концентрации ПВП большей 0,75 % эффективность роста газогидрата на основе модифицированного молотого льда близка к реакционной способности свежеприготовленного чистого льда даже после 10 дней хранения образца. При этом индукционный эффект отсутствует.

Influence of the time storage of ice powder on kinetics of formation and growth of Freon-12 gas hydrate. *Madygulov M. Sh., Zavadovsky A. G., Shchipanov V. P.*

The article explores the influence a storage time on the samples of pure ice powder and modified ice powder with polyvinylpyrrolidone on process formation and growth of the gas hydrate by used P-V-T measurements. It has been established that increased storage time of the pure ice powder leads to a decrease the rate of growth of gas hydrate. Fresh modified ice powder has induction time of hydrate formation which increased in a polyvinylpyrrolidone concentration. At long-term storage of modified ice powder with a polyvinylpyrrolidone concentration less 0,3 % the induction time don't registrate and growth rate of gas hydrate likes zero. In the samples of modified ice powder with a polyvinylpyrrolidone concentration more 0,75 % after 10 days a storage were retained growth rate of gas hydrate likes fresh modified ice powder. There is no induction effect.

УДК 622.691.4.052

Возможности применения методики определения номинальных параметров газотурбинного двигателя для повышения качества диагностики оборудования. *Михайленко А. И.*

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 2. С. 83–87.

В работе исследованы теоретико-методологические и практические подходы к повышению качества диагностики газотурбинных двигателей. Представлены основные результаты разработки методики расчета дополнительных номинальных параметров по всей проточной части газотурбинного двигателя ГТЭ-6,3/МС, используемого ООО «РН-Уватнефтегаз» на Тямкинском месторождении Уватского района Тюменской области. Сформулирован вывод о том, что расширенный ряд расчетных параметров газотурбинного двигателя позволяет повысить качество, достоверность и глубину диагностики как текущего состояния оборудования, так и после капитального ремонта.

Possibilities of application of the methodology for determining ratings of a gas turbine engine to improve the quality of equipment diagnostic. *Mikhaylenko A. I.*

The article deals with theoretical and methodological approaches and practical approaches to improve the quality of gas turbine engine diagnostics. The author presents the main results of development of the calculating method for additional ratings in the entire flow section of the gas turbine engine GTE-6,3/MS which is used by LLC «RN-Uvatneftegaz» at the Tyamkinskoye oil field of Uvat district of Tyumen region. The conclusion is drawn that an expanded series of design parameters of a gas turbine engine makes it possible to improve the quality, reliability and depth of diagnostics of both the current state of equipment and after major overhaul.

УДК 697(075)

Вторичное морозное пучение вокруг холодных труб (математическая модель).

Степанов О. А., Аксенов Б. Г., Фомина В. В.

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 2. С. 87–93.

Приводится методика моделирования явления вторичного морозного пучения. Описаны условия, при которых данная модель применима вследствие сделанных при ее построении предположений. Модель изложена в строгой математической постановке. Описан метод решения соответствующей краевой задачи. Проведен расчет контрольного численного примера. Приведен график, характеризующий процесс образования прослоев льда. При некоторых условиях образуется один прослой, а при других — два. По большей части это зависит от температуры трубы. Для данного примера даны рекомендации по предотвращению пучения. Рекомендации носят общий характер и применимы для других случаев.

Secondary frost heaving around cold pipeline (mathematical model). *Stepanov O. A., Aksenov B. G., Fomina V. V.*

The article presents method of modeling the phenomenon of secondary frost heaving. The authors describe also the conditions under which the model is applicable according to the assumptions used in the process of its creating. The model is rigorously mathematically formulated. A method of solving the corresponding boundary problem is given. A computation of a numerical example was made. The graph characterizing the process of ice layers formation is given. One layer is formed under some conditions and two layers are formed under other conditions. It depends on the temperature of the pipe. In the case of given numeric example the authors recommend how to prevent frost heaving. The recommendation is of general nature and may be used in other cases.

УДК 621.438:622.691.4.052.006

Уточнение приведенных характеристик центробежных нагнетателей в их аналитическом виде. *Перевоищikov С. И.*

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 2. С. 94–100.

Приводятся методики упрощенной и уточненной коррекции приведенных характеристик центробежных нагнетателей природного газа в их аналитическом виде. Коррекция производится с целью повышения качества перевода характеристик из графического вида в аналитический, в котором они могут использоваться в системах автоматического управления технологическими процессами в газотранспортных системах.

Refinement of the reduced characteristics of centrifugal blowers in their analytical form. *Perevoschikov S. I.*

The article describes methods of simplified and refined correction of the reduced characteristics of centrifugal blowers of natural gas in their analytical form. The correction is carried out with the aim to improve the quality of the translation characteristics from the graphics view to the analytic, where they can be used in automatic control systems of technological processes in gas pipeline systems.

УДК 621.317.353.018.3:621.67

Моделирование неисправного состояния центробежного насосного агрегата и оценка электромагнитных диагностических признаков. *Шичёв П. С.*

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 2. С. 100–106.

Рассмотрены результаты исследований, в рамках которых с помощью методов имитационного моделирования и численных методов получены функциональные зависимости относительных амплитуд информативных гармоник тока статора от амплитуд колебаний крутящего момента сопротивления для агрегатов различной мощности. Методами математической статистики проверена надежность коэффициента корреляции данных для однотипных агрегатов различной мощности по каждой информативной гармонике и обоснована необхо-

димось построения функциональных зависимостей диагностических параметров от параметров механических факторов неисправностей для насосных агрегатов с различными рабочими параметрами и различной мощностью привода.

Simulation of fault condition of centrifugal pumping unit and evaluation of electromagnetic diagnostics signs. *Shichev P. S.*

The article contains the results of researches in which identified the functional dependences of the relative amplitudes of the informative harmonics of the stator current on the amplitudes of the oscillations of the resistance torque for aggregates of different power are determined by using the methods of simulation and numerical methods. The author identifies reliability of the correlation coefficient of data for the same type of aggregates of different power for each informative harmonic and justifies the necessity to build functional dependencies of diagnostic parameters on the parameters of mechanical failure factors for pumping units with different operating parameters and different drive power with the help of methods of mathematical statistics.

УДК 5-502/504

Исследование физических и химических показателей качества питьевой воды города Тюмени. *Двойникова А. В., Яговцева И. А.*

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 2. С. 106–109.

В настоящее время гидросфера испытывает серьезное антропогенное воздействие, которое не дает возможности самоочищения природной воды. Несовершенство технологических процессов, устаревшие коммуникации водоподведения, недостаточное количество химических реагентов для водоподготовки являются основными проблемами некачественной питьевой воды. В лаборатории экологической и промышленной безопасности Тюменского индустриального университета проведены исследования физических и химических показателей водопроводной воды в разных районах города Тюмени, и предложены мероприятия по улучшению качества питьевой воды.

The study of the physical and chemical indicators of the quality of drinking water in Tyumen. *Dvoynikova A. V., Yagovtseva I. A.*

Currently, the hydrosphere is facing serious anthropogenic impact which prevents water from self-purification. The imperfection of technological processes, outdated water disposal communications, inadequate amounts of chemicals for water treatment are the main problems of poor quality of drinking water. In the laboratory of ecological and industrial safety of Industrial University of Tyumen physical and chemical parameters of tap water in different areas of Tyumen have been studied and measures have been proposed to improve the quality of drinking water.

УДК 614.844

Обоснование выбора эффективной системы автоматического пожаротушения в помещении компрессорного цеха. *Омельчук М. В., Короткова Ю. С., Воронцова А. О.*

Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2018. № 2. С. 110–118.

Рассмотрены системы пожаротушения в компрессорных цехах, представлен анализ преимуществ и недостатков каждой из них, дано научное обоснование выбора системы автоматического пожаротушения. Наиболее эффективной системой автоматического пожаротушения в помещении компрессорного цеха является использование газового пожаротушения с применением хладона ФК-5-1-12. В работе представлен пример расчета массы этого огнегасящего вещества, необходимого для ликвидации пожара в типовом помещении компрессорного цеха объемом 18 000 м³.

Justification of the choice of effective system of automatic fire extinguishing in the compressor department. *Omelchuk M. V., Korotkova Yu. S., Vorontsova A. O.*

The article considers fire extinguishing systems in the compressor departments, the analysis of advantages and disadvantages each of them. Scientific justification of the choice of system of automatic fire extinguishing is given. The most of effective system of automatic fire extinguishing in the compressor department is usage of gas fire extinguishing with using of FK-5-1-12 Freon. The author presents the example of calculation of mass of this fire extinguishing agent necessary for fire suppression in the compressor department of 18 000 м³.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Новосёлов Владимир Васильевич — доктор технических наук, профессор, ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Быков Игорь Юрьевич — доктор технических наук, профессор, ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет»

Владимиров Альберт Ильич — кандидат технических наук, профессор, президент, НИУ «Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина»

Грачев Сергей Иванович — доктор технических наук, профессор, ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Дмитриев Аркадий Николаевич — доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры «Прикладная геофизика», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Долгушин Владимир Вениаминович — доктор технических наук, профессор кафедры «Станки и инструменты», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Емекеев Александр Александрович — доктор социологических наук, профессор, ректор ГБОУ ВПО «Альметьевский государственный нефтяной институт»

Зейгман Юрий Вениаминович — доктор технических наук, профессор, зав. кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений», ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Земенков Юрий Дмитриевич — доктор технических наук, профессор, зав. кафедрой «Транспорт углеводородных ресурсов», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Кузеев Искандер Рустемович — доктор технических наук, профессор, зав. кафедрой «Технологические машины и оборудование», ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Мартынов Виктор Георгиевич — доктор экономических наук, профессор, ректор НИУ «Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина»

Нестеров Иван Иванович — член-корреспондент РАН, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры «Геология месторождений нефти и газа», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Рогачев Михаил Константинович — доктор технических наук, профессор, зав. кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»

Силин Михаил Александрович — доктор химических наук, профессор, проректор по инновационной деятельности и коммерциализации разработок, НИУ «Российский государственный университет нефти и газа имени И. М. Губкина»

Цхадая Николай Денисович — доктор технических наук, профессор, ректор ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет»

Череповицын Алексей Евгеньевич — доктор экономических наук, профессор, зав. кафедрой «Организация и управление», ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»

EDITORIAL BOARD

Novoselov Vladimir Vasilyevich — Doctor of Engineering, professor, FGBOU VO « Industrial University of Tyumen»

Bykov Igor Yuryevich — Doctor of Engineering, professor, professor of the chair «Machines and equipment of oil and gas industry», FGBOU VPO «Ukhta State Technical University»

Vladimirov Albert Ilyich — Candidate of Engineering, professor, president, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

Grachev Sergey Ivanovich — Doctor of Engineering, professor, head of the chair «Development and operation of oil and gas fields», FGBOU VO «Industrial University of Tyumen»

Dmitriyev Arkady Nikolaevich — Doctor of Geology and Mineralogy, professor of the chair «Applied Geophysics», FGBOU VO «Industrial University of Tyumen»

Dolgushin Vladimir Veniaminovich — Doctor of Engineering, professor, professor of the chair «Machines and tools», FGBOU VO «Industrial University of Tyumen»

Emekееv Alexander Aleksandrovich — Doctor of Sociology, professor, rector GBOU VPO «Almetievsk State Petroleum Institute»

Zeigman Yury Veniaminovich — Doctor of Engineering, professor, head of the chair «Development and operation of oil and gas fields», FGBOU VO «Ufa State Petroleum Technological University»

Zemenkov Yury Dmitriyevich — Doctor of Engineering, professor, head of the chair «Transport of hydrocarbon resources», FGBOU VO « Industrial University of Tyumen»

Kuzeev Iskander Rustemovich — Doctor of Engineering, professor, head of the chair «Technological machines and equipment», FGBOU VO «Ufa State Petroleum Technological University»

Martynov Victor Georgiyevich — Doctor of Economics, professor, rector Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

Nesterov Ivan Ivanovich — Corresponding member of the Russian Academy of Sciences, doctor of geological and mineralogical sciences, professor of the chair «Geology of oil and gas fields», FGBOU VO «Industrial University of Tyumen»

Rogachyov Mikhail Konstantinovich — Doctor of Engineering, professor, head of the chair «Development and operation of oil and gas fields», FGBOU VO «Saint-Petersburg Mining University»

Silin Mikhail Aleksandrovich — Doctor of Chemistry, professor, prorector for innovation and commercialization of developments, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

Tskhadaya Nikolay Denisovich — Doctor of Engineering, professor, rector FGBOU VPO «Ukhta State Technical University»

Cherepovitsyn Alexey Evgenyevich — Doctor of Economics, professor, head of the chair «Organization and management», FGBOU VO «Saint-Petersburg Mining University»

Правила подготовки рукописи

1. К предоставляемой рукописи должны быть приложены следующие документы:

- сопроводительное письмо руководства организации, откуда исходит рукопись; рекомендация соответствующей кафедры вуза (заверенная выписка из протокола заседания кафедры);
- экспертное заключение организации, откуда исходит рукопись, о возможности открытого опубликования;
- заявление автора о публикации произведения и передаче исключительных прав на него редакции журнала;
- сопроводительное письмо автора на имя главного редактора журнала, подтверждающее, что статья нигде ранее не была опубликована.

2. В целях обеспечения качества публикуемых материалов и соблюдения авторских прав все поступающие в редакцию журнала рукописи проходят проверку на плагиат и только после этого направляются на рецензирование. Статьи, содержащие менее 75 % оригинального текста, в журнале не публикуются.

3. Все поступающие в редакцию рукописи, соответствующие тематике журнала, проходят процедуру рецензирования с целью их экспертной оценки. Рецензенты являются признанными специалистами по тематике рецензируемых материалов. Рецензии хранятся в редакции в течение 5 лет.

4. **Технические требования к тексту.** Рукопись представляется в редакцию в виде файла (записанного на CD-диск либо отправленного документом через электронную почту), набранного с использованием редактора Microsoft Word.

- Поля: верхнее — 2,8 см; нижнее — 5,07 см; левое — 4,2 см; правое — 4,2 см; переплет — 0. От края до колонтитула: верхнего — 1,25 см; нижнего — 4,1 см. Размер шрифта 11 пт (Times New Roman), интервал одинарный, абзац 0,5 см.

- Ввод формул и символов, используемых в тексте, необходимо производить только в редакторе формул Math Type/Microsoft Equation. Гарнитура шрифта формул выбирается с начертанием, максимально близким к Times New Roman. Символы в формулах статьи набирают: обычный — 12 пт; крупный индекс — 8 пт; мелкий индекс — 7 пт; крупный символ — 12 пт; мелкий символ — 8 пт.

- Иллюстрации выполняются на компьютере и вставляются в файл статьи после указания на них в тексте. Рисунки должны быть четкими, контрастными, с хорошей проработкой деталей. Подрисовочные подписи обязательны. Желательно дополнительно отправить рисунки отдельным файлом. В таблицах все наименования проставляются полностью, без сокращения слов.

5. Единицы измерения даются в системе СИ. Употребление в статье сокращений, аббревиатур не допускается без расшифровки. Узкоспециальные научные термины также должны быть расшифрованы. Необходимо избегать применения громоздкого математического аппарата. Сведения, приводимые в статье, должны содержать необходимый минимум формул.

6. Материалы распечатываются в одном экземпляре. Если автор направляет более одной статьи для публикации, то каждая статья и информация к ней должны быть представлены на отдельном CD-диске, не содержащем посторонней информации.

7. Предоставляемая рукопись включает в себя:

- заглавие статьи, ключевые слова (не более 8 слов) — на русском и английском языках;
- реферат, кратко излагающий основное содержание рукописи, объемом до 500 знаков — на русском и английском языках;
- сведения об авторах (полные ФИО, должность, ученая степень, звание, место работы, телефон, e-mail) — на русском и английском языках.

В заглавии статьи указываются индекс УДК; название статьи (не более 8–9 слов); инициалы и фамилии авторов; наименование учреждения, откуда исходит рукопись.

8. **Структура статьи** должна включать следующие рубрики (согласно стандарту IMRAD): введение; объект и методы исследования; экспериментальная часть/постановка эксперимента; результаты; выводы; приложения; библиографический список. Объем статьи 5–10 страниц.

- **Введение.** Формулируется актуальность исследования, описывается объект исследования. Приводится обзор литературы, подтверждающий отсутствие в литературных источниках решения данной задачи и называющий предшественников, на исследованиях которых базируется работа. Определяются цель и задачи исследования.

- **Объект и методы исследования**

- **Экспериментальная часть/постановка эксперимента.** Необязательный раздел. Может включать подробную информацию о стадиях реализации эксперимента, включающую графические материалы для наиболее полного раскрытия методики и условий проведения опытов.

- **Результаты.** Результаты рекомендуется представлять преимущественно в виде таблиц, графиков и иных наглядных формах. Этот раздел включает анализ полученных результатов, их интерпретацию, сравнение с результатами других авторов.

- **Выводы.** Подводятся итоги научного исследования. Заключение содержит выводы, кратко формулирующие основные научные результаты статьи. Выводы должны логически соответствовать поставленным в начале статьи задачам.

- **Приложения.** Необязательный раздел. Может включать информацию о грантовой поддержке, при которой было реализовано исследование, а также содержать благодарности в адрес других ученых и/или предприятий, оказавших содействие в реализации исследования.

- **Библиографический список.** Авторы несут ответственность за достоверность каждой ссылки. Все источники должны быть последовательно пронумерованы. Ссылки на литературу заключаются в квадратные скобки (например, «как описано в [9, 10]»), оформляются согласно ГОСТ Р 7.0.5 2008.

Количество литературных ссылок — от 20 источников и более, не считая ссылок на труднодоступные и нормативные источники, а также интернет-ресурсы.

В числе источников должно быть не менее 5 иностранных. Ссылаться нужно в первую очередь на оригинальные источники из научных журналов, включенных в глобальные индексы цитирования.

Состав источников должен быть актуальным. В числе источников не должно быть более 10 наименований, автором либо соавтором которых является автор статьи.

9. Редакция имеет право производить сокращения и редакционные изменения текста рукописей.

10. Исправленные статьи авторам не предоставляются. Рукописи, не удовлетворяющие перечисленным требованиям, к рассмотрению не принимаются и авторам не возвращаются.

11. Редакция направляет копии рецензий в ВАК Министерства образования и науки Российской Федерации при поступлении в редакцию соответствующего запроса.

12. Плата за опубликование рукописей аспирантов не взимается.

Перепечатка материалов или их фрагментов возможны
только с письменного разрешения редакции.

Ссылка на научно-технический журнал

«ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ. НЕФТЬ И ГАЗ» обязательна!

Manuscripts presentation requirements

1. The manuscript presented to the editorial staff must have:
 - a cover letter from the management of organization, from where the manuscript comes; a recommendation from the relevant department of the higher education institution (a certified abstract of minutes of the department meeting);
 - an expert judgment about a possibility of publication in the open press (it is issued in the organization, from where the manuscript comes);
 - the author's statement about the publication of the work and the transfer of exclusive rights to the editorial office of the journal;
 - an accompanying letter from the author to the editor-in-chief of the journal, where it is confirmed that the article has not published anywhere before.
2. In order to ensure the quality of published materials and the observance of copyrights, all manuscripts entering the editorial staff are checked for plagiarism and only then they are sent for review. Articles containing less than 75 % of the original text are not published in the journal.
3. All manuscripts coming to the editorial staff and corresponding to the subject area go through the reviewing procedure for their evaluation by experts. All reviewers are respected specialists in the subject matter of the materials to be reviewed. The reviews are stored at the editorial staff during 5 years.
4. **Technical requirements.** The manuscript is submitted to the editorial staff as a file in Microsoft Word editor (on CD-ROM or through e-mail).
 - Margins: top — 2,8 cm; bottom — 5,07 cm; left — 4,2 cm; right — 4,2 cm; cover — 0. From the edge to the headline: top — 1,25 cm; bottom — 4,1 cm. 15pt size (Times New Roman), interline interval — 1, paragraph indentation — 0,5 cm.
 - The input of formulas and symbols used in the text is to be made only in Math Type or Microsoft Equation formulas editor. Type style of the formulas has to be close to Times New Roman. Symbols in the article's formulas are typed: regular — 12 pt; large index — 8 pt; small index — 7 pt; large symbol — 12 pt; small symbol — 8 pt.
 - Figures are carried out on computer and are inserted into article file after the reference in the text. They must be clean, clear and accurate. Captions are necessary. It is advisable to send figures in a separate file. In tables all names are put down in full, without abbreviation of words.
5. To apply the physical quantities in accordance with CMEA 1052-78 (Construction standard 528-80). Usage of abbreviations in the article is not allowed without deciphering. Narrow special scientific terms should also be deciphered. The information given in the article must contain the necessary minimum of formulas.
6. Materials are printed in one copy. If the author directs more than one article for publication, each article and information to it should be presented on a separate CD-ROM that doesn't contain outside information.
7. The presented manuscript contains:
 - The UDC code, the title of the article (10–12 words), author's name and surname, the name of organization, from where the manuscript comes.
 - Key words (no more than 10 words; they reflect the specifics of the topic, the object and the results of the research) — in Russian and English.
 - The abstract (less than 150 words). It includes the relevance of the research topic, the statement of the problem, the research objectives, research methods, results and key findings — in Russian and English.
 - Information about the authors (author's name and surname; the position and academic title of the author; the name of organization, where he works; phone; e-mail) — in Russian and in English.
8. **The article's structure** should contain the following headings (according to the IMRAD standard): Introduction; Methods; Experiment; Results and Discussion; Discussion; Conclusion; Acknowledgment; References. The volume of the article is 5—10 pages.

- **Introduction.** It contains the relevance of the research topic, a review of the literature on the topic, the formulation of the problem, the goal and objectives.
- **Methods.** It contains a detailed description of methods and schemes of experiments/observations that allow reproducing their results, using only the text of the article; materials, instruments, equipment and other conditions for conducting experiments/observations.
- **Experiment.** An optional section. It can include detailed information on the stages of the experiment, including graphic materials for the most complete disclosure of the methodology and conditions for conducting the experiments.
- **Results and Discussion.** The results should preferably be presented in the form of tables, graphs and other visual forms. This section includes analysis of the results obtained, their interpretation and comparison with the results of other authors.
- **Discussion.** It contains interpretation of the obtained research results, including the correspondence of the results to the hypothesis of the study; the limitations of research and the generalization of its results; proposals for practical application; proposals for the direction of future researches.
- **Conclusion.** It contains conclusions summarizing the main scientific results of the article. Conclusions should logically correspond to the tasks set at the beginning of the article, contain brief summaries of the sections of the article without repeating the formulations given in them.
- **Acknowledgment.** An optional section. It can include information about grant support, in which the research was carried out, and also contain gratitude to other scientists and/or enterprises that assisted in the implementation of the study.
- **References.** The authors are responsible for the reliability of each link. All sources must be sequentially numbered. References to the literature are presented in the text in square brackets (for example «as mentioned in [9, 10]») according to Russian National Standard R 7.0.5 2008.

The number of references is from 20 sources or more, not counting references to hard-to-reach and normative sources, as well as Internet resources.

Among the references must be at least 5 foreign. It would be desirable to refer to papers published in indexed journals with impact factor.

References must be relevant. Among the sources there should not be more than 10 titles, published by the author or co-author.

9. The editorial staff has a right to make reductions and editorial changes of the manuscript's text.

10. The article proofreading for nonresident authors is not provided. The manuscripts which do not meet the above listed requirements are not accepted to consideration and are sent back to the authors.

11. The editorial staff submits the copies of the reviews to the Higher Certifying Commission of the Ministry of Education and Science of the Russian Federation on receipt of the corresponding inquiry.

12. The payment for publication of manuscripts of graduate students is not collected.

**Reprinting or fragments thereof may be only with the written
permission of the publisher.**

**Reference to the scientific and technical journal
«HIGHER EDUCATIONAL INSTITUTIONS NEWS. NEF'T I GAZ»
is absolutely necessary!**

Подписано в печать 27.04.18. Формат 70х108/16.
Уч.-изд. л. 8,89. Усл. печ. л. 11,38. Тираж 500. Заказ № 1192
Центр развития публикационной активности
федерального государственного бюджетного
образовательного учреждения высшего образования
«Тюменский индустриальный университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.
Типография библиотечно-издательского комплекса
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.