НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ

(политехнический вестник)

–––––––

SCIENCE. ENGINEERING. TECHNOLOGY

(polytechnical bulletin)

№ 4

2016

НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ

(политехнический вестник)

2016, № 4

**(печатная версия научного
мультидисциплинарного журнала
«Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник)»**

www.id-yug.com

Основан в 2013 г.

ISSN 2309-3250 (print) **ISSN 2309-3269 (on-line)**

Свидетельство о регистрации СМИ:

**ПИ № ФС77-53093 от 07 марта 2013 г.
Эл № ФС77-53092 от 07 марта 2013 г.**

**Лицензионный договор Научная Электронная Библиотека (НЭБ)
(Российский индекс научного цитирования)
№ 446-07/2013 от 30 июля 2013 г.**

–––––––

SCIENCE. ENGINEERING. TECHNOLOGY

(polytechnical bulletin)

2016, № 4

**(printing version of the scientific multidisciplinary magazine
«Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin)»**

www.id-yug.com

It is founded in 2013.

ISSN 2309-3250 (print) **ISSN 2309-3269 (on-line)**

**Certificate on registration of mass media:
ПИ № ФС77-53093 of March 07, 2013.
Эл № ФС77-53092 of March 07, 2013.**

**License contract Scientific Electronic Library (SEL)
(Russian index of scientific citing)
№ 446-07/2013 of July 30, 2013.**

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР ---------- **EDITOR-IN-CHIEF**

БЕРЕЖНОЙ Сергей Борисович,
академик Инженерной академии РФ, доктор технических наук, профессор, Почетный работник высшего образования РФ, Заслуженный машиностроитель Кубани, Заслуженный деятель науки Республики Адыгея, заместитель председателя методической комиссии Министерства образования и науки РФ по деталям машин, основам конструирования, технической и прикладной механике, член учебно-методического объединения по подъемно-транспортным машинам и оборудованию в Московском государственном техническом университете им. Н.Э. Баумана, член экспертно-консультативного совета по вопросам промышленности, строительства и жилищно-комунального хозяйства, председатель комиссии по промышленности Законодательного Собрания Краснодарского края, действительный член Российской Академии продовольственной безопасности, главный редактор журнала «Наука. Техника. Технологии» (политехнический вестник), член ООО «Союз машиностроителей России».

BEREZHNOY Sergey Borisovich,
The academician of Engineering academy of the Russian Federation, the Doctor of Engineering, professor, the Honorary worker of the higher education of the Russian Federation, the Honored mechanician of Kuban, the Honored worker of science of the Republic of Adygea, the vice-chairman of the methodical commission of the Ministry of Education and Science of the Russian Federation on details of machines, to constructioning bases, technical and application-oriented mechanics, the member uchebno-methodical combining on podjemno-transport vehicles and the equipment in Bauman Moscow State Technical University, the member of the expert advisory board concerning the industry, construction and housing and communal services farms, the chairman of the commission on the industry of Legislative Assembly of Krasnodar Krai, the full member of the Russian Academy of food security, the editor-in-chief of log "Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin), member of LLC Russian Engineering Union.

ЗАМЕСТИТЕЛИ ГЛАВНОГО РЕДАКТОРА: ---------- **DEPUTY CHIEF EDITORS:**

КАСЬЯНОВ Геннадий Иванович,
Заслуженный деятель науки РФ, заслуженный изобретатель РФ, заслуженный деятель науки Кубани, академик Российской инженерной академии, академик Российской академии продовольственной безопасности, профессор кафедры технологии продуктов питания животного происхождения (КубГТУ).

KASYANOV Gennady Ivanovich,
Honored worker of science of the Russian Federation, honored inventor of the Russian Federation, honored worker of science of Kuban, academician of the Russian engineering academy, academician of the Russian academy of food security, professor of chair of technology of food of an animal origin (KubSTU).

ФОМЕНКО Олег Яковлевич,
кандидат технических наук, доцент,
директор ООО «Издательский Дом – Юг».

FOMENKO Oleg Yakovlevich,
Candidate of Technical Sciences, Associate Professor,
Director of JSC «Publishing House – South».

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ: ---------- **EDITORIAL COUNCIL:**

АНТОНИАДИ Дмитрий Георгиевич,
действительный член Российской академии естественных наук, доктор технических наук, профессор, директор института нефти, газа и энергетики ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ), заведующий кафедрой нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна КубГТУ.

ANTONIADI Dmitry Georgiyevich,
Full member of the Russian academy of natural sciences, Doctor of Engineering, Professor, Director of institute of oil, gas and power of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU), Head of the department of oil and gas business of a name professor G.T. Vartumyan (KubSTU).

АТРОЩЕНКО Валерий Александрович,
член-корреспондент Российской академии естествознания, доктор технических наук, профессор, декан факультета компьютерных технологий и автоматизированных систем, заведующий кафедрой информатики и вычислительных систем ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ).

ATROSHCHENKO Valery Aleksandrovich,
Corresponding member of the Russian academy of natural sciences, Doctor of Engineering, Professor, Dean of faculty of computer technologies and the automated systems, Head of the department of informatics and computing systems of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU).

БАБУШКИН Виктор Михайлович,
член-корреспондент академии аграрного образования, член-корреспондент Международной академии аграрного образования, доктор сельскохозяйственных наук, профессор, профессор кафедры кадастра и мониторинга земель ФГБОУ ВПО «Новочеркасская государственная мелиоративная академия» (НГМА).

BABUSHKIN Victor Mikhaylovich,
Corresponding member of academy of agrarian education, Corresponding member of the International academy of agrarian education, Doctor of Agricultural Sciences, Professor, Professor of chair of the inventory and monitoring of lands of federal public budgetary educational institution of higher education «Novocherkassk state meliorative academy» (NSMA).

БЛЕДНОВА Жесфина Михайловна,
Федеральный эксперт научно технической сферы, доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой динамики и прочности машин ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ).

BLEDNOVA Zhesfina Mikhaelovna,
Federal expert of scientifically technical sphere, Doctor of Engineering, Professor, Head of the department of dynamics and durability of cars of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU).

ГЛАДИЛИН Александр Васильевич,
член-корреспондент Российской академии естественных наук, доктор экономических наук, профессор, профессор кафедры экономики и технологии управления Института экономики и управления ФГАОУ ВПО «Северо-Кавказский федеральный университет» (СКФУ).

GLADILIN Alexander Vasilyevich,
Corresponding member of the Russian academy of natural sciences, Doctor of Economics, Professor, Professor of department of economy and technology of management of Institute of economy and management of federal public autonomous educational institution of higher education «North Caucasian federal university» (NCFU).

ДОМБРОВСКИЙ Александр Николаевич,
академик Российской академии транспорта, кандидат технических наук, доцент, профессор кафедры организации перевозок и дорожного движения ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ), вице-президент банка «Акрополь».

DOMBROVSKY Alexander Nikolaevich,
Academician of the Russian academy of transport, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Professor of chair of the organization of transportations and traffic of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU), Vice-president of Akropol bank.

КАЗЕЕВ Камиль Шагидуллович,
кандидат биологических наук, доктор географических наук, профессор, профессор кафедры экологии и природопользования факультета биологических наук ФГАОУ ВПО «Южный федеральный университет» (ЮФУ).

KAZEEV Kamil Shagidullovich,
Candidate of Biology, Doctor of geographical sciences, Professor, Professor of department of ecology and environmental management of faculty of biological sciences of federal public autonomous educational institution of higher education «Southern federal university» (SFU).

КОЛЕСНИКОВ Сергей Ильич,
кандидат географических наук, доктор сельскохозяйственных наук, профессор, заведующий кафедрой экологии и природопользования факультета биологических наук ФГАОУ ВПО «Южный федеральный университет» (ЮФУ).

KOLESNIKOV Sergey Ilyich,
Candidate of geographical sciences, Doctor of agricultural sciences, Professor, Head of the department of ecology and environmental management of faculty of biological sciences of federal public autonomous educational institution of higher education «Southern federal university» (SFU).

КОРНЕНА Елена Павловна,
член-корреспондент Международной академии высшей школы, доктор технических наук, профессор, заместитель директора по научной и инновационной деятельности государственного научного учреждения «Краснодарский научно-исследовательский институт хранения и переработки сельскохозяйственной продукции Российской академии сельскохозяйственных наук» (ГНУ КНИИХП Россельхозакадемии).

KORNENA Elena Pavlovna,
Corresponding member of the International academy of the higher school, Doctor of Engineering, Professor, Deputy director for scientific and innovative activity of the public scientific institution «Krasnodar Research Institute of Storage and Processing of Agricultural Production of the Russian Academy of Agricultural Sciences» (PSI KRISP Rosselkhozakademii).

МОСКВИЧ Вадим Константинович,
Кандидат технических наук, профессор кафедры транспортных сооружений ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ), декан факультета автомобильно-дорожных и кадастровых систем ФГБОУ ВПО КубГТУ.

MOSKVICH Vadim Konstantinovich,
Candidate of Technical Sciences, Professor of chair of transport constructions of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU), Dean of faculty of automobile and road and cadastral systems.

ПОЛИДИ Александр Анатольевич,
член международного альянса бизнес-консультантов Восточной Европы, бизнес-тренер Академии менеджмента Нижней Саксонии, доктор экономических наук, профессор, заслуженный экономист Кубани, профессор кафедры экономики и финансового менеджмента ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ).

POLIDI Alexander Anatolyevich,
Member of the International Alliance of Business Consultants of Eastern Europe, Business coach of Academy of management of Lower Saxony, Doctor of Economics, Professor, Honored economist of Kuban, Professor of department of economy and financial management of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU).

СИМАНКОВ Владимир Сергеевич,
действительный член Международной академии наук прикладной радиоэлектроники, член Южной секции содействия развитию экономической науки отделения экономики РАН, доктор технических наук, профессор ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ), научный руководитель НТЦ РАН.

SIMANKOV Vladimir Sergeyevich,
Full Member of the International academy of Sciences of applied radio electronics, Member of the Southern section of assistance to development of economic science of office of economy of the Russian Academy of Sciences, Doctor of Engineering, Professor of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU), Research Supervisor of scientific and technological center of the Russian Academy of Sciences (STC RAS).

СМЕЛЯГИН Анатолий Игоревич,
доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой теоретической механики ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ).

SMELYAGIN Anatoly Igorevich,
Doctor of Engineering, Professor, Head of the department of theoretical mechanics of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU).

СТРЕЛЬНИКОВ Виктор Владимирович,
доктор биологических наук, профессор, заведующий кафедрой прикладной экологии ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный аграрный университет» (КубГАУ), координатор международной экологической программы ТЕМПУС – STREAM по теме «Совершенствование системы экологического образования с элементами ОВОС и экологического менеджмента в России»

STRELNIKOV Victor Vladimirovich,
Doctor of Biological Sciences, Professor, Head of the department of applied ecology of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state agricultural university» (KubSAU), the coordinator of the international ecological program TEMPUS – STREAM on the subject «Improvement of System of Ecological Education with the AIE Elements and Ecological Management in Russia».

ТРУФЛЯК Евгений Владимирович,
доктор технических наук, профессор кафедры процессов и машин в агробизнесе ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный аграрный университет» (КубГАУ), начальник управления науки и инноваций КубГАУ.

TRUFLYAK Evgeny Vladimirovich,
Doctor of Engineering, Professor of chair of processes and cars in agrobusiness of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state agricultural university» (KubSAU), Head of department of science and innovations of KubSAU.

ТУЛЕШОВ Амандык Куатович,
академик Национальной инженерной академии Республики Казахстан, академик Проектной академии «KAZGOR», член-корреспондент Академии наук высшей школы Казахстана, действительный член Международной инженерной академии, доктор технических наук, профессор, заместитель председателя комитета науки Министерства образования и науки Республики Казахстан.

TULESHOV Amandyk Kuatovich,
Academician of National engineering academy of the Republic of Kazakhstan, Academician of Design academy «KAZGOR», Corresponding Member of Academy of Sciences of the higher school of Kazakhstan, Full Member of the International engineering academy, Doctor of Engineering, Professor, Vice-chairman of committee of science of the Ministry of Education and Science of the Republic of Kazakhstan.

УРТЕНОВ Махамет Али Хусеевич,
доктор физико-математических наук, профессор, заведующий кафедрой прикладной математики ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный университет» (КубГУ).

URTENOV Makhamet Ali Huseevich,
Doctor of Physical and Mathematical Sciences, Professor, Head of the department of applied mathematics of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state university» (KubSU).

УСАТИКОВ Сергей Васильевич,
доктор физико-математических наук, доцент, профессор кафедры общей математики ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ).

USATIKOV Sergey Vasilyevich,
Doctor of Physical and Mathematical Sciences, Associate Professor, Professor of department of the general mathematics of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU).

ЧЕРНЫХ Анатолий Иосифович,
кандидат технических наук, доктор педагогических наук, профессор, профессор кафедры философии ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ).

CHERNYKH Anatoly Iosifovich,
Candidate of Technical Sciences, Doctor of Pedagogical Sciences, Professor, Professor of department of philosophy of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU).

ЧЕШЕВ Анатолий Степанович,
академик Российской академии естественных наук, академик Академии аграрного образования, доктор экономических наук, профессор, заведующий кафедрой экономики природопользования и кадастра ФГБОУ ВПО Ростовский Государственный строительный университет (РГСУ).

CHESHEV Anatoly Stepanovich,
Academician of the Russian academy of natural sciences, Academician of Academy of agrarian education, Doctor of Economics, Professor, Head of the department of economy of environmental management and inventory of federal public budgetary educational institution of higher education «Rostov state construction university» (RSCU).

ШАЗЗО Аслан Юсуфович,
действительный член Международной академии энергоинформационных наук, член-корреспондент Международной академии промышленной экологии, доктор технических наук, профессор, директор Института пищевой и перерабатывающей промышленности (ИПиПП) (КубГТУ).

SHAZZO Aslan Yusufovich,
Full Member of the International academy of power information sciences, Corresponding Member of the International academy of industrial ecology, Doctor of Engineering, Professor, Director of Institute of food and processing industry (IFPI) (KubSTU).

ШАЗЗО Рамазан Измаилович,
академик Международной академии холода, член-корреспондент Российской академии сельскохозяйственных наук, доктор технических наук, профессор.

SHAZZO Ramazan Izmailovich,
Academician of the International academy of cold, Corresponding Member of the Russian academy of agricultural sciences, Doctor of Engineering, Professor.

ШАПОШНИКОВА Татьяна Леонидовна,
кандидат физико-математических наук, доктор педагогических наук, профессор, заведующий кафедрой физики ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ).

SHAPOSHNIKOVA Tatyana Leonidovna,
Candidate of Physical and Mathematical Sciences, Doctor of Pedagogical Sciences, Professor, Head of the department of physics of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU).

ЯСЬЯН Юрий Павлович,
доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой технологии нефти и газа ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет» (КубГТУ).

YASYAN Yury Pavlovich,
Doctor of Engineering, Professor, Head of the department of technology of oil and gas of federal public budgetary educational institution of higher education «Kuban state technological university» (KubSTU).

УЧРЕДИТЕЛЬ

ООО «Издательский Дом — Юг»

FOUNDER

JSC «Publishing House — South»

АДРЕС РЕДАКЦИИ И ИЗДАТЕЛЯ:

Россия, 350042, Краснодарский край,
г. Краснодар, ул. Московская, 2

ADDRESS OF EDITION AND PUBLISHER:

Russia, 350042, Krasnodar Krai,
Krasnodar, Moskovskaya St., 2

ЗАВЕДУЮЩИЙ РЕДАКЦИЕЙ

Фоменко Ирина Ивановна
Тел.: +7(918) 41-50-571

MANAGER OF EDITION

Fomenko Irina Ivanovna
Ph.: +7(918) 41-50-571

e-mail: id.yug2016@gmail.com, set@id-yug.com

ДИРЕКТОР ИЗДАТЕЛЬСТВА

Фоменко Олег Яковлевич
Тел.: +7(918) 41-50-571

DIRECTOR OF PUBLISHING HOUSE

Fomenko Oleg Yakovlevich
Ph.: +7(918) 41-50-571

e-mail: id.yug2016@gmail.com, set@id-yug.com

www.id-yug.com

СОДЕРЖАНИЕ / CONTENTS

ОТРАСЛЕВЫЕ НАУЧНЫЕ И ПРИКЛАДНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

BRANCH SCIENTIFIC AND APPLIED RESEARCHES

Науки о земле

Sciences about the earth

Т.В. Арутюнов
Что такое сланцевый газ 19

T.V. Arutyunov
What is shale gas

Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян, Х. Шьяка
Контроль качества геофизических исследований скважин 38

E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan, H. Shyaka
Quality control geophysical surveys of wells

А.Л. Яковлев, А.С. Самойлов, Ф. Мустафа, С.О. Ибегбуле
Анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов на мыхпайском месторождении 60

A.L. Yakovlev, A.S. Samoylov, F. Mustafa, S.O. Ibegbule
Analysis of the effectiveness of enhanced oil recovery methods on the Myhpayskoe field

Строительство. Транспорт

Construction. Transport

Т.В. Коновалова, С.Л. Надирян, А.С. Денисова
К вопросу о влиянии транспорта на технологический процесс производственных предприятий 77

T.V. Konovalova, S.L. Nadiryan, A.S. Denisova
The question of the impact of transport on the process of industrial enterprises

Л.С. Заровная, Т.В. Коновалова, С.Л. Надирян
Проблемы деятельности по обеспечению безопасности движения на автомобильном транспорте 80

L.S. Zarowna, T.V. Konovalova, S.L. Nadiryan
Problems in ensuring traffic safety in road transport

К.А. Кирий, Т.В. Коновалова, В.П. Макаренко
К вопросу реализации схем приоритетного движения пассажирского транспорта общего пользования 84

K.A. Kyrie, T.V. Konovalova, V.P. Makarenko
To the implementation of priority schemes of passenger transport

А.А. Изюмский, С.Л. Надирян, И.С. Сенин, Л.Г. Зайкова
О начале внедрения интеллектуальных телематических систем в России 87

A.A. Izyumskii Iexandr, S.L. Nadiryan, I.S. Senin, L.G. Zaikova
About the beginning of the deployment of intelligent telematics systems in Russia

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАЗРАБОТКИ

TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT

Г.И. Касьянов, Е.Г. Кубенко
Современные способы получения и применения биополимера хитозана 91

G.I. Kasyanov, E.G. Kubenko
Modern ways of receiving and use of biopolymer of chitosan

Д.А. Березовский, А.Л. Яковлев, О.В. Савенок, Д. Нкунзи
Технология проведения очистки скважин от песчаной пробки
при проведении крс на примере конитлорского нефтяного месторождения 104

D.A. Berezovskiy, A.L. Yakovlev, O.V. Savenok, N. Donatille
Technology of carrying out cleaning of wells from the sandy stopper
when carrying out krc on the example of the konitlorsky oil field

Г.В. Кусов, О.В. Савенок, К.А. Одунлами
Система сбора и подготовки газа на примере УКПГ-13
уренгойского газоконденсатного месторождения 120

G.V. Kusov, O.V. Savenok, K.A. Odunlami
The system of collection and preparation of gas on the example at
the comprehensive gas-13 in the Urengoy gas and condensate field

ОТРАСЛЕВЫЕ НАУЧНЫЕ И ПРИКЛАДНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

_____

BRANCH SCIENTIFIC AND APPLIED RESEARCHES

УДК 622.276

ЧТО ТАКОЕ СЛАНЦЕВЫЙ ГАЗ
–––––––
WHAT IS SHALE GAS

Арутюнов Татос Владимирович
инженер II категории,
ООО «НК «Роснефть» –
Научно-Технический Центр»
arutyunov-tatos@mail.ru

Аннотация. В условиях прогрессирующего истощения «традиционных» запасов углеводородов в последние годы набирает обороты поиск и разработка нетрадиционных источников углеводородов. К таким источникам относятся и сланцевые образования. Поиск и добыча природного газа из богатых углеводородами сланцевых образований, известного как «сланцевый газ», является одной из наиболее важных современных тенденций развития мирового топливно-энергетического рынка. В статье систематизированы и обобщены материалы о глобальных ресурсах и их распространённости; характеристиках пород коллекторов; сланцевом потенциале России; методологии оценки запасов сланцевого газа.

Ключевые слова: понятие о сланцевом газе; глобальные ресурсы и их распространённость; характеристика пород-коллекторов сланцевого газа; сланцевые ресурсы России; методология оценки запасов сланцевого газа.

Arutyunov Tatos Vladimirovich
engineer of the II category,
LLC «OC «Rosneft» –
Scientific and Technical Center»
arutyunov-tatos@mail.ru

Annotation. In the context of the progressive depletion of «traditional» hydrocarbon reserves in recent years is gaining momentum search and development of unconventional hydrocarbon sources. These sources include shale and education. Search for and production of natural gas from a hydrocarbon-rich shale formations, known as «shale gas», is one of the most important contemporary trends in the development of the international energy market. The article and summarized materials on global resources and their distribution; characteristics of reservoir rocks; shale potential of Russia; methodology of shale gas reserves evaluation.

Keywords: concept of shale gas; global resources and their distribution; characterization of reservoir rocks of shale gas; shale resources in Russia; methodology of assessment of shale gas reserves.

Общие сведения о сланцевом газе

Понятие о сланцевом газе. Сланцевый газ – тип природного газа, содержащегося в виде газовых скоплений в толще сланцевых образований в осадочной оболочке Земли.

В отличие от традиционных скоплений природного газа, образующих в коллекторе сплошную фазу, сланцевый газ относится к дисперсным газам. Дискретная газовая фаза приурочена к закрытым порам и взаимосвязана с газом, окклюдированным и сорбированным минеральным и органическим веществом. Таким образом, речь идёт о сложной системе, общая газовая ёмкость которой намного больше, чем общая пористость. Поэтому для промышленной добычи природного газа необходимо создать систему искусственных трещин.

Сланцевый газ состоит преимущественно из метана, но также в его составе присутствуют и другие газы, такие как H_2 – 25–40 %; CO – 10–20 %; CO_2 – 10–20 %; C_2H_4 и другие углеводороды – 4–5 %; N_2 – 22–25 %; O_2 – не более 1 %.

Анализ общих данных по освоению сланцевого газа в Северной Америке позволил выделить два типа месторождений:

1. К первому типу относится большинство известных в США месторождений, включая Barnett (Барнетт), Marcellus (Марцеллус) и др. Это огромные (тыс. км^2) ареалы палеозойских чёрных сланцев, залегающих преимущественно на небольших (менее 1500 м) глубинах. Степень их катагенеза соответствует разным градациям прото- и мезокатагенеза ($ПК_2$-$МК_3$), но максимальные палеотемпературы, как правило, существенно выше (на 20–100 ºС), чем современные.

2. Ко второму типу относятся месторождения Haynesville (Хейнесвилл) (США, Арканзас), а также Horn River (Хорн Ривер) и Montney (Монтней) (Канада). Площади газоносных черносланцевых ареалов здесь гораздо меньше и количество «рабочих»

скважин невелико (до 100), а глубины залегания чёрных сланцев гораздо больше, чем на месторождениях первого типа. Тем не менее, и объёмы добычи сланцевого газа, и долгосрочные перспективы его освоения очень велики и вполне конкурируют с такими гигантами, как Марцеллус и Барнетт. Связано это с гораздо более высокими стабильными дебитами сланцевого газа, которые обусловлены спецификой геотермобарических условий.

Глобальные ресурсы и их распространённость

В 2011 году EIA (Energy Information Administration) оценили глобальные технически извлекаемые запасы сланцевого газа в 6,622 трлн куб. футов (ТКФ). Приведённый на рисунке 1 график иллюстрирует основные технически извлекаемые запасы, оценённые в исследовании. Сланцевый газ впервые был выделен в виде горючего ископаемого в 1821 году в Фредонии. Процесс гидравлического разрыва впервые применили в 1947 году в США. Снижение в 70-х годах производственного потенциала традиционных коллекторов США побудило правительство вкладывать большие средства в научное развитие технологий бурения и гидроразрыва пласта. Правительство США активно участвовало в проектах по развитию данного направления, упростило налогообложение для компаний, занимающихся разработкой сланцевого газа.

Рисунок 1 – Глобальные технически извлекаемые запасы сланцевого газа, трлн куб. футов (ТКФ)

Аргентина. Крупнейшая сланцевая газовая провинция расположена в бассейне Neuquén (Неукен) на востоке Анд в Аргентине и центральной части Чили занимает площадь более 120000 км^2. В декабре 2010 года было обнаружено 4,5 ТКФ сланцевого газа в равнине Loma de la Plata (Лома-де-ла-Плата) бассейна Неукен. К тому же сланцевая провинция Vaca Muerta (Вака Муэрта), также расположенная в бассейне Неукен, быстро набирает международный интерес в качестве значительного нетрадиционного источника сланцевого газа. Исследователи считают, что Вака Муэрта может быть одним из крупнейших сланцевых бассейнов за пределами США. Кроме того, в Неукене имеется формация Los Molles, которая имеет значительный потенциал. Её ресурсы оцениваются в 167 ТКФ газа. Другим важным регионом для газа является Golfo San Jorge (Голфо Сан Хорхе), который расположен в центральной части Патагонии и покрывает поверхность площадью около 170000 км^2. Одними из основных образований, расположенных в бассейне Aguada Bandera, являются образования Santa Cruz (Санта Крус) и Chubut (Чубут). Aguada Bandera имеет подтверждённый потенциал 51 ТКФ природного газа. Менее изученным бассейном является Paraná-Chaco (Парана-Чако), ресурсы которого оцениваются в 164 ТКФ.

Австралия. Сланцевая промышленность в Австралии находится в зачаточном состоянии и в полном объёме ресурсы сланцевого газа не выявлены. Согласно докладу EIA-2011 Австралия обладает геологическими и техническими условиями, похожими на США и Канаду, с технически извлекаемыми запасами сланцевого газа 396 ТКФ.

Бассейн Cooper (Купер) – это наиболее перспективный и коммерчески выгодный из всех резервуаров в Австралии с существующей уже традиционной нефтяной и газовой инфраструктурой (рис. 2).

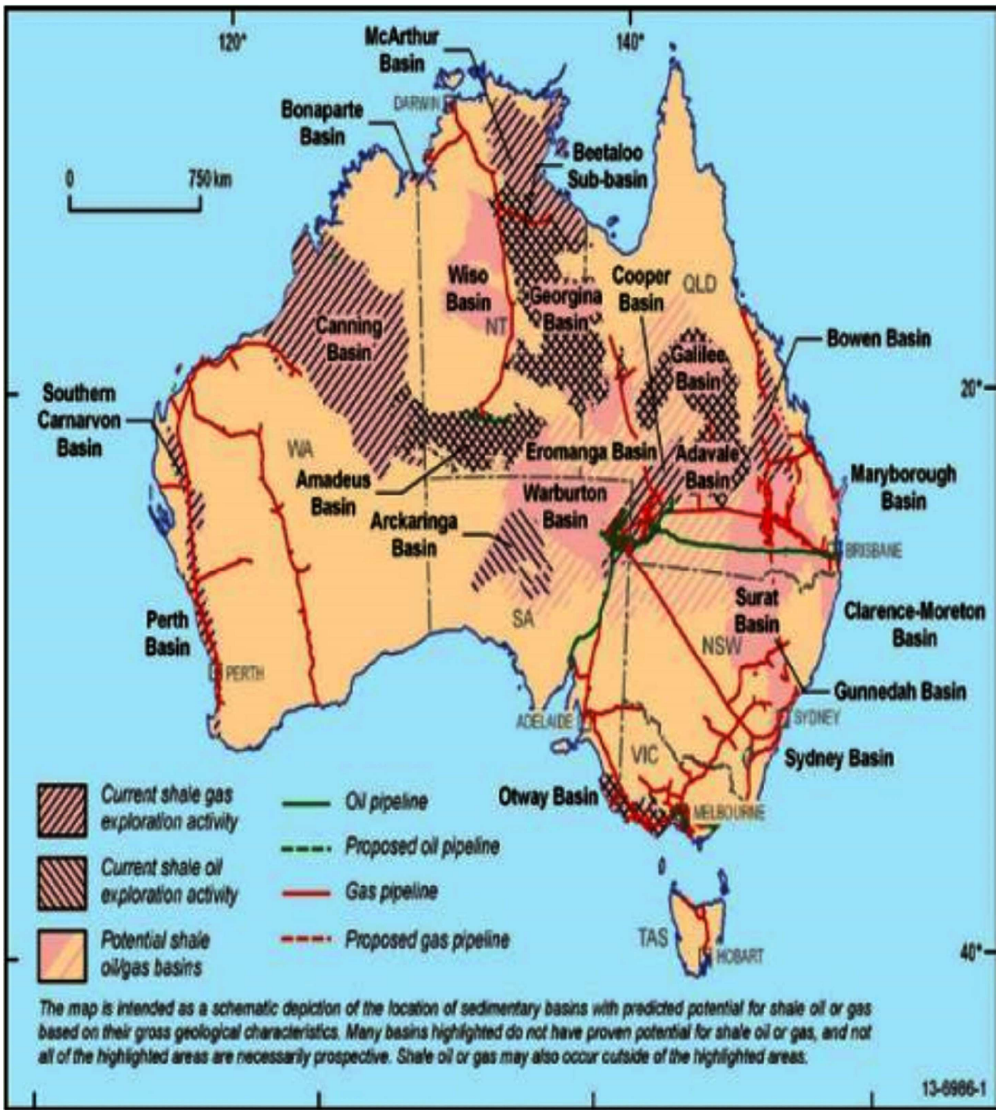


Рисунок 2 – Сланцевые бассейны Австралии

437 ТКФ – технически извлекаемые запасы сланцевого газа, по оценкам Австралии на 2013 год на основе четырёх бассейнов: Perth, Canning, Cooper и Maryborough. Отраслевые эксперты прогнозируют до 500 млн. долл. вложений в течение ближайших 1–2 лет на дополнительную разведку и научные исследования.

1000 + ТКФ – сумма потенциальных извлекаемых запасов сланцевого газа в Австралии при продолжении исследований и разработок таких областей как Queensland Восточная Австралия и Северные Территории [Alex Cull, Jehann Mendis, Joanna Yoon].

Канада. Канада имеет значительные запасы сланцевого газа и нефти и согласно EIA на Канаду и США приходится практически весь сланцевый газ, добываемый на коммерческой основе в мире. Большинство предполагаемых ресурсов сланцевого газа находятся в провинциях: Alberta (Альберта), British Columbia (Британская Колумбия), Quebec (Квебек) и New Brunswick (Нью Брансуик).

Бассейн Horn River в северо-восточной Британской Колумбии предположительно содержит до 1000 ТКФ природного газа, из которых около 20 %, как считается, могут быть извлечены. 145 ТКФ – прогнозируемые извлекаемые запасы природного газа на месторождении сланцевого газа Muskwa в Horn-River бассейне.

Ресурсы сланцевого газа Канады находятся ещё на стадии развития, и их полный потенциал ещё предстоит изучить.

Китай. Нефтяные месторождения Китая иссякают. Поэтому Китай имеет сильную потребность в энергетических ресурсах. Китай имеет несколько регионов со сланцевым газом: Северо-Западный, Qingzang, Верхний Янцзы, нижний и средний Янцзы, Восточный, Юго-Восточный. В общей сложности, Министерство земельных и природных ресурсов выделило около 180 сланцевых областей. Администрация Китая оценила ресурсы сланцевого газа в 1275 ТКФ, что даже больше, чем объединённые запасы США и Канады. К 2020 году Китай планирует извлекать 100 млрд куб. фут. в год.

Южно-Африканская Республика. Бассейн Main Karoo занимает около 700000 км^2 в центральной части Южной Африки. Это эрозионные остатки бассейна осадконакопления в центральной части суперконтинента Гондвана. Этот бассейн содержит основные запасы ископаемого топлива Южной Африки. В ЮАР имеются три установленные сланцевые формации: Whitehill, Prince Albert и Collingham. Технически извлекаемые ресурсы из этих трёх формаций составляет 485 ТКФ.

США. США занимает первое место в мире по извлекаемым запасам сланцевого газа (1161 ТКФ) и является лидером на рынке технологий по добыче и переработке газа. Сланцевые залежи очень разнообразны, каждая имеет свои геологические условия и соответственно определённые проблемы при эксплуатации.

Приведём данные некоторых месторождений (рис. 3):

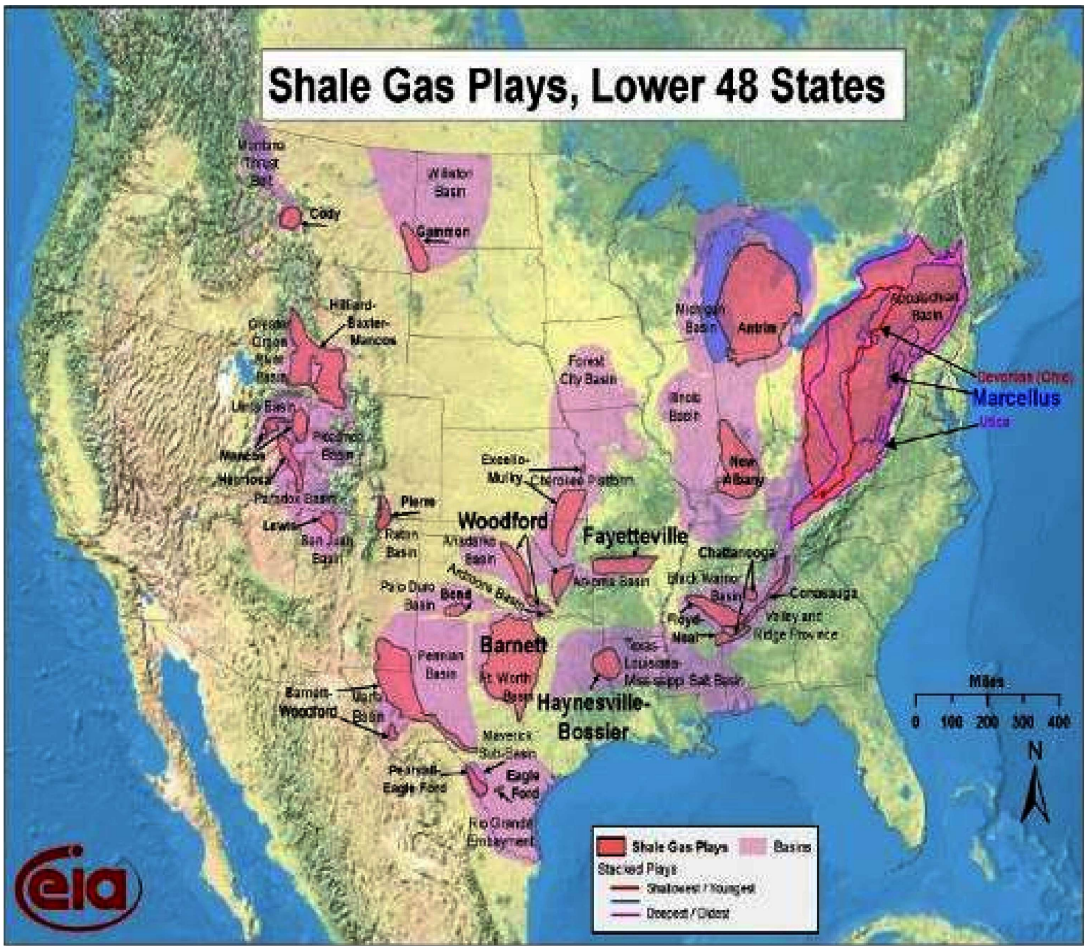


Рисунок 3 – Сланцевые провинции США
(The US Energy Information Administration (EIA)

1. Barnett Shale (Техас). Охватывает площадь в 500 кв. миль. С 1993 года здесь было извлечено 12,6 ТКФ и пробурено более чем 16000 скважин (рис. 3).
2. Fayetteville Shale (Арканзас и Оклахома). Занимает 9000 кв. миль. Понижение цен на газ приостановило разработку данного месторождения.
3. Woodford Shale (Оклахома). Охватывает 4700 кв. миль.
4. Permian Basin (West Texas and New Mexico). Общая площадь месторождения 75000 кв. миль. С 1921 года здесь добыто 29 млрд баррелей нефти и 75 ТКФ газа.
5. Bakken Shale (North Dakota, Montana and Canada). Охватывает площадь в 200000 кв. миль. Суточная добыча составляет 1,19 млн баррелей нефти.
6. Marcellus Shale (Пенсильвания, Нью-Йорк, Западная Вирджиния, Огайо). Громадное месторождение, по оценкам имеющее 50 % от всех запасов сланцевого газа в континентальной части США. Оценки запасов варьируют от 84 до 500 ТКФ природного газа и 3,4 млрд. баррелей нефти. В 2012 году объём добычи газа на месторождении составлял 895 млн куб. фут.
7. Haynesville-Bossier Shale (восточный Техас и западный штат Луизиана). Haynesville-Bossier Shale охватывает около 9000 кв. миль и имеет, по оценкам, 251 ТКФ извлекаемого газа. В 2011 году это месторождение превзошло Барнетт и стало первым среди производителей газа страны.
8. Eagle Ford Shale (Техас). Eagle Ford Shale охватывает около 20000 км2 в южной и восточной части Техаса, недалеко от Барнетта. Эта формация содержит не только запасы сухого и жирного газа, но также и нефти.

Характеристика пород-коллекторов сланцевого газа

В большинстве осадочных бассейнов сланцевые толщи обычно представлены аргиллитами и алевропелитами (siltstone) или дополнительно включают такие типы пород, как алевролиты и песчаники, находящиеся в тонком переслаивании со сланцами. Сланцем издавна называется порода с параллельной ориентировкой минеральных частиц. Эта ориентировка может быть обусловлена несколькими факторами:

- сугубо седиментационными факторами;
- сжимающим параллельным напряжениями при складкообразовании (кливаж осадочных пород на фоне разных стадий литогенеза) и процессами динамометаморфизма (одностороннее напряжение или стресс на фоне метагенеза и регионального метаморфизма – милониты, катаклазиты);
- давлением нагрузки при региональном метаморфизме (зелёносланцевая, эпидот-амфиболитовая и другие фации).

Таким образом, сланцеватость может быть как первичной, так и иметь наложенный по отношению к первичным текстурным элементам характер. Обычно сланцевый газ связан с осадочными породами, сланцеватость которых выражена в различной степени и обусловлена в основном литогенетическими факторами. Наиболее благоприятны для освоения сланцевого газа породы с выраженной тонкой слоистостью и сланцеватостью, поскольку газонасыщенность таких пород значительно больше, а плотность техногенных (естественно-техногенных) трещин намного выше по сравнению с толстослоистыми или массивными литомами. Сланцевые породы, в той или иной мере обогащённые органическим веществом (ОВ), выражены глинистыми и карбонатно-глинистыми отложениями, степень катагенеза их не превышает $МК_4$-$АК_1$, а обычно составляет ПК-$МК_3$. Для обозначения их в англоязычной геологической литературе используется термин «black shales».

Чёрные сланцы – это водноосадочные горные породы, обычно тёмные, пелитоморфные и сланцеватые, обогащённые сингенетичным органическим веществом преимущественно аквагенного и отчасти терригенного типов.

В процессе катагенетической трансформации горючих сланцев в битуминозные чёрные сланцы кероген или пелитоморфное минеральное вещество петрофизически и физико-химически активируются, приобретая дополнительную пористость и открытую микротрещиноватость. Так, практически непроницаемые, гидрофильные, в различной степени пластичные, неблагоприятные для эффективного естественного и техногенно-

го трещинообразования горючие сланцы и сапропелиты преобразуются в гидрофобные породы с интенсивным газонакоплением, занимающие промежуточное положение между обычными коллекторами и покрышками (рис. 4).

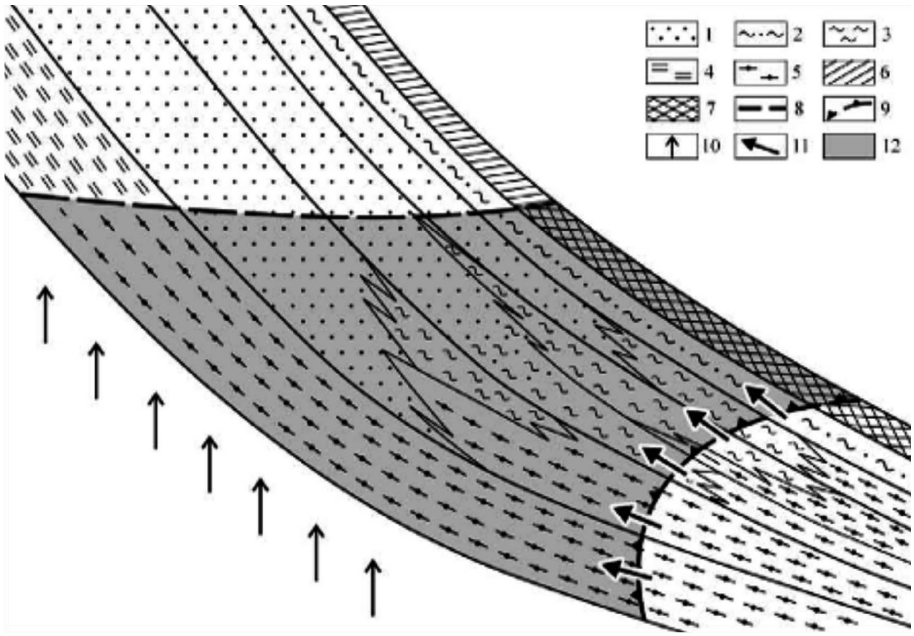


Рисунок 4 – Принципиальная схема накопления газа в различных неравномерно гидрофобизованных низкопроницаемых породах (TGR) в зоне мезокатагенеза:
1 – пески, песчаники; 2 – песчаники, алевролиты; 3 – алевролиты, ритмиты; 4 – горючие сланцы; 5 – черные сланцы; 6 – сапропелиты, бурые угли; 7 – каменные угли; 8 – граница зон прото- и мезокатагенеза; 9 – фронт глубинной гидрогеологической инверсии; 10 – струйная миграция глубинного метана; 11 – миграция водорастворённого метана; 12 – зона неравномерной гидрофобизации пород – интенсивного газонакопления в TGR

Характеристики коллектора, определяющие газоносность сланцев:

1. *Содержание глин.* Сланец является горной породой, которая состоит из глинистых и неглинистых минералов (кварца и полевых шпатов). Содержание глин в газосодержащих сланцах не должно превышать 50 %, иначе сланец будет подвержен пластичным деформациям, а значит, не сможет образовывать трещины, которые являются основными путями миграции газа, т.е. определяют его проницаемость.

2. *Количество органического вещества* (ОВ). Оно должно превышать 1 %, чтобы генерировать промышленные газовые скопления.

3. *Степень зрелости* ОВ в сланцах, которая в большинстве случаев определяется по отражательной способности витринита – микроскопических остатков высшей растительности. Она выражается в у.е. и обозначается символом R_o. Массовая генерация газовых углеводородов (УВ) – главная зона газообразования – фиксируется значениями R_o более 1,3 (рис. 5).

4. *Пористость.* Она должна составлять не менее 3 %, для того чтобы сланец содержал достаточные для разработки объёмы газа. Поры имеют различные формы и размеры (рис. 5). Что же касается общей пористости, то она зависит от интенсивности литификации. Для глинистых отложений с незначительным содержанием карбонатов и минералов свободного SiO_2 общая пористость контролируется преимущественно степенью катагенетического уплотнения. Для чистых глин (диагенез – протокатагенез) она находится в пределах 20–40 %, для уплотнённых глин (МК1) снижается до 10–15 %, для аргиллитоподобных глин ($МК_2$) – 2–10 %, для аргиллитов ($МК_3$-$МК_4$) – 3–5 %, для аспидных сланцев и филлитов (апокатагенез – метагенез) – менее 3 %. При содержании в глине органического вещества свыше 1–2 % динамика изменения пористости при катагенетическом уплотнении существенно меняется, что определяется интенсивностью газогенерации.

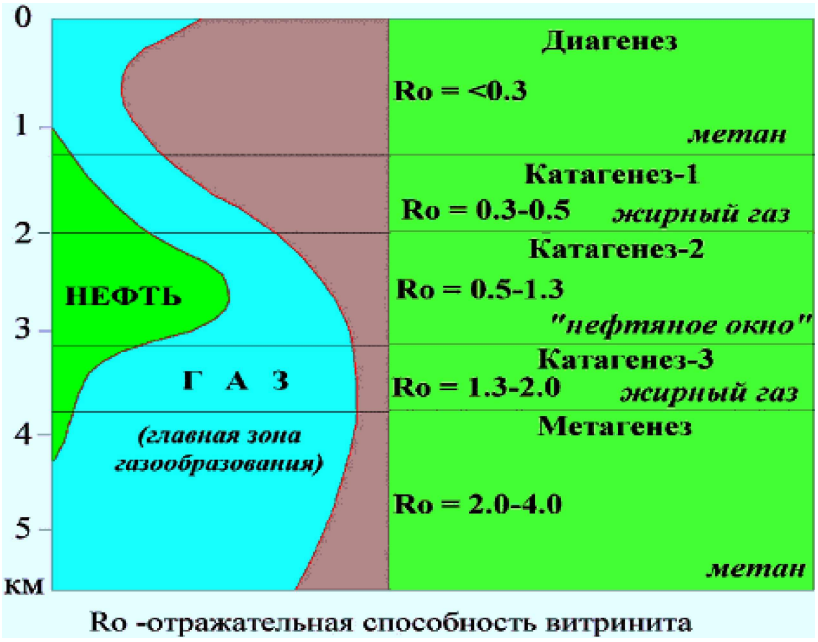


Рисунок 5 – Генерация УВ в стадии литогенеза

В сланцах нефть и газ в основном генерируются термогенным способом, т.е. при расщеплении (крекинге) органического вещества или вторичном крекинге (расщеплении) нефти. В отношении залежей природного газа возможен их биогенный генезис, а также различные варианты смешанного или гибридного происхождения.

Термогенный генезис нефти и газа ассоциируется со зрелым органическим веществом, которое подвергалось действию относительно высоких температуры и давления, необходимых для того, чтобы происходила генерация углеводородов. При прочих равных условиях более зрелое органическое вещество должно генерировать большее количество геологических ресурсов нефти и газа, чем менее зрелое органическое вещество.

Известные в настоящее время промышленные коллекторы сланцевых газов представлены разнообразными типами сланцевых пластов.

Сланцевые ресурсы России. По данным EIA на 10 июня 2013 года Россия находится на 9 месте по технически извлекаемым запасам сланцевого газа (285 ТКФ) (рис. 6).

Top 10 countries with technically recoverable shale gas resources

Rank	Country	Shale gas (trillion cubic feet)	
1	China	1,115	
2	Argentina	802	
3	Algeria	707	
4	U.S.[1]	665	(1,161)
5	Canada	573	
6	Mexico	545	
7	Australia	437	
8	South Africa	390	
9	Russia	285	
10	Brazil	245	
	World Total	**7,299**	**(7,795)**

Рисунок 6 – Топ 10 стран с технически извлекаемыми запасами сланцевого газа (EIA, 2013)

Оценка EIA ресурсов сланцевого газа и сланцевой нефти России главным образом основывается на сланцах верхней юры баженовской свиты в Западно-Сибирском бассейне (рис. 7). Это органически богатые кремнистые сланцы, являющиеся главной нефтематеринской свитой для обычного газа и нефти, добываемых в Западно-Сибирском бассейне. Также EIA рассматривала и другие бассейны (например, Тимано-Печорский), но публично доступной информации для количественной оценки ресурсов было недостаточно.

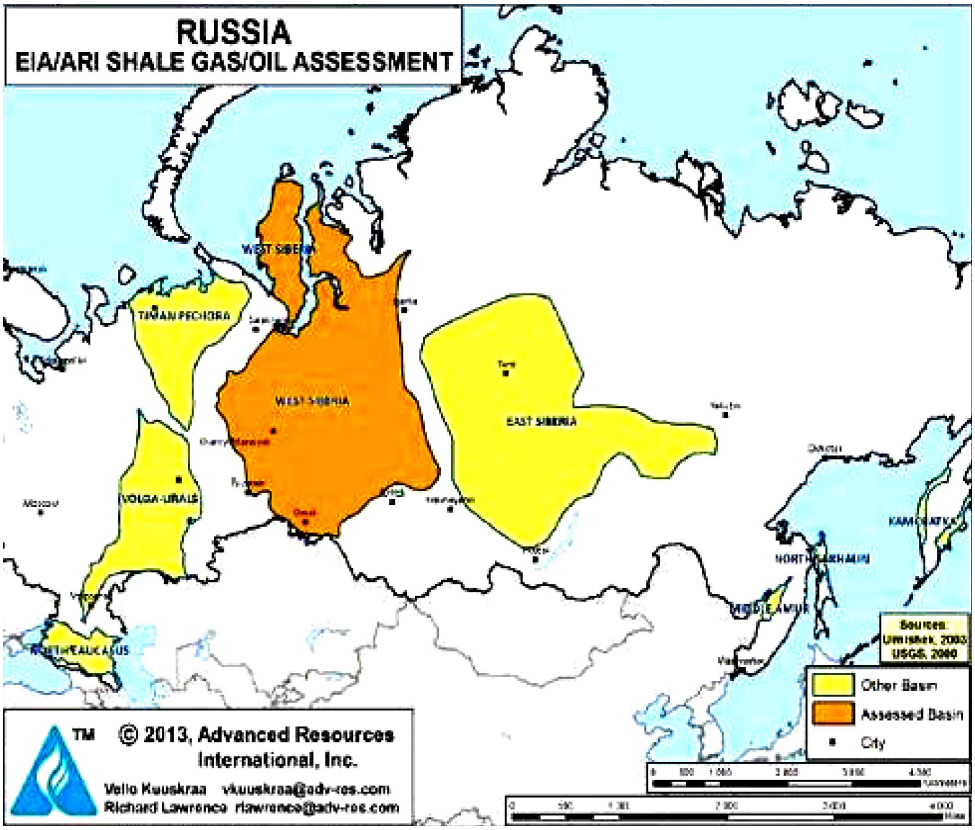


Рисунок 7 – Предполагаемые бассейны сланцевого газа и сланцевой нефти в России (ARI, 2013)

Ресурсы сланцевого газа в баженовских сланцах оцениваются в 1920 ТКФ, из них 285 ТКФ – технически извлекаемые (рис. 8). Ресурсы сланцевой нефти оцениваются в 1234 млрд баррелей и из них технически извлекаемых – 74,6 млрд баррелей.

Западно-Сибирский бассейн. Является крупнейшим нефтегазоносным бассейном в мире. Расположен в пределах Западно-Сибирской равнины на территории Тюменской, Омской, Курганской, Томской и частично Свердловской, Челябинской, Новосибирской областей, Красноярского и Алтайского краёв России. Площадь около 3,5 млн км^2. Нефтегазоносность бассейна связана с отложениями юрского и мелового периодов. Большая часть нефтяных и газонефтяных залежей находится на глубине 2000–3000 м; газа и газоконденсата – на глубине до 2000 м. Нефть Западно-Сибирского бассейна характеризуется низким содержанием серы (до 1,1 %) и парафина (менее 0,5 %), содержание бензиновых фракций высокое (40–60 %). Сейчас на территории Западной Сибири добывается 70 % российской нефти. Основной объём нефти извлекается насосным способом. Из них уже извлечено 40–45 % нефти.

EIA разделили баженовскую свиту в Западно-Сибирском бассейне на основе ТОС и термической зрелости на северную и центральную части. Северная часть баженовской свиты имеет предполагаемую площадь 99740 миль^2, среднее содержание ТОС 5 %, содержит нефть, жирный газ, сухой газ и конденсат. Центральная часть баженовской свиты имеет предполагаемую площадь 116200 миль^2, среднее содержание ТОС 10 %, содержит термически зрелую сланцевую нефть.

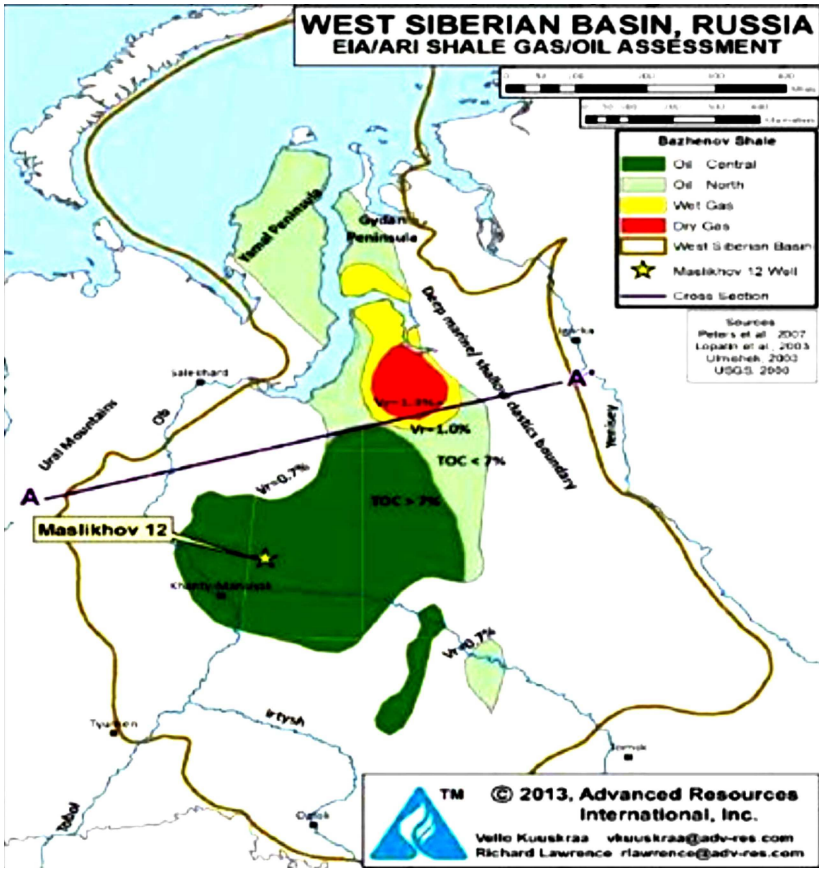


Рисунок 8 – Западно-Сибирский бассейн, перспективные районы сланцевого газа и сланцевых нефтей (ARI, 2013)

Баженовская свита присутствует на большей части Западно-Сибирского бассейна. Пласты выходят в краевых частях бассейна и в центре бассейна залегают на глубине более 5000 м. Общая мощность сланцев, как правило, колеблется в диапазоне от 20 до 50 м. Баженовские отложения накапливались в глубокой морской, анаэробной среде и состоят в основном из кремнистых аргиллитов, богатых планктонным органическим веществом. Содержание ТОС, как правило, самое высокое в центральной части бассейна (более 15 %) (рис. 9) и уменьшается к периферии бассейна, составляя на севере около 2–7 % и в центральной части – 5–10 %.

В отложениях баженовской свиты фиксируется аномально высокое пластовое давление. Измеренное давление на забое скважины на нефтяном месторождении Салым являются аномально высокими, они до 70 % выше по сравнению с обычным гидростатическим давлением. Температурный градиент также высокий. Содержание глины, как правило, меньше 20 %.

Баженовская свита сложена чередованием сланцев с высоким содержанием ТОС и карбонатных прослоев. Сланцы являются источником нефти, которая приурочена к трещиноватым карбонатным слоям, в том случае, если имеется достаточная ёмкость резервуара. Это похоже на месторождение Баккен Шейл в Северной Дакоте, где карбонатный коллектор зажат между богатыми нефтью сланцами.

Северная часть баженовской свиты является перспективной на нефть, жирный газ/конденсат и сухой газ. Перспективность для сланцевой нефти площади в 74400 миль^2 здесь определена по показателю отражения витринита (R_o) со значениями между 0,6 % и 1,0 %, содержанием ТОС более чем 2 % и глубиной залегания пластов более чем 3300 футов. Площадь в 14800 миль^2 перспективна для жирного газа и конденсата, т.к. R_o колеблется от 1,0 % до 1,3 %. Площадь в 10540 миль^2 перспективна для сухого газа, R_o более 1,3 %. Перспективная площадь для северной части баженовской свиты ограничивается на востоке, где глубоководные морские сланцы переходят в мелководные обломочные отложения.

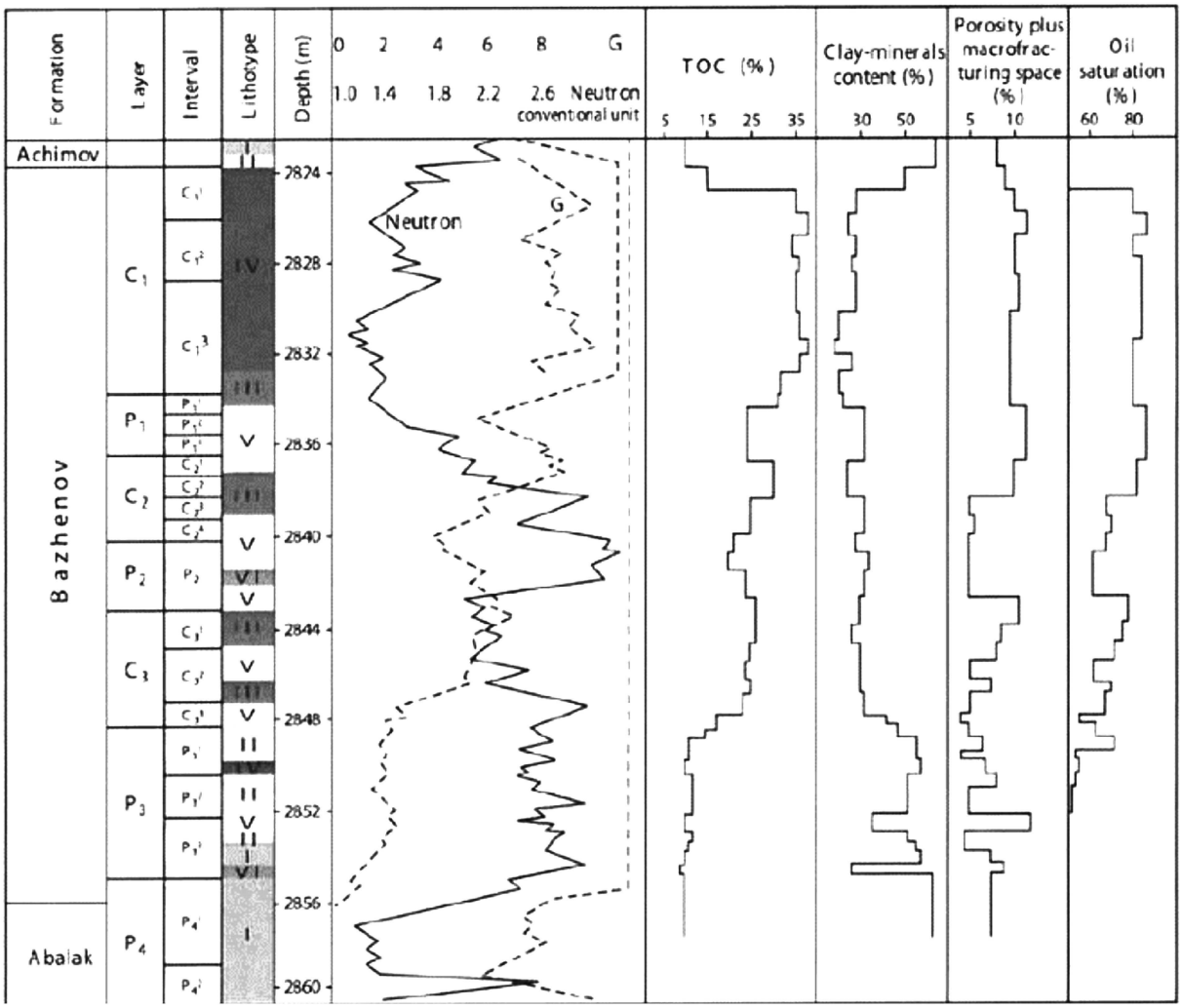


Рисунок 9 – Коллекторские свойства баженовских сланцев (Lopatin et al., 2003)

Центральная часть баженовской свиты содержит 116200 миль^2 площади перспективной на нефть с термической зрелостью керогена (R_o) от 0,7 % до 1,0 %. Содержание ТОС в сланцах около 10 %. Кроме того, центральная часть баженовской свиты ограничивается с востока переходом морских сланцев в обломочную формацию.

Сланцевая нефть в северной части баженовской свиты имеет концентрацию, примерно, 13 млн баррелей/миль^2 плюс попутного газа в «нефтяном окне»; концентрация ресурсов в размере 4 млн баррелей/миль^2 и 42 МКФ (миллиардов кубических футов)/миль^2 в окне жирного газа/конденсата.

Ресурсы сланцевого газа в баженовской свите оцениваются в 1920 ТКФ, с 285 ТКФ технически извлекаемыми. Ресурсы сланцевой нефти оцениваются в 1234 млрд баррелей и из них технически извлекаемых 74,6 млрд баррелей. В своём годовом отчёте 2011 года «Роснефть» оценивает извлекаемые запасы нефти из баженовской свиты в 4,4 млрд баррелей на своих лицензионных участках в Западной Сибири.

В последние годы российские нефтяные компании проявляют заинтересованность в методах бурения и добычи, используемых в США, чтобы развивать нетрадиционные ресурсы нефти и газа. НК «Роснефть», национальная нефтяная компания России, подписала соглашения с компаниями «Exxon Mobil» и «Statoil» с целью использования технологии горизонтального бурения и массовой стимуляции, чтобы использовать сланцевые газовые и нефтяные ресурсы страны.

Площадь ***Тимано-Печорского бассейна*** составляет около 122000 миль^2. Основным источником богатых органикой сланцев здесь являются верхнедевонские отложения (доманиковый горизонт франского яруса). Эти породы состоят из тонкослои-

стых, тёмных кремнистых сланцев, известняков и мергелей, накопившихся в глубоководных морских обстановках. Исходные породы содержат кероген I и II типа с TOC в диапазоне от 1 % до 15 %, как правило, в среднем 5 %. Эти породы имеют достаточную толщину и зрелость и распространяются на большей части Тимано-Печорского бассейна, за исключением юго-западной окраины. С термической зрелостью от 0,6 % до 1,0 % эти породы располагаются, прежде всего, в нефтяном окне. К тому же содержание глины в сланцах менее 10 %.

Общая мощность доманиковых отложений колеблется в интервале от 100 до 300 м. Доманиковая формация схожа с Duvernay формацией в Западной Канаде. В настоящее время публично доступных геологических и пластовых данных недостаточно, чтобы подготовить количественную оценку ресурсов газа и нефти для доманиковых отложений в Тимано-Печорском бассейне.

Калининградская область. В северо-восточной части Балтийского бассейна в Калининградской области EIA оценивает запасы сланцевой нефти в 23 млрд баррелей и запасы сланцевого газа в 20 ТКФ в перспективном районе. Из них 1,2 млрд баррелей нефти и 2 ТКФ сланцевого газа оцениваются в качестве технически извлекаемых.

Методология оценки запасов сланцевого газа

Описываемый метод оценки запасов сланцевой нефти и сланцевого газа применяется Energy Information Administration (EIA). Метод опирается на геологическую информацию, собранную из публично доступных источников. Это общественно доступная информация дополняется опытом и наработками в оценке месторождений США.

Стадии оценки:

1) определение перспективной площади для каждой сланцевой газовой / нефтяной формации;

2) оценка запасов сланцевого газа и сланцевой нефти на месторождении;

3) расчёт технически извлекаемых запасов сланцевого газа и сланцевой нефти.

Бассейн Neuquen (Неукен) в Аргентине будет использован для иллюстрации некоторых из шагов оценки ресурсов.

Определение перспективной площади для каждой сланцевой газовой/нефтяной формации. Важным и сложным этапом оценки ресурсов является установление участков, которые можно считать перспективными для разработки сланцевого газа и сланцевой нефти. Критерии, используемые для установления перспективных участков, включают в себя:

- *условия осадконакопления*. Важным критерием является обстановка осадконакопления сланца, в частности, имеет ли этот сланец морское или неморское происхождение. Морские сланцы, как правило, имеют низкое содержание глины и высокое содержание хрупких минералов, таких как кварц, полевой шпат и карбонаты. Хрупкие сланцы положительно реагируют на гидравлическую стимуляцию. Сланцы, накапливающиеся не в морских (озёрных или речных) обстановках, имеют более высокое содержание глины, являются более пластическими и менее чувствительными к гидравлической стимуляции;
- *глубина залегания*. Глубина залегания перспективных отложений должна быть более чем 1000 м, но менее чем 5000 м. Область с глубиной менее 1000 м имеет низкое пластовое давление, которое не сможет обеспечить движение флюида по капиллярам. Кроме того, пласты, залегающие ниже 1000 м, вероятнее всего, имеют высокое содержание пластовой воды. Пласты, расположенные на глубине ниже 5000 м, скорее всего, будут иметь низкую проницаемость и затраты на бурение скважин будут неоправданно большими;
- *общее содержание органического вещества* (TOC). Средний TOC перспективной области должен быть больше, чем 2 %. Так, TOC в Marcellus Shale в New York по данным гамма-каротажа превышает 5 % (рис. 10);
- *термическая зрелость*. Термическая зрелость определяет степень преобразованности органического вещества. Показатель отражения витринита (R_o) используется в качестве показателя термической зрелости. R_o перспективной площади должно быть больше 0,7 %, но менее 1,0 %. Жирный газ и конденсат перспективных зон имеют R_o между 1,0 % и 1,3 %. Области сухого газа имеют R_o более 1,3 %;

• *географическое положение.* Как правило, перспективный район будет содержать ряд областей с более высоким качеством сланцевого газа и сланцевой нефти, в том числе геологически благоприятных, с высокой концентрацией ресурсов и ряда областей с более плохими условиями для дальнейшей разработки.

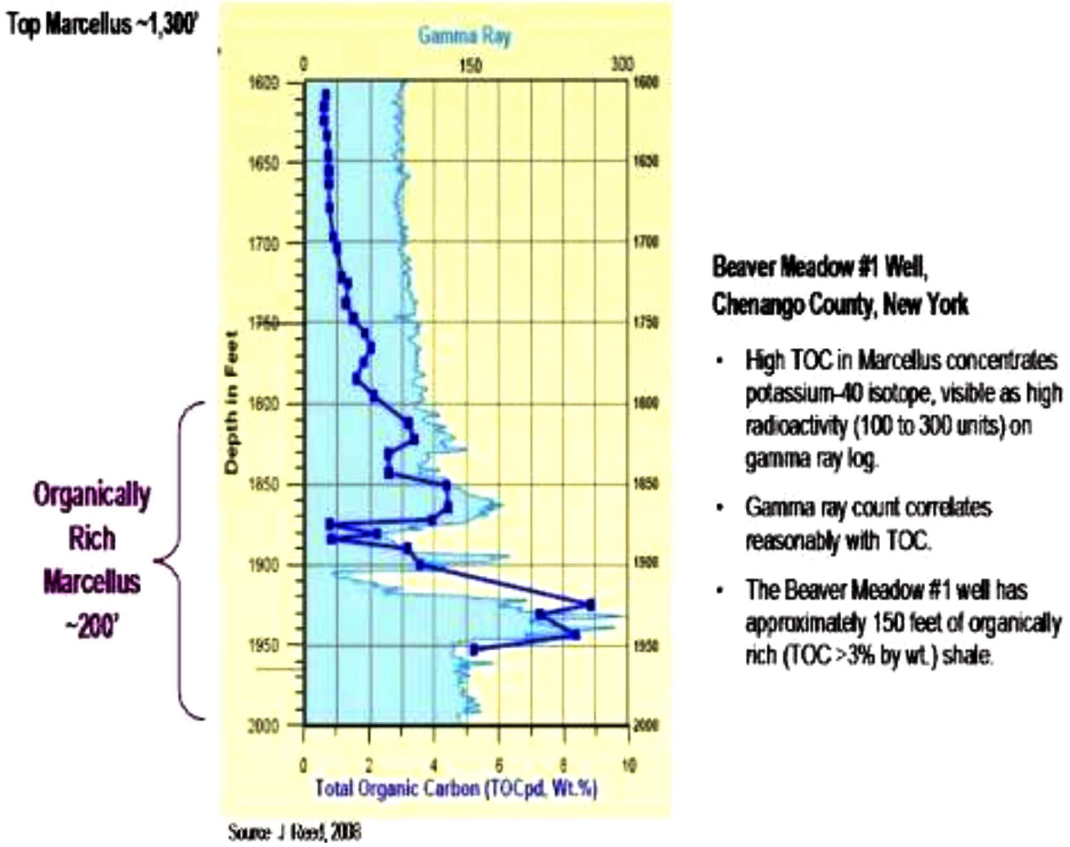


Рисунок 10 – Связь гамма-каротажа и ТОС

Наконец, бассейнам сланцевого газа и сланцевой нефти, которые имеют очень высокое содержание глины и/или имеют очень высокую геологическую сложность, присваивается высокий фактор риска и они исключаются из оценки ресурсов. При дальнейшем развитии технологии добычи или в других экономических условиях может произойти включение этих бассейнов в оценку ресурсов.

Оценка запасов сланцевого газа и сланцевой нефти на месторождении (OIP/GIP):

а) *нефть на месторождении* (OIP). Расчёт нефти для данной площади контролируется в основном двумя основными характеристиками – толщиной чистых органически богатых сланцев и пористостью заполненной нефтью. Кроме того, давление и температура регулируют объём газа в пластовой нефти, определяемый объёмным коэффициентом пласта.

– Толщина чистого органически богатого сланца. Чистый валовой коэффициент используется для учета органически пустой породы в органически богатом интервале и позволяет оценить толщину чистых органически богатых сланцев.

– Заполненность пор нефтью и газом. Если данные о заполненности пор отсутствуют, то принимается, что поры заполнены нефтью, свободным газом и водой.

– Давление. Особое внимание должно быть уделено зонам с повышенным давлением. Избыточное давление дает возможность большей части нефти быть произведенной резервуаром после достижения нефти точки насыщения.

– Температура. Стандартный температурный градиент 1,25 ºF на 100 футов глубины и температура поверхности 60 ºF используются, когда фактические данные о температуре недоступны.

Приведённые выше данные были объединены с помощью уравнения для расчета OIP на квадратную милю:

$$OIP = \frac{7758 \cdot (A \cdot h) \cdot \Phi \cdot So}{Bo_i},$$

где A – площадь, акры; h – мощность органически богатых сланцев, м; Φ – пористость, безразмерная величина; So – представляет собой долю пористости, заполненной нефтью (So) вместо воды (Sw) или газа (Sg), безразмерная величина; Bo_i – объёмный коэффициент нефти, равный отношению объёма нефти в пласте к объёму товарной нефти (пластовое давление, температура и термическая зрелость R_0 используются для определения значения Bo_i).

В общем, сланцевая нефть в резервуаре содержит попутный газ. Поскольку давление в резервуаре сланцевой нефти падает ниже давления насыщения, часть газа из нефтяного раствора начинает отделяться и образуется свободная газовая фаза.

б) *свободный газ на месторождении*. Расчёт количества свободного газа в пласте для данного ареала регулируется, в значительной степени, четырьмя характеристиками: давлением, температурой, газонасыщенной пористостью и мощностью органически богатых сланцев. Давление. Методология исследования уделяет особое внимание выявлению областей с избыточным давлением, т.к. оно обеспечивает более высокую концентрацию газа, содержащегося в фиксированном объёме резервуара. Температура. Особое внимание нужно уделять областям с повышенным температурным градиентом при оценке запасов.

– поры, заполненные газом. Когда данные пористости недоступны, акцент делается на минеральном составе сланца и оценке пористости как на аналогичных американских сланцевых бассейнах. Если данные недоступны, то предполагается, что поры заполнены газом и остаточной водой.

– толщина органически богатого сланца.

Для расчёта свободного GIP используется следующая формула:

$$GIP = \frac{43{,}560 \cdot A \cdot h \cdot \Phi \cdot Sg}{Bg},$$

где

$$Bg = \frac{0{,}02829 \cdot z \cdot T}{P}.$$

Здесь A – площадь, акры; h – мощность органически богатых сланцев, м; Ф – пористость, безразмерная величина; Sg – это часть пористости, заполненной газом (Sg) вместо воды (Sw) или нефти (So), безразмерная величина; P – давление, МПа; T – температура, градусы Ранкина; Bg – объёмный газовый фактор (включает в себя фактор отклонения газа), безразмерная величина.

в) *адсорбированный газ на месторождении*. В дополнение к свободному газу, сланец может содержать значительные количества газа, адсорбированного на поверхности органических (и глинистых) частиц.

Количество адсорбированного газа рассчитывается по следующей формуле:

$$GC = \frac{VL \cdot P}{PL + P}.$$

Для того чтобы установить объём Ленгмюра (VL) и давление Ленгмюра (PL), используется изотерма адсорбции или изотерма Ленгмюра – зависимость количества адсорбированного вещества (величины адсорбции) от парциального давления этого вещества в газовой фазе (или концентрации раствора) при постоянной температуре.

Выше содержание газа (*GC*) (обычно измеряется в кубических футах на тонну чистого сланца) превращают в концентрацию газа (*GIP* адсорбированного на квадратную милю), используя значения плотности сланца. Значения плотности для сланцев, как правило, около 2,65 г/см^3 и зависят от минералогии и количества органического вещества.

Свободный газ на месторождении (*GIP*) и адсорбированный GIP объединяются для оценки концентрации ресурсов (млрд куб. футов/миль^2) для перспективной площади сланцевого газа. На рисунке 11 показаны относительные вклады свободного газа и адсорбированного газа в суммарном объёме в зависимости от давления.

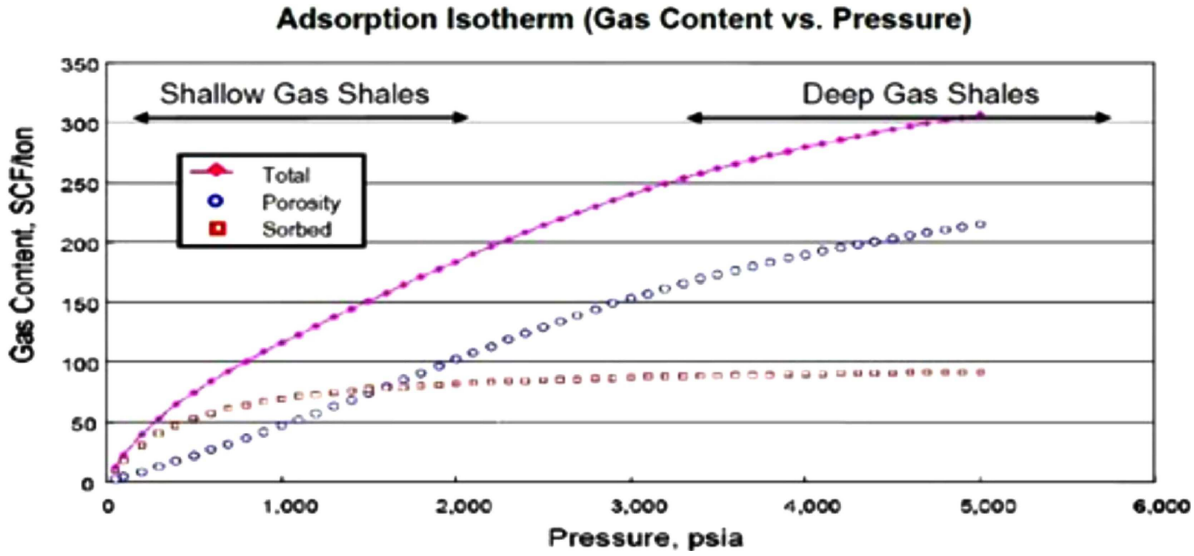


Рисунок 11 – Соотношение объёмов адсорбированного и свободного газа в зависимости от давления

Факторы риска/успеха. Эти два фактора заключаются в следующем:

1. Вероятность успешного фактора. Успех зависит от того, даст ли хотя бы некоторая небольшая часть перспективного месторождения хороший приток нефти или газа. Это в свою очередь определяется объёмом известных геологических данных. Так сланцевые образования, с ограниченными геологическими и пластовыми данными, имеют вероятность успеха 30–40 %.

2. Причины рисков перспективных областей. Некоторые части перспективных областей могут быть непродуктивными, обычно это связано:

- с высокой структурной сложностью района;
- с меньшей термической зрелостью органики (R_o = 0,7–0,8 %);
- с краевыми частями, где может быть недостаточное количество ОВ.

Факторы риска будут также зависеть от изученности бассейна и достоверности имеющихся данных. Продолжение поисков и оконтуривания, обеспечивают более точное определение перспективной площади, коэффициент потенциального успеха будет меняться.

Оценка технически извлекаемых ресурсов

Технически извлекаемые ресурсы устанавливаются путём умножения оценённых запасов нефти и газа на коэффициент добычи, который зависит от ряда геологических факторов. Коэффициент извлечения использует информацию о минеральном составе сланца, чтобы определить его подверженность применения ГРП, а также учитывает другую информацию, которая будет влиять на сланцевую производительность, например, такую как:

- наличие микромасштабных естественных трещин;
- отсутствие неблагоприятных глубинных разломов;
- сжимаемость сланцевых пластов;
- степень избыточного давления резервуара.

Три основных типа коэффициентов извлечения газа:

1. *Благоприятная газовая добыча*. 25 % коэффициент извлечения газа используется для сланцевых бассейнов газа, которые имеют низкое содержание глины, низкую или умеренную геологическую сложность и благоприятные свойства пласта, например, аномально высокое давление и высокую газовую пористость.

2. *Средняя газовая добыча*. 20 % коэффициента извлечения газа используется для сланцевых, которые имеют среднее содержание глины, умеренную геологическую сложность и среднее давление и свойства залежей.

3. *Низкая газовая добыча*. Коэффициент извлечения, равный 15 % газа, используется для сланцевых бассейнов, которые имеют от среднего до высокого содержания глины, от умеренной до высокой геологической сложности и ниже среднего коллекторские свойства.

Коэффициент извлечения равный 30 % может быть применен в исключительных случаях: в районах с исключительной производительностью пласта. Коэффициент извлечения 10 % применяется в случаях пониженного давления и сложности месторождения.

1. Важность минералогического состава при оценке извлекаемых ресурсов. Количество в сланце кварца, карбоната, глины будет определять эффективность гидроразрыва пласта:

– сланцы с высоким процентом кварца и карбоната, как правило, хрупкие, что приводит к большому количеству мелких трещин, обеспечивающих многочисленные пути притока флюида из матрицы в ствол скважины, после проведения гидроразрыва;

– сланцы с высоким содержанием глины, как правило, пластичные и при гидроразрыве они деформируются, а не разрушаются, что приводит к малому количеству трещин.

2. Значение геологической сложности. Разнообразие сложных геологических факторов может уменьшить эффективность добычи нефти или газа из сланцев:

– обширные системы разломов. Область с обширными разломами может помешать бурению путём ограничения длины горизонтальной скважины, как показано на рисунке 12;

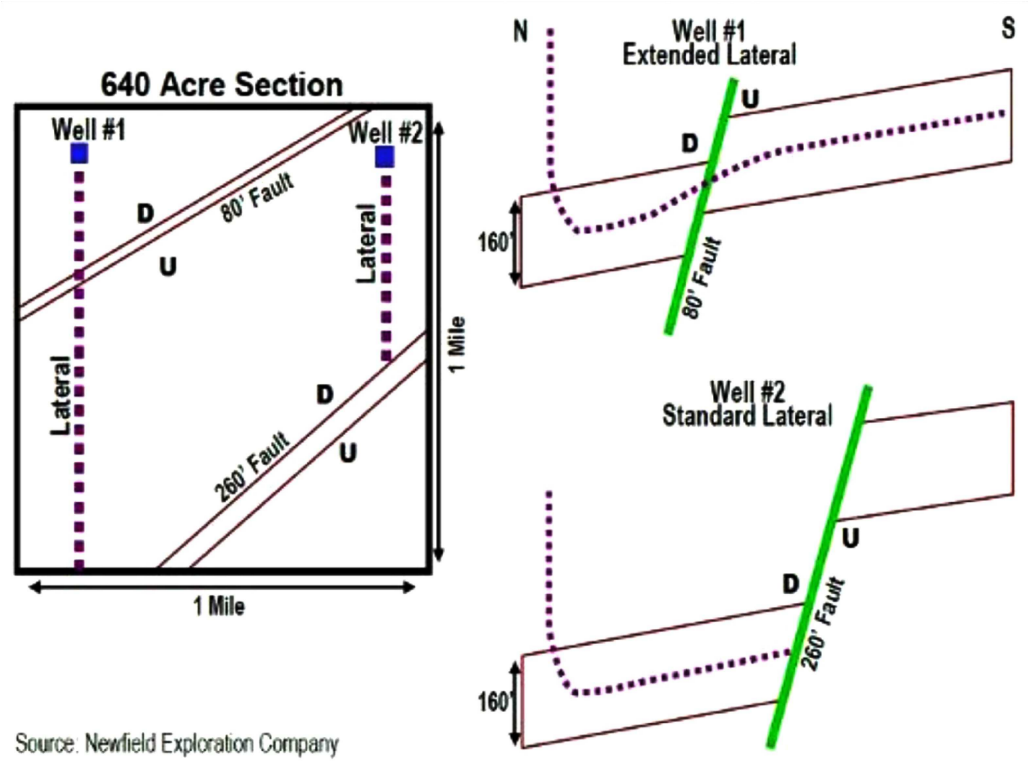


Рисунок 12 – 3D сейсмика помогает проектировать длину горизонтальных скважин (New field Exploration Company)

– глубинные разломы. Через вертикальные глубинные разломы в пласт может попасть вода и уменьшить проницаемость;

– надвиги и другие высоконапряжённые нарушения. Тектонические сжатия, такие как надвиги и блоки выпячивания, являются свидетельством о высоких горизонтальных тектонических воздействиях, которые приводят к уменьшению проницаемости матрицы.

На основе изученной информации сделаны следующие выводы.

Преобладающая часть стран, за исключением Канады и США, находятся лишь на этапе исследования сланцевых запасов. Технически извлекаемые запасы сланцевого газа и сланцевой нефти Китая, Аргентины, России, Австралии, Мексики огромны, но в настоящее время их добыча является экономически нецелесообразной. Коллекторы в сланцевых формациях представлены преимущественно глинистыми и карбонатно-глинистыми породами, насыщенными органическим веществом и находящимися, как правило, в условиях мезокатагенеза. Изучение фильтрационно-емкостных свойств сланцевых формаций показало, что сланцы имеют небольшую горизонтальную проницаемость и крайне малую вертикальную проницаемость. Это означает, что газ в сланцевой ловушке не может активно перемещаться, т.е. коллектор можно классифицировать как нетрадиционный резервуар для УВ. Баженовская свита в Западно-Сибирском бассейне является не только материнской породой для традиционных нефти и газа, но и перспективна ещё как сланцевое месторождение нефти и газа. Количество запасов в сланцевой формации зависит не только от количества свободного газа и свободной нефти, но и от адсорбированного газа. Это необходимо учитывать при подсчёте запасов месторождения.

Сдерживающими факторами динамичного развития индустрии сланцевого газа являются высокая себестоимость добычи сланцевого газа и жёсткие экологические требования, предъявляемые к процессу промышленной разработки месторождений во многих странах мира.

Литература:

1. Васильев 2010 «Сланцевый газ» [Электронный ресурс]. – URL : http://www.blogberg.com/blog/news/6815.html

2. Геллер Е., Мельникова С. Зона неопределённости // Приложение к журналу «ТЭК. Стратегии развития». – 2010. – № 2.

3. Abrams M.A. «Oil Families and Their Potential Sources in the Northeastern Timan Pechora Basin, Russia» // AAPG Bulletin. – 1999. – Vol. 83. – № 4, April. – P. 553–577.

4. Chevron «Seek Shale Gas in Poland as Europe Focuses on Unconventional Reserves», 2009. [Электронный ресурс]. – URL : http://oilprice.com/europe-focuses-on-unconventional-reserves.html

5. Curtis J.B. «Fractured shale gas system». – 2002.

6. David A. Waldo, Gaffney, Cline & Associates. Geologic Factors Associated with Successful Shale Gas Plays // Department of Energy & Climate Change, About shale gas and hydraulic fracturing (fracking). – 2013. – 19 December.

7. Gavshin and Zakharov «Geochemistry of the Upper Jurassic-Lower Cretaceous Bazhenov Formation, West Siberia – Abstract» // Economic Geology. – 1996. – Vol. 91. – P. 122–133.

8. Johnson D. Reservoir characterization of the Barnett Shale // Barnett Shale Symposium, Ellison Miles Geotechnology Institute at Brookhaven College, Dallas, Texas. – 2003. – November 12–13.

9. Littke R., Cramer B., Gerling P., Lopatin N.V., Poelchau H.S., Schaefer R.G. and Welte D.H. «Gas Generation and Accumulation in the West Siberian Basin» // AAPG Bulletin. – 1999. – Vol. 83. – № 10. – P. 1642–1665.

10. Lopatin N.V., Zubairaev S.L., Kos I.M., Emets T.P., Romanov E.A. and O.V. Malchikhina «Unconventional Oil Accumulations in the Upper Jurassic Bazhenov Black Shale Formation, West Siberian Basin: A Self-Sourced Reservoir System» // Journal of Petroleum Geology. – 2003. – Vol. 26. – P. 225–244.

11. Lindquist S.J. «The Timan-Pechora Basin Province of Northwest Arctic Russia: Domanik-Paleozoic Total Petroleum System» // U.S. Geological Survey Open-File Report. – 1999. – 99-50-G. – 40 p.

12. Nemova V.D. «Bazhenov Formation: Structure, Properties and Methods of Laboratory Research». // Society of Petroleum Engineers. – Moscow section meeting, 2012. – 2012. – November 13. – Retrieved from http://www.spe-moscow.org/meetings/01/09/13

13. Norton Rose Fulbright «Shale gas handbook». – 2013. – November. – 120 p.

14. Rodova N. «Will Russia Replicate US Success in Tight Oil Development?» // Platts Online, 2012. – 2012. – August 23. – Retrieved from http://www.platts.com/newsfeature/2012/oi/russianoil/index 01/10/13

15. Roger M. Slatt and Neal O'Brien «Pore types in the Barnett and Woodford gas shales: Contribution to understanding gas storage and migration pathways». – 2008.

16. Ulmishek G.F. «Petroleum Geology and Resources of the West Siberian Basin, Russia» // U.S. Geological Survey Bulletin. – 2003. – 2201-G. – U.S. Geological Survey, Reston, Virginia.

17. U.S. Energy Information Administration Technically Re coverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States June 2013 (June 13, 2013 – corrected Executive Summary, Table 5).

18. Сланцевый газ [Электронный ресурс] URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625a3bd79b4d53a89421306d37_0.html

19. Арутюнов Т.В., Арутюнов А.А., Савенок О.В., Моллаев З.Х. Методология оценки ресурсов сланцевых отложений // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М. : Издательство «Горная книга», 2015. – № 3. – С. 266–271.

20. Арутюнов Т.В., Арутюнов А.А., Савенок О.В. Постановка задачи физико-химического моделирования сланцевых пород // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М. : Издательство ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2015. – № 1'2015. – С. 42–47.

21. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Исследование сланцевых пород и природы сланцевой нефтеносности баженовской свиты и формации Баккен // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – № 1. – С. 28–46.

22. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Жизненный цикл инновационного продукта – сланцевого газа // Новые технологии – нефтегазовому региону : материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных (19–20 мая 2015 года). – Тюмень : ТюмГНГУ, 2015. – Т. 1. – С. 49–52. – URL : https://yadi.sk/i/6NCumI8BgmiDX

23. Арутюнов Т.В. Минеральные ресурсы сланцевого газа и проблемы охраны окружающей среды // Сборник центра научных публикаций «Велес» по материалам Международной научно-практической конференции «I Весенние научные чтения» (30 мая 2015 года, г. Киев). – К. : Центр научных публикаций, 2015. – Ч. 2 – С. 21–27. – URL : http://cnp.org.ua/files/Archive/Kiev_may_2015_part2.pdf

24. Арутюнов Т.В. Сланцевый газ как перспективный вид ископаемого топлива // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – № 2. – С. 27–35.

25. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Экологические проблемы при разработке месторождений сланцевых углеводородов // Научно-технический журнал «Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе». – М. : ВНИИОЭНГ, 2015. – № 9. – С. 39–42.

26. Арутюнов Т.В. История и значение сланцевого газа // Внедрение результатов инновационных разработок: проблемы и перспективы : сборник статей Международной научно-практической конференции (18 января 2016 года, г. Пенза) в 2 ч. – Уфа : МЦИИ ОМЕГА САЙНС, 2016. – Ч. 2. – С. 170–179 – URL : http://os-russia.com/SBORNIKI/KON-88-2.pdf

27. Арутюнов Т.В., Матвеева И.С., Савенок О.В. Технология добычи сланцевого газа и влияние на экологию : Секция 2, Разработка нефтяных и газовых месторождений. Бурение скважин // Сборник тезисов Юбилейной 70-ой Международной молодёжной научной конференции «Нефть и газ – 2016», приуроченной к III Национальному нефтегазовому форуму (18–20 апреля 2016 года, г. Москва). – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2016. – Т. 1. – С. 132.

28. Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Характеристика пород-коллекторов сланцевого газа // Технические и технологические системы : Материалы восьмой международной научной конференции «ТТС-16» (24-26 ноября 2016 года) / ФГБОУ ВО «КубГТУ», КВВАУЛ им. А.К. Серова; под общей редакцией Б.Х. Гайтова. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – С. 253–261.

References:

1. Vasilyev 2010 «Slate gas» [Electronic resource]. – URL : http://www.blogberg.com/blog/news/6815.html

2. Geller E., Melnikova S. Uncertainty zone // Annex to the magazine «energy industry. Development strategies». – 2010. – No. 2.

3. Abrams M.A. «Oil Families and Their Potential Sources in the Northeastern Timan Pechora Basin, Russia» // AAPG Bulletin. – 1999. – Vol. 83. – № 4, April. – P. 553–577.

4. Chevron «Seek Shale Gas in Poland as Europe Focuses on Unconventional Reserves», 2009. [Electronic resource]. – URL : http://oilprice.com/europe-focuses-on-unconventional-reserves.html

5. Curtis J.B. «Fractured shale gas system». – 2002.

6. David A. Waldo, Gaffney, Cline & Associates. Geologic Factors Associated with Successful Shale Gas Plays // Department of Energy & Climate Change, About shale gas and hydraulic fracturing (fracking). – 2013. – 19 December.

7. Gavshin and Zakharov «Geochemistry of the Upper Jurassic-Lower Cretaceous Bazhenov Formation, West Siberia – Abstract» // Economic Geology. – 1996. – Vol. 91. – P. 122–133.

8. Johnson D. Reservoir characterization of the Barnett Shale // Barnett Shale Symposium, Ellison Miles Geotechnology Institute at Brookhaven College, Dallas, Texas. – 2003. – November 12–13.

9. Littke R., Cramer B., Gerling P., Lopatin N.V., Poelchau H.S., Schaefer R.G. and Welte D.H. «Gas Generation and Accumulation in the West Siberian Basin» // AAPG Bulletin. – 1999. – Vol. 83. – № 10. – P. 1642–1665.

10. Lopatin N.V., Zubairaev S.L., Kos I.M., Emets T.P., Romanov E.A. and O.V. Malchikhina «Unconventional Oil Accumulations in the Upper Jurassic Bazhenov Black Shale Formation, West Siberian Basin: A Self-Sourced Reservoir System» // Journal of Petroleum Geology. – 2003. – Vol. 26. – P. 225–244.

11. Lindquist S.J. «The Timan-Pechora Basin Province of Northwest Arctic Russia: Domanik-Paleozoic Total Petroleum System» // U.S. Geological Survey Open-File Report. – 1999. – 99-50-G. – 40 p.

12. Nemova V.D. «Bazhenov Formation: Structure, Properties and Methods of Laboratory Research». // Society of Petroleum Engineers. – Moscow section meeting, 2012. – 2012. – November 13. – Retrieved from http://www.spe-moscow.org/meetings/01/09/13

13. Norton Rose Fulbright «Shale gas handbook». – 2013. – November. – 120 p.

14. Rodova N. «Will Russia Replicate US Success in Tight Oil Development?» // Platts Online, 2012. – 2012. – August 23. – Retrieved from http://www.platts.com/newsfeature/2012/oi/russianoil/index 01/10/13

15. Roger M. Slatt and Neal O'Brien «Pore types in the Barnett and Woodford gas shales: Contribution to understanding gas storage and migration pathways». – 2008.

16. Ulmishek G.F. «Petroleum Geology and Resources of the West Siberian Basin, Russia» // U.S. Geological Survey Bulletin. – 2003. – 2201-G. – U.S. Geological Survey, Reston, Virginia.

17. U.S. Energy Information Administration Technically Re coverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States June 2013 (June 13, 2013 – corrected Executive Summary, Table 5).

18. Slate [Electronic resource] URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65625a3bd79b4d53a89421306d37_0.html

19. Arutyunov T.V., Arutyunov A.A., Owlet O.V., Mollayev of Z.H. Metodologiya of assessment of resources of slate deposits // Mountain information and analytical bulletin (scientific and technical magazine). – M. : Mountain Book publishing house, 2015. – No. 3. – P. 266–271.

20. Arutyunov T.V., Arutyunov A.A., Owlet O.V. Problem definition of physical and chemical modeling of slate breeds//Scientific and technical magazine «Inzhener-neftyanik». – M. : LLC Ai Dee Es Drilling publishing house, 2015. – No. 1'2015. – P. 42–47.

21. Arutyunov T.V., Owlet O.V. Issledovaniye of slate breeds and nature of slate oil-bearing capacity of the Bazhenov shale and formation Bakken // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2015. – No. 1. – P. 28–46.

22. Arutyunov T.V., Owlet O.V. Lifecycle of an innovative product – slate gas // New technologies – to the oil and gas region: materials of the scientific and practical conference of students, All-Russian with the international participation, graduate students and young scientists (on May 19–20, 2015). – Tyumen : TSOGU, 2015. – T. 1. – P. 49–52. – URL : https://yadi.sk/i/6NCumI8BgmiDX

23. Arutyunov T.V. Mineral resources of slate gas and a problem of protection of the environment // the Collection of the center of the scientific publications «Velez» for materials International on - the uchno-practical conference «I Spring scientific readings» (on May 30, 2015, Kiev). – To. : Center of scientific publications, 2015. – Part. 2. – P. 21–27. – URL : http://cnp.org.ua/files/Archive/Kiev_may_2015_part2.pdf

24. Arutyunov T. V. Slate gas as perspective view of fossil fuel // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2015. – No. 2. – P. 27–35.

25. Arutyunov T.V., Owlet O.V. Environmental problems in case of development of fields of slate hydrocarbons//the Scientific and technical magazine «Environment Protection in an Oil and Gas Complex». – M. : VNIIOENG, 2015. – No. 9. – P. 39–42.

26. Arutyunov T.V. History and value of slate gas // Implementation of results of innovative developments: problems and prospects: the collection of articles of the International scientific and practical conference (on January 18, 2016, Penza) in 2 part. – Ufa : MTsII OMEGA of SAYNS, 2016. – Part. 2. – P. 170–179 – URL : http://os-russia.com/SBORNIKI/KON-88-2.pdf

27. Arutyunov T.V., Matveeva I.S., Owlet O.V. Tekhnologiya of production of slate gas and in-

fluence on ecology : Section 2, Development of oil and gas fields. Well-drilling // the Collection of theses of the Anniversary 70th International youth scientific conference «Oil and Gas – 2016» dated for the III National oil and gas forum (on April 18–20, 2016, Moscow). – M. : RGU of oil and gas of name I.M. Gubkina, 2016. – T. 1. – P. 132.

28. Arutyunov T.V., Owlet O.V. Characteristic of breeds collectors of slate gas // Technical and technological systems : Materials of the eighth international scientific TTS-16 conference (on November 24–26, 2016) / FGBOOU WAUGH of «KUBGTU», KVVAUL of A.K. Serov; under the general editorial office B.H. Gaytova. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – P. 253–261.

УДК 550.8

КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

–––––––

QUALITY CONTROL GEOPHYSICAL SURVEYS OF WELLS

Петрушин Евгений Олегович
Ведущий технолог по добыче нефти и газа,
ЦДНГ1 ОАО «Печоранефть»
eopetrushin@yahoo.com

Арутюнян Ашот Страевич
кандидат технических наук,
доцент кафедры прикладной математики,
Кубанский государственный
технологический университет
mereniya@mail.ru

Шьяка Хаким
магистрант,
Кубанский государственный
технологический университет
hakimsonline@yahoo.com

Petrushin Evgeniy Olegovich
Leading oil and gas production technologist,
JSC «Pechoraneft»
eopetrushin@yahoo.com

Arutyunyan Ashot Straevich
candidate of technical sciences,
assistant professor of pulpit applied mathematicians,
Kuban state technological university
mereniya@mail.ru

Shyaka Hakim
undergraduate,
Kuban state technological university
hakimsonline@yahoo.com

Аннотация. Статья посвящена исследованию контроля качества такого метода, как высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ), базирующегося на измерении относительных фазовых характеристик. Результаты интерпретации диаграмм ВИКИЗ в комплексе с данными других методов геофизических исследований скважин и петрофизической информацией позволяют определять коэффициент нефтегазонасыщения, литологию терригенного разреза, оценивать неоднородность коллекторских свойств на интервалах пористо-проницаемых пластов, выделять интервалы уплотнённых песчаников с карбонатным или силикатным цементом и др.

Ключевые слова: геофизические исследования скважин; анализ структурной схемы аппаратуры; элементы зондового устройства; структурная схема скважинного прибора; структурная схема наземной панели; скважинные средства измерений; технология проведения исследования скважины.

Annotation. The article investigates the quality control method such as high-frequency induction logging isoparametric sounding (HILIS), based on the measurement of the relative phase characteristics. Results interpretation HILIS charts in conjunction with data from other methods of well logging techniques and petrophysical information possible to determine the oil and gas saturation factor, lithology terrigenous section, to assess the heterogeneity of reservoir properties at intervals of porous, permeable formations, allocate ranges of compacted sandstone with a carbonate or silicate cement and others.

Keywords: well logging; analysis of the block diagram of equipment; elements of the probe assembly; a block diagram of a downhole tool; a block diagram of a ground panel; borehole measuring instruments; technology of wells research.

Одной из важнейших задач нефтепромысловой геофизики является повышение точности и достоверности количественной интерпретации промыслово-геофизических данных. Решение этой задачи возможно лишь при высокой точности скважинных измерений и воспроизводимости оценок параметров разреза, получаемых всем арсеналом технических средств. В настоящее время на геофизических предприятиях, осуществляющих промыслово-геофизические исследования в бурящихся нефтяных и газовых скважинах, в эксплуатационных находится большое количество разнотипных средств измерений (СИ). В силу многих причин (изготовления аппаратуры на предприятиях различных ведомств с разным техническим уровнем, отсутствия для отдельных типов аппаратуры необходимых средств метрологического контроля, нарушения правил эксплуатации аппаратуры и др.) качество геофизических измерений не всегда удовлетво-

ряет требованиям нефтепромысловой геофизики. Для достижения единства и регламентированной точности скважинных измерений необходимо дальнейшее совершенствование технико-методических основ количественных приёмов оценки и контроля качества геофизических измерений.

Стандартизация результатов геофизических измерений в скважинах может осуществляться несколькими путями. Один из них – традиционный путь метрологического обеспечения СИ с привлечением методом физического моделирования, сосредоточения физических моделей в испытательных центрах и передачи мер эталона образцовым и поверочным устройствам, являющимся средствами метрологического контроля геофизической аппаратуры в производственных условиях. В последние годы интенсивно развивались методологические основы другого приёма стандартизации промыслово-геофизической аппаратуры – с использованием разрезов специально обустроенных контрольных скважин. При этом подходе геофизические информационно-измерительные системы (ИИС) поверяются в динамическом режиме, т.е. в котором осуществляются реальные скважинные измерения.

Анализ структурной схемы аппаратуры

Аппаратура ВИКИЗ обеспечивает измерение разностей фаз между ЭДС, наведёнными в измерительных катушках пяти электродинамически подобных трёхкатушечных зондов, и потенциала самопроизвольной поляризации ПС. Благоприятные условия – скважины, заполненные пресной промывочной жидкостью и промывочной жидкостью на нефтяной основе. Исследования не проводят в скважинах, заполненных сильно минерализованной промывочной жидкостью, удельное сопротивление которой менее 0,02 Ом × м. Метод может быть применён также в скважинах, обсаженных диэлектрическими трубами. Диапазон измерения удельных сопротивлений пород от 1 до 200 Ом × м.

Пространственная компоновка элементов зондового устройства

В аппаратуре ВИКИЗ используется набор из пяти трёхкатушечных зондов. Конструктивно зондовое устройство выполнено на едином стержне, и все катушки размещены соосно. Геометрические характеристики зондов представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Геометрические характеристики зондов

Схема зонда	Длина, м	База, м	Точка записи, м	Частота, МГц
И6 0,40 И5 1,60 Г5	2,00	0,40	3,28	0,875
И5 0,28 И4 1,13 Г4	1,41	0,28	2,88	1,750
И4 0,20 И3 0,80 Г3	1,00	0,20	2,60	3,500
И3 0,14 И2 0,57 Г2	0,71	0,14	2,40	7,000
И2 0,10 И1 0,40 Г1	0,50	0,10	2,26	14,000
ПС			3,72	

Все генераторные и измерительные катушки зондов меньшей длины размещены между катушками двухметрового зонда.

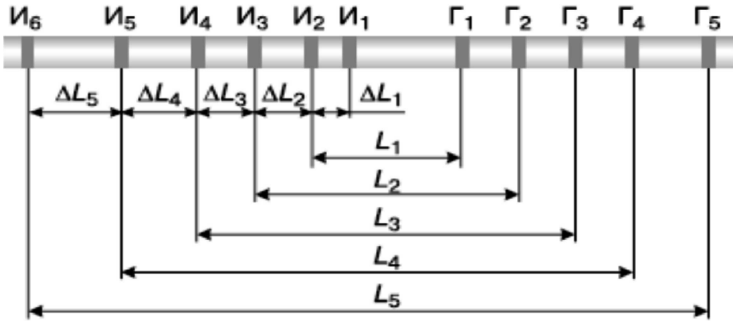


Рисунок 1 – Пятизондовая система

На рисунке 1 показана схема размещения катушек на зондовом устройстве. Здесь приняты следующие обозначения:

$Г_1$, $Г_2$, $Г_3$, $Г_4$, $Г_5$ – генераторные катушки;

$И_1$, $И_2$, $И_3$, $И_4$, $И_5$, $И_6$ – измерительные катушки.

Структурная схема аппаратуры

Структурная схема скважинного прибора представлена на рисунке 2. Блок электроники обеспечивает поочерёдную работу зондов. Первой включается генераторная катушка $Г_1$ и измеряется разность фаз между ЭДС, наведёнными в измерительных катушках $И_1$, $И_2$. Второй включается катушка $Г_2$ и измеряется разность фаз между ЭДС, наведёнными в измерительных катушках $И_2$, $И_3$. Далее поочерёдно включаются генераторные катушки остальных зондов.

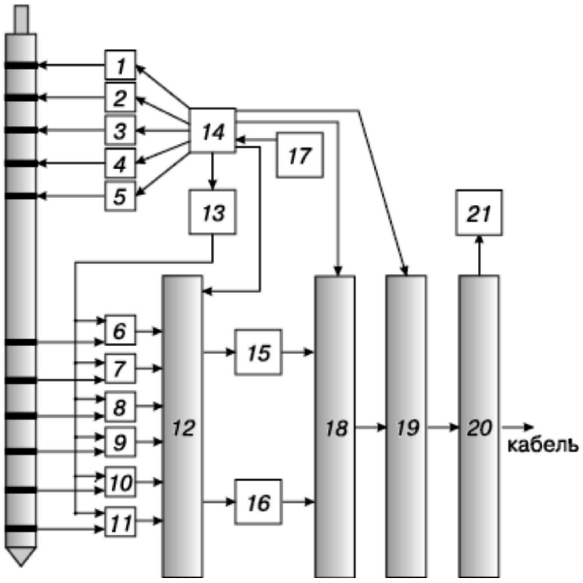


Рисунок 2 – Структурная схема скважинного прибора

Электронная схема содержит:

- усилители мощности – 1–5;
- смесители – 6–11;
- аналоговый коммутатор – 12;
- перестраиваемый гетеродин – 13;
- устройство управления скважинным прибором – 14;
- усилители промежуточной частоты – 15, 16;
- опорный кварцевый генератор – 17;
- широкополосный фазометр – 18;
- передатчик телесистемы – 19;
- выходное устройство – 20;
- блок питания – 21.

Смесители расположены в зондовом устройстве рядом с измерительными катушками. Там же установлен аналоговый коммутатор. Остальные элементы схемы расположены в блоке электроники.

Скважинный прибор подключается к наземной панели с помощью трёхжильного кабеля. При регистрации на компьютеризированную каротажную станцию функции наземной панели может выполнять соответствующая программа.

Наземная панель – автономная микропроцессорная система, которая выполняет следующие основные функции:

- обеспечивает питание скважинного прибора;
- принимает цифровые сигналы от скважинного прибора;
- учитывает сигналы «нули воздуха» (фазовые сдвиги в непроводящей среде);

- трансформирует принятые сигналы в значения нормированной разности фаз;
- преобразует результаты обработки в аналоговые сигналы (если используются аналоговые регистраторы);
- передаёт результаты обработки по стандартному последовательному интерфейсу RS-232;
- отображает на светодиодном индикаторе коды текущих режимов и результаты измерений.

Наземная панель состоит из следующих блоков (рис. 3):

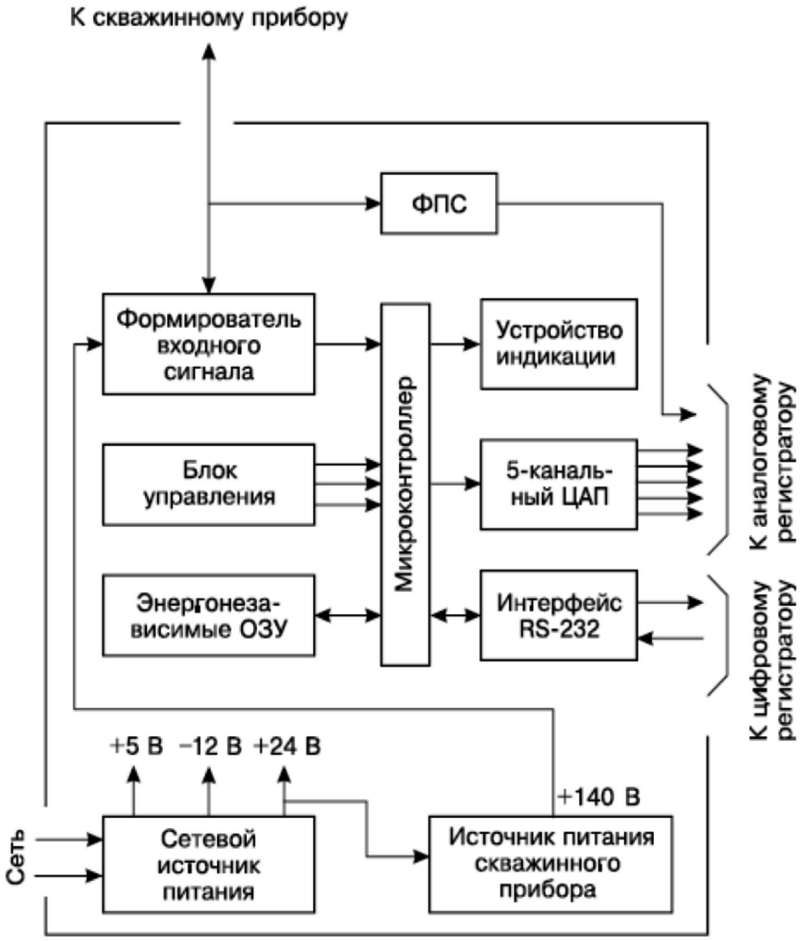


Рисунок 3 – Структурная схема наземной панели

- микроконтроллера – обеспечивает общее управление панелью;
- формирователя входного сигнала – отделяет информационный сигнал от напряжения питания зонда (они передаются по одной жиле кабеля), а также преобразует его в последовательность прямоугольных импульсов с уровнями транзисторно-транзисторной логики;
- 5-канального ЦАПа – для аналоговых регистраторов 5-канальный ЦАП формирует напряжения постоянного тока, пропорциональные измеренным значениям разности фаз;
- интерфейса RS-232 – предназначен для передачи измеренных значений в цифровом коде;
- энергонезависимого ОЗУ – обеспечивает хранение значений «нулей воздуха» скважинного прибора, которые учитываются при каждом измерении;
- светодиодного индикатора – Индикаторный светодиодный модуль отображает результаты измерений, а также коды текущих режимов работы;
- блока управления;
- фильтра сигнала ПС (ФПС) – осуществляет низкочастотную фильтрацию;

- сетевого источника питания – преобразует сетевое напряжение в ряд постоянных напряжений + 5 В, + 24 В, и – 12 В, которые используются для питания собственно элементов панели;
- источника питания для скважинного прибора – преобразует выходное напряжение сетевого источника (+ 24 В) в напряжение постоянного тока (+ 140 В).

Подготовка аппаратуры к проведению ГИС (настройка, поверка, градуировка)

Самыми точными средствами воспроизведения и хранения единиц измерений являются эталоны. Эталон единицы – это средство измерений (СИ), обеспечивающее воспроизведение и хранение единиц с целью передачи их размера нижестоящим по поверочной схеме СИ, выполненное по особой спецификации и официально утверждённое в установленном порядке в качестве эталона. Первичные эталоны утверждаются в качестве государственных. Они воспроизводят единицу измерения с наивысшей точностью. В метрологической практике широко используются вторичные эталоны, значения которых устанавливаются по первичным. Для передачи размеров единиц рабочим средствам измерений применяются образцовые СИ. В зависимости от точности их подразделяют на разряды. Образцовые СИ 1-го разряда подлежат поверке непосредственно по эталонам, а 2-го, 3-го и последующих разрядов – по образцовым СИ более высоких разрядов.

Порядок передачи размеров единиц измерения регламентируется поверочными схемами. Поверочная схема представляет собой исходный документ, устанавливающий метрологическое соподчинение эталонов, образцовых СИ и порядок передачи размера единицы образцовым и рабочим СИ. В поверочных схемах указывают также метод поверки и применяемые для этого средства сравнения и измерения. Поверочные схемы подразделяют на государственные, ведомственные и локальные. Государственные поверочные схемы служат основанием для составления ведомственных и локальных поверочных схем и для разработки государственных стандартов на методы и средства поверки образцовых и рабочих средств измерений. Ведомственная поверочная схема представляет собой нормативно-технический документ ведомства, а локальная – нормативно-технический документ предприятия. Структура поверочной схемы и количество ступеней передачи единицы измерений от исходного до рабочих СИ определяются, с одной стороны, требуемой точностью рабочих СИ, их общим количеством и степенью рассредоточения по территории страны, с другой – точностными характеристиками существующих методик передачи единицы от уровня к уровню, которые зависят, в свою очередь, от погрешностей образцовых СИ и методик передачи единиц.

Особенности передачи единиц геофизических величин состоят в том, что, с одной стороны, практически отсутствуют государственные эталоны, воспроизводящие единицу измерения, а с другой – предъявляются высокие требования к точности рабочих СИ. Данные обстоятельства делают необходимым создание специальных калибровочных схем, имеющих в своей основе исходные образцовые СИ, аттестованные методом косвенных измерений, что диктуется необходимостью обеспечения требуемой достоверности и точности ГИС. В общем случае максимальная точность передачи размера единицы рабочим СИ была достигнута при непосредственной их поверке по исходному образцовому СИ. Однако подобная технология передачи размера единицы неприемлема, так как рабочие СИ ГИС эксплуатируются во многих предприятиях, территориально удалённых друг от друга и от места базирования исходного образцового СИ. Поэтому в поверочную схема вводят промежуточную ступень передачи размера единицы – образцовые СИ, размещаемые в крупных производственных предприятиях. При этом метрологические характеристики образцовых средств должны быть установлены таким образом, чтобы выполнялись соотношения:

$$\Delta_{O\,СИ} = \Delta_{ИО\,СИ} + \Delta_1; \qquad \Delta_{P\,СИ} = \Delta_{O\,СИ} + \Delta_2,$$

где $\Delta_{O\,СИ}$, $\Delta_{ИО\,СИ}$, $\Delta_{P\,СИ}$ – *пределы основной погрешности соответственно исходного образцового, образцовых и рабочего СИ;* Δ_1, Δ_2 – *погрешности передачи размера единицы первой и второй ступени поверочной схемы.*

Учитывая, что для большинства геофизических параметров соотношение между пределами основной погрешности исходного образцового СИ и допустимой погрешностью рабочих СИ невелико, требования к методикам передачи размера должны быть достаточно жёсткими.

Типовая калибровочная схема для скважинных геофизических параметров приведена на рисунке 4. В качестве исходных образцовых средств, как правило, используются стандартные образцы состава и свойств горных пород в виде моделей пластов, пересечённых скважиной, либо калибровочные установки.

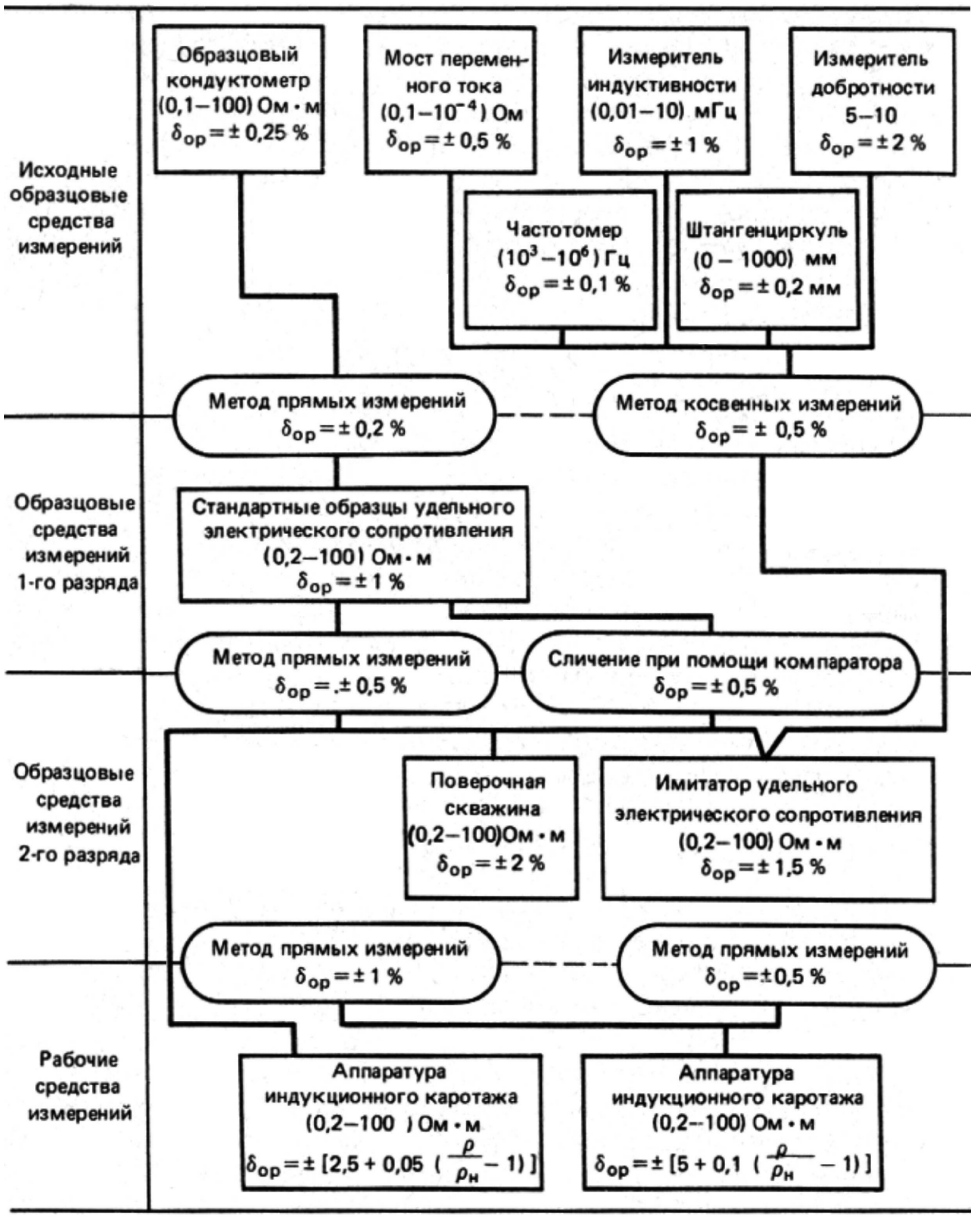


Рисунок 4 – Типовая поверочная схема скважинных средств измерений

Градуировкой средства измерений называется процедура определения градуировочной характеристики. Различают два типа градуировочных характеристик: типовые и индивидуальные. Типовые определяются для группы средств, выпускаемых серийно. Индивидуальные градуировочные характеристики определяются непосредственно для конкретного экземпляра. При построении градуировочных характеристик выполняют совместные измерения на входе и выходе СИ. Обычно измеряют несколько входных величин (x_1, x_2, …, x_m) и соответствующие выходные величины (y_1, y_2, …, y_m). По этим экспериментальным данным строят градуировочную характеристику.

Поверкой средств измерений называют совокупность действий, выполняемых для определения и оценки погрешностей средств измерений с целью выяснения соответствия их точностных характеристик регламентированным значениям и пригодности средства измерения к применению. Определение метрологического параметра поверяемого СИ сводится, как правило, к определению характеристик основной погрешности и при необходимости функций влияния условий измерений на погрешность СИ. Для получения оценки среднего квадратичного отклонения случайной составляющей погрешности проводят многократные измерения (не менее 10) при двух значениях измеряемого параметра, соответствующих приблизительно (10 ± 10) и (90 ± 10) % нормированного диапазона измерений.

Под калибровкой понимают установление и контроль стабильности функции преобразования измерительного канала ГИС и масштабирование выходного сигнала в единицах измеряемого параметра. Необходимость калибровки измерительного канала ГИС вызвана технологическими особенностями его функционирования, важнейшие из которых – необходимость транспортировки информационно-измерительной системы (ИИС) на скважину в разобранном виде с последующей сборкой и настройкой перед проведением измерений, сложность структуры измерительного канала, состоящего из ряда самостоятельных структурных элементов, имеющих собственные нормируемые метрологические характеристики.

Одним из способов контроля является использование физической модели, имитирующей сигналы, как в однородной среде. Современный математический аппарат индукционного метода позволяет рассчитывать кажущиеся значения удельной электрической проводимости, регистрируемой зондом индукционного метода известной конструкции как в однородной среде с проводимостью σ_0, так и в непроводящей среде в присутствии тонкого кольца с заданными геометрическими и электрическими параметрами. Сравнение выражений для ЭДС, возникающих в измерительных катушках зонда в этих двух случаях, является основой организации градуировки, поверки, а также калибровки аппаратуры с помощью имитаторов (тест-колец): сопоставляют выходные сигналы аппаратуры и рассчитанные дискретные значения проводимости $\sigma_к$ тест-кольца. Кольцо представляет собой замкнутый одновитковый контур, состоящий из последовательно включённых индуктивности L, сопротивления R и ёмкости конденсатора C. Схема расположения кольца приведена на рисунке 5.

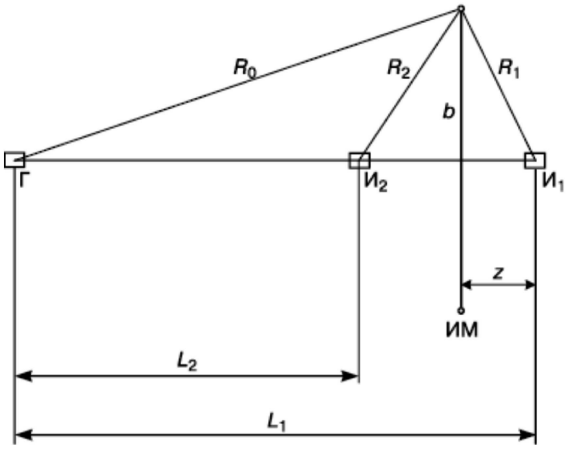


Рисунок 5 – Схема положения кольца

Здесь L_1 и L_2 – расстояния от имитирующих катушек $И_1$ и $И_2$ до генераторной катушки Г, b – радиус кольца, z – расстояние от плоскости кольца до измерительной катушки $И_1$, ток в генераторной катушке изменяется по закону $J = J_0 \cdot e^{i \cdot \omega \cdot t}$. Рабочая частота зонда $f = \frac{\omega}{2 \cdot \pi}$. Комплексное сопротивление цепи кольца на рабочей частоте $R + iX$. Активное сопротивление R складывается из потерь в высокоомном проводе и

в конденсаторе, включённом в разрыв цепи. Реактивное сопротивление $X = \frac{1}{\omega C} - \omega L$.

В этом случае ЭДС, наводимая в j-ой измерительной катушке, равна:

$$\varepsilon_j = \left[\frac{(1 - ik \cdot L_j) \cdot e^{ik \cdot L_j}}{2 \cdot \pi \cdot L_j^3} + \frac{i\omega \cdot \mu_0 \cdot b^4 \cdot (1 - ik \cdot R_0) \cdot (1 - ik \cdot R_j) \cdot e^{ik \cdot (R_0 + R_k)}}{4 \cdot R_0^3 \cdot R_j^3 \cdot (R + iX)} \right] \cdot i\omega \cdot \mu_0 \cdot M_j \cdot N,$$

где $N = J \cdot S \cdot n$ – *момент генераторной катушки*; S, n – *её площадь и число витков*;

$k = \frac{\omega}{c}$ – *волновое число*; $c = 3 \cdot 10^8$ м/с – *электродинамическая постоянная*;

$\mu_0 = 4 \cdot \pi \cdot 10^{-7}$ Гн/м – *магнитная проницаемость воздуха*.

Остальные геометрические обозначения даны на рисунке 5. Расчёт ЭДС для многовитковых генераторной и измерительных катушек выполняется на основе принципа суперпозиции.

Рассчитывается разность фаз $\Delta\varphi$ между ЭДС ε_1 и ε_2, наведёнными в измерительных катушках $И_1$ и $И_2$.

Методика метрологической аттестации основана на зависимости величины $\Delta\varphi$ от электрических параметров R и X тонкого кольца, его радиуса b и положения z относительно катушек. При изменении z от 0 до L_1, величина $\Delta\varphi$ имеет два максимума и один минимум. При выполнении условия $b < \frac{L_1 \cdot L_2}{L_1 + L_2}$ величина $\Delta\varphi$ в точке минимума отрицательна и, следовательно, существуют две точки с нулевой разностью фаз. Выбрав одну из этих точек (ближнюю к катушке $И_1$) как начало отсчёта и передвигая кольцо в сторону катушки $И_1$, можно получить последовательность возрастающих от нулевого до максимального значений $\Delta\varphi$. Величина реактивного сопротивления X, зависящая от радиуса кольца b выбрана так, чтобы значения $\Delta\varphi$ были максимальными. Для получения значения $\Delta\varphi$, равного верхнему пределу диапазона измерения, подбирают значение активного сопротивления R. Учитывая, что величина R определяется в основном потерями в кольце, выбирают диаметр провода так, чтобы его сопротивление на рабочей частоте было немного меньше значения R. После этого рассчитывают индуктивность кольца на рабочей частоте. По значениям индуктивности кольца и реактивного сопротивления X рассчитывают необходимую ёмкость конденсатора.

На этой основе разработан имитатор УЭС горных пород ИМ. Устройство имитатора показано на рисунке 6.

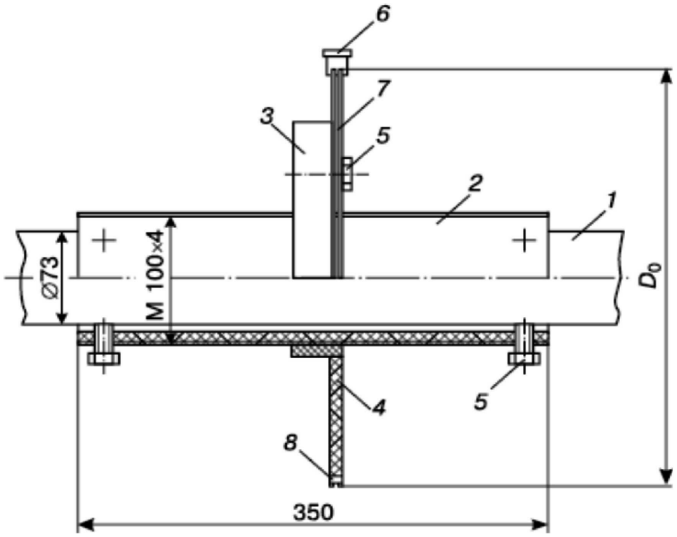


Рисунок 6 – Устройство имитатора

Собственно имитатор образован кольцом 7, выполненным из манганинового провода и закреплённым на электроизоляционном диске 4. Кольцо имеет два разрыва. В одном вставлен конденсатор 8, в другом – коаксиальный измерительный разъём 6. В рабочем состоянии этот разъём закорочен дисковым замыкателем с пренебрежимо малой остаточной индуктивностью (менее 10^{-10} Гн). При помощи болтов 5 диск с кольцом может быть соединён с фланцем 3, который укреплён на втулке 2 подвижным резьбовым соединением. Втулка 2 крепится на корпусе прибора 1 болтами 5. Для точной установки имитатора вдоль оси зонда вращают диск 4. При этом вращении фланец 3 и диск 4 с закреплённым на нём кольцом 7 будут перемещаться по резьбе вдоль закреплённой на корпусе втулки 2.

Для уменьшения искажения электромагнитного поля все детали имитатора, за исключением провода кольца и измерительного разъёма, выполнены из электроизоляционных материалов. Для расчёта ЭДС в измерительных катушках зонда в присутствии имитатора необходимо достаточно точно знать его параметры и местоположение. Конструкция имитатора обеспечивает его относительное перемещение с погрешностью не более 0,05 мм. Начальное положение z_0, в котором $\Delta\varphi = 0$, также определяется с погрешностью не более 0,05 мм. Погрешность определения радиуса кольца обусловлена технологией изготовления имитатора и не превышает 0,1 мм. Значения сопротивлений R и X определяют на эталонной установке MCR-1372 (СНИИМ, Новосибирск).

Технология проведения исследования скважины

Аппаратура ВИКИЗ состоит из скважинного прибора и наземной панели. Скважинный прибор содержит зондовый комплекс и электронно-измерительную систему.

В состав комплекса входят пять электромагнитных зондов различной глубинности исследования и электрод ПС. Каждый зонд содержит одну генераторную и две измерительные катушки. Измеряемым параметром является разность фаз между ЭДС, наведенными в измерительных катушках. Эта разность фаз однозначно связана с УЭС горных пород, окружающих скважину. Электрод ПС предназначен для записи потенциалов самопроизвольной поляризации скважины.

Электронно-измерительная система обеспечивает:

- возбуждение электромагнитных полей в околоскважинном пространстве;
- преобразование сигналов от измерительных катушек;
- изменение разности фаз и потенциала ПС;
- передачу информации по каротажному кабелю в наземную панель.

Обработка и интерпретация результатов ВИКИЗ осуществляется с помощью программного комплекса, например, «Викиз-плюс». Программы комплекса обеспечивают по данным пяти зондов восстановление радиального распределения УЭС в рамках многослойной модели среды с цилиндрическими границами раздела (скважина – зона проникновения – окаймляющая зона – пласт).

В «Викиз-плюс» предусмотрены следующие функции:

- просмотр и редактирование кривых каротажа;
- фильтрация импульсных помех;
- отбивка границ пластов;
- количественная интерпретация на автоматически выбранных и заданных интервалах.

Структура системы контроля качества результатов ГИС

Информационно-измерительная система ГИС выполняет своё назначение только при наличии методов и технических средств контроля параметров геофизической аппаратуры и оценки качества результатов измерений. Система контроля и оценки качества должна учитывать технологический процесс подготовки и проведения геофизических измерений. На основе получаемой при этом информации должны вырабатываться решения, позволяющие управлять всем процессом ГИС с целью обеспечения получения требуемых результатов с гарантированной точностью и достоверностью при минимальных затратах времени и средств. Представляется, что система контроля и оценки качества результатов ГИС должна содержать этапы, соответствующие системе организации и проведения геофизических исследований.

Условно выделено десять этапов системы контроля и оценки качества результатов ГИС (рис. 7). Для каждого этапа определены его целевая функция, программа исследований, техническое обеспечение и содержание управляющего решении по завершении этапа.

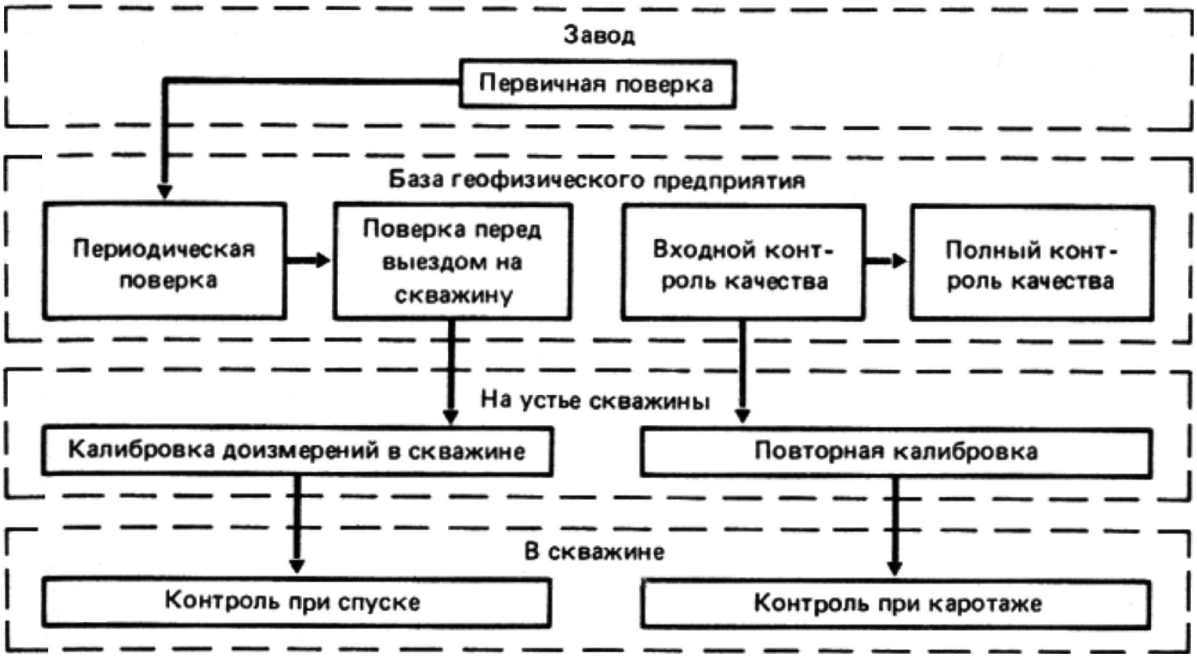


Рисунок 7 – Поэтапная схема контроля результатов ГИС

Этап 1 – первичная поверка аппаратуры.

Осуществляется при спуске аппаратуры на заводе-изготовителе и входном контроле её в условиях геофизического предприятия. В метрологическом отношении целью этапа является стандартизация рабочих средств измерения, в том числе и после их ремонта, затронувшего метрологические параметры аппаратуры.

Содержание работ

1. Установление работоспособности аппаратуры по полной программе, в соответствии с техническими условиями на аппаратуру.

2. Проверка эксплуатационных характеристик: баростойкости, теплостойкости, вибростойкости.

3. Проверка стандартности по всей совокупности метрологических параметров, как основных, так и дополнительных (устанавливается соответствие поверяемой аппаратуры её эталонному образцу).

4. Установление уровня статистических и динамических составляющих погрешностей измерений.

Техническое оснащение

Универсальный стенд для определения работоспособности и эксплуатационных характеристик аппаратуры. Многозначные образцовые меры измерений (стандартные образцы состава и свойств горных пород, поверочные установки, имитаторы), воспроизводящие несколько значений измеряемых физических величин в рабочем диапазоне их измерения. Контрольно-поверочная скважина, максимально удовлетворяющая требованиям оценки сходимости и воспроизводимости результатов измерений для всей измерительной системы (скважинный прибор, кабель, наземная измерительная панель, устройство для регистрации результатов измерений).

Управленческие решения

1. Аппаратура удовлетворяет по всей совокупности эксплуатационных и метрологических параметров нормативно-технической документации (НТД) и условиям её применения и передаётся для производственного использования.

2. Аппаратура не удовлетворяет требованиям НТД по отдельным частным параметрам. Она передаётся в ремонт в условиях геофизического предприятия, эксплуатирующего аппаратуру.

3. По большинству параметров, как эксплуатационных, так и метрологических, аппаратура не удовлетворяет требованиям НТД и возвращается на завод-изготовитель.

Этап 2 – периодическая поверка.

Осуществляется в стационарных условиях геофизического предприятия, эксплуатирующего аппаратуру с периодичностью, регламентированной НТД на методы и средства поверки. Цель этапа – установление соответствия метрологических параметров аппаратуры их номинальным значениям.

Содержание работ

1. Проверка эксплуатационных характеристик аппаратуры по ограниченной программе.
2. Проверка стабильности и соответствия номиналу основных нормируемых метрологических параметров.
3. Установление уровня статистических и динамических составляющих погрешности измерений.

Техническое оснащение

Испытательный стенд с менее широким, чем на этапе 1, набором воспроизводимых условий для оценки работоспособности аппаратуры. Целесообразно предусмотреть испытания на термостабильность и вибростойкость. Образцовые средства измерений (поверочные установки, имитаторы), воспроизводящие как минимум крайние значения измеряемых параметров. Контрольно-поверочная скважина, удовлетворяющая требованиям, приведённым в этапе 1.

Управленческие решения

1. Аппаратура имеет номинальные метрологические параметры и пригодна к эксплуатации.
2. Поверяемые параметры аппаратуры отличаются от номинальных значений. Рекомендуется ремонт в условиях геофизического предприятия.
3. Степень нестандартности аппаратуры значительная. Необходима поверка аппаратуры по полной программе в соответствии с содержанием работ этапа 1.

Этап 3 – поверка на базе перед выездом на скважину.

Цель этого этапа – оперативный контроль работоспособности и устойчивости основных метрологических параметров аппаратуры.

Содержание работ

1. Поверка по одному значению измеряемого параметра или его аналогу одной из метрологических характеристик аппаратуры, например, коэффициента преобразования.
2. Проверка линейности измерительной системы.
3. Проверка работы встроенных (или автономных) калибраторов-имитато-ров.
4. Получение исходных данных для масштабирования диаграмм.

Техническое оснащение

Образцовые средства измерений (однозначные поверочные установки, меры, калибраторы-имитаторы). Измерения выполняются в целом для всей измерительной системы, включающей скважинный прибор, кабель, наземную измерительную панель, устройства для регистрации и визуализации данных каротажа.

Управленческие решения

1. Результаты поверки положительные, разрешается выезд на скважину.
2. Аппаратура нуждается в незначительном ремонте.
3. Поверяемый комплекс аппаратуры неработоспособен либо имеет искажённые метрологические параметры. Неисправная аппаратура заменяется на экземпляр, прошедший периодическую поверку и удовлетворяющий требованиям этапа 3. Неисправная аппаратура возвращается на базу для проведения периодической поверки.

Этап 4 – первичная калибровка на скважине.

Цель этапа – оперативный контроль пригодности аппаратуры для проведения исследования в скважине.

Содержание работ

1. Проверка работоспособности всей измерительной системы, в том числе и встроенных калибраторов (стандарт-сигнала).
2. Поверка чувствительности (коэффициента преобразования) системы от внешнего источника информационного сигнала; проверка цены условной единицы.
3. Масштабирование диаграмм.

Техническое оснащение

Полевые калибраторы (имитаторы), встроенные источники стандарт-сиг-нала.

Управленческие решения

1. Аппаратура исправна, стандартна и стабильна. Можно проводить каротаж.
2. Изменился один из параметров аппаратуры. Неисправность не устраняется настройкой. Производится замена аппаратуры на дубликат.
3. Измерительная система неисправна. Необходимо возвращение на базу.

Этап 5 – контроль параметров аппаратуры при спуске.

Цель этапа – контроль параметров измерительной системы, в том числе элементов управления и диагностики в динамическом режиме работы аппаратуры.

Содержание работ

1. Проверка работы встроенных калибраторов-имитаторов и источников стандарт-сигнала.
2. Контроль параметров (режимов) измерений.
3. Контроль устойчивости работы измерительной системы (отсутствие искрений, выбросов, перерывов в записи).

Техническое оснащение

Встроенные калибраторы-имитаторы, источники стандарт-сигнала, устройства диагностики и управления.

Управленческие решения

1. Режимы измерений соответствуют допускам, можно проводить рабочие измерения.
2. Необходима повторная настройка аппаратуры.
3. Необходима замена аппаратуры на дубликат.

Этап 6 – контроль и оценка качества в процессе каротажа.

Цель этапа – текущий контроль параметров аппаратуры и оценка результатов измерений.

Содержание работ

1. Периодическое или непрерывное измерение уровня стандарт-сигнала.
2. Наблюдение за показателем, характеризующим работу аппаратуры, и использованием бортовой ЭВМ, вычислителя или визуализирующего устройства.
3. Контрольные измерения: дискретные измерения в фиксированных точках разреза, повторные записи в пределах фиксированных интервалов.
4. Запись диаграммы качества: визуализация, индикация функционалов оценки качества.

Техническое оснащение

Встроенные калибраторы, генераторы стандарт-сигнала, электронный осциллограф, дисплей.

Управленческие решения

1. Результаты измерений соответствуют требованиям, предъявляемым к режимам измерений.
2. Измерения необходимо повторить.

Этап 7 – повторная калибровка на скважине.

Цель этапа – контроль стабильности параметров аппаратуры в процессе каротажа.

Содержание работ

1. Проверка масштаба записи.
2. Проверка чувствительности измерительной системы.
3. Оперативная оценка качества измерений с выявлением, оцениванием аппаратурных погрешностей.

Управленческие решения

1. Результаты измерений отвечают требованиям качества, измерения на скважине завершены.
2. Необходимо проведение повторного каротажа.

Этап 8 – входной контроль на базе.

Выполняются работы по программе этапа 7 специалистами ОТК или интерпретационной службы, оценивается техническое качество результатов измерений и устанавливается пригодность их для последующей интерпретации.

Этап 9 – полный контроль качества измерений.

Контроль качества результатов измерений, выполняемых интерпретационной службой, с элементами обработки, сравнительных сопоставлений с данными других измерений и оценкой пригодности для комплексной интерпретации.

Дестабилизирующие факторы и методы стабилизации

Одна из важнейших функций зонда – приём и обработка сигнала. Главная идея приёма и обработки сигнала: сигнал, независимо от его частоты, сначала преобразовывается в сигнал с другой частотой, постоянной для данного типа приёмника, а затем уже на этой, как её называют, промежуточной частоте производится усиление.

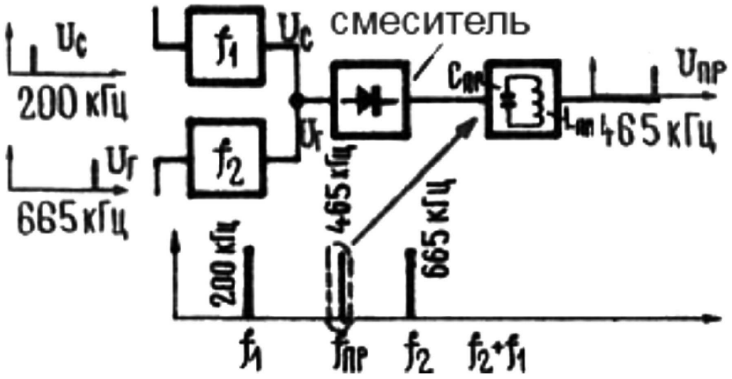


Рисунок 8 – Схема приёма сигнала

На антенну поступает сигнал U_c, источник второго напряжения $U_г$ – маломощный генератор, так называемый гетеродин, его частота $f_г$ (рис. 8). Оба сигнала поступают на вход нелинейного элемента (смесителя) – на выходе получаем сигнал на промежуточной частоте. Эта промежуточная частота численно равна $f_{пр} = f_г - f_c$, если частота гетеродина выше частоты принимаемого сигнала, или будет равна $f_{пр} = f_c - f_г$, если частота гетеродина ниже частоты принимаемого сигнала. На выходе смесителя включён колебательный контур $L_{пр}C_{пр}$, настроенный на промежуточную частоту $f_{пр}$. Далее, при прохождении сигнала через детектор, получаем искомую низкочастотную составляющую (рис. 9).

Схемы автогенераторов зависят от их назначения и особенностей частотного диапазона. К характеристикам генераторов относятся: частота генерации, максимально допустимая временнàя нестабильность основных параметров генератора, пределы регулировки. Технологический процесс регулировки автогенератора состоит из проверки монтажа, режимов питания, работоспособности схемы, наличия генерации по всему диапазону и отсутствия паразитной модуляции, а также проверки градуировки шкалы. Для настройки и подбора режима автогенератора измеряют его параметры. Для измерения высокочастотных напряжений автогенератора пользуются электронными вольтметрами, для измерения колебательного тока в цепи колебательного контура – высокочастотными миллиамперметрами, а для измерения частоты колебаний – гетеродинным волномером.

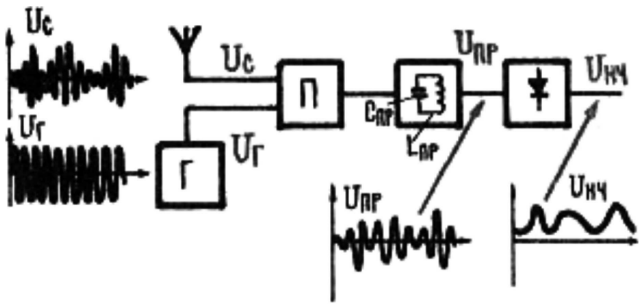


Рисунок 9 – Схема преобразования сигнала

При настройке и регулировке автогенератора изменяют коэффициент обратной связи K, эквивалентное сопротивление нагрузки и элементы автоматического смещения. Положительная обратная связь между выходной и входной цепями усилительного прибора автогенератора должна обеспечивать надёжное самовозбуждение автогенератора и устанавливать необходимые амплитуды генерируемых колебаний (рис. 10).

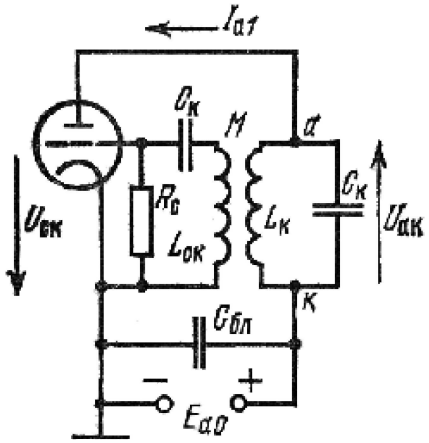


Рисунок 10 – Схема автогенератора с трансформаторной обратной связью

Критический коэффициент обратной связи – при котором возможна генерация колебаний:

$$K_{о.кр} = \frac{R_i + R_э}{\mu \cdot R_э} = \frac{1}{S \cdot R_э + D},$$

где $R_э$ – *резонансное сопротивление контура;* S и D – *крутизна и проницаемость усилительного контура.*

Увеличение или уменьшение обратной связи по сравнению с критической приводит к исчезновению автоколебаний (скачкообразному – при жёстком режиме генерации и плавному – при мягком режиме). По отклонению стрелки прибора, включённого в цепь сетки лампового генератора (или базы транзисторного), можно судить о наличии в схеме автоколебаний, а по постоянным слагающим анодного (коллекторного) и остаточного (базового) токов, колебательным напряжением на аноде и сетке и мощности генерируемых колебаний – режиме автогенератора. Плавную перестройку частоты автогенератора в заданном диапазоне осуществляют конденсатором переменной ёмкости.

Шкалу частотного диапазона градуируют частотометром на крайних частотах и в середине диапазона в режиме непрерывной генерации. Частоту автоколебаний измеряют дважды: непосредственно после прогрева и через промежуток времени, указанный в техническом описании на автогенератор. Относительная нестабильность частоты δ_t (%) определяется по формуле:

$$\delta_t = \left(\frac{f_{01} - f_{0t}}{f_{01}} \right) \cdot 100 \ \%,$$

где f_{01} и f_{0t} – *частота колебания генератора после прогрева и в период времени, указанный в описании автогенератора.*

Всё, что происходит внутри генератора и вокруг него, в той или иной степени влияет на его частоту. Для обеспечения высокой стабильности частоты гетеродина необходимо, чтобы его колебательная система обладала максимальной фиксирующей способностью и высокой эталонностью. Под фиксирующей способностью будем понимать свойство колебательной системы гетеродина препятствовать уходам частоты при нарушении условия баланса фаз. Чем выше добротность колебательной системы, тем кручё её фазочастотная характеристика и тем выше фиксирующая способность. Отсюда вытекает необходимость применения в контурах гетеродина деталей с высокой добротностью. Требования к фиксирующей способности относятся не только к колебательной системе, но и к другим цепям, влияющим на условия баланса фаз, например к цепи обратной связи. Способность колебательной системы сохранять неизменной собственную частоту называется эталонностью. Очевидно, эталонность тем выше, чем стабильнее параметры контуров. Однако на эти параметры действуют различные дестабилизирующие факторы.

Температурные влияния

Изменение температуры приводят к значительному изменению частоты генератора. Основной показатель устойчивости частоты гетеродина – температурный коэффициент частоты (ТКЧ):

$$\alpha_f = \frac{\frac{\Delta f_г}{f_г}}{\Delta t}.$$

Для передатчиков связных радиостанций температурный коэффициент частоты колеблется в пределах от $5 \cdot 10^{-6}$ до $5 \cdot 10^{-5}$. Частота с изменением температуры вследствие тепловой инерции изменяется более медленно, чем при механических упругих деформациях. Изменение температуры приводит к изменению геометрических размеров отдельных деталей генератора, вследствие чего изменяются индуктивность и ёмкость колебательного контура, и, кроме того, изменяется диэлектрическая постоянная изоляторов, применение которых в генераторе неизбежно. Изменение диэлектрической постоянной изоляторов приводит к изменению ёмкости отдельных деталей, ёмкости монтажа и, следовательно, опять-таки к изменению ёмкости контура. При увеличении температуры размеры деталей и диэлектрическая проницаемость увеличиваются – что приводит к уменьшению собственной частоты контура.

Следует различать две причины, вызывающие изменение температуры деталей генератора: изменение температуры внешней среды и изменение температуры за счёт токов, которые обтекаются детали. Температура контурных деталей в основном определяется внешней температурой.

Прямые методы стабилизации главным образом сводятся к применению термостатов. Генератор помещается в термостат, и, следовательно, его детали находятся под постоянной температурой. Более широкое применение находят косвенные методы, которые сводятся к компенсации температурных влияний. С этой целью применяют специальные компенсированные детали. Конденсаторы, или катушки индуктивности проектируются таким образом, что изменение температуры не оказывает влияния на их параметры. Например, конденсатор можно спроектировать так, что с изменением температуры будут одновременно изменяться размеры его пластин или расстояние между ними. Увеличение пластин конденсатора приводит к увеличению его ёмкости, а увеличение расстояния – к её уменьшению:

$$C = \varepsilon \cdot \frac{S}{d}.$$

Можно так подобрать отдельные материалы при изготовлении, что в результате изменения температуры ёмкость конденсатора не будет изменяться. Следует отметить, что такую компенсацию удаётся получить в сравнительно узком диапазоне изменения температуры.

Для термокомпенсации также широко применяются конденсаторы с отрицательным температурным коэффициентом. Собственная частота контура, как указывалось, с увеличением температуры уменьшается, и, следовательно, включение специального конденсатора с отрицательным температурным коэффициентом будет в некоторой степени компенсировать изменение частоты. Для термокомпенсации применяются биметаллические (композит материалов с разными коэффициентами теплового расширения) и керамические конденсаторы. В последнее время биметаллические конденсаторы почти полностью вытеснены керамическими конденсаторами. Чаще всего применяются тикондовые конденсаторы, т.е. конденсаторы, в которых диэлектриком служит тиконд. Его диэлектрическая постоянная имеет отрицательный температурный коэффициент, вследствие чего ёмкость такого конденсатора с увеличением температуры уменьшается.

При схемной термокомпенсации положительные температурные коэффициенты индуктивности и ёмкости контура компенсируют включением в контур конденсаторов небольшой ёмкости, но с большим отрицательным температурным коэффициентом. В результате общий температурный коэффициент всей ёмкости контура становится отрицательным и равным по абсолютному значению положительному температурному коэффициенту индуктивности, т.е. $+\alpha_L = |-\alpha_C|$.

В простой параллельной схеме термокомпенсационного контура, работающего в диапазоне частот (рис. 11), можно получить полную компенсацию только в одной точке диапазона.

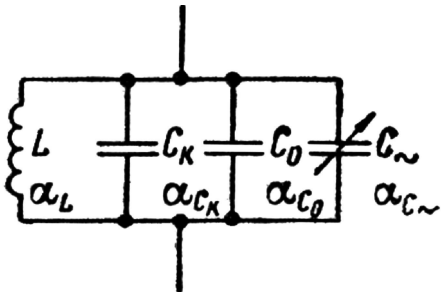


Рисунок 11 – Примеры параллельной схемной термокомпенсации

На этой схеме: $C_{\sim}$ – переменная часть ёмкости конденсатора настройки $C_{max} - C_{min}$; $C_0 = C_{min} + C_M + C_L$; $C_к$ – ёмкость конденсатора термокомпенсации. При большом коэффициенте перекрытия диапазона, когда $k_д = \frac{f_{max}}{f_{min}} > 1{,}5$, рационально точку полной компенсации выбрать при f_{max}. Тогда в схеме рисунка 11 полагается $C_{\sim} = 0$ и расчёт производится по формулам:

$$C_0 = C \cdot \frac{\alpha_C - \alpha_{C_к}}{\alpha_{C_0} - \alpha_{C_к}}; \qquad C_к = C \cdot \frac{\alpha_C - \alpha_{C_0}}{\alpha_{C_к} - \alpha_{C_0}},$$

где $C = C_0 + C_к$ – *заданная суммарная ёмкость контура;* α_L – *положительный ТКИ (должен быть измерен или взят приблизительно* $(20 \div 50) \cdot 10^{-6}$*);* α_C – *отрицательный ТКЕ.*

В результате такой компенсации получается, что в диапазоне частот контур будет иметь ТКЧ от $\alpha = 0$ при f_{max} до $\alpha = \alpha \cdot \frac{\alpha_{C\sim} + \alpha_L}{2} \cdot \left(1 + \frac{1}{k_д^2}\right)$ при f_{min}. Т.е. во всех точках диапазона, кроме f_{max}, будет иметь место недокомпенсация (отрицательный ТКЧ).

Если $k_д < 1{,}5$, то значительно лучшие результаты по термокомпенсации в диапазоне частот можно получить, если принять так называемую «оптимальную термокомпенсацию», сущность которой заключается в том, что при f_{max} делают перекомпенсацию (ТКЧ положительный), а при f_{min} – недокомпенсацию (ТКЧ отрицательный), причём абсолютные значения ТКС при f_{max} и f_{min} должны быть равны (рис. 12).

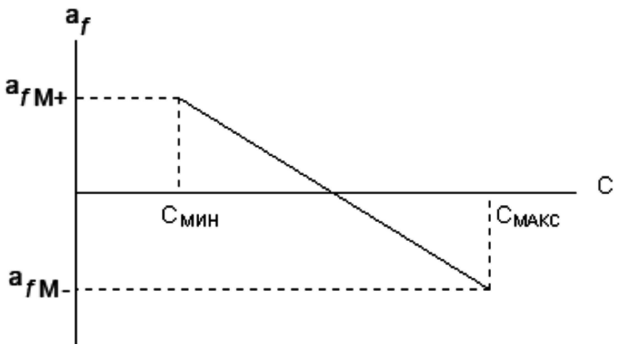


Рисунок 12 – Подбор ёмкости

В результате точка полной компенсации $\alpha = 0$ будет лежать в промежутке между f_{min} и f_{max}, а ТКЧ на концах диапазона будет найден из выражения:

$$\alpha = \frac{\alpha_{C\sim} + \alpha_L}{2} \cdot \frac{1 - \frac{1}{k_д^2}}{1 + \frac{1}{k_д^2}}.$$

Для получения оптимальной компенсации в схеме рисунка 11 необходимо, чтобы температурный коэффициент всей минимальной ёмкости контура $C_{min} = C_к + C_0$ был:

$$\alpha_{C_{min}} = \frac{\alpha_{C\sim} \cdot \left(\frac{1}{k_д^2} - 1\right) + \alpha_L}{\frac{1}{k_д^2} + 1} = \frac{\alpha_{C_к} \cdot C_к + \alpha_{C_0} \cdot C_0}{C_к + C_0}.$$

Рассмотренные меры стабилизации частоты не позволяют, однако, получить нестабильность лучше, чем $\frac{\Delta f_г}{f_г} \approx 10^{-4}$. При необходимости получения более высокой стабильности вместо контуров LC в гетеродине используются кварцевые резонаторы. Кварцевые резонаторы наиболее полно отвечают требованиям стабилизации частоты гетеродина. Они обладают высокой фиксирующей способностью из-за весьма больших добротностей. Их добротность в сотни тысяч раз может превышать добротность контуров LC. При уменьшении температурной нестабильности кварца путём выбора среза, вида и вакуумной герметизации можно получить хорошую эталонность.

Применение таких резонаторов позволяет довести нестабильность частоты до

$$\frac{\Delta f_г}{f_г} = (1 \div 5) \cdot 10^{-6} \div 10^{-7}.$$

Заключение гетеродина в термостат (современные термостаты обеспечивают поддержание температуры внутри своего объёма с точностью до десятых долей градуса) и другие меры стабилизации обеспечивают нестабильность кварцевых гетеродинов в интервале $10^{-7} \div 10^{-8}$.

Кварцевая стабилизация частоты

Наиболее эффективной мерой повышения устойчивости частоты автогенераторов является кварцевая стабилизация - используют пьезоэлектрический резонатор, представляющий собой кварцевую пластину с нанесёнными на её поверхность электродами. Если кварцевую пластинку сжать или растянуть, то на её противоположных гранях появляются равные по величине, но разные по знаку электрические заряды. Величина их пропорциональна давлению, а знаки зависят от направления силы давления. Это явление носит название прямого пьезоэлектрического эффекта. Если же к граням пластинки кварца приложить электрическое напряжение, то пластинка будет сжиматься или растягиваться в зависимости от полярности приложенного напряжения. Это явление называется обратным пьезоэлектрическим эффектом. Ценным свойством кварца является очень высокая стабильность частоты механических колебаний, которая определяется геометрическими размерами кварцевой пластинки и направлением деформации.

Для возбуждения механических колебаний к электродам резонатора подводят переменное напряжение. Пьезоэлемент начинает колебаться синхронно с приложенным напряжением. При совпадении частоты подводимого напряжения с собственной частотой колебания пьезоэлемента возникает механический резонанс. Кварцевый резонатор становится эквивалентен последовательному колебательному контуру с собственной частотой кварца:

$$f_{кв} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \sqrt{L_{кв} \cdot C_{кв}}},$$

где $L_{кв}$ – *эквивалентная индуктивность кварца (от десятых долей до десятков миллигенри)*; $C_{кв}$ – *эквивалентная ёмкость кварца (десятые или сотые доли пикофарады).*

Собственная частота колебаний кварца зависит от среза и геометрических размеров пластины. Для различных срезов значение собственной частоты $f_{кв}$ кварца (МГц) колеблется от $\frac{1{,}6}{\delta}$ до $\frac{3{,}6}{\delta}$, где δ – толщина пластины, мм. Добротность резонатора определяется как отношение энергии, запасённой колебательной системой, к энергии потерь за период колебаний. Добротность серийных резонаторов на основной частоте несколько десятков тысяч, а прецизионных – несколько миллионов.

Для кварцевых резонаторов характерен эффект старения, т.е. необратимого изменения частоты в течение нескольких первых месяцев работы. Поэтому основным параметром, характеризующим работу кварцевого автогенератора, является стабильность частоты колебаний. Кроме того, на стабильность частоты влияют ударные и вибрационные нагрузки, влажность, температура, изменение напряжения питания и непостоянство нагрузки. Поэтому современный кварцевый автогенератор помимо активного элемента (транзистора, туннельного диода), кварцевого резонатора и элементов схемы автогенератора должен содержать:

- буферный каскад с высоким $R_{вх}$, обеспечивающий слабую связь автогенератора с нагрузкой и исключающий влияние нагрузки на его работу;
- систему амортизации для ослабления вибрационных и ударных нагрузок;
- устройство защиты от воздействия влаги;
- стабилизированный источник питания;
- систему термостатирования или термокомпенсации, стабилизирующую влияние частотно-температурных характеристик кварцевых резонаторов.

В настоящее время применяют автогенераторы, в которых кварц используют как резистор либо как последовательный контур.

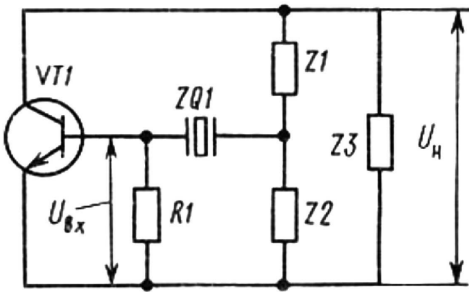


Рисунок 13 – Эквивалентная схема автогенератора с кварцем в цепи обратной связи

Рассмотрим схему автогенератора, в которой кварцевый резонатор используют в качестве последовательного контура. Транзисторный автогенератор с кварцевым резонатором собран по трёхточечной схеме (рис. 13). В цепь обратной связи включён делитель, состоящий из кварцевого резонатора с полным сопротивлением ZQ1 и резонатора R1. Колебательная система выполнена из двух контуров: нагрузки коллектора Z1, Z2 и Z3 и цепи обратной связи R1, ZQ1 и Z2. Работа схемы основана на том, что сопротивление резонатора ZQ1 минимально на частоте последовательного резонанса ωКВ и резко увеличивается при отклонении от неё. В результате этого самовозбуждение возможно только в узкой области частот. При правильном выборе параметров добротность контура цепи обратной связи близка добротности кварцевого резонатора и значительно выше добротности коллекторного контура. Добротность колебательного контура – характеристика резонансных свойств системы, показывающая, во сколько раз амплитуда вынужденных колебаний при резонансе превышает амплитуду при его отсутствии. Чем выше добротность колебательной системы, тем меньше потери энергии в ней за период. Добротность колебательного контура:

$$Q = \frac{1}{R} \cdot \sqrt{\frac{L}{C}},$$

где L – *индуктивность;* C – *ёмкость;* R – *сопротивление контура.*

Поэтому частота колебаний определяется контуром цепи обратной связи и близка частоте последовательного резонанса кварца, на которой коэффициент передачи делителя, состоящий из резистора R1 и контура ZQ1, имеет максимальное значение.

Механические деформации деталей

Механические деформации отдельных деталей генератора с самовозбуждением, как правило, приводят к изменению индуктивности и ёмкости его колебательного контура, а, следовательно, и к изменению генерируемой частоты. Наиболее сильное влияние на частоту генератора оказывают деформации, происходящие в его контурных деталях – в конденсаторах и катушках индуктивности. Кроме того, частота в сильной степени зависит от деформаций, происходящих в экранах генератора. Деформация экранов, окружающих контурные детали, приводит к изменению реактивных сопротивлений, вносимых экранами в эти детали, а, следовательно, и к изменению частоты генератора. Наконец, на частоту генератора оказывает также сильное влияние взаимное расположение монтажных проводов. Изменение места расположения этих проводов приводит к изменению их ёмкости по отношению к земле. Эта ёмкость, как известно, входит в колебательный контур генератора.

Различают остаточные и упругие механические деформации. Остаточные деформации могут происходить за счёт механических сотрясений, вибраций и вследствие коробления (искривления) деталей, которые являются результатом их старения. Влажность окружающей среды также иногда приводит к короблению отдельных деталей генератора. Остаточные деформации приводят к смещению градуировки передатчика. Упругие деформации обычно появляются в результате механического сотрясения передатчика, вследствие чего происходит вибрация отдельных деталей, что и приводит к периодическому изменению частоты генератора.

Прямые методы стабилизации частоты в рассматриваемом случае сводятся к правильному размещению передатчика, которое должно обеспечивать минимальное механическое сотрясение. К этим же методам стабилизации частоты относится применение амортизации как всего передатчика в целом, так и отдельных его частей. Косвенные методы стабилизации частоты сводятся к рациональному конструированию отдельных деталей генератора и к их монтажу. С этой точки зрения детали генератора должны обладать высокой механической прочностью. При конструировании катушек индуктивности необходимо следить, прежде всего, за тем, чтобы в результате тех или иных механических сотрясений не смещались отдельные витки. С этой целью весьма часто применяют так называемую горячую намотку катушек. Через провод пропускают большой ток и намотку производят под этим током. В качестве изолятора, на который наматывается катушка, выбирается материал, который не подвергался бы короблению в результате действия тех или иных внешний условий. Наиболее целесообразным для этого оказывается применение специальной высокочастотной керамики.

При конструировании контурных конденсаторов необходимо следить за тем, чтоб их пластины не вибрировали при механических сотрясениях. Элементарный расчёт показывает, что при высоких нормах стабильности (10^{-4}) недопустимы даже такие маленькие смещения витков катушек индуктивности и пластин конденсаторов, как сотые доли миллиметра.

Экраны генератора должны быть спроектированы так, чтобы не было их смещения, прогибов. Для этого часто применяют литые экраны, механическая прочность которых исключительно велика. Монтаж генератора должен быть жёстким. Применение для монтажа гибких проводов не допускается. Для больше жёсткости монтажа в генераторе с самовозбуждением часто применяют медные трубки, которые обладают высокой механической прочностью. Отметим также, что чем короче волна передатчика, тем в большей степени механические деформации влияют на частоту генератора.

Непостоянство напряжений источника питания

В большинстве практических случаев частота генератора за счёт непостоянства питающих напряжений изменяется значительно быстрее, чем за счёт температурных влияний, и в ряде случаев даже быстрее, чем при механических упругих деформациях. Непостоянство напряжений источника питания приводит к целому ряду явлений, которые сопровождаются изменением частоты генератора. Отклонение напряжений от номинальных значений приводит, прежде всего, к изменению режима генератора, следовательно, к изменению токов, что приводит к изменению фазовых углов коэффициента обратной связи, а, следовательно, и к изменению частоты генератора. Изменение режима генератора приводит к колебаниям амплитуд высших гармоник, вследствие чего изменяется фазовый угол средней крутизны и, следовательно, частоты генератора. Далее непостоянство питающих напряжений приводит к изменению ёмкости переходов транзисторов. Кроме того, это приводит к изменению теплового режима отдельных деталей генератора. Если источники питания недостаточно хорошо заблокированы, то на частоту генераторы будут влиять провода, идущие к источникам питания. Перемещение этих проводов будет вызывать изменение частоты генератора.

Прямые методы заключаются в устранении непостоянства напряжений источников питания. Для этой цели при питании генератора от источника постоянного тока следует применять буферные батареи – аккумуляторы, подключённые параллельно источнику питания.

Изменение влажности и атмосферного давления

Диэлектрическая постоянная воздуха является функцией его влажности и атмосферного давления. С изменением диэлектрической постоянной изменяется ёмкость воздушных конденсаторов, что приводит к изменению частоты генератора. При значительных колебаниях влажности и атмосферного давления это изменение частоты может повлиять существенным образом на стабильность частоты генератора и, безусловно, должно учитываться при проектировании стабильных генераторов.

Следует также иметь в виду, что с увеличением глубины повышается температура, а как указывалось выше, с повышением температуры увеличивается ёмкость контура и частота повышается. При изменении влажности, помимо изменения диэлектри-

ческой проницаемости, изменяется также поверхностная проводимость всех материалов, что приводит к изменению добротности. В задающих генераторах не рекомендуется применять гигроскопические материалы – дерево, бумагу, прессшпан, пластмассы и т.д. Влияние влажности на частоту генератора в сильной степени снижается при использовании герметизированных деталей. Также целесообразно применение специальных поглотителей влаги.

Смена изношенных частей генератора

В случае смены основных контурных деталей – катушек индуктивности и конденсаторов – частота генератора, как правило, изменяется настолько сильно, что требуется новая градуировка передатчика. Смена других деталей генератора – блокировочных конденсаторов, переключателей – также вызывает значительное изменение частоты генератора. Ёмкости указанных деталей, по отношению к земле и по отношению к другим деталям контура генератора, обычно входят в ёмкость контура. Эти ёмкости при смене деталей, а также при изменении их монтажа изменяются, следовательно, изменяется частота генератора. В правильно спроектированном генератора при хорошем монтаже и хороших деталях изменение частоты за счёт смены деталей не должно быть значительным, не должно требовать новой градуировки передатчика. В большинстве случаев оказывается достаточной корректировка частоты посредством специального корректирующего конденсатора, помещённого в контур задающего генератора.

Влияние посторонних предметов

Если в результате изменения места расположения окружающих предметов изменяются электрические и магнитные поля генератора, что равносильно изменению ёмкостей и индуктивностей, то неизбежно изменяется частота генератора. Радикальным и единственным методом борьбы с такого рода нестабильностью частоты является тщательное экранирование всего генератора.

Литература:

1. Широков В.Н., Митюшин Е.М., Неретин В.Д., Лукьянов Э.Е. Скважинные геофизические информационно-измерительные системы. – М. : Недра, 1996.
2. Городилин В.М., Городилин В.В. Регулировка радиоаппаратуры. – М. : «Высшая школа», 1992.
3. Блюменцев А.М., Калистратов Г.А., Лобанков В.М., Цирульников В.П. Метрологическое обеспечение ГИС. – М. : «Недра», 1991.
4. Рудольф Сворень Электроника шаг за шагом. – М. : «Детская литература», 1991.
5. Гершунский Б.С. Основы электроники и микроэлектроники. – Киев : «Выща школа», 1989.
6. Толкачёв Г.Б., Ковалёв В.Н. Радиоэлектроника. – М. : «Высшая школа», 1983.
7. Горшелев В.Д., Красноцветова З.Г., Фёдоровцов Б.Ф. Основы проектирования радиоприёмников. – Ленинград : «Энергия», 1977.
8. Дробов С.А. Радиопередающие устройства. – М. : Военное издательство военного министерства СССР, 1951.
9. Контроль качества геофизического исследования скважин [Электронный ресурс] . – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625b2ad68b4d53a88521316d37_0.html
10. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях : учеб. пособ. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.

References:

1. Shirokov V.N., Mityushin E.M., Neretin V.D., Lukyanov E.E. Borehole geophysical information and measuring systems. – M. : Subsoil, 1996.
2. Gorodilin V.M., Gorodilin V.V. Adjustment of the radio equipment. – M. : «Higher school», 1992.
3. Blyumentsev A.M., Kalistratov G.A., Lobank V.M., Tsirulnikov V.P. Metrological support of GIS. – M. : «Subsoil», 1991.
4. Rudolf Svoren Elektronika step by step. – M. : «Children's literature», 1991.
5. Gershunsky B.S. Bases of electronics and microelectronics. – Kiev : «Vyshcha school», 1989.
6. Tolkachyov G.B., Kovalyov V.N. Radioelektronik. – M. : «Higher school», 1983.
7. Gorshelev V.D., Krasnotsvetova Z.G., Fyodorovtsov B.F. Bases of designing of radio receivers. – Leningrad : «Energy», 1977.
8. Drobov S.A. The radio-transmitting devices. – M. : Military publishing house of the Ministry

of Defence of the USSR, 1951.

9. Quality control of geophysical well survey of [Electronic resource]. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625b2ad68b4d53a88521316d37_0.html

10. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical surveys in case of a construction and operation of wells on oil and gas fields : education guidance. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 274 p.

УДК 622.276.6

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА МЫХПАЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

–––––––

ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF ENHANCED OIL RECOVERY METHODS ON THE MYHPAYSKOE FIELD

Яковлев Алексей Леонидович
директор департамента проектирования,
ООО «КНГК-Групп»
yakovlev@i-npz.ru

Самойлов Александр Сергеевич
департамент лабораторных исследований,
отдел нормирования технологических потерь
и отбора пластовых флюидов,
сектор отбора пластовых флюидов,
инженер,
ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»
sasamoylov@rn-ntc.ru

Мустафа Фарида
студентка,
Кубанский государственный
технологический университет
minnie8996@yahoo.com

Ибегбуле Сандра Озиомачукву
студентка,
Кубанский государственный
технологический университет
sibegbule@yahoo.com

Аннотация. Высокие темпы добычи нефти с применением заводнения, сложные геолого-физические условия на Мыхпайском месторождении приводят к прогрессирующему обводнению добываемой продукции. Несмотря на значительные запасы нефти, Мыхпайское нефтяное месторождение находится на поздней стадии разработки, средняя обводнённость составляет 95 %, большинство остаточных запасов являются трудноизвлекаемыми. В статье предметом изучения и анализа является мероприятие по внедрению новой технологии полимерно-гелевого воздействия «Ритин». Проведён расчёт и оценка технологической и экономической эффективности от внедрения данной технологии; сделан выбор и обоснование объектов для промышленных испытаний. Проанализировав все рассчитанные технологические и экономические показатели, можно сказать о том, что данный метод обладает высокой технологической и экономической эффективностью. Это позволяет рекомендовать его к дальнейшему широкому внедрению и испытанию в других геолого-физических условиях на поздней стадии разработки.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи пластов; сущность метода и механизм вытеснения реагента «Ритин»; технология проведения закачки реагента «Ритин»; порядок проведения закачки реагента в пласт.

Yakovlev Alexej Leonidovich
head of the design department,
LLC «KNGK-Group»
yakovlev@i-npz.ru

Samoylov Alexander Sergeevich
department of laboratory research,
department of rationing process losses
and selection of reservoir fluids,
sector selection of reservoir fluids,
engineer,
Limited liability company «OC «Rosneft»
research and technical centre»
sasamoylov@rn-ntc.ru

Mustafa Farida
student,
Kuban state technological university
minnie8996@yahoo.com

Ibegbule Sandra Oziomachukwu
student,
Kuban state technological university
sibegbule@yahoo.com

Annotation. High rates of oil production with flooding, complex geological and physical conditions on the Myhpayskoe field lead to progressive water cut. Despite considerable oil reserves, Myhpayskoe oil field is located in the late stage of development, the average water cut of 95 %, the majority of the remaining reserves are hard-to. In the article the subject of study and analysis is an event to introduce the new technology of polymer-gel effects «Ritin». Conducted measurements and evaluation of technological and economic efficiency of the introduction of this technology; make your selection and study facilities for industrial tests. After analyzing all calculated technological and economic indicators, it can be said that this method has a high technological and economic efficiency. It can be recommended to the further widespread implementation and test other geological and physical conditions in the late stage of development.

Keywords: methods of enhanced oil recovery; essence of the method and mechanism of repression «Ritin» reagent; technology of injection of reagent «Ritin»; the procedure for injection of reagent into the reservoir; equipment used for injecting reagent into the.

Мыхпайское месторождение нефти в административном отношении расположено в пределах Нижневартовского района Ханты-Мансийского округа Тюменской области, в 25 километрах от г. Нижневартовска, размещено между длительно разрабатываемыми Мегионским (запад и юго-запад) и Самотлорским (север и северо-восток) месторождениями. Карта расположения месторождения представлена на рисунке 1.

Рисунок 1 – Обзорная карта

В опытной эксплуатации месторождение находится с 1973 года. В 1975 году была составлена технологическая схема эксплуатации опытно-промышленного участка Мыхпайского месторождения. Промышленное освоение начато в 1977 году на основании технологической схемы разработки, составленной СибНИИНП для объектов $АВ_{1-2}$ и $БВ_8$.

Применение методов нефтеотдачи пластов на Мыхпайском месторождении

Краткая характеристика способов увеличения нефтеотдачи пластов на Мыхпайском месторождении

Ранее на Мыхпайском месторождении проводились испытания нескольких технологий, направленных на уменьшение опережающего прорыва воды по наиболее высокопроницаемым участкам нефтяного пласта. К их числу можно отнести проведённые в 1982 году закачки полимердисперсных систем (ПДС). К сожалению, авторы этих технологий использовали в качестве полимерного компонента полиакриламид, растворы которого, как известно, подвержены термической деструкции. По-видимому, это и явилось причиной не вполне удовлетворительных результатов.

Выполненные в 1995–1996 гг. обработки нагнетательных скважин волокнисто-дисперсными системами (ВДС) подтверждают, что использование составов, устойчивых к воздействию высоких температур, характерных для юрских отложений Западной Сибири, более эффективно. Технология увеличения конечного коэффициента нефтеотдачи пластов высокообводнённых послойно-неодно-родных пластов с применением волокнисто-дисперсной системы заключается в последовательно чередующейся закачке

в пласт через нагнетательные скважины водных суспензий древесной муки и глины. Древесная мука, поступающая в высокопроницаемые прослои неоднородного пласта, благодаря наличию на своей поверхности тончайших волокнистых ответвлений (фибрилл), за счёт сил физического взаимодействия закрепляется на стенках пор. Более мелкие частицы глины при нагнетании их вслед задерживаются фибриллами древесной муки, в результате чего образуется стойкая к размыву структурированная волокнисто-дисперсная система и уменьшается сечение промытых каналов породы пласта. С течением времени древесная мука и глина предельно набухают, усиливая закупоривающий эффект.

В 1995 году обработали 5 нагнетательных скважин, дополнительная добыча нефти составила 8336 тонн. В 1996 году от внедрения данной технологии дополнительно добыли 9702 тонн нефти, обрабатывалось 8 скважин. Итого за два года прирост в добыче нефти составил 18038 тонн (табл. 1).

Таблица 1 – Результаты проведения мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов на Мыхпайском месторождении

Год	Вид воздействия	Количество скважин	Дополнительная добыча нефти, тонн	Удельная дополнительная добыча нефти, 1 тонн/1 скв.-опер.
1995–1996	ВДС	13	18038	1380
1998–2000	БП	36	59800	1661

В 1998 году было проведено испытание технологии биополимерного воздействия на нефтяной пласт применительно к условиям Мыхпайского месторождения. Отличительная особенность этого промыслового эксперимента заключалась в одновременном воздействии практически на весь пласт. Закачка полимерной композиции в пласт позволило за короткий срок обработать около 30 нагнетательных скважин и охватить воздействием значительную часть месторождения. Заводнением были охвачены 36 нагнетательных скважин, прореагировали 65. В результате обработки было получено 59,8 тыс. тонн нефти, в среднем 1661 тонн на одну скважино-обработку. Есть основания считать, что такая технология воздействия на нефтяной пласт намного эффективнее, чем обработка отдельных скважин, так как обеспечивает саморегулируемое поступление изолирующего состава в пласт через систему ППД. Саморегулирование достигается тем, что количество биополимерной композиции, попадающей в пласт из линии ППД через конкретную нагнетательную скважину, очевидно, пропорционально её приёмистости. Следовательно, в наиболее высокопроницаемые и обводнившиеся зоны пласта поступит большее количество тампонирующего материала, чем в нефтенасыщенные и малодренируемые зоны. Эффективность проведённых в 1998 году биополимерных обработок оценивалась специалистами отдела ПНП ОАО «Нижневартовскнефтегаз», продолжительность положительного воздействия по их оценке превысила 1,5 года. В результате применения этих двух технологий дебит нефти увеличился с 8 тонн/сут. до 12,5 тонн/сут. По результатам проведённых мероприятий было решено продолжить применение методов нефтеотдачи пластов на основе полимеров.

Сущность метода и механизм вытеснения ПГС «Ритин»

Внедрение этих технологий даёт положительные результаты. Их недостатками является то, что практически все технологии основаны на взаимодействии двух или более реагентов (ПАА и реагента-сшивателя). Вследствие этого:

- затрудняется управление процессом гелеобразования;
- отмечается неравномерность образования геля по всему объёму (качество сшивки зависит от концентрации полимера и сшивающего агента);
- использование солей тяжёлых металлов (хрома) повышает опасность загрязнения окружающей среды и возможность поражения персонала;
- требуется использование дорогостоящих дозирующих устройств (себестоимость мобильной станции составляет 300 тыс. долл. США);

- применяемые технологии имеют сравнительную низкую технологическую эффективность;
- необходимы значительные производственные затраты на реализацию технологии (скважино-операции);
- требуются высокие удельные затраты на добычу 1 тонны нефти.

Поэтому было решено провести внедрение полимерно-гелевой системы (ПГС) «Ритин», разработанной ОАО «РИТЭК». ПГС «Ритин» – однокомпонентная гелевая система, основу которой составляет полимерный материал, представляющий собой особым образом обработанный полиакриламид, который в виде водного раствора через нагнетательные скважины закачивают в частично заводнённые нефтяные пласты. Отличительными свойствами «Ритина» являются его высокая термоокислительная устойчивость, устойчивость к механической деструкции, длительная стабильность в пластовых водах с высокой минерализацией и сохранность технологических свойств при долговременном хранении.

Цель закачки водного раствора «Ритин»:

- направить его в уже обводнённые слои и тем самым резко уменьшить холостую прокачку закачиваемой воды через эти слои;
- при этом уменьшить долю воды и увеличить долю нефти в дебите добывающих скважин;
- а при неизменной производительности глубинных насосов, спущенных в эти добывающие скважины, увеличить их дебит нефти.

Технология проведения закачки реагента «Ритин» на Мыхпайском месторождении

Технология ПГС «Ритин» относится к «мягким» технологиям, т.е. снижение проницаемости наиболее промытых интервалов пласта носит временный характер вследствие того, что:

1. Вязкоупругие свойства ПГС обеспечивают селективную изоляцию промытых нагнетаемой водой интервалов. Полимерно-гелевая система избирательно движется по высокопроницаемым прослоям пласта. Это движение обусловлено динамичностью глобул геля, которые перемещаются по поровым каналам коллектора, преодолевают сужения каналов, вытягиваясь в нити, а в каналах с хорошей проницаемостью снова принимают форму глобул.

2. ПГС «Ритин» разлагается после 1,0–1,5 лет эффективного действия в продуктивном пласте. Поэтому его можно применять практически на всех этапах разработки месторождений, на объектах с низкой выработкой запасов нефти и высокой неоднородностью по проницаемости.

Технология применяется на нефтяных месторождениях для обработки нагнетательных скважин с целью выравнивания профиля приёмистости, увеличения отборов нефти, снижения обводнённости реагирующих добывающих скважин и повышения конечного коэффициента нефтеизвлечения. ПГС «Ритин» получают путём затворения реагента в воде. Эта система представляет собой взвесь вязкоупругих частиц гидрогеля размером 0,5–5,0 мм в воде, которую закачивают в нагнетательные скважины. При поступлении в пласт ПГС «Ритин» создаёт дополнительное сопротивление. В результате нагнетаемая вода перераспределяется в менее проницаемые интервалы, частицы устремляются в зоны минимального гидродинамического сопротивления, заполняя наиболее крупные обводнённые поры, каверны и трещины. Это приводит к выравниванию фронта заводнения, что способствует вовлечению в разработку ранее не дренируемых или слабодренируемых интервалов пласта и как следствие повышает степень выработанности запасов нефти. Способность частиц гидрогеля деформироваться из сферы в тонкие нити и обратно при их значительной вязкости приводит к существенному замедлению движения оторочки по пласту, а высокая термостабильность и солестойкость обеспечивают более длительное время эффективной работы оторочки по сравнению с ранее применяемыми технологиями. Закачка раствора осуществляется циклами по 50–60 м^3. Между циклами закачивается такой же объём технической или пресной воды. Водный раствор «Ритина» соответствующей концентрации и соответствующего

объёма закачивают в нагнетательную скважину, после чего её останавливают на некоторое время (например, на 1 сут.). Этот технологический простой нагнетательной скважины имеет большой смысл. По одной версии за время простоя нагнетательной скважины водный раствор «Ритина» приобретёт состояние геля и станет малоподвижным. По другой версии за время простоя нагнетательной скважины из необводнённых нефтяных слоёв с более высоким давлением закачанный раствор «Ритина» перетечёт в обводнённые нефтяные слои с более низким давлением. Очень важно не замедлять вытеснение нефти по необводнённым слоям и замедлять движение воды по обводнённым слоям.

На всей площади Мыхпайского месторождения был проведён ряд мероприятий по внедрению данной технологии в период с 2000–2002 года. Главной особенностью работ, проведённых на данном месторождении, является практически одновременная обработка нагнетательных скважин. Следствием этого, как уже указывалось выше, является более высокая эффективность воздействия (табл. 2). С другой стороны, появляется возможность проведения достаточно точной оценки дополнительно добытой нефти Важным моментом полимерно-гелевого воздействия является возможность подключения к заводнению неохваченных ранее участков пласта.

Таблица 2 – Результаты проведения полимерно-гелевого воздействия на Мыхпайском месторождении

Годы	Кол-во обработок, скважино-операции	Кол-во закачанного реагента, тонн	Средний расход «Ритина», тонн/скв.	Дополнительная добыча нефти, тонн	Удельная дополнительная добыча нефти		Время отслеживания эффекта, мес.
					тонн/ 1 тонну ПГС	тонн/ скв.-опер.	
2000	3	3,700	1,233	6641	1795	2214	8
2001	10	15,200	1,520	26281	1729	2628	11
2002	21	33,220	1,582	81690	2459	3890	9

Проведение промышленных испытаний и оценка технологической эффективности ПГС «Ритин» на очаге № 303 Мыхпайского месторождения

Выбор и обоснование опытного участка – для проведения закачки ПГС предпочтительны следующие геолого-физические и промысловые условия:

- в поровых, трещинно-поровых и трещинных коллекторах с пластовой температурой до 120 ºС;
- в нефтенасыщенных коллекторах с изменением диапазона проницаемости от 10 до 1500 мДарси;
- с минерализацией пластовой воды до 230 г/л;
- с обводнённостью добывающих реагирующих скважин на участке применения технологии до 98 %. Необходимо ориентироваться на объёмы обводнённых нефтяных слоёв. Если процесс заводнения начался недавно, обводнённых слоёв ещё нет, то закачивать «Ритин» в нагнетательную скважину не надо;
- высокая приёмистость нагнетательной скважины способствует воздействию на более удалённые зоны и на большую площадь пласта.

Наземное оборудование скважины должно быть в технически исправном состоянии, не иметь пропусков и повреждений. Обязательными условиями при выборе скважин для проведения закачки реагентов являются отсутствие заколонных перетоков и исправность эксплуатационной колонны.

Технологическая эффективность обработок нагнетательных скважин ПГС «Ритин» тесно связана с правильным выбором объектов применения технологии и зависит от ряда факторов (например, тип залежи, температура пласта, минерализация нагнетаемой и пластовой воды, отборы и т.д.). Как видим, число факторов, определяющих технологическую эффективность, велико. Оценить большинство из них возможно только после соответствующих расчётов и геолого-промыслового анализа. Для проведения метода был выбран опытный участок пласта $БВ_8$, находящийся на Мыхпайской площади месторождения в районе КНС. Очаг № 303 включает 3 добывающих (скважины №№ 1268, 1269 и 516) и одну (скважина № 303) нагнетательную скважину (рис. 2).

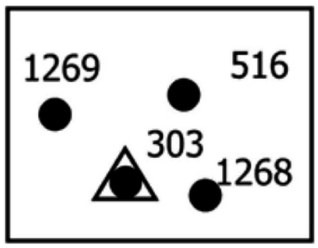


Рисунок 2 – Схема размещения скважин на опытном участке

Порядок проведения закачки реагента в пласт – реагент «Ритин» представляет собой белый (допускается оттенок жёлтого цвета) мелкозернистый или порошкообразный полимерный материал с размером частиц до 4 мм. Содержание влаги не более 10 %. Реагент нетоксичен, невзрывоопасен, негорюч, при действии открытого огня обугливается.

До начала закачки:

- до начала работ по закачке ПГС «Ритин» в скважины необходимо удостовериться в качестве данной партии материала путём выборочной проверки свойств небольшой части реагента на соответствие согласно ТУ и паспорта завода-изготовителя;
- определение приёмистости агрегатом ЦА-320 каждой обрабатываемой нагнетательной скважины по воде на трёх режимах при давлении, равном рабочему давлению закачки и ± 10 атм. от рабочего давления закачки;
- определение суточной добычи жидкости (для фонда, оборудованного ШГН, снятие динамограмм), динамических уровней и обводнённости реагирующих добывающих скважин в период не более двух недель до начала закачки;
- предусмотреть проведение комплекса ГИС (техническое состояние колонны, профиль приёмистости) на нагнетательных скважинах.

Во время закачки:

- режим работы насосного агрегата подбирается таким образом, чтобы закачка ПГС началась при давлении, равном рабочему давлению скважины. Режим меняется при достижении давления закачки предельной величины, равной 1,1 от рабочего давления скважины. При достижении давления закачки на 30 % выше рабочего необходимо провести продавку водой в объёме 25 м^3, дальнейшие работы согласовать с НГДУ;
- в течение всего периода обработки ведётся контроль закачанной жидкости по времени закачки и изменение давления нагнетания. Это позволит во время проведения обработки контролировать изменение приёмистости нагнетательной скважины по раствору.

После завершения закачки оторочки:

- в течение первых трёх дней после обработки нагнетательной скважины ПГС ежедневно замерять суточный объём закачки и давление нагнетания, далее каждые три дня в течение первого месяца (в целях отслеживания динамики восстановления приёмистости скважины) по СВУ;
- в течение первых двух недель после закачки предусмотреть проведение ГИС (профиль приёмистости) на нагнетательных скважинах с целью контроля эффективности обработки. В течение года контролировать работу реагирующих добывающих скважин участков воздействия ПГС.

Оборудование, применяемое для закачки реагента в пласт – система приготовления и нагнетания полимерно-гелевой системы показана на рисунке 3.

Пласт, в который нагнетают раствор реагента, отделяют серийным пакером от других пластов, если они принимают воду. Нагнетание раствора реагента и пресной воды проводят при меньших расходах и давлениях, чем при закачивании сточной воды. Режим работы растворного узла круглосуточный. При этом объёмы раствора и оторочек воды в одном цикле преимущественно берут равными между собой. Узел приготовления и нагнетания раствора реагентов монтируют вблизи КНС или очистных сооружений нефтесборных пунктов. Производительность растворного узла по нагнетаемому раствору или пресной воде составляет 200 м^3/сут. или более. Согласно схеме (рис. 3) приготовление и нагнетание раствора проводят в следующей последовательности:

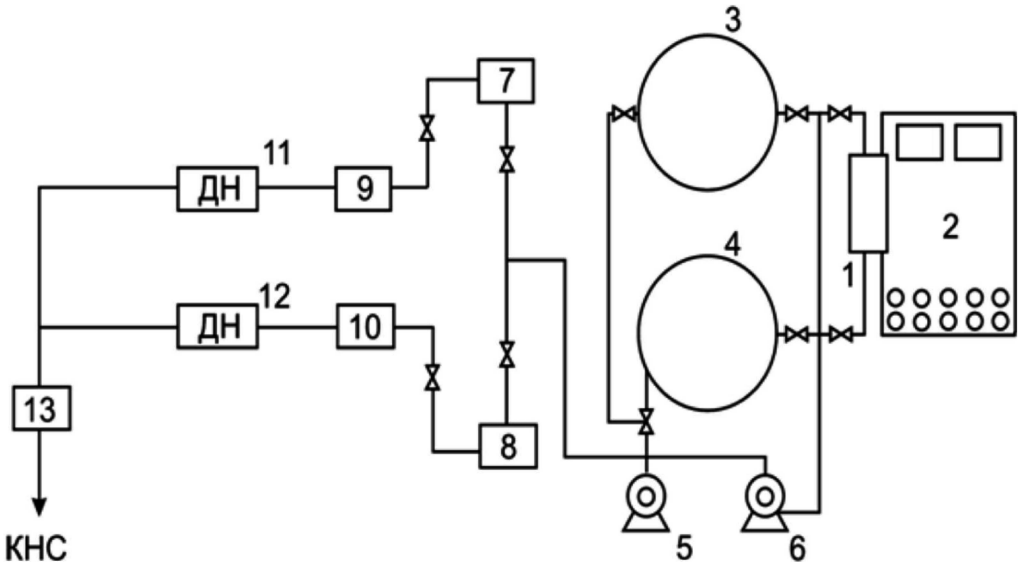


Рисунок 3 – Схема приготовления и закачки полимерно-гелевой системы:
1 – загрузочная ёмкость; 2 – склад для сухого реагента; 3, 4 – ёмкости объёмом по 25–50 м^3 для хранения реагентов; 5, 6 – циркуляционные насосы; 7, 8 – фильтр грубой очистки; 9, 10 – фильтр тонкой очистки; 11, 12 – дозировочные насосы; 13 – счётчик

- в порожнюю подготовительную ёмкость набирают не более половины объёма мягкой пресной воды;
- затем отмеряют мерной ёмкостью требуемые объёмы реагентов и перекачивают их насосом;
- заполняют ёмкость пресной водой до необходимого уровня, перемешивают насосом до однородного состояния;
- подготовленный в ёмкости рабочий раствор реагентов самотёком или насосом подают на приём насоса, которым нагнетают его в скважину через блок-гребёнку;
- расход воды и раствора контролируют по уровню жидкости в емкостях и с помощью приборов учёта жидкости типа «Турбоквант»;
- предусмотрено автоматическое отключение насосов 8–10 и 13 при достижении верхнего и нижнего пределов уровня жидкости в емкостях 3–5 и резком снижении давления нагнетания.

Расчёт технологической эффективности применения ПГС «Ритин» на очаге № 303 – для определения технологической эффективности от проведения мероприятия требуется определить базовые показатели разработки, т.е. какие были бы показатели без проведения воздействия. Для этого рассмотрим различные методы расчёта технологических показателей разработки базового варианта.

Эти методы можно подразделить на две группы.

К *первой группе* относятся методы, основанные на применении физически содержательных математических моделей процесса извлечения нефти из неоднородных пластов.

Ко *второй группе* относятся экстраполяционные методы, включающие характеристики вытеснения и имитационные модели, построенные по результатам многофакторного анализа.

Под характеристиками вытеснения понимаются различные зависимости между величинами добываемого объёма жидкости, нефти и воды. Одна группа характеристик устанавливает зависимость между накопленными значениями указанных параметров (интегральные характеристики). Другая группа зависимостей строится на основе текущих отборов нефти, воды и жидкости (дифференциальные).

К настоящему времени различными авторами предложено более 70 характеристик вытеснения. К первой группе отнесены зависимости между накопленными отборами нефти, воды и жидкости или зависимости между накопленными отборами продукции скважин и их обводнённостью.

Вторая группа характеризует изменение добычи нефти во времени, а также устанавливает связь между текущей и накопленной добычей нефти (кривые падения). Характеристика вытеснения отражает реальный процесс выработки запасов нефти и связанную с ним динамику обводнения продукции при разработке неоднородных пластов на режиме вытеснения нефти водой. Также позволяет судить об эффективности выработки запасов нефти при заводнении объектов разработки. Сопоставление характеристик вытеснения различных объектов в безразмерном времени позволяет сравнивать эти объекты, выявлять причины и факторы, влияющие на характер выработки запасов нефти.

Для расчёта технологической эффективности от применения полимерно-гелевой системы «Ритин» были использованы интегральные характеристики вытеснения:

1. $\frac{Q_ж}{Q_н} = A + B \cdot Q_в$ – Назарова С.Н. и Сипачёва Н.В.;

2. $Q_н = A + B \cdot ln Q_ж$ – Камбарова Г.С.;

3. $Q_н = A + B \cdot \sqrt{Q_ж}$ – Пирвердяна А.М.;

4. $Q_н = A + B \cdot (Q_ж)^{-C}$ – Казакова А.Л.;

5. $Q_н = A + B \cdot ln Q_в$ – Максимова М.И.,

где $Q_н$, $Q_ж$ – *накопленная добыча соответственно нефти и жидкости*; *A* и *B* – *коэффициенты, определяемые статистической обработкой фактических данных*.

Используя фактические данные по накопленной добыче нефти и жидкости за прогнозный период, строятся зависимости по данным формулам. Экстраполируя получившуюся прямую на прогнозный период можно получить показатели разработки базового варианта. Затем, сравнивая их с фактическими, определяют изменение накопленной добычи нефти и жидкости. Характеристики вытеснения использовались для более точного определения дополнительной добычи нефти.

Строим кривую в соответствующих координатах в зависимости от формулы. Например, если по методу Назарова С.Н. и Сипачёва Н.В., то в координатах отношение накопленной добычи жидкости к накопленной добычи нефти – накопленная добыча воды. Постоянные *A* и *B* вычисляются автоматически в MS Excel и выводятся с уравнением прямой. Аналогично получим уравнения других характеристик вытеснения (рис. 4–8).

Следует особо отметить, что все характеристики вытеснения получены эмпирическим путём на основе обобщения промысловых данных ограниченного количества месторождений. Многолетний опыт использования предложенных уравнений показывает, что к каждому пласту следует подбирать свою характеристику. Кроме того, в соответствии с данной методикой предполагается, что на всём протяжении сохраняется линейная зависимость между параметрами рассматриваемых уравнений. А это условие не выполняется. Несмотря на существенные недостатки данной методики прогнозирования технологических показателей разработки, в настоящее время для оценки эффективности воздействия на пласт она применяется чаще других методов. Но так как до сих пор не удалось разработать объективные критерии отбора, поэтому берут 3-4 зависимости из всего их многообразия и берут среднее значение прогноза по этим характеристикам, как было сделано в расчёте. Отсюда такие различия между прогнозируемыми и фактическими значениями.

1. Метод Назарова С.Н. и Сипачёва Н.В.:

$$\frac{Q_ж}{Q_н} = A + B \cdot Q_в,\ A = 2{,}1594;\ B = 0{,}0035;\ R^2 = 0{,}993;$$

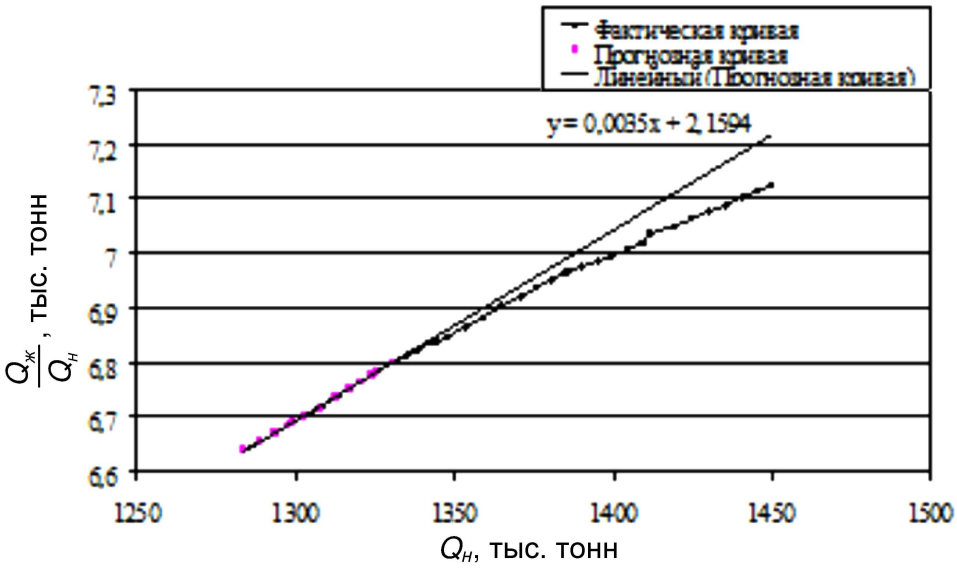


Рисунок 4 – Кривая вытеснения по методу Назарова С.Н. и Сипачёва Н.В.

2. Метод Камбарова Г.С.:

$$Q_н = A + B \cdot ln Q_ж,\ A = 285{,}1;\ B = -78195;\ R^2 = 0{,}996;$$

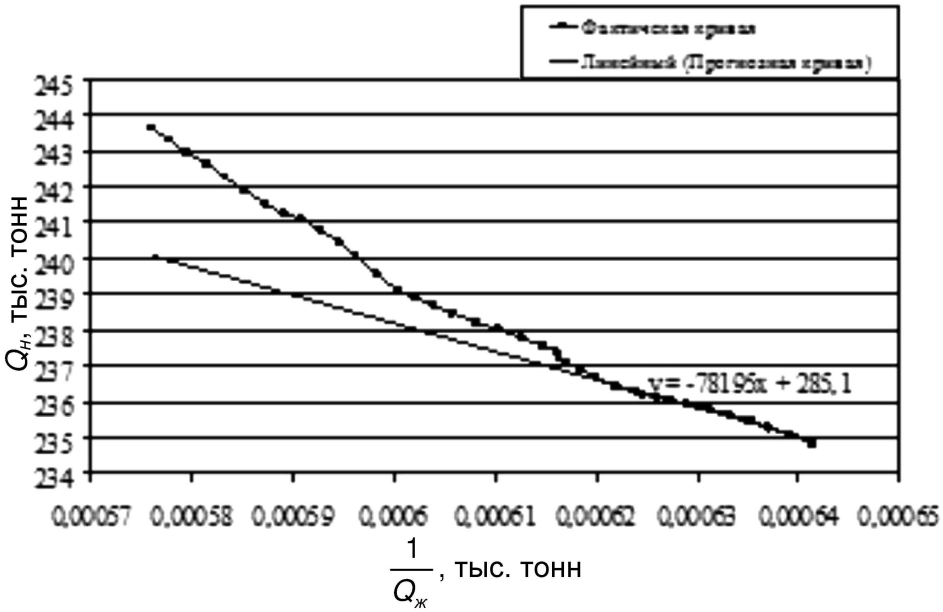


Рисунок 5 – Кривая вытеснения по методу Камбарова Г.С.

3. Метод Пирвердяна А.М.:

$$Q_н = A + B \cdot \sqrt{Q_ж}\ ,\ A = 334{,}4;\ B = -3929\ ;\ R^2 = 0{,}986\ ;$$

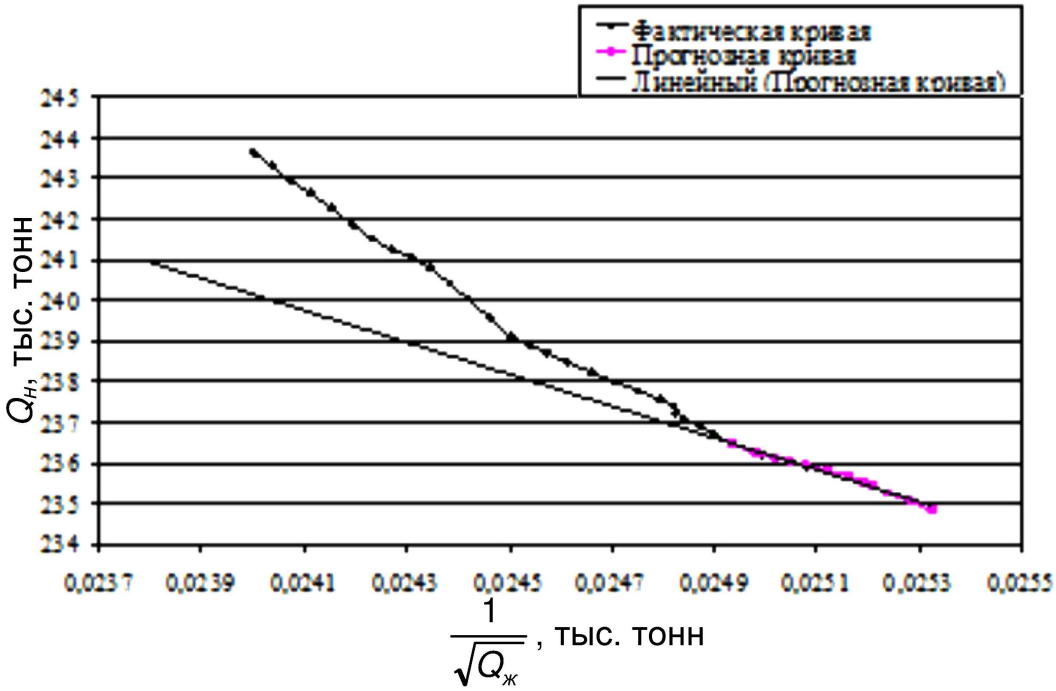


Рисунок 6 – Кривая вытеснения по методу Пирвердяна А.М.

4. Метод Казакова А.Л.:

$$Q_н = A + B \cdot (Q_ж)^{-C}\ ,\ A = 1{,}7024;\ B = 0{,}2094;\ R^2 = 0{,}985\ ;$$

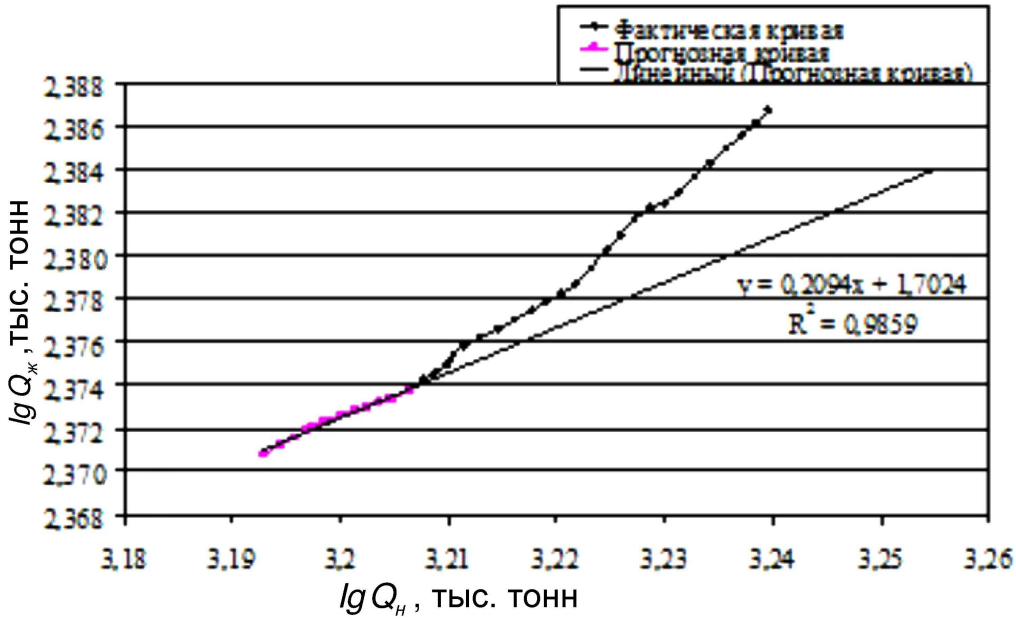


Рисунок 7 – Кривая вытеснения по методу Казакова А.Л.

5. Метод Максимова М.И.:

$$Q_н = A + B \cdot ln Q_в,\ A = -67{,}993;\ B = 97{,}451;\ R^2 = 0{,}986;$$

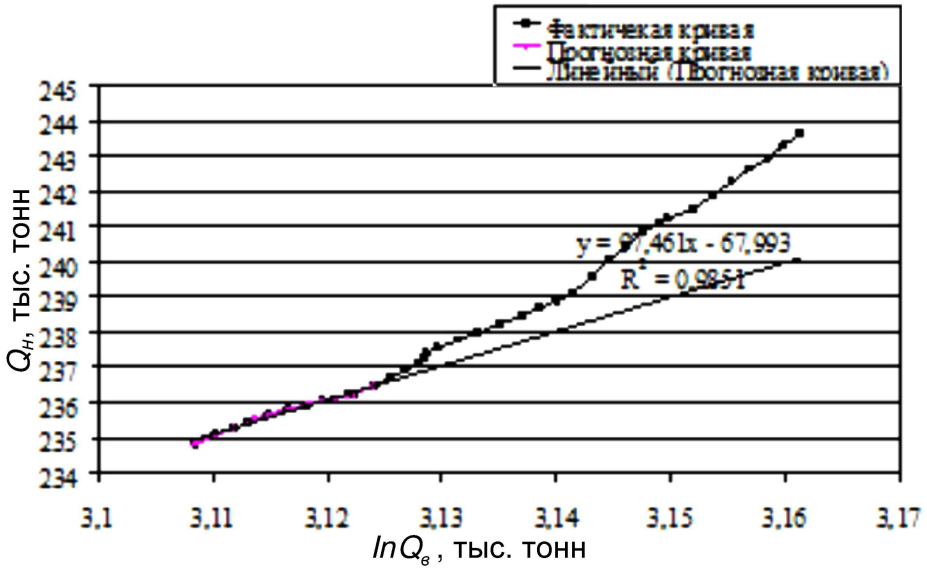


Рисунок 8 – Кривая вытеснения по методу Максимова М.И.

Был произведён расчёт и был получен результат дополнительно добытой нефти (табл. 1).

Таблица 1 – Дополнительная добыча, полученная по характеристикам вытеснения

№№ n/n	Метод	Дополнительная добыча, тонн		
		2000	2001	2002
1	Назаров С.Н и Сипачёв Н.В.	701,1	1629,8	3637,4
2	Камбаров Г.С.	174,3	1251,2	3582,7
3	Пирвердян А.М.	223,6	1271,1	3538,3
4	Казаков А.Л.	–	888,5	3057,8
5	Максимов М.И.	174,2	1237,3	3531,5

Следует особо отметить, что все характеристики вытеснения получены эмпирическим путём на основе обобщения промысловых данных ограниченного количества месторождений. Многолетний опыт использования предложенных уравнений показывает, что к каждому пласту следует подбирать свою характеристику. Кроме того, в соответствии с данной методикой предполагается, что на всём протяжении сохраняется линейная зависимость между параметрами рассматриваемых уравнений. А это условие не выполняется. Несмотря на существенные недостатки данной методики прогнозирования технологических показателей разработки, в настоящее время для оценки эффективности воздействия на пласт она применяется чаще других методов. Но так как до сих пор не удалось разработать объективные критерии отбора, поэтому берут 3-4 зависимости из всего их многообразия и берут среднее значение прогноза по этим характеристикам, как было сделано в расчёте. Отсюда такие различия между прогнозируемыми и фактическими значениями.

Проведя расчёт по кривым вытеснения, получили дополнительно 4732 тонн нефти с очага № 303 за 3 года, по методу В.Д. Лысенко прирост добычи составляет 4412 тонн в год. Мероприятия по повышению нефтеотдачи пласта, проведённые на

Мыхпайском месторождении на протяжении этого времени и направленные на выравнивание фронта вытеснения нефти водой, позволили:

- снизить обводнённость продукции в среднем до 95,5 %;
- снизить темп падения добычи нефти и стабилизировать его;
- уменьшить долю воды в добываемой продукции;
- увеличить дебит по нефти;
- также получить дополнительно 114612 тонн нефти.

Расчёт эффективности закачки ПГС «Ритин» по аналитической методике Лысенко В.Д. – этот метод оценки фактической нефтеотдачи пластов базируется на применяемой методике проектирования разработки нефтяных месторождений. Он применим по большим совокупностям скважин и по отдельным скважинам. Для применения метода требуется знать число пробуренных и введённых в действие скважин, их дебиты нефти и жидкости. Суть метода состоит в следующем: в целом для всей рассматриваемой совокупности скважин строят зависимости по годам дебита нефти от общего накопленного отбора нефти, а также текущего дебита жидкости от накопленного отбора жидкости. Затем полученные прямолинейные участки на полученных кривых экстраполируют и интерпретируют, они представлены на рисунках 9 и 10.

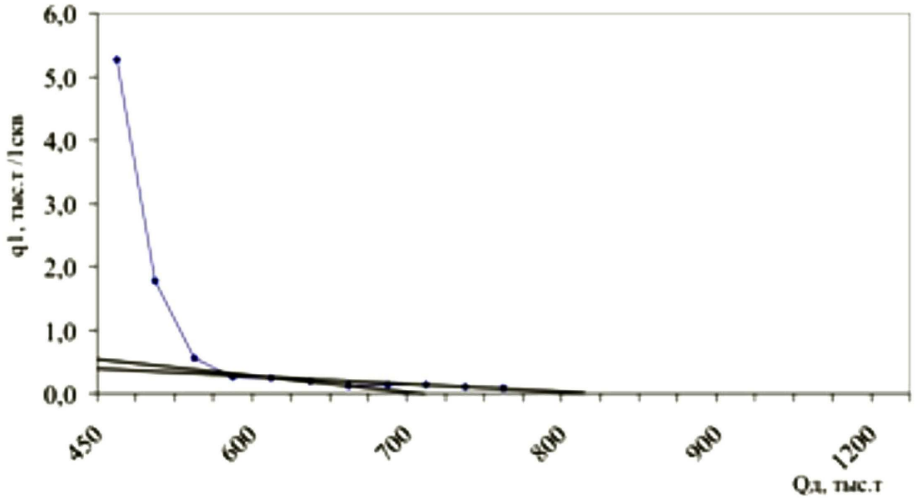


Рисунок 9 – Зависимость удельного расчётного дебита нефти от накопленного расчётного отбора нефти

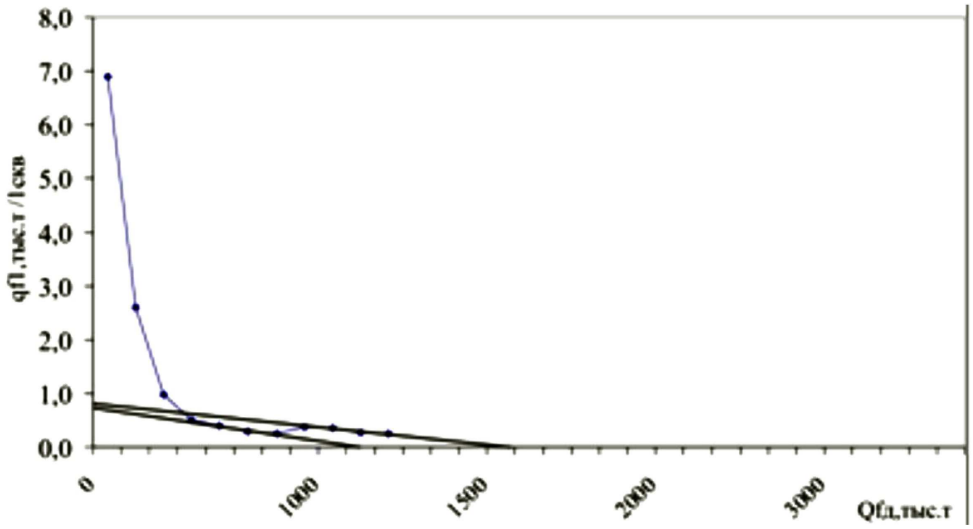


Рисунок 10 – Зависимость удельного расчётного дебита жидкости от накопленного расчётного отбора жидкости

Самое главное, что зависимость текущего дебита нефти от общего накопленного отбора нефти при её экстраполяции до оси ординат показывает текущий амплитуд-

ный дебит нефти на пробуренную скважину, при ее экстраполяции до оси абсцисс текущие, введённые в разработку, начальные извлекаемые запасы нефти. Такая экстраполяция выполняется для прямолинейных отрезков установленной общей криволинейной зависимости. Очень важно, что такая зависимость позволяет заблаговременно увидеть текущие негативные результаты. Зависимость текущего дебита жидкости на пробуренную скважину от накопленного отбора жидкости позволяет увидеть динамику изменения численных значений текущего амплитудного дебита жидкости на пробуренную скважину и введенных в разработку начальных извлекаемых запасов жидкости. При этом амплитудный дебит жидкости может быть больше амплитудного дебита нефти на величину амплитудного дебита воды. При большой разнице в плотностях в подвижности нефти и воды надо переходить от весовой жидкости к расчётной жидкости, от весовых дебитов и отборов к расчётным, вынося за скобки влияние различия физических свойств в виде коэффициента различия.

Проэкстраполировав прямолинейные участки до оси абсцисс, были получены следующие данные, представленные в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчёта по аналитической методике Лысенко В.Д.

Показатель	до ПГВ	после ПГВ
Возможный суммарный отбор нефти при технологии данного периода, тыс. тонн	710,5	825,8
Возможный суммарный отбор воды при технологии данного периода, тыс. тонн	1421	1600
Средний ВНФ	2,00	1,77

Из графика видно, что после применения ПГС извлекаемые запасы увеличились с 710,5 до 830,8 тыс. тонн, что дало прирост 115,3 тыс. тонн нефти, попутно будет добыто 1461,6 тыс. тонн нефти, также уменьшился водонефтяной фактор.

Расчёт экономического эффекта от проведения закачки ПГС «Ритин» на очаге № 303 Мыхпайского месторождения

В 2000 году на очаге № 303 начали закачку водного раствора ПГС «Ритин». Дополнительная добыча нефти представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Дополнительная добыча нефти за счёт проведения закачки ПГС «Ритин»

Годы	2000	2001	2002
Дополнительная добыча нефти, тонн	254,6	1008,3	3469,5

Всего было добыто 4732,4 тонн нефти за счёт проведения МУН. Добыча нефти по всему месторождению составила 115 тыс. тонн нефти. Калькуляция себестоимости добычи нефти в 2000 году представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Калькуляция себестоимости добычи нефти в 2000 году

№№ n/n	Статья затрат	руб./т	в т.ч. % перем. в статье
1	Расходы на энергию по увеличению нефти	106,61	35,0
2	Расходы по ППД	141,97	30,0
3	ЗП с отчислениями	20,84	–
4	Амортизация скважины	41,97	–
5	Расходы по сбору и транспорту нефти	80,70	30,0
6	Расходы по технологической подготовке нефти	51,33	60,5
7	Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	283,52	–
8	Общепроизводственные расходы	107,10	–
9	Прочие производственные расходы	6,19	–

Таблица 5 – Статья затрат на обработку одной скважины раствором ПГС «Ритин»

Статьи затрат	Кол-во	Цена
Бурильщик 5 разряда, руб./час	1	26,85
Помощник 3 разряда, руб./час	1	20,85
Подготовитель раствора, руб./час	1	12,5
Премия, %		70
Территориальный коэффициент, %		75
Отчисления на социальные нужды, %		36,5
Цементировочный агрегат ЦА-320, руб./час	1	196,1
Автоцистерна ЦР-4, руб./час	1	135,8
Агрегат СМ-4, руб./час	1	116,2
Пресная вода, $м^3$	362	3,05
Композиция, кг	905	50
Цеховые расходы, %	105,9	

При оценке эффективности мероприятий продолжительностью более одного года разновременные стоимостные показатели необходимо привести в сопоставимый вид. При сравнении проектов, начинающихся в различные моменты времени, возможно приведение к любому фиксированному году расчётного периода. Для приведения разновременных затрат и результатов к единому времени используется норма дисконта *E*, равная приемлемой для инвестора норме дохода на вкладываемые в мероприятие денежные средства.

Технически приведение к единому моменту времени затрат и результатов, осуществляемых в *t* году, удобно производить путём их умножения на коэффициент дисконтирования, определяемый для постоянной нормы дисконта *E* как:

$$\alpha_t = \frac{1}{(1+E)^{t-t_p}}.$$

Таблица 6 – Результаты расчёта годового экономического эффекта от закачки

Показатель	Значение		
	2000	2001	2002
Стоимость одной обработки, тыс. руб.	68,167	–	–
Дополнительная добыча нефти, тонн	254,6	1008,6	3469,5
Затраты на дополнительную добычу нефти от обработок, тыс. руб.	58,623	232,785	800,761
Экономический эффект от обработок, тыс. руб.	81,475	274,167	857,449
Выручка от продажи дополнительной нефти, тыс. руб.	134,938	534,558	1838,835
Чистый денежный поток, тыс. руб.	96,301	132,557	228,858
Дисконтированный денежный поток, тыс. руб.	83,740	100,232	123,972
Накопленный дисконтированный поток, тыс. руб.	83,740	183,972	307,944

ЧДД положителен, ИД > 1 – проект эффективен.

Положительное значение накопленного дисконтированного дохода свидетельствует об экономической целесообразности проведения данного мероприятия. Анализ применения ПГС «Ритин» на Мыхпайском месторождении позволяет сделать вывод, что проведение промысловых закачек позволяет окупить понесённые затраты при стоимости одной обработки 68,167 тыс. руб. Из результатов расчётов видно, что доходов, полученных от реализации дополнительной нефти, достаточно для возмещения затрат на проведение МУН в течение 1 года. Технология закачки водного раствора

ПГС «Ритин» является одной из самых лучших методов повышения нефтеотдачи на Мыхпайском месторождении. Экономический эффект в среднем составит примерно 385 тыс. руб. на одной обработке. Применение данного метода в условиях данного месторождения является технологически и экономически выгодным.

Литература:

1. Подсчёт и пересчёт запасов нефти и попутного газа на месторождениях Западной Сибири, находящихся в разработке (Мыхпайское месторождение) : Отчёт о НИР СибНИИНП (руководители Санин В.П., Медведева Н.И., Ковальчук Ю.А. и др.). – Тюмень, 1974. – 240 с.

2. Переоценка запасов нефти и газа по месторождениям Главтюменнефтегаза, находящимся в разведке и разработке. Мыхпайское месторождение (балансовые запасы) : Отчёт о НИР СибНИИНП (руководитель Санин В.П.). – Тюмень, 1986. – 242 с.

3. Геологическое и экономическое обоснование кондиций к подсчёту запасов нефти на месторождениях Западной Сибири (Мыхпайское месторождение) : Отчёт о НИР СибНИИНП (руководитель Ревенко В.М.). – Тюмень, 1986. – 157 с.

4. Технологическая схема эксплуатации опытно-промышленного участка Мыхпайского месторождения : Отчёт о НИР СибНИИНП (руководители Гарифуллин Г.Х., Пантелеева Н.Г. и др.). – Тюмень, 1975. – 62 с.

5. Технологическая схема разработки Мыхпайского месторождения : Отчёт о НИР СибНИИНП (руководители Батурин Ю.Е., Гарифуллин Г.Х., Пономарёва И.А.). – Тюмень, 1976. – 42 с.

6. Уточнённые проекты разработки по месторождениям объединения Нижневартовскнефтегаз (Аганское, Северо-Покурское, Покачевское, Мыхпайское, Варьеганское, Северо-Варьеганское, Мегионское, Ватинское). Мыхпайское месторождение : Отчёт о НИР СибНИИНП (руководители Гарифуллин Г.Х. и др.). – Тюмень, 1978. – 99 с.

7. Авторский надзор за разработкой месторождений объединения Нижневартовскнефтегаз (Мегионское, Аганское, Ватинское, Мыхпайское, Северо-Покурское) : Отчёт о НИР СибНИИНП (руководители Гарифуллин Г.Х. и др.). – Тюмень, 1981. – 314 с.

8. Технологическая схема разработки залежей пластов $БВ_{10}$, $ЮВ_1$ Мыхпайского месторождения : Отчёт о НИР СибНИИНП (руководители Гарифуллин Г.Х., Толмачёв Ф.И. и др.) – Тюмень, 1983. – 168 с.

9. Проект разработки Мыхпайского месторождения : Отчёт о НИР СибНИИНП (руководитель Бриллиант Л.С.). – Тюмень, 1988. – 857 с.

10. Дополнительная записка к проекту разработки Мыхпайского нефтяного месторождения : Отчёт о НИР СибНИИНП (руководители Курамшин Р.М, Шпуров И.В. и др.). – Тюмень, 1991.

11. Авторский надзор за разработкой Мыхпайского месторождения : Отчёт о НИР СибНИИНП (руководитель Бриллиант Л.С.). – Тюмень, 1991. – 146 с.

12. Авторский надзор за разработкой Мыхпайского месторождения: Отчёт о НИР СибНИИНП (руководитель Заболотнов А.Р.). – Тюмень, 1997. – 87 с.

13. РД 39-0147035-209-87 : Методическое руководство по оценке технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов. – М., 1987.

14. Авторский надзор за осуществлением работ по закачке газа и газоводяных смесей на первоочередном участке Самотлорского месторождения и ШФЛУ на Мыхпайском месторождении : Отчёт о научно-исследовательской работе. – Тюмень: СИБНИИНП, 1985.

15. Трассерные исследования на объекте $БВ_8$ Мыхпайского месторождения : Отчёт ЗАО ЦИТН «ЭСТТ-нефть». – Нижневартовск, 1997.

16. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения. Справочное издание в 2-ух книгах. – М. : Химия, 1990. – 384 с.

17. Бриллиант Л.С. и др. Методическая основа построения карт остаточных нефтенасыщенных толщин по объекту горизонта $ЮВ_1$ Ершового месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 9. – С. 43–46.

18. Землянский В.В. О приоритетах при выборе скважин-кандидатов для применения потокоотклоняющей технологии ПГС «Ритин» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. – № 7.

19. Карпов В.Б., Лемешко Н.Н. Результаты применения инновационных технологий ОАО «РИТЭК» на нефтяных месторождениях Султаната ОМАН // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. – № 7.

20. Лысенко В.Д. К расчёту эффективности закачки «Ритина» в нефтяные пласты // Нефтепромысловое дело. – 2002. – № 3.

21. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 638 с.

22. Лысенко В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений. – М. : Недра, 2000. – 345 с.

23. Швецов И.А., Манырин В.Н. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов. Анализ и проектирование. – Самара, 2000. – 350 с.

24. Анализ эффективности применения МУН пластов на Мыхпайском месторождении [Электронный ресурс]. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625b3ad69b4d53a89521216c27_0.html

25. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А.Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 203 с.

26. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Методы повышения нефтеотдачи пластов: методические указания по изучению дисциплины «Методы повышения нефтеотдачи пластов» для студентов всех форм обучения специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» и бакалавров по направлению 131000 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2011. – 75 с.

27. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.

28. Савенок О.В., Антониади Д.Г. Перспективные методы решения прогнозных задач нефтедобычи с комплексом факторов затруднений // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М. : ВНИИОЭНГ, 2013. – № 4. – С. 35–38.

29. Савенок О.В. Анализ базовых научно-технических и научно-методических решений, применяемых в осложнённых условиях добычи. Разработка систем классификации методов и технологий // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). Отдельные статьи (специальный выпуск). – М. : Издательство «Горная книга», 2013. – № 7. – 58 с.

30. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ различных классификаций нефтяных пластов по продуктивности. Признаки трудноизвлекаемых запасов Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М. : Издательство «Горная книга», 2013. – № 7. – С. 348–352.

31. Савенок О.В., Лаврентьев А.В., Березовский Д.А. Проектирование кислотной обработки пласта: методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Управление продуктивностью скважин» для студентов всех форм обучения направления подготовки 131000.62 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 86 с.

32. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 603 с.

References:

1. Calculation and recalculation of inventories of oil and associated gas on the fields of Western Siberia which are in development (the Mykhpaysky field) : The report about NIR SibNIINP (heads Sanin V.P., Medvedev N.I., Kovalchuk Yu.A., etc.). – Tyumen, 1974. – 240 p.

2. Revaluation of inventories of oil and gas on the Glavtyumenneftegaz fields which are in investigation and development. Mykhpaysky field (balance sheet inventories) : The report about NIR SibNIINP (head Sanin V.P. – Tyumen, 1986. – 242 p.

3. A geological and economic case of standards to stock counting of oil on fields of Western Siberia (the Mykhpaysky field) : The report about NIR SibNIINP (head Revenko V.M. – Tyumen, 1986. – 157 p.

4. Technological scheme of operation of the trial site of the Mykhpaysky field : The report about NIR SibNIINP (heads Garifullin G.H., Panteleeva N.G., etc.). – Tyumen, 1975. – 62 p.

5. Technological scheme of development of the Mykhpaysky field : The report about NIR SibNIINP (heads Baturin Yu.E., Garifullin G.H., Ponomaryova I. A.). – Tyumen, 1976. – 42 p.

6. The specified projects of software development to fields of consolidation Nizhnevartovskneftegaz (Agansky, North Pokursky, Pokachevsky, Mykhpaysky, Varyegansky, North Varyegansky, Megion, Vatinsky). Mykhpaysky field : The report about NIR SibNIINP (heads Garifullin G.H., etc.). – Tyumen, 1978. – 99 p.

7. Designer's service of development of fields of consolidation Nizhnevartovskneftegaz (Megion, Agansky, Vatinsky, Mykhpaysky, North Pokursky) : The report about NIR SibNIINP (heads Garifullin G.H., etc.). – Tyumen, 1981. – 314 p.

8. Technological scheme of development of deposits of BV_{10}, YuV_1 layers of the Mykhpaysky field : The report about NIR SibNIINP (heads Garifullin G.H., Tolmachyov F.I., etc.) – Tyumen, 1983. – 168 p.

9. Project of development of the Mykhpaysky field : The report about NIR SibNIINP (head Brilliant L.S. – Tyumen, 1988. – 857 p.

10. An additional note to the project of development of the Mykhpaysky oil field : The report about NIR SibNIINP (heads Kuramshin R.M, Shpurov I.V., etc.). – Tyumen, 1991.

11. Designer's service of development of the Mykhpaysky field : The report about NIR SibNIINP (head Brilliant L.S. – Tyumen, 1991. – 146 p.

12. Designer's service of development of the Mykhpaysky field : The report about NIR Sib-NIINP (the head Zabolotnov A.R.). – Tyumen, 1997. – 87 p.

13. RD 39-0147035-209-87 : A methodical management according to technological efficiency of hydrodynamic methods of increase in oil recovery of layers. – M, 1987.

14. Designer's service of implementation of works on pumping gas and gas-water mixes on the first-priority site of Samotlor field and ShFLU on the Mykhpaysky field : Report on research work. – Tyumen : SibNIINP, 1985.

15. Trasserny researches on an object BV8 of the Mykhpaysky field : Report of Private Company TsITN ESTT-neft. – Nizhnevartovsk, 1997.

16. Fire-and-explosion hazard of substances and materials and means of their suppression. The reference media in 2 books. – M. : Chemistry, 1990. – 384 p.

17. Brilliant L.S., etc. A methodical basis of creation of cards residual the neftenasyshchennykh of thickness on an object of the horizon of YuV_1 of the Ershovy field // Oil economy. – 2000. – No. 9. – P. 43–46.

18. Zemlyansky V.V. O priorities in case of the choice of candidate wells for application ontokootklonyayushchey technology PGS «Ruthin» // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2003. – No. 7.

19. Karpov V.B., Lemeshko N.N. Results of use of innovative technologies of JSC «RITEK» on oil fields of the Sultanate of Oman // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2003. – No. 7.

20. Lysenko V.D. To calculation of efficiency of downloading Ruthin in oil layers // Oil-field case. – 2002. – No. 3.

21. Lysenko V.D. Development of oil fields. Designing and analysis. – M. : LLC Nedra-Businesstsentr, 2003. – 638 p.

22. Lysenko V.D. Innovative development of oil fields. – M. : Subsoil, 2000. – 345 p.

23. Shvetsov I.A., Manyrin V.N. Physical and chemical methods of increase in oil recovery of layers. Analysis and designing. – Samara, 2000. – 350 p.

24. Efficiency analysis of application of MUN of layers on the Mykhpaysky. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65625b3ad69b4d53a895212 16c27_0.html

25. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Teoreticheskiye bases of development of oil and gas fields : education guidance. – Krasnodar : Education South, 2011. – 203 p.

26. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Methods of increase in oil recovery of layers : methodical instructions for studying of discipline «Methods of increase in oil recovery of layers» for students of all forms of education of specialty 130503 «Development and operation of oil and gas fields» and bachelors in the direction 131000 «Oil and gas case». – Krasnodar : Prod. КубГТУ, 2011. – 75 p.

27. Savenok O.V. Optimization of functioning of the operational equipment for increase in efficiency of oil-field systems with the complicated production conditions. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – 336 p.

28. Savenok O.V., Antoniadi D.G. Perspective methods of the solution of forecast tasks of oil production with a complex of factors of difficulties // the Scientific and technical magazine «Construction of Oil and Gas Wells by Land and by Sea». – M. : VNIIOENG, 2013. – No. 4. – P. 35–38.

29. Savenok O.V. The analysis of the basic scientific and technical and scientific and methodical decisions applied in the complicated production conditions. Development of systems of classification of methods and technologies // Mountain information and analytical bulletin (scientific and technical magazine). Individual clauses (special release). – M. : Mountain Book publishing house, 2013. – No. 7. – 58 p.

30. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Arutyunyan Ampere-second. Analysis of various classifications of oil layers by productivity. Signs of hardly removable inventories Mountain informatsion-but-analytical bulletin (scientific and technical magazine). – M. : Mountain Book publishing house, 2013. – No. 7. – P. 348–352.

31. Savenok O.V., Lavrentyev A.V., Berezovsky D.A. Designing of acid handling of layer : methodical instructions to a practical training for discipline «Management of productivity of wells» for students of all forms of education of the direction of preparation 131000.62 «Oil and gas case». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – 86 p.

32. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology in case of a construction of oil and gas wells : the education guidance for students of higher education institutions. – Krasnodar : Education South, 2011. – 603 p.

УДК 656.073

К ВОПРОСУ О ВЛИЯНИИ ТРАНСПОРТА НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

–––––––

THE QUESTION OF THE IMPACT OF TRANSPORT ON THE PROCESS OF INDUSTRIAL ENTERPRISES

Коновалова Татьяна Вячеславовна
Кубанский государственный технологический университет

Надирян София Левоновна
Кубанский государственный технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Денисова Анастасия Сергеевна
Кубанский государственный технологический университет

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы влияния транспорта на технологический процесс производственных предприятий. Важным инструментом изучения исходной информации для достижения поставленной цели является выбор методов исследования. При оценке влияния транспорта на технологический процесс производственных предприятий авторы предполагают не только использовать известные методы, а также создать новые и организовать их в определенную систему. Это обусловлено спецификой производственной деятельности, которая присуща всем предприятиям данной отрасли.

Ключевые слова: автомобильный транспорт, автотранспортное предприятие, груз, грузоподъемность, маршрутная сеть, анализ, доставка.

Konovalova Tatyana Vyacheslavovna
Kuban State University of Technology,

Nadiryan Sofiya Levonovna
Kuban State University of Technology
sofi008008@yandex.ru

Denisova Anastasiya Sergeevna
Kuban State University of Technology

Annotation. The article discusses the effect of transport on the technological process of the industrial enterprises. An important tool for studying the baseline information to achieve this goal is the choice of research methods. When assessing the impact of transport on the process of industrial enterprises the authors propose not only to use known methods, and create new ones and organize them into a specific system. This is due to the specific production activity which is common to all companies in the industry.

Keywords: road transport, transportation company, cargo, capacity, route network analysis, shipping.

В современном мире существует множество способов перемещения (доставки) грузов, среди них автомобильный транспорт занимает особое место. Подвижной состав дифференцируется по грузоподъемности, назначению, области применения. Транспортное предприятие зачастую имеют автомобили разной грузоподъемности для удовлетворения требований наибольшего спектра потребителей [1, 3].

Деятельность транспорта носит общественный характер и служит связующим звеном между предприятиями всех сфер деятельности, в том числе между торговлей и поставщиками товаров для нее.

Эффективность торговли, бесперебойность поставки товаров в места потребления также во многом зависят от качества работы транспорта, которое определяется уровнем удовлетворения в транспортном обслуживании, скоростью доставки грузов, сохранностью перевозимых грузов.

Транспорт обеспечивает связь между изготовителем и потребителем, доставляя товары в места потребления. Выполняя эту роль, транспорт обслуживает межрегиональные связи, пространственное перемещение товаров первой необходимости в соответствии с потребностями населения. Именно благодаря транспорту населенные пункты своевременно снабжаются товарами, формируется широкий ассортимент в розничных торговых предприятиях [2].

Уровень развития транспортной отрасли оказывает существенное влияние на технологический процесс производственных предприятий, его ритмичность, производительность труда работников, связанных с перевозкой грузов. Работа транспорта влияет на скорость обращения товаров, сохранность товарно-материальных ценностей, объем и структуру товарных ресурсов, их размещение. Это, в конечном счете, определяет расходы, связанные с доставкой товаров от места производства до потребителя. Поэтому рациональное решение вопросов, связанных с транспортированием товаров, будет способствовать сокращению издержек обращения и повышению эффективности работы торговых предприятий [3, 5].

Целью исследования является анализ влияния транспорта на технологический процесс производственного предприятия (производство хлеба и хлебобулочных изделий).

В соответствии с поставленной целью необходимо решить ряд задач, представленных на рисунке 1.

Практическая значимость исследования заключается в разработке методики совершенствования перевозок хлеба и хлебобулочных изделий, учитывая особенности эксплуатации подвижного состава в горно-климатических условиях, позволяющей оптимизировать транспортные издержки в себестоимости продукции при минимизации инвестиций в транспорт [4, 6].

Объектом исследования является производственное предприятие, основным видом деятельности которого является изготовление и доставка хлеба и хлебобулочных изделий во все районы Кавказских Минеральных Вод, Республики Северного Кавказа, в продуктовые магазины торговых сетей, здравницы. В состав предприятия входят: хлебный цех, булочный цех, упаковочный цех, механические мастерские, собственный автопарк, численностью более 40 единиц, административный корпус, 17 фирменных павильонов, а так же фирменный мини-маркет. Данное предприятие было выбрано для исследования влияния транспорта на производственный процесс в связи с тем, что здесь есть возможность проанализировать не только различные транспортно-технологические схемы доставки, но и транспортный процесс в горной и равнинной местности.

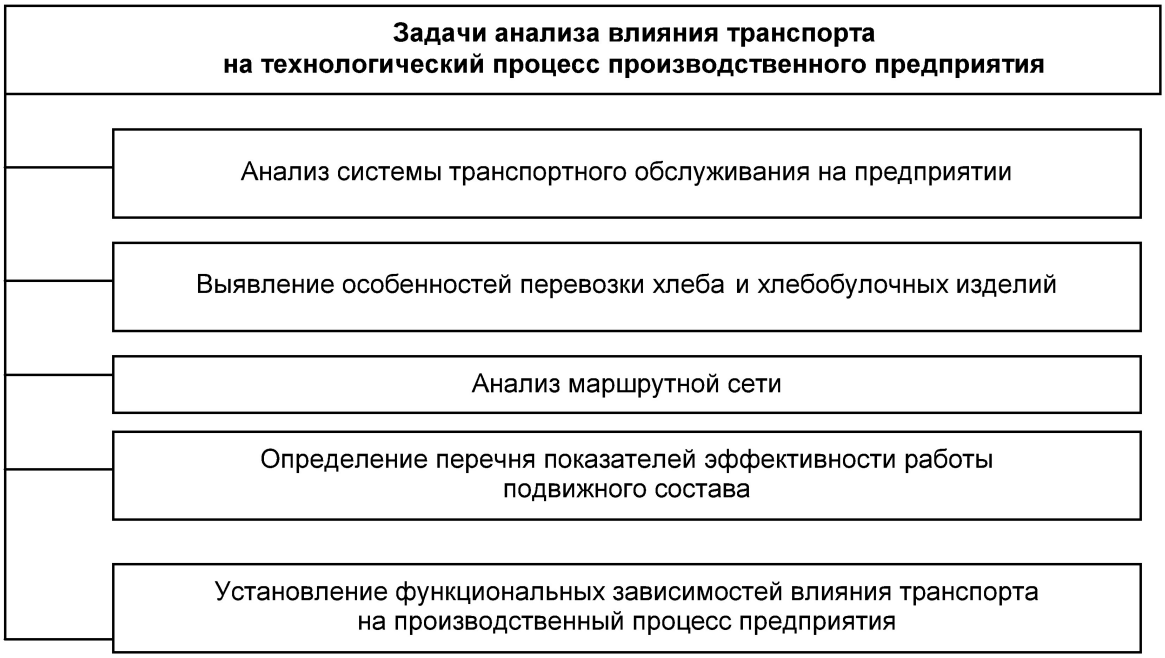


Рисунок 1 – Задачи исследования влияния транспорта на технологический процесс производственных предприятий

Важным инструментом изучения исходной информации для достижения поставленной цели является выбор методов исследования. При оценке влияния транспорта на технологический процесс производственных предприятий авторы предполагают не

только использовать известные методы, а также создать новые и организовать их в определенную систему. Это обусловлено спецификой производственной деятельности, которая присуща всем предприятиям данной отрасли.

Литература:

1. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Недашковская А.О. Методика выбора системы транспортного обслуживания производственных предприятий // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2015. – № 11-2. – С. 38–40.
2. Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Методические основы оценки эффективности системы управления безопасностью движения на автотранспортных предприятиях. – Краснодар, 2015.
3. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Недашковская А.О. Особенности системы транспортного обслуживания производственных предприятий в регионе // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 3. – С. 120–122.
4. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Ненастин С.В. Особенности финансово-экономического анализа деятельности автотранспортных предприятий // Вестник Сибирской государственной автомобильно-дорожной академии. – 2015. – № 3. – С. 137–141.
5. Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Оптимизация инвестиций в транспортно-логистическую деятельность предприятия // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2013. – № 3. – С. 208–210.
6. Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Разработка системы показателей оценки уровня безопасности движения на автотранспортных предприятиях // Вестник Сибирской государственной автомобильно-дорожной академии. – 2014. – № 1 (35). – С. 12–15.

References:

1. Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Nedashkovsky A.O. Metodika of the choice of system of transport servicing of production enterprises // Humanitarian, social and economic and social sciences. – 2015. – No. 11-2. – P. 38–40.
2. Konovalova T.V., Nadiryan S.L. Methodical bases of an efficiency evaluation of a safety management system of movement at the motor transportation entities. – Krasnodar, 2015.
3. Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Nedashkovskaya A.O. Features of system of transport servicing of production enterprises in the region // Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). – 2015. – No. 3. – P. 120–122.
4. Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Nenastin S.V. Features of the financial and economic analysis of activities of the motor transportation entities // Bulletin of the Siberian state automobile and road academy. – 2015. – No. 3. – P. 137–141.
5. Konovalova T.V., Nadiryan S.L. Optimization of investments into transport and logistic activities of the entity // Humanitarian, social and economic and social sciences. – 2013. – No. 3. – P. 208–210.
6. Konovalova T.V., Nadiryan S.L. Development of the system of indicators of assessment of level of traffic safety at the motor transportation entities // the Bulletin of the Siberian state automobile and road academy. – 2014. – No. 1 (35). – P. 12–15.

УДК 656.073

ПРОБЛЕМЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ДВИЖЕНИЯ НА АВТОМОБИЛЬНОМ ТРАНСПОРТЕ

–––––––

PROBLEMS IN ENSURING TRAFFIC SAFETY IN ROAD TRANSPORT

Заровная Лариса Станиславовна
Кубанский государственный технологический университет

Коновалова Татьяна Вячеславовна
Кубанский государственный технологический университет

Надирян София Левоновна
Кубанский государственный технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Аннотация. В данной статье рассматриваются проблемы деятельности по обеспечению безопасности движения на автомобильном транспорте, на примере Краснодарского края. В современных условиях дальнейшее инновационное развитие отраслей экономики невозможно без эффективного транспортного обеспечения. От надёжности транспортного комплекса во многом зависит производственный ритм предприятий промышленности, строительства и сельского хозяйства и т.д. Для повышения эффективности системы обеспечения безопасности перевозок пассажиров и грузов автомобильным транспортом необходимо выполнять требования с учетом специфики конкретного перевозчика. В целях предупреждения ДТП субъект транспортной деятельности должен осуществлять ежегодное планирование мероприятий по повышению безопасности дорожного движения, проводить анализ причин и условий, которые могут способствовать возникновению ДТП. Только комплексное выполнение всех мероприятий позволят повысить эффективность системы обеспечения безопасности движения на автомобильном транспорте.

Ключевые слова: автомобильный транспорт, экономика, обеспечения безопасности движения, перевозка, груз, пассажиры, аварийность.

Zarowna Larisa Stanislavovna
Kuban State University of Technology

Konovalova Tatyana Vyacheslavovna
Kuban State University of Technology

Nadiryan Sofiya Levonovna
Kuban State University of Technology
sofi008008@yandex.ru

Annotation. This article discusses problems in ensuring traffic safety in road transport on the example of Krasnodar region. In modern conditions the further innovative development of branches of economy is impossible without an effective transport infrastructure. The reliability of the transport complex depends largely on the rhythm of production enterprises of industry, construction and agriculture etc. To improve the efficiency of the system to ensure the safety of transport of passengers and goods by road must comply with the requirements with the specific carrier. To prevent accidents the subject of transport should carry out annual planning of measures to improve road safety, analyse the reasons and conditions that can contribute to an accident. Only a comprehensive implementation of all measures will allow to increase the efficiency of the system to ensure traffic safety in road transport.

Keywords: road transport, economy, safety, transportation, cargo, passengers, accidents.

В современных условиях дальнейшее инновационное развитие отраслей экономики невозможно без эффективного транспортного обеспечения. От надёжности транспортного комплекса во многом зависит производственный ритм предприятий промышленности, строительства и сельского хозяйства и т.д. Наряду с другими видами транспорта автомобильный транспорт обеспечивает рациональное производство и обращение продукции промышленности и сельского хозяйства, удовлетворяет потребности населения в перевозках [1].

Рассмотрим на примере Краснодарского края структуру валового регионального продукта (ВРП) по хозяйственным видам деятельности (Рис. 1).

Как видно из рисунка 1, хозяйственная деятельность транспорта и связи занимает второе место по вкладу в формирование ВРП Краснодарского края в 2015 году. Такая тенденция наблюдается в регионе последние пять лет. Транспорт Краснодарского края – это достаточно развитая отрасль экономики со своей инфраструктурой, которая обеспечивает устойчивое функционирование транспортного комплекса [2].

Рисунок 1 – Распределение валового регионального продукта Краснодарского края по хозяйственным видам деятельности в 2015 году

Главной задачей транспорта является своевременное, качественное и полное удовлетворение потребностей национальной экономики и населения в перевозках. Рассматривая автомобильный транспорт в структуре транспортного комплекса края, можно отметить, что за период с января по сентябрь 2016 года перевезено 48558 тыс. тонн грузов (около 15 % от общего объема перевозок) и 230107,2 тыс. человек (более 92 % от общего объема перевозок). Статистические данные по основным показателям автомобильных перевозок в Краснодарском крае за последние шесть лет представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Основные показатели автомобильных перевозок в Краснодарском крае

Наименование показателя	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Перевезено грузов автомобильным транспортом общего пользования, млн. тонн	17,8	18,0	18,2	21,4	17,7	14,7
Удельный вес в общем объеме перевозок грузов автомобильного транспорта общего пользования, процентов	9,9	9,6	10,1	12,2	9,9	8,2
Грузооборот автомобильного транспорта общего пользования, млрд ткм	4,7	4,5	4,2	4,6	4,5	4,4
Удельный вес в общем объеме грузооборота автомобильного транспорта общего пользования, процентов	4,2	4,0	3,7	4,2	3,8	3,6
Перевезено пассажиров автомобильным (автобусным) транспортом общего пользования, млн человек	254,8	309,3	318,4	295,1	293,3	301,5
Удельный вес в общем объеме перевозок пассажиров автомобильного (автобусного) транспортом общего пользования, процентов	59,8	64,8	65,6	65,3	65,1	68,5
Пассажирооборот автомобильного (автобусного транспорта общего пользования, млн пасс.-км)	3537	4260	4524	4329	4208	4332

За последние шесть лет объемы перевозок грузов и грузооборот автомобильного транспорта постоянно снижается. Такая же тенденция наметилась и в перевозках на пассажирском автомобильном (автобусном) транспорте. Это в первую очередь можно объяснить общим экономическим положением в России. В то же время следует отметить, что современное состояние автомобильного транспорта страны не позволяет в достаточной мере выполнять стоящие перед ним задачи [3].

Кроме экономических факторов, на функционирование транспортного комплекса негативно влияет такая проблема, как обеспечение безопасности движения [4]. Обеспечение безопасности дорожного движения – это комплексная стратегическая задача, ее решение во многом зависит от скоординированности действий федеральных и территориальных органов исполнительной власти, подразделений ГИБДД, предприятий транспортного комплекса, образовательных, медицинских учреждений, общественных организаций [5]. Сегодняшний уровень такого взаимодействия не позволяет изменить положение с аварийностью как в Краснодарском крае, так и в стране.

На сегодняшний день в России количество лиц, получивших право на управление транспортными средствами в 2015–2016 г.г., составляет 1871928, а в Краснодарском крае – 72120. При этом количество проведенных экзаменов в крае составило:

- теоретических – 103973;
- практических экзаменов по первоначальным навыкам управления транспортными средствами – 90954;
- практических экзаменов по управлению транспортными средствами в условиях дорожного движения – 100270.

Из приведенных статистических данных видно, что в среднем два из трех кандидатов в водители сдают экзамен на право управления транспортным средством с первого раза. Это факт может свидетельствовать о высоком качестве подготовки водителей в автошколах, однако обратимся к данным об аварийности за соответствующий период. При сокращении общего числа ДТП по вине водителей со стажем управления до 2 лет на 10,6 %, количество погибших в них людей увеличилось на 54,1 %. Увеличение аварийности в Краснодарском крае наблюдается:

- по дням недели – с понедельника по среду;
- по часам суток – в утреннее и дневное время;
- с пострадавшими велосипедистами и пешеходами;
- по видам ДТП – наезд на пешехода, наезд на велосипедиста;
- по местам совершения – в населенных пунктах и на дорогах в границах населенных пунктов.

Каждое второе происшествие совершается водителями автобусов, принадлежащих физическим лицам. Эти данные говорят о несовершенстве системы государственного контроля над обеспечением безопасности пассажирских перевозок [6].

Для повышения эффективности системы обеспечения безопасности перевозок пассажиров и грузов автомобильным транспортом необходимо выполнять требования с учетом специфики конкретного перевозчика.

В целях предупреждения ДТП субъект транспортной деятельности должен осуществлять ежегодное планирование мероприятий по повышению безопасности дорожного движения, проводить анализ причин и условий, которые могут способствовать возникновению ДТП.

Все запланированные мероприятия, выполняемые комплексно и систематически, позволят повысить эффективность системы обеспечения безопасности движения на автомобильном транспорте.

Литература:

1. Коновалова Т.В., Левицкий М.О., Надирян С.Л. Анализ изменения валового регионального продукта субъектов Российской Федерации // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2013. – № 1–2. – С. 113–115.

2. Коновалова Т.В., Котенкова И.Н. Транспортная инфраструктура : учеб. пособ. – Краснодар : ФГБОУ ВПО «КубГТУ», 2013. – 264 с.

3. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Недашковская А.О. Особенности системы транспортного обслуживания производственных предприятий в регионе // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 3. – С. 1200–122.

4. Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Влияние транспортной безопасности на экономические показатели работы автомобильного транспорта : Перспективы развития и безопасность автотранспортного комплекса. – 2013. – С. 183–185.

5. Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Пути повышения эффективности системы обеспечения безопасности движения на автомобильном транспорте // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2015. – № 4. – С. 431–441.

6. Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Научные проблемы обеспечения безопасности движения на автотранспортном предприятии : Международный конгресс «Архитектура, строительство, транспорт» // 67-я науч.-практ. конференция «Теория, методы проектирования машин и процессов в строительстве» посвящённая 100-летию со дня рождения засл. деятеля науки и техники РСФСР, д-ра техн. наук, профессора Т.В. Алексеевой (с международным участием). – Секция № 7 «Автотранспортное обеспечение строительных потоков» // Сборник научных трудов № 6 «Технология, организация и управление автомобильными перевозками. Теория и практика». – ФГБОУ ВПО «СибАДИ», 2013. – С. 48–52.

References:

1. Konovalova T.V., Levitsky M.O., Nadiryan S.L. Analysis of change of a gross regional product of subjects of the Russian Federation // Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). – 2013. – No. 1–2. – P. 113–115.

2. Konovalova T.V., Kotenkova I.N. Transport infrastructure : education guidance. – Krasnodar : FGBOU VPO of «KUBGTU», 2013. – 264 p.

3. Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Nedashkovskaya A.O. Features of system of transport servicing of production enterprises in the region // Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). – 2015. – No. 3. – P. 1200–122.

4. Konovalova T.V., Nadiryan S.L. Influence of transport safety on economic indicators of work of a road transport : Prospects of development and safety of a motor transportation complex. – 2013. – P. 183–185.

5. Konovalova T.V., Nadiryan S.L. Ways of increase in system effectiveness of safety of movement on a road transport // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2015. – No. 4. – P. 431–441.

6. Konovalova T.V., Nadiryan S.L. Scientific problems of safety of movement at the motor transportation entity: International congress «Architecture, construction, transport» // the 67th scientific and practical the «Theory, Methods of Designing of Machines and Processes in a Construction» conference devoted to the 100 anniversary since birth deserved the scientist and the RSFSR equipment, the Dr.Sci.Tech., professor T.V. Alekseeva (with the international participation). – Section No. 7 «Motor transportation providing construction flows» // the Collection of scientific works No. 6 «Technology, the organization and management of motor transportations. Theory and practice». – FGBOU VPO of «SibADI», 2013. – P. 48-52.

УДК 656.073

К ВОПРОСУ РЕАЛИЗАЦИИ СХЕМ ПРИОРИТЕТНОГО ДВИЖЕНИЯ ПАССАЖИРСКОГО ТРАНСПОРТА ОБЩЕГО ПОЛЬЗОВАНИЯ

–––––––

TO THE IMPLEMENTATION OF PRIORITY SCHEMES OF PASSENGER TRANSPORT

Кирий К.А.,
Кубанский государственный технологический университет

Коновалова Т.В.,
Кубанский государственный технологический университет
tan_kon@mail.ru

Макаренко В.П.
Кубанский государственный технологический университет

Kyrie K.A.
Kuban State University of Technology

Konovalova T.V.
Kuban State University of Technology
tan_kon@mail.ru

Makarenko V.P.
Kuban State University of Technology

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы реализации схем приоритетного движения пассажирского транспорта общего пользования. Повышение эффективности функционирования транспорта общего пользования (в том числе повышение скорости сообщения, уменьшение задержек транспортных средств на дорогах в часы «пик») за счет организации приоритетного движения на сегодняшний день актуальная, но достаточно сложная в реализации задача.

Ключевые слова: автомобильный транспорт, автотранспортное предприятие, пассажиропоток, маршрутная сеть, анализ, доставка.

Annotation. The article considers the issues of implementation of the schemes, the priority of passenger transport. The increase of efficiency of functioning of public transport (including increasing the speed of communication, reduce delays of vehicles on the roads in rush hours) due to the priority of the movement to date, but quite difficult to implement the task.

Keywords: road transport, transportation company, passenger traffic, route network analysis, shipping.

Повышение эффективности функционирования транспорта общего пользования (в том числе повышение скорости сообщения, уменьшение задержек транспортных средств на дорогах в часы «пик») за счет организации приоритетного движения на сегодняшний день актуальная, но достаточно сложная в реализации задача [1].

Достижение этой задачи возможно путем осуществления следующих мероприятий:

– Исследование условий движения и характеристик транспортных и пассажирских потоков на основных магистральных улицах города.

– Разработка алгоритмов для реализации схем организации приоритетного движения транспорта общего пользования (ТОП) разных видов.

– Разработка комплексных планировочных и организационно-регулировочных мероприятий для выделения полос приоритетного движения пассажирского транспорта с учетом индивидуальных характеристик улично-дорожной сети.

– Разработка плана размещения выделенных полос приоритетного движения для ТОП, схем направления движения с учетом введенного проекта.

– Совершенствование методики повышения пропускной способности полос приоритетного движения пассажирского транспорта.

– Разработка концепции повышения привлекательности ТОП.

Удовлетворение растущих потребностей населения в перевозках, устранение заторов и предзаторовых ситуаций на дорогах – наиболее актуальные проблемы в сфере транспорта для такого активно развивающегося города, как Краснодар. Невозможность ТОП свободно передвигаться по УДС города в связи с переизбытком индивидуального транспорта – это проблема чувствуется все острее с каждым годом [2].

По статистике на 2016 год Краснодар занимает 4 место среди городов России по продолжительности следования жителей города на работу и обратно. Впереди него по рейтингу стоят такие города как: Москва, Ростов-на-Дону, Новосибирск. Тем самым

Краснодар обогнал Санкт-Петербург. На дорогу до работы и обратно жители Краснодар тратят в среднем 2 часа. Также возрос уровень автомобилизации в городе, на данный период на 100 жителей города приходится 437 зарегистрированных автомобилей, в то время как в Москве 417.

Все это свидетельствует о тяжелой обстановке на дорогах в Краснодаре. Поэтому необходимо учитывая особенности генерального плана города оборудовать выделенные полосы приоритетного движения для ТОП. Также это предложение более актуально среди остальных способов увеличить пропускную способность дорог, тем самым повысив уровень ТОП, так как не требует столь высоких затрат и масштабных работ как остальные методы [3]. Необходима выработка алгоритмов для регулирования дорожного движения с учетом выделенных полос для ТОП (рис. 1).

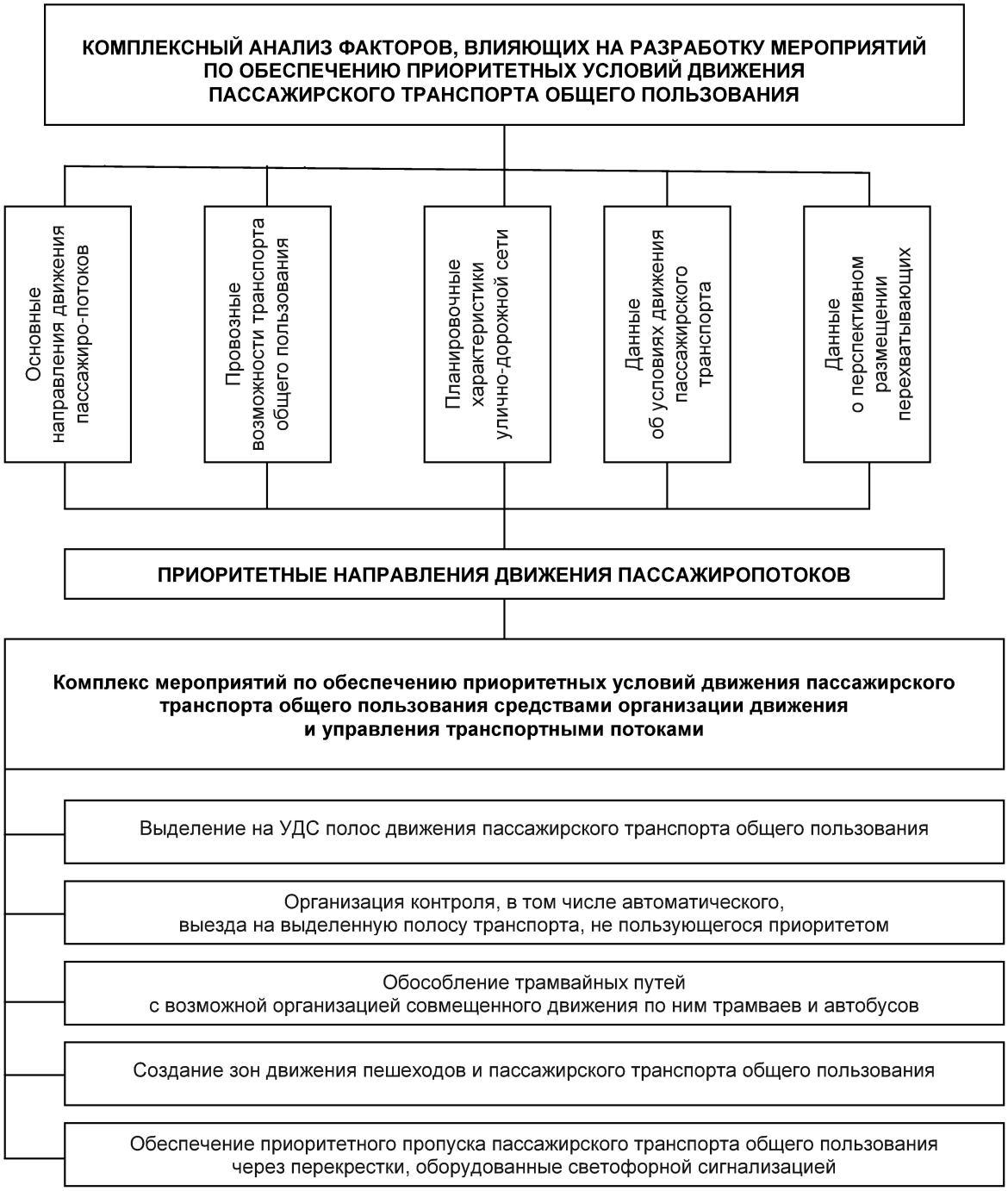


Рисунок 1 – Алгоритм реализации схем приоритетного движения пассажирского транспорта общего пользования

Особенность предлагаемого алгоритма заключается в совершенствовании методики повышения пропускной способности полос приоритетного движения пассажирского транспорта, которая позволит учитывать при реализации схем организации приоритетного движения ТОП разных видов комплексно пропускную способность полос приоритетного движения ТОП и остановочных площадок ТОП.

Обеспечение приоритетных условий движения пассажирского ТОП имеет ряд перспективных преимуществ в мероприятиях по повышению безопасности дорожного движения:

– обеспечивает перераспределение пассажиропотоков с индивидуального на массовый пассажирский транспорт;

– является предпосылкой реализации мероприятий по ограничению движения индивидуального транспорта на территории города;

– является фактором роста безопасности движения.

При реализации данного алгоритма ожидается положительный эффект заключающийся в разгрузке дорог города, уменьшения заторов и предзаторовых ситуаций, повышение эффективности ТОП, уменьшении перевозок на личном транспорте среди населения города за счет введения платных участков дороги для индивидуального транспорта в часы пик, тем самым снижая количество транспорта на улично-дорожной сети (УДС) города [4]. Так же данный проект имеет свое дальнейшее развитие, он является первой ступенью к вводу на УДС города новых инновационных проектов, способствующих не только повышению уровня дорог города и перевозок, но и отражающихся на экономике и уровня города в целом.

На данный момент подобные подходы к организации ТОП уже успешно применяются во многих городах РФ, также других странах. Например, в Москве количество пассажиров, передвигающихся по выделенным полосам, возросло на 120 %, а скорость движения транспорта увеличилась на 15 %, сократилось число парковочных мест на проезжей части.

В ходе исследования был изучен современный отечественный и зарубежный опыт, особенности организации движения ТОП в городах, определена законодательная и нормативная база, исследована интенсивность ТОП на ул. Северной в г. Краснодаре, обоснована актуальность, научная новизна и практическая значимость методики повышения пропускной способности полос приоритетного движения пассажирского транспорта.

Литература:

1. Коновалова Т.В., Котенкова И.Н. Транспортная инфраструктура : учеб. пособ. ФГБОУ ВПО «КубГТУ». – Краснодар, 2013. – 264 с.

2. Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Влияние транспортной безопасности на экономические показатели работы автомобильного транспорта // В сбр.: Перспективы развития и безопасность автотранспортного комплекса. – 2013. – С. 183–185.

3. Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Пути повышения эффективности системы обеспечения безопасности движения на автомобильном транспорте // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2015. – № 4. – С. 431–441.

4. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Папазьян М.В. Учет внетранспортного эффекта при оценке инвестиций в городской пассажирский транспорт // Вестник Оренбургского государственного университета. – 2014. – № 10 (171). – С. 241–243.

References:

1. Konovalova T.V., Kotenkova I.N. Transport infrastructure : studies manual FGBOU VPO of «KubGTU». – Krasnodar, 2013. – 264 p.

2. Konovalova T.V., Nadiryan S.L. Influence of transport safety on economic indicators of work of a road transport // Collection: Prospects of development and safety of a motor transportation complex. – 2013. – P. 183–185.

3. Konovalova T.V., Nadiryan S.L. Ways of increase in system effectiveness of safety of movement on a road transport // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2015. – No. 4. – P. 431–441.

4. Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Papazyan M.V. Accounting of extra transport effect in case of assessment of investments into urban passenger transportation // Messenger of the Orenburg state university. – 2014. – No. 10 (171). – P. 241–243.

УДК 656.073

О НАЧАЛЕ ВНЕДРЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ТЕЛЕМАТИЧЕСКИХ СИСТЕМ В РОССИИ

–––––––

ABOUT THE BEGINNING OF THE DEPLOYMENT OF INTELLIGENT TELEMATICS SYSTEMS IN RUSSIA

Изюмский Александр Александрович
Кубанский государственный технологический университет

Надирян София Левоновна
Кубанский государственный технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Сенин Иван Сергеевич
Кубанский государственный технологический университет

Зайкова Лидия Григорьевна
Кубанский государственный технологический университет

Izyumskii Alexandr Alexandrovich
Kuban State University of Technology

Nadiryan Sofiya Levonovna
Kuban State University of Technology
sofi008008@yandex.ru

Senin Ivan Sergeyevich
Kuban State University of Technology

Zaikova Lydiya Gregorevna
Kuban State University of Technology

Аннотация. В данной статье мы рассмотрим вопросы внедрения интеллектуальных телематических систем в России. Интеллектуальные телематические системы и сервисы («ИТС&С») – интегратор аппаратно-программных комплексов навигационных систем на основе современных технологий ГЛОНАСС и GPS для спутникового мониторинга и эффективного управления различными видами транспорта. «ИТС&С» реализует проекты в области транспортной телематики, навигации и управления подвижными объектами, с применением инновационных технологий ГЛОНАСС в интересах российского рынка.

Ключевые слова: телематические системы, навигационные системы, анализ, интеллектуальные системы, моделирование.

Annotation. In this article, we will discuss the deployment of intelligent telematics systems in Russia. Intelligent telematics systems and services («its&C») – integrator hardware and software systems navigation systems based on modern technologies GLONASS GPS for satellite monitoring and effective management of various types of transport. The «its&» implements projects in the field of transport telematics, navigation and control of mobile objects, with the use of innovative technologies GLONASS in the interests of the Russian market.

Keywords: telematics systems, navigation systems, analysis of intelligent system, modeling.

Интеллектуальные телематические системы и сервисы («ИТС&С») – интегратор аппаратно-программных комплексов навигационных систем на основе современных технологий ГЛОНАСС и GPS для спутникового мониторинга и эффективного управления различными видами транспорта. «ИТС&С» реализует проекты в области транспортной телематики, навигации и управления подвижными объектами, с применением инновационных технологий в интересах российского рынка.

Правительстве РФ принципиально согласились с идеей оснащения всех автомобилей «черными ящиками», объединенные интеллектуальной телематической системой (ИТС) – специальными устройствами, записывающими и передающими данные о движении и состоянии транспортного средства. Установку подобных устройств во все новые автомобили планируется начать с 2020 года, тогда же ожидается принятие требований на оснащение всех эксплуатируемых в РФ автомобилей этими устройствами [1].

Для реализации этих предложений вице-премьер Аркадий Дворкович, курирующий транспортный комплекс, дал поручение создать межведомственную рабочую группу министерствам (Минпромторг, Минтранс, МВД, Минкомсвязь, Минфин, МЧС), Банку России, некоммерческому партнерству ГЛОНАСС и группе «АвтоНет» Национальной технологической инициативы [2].

Предполагается формирование единой среды сбора, обработки и передачи практически любой информации о местоположении и состоянии автомобиля. Конкрет-

ные пакеты информации будут определяться потребностями: возможна передача данных о нагрузке на ось грузового автомобиля (это решает вопрос взвешивания перевозимых грузов), стиле езды конкретного водителя (для составления договора страхования), необходимости ремонта или замены определенных узлов (для автосервиса).

Новая инфраструктура ИТС позволит также осуществлять все процессы управления трафиком, предусмотренные возможностями «Интеллектуальных транспортных систем», требования к которым прописаны в ГОСТе Р 56294-2014 «Интеллектуальные транспортные системы. Требования к функциональной и физической архитектурам интеллектуальных транспортных систем».

Федерального государственного финансирования на реализацию объединения «черных ящиков» с интеллектуальными транспортными системами отдельных субъектов не предусмотрены, предполагается, что субъекты создадут их за свой счет и исходя из собственных потребностей.

Зато озвучена предполагаемая стоимость оборудования автомобиля данной системой – «чёрный ящик» будет стоить от 100 тыс. рублей и потребует абонентской платы [3].

Помимо отсутствия государственного финансирования и высокой стоимости оборудования на пути оборудования автомобилей интеллектуальными телематическими системами стоят еще ряд проблем.

Например, правовой аспект, одно дело передача информации о ДТП, другое – о местоположении автомобиля в любой момент времени. Стремление «чипизировать» все и вся натыкается на тайну и неприкосновенность личной жизни [4].

Многие эксперты ставят под сомнение вообще нужность данного прибора с точки зрения безопасности.

Эксперты считают, что внедрение систем типа eCall, отправляющая автоматическое сообщение в центр экстренных вызовов в случае аварии автомобиля, аналог которой уже реализован у нас в виде системы ЭРА ГЛОНАСС, является более реальным движением в области обеспечения безопасности движения, чем системы построенные по принципам «Платона», направленные в основном на сбор средств с автоладельцев [5].

Литература:

1. Изюмский А.А., Надирян С.Л., Сенин И.С. Вычислительная техника и сети в отрасли : учеб. пособ. – Краснодар : изд. ФГБОУ ВПО «КубГТУ», 2014. – 275 с.
2. Изюмский А.А., Надирян С.Л. Системы автоматизации на автомобильном транспорте : учеб. пособ. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВПО «КубГТУ», 2015. – 263 с.
3. Изюмский А.А., Надирян С.Л. Внедрение автоматизированной системы транспортной логистики на автотранспортных предприятиях // Всероссийский научный журнал Гуманитарные и социально-экономические и общественные науки. – ООО «Наука и обозрение», 2014. – № 10.
4. Изюмский А.А., Надирян С.Л., Сенин И.С. Транспортные сети и возможности их моделирования при помощи современных пакетов прикладных программ // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 2. – С. 138–142.
5. Изюмский А.А., Надирян С.Л., Сенин И.С. Применение сетевой архитектуры информационных систем в автомобиле // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2014. – № 1. – С. 54–62.

References:

1. Izyumsky A.A., Nadiryan S.L., Senin I.S. Computer facilities and networks in an industry : studies manual – Krasnodar : prod. FGBOU VPO of «KubGTU», 2014. – 275 p.
2. Izyumsky A.A., Nadiryan S.L. Systems of automation on a road transport : studies manual – Krasnodar: prod. FGBOU VPO of «KubGTU» of 2015. – 263 p.
3. Izyumsky A.A., Nadiryan S.L. Implementation of an automated system of transport logistics at the motor transportation entities // the All-Russian scientific magazine Humanitarian and social and economic and social sciences. – LLC Nauka i obozreniye, 2014. – No. 10.
4. Izyumsky A.A., Nadiryan S.L., Senin I.S. Transportation networks and possibilities of their modeling by means of modern packets of application programs // Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). – 2016. – No. 2. – P. 138–142.
5. Izyumsky A.A., Nadiryan S.L., Senin I.S. Use of network architecture of information systems in the car // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2014. – No. 1. – P. 54–62.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАЗРАБОТКИ

–––––––

TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT

УДК 663/66: 664.959

СОВРЕМЕННЫЕ СПОСОБЫ ПОЛУЧЕНИЯ И ПРИМЕНЕНИЯ БИОПОЛИМЕРА ХИТОЗАНА

–––––––

MODERN WAYS OF RECEIVING AND USE OF BIOPOLYMER OF CHITOSAN

Касьянов Геннадий Иванович
доктор технических наук,
профессор, профессор кафедры
технологии продуктов питания
животного происхождения,
Кубанский государственный
технологический университет

Кубенко Егор Георгиевич
канд. техн. наук, технолог,
ООО «Экологически чистые
пищевые технологии»

Kasyanov Gennady Ivanovich
doctor of engineering, professor,
professor of department of technology
food of an animal origins
Kuban state technological university

Kubenko Egor Georgiyevich
candidate of technical sciences,
technologist,
Ltd company «Environmentally friendly
food technologies»

Аннотация. Целью исследования был аналитический обзор способов получения и применения хитозана, а также возможность получения хитозана из нетрадиционного панцирьсодержащего сырья.Хитозан относится к катионным аминополисахаридам природного происхождения, существует в виде сополимера глюкозамина и N-ацетилглюкозамина, получаемого путем частичного дезацетилирования хитина. Если традиционные полисахариды типа целлюлозы, каррагинана, декстрана, пектина, агар-агара, агарозы, гепарина, альгиновой кислоты, обладающих нейтральной или кислой природой, то хитозан относится к высокоосновным биополимерам. Из-за наличия аминогрупп в структуре, хитозан имеет ряд специфических характеристик. Например, он действует как хелатирующий агент, способный формировать пленки и, даже, при взаимодействии с противоположно заряженными полимерами, может образовывать полиэлектролитные комплексы.

Обычно хитозан представляется в виде аморфно-кристаллического полимера, существующего в нескольких полиморфных модификациях или в форме водорастворимых солей в разбавленных растворах органических и неорганических кислот.

Перечисленные свойства хитозана явились основанием для выполнения настоящей работы. Принимая во внимание ограниченные ресурсы панцирьсодержащего сырья в Краснодарском крае, мы обратили внимание на очень распространенный вид мелких ракообразных – азовский гаммарус. При этом потребовалось разработать технику и технологию получения хитозана из нетрадиционного сырья и проанализировать его свойства.

В статье обоснована целесообразность использования газожидкостной технологии для получения хитозана из панцирей азовского гаммаруса, а также предложены режимы газожидкостной обработки. В период выполнения работы были исследованы свойства хитозана, полученного из хитина гаммаруса азовского и проанализировано влияние хитозана на пищевые продукты.

Annotation. The state-of-the-art review of methods of obtaining and use of chitosan, and also a possibility of receipt of chitosan from nonconventional pantsirsoderzhashchy raw materials was a research purpose. Chitosan belongs to cationic aminopolysaccharides of a natural origin, exists in the form of copolymer of the glycosamine and N-atsetilglyukozamina received by a partial dezatsetilirovaniye of chitin. If traditional polysaccharides like cellulose, a karraginana, a dextran, pectin, an agar agar, agaroses, heparin, the alginic acid possessing the neutral or sour nature, then chitosan belongs to high-basic biopolymers. Because of availability of amino groups in structure, chitosan has a number of specific characteristics. For example, he acts as the helatiruyushchy agent capable to create films and, even, in case of interaction with opposite loaded polymers can form polyelectrolytic complexes.

Usually chitosan is presented in the form of the amorphous and crystal polymer existing in several polymorphic modifications or in the form of water-soluble salts in the diluted solutions of organic and inorganic acids.

The listed properties of chitosan were the basis for accomplishment of this work. In view of limited resources of pantsirsoderzhashchy raw materials in Krasnodar Krai, we paid attention to very widespread type of small Crustacea – Azov gamma Russian. At the same time it was required to develop the equipment and technology of receipt of chitosan from nonconventional raw materials and to analyse its properties.

In article feasibility of use of gas-liquid technology for receipt of chitosan from armors of the Azov gammarus is proved, and also the modes of gas-liquid handling are offered. During performance of work properties of the chitosan received from chitin of a gammarus Azov were researched and influence of chitosan on foodstuff is analysed.

Ключевые слова: хитин, дезацетилирование, хитозан, реология, вязкость, приборы, биотехнология, биоинженерия.

Keywords: chitin, dezatsetilirovaniye, chitosan, rheology, viscosity, devices, biotechnology, bioengineering.

Введение.

Исследование относится к пищевой отрасли промышленности, применительно к способам получения и применения натуральных структурообразователей. Сырьем для получения хитозана является хитин (поли-N-ацетил-D-глюкозамин). Благодаря уникальным биохимическим и технологическим свойствам хитозан относится к важнейшим природным пищевым и медицинским биополимерам, нашедшем широкое потребление во многих отраслях промышленности. По химической структуре хитозан относится к полисахаридам, содержащего свободные аминогруппы, позволяющие ему связывать ионы водорода с избыточным положительным зарядом хорошего катионита. Хитозан представляет собой случайно-связанные β-(1-4) D-глюкозаминовые звенья и N-ацетил-D-глюкозамина. Наличиебольшого количества водородных связей способствует связыванию ионов тяжелых металлов, радиоизотопов, жиров, бактериальных токсинов и токсинов, образующихся в процессе пищеварения.

Высокие формообразующие и функциональные свойства хитозана на протяжении нескольких десятилетий привлекают внимание многих исследователей. Классическим естественным сырьем для получения хитозана является хитин панциря морских крабов и речных раков, креветок, криля, лангустов, омаров. Хитин образует наружный скелет зоопланктона, кораллов, медуз и насекомых. После отделения от хитина белковой части и соответствующей очистки с помощью протеолитических ферментов, осуществляют трансформацию его в хитозан способом деацетилирования.

Однако традиционные способы получения хитозана из хитина панциря ракообразных не позволяют получать достаточное количество готового продукта. Трудами ряда ученых предложено получать хитозан из хитина рачков гаммарусов. Усовершенствован биотехнологический способ получения хитозана из природного возобновляемого сырья азовского, алтайского и балтийского рачка-бокоплава гаммаруса. Актуальность темы исследования заключается в расширении ассортимента сырья для получения натурального структурообразователя. Этой теме в сентябре 2016 г. была посвящена 13 международная конференция «Современные перспективы в исследовании хитина и хитозана» и будет продолжена на Шорыгинских хитиновых чтениях 17–19 марта 2017 г.

Промышленное освоение технологии производства хитина и хитозанадо 2,5 тыс. т в год отмечено в Японии, в Америке до 1 тыс. т, в Китае до 400 т, европейские прибрежные страны выпускают до 100 т хитозана в год. В России объем выпуска хитина и хитозана достигает 80 т в год, в то время как потребность в них превышает 200 т в год. Перед отраслью поставлена задача, в порядке импортозамещения, существенно увеличить выпуск отечественного хитозана.

Фундаментальные исследования в области получения хитозана из хитина начались с работ известных нобелевских лауреатов E. Fischera, P. Karrera W.N. Hawortha. Из отечественных ученых, работавших в данном направлении следует отметить Быкова В.П., Варламова В.П., Данилова С.Н., Мезенову О.Я., Немцева С.В., Садова Ф.И., Шорыгина П.П. [4, 5, 11].

Значительное внимание в выполненных исследованиях уделялось отработке технологии получения хитозана из разнообразного сырья [1, 6–8].

Известны способы применения хитозана в биотехнологии и экологии, пищевой промышленности, медицине, косметике, сельском хозяйстве и ветеринарии [2, 3, 9, 10, 12]. Многие производные хитозана обладают рядом новых свойств. Например, N-карбоксилметилхитозан является консервантом и сохраняет свежий вкус и аромат мясного сырья [4].

Несмотря на значительное число выполненных исследований, не до конца решенными остаются вопросы расширения сырьевой базы и дальнейшего совершенствования способов получения хитозана. В таблице 1 приведен массовый состав компонентов хитинсодержащего сырья.

Таблица 1 – Массовый состав компонентов хитинсодержащего сырья, %

Виды хитинсодержащего сырья	Белок	Жир	Зола	Хитин
Скелетная пластинка кальмара	0,5	3–5	0,5–2	30–35
Панцирь креветки сухой	44–56	10–13	26–29	17–20
Панцирь крабов сухой	25–30	2–4	35–40	24–30
Панцирь криля сухой	22–29	2–4	21–23	26–29
Рачок гаммарус сухой	49–52	6–8	16–19	22–26
Сухой подмор пчёл	50–80	0,3	2–3	10–12

Как видно из данных таблицы 1, содержание хитина в панцире рачка гаммаруса практически не уступает большинству источников его получения.

Целью исследований является получение хитозана из хитина азовского гаммаруса.

Исследования свойств хитозана, полученного из хитина гаммаруса азовского

С участием авторов разработан способ получения хитозанадеацетилированием хитина панциря азовского гаммаруса аммиаком под давлением до 4 МПа. Биополимер хитозан полученный по оригинальной технологии из хитина панциря гаммаруса азовского имеет ряд индивидуальных свойств, отражающий особенности исходного сырья. С участием автора запатентована полезная модель «Устройство для получения хитозана» № 120 547. На рисунке 1 показана схема способа получения хитозана.

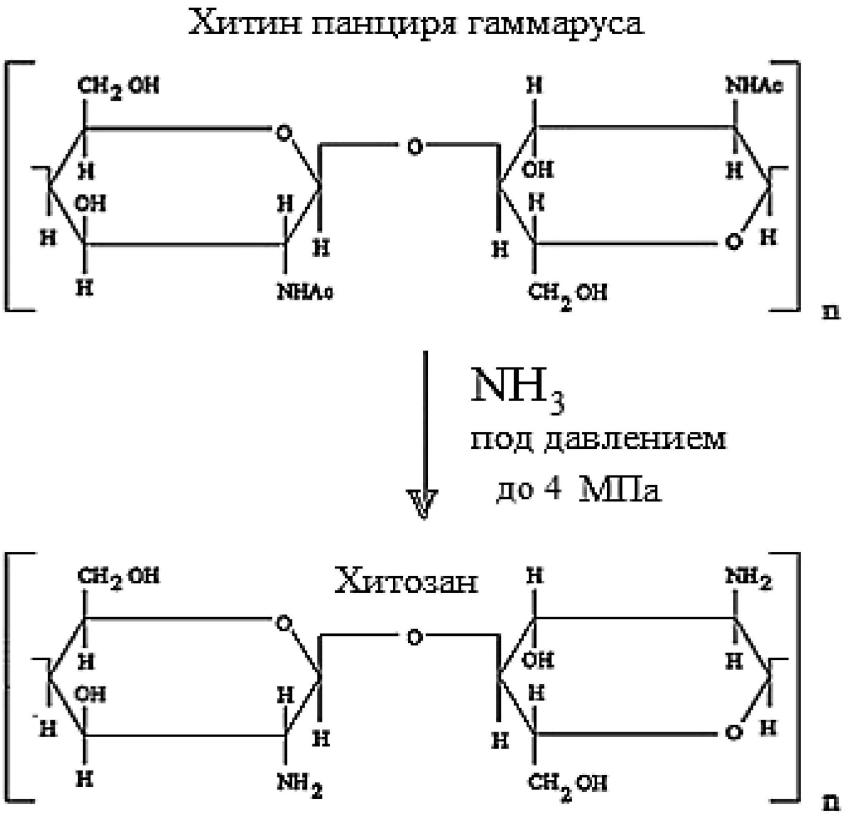


Рисунок 1 – Способ получения хитозанадеацетилированием хитина панциря азовского гаммаруса аммиаком

Органолептические свойства гаммарусовогохитозана

В таблице 2 приведены органолептические показатели биополимера хитозана, полученного из гаммаруса азовского по оригинальной авторской технологии.

Таблица 2– Органолептические показатели хитозана

Наименование	Характеристика и значение показателя	
	Хитозан из хитина азовского гаммаруса	Хитозан из хитина ракообразных
Вид	Тонкоизмельченные частицы	Мелковолокнистые частицы
Цвет	Розовый	Белый
Вкус и запах	Нейтральный вкус и запах	Нейтральный вкус и запах

На рисунке 2 показан внешний вид образца хитозана из гаммаруса азовского.

Как видно из данных таблицы 1, органолептические показатели полученного образца гаммаруса азовского, близки к свойствам биополимера хитозана, полученного традиционным способом из панциря хитина ракообразных. Единственным отличием полученного образца от хитозана по традиционной технологии является его розовая окраска, из-за отсутствия в технологической схеме стадии отбеливания.

Рисунок 2 – Образец хитозана из гаммаруса азовского

Микробиологические показатели безопасности хитозана из гаммаруса

Микробиологическую стабильность образца хитозана из азовского гаммаруса определяли в лабораторных условиях кафедры биоорганической химии и технической микробиологии КубГТУ.

В таблице 3 приведены микробиологические показатели безопасности хитозана из гаммаруса.

Таблица 3 – Микробиологические показатели безопасности хитозана из гаммаруса

Наименование показателя	Нормативный показатель	Фактическое содержание
КМАФАМ, КОЕ в 1 г продукта	4×10^4	$3{,}9 \times 10^4$
Бактерии группы кишечной палочки	не допускается	не обнаружены
Патогенные микроорганизмы	не допускается	не обнаружены
Плесневые грибы	2×10^4	$1{,}7 \times 10^4$

Как видно из данных таблицы 3, установлена микробиологическая безопасность образца хитозана, полученного из гаммаруса азовского на запатентованной авторами установки.

Физико-химические свойства хитозана, полученного по разработанной технологии

Определение физико-химических и минеральных свойств хитозана из гаммаруса азовского проводились в технологической лаборатории института пищевой и перерабатывающей промышленности ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет». Данные представлены в таблицах 4, 5.

Таблица 4 – Физико-химические свойства гаммарусовогохитозана

Наименование	Хитозан	
	по разработанной технологии из гаммаруса азовского	по традиционной технологии из панциря ракообразных
Молекулярная масса	320	270
Массовая доля, %	10	12
Влаги	0,2	0,4
Вязкость относительная	24,2	22,0
Степень деацетилирования, %	94,4	80,4
Массовая доля ионов тяжелых металлов, мкг/г:		
меди	0,67	3,2
цинка	–	0,1

Как видно из данных таблицы 4, физико-химические свойства гаммарусовогохитозана практически близки по свойствам хитозану по традиционной технологии.

Таблица 5 – Содержание минеральных веществ в хитозане из гаммаруса азовского

Элемент, мг/кг	Хитозан	
	по разработанной технологии из гаммаруса азовского	по традиционной технологии из панциря ракообразных
Йод	0,32	0,38
Железо	0,45	0,65
Калий	0,43	0,52
Кальций	11,65	10,85
Магний	0,95	1,2
Медь	0,67	0,98
Натрий	1,95	2,35
Селен	0,26	0,15
Цинк	0,58	0,63

В результате анализа данных таблицы 5, можно сделать вывод, что физико-химические свойства хитозана, полученного из хитина гаммаруса азовского газожидкостным способом, в лучшую сторону отличаются от хитозана, полученного по традиционной технологии из панциря ракообразных. Наличие в образце полученного хитозанаэссенциальных микроэлементов, подтверждает его полезные свойства.

Исследование гаммарусовогохитозана спектроскопическим

методом

Методом инфракрасной спектроскопии сравнивали характеристики хитозана из гаммаруса азовского с хитозаном из краба камчатского фирмы «Эвалар».

Показатели элементарного состава хитозана представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Показатели элементарного состава образцов хитозана

Наименование	Химический состав хитозана		
	углерод, %	водород, %	азот, %
Краб камчатский	42,6	5,9	6,8
Гаммарус азовский	42,8	5,8	6,7
Гаммарус озерный	43,8	6,3	7,3
По формуле	44,7	6,9	8,7

Установлено, что хитозан полученный из гаммаруса азовского имеет показатели углерода, водорода и азота, схожие с показателями хитозана из краба камчатского.

Оценку структуры хитозана из гаммаруса азовского и хитозана из камчатского краба фирмы «Эвалар» проводили ИК-спектроскопией. Показатели исследования представлены на рисунке 3.

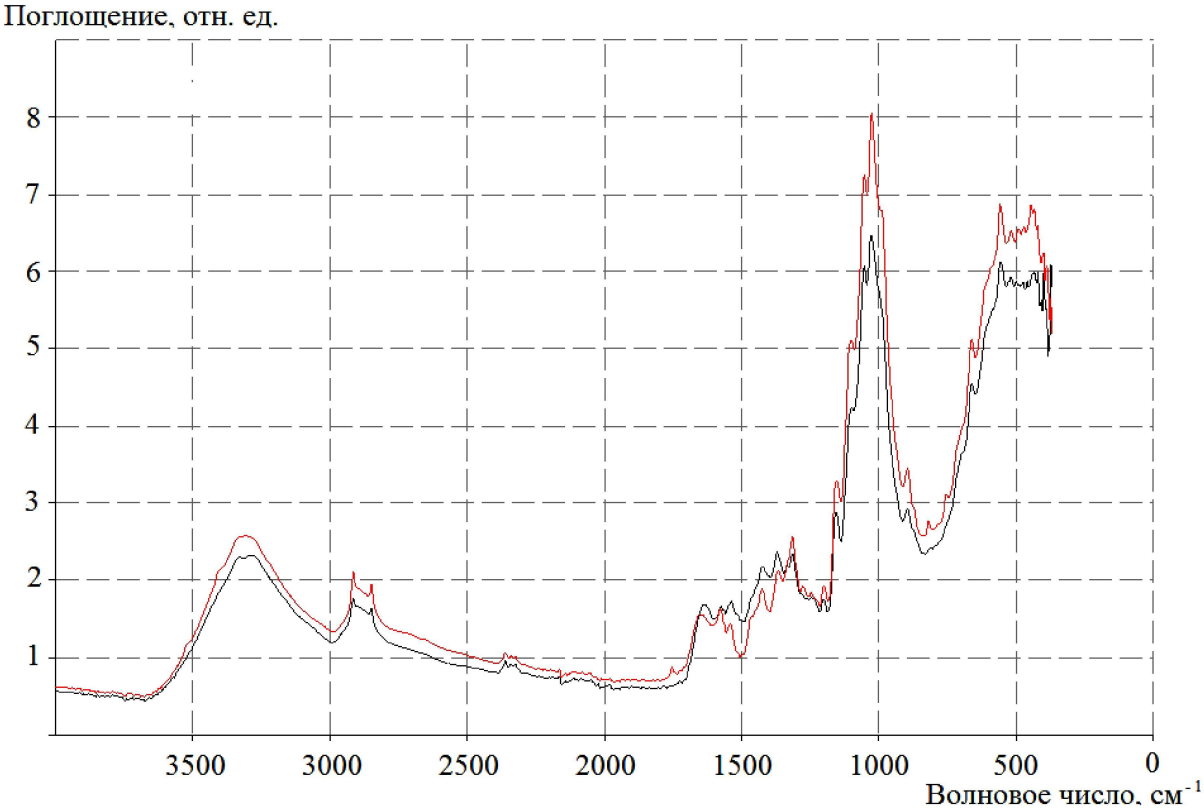


Рисунок 3 – ИК-спектр хитозана из гаммаруса азовского и хитозана из камчатского краба фирмы «Эвалар»

Спектры записаны на ИК фурье-спектрометре ИнфраЛЮМ ФТ-02 центра коллективного пользования КубГТУ.

На рисунке черным цветом записан спектр хитозана из гаммаруса азовского, а красным цветом – спектр хитозана камчатского краба. На рисунке видны следующие характеристические полосы спектров поглощения: валентные νNH_2 = 3200 – 3500 см$^{-1}$ и деформационные колебания δNH_2 = 1400 – 1100 см$^{-1}$, с наложением слабо характеристических (скелетных) колебаний молекулы C-N-связей. Деформационные (δCH_2 и δCH_3) колебания характерны для полос слабой интенсивности при 1300–1400 см$^{-1}$ скорее всего соответствуют деформационным колебаниям ОН-связей. На рисунке 3 представлены ИК-спектры образцов в области поглощения полос амидной группы (при 1660 и 1550 см$^{-1}$, соответственно) и деформационных колебаний свободных аминогрупп при 1590 см$^{-1}$.

В целом характер полос поглощения показывает идентичность обоих образцов по их химическому строению, что позволяет использовать хитозан полученный из гаммаруса азовского в пищевой технологии.

Исследование хитозана из гаммаруса азовского методом ЯМР-спектроскопии

Исходным материалом служил хитозан полученный по разработанной авторами технологии из хитина гаммаруса азовского. С использованием способа химической деполимеризации хитозана соляной кислотой, была получена фракция с молекулярной массой 20 кДа (ММ). Степень дезацетилирования (СД) по данным ЯМР-спектроскопии (рис. 4) и кондуктометрического титрования составляет 98–100 %. Повышение СД зависит от расщепления ацетамидных связей при химическом гидролизе хитозана.

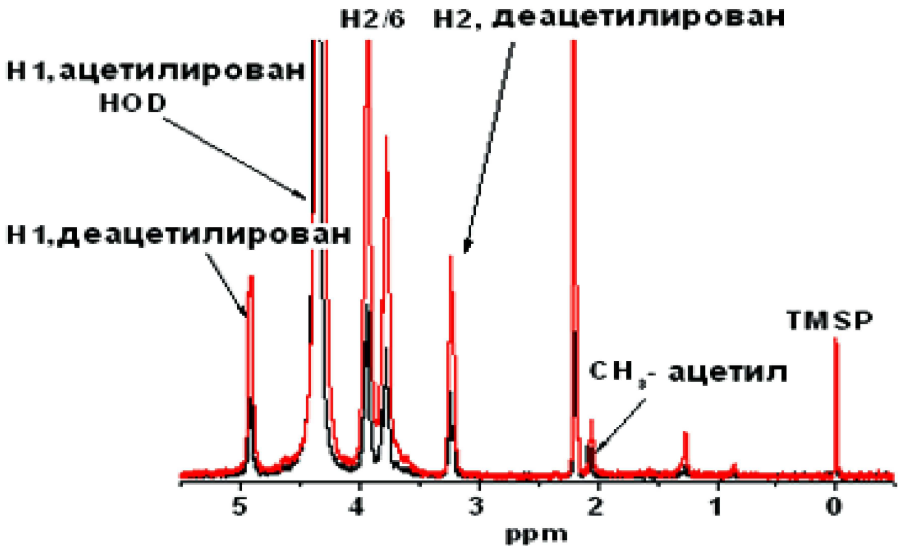


Рисунок 4- ЯМР спектр хитозана из гаммаруса азовского

С помощью высокоэффективной гель-проникающей хроматографии определяли молекулярную массу образцов. Полученная фракция хитозана была использована для синтеза ряда производных. Наиболее используемым и легким подходом придания полимеру сильных катионных свойств является кватернизацияхитозана, так как реакция протекает в мягких условиях с высоким выходом продукта. Ацилирование проводилось с целью увеличения сродства к мембранам бактериальных клеток, так как полученные производные планируется использовать в качестве антибактериального агента.

На рисунке 5 приведена хроматограмма образца хитозана из гаммаруса азовского.

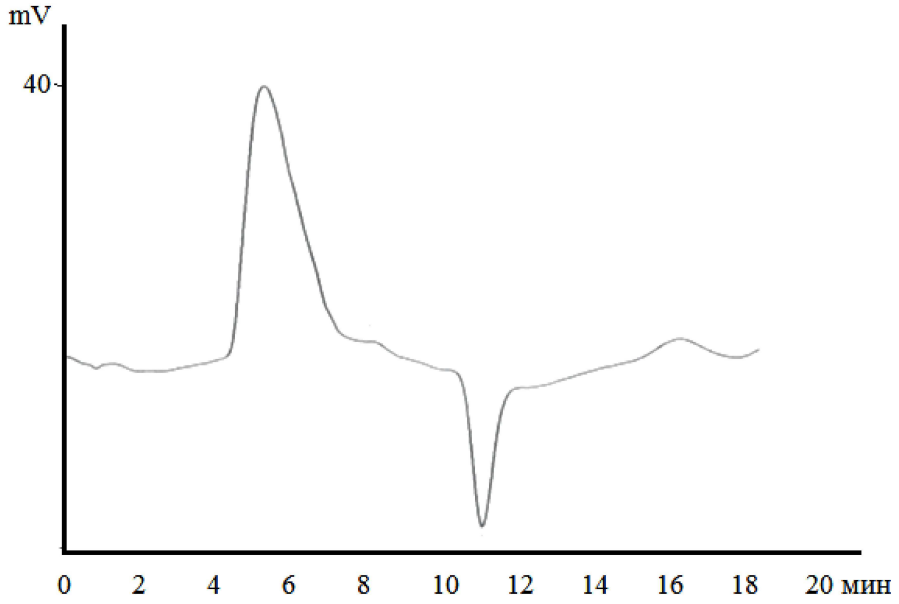


Рисунок 5 – Хроматограмма образца хитозана из гаммаруса азовского

Сорбционные свойства хитозана

Сорбционные свойства хитозана объясняются его высокой гидрофильностью и способностью для участия в сложных многостадийных процессах катализа, растворения, набухания, поверхностных химических реакций, транспорта низкомолекулярных веществ через мембраны. Для оценки сорбционной способности хитозана из хитина азовского гаммаруса использовали обращенную газовую хроматографию, позволяющей получить информацию о его надмолекулярной структуре.

Обнаружена высокая неоднородность структуры хитозана с наличием кристаллических и доступных для сорбции аморфных областей.

Выполнена термическая модификация хитозана, позволяющая удалить влагу, уменьшить растворимость и увеличить механическую прочность хитозановой пленки.

Изучена возможность извлечения гликозида линамарина из семян льна, который под влиянием фермента линазы в присутствии воды гидролизуется с образованием синильной кислоты. В качестве сорбента предложено использовать хитозановую пленку, обладающую высокими сорбционными свойствами по отношению к гликозидам. На рисунке 6 показана возможность иммобилизации гликозидов льна на хитозановой пленке.

Рисунок 6 – Кривая сорбции гликозидов льна хитозаном

Как видно из данных рисунка 6, гликозиды льна успешно удаляются из раствора через10–15 мин.

Установлено, что на пластинке модифицированного хитозана сравнительно эффективно сорбируются ионы тяжелых металлов. Сорбционное равновесие в гетерогенной системе достигается через 3 мин.

Зависимость степени сорбции хитозаном ионов свинца $Pb(NO_3)_2$ (х.ч.) от pH раствора, показаны на изотермах сорбции на рисунке 7.

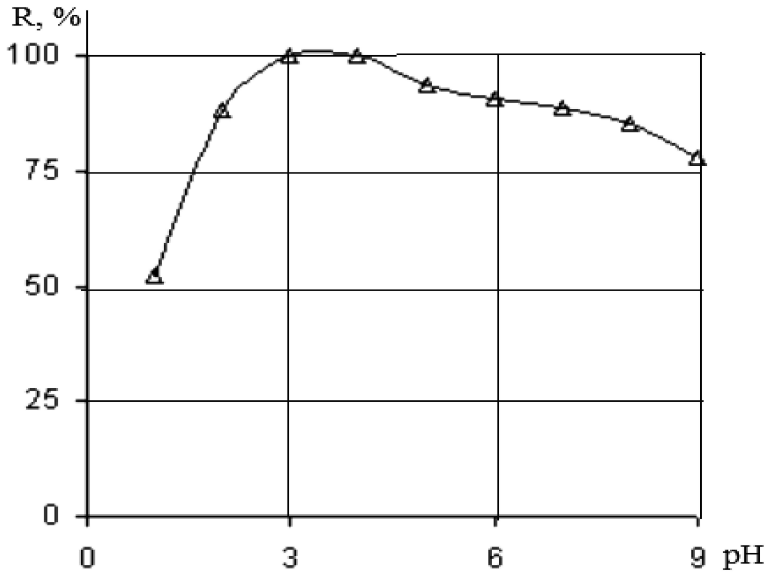


Рисунок 7 – Зависимость степени сорбции ионов свинца от pH раствора: C_0 = 1 ммоль/л; V = 0,015 л, g = 0,05 г.

Как видно из данных рисунка 7, наибольшая сорбционная способность хитозана по отношению к ионам свинца обнаружена при pH среды 3–4.

Механизм извлечения ионов свинца из раствора описан с помощью уравнения изотермы адсорбции Ленгмюра:

$$A = \frac{A_\infty \cdot K \cdot C_e}{(1 + K \cdot C_e)},$$

где A_∞ – *сорбционная емкость хитозана по свинцу, моль/кг;* K – *константа сорбционного равновесия интенсивности процесса сорбции, л/моль;* C_e – *равновесная концентрация сорбата, моль/л.*

Определение величин A и K по распределению ионов свинца в гетерофазной системе водный раствор – хитозан, можно графически определить с помощью линеаризации изотермы сорбции:

$$\frac{C_e}{A} = \frac{C_e}{A_\infty} + \frac{1}{A_\infty \cdot K}.$$

Исследование хитозана в качестве структурообразователя и консерванта

В результате исследований было выявлено, что хитозан необходимо вносить в пищевой продукт в виде раствора, т.к. порошкообразный хитозан обладает плохими структурообразующими свойствами.

На первом этапе исследований было изучено растворение хитозана. В эксперименте было исследовано растворение хитозана полученного по традиционной и по разработанной технологии в различных пищевых растворителях. Результаты исследования представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Растворимость хитозана из гаммаруса азовского

Образец	Растворимость, %			
	1 %-ная молочная кислота	2 %-ный водный раствор уксусной кислоты	5 %-й раствор лимонной кислоты	10 %-й раствор лимонной кислоты
Хитозан полученный по традиционной технологии	89,2	92,5	93,9	91,9
Хитозан полученный по разработанной технологии	99,7	99,2	98,5	99,7

Из таблицы 7 делаем вывод, что полученный по новой технологии хитозан хорошо растворяется в 1 %-ной молочной кислоте и в 10 %-ном растворе лимонной кислоты. В качестве пищевого растворителя нами была выбрана 1 %-ная молочная кислота, т.к. она исключает горький вкус раствора хитозана.

Второй этап исследований был посвящен изучению свойств растворов хитозана из гаммаруса азовского различной концентрации 1, 2, 4 % в 1 %-ной молочной кислоте. В таблице 8 представлены данные о свойствах хитозана в кислотных растворах.

Таблица 8 – Свойства растворов хитозана в молочной кислоте

Раствор хитозана	pH	Сенсорные показатели
1,0 %	3,11	Раствор светлого розового цвета, жидкой консистенции.
2,0 %	3,52	Раствор темновато розового цвета, полувязкой консистенции.
4,0 %	4,36	Раствор темно-розового цвета, вязкой консистенции.

Выполнялась задача по исследованию показателей эффективной вязкости однопроцентных растворов хитозана в молочной кислоте.

В лабораторных условиях была изучена вязкость слабоконцентрированных растворов хитозана (1, 2, 4 %) в 1 %-ной молочной кислоте.

Различают понятия эффективной (динамической) вязкости и кинематической. Кинематическая вязкость ν вычисляется как отношение динамическойвязкости μ к плотности жидкости ρ и определяется формулой: $\nu = \mu \div \rho$, где μ– динамическая вязкость, Па × с, ρ– плотность жидкости, кг/м³. На рисунке 8 показана зависимость эффективной вязкости раствора хитозана от скорости сдвига.

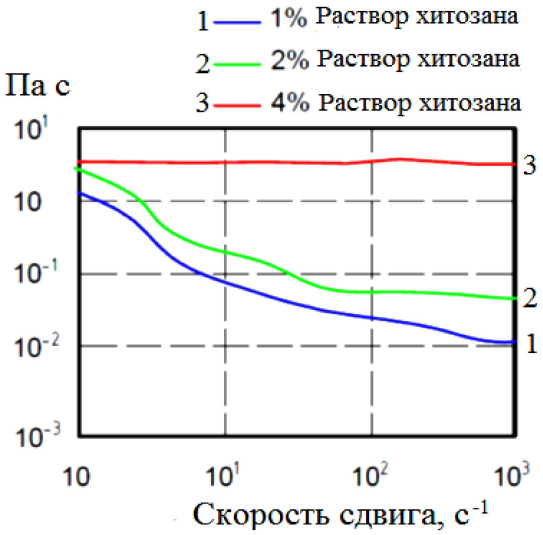


Рисунок 8 – Зависимость эффективной вязкости раствора хитозана от скорости сдвига

На рисунке 8 представлены кривые эффективной вязкости хитозана в растворах молочной кислоты разной концентрации. Из полученных результатов видно, что наблюдается закономерное повышение вязкости с ростом концентрации полимера в растворе, а также всё более заметным становится неньютоновское поведение системы. Вязкость растворов полимера с концентрацией 0,1–0,5 % масс не превышает 10 мПа × с; полученные кривые свидетельствуют о том, что в результате исследования было выявлено, что 4 % раствор хитозана в 1 %-ной молочной кислоте сохраняет свою вязкость постоянно (показатель эффективной вязкости равен 0,001807 Па × с), а 1, 2 – процентные растворы теряют свою вязкость через 3 дня (показатели эффективной вязкости равен 1 %-ного раствора равен 0,001609 Па × с, 2 %-ного раствора равен 0,001703 Па × с).

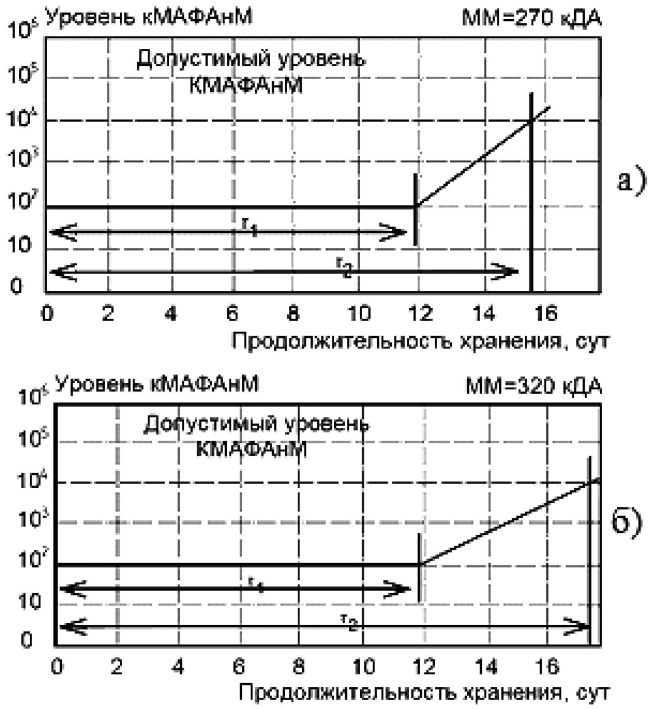
Апробация применения хитозана из азовского гаммаруса в качестве БАВ

Полученные в результате исследований результаты были апробированы в производственных условиях ОАО «Комбинат детского питания».

Были оценены возможности использования хитозана из азовского гаммаруса и его производных в качестве биологически активных веществ и добавок.

Заключительный этап исследований заключался в изучении влияния 4 %-ного раствора хитозана в 1 %-ной молочной кислоте на срок годности растительно-рыбных пищевых продуктов.

В качестве объектов исследования были выбраны растительно-рыбные паштеты, два вида хитозана (хитозан из панциря ракообразных) с молекулярной массой (ММ) 270 кДа и хитозан полученный по новой технологии из (гаммаруса азовского) с ММ 320 кДа. В отдельные образцы растительно-рыбного паштета вносили 4 %-ный раствор хитозана в 1 %-ной молочной кислоте с различной ММ хитозана. Данные представлены на рисунке 9.



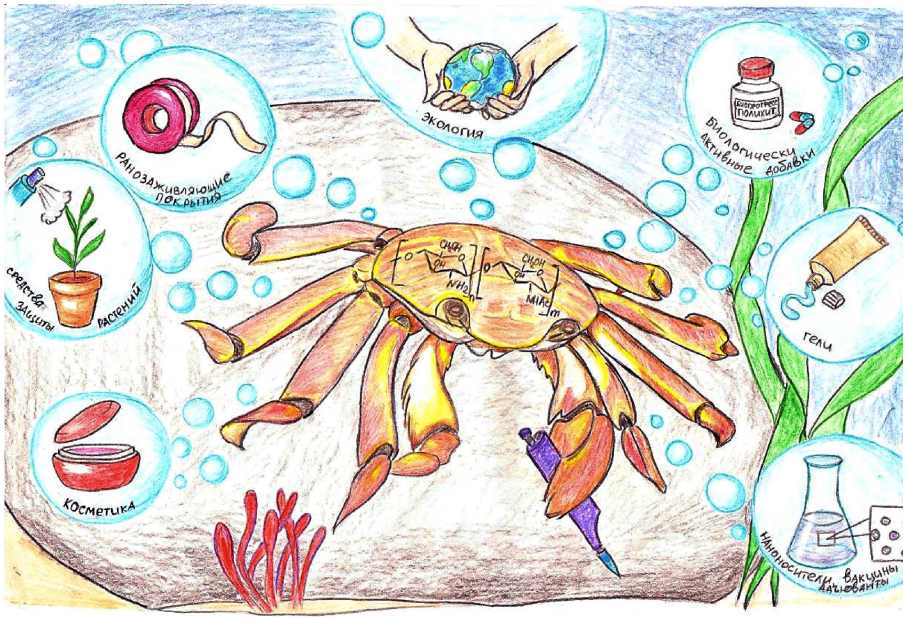
а) Растительно-рыбный паштет с добавлением 4% раствора хитозана в 1%-ной молочной кислоте с ММ 270 кДа

б) Растительно-рыбный паштет с добавлением 4% раствора хитозана в 1%-ной молочной кислоте с ММ 320 кДа

Рисунок 9 – Зависимость срока хранения паштета от молекулярной массы хитозана

Паштет упаковывали и проводили стерилизацию при температуре 100 °С и продолжительностью 15 мин. Процесс хранения осуществлялся при температуре 4 °С с определением КМАФАнМ каждые 2 дня.

На графиках а, б отмечена прямая зависимость τ_1 и τ_2 от ММ полимера в паштете. Из представленных данных видно, что лучшим бактериостатическим действием обладает хитозан полученный по разработанной технологии «Б», в результате которого срок годности растительно-рыбного паштета увеличивается на 30 % от рекомендованного срока.



Заключение

1. Разработан газожидкостный способ полученияхитозана из хитина азовского-гаммаруса при его комплексной переработке.

2. Изучены физико-химические свойства азовского гаммарусапо сравнению с гаммарусом алтайским и балтийским. Реологические и физико-химические свойства нового вида хитозана определяли спектральными и хроматографическими методами анализа.

3. Результаты исследований по использованиюхитозана из азовского гаммарусав составе растительно-рыбного паштета апробированы в опытно-промышленных условиях.

Литература:

1. Абдуллин В.Ф., Артёменко С.Е., Овчинникова Г.П. Технология и свойства хитозана из панциря речного рака // Вестник СГТУ. – 2006. – № 4 (16). – Вып. 1. – С. 18–24.

2. Буткевич Т.В. Использование хитозана в производстве молочных продуктов / Т.В. Буткевич, В.П. Варламов, И.А. Евдокимов, Л.Р. Алиева, В.П. Курченко // Труды БГУ. – 2014. – Т. 9. – Ч. 2. – С. 181–190.

3. Бучахчян Ж.В. Технология молочных неферментированных десертов, обогащенных альгинатом натрия и хитозаном / Ж.В. Бучахчян, Л.Р. Алиева, И.А. Евдокимов и др. // Научный журнал КубГАУ. – Краснодар : КубГАУ, 2012. – № 75 (01).

4. Варламов В.П. Хитин и хитозан: природа, получение и применение / Варламов В.П., Немцев С.В., Тихонов В.Е. – М. : Российское хитиновое общество, 2010. – 292 с.

5. Гартман О.Р., Воробьева В.М. Технология и свойства хитозана из рачка гаммарус // Фундаментальные исследования. – 2013. – № 6–5. – С. 1188–1192.

6. Григорьева Е.В. Обоснование переработки гаммаруса Балтийского моря (Gammaruslacustris) методами биотехнологии : автореф. дис. … канд. хим. наук. – М. : ВНИРО, 2008. – 24 с.

7. Кубенко Е.Г. Разработка технологии получения хитозана из гаммаруса азовского и его использование при производстве растительно-рыбных пищевых продуктов: автореф. дис. … канд. техн. наук. – Краснодар : КубГТУ, 2014. – 24 с.

8. Солдатова С.Ю. Разработка технологии получения хитозана из панцирьсодержащего сырья // Вестник Нижневартовского государственного университета. – 2015. – № 1. – С. 48–56.

9. Anitha A, Sowmya S, Sudheesh Kumar P.T, Deepathi S, Chennazhi K.P, Ehrlich H, Tsurkan M, Jayakumar R. Chitin and chitosan in selected biomedical applications // Progress in Polymer Science. –2014. – № 39. – P. 1644–1647.

10. Evdokimov I.A. Functional food with chitosan in erosion damage of the gastric mucosa in rats / I.A. Evdokimov, R.O. Budkevich, J.V. Buchakhchyan, L.R. Alieva, E.V. Budkevich // 2-nd International ISEKI Food Conference. – Milan, 2011. – 200 p.

11. Czechowska-Biskup R., Jarosińska D, Rokita B, Ulański P, Rosiak JM; (2012) Determination of degree of deacetylation of chitosan – comparision of methods // Progress on Chemistry and Application of Chitin and Its Derivatives. – № 17. – P. 5–20.

12. Zhong L., Zhu X., Luo X., Su W. Dissolution properties and physical characterization of telmisartan-chitosan solid dispersions prepared by mechanochemical activation // AAPS Pharm. Sci. Tech. – 2013. – № 14. – P. 541–550.

References:

1. Abdullin V.F., Artyomenko S.E., Ovchinnikova of G.P. Tekhnologiya and properties of chitosan from a crawfish armor // the SGTU Bulletin. – 2006. – No. 4 (16). – Issue 1. – P. 18–24.

2. Butkevich T.V. Use of chitosan in production of dairy products / T.V. Butkevich, V.P. Varlamov, I.A. Evdokimov, L.R. Aliyeva, V.P. Kurchenko // Works BGU. – 2014. – T. 9. – P. 2. – P. 181–190.

3. Buchakhchyan Zh.V. Technology of the milk not fermented desserts enriched with alginate of sodium and chitosan / Zh.V. Buchakhchyan, L.R. Aliyeva, I.A. Evdokimov, etc. // Scientific magazine of KubSTU [An electronic resource]. – Krasnodar : KubSTU, 2012. – No. 75 (01).

4. Varlamov V.P. Chitin and chitosan: nature, obtaining and Application / Varlamov V.P., Germans S.V., Tikhonov V.E. – M. : Russian chitinous society, 2010. – 292 p.

5. Gartman O.R., Vorobyova V.M. Tekhnologiya and properties of chitosan from a crustacean gammarus // Basic researches. – 2013. – No. 6–5. – P. 1188–1192.

6. Grigorieva E. V. Reasons for conversion of a gammarus of the Baltic Sea (Gammarus lacustris) by biotechnology methods: abstract yew. … cand. chem. sci. – M. : VNIRO, 2008. – 24 p.

7. Kubenko E. G. Development of technology of receipt of chitosan from a gammarus Azov and its use in case of production of vegetable and fish foodstuff: abstract yew. … cand. tech. sci. – Krasnodar : KubSTU, 2014. – 24 p.

8. Soldatova S.Yu. Development of technology of receipt of chitosan from pantsirsoderzhashchy raw materials//Messenger of the Nizhnevartovsk state university. – 2015. – No. 1. – P. 48–56.

9. Anitha A, Sowmya S, Sudheesh Kumar P.T, Deepathi S, Chennazhi K.P, Ehrlich H, Tsurkan M, Jayakumar R. Chitin and chitosan in selected biomedical applications // Progress in Polymer Science. – 2014. – No. 39. – River of 1644–1647.

10. Evdokimov I.A. Functional food with chitosan in erosion damage of the gastric mucosa in rats/I.A. Evdokimov, R.O. Budkevich, J.V. Buchakhchyan, L.R. Alieva, E.V. Budkevich // 2-nd of International ISEKI Food Conference. – Milan, 2011. – 200 p.

11. Czechowska-Biskup R., Jarosidska D., Rokita B., Uladski P., Rosiak J.M. (2012) Determination of degree of deacetylation of chitosan – comparision of methods // Progress on Chemistry and Application of Chitin and Its Derivatives. – No. 17. – P. 5–20.

12. Zhong L., Zhu X, Luo X, Su W. Dissolution properties and physical characterization of telmisartan-chitosan solid dispersions prepared by mechanochemical activation // AAPS Pharm. Sci. Tech. – 2013. – No. 14. – P. 541–550.

УДК 622.276.74

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ОЧИСТКИ СКВАЖИН ОТ ПЕСЧАНОЙ ПРОБКИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ КРС НА ПРИМЕРЕ КОНИТЛОРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

–––––––

TECHNOLOGY OF CARRYING OUT CLEANING OF WELLS FROM THE SANDY STOPPER WHEN CARRYING OUT KRC ON THE EXAMPLE OF THE KONITLORSKY OIL FIELD

Березовский Денис Александрович
заместитель начальника цеха,
филиал ООО «Газпром добыча Краснодар»
Каневское газопромысловое управление
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Яковлев Алексей Леонидович
директор департамента проектирования,
ООО «КНГК-Групп»
yakovlev@i-npz.ru

Савенок Ольга Вадимовна
доктор технических наук, доцент,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Нкунзи Донатилль
магистрант,
Кубанский государственный
технологический университет
dotine01@yahoo.fr

Аннотация. В статье рассмотрены способы ликвидации песчаных пробок в скважинах и меры по предотвращению осложнений при промывке скважин от песчаных пробок. Показана технология проведения очистки скважины от песчаной пробки при проведении капитального ремонта, представлено оборудование для проведения конкретных работ. Также рассмотрен порядок и схема монтажа промывочного насосного агрегата при различных способах промывки от песчаных пробок скважин.

Ключевые слова: ликвидация песчаных пробок в скважинах; прямая промывка скважины; обратная промывка скважины; очистка скважин от пробок желонками; очистка скважин от песчаных пробок гидробурами; технологии очистки песчаных пробок; выбор оборудования для очистки скважин от песчаной пробки.

Berezovskiy Denis Aleksandrovich
deputy chief of department,
branch LLC «Gazprom mining Krasnodar»
Kanevskoe gas field management
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Yakovlev Alexej Leonidovich
head of the design department,
LLC «KNGK-Group»
yakovlev@i-npz.ru

Savenok Olga Vadimovna
doctor of the technical sciences,
assistant professor, assistant professor of the pulpit oil and gas deal of the name of the professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Donatille Nkunzi
undergraduate,
Kuban state technological university
dotine01@yahoo.fr

Annotation. The article discusses ways of elimination of sand plugs in the holes and steps to prevent complications by washing wells from sand plugs. It is shown that the technology of cleanout of sand plug at carrying out major repairs, the equipment for carrying out specific works. Also the order and installation diagram of the washing pump unit for different methods of washing sand wells jams.

Keywords: elimination of sand plugs in wells; straight flush well; backwashing well; cleaning of wells bailer congestion; cleaning of wells from sand plugs hydro-drills; technology cleaning sand plugs; selection of equipment for cleaning of wells from sand plug.

Конитлорское нефтяное месторождение расположено в Ханты-Мансийском автономном округе Российской Федерации и находится в Средне-Обской НГО Западно-Сибирской НГП. Конитлорское месторождение было открыто в 1980 году скважиной № 172 «Главтюменьгеологии», расположено на северо-западном склоне Сургутского свода и приурочено к Сукуръяунскому и Конитлорскому локальным поднятиям.

Конитлорское нефтяное месторождение входит в распределённый фонд недр. Оно отнесено к числу крупных месторождений, а по уровню своей промышленной освоенности относится к разрабатываемым месторождениям. Лицензия на него выдана российской компании ОАО «Сургутнефтегаз» в 1997 году.

Рассмотрим способы ликвидации песчаных пробок в скважинах. При разработке пластов, сложенных рыхлыми породами, в призабойной зоне разрушается скелет пласта. В этом случае жидкость и газ во время движения по пласту увлекают в скважину значительное количество песка.

Если скорость недостаточна для подъёма песчинок, то они осаждаются на забое, образуя пробку, прекращая доступ флюида из пласта. Поэтому для возобновления нормальной эксплуатации скважины необходимо очистить забой от песка.

Наиболее используемые способы:

- *прямая промывка скважины* от песчаной пробки – процесс удаления из неё песка путём нагнетания промывочной жидкости внутрь спущенных НКТ и выноса размытой породы жидкостью через затрубное пространство скважины (затруб). Конец подвески труб оборудуют пером, фрезером, фрезером-карандашом;
- *скоростная прямая промывка* – при наращивании промывочных труб процесс промывки не прекращается, это исключает оседание размытого песка и прихват колонны НКТ;
- *обратная промывка скважины* – процесс удаления песка из скважины путём нагнетания промывочной жидкости в затрубное пространство и направлением восходящего потока жидкости через промывочные трубы. Благодаря меньшему сечению в них создаются большие скорости восходящего потока, что обеспечивает лучший вынос песка;
- *промывка скважин струйными аппаратами* применяется в тех случаях, когда эксплуатационная колонна имеет дефекты. Установка для промывки состоит из струйного насоса, концентрично расположенных труб и поверхностного оборудования (шланга, вертлюга, приспособления для подлива воды);
- *очистка скважин от песчаных пробок аэрированной жидкостью*, *пенами и сжатым воздухом*. Применяют в скважинах с небольшим столбом жидкости и при наличии на забоях рыхлых пробок. Для герметизации устья используют сальник. В качестве рабочего агента применяют аэрированную жидкость, пену, сжатый воздух. Преимущества такого способа – исключение поглощения промывочной жидкости пластом; ускорение процесса ввода скважины в эксплуатацию после очистки от пробки; возможность очистки части колонны ниже отверстий фильтра (зумпфа);
- *промывка аэрированной жидкостью с добавлением ПАВ*. Применяют в скважинах с низким пластовым давлением, эксплуатация которых осложнена частыми пробкообразованиями, а ликвидация пробок связана с поглощением пластом промывочной жидкости;
- *промывка скважин с применением поверхностно-активных веществ* (ПАВ). Применяют для снижения поверхностного натяжения на границе «нефть – вода». Добавка ПАВ к жёсткой воде способствует снижению её поверхностного натяжения и быстрому, почти полному удалению этой воды из призабойной зоны при освоении скважины. В качестве ПАВ используют сульфанол, сульфонатриевые соли, деэмульгаторы и др.;
- *промывка скважин пенами*. При определённой концентрации раствора ПАВ в воде образуется стабильная пена, которую используют для промывки скважин;
- *очистка скважин от пробок желонками*. Метод заключается в последовательном спуске на забой желонки, заполнении её и подъёме. Различают простые, поршневые и автоматические желонки. Несмотря на простоту, этот метод обладает рядом существенных недостатков – длительность процесса; возможность протирания эксплуатационной колонны; возможность обрыва тартального каната или проволоки; загрязнения рабочего места. При очистке скважины от рыхлых пробок и небольшой высоте столба жидкости рекомендуется использовать простые желонки, при плотных пробках – поршневые, во всех остальных случаях – автоматические;
- *очистка скважин от песчаных пробок гидробурами*. Песчаные пробки из скважины можно удалять и без спуска промывочных труб. Для этой цели применяют

гидробур, спускаемый на канате. После удара о пробку гидробур приподнимают на 2–3 м и вновь ударяют долотом о поверхность. Во время очередного подъёма плунжер засасывает жидкость с песком из-под долота, затем песок попадает в желонку, а жидкость – в поршневой насос. При таких ударах в несколько приёмов в гидробур засасывается осевшая на забое песчаная пробка. Во избежание образования петель каната или большого его натяга и обрыва рекомендуется проводить работы на пониженной скорости подъёмника.

Меры по предотвращению осложнений при промывке скважин от песчаных пробок:

- Перед промывкой необходимо провести подготовительные работы: проверка наземных сооружений, оборудования и инструмента; выбор и проверка промывочных труб, промывочного насоса; выбор способа помывки, промывочной жидкости; замер глубины забоя.
- При промывке наклонных и глубоких скважин рекомендуется пользоваться гидравлическим индикатором веса (ГИВ).
- Промывать фонтанные скважины следует при установленной под вертлюгом центральной (коренной) задвижке фонтанной арматуры (ФА) и переводной катушке.
- При использовании бурового раствора или нефти в качестве промывочной жидкости необходима специальная система желобов для циркуляции жидкости, чтобы не допускать её потери.
- Перед промывкой скважины всю систему необходимо промыть водой и опрессовать на давление, не менее чем полуторакратное ожидаемое.
- При промывке скважины водой для большей надёжности подавать её следует из двух самостоятельных источников.
- Спуск промывочных труб без восстановления циркуляции следует прекратить, не доводя их конец на 50–100 м до пробки.
- После спуска промывочных труб до установленной глубины следует путём наращивания нескольких труб восстанавливать циркуляцию после каждого наращивания, достичь пробки и приступить к промывке.

Выбор оборудования и технологии очистки песчаных пробок обусловлен:

- типом пробки и местом её расположения;
- состоянием эксплуатационной колонны (степенью её герметичности и износа);
- пластовым давлением.

Технологию очистки пробок выбирают таким образом, чтобы, с одной стороны, её удалить, а с другой – свести к минимуму ухудшение гидродинамических свойств пласта, например, в результате попадания в него технологических жидкостей, используемых для промывки.

Образующиеся в процессе эксплуатации скважины песчаные пробки бывают:

1) *забойными*, образующимися на забое скважины;

2) *патронными*, располагающимися в средней и верхней части колонны.

Пробки бывают *рыхлыми* и *плотными*.

Существуют два основных метода очистки скважин (удаление песчаных пробок):

1) *желонками* – для этого в колонну труб на канате последовательно опускают и поднимают желонку (цилиндрическую ёмкость, снабжённую каналами и рядом устройств для захвата материала пробки, например, песка, подъёма его на поверхность и быстрого опорожнения);

2) *промывкой* – для этого в засоренные подъёмные трубы или эксплуатационную колонну спускают колонну промывочных труб и специальными промывочными насосами создают циркуляцию жидкости для размывания пробки и выноса составляющих её материалов на поверхность.

Необходимо иметь в виду, что при образовании песчаной пробки в случае полного прекращения подачи пластовой жидкости давление в нижней части колонны увеличивается и в процессе удаления пробки может произойти выброс части пробки, нефти, а иногда и оборудования, спущенного в скважину. Поэтому при удалении пробки следует строго выполнять правила техники безопасности.

Рассмотрим метод удаления песчаных пробок желонками.

Преимущества этого метода:

- простота применяемого оборудования и процесса очистки;
- исключение проникновения в призабойную зону пласта технологических жидкостей;
- возможность очистки скважин с негерметичными эксплуатационными колоннами.

Недостатки метода:

- длительность процесса;
- возможность протирания эксплуатационной колонны;
- возможность обрыва каната, на котором спускается инструмент;
- загрязнение территории вокруг устья скважины извлечённым материалом пробки;
- невозможность чистки желонкой колонн, имеющих смятия или сломы.

При очистке желонкой скважины:

1) она должна быть оборудована подъёмником, колонна подъёмных труб должна быть поднята и уложена на мостки;

2) рядом с устьем скважины установлен отбойный ящик для сбора материала пробки.

Диаметр желонки выбирается исходя из диаметра колонны, в которой образовалась пробка.

Диаметр труб, мм	114	127	140	146	168 и более
Диаметр желонки, мм	73	89	89	89	114

В зависимости от характера пробки используют следующие типы желонок:

1) для рыхлых пробок – простые;
2) при плотных – поршневые;
3) в специальных случаях – автоматические.

Простую желонку подвешивают на тартальном канате диаметром 16 или 19,5 мм при оснастке талевой системы «напрямую». В процессе работ следует систематически проверять надёжность крепления каната к желонке и состояние каната.

Длина каната, намотанного на барабан лебёдки, должна быть такой, чтобы при самом нижнем положении желонки в скважине на барабане оставалось бы не менее одного ряда каната.

Простая желонка представляет собой трубу диаметром 73–114 мм и длиной 8–12 м с тарельчатым или шариковым клапаном на нижнем конце и дужкой для крепления каната на верхнем конце. Хотя желонки подобной конструкции малоэффективны, но из-за простоты конструкции их часто применяют на промыслах.

В процессе работы желонку опускают на канате со средней скоростью. За 10–15 м до пробки скорость увеличивают, и желонка врезается в пробку, клапан в нижней части открывается, и песок вместе с жидкостью заполняет её внутренний объём. Для надёжного закрытия клапана желонку отрывают от забоя на максимальной скорости подъёма.

Подняв желонку из скважины, её с помощью крючка отводят от устья к отбойному ящику, в дне которого укреплён стержень. Установленный на стержне клапан открывается, и песок вместе с жидкостью стекает в ящик.

Освобождённую желонку опускают в скважину и повторяют процесс её заполнения.

Поршневые желонки (рис. 1) отличаются от простых наличием в них поршня, установленного на штоке, свободно проходящем через верхнюю крышку корпуса. Шток поршня должен быть достаточно массивным, чтобы обеспечивать его движение вниз относительно корпуса желонки при провисании каната. Для амортизации удара на шток надеты две пружины – одна снаружи, другая внутри корпуса.

Для обеспечения перетока жидкости из подпоршневой полости в надпоршневую в поршне имеется ряд осевых каналов, закрытых сверху эластичной шайбой. Клапан в нижней части желонки снабжают штоком с пикообразным наконечником.

При достижении желонкой забоя клапан открывается, а поршень опускается вниз, пока верхняя пружина не упрётся в пробку.

Во время подъёма каната сначала начинает двигаться вверх поршень, в результате давление под поршнем уменьшается, и песок с жидкостью через открытый клапан засасывается внутрь корпуса. После отрыва корпуса желонки от забоя клапан закрывается и предупреждает освобождение желонки от песка.

Для хорошего наполнения желонки её несколько раз сажают на забой, опуская поршень в нижнее положение.

После подъёма желонки на поверхность её крючком отводят к отбойному ящику, опирают штоком клапана на его дно. После вытекания жидкости с песком процесс повторяют.

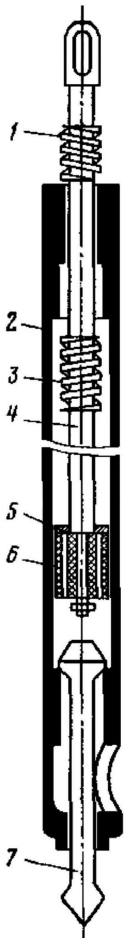


Рисунок 1 – Поршневая желонка:
1, 3 – пружина; 2 – корпус; 4 – шток;
5 – шайба эластичная; 6 – поршень;
7 – клапан

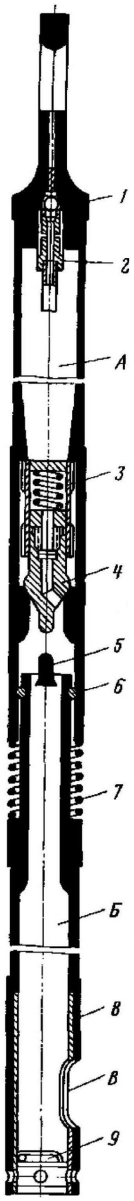


Рисунок 2 – Автоматическая желонка:
1 – головка; 2 – шариковый клапан;
3 – стакан; 4 – конусный клапан;
5 – ударник; 6 – шариковый фиксатор;
7 – пружина; 8 – заслонка;
9 – приёмный клапан;
А – воздушная камера;
Б – песочная камера;
В – выпускное отверстие

Автоматическая желонка (рис. 2) имеет более сложное по сравнению с описанными устройство. Принцип её действия основан на использовании двух герметичных камер – воздушной и песочной. Эти камеры имеют герметичные клапаны. Приёмный клапан при достижении желонкой песчаной пробки открывается и, поскольку давление в скважине значительно превышает давление воздуха во внутренней полости желонки, песочная камера интенсивно заполняется материалами, образовавшими пробку. При заполнении песочной камеры воздух, находящийся в воздушной камере, сжимается, при подъёме желонки на поверхность давление в ней сохраняется и поддерживается на уровне 1 МПа.

После извлечения желонки из скважины её отводят в сторону от скважины и устанавливают в отбойный ящик. При открытии нижнего спускного отверстия содержимое желонки давлением сжатого воздуха, находящегося в воздушной камере, интенсивно вытесняется из внутренней полости песочной камеры желонки. Во время открытия спускного отверстия под действием реактивной силы желонка смещается вбок, поэтому её необходимо надёжно упереть в дно ящика-отбойника и предусмотреть меры, исключающие попадание выбрасываемого содержимого желонки на рабочих.

Автоматические желонки работают тем лучше, чем выше столб жидкости в скважине над пробкой. Однако эффективность их работы в основном зависит от герметичности клапанов. Даже незначительная утечка воздуха или жидкостно-песочной смеси приводит к резкому уменьшению степени её наполнения и скорости опорожнения.

В процессе очистки песчаной пробки желонкой следует соблюдать следующие правила:

1. Выбирать скорость спуска желонки таким образом, чтобы предупредить образование петель каната, которые могут возникнуть во время спуска желонки в скважину и в том случае, если она зацепляется за выступ колонны труб.

2. При подъёме не допускать затаскивания желонки под кронблок. Для этого на тартальном канате выше желонки на 100 м навязывают метку. При подходе метки к барабану лебёдки машинист уменьшает скорость подъёма и сосредоточивает внимание на устье скважины, ожидая появления желонки.

3. При спуске желонки при приближении её к уровню жидкости в скважине скорость вращения барабана лебёдки должна быть уменьшена, поскольку в период погружения желонки в жидкость её скорость резко уменьшается, что может привести к образованию петли из тартального каната.

4. Для лучшей ориентации тракториста на канате должна быть укреплена метка, соответствующая забою скважины. Приближение этой метки к устью скважины означает посадку желонки на забой, образованный песчаной пробкой.

5. После посадки желонки на максимально возможной скорости спуска на песчаную пробку она должна без промедления подниматься на поверхность.

6. При чистке песчаных пробок запрещается опорожнять желонку непосредственно на пол рабочей площадки.

7. В случае соскакивания тартального каната с оттяжного ролика или кронблочного шкива следует прекратить спускоподъёмные операции, а канат до завода его в ролик или шкив надёжно закрепить на устье двумя зажимами, расположенными накрест. Запрещается чистить желонкой песчаные пробки в фонтанных скважинах, выделяющих газ.

При промывке пробок в скважинах, из которых возможны выбросы, следует на промывочных трубах установить противовыбросную задвижку или на устье герметизирующее устройство и применять промывочную жидкость с удельным весом, обеспечивающим гидростатическое давление столба большее, чем пластовое давление.

8. Промывочный шланг должен иметь по всей длине петлевую обвивку из мягкого металлического канатика, прочно прикреплённого к стояку и вертлюгу.

9. При промывке песчаной пробки водой промывочную жидкость следует отводить в промышленную канализацию. Промывать пробки нефтью следует по замкнутому циклу.

10. В ночное время при внезапном выключении освещения во время промывки скважины следует находящиеся в ней трубы приподнять и посадить на элеватор, не прекращая циркуляцию промывочной жидкости.

Рассмотрим метод удаления песчаной пробки промывкой.

Для реализации этого способа:

1) в скважину опускают колонну промывочных труб;
2) у устья скважины размещают:

- насосы;
- резервуары с промывочной жидкостью;
- другое оборудование, необходимое для промывки по одному из способов.

Способы промывки:

1) прямая;
2) обратная;
3) комбинированная;
4) непрерывная.

Расположение оборудования у устья скважины, эксплуатирующейся ШСН, может быть следующим (рис.3):

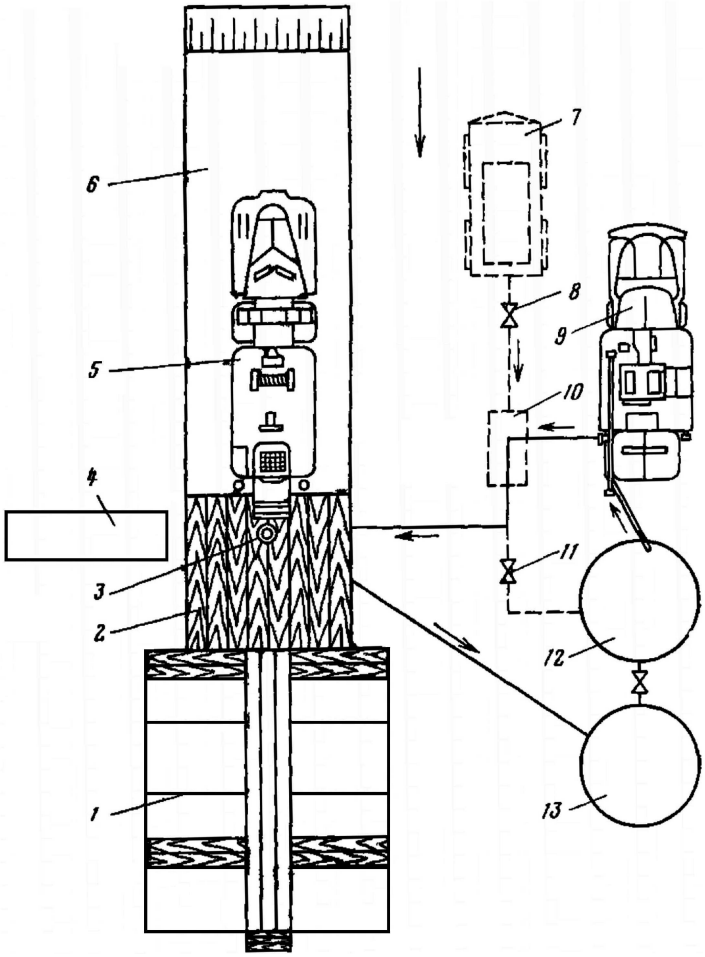


Рисунок 3 – Схема размещения оборудования при промывке скважин жидкостью и аэрированной жидкостью (показано пунктиром):

1 – мостки-стеллажи; 2 – рабочая площадка; 3 – устье скважины; 4 – балансирный станок-качалка; 5 – подъёмная лебёдка (агрегат подземного ремонта); 6 – площадка для агрегата; 7 – компрессор; 8 – вентиль регулировочный; 9 – установка насосная; 10 – аэратор; 11 – вентиль; 12, 13 – ёмкость

1) подъёмник устанавливают, как обычно при спускоподъёмных операциях, – по одной оси с мостками;

2) промывочный агрегат – напротив станка-качалки, не более чем в 10 м от устья скважины так, чтобы его кабина не была обращена к устью;

3) позади агрегата может быть расположена ёмкость для промывочной жидкости или автоцистерна.

Промывочная жидкость, поступающая из скважины, может непосредственно направляться в промысловую канализацию либо в специальную ёмкость, располагаемую рядом с устьем.

Промывочную жидкость выбирают исходя из индивидуальных особенностей скважины:

1) *безводные нефтяные скважины* целесообразно промывать только **чистой нефтью**, поскольку применение воды приводит к осложнениям при последующей эксплуатации;

2) *скважины с повышенным пластовым давлением* промывают **раствором** или **солёной водой**, плотность которых исключает выбросы или фонтанирование.

В процессе промывки скважин необходимо следить за удельным весом промывочной жидкости и в случае его уменьшения, например, аэрации – сменить жидкость.

3) *скважины, не склонные к выбросам или фонтанированию*, промывают **технической** или **пластовой водой**.

4) *скважины с низким пластовым давлением*, склонные к поглощению, целесообразно промывать **аэрированной жидкостью**.

В качестве промывочных труб используют НКТ, тип и диаметр которых выбирают в зависимости от конструкции скважины. Если промывочные трубы спускают ниже башмака первого ряда труб, то целесообразно использовать муфты с увеличенной фаской, что позволяет избежать ударов о башмак при подъёме колонны.

Для повышения эффективности процесса разрушения пробки на башмак промывочной колонны навинчивают наконечники, имеющие вид торцевой фрезы или накосо срезанного патрубка.

Прямую промывку осуществляют подачей промывочной жидкости к пробке через спущенную в скважину колонну промывочных труб. При этом материалы, составляющие размываемую пробку, выносятся на поверхность по кольцевому пространству между эксплуатационной колонной и колонной промывочных труб.

Колонну труб привинчивают к вертлюгу (рисунок 4*а*), который, в свою очередь, подвешивают на крюк талевой системы. Вертлюг соединяют гибким шлангом со стояком, к которому от насоса подводится промывочная жидкость.

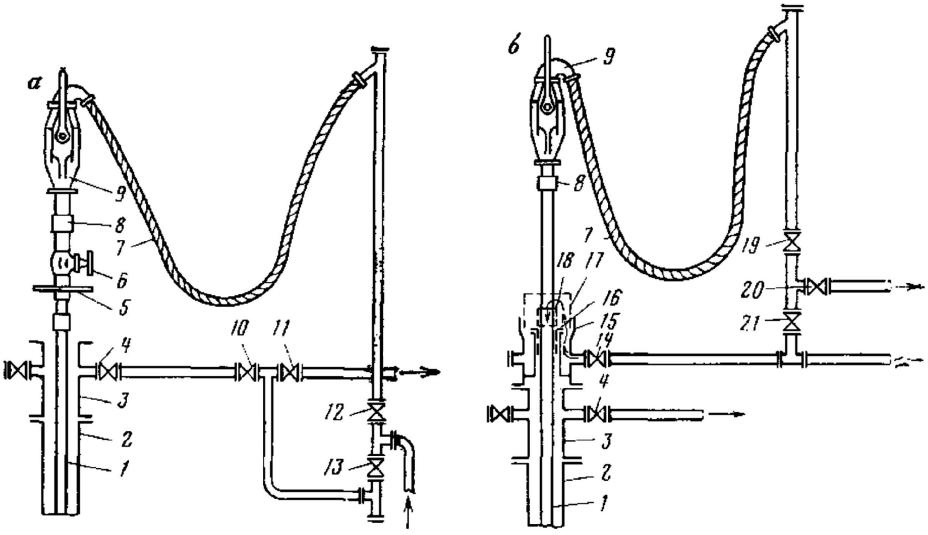


Рисунок 4 (*а; б*) – Схема оборудования скважины при промывке:
а – прямой; б – ускоренной;
1 – колонна промывочных труб; 2 – эксплуатационная колонна; 3 – крестовина; 4 – задвижка; 5 – фланец; 6 – предохранительная задвижка; 7 – промывочный шланг; 8 – муфта; 9 – вертлюг; 10,11, 12, 13, 14 – краны; 15 – промывочная головка; 16 – вкладыш, 17 – крышка; 18 – муфта; 19, 20, 21 – краны; 22 – промывочная головка; 23 – манжетное уплотнение; 24 – гибкий шланг; 25 – пробка; 26, 27, 28 – краны

Прямая промывка наиболее эффективна при удалении крепких пробок.

Недостаток – обеспечение значительного расхода промывочной жидкости, так как подъём жидкости происходит по кольцевому пространству, площадь поперечного сече-

ния которого велика, а, следовательно, скорость подъёма жидкости незначительна. Для эффективного удаления песка необходимо, чтобы скорость подъёма жидкости превышала скорость падения частиц песка в жидкости.

Последовательность операций при прямой промывке следующая:

1) Подготовительные работы:

- у устья скважины устанавливают агрегат подземного ремонта (или оснащают стационарную эксплуатационную вышку талевой системой);
- монтируют стояк;
- устанавливают промывочный агрегат, технологические ёмкости;
- оборудуют устье скважины головкой, соединяют трубопроводами все узлы и агрегаты.

2) Спускают колонну промывочных труб таким образом, чтобы насадка, установленная в их нижней части, находилась не выше 10 м от начала пробки.

3) Соединяют колонну труб с вертлюгом и включают насос промывочного агрегата.

4) После создания циркуляции промывочной жидкости, т.е. появления потока жидкости из трубопровода, соединённого с кольцевым пространством между эксплуатационной и колонной промывочных труб, начинают с помощью подъёмника опускать в скважину колонну промывочных труб. Спуск проводят на минимальной скорости, следя за тем, чтобы колонна промывочных труб не встала на пробку, и одновременно следят за показаниями манометра, установленного на нагнетательной линии промывочного насоса.

Основная задача бригады подземного ремонта при промывке пробки – обеспечение такой скорости погружения колонны промывочных труб, чтобы, с одной стороны, быстро удалить пробку, а с другой – не допустить засорения наконечника промывочной колонны.

Признак засорения наконечника – резкое повышение давления на выкиде промывочного насоса. При этом необходимо, не останавливая насоса, т.е. не прекращая циркуляции промывочной жидкости, приподнять колонну промывочных труб на 0,5–1,0 м и удерживать её на этой высоте до тех пор, пока не восстановится нормальное давление.

Если наконечник забит настолько плотно, что его не удаётся промыть потоком жидкости, подаваемой насосным агрегатом, циркуляцию прекращают, отсоединяют вертлюг от колонны промывочных труб и поднимают её на поверхность, где и прочищают насадку. Затем спускают в скважину колонну промывочных труб, соединяют её с вертлюгом и продолжают промывку.

При нормальном ходе размыва пробки промывку ведут до тех пор, пока вертлюг не опустится в нижнее положение. После этого промывку скважины продолжают до тех пор, пока весь песок, находящийся во взвешенном состоянии в кольцевом пространстве между НКТ и промывочными трубами, не будет вынесен на поверхность. В противном случае в период остановки промывочного насоса этот песок осядет вниз, что может привести к прихвату колонны промывочных труб.

Продолжительность полного удаления песка определяют, исходя из расчёта или же контролируя степень загрязнённости промывочной жидкости, вытекающей из скважины.

После промывки насос останавливают или, управляя задвижками, направляют поток из нагнетательного патрубка в амбар, после чего поднимают промывочные трубы из скважины на высоту промывочного колена, подставляют под муфту элеватор, отвинчивают колено и либо отводят его в шурф, либо укладывают на мостки.

В результате крюк талевой системы освобождается, на него накидывают штропы элеватора и, подняв с мостков очередную трубу, подводят её к устью скважины. После свинчивания трубы с колонной промывочных труб освобождают элеватор, на который она опиралась, и опускают колонну на длину трубы до тех пор, пока элеватор не сядет на тройник.

С крюка снимают штропы элеватора, крюк оттягивают к вертлюгу и набрасывают на него серьгу вертлюга. После подъёма вертлюга с промывочным коленом его соединяют с колонной промывочных труб, приподнимают колонну и освобождают элеватор. Далее включают насос или открывают соответствующие задвижки в линии, восстанавливают циркуляцию и продолжают промывку.

Аналогичным образом, постепенно промывая и наращивая промывочную колонну, продолжают промывку пробки на всей её длине.

В тех случаях, когда ожидается выброс или фонтанирование скважины, в схему обвязки вводят предохранительную задвижку 6 со специальным фланцем 5, устанавливаемыми ниже вертлюга.

Открытое фонтанирование исключают посадкой фланца 5 на фланец крестовика фонтанной арматуры 3 и скреплением их болтами, после чего скважину можно глушить подачей жидкости через промывочные трубы или кольцевое пространство, а также одновременно через оба канала.

В первом случае открывают предохранительную задвижку и задвижку 12, задвижки 4, 10, 11 закрыты; во втором случае предохранительная задвижка 6 и задвижки 11, 12 закрыты, а задвижки 13, 10, 4 открыты; в третьем – задвижка 11 закрыта, а остальные открыты.

Описанную технологию применяют для промывки однорядных подъёмников. Промывку пробок в двухрядных подъёмниках ведут следующим образом.

Устье скважины оборудуют по схеме (рисунок 4*б*).

Промывку внутреннего ряда подъёмных труб ведут так же, как и промывку однорядного подъёмника, с той лишь разницей, что после вскрытия башмака внутреннего ряда продолжают промывку до башмака труб наружного ряда.

После этого, оперируя задвижками, пытаются установить циркуляцию жидкости из промывочных труб по кольцевому пространству между трубами первого и второго рядов. Если это удаётся, то промывку ведут до полного прекращения выхода песка, после чего промывку ведут до полного прекращения выхода песка, после чего промывочные трубы опускают до фильтра и промывают эксплуатационную колонну.

Когда промывают скважины, на которых могут происходить выбросы или фонтанирование, схема обвязки должна включать в себя предохранительную задвижку, устанавливаемую ниже вертлюга и специального фланца, размеры которого соответствуют фланцу тройника или крестовика фонтанной арматуры. Если в процессе промывки начинается проявление скважины, открытое фонтанирование можно предупредить, закрыв задвижку, опустив колонну промывочных труб и соединив фланец с фонтанной арматурой.

Аналогичным образом оборудуется устье скважины при промывке двухрядного подъёмника.

При прямой и комбинированной промывках в ряде случаев работают без промывочного стояка. Тогда промывочный шланг соединяют с трубопроводами на уровне пола рабочей площадки. Для того чтобы при спуске вертлюга в нижнее положение промывочный шланг не ложился на пол и не загромождал рабочее место у устья скважины, используют приспособление для подвески шланга и средней его части за пояс вышки.

Скоростная прямая промывка предусматривает такое же, как и при простой промывке, направление потоков жидкости, но позволяет ускорить разрушение пробки за счёт исключения полного выноса песка из кольцевого пространства между НКТ и промывочными трубами перед её наращиванием.

Это достигается при включении в специальную обвязку (рисунок 4*б*) промывочной головки 15, которая позволяет после посадки на неё трубы и отсоединения вертлюга восстановить циркуляцию жидкости в течение времени, пока очередная труба не будет подготовлена для наращивания. В результате перерывы циркуляции жидкости обусловлены только временем развинчивания и свинчивания резьбового соединения колонны промывочных труб, а количество песка, осаждённого на пробку, незначительно.

Скоростная прямая промывка ведётся следующим образом (рисунок 4*б*). В процессе промывки жидкость от насоса через задвижки 21, 19, стояк, промывочный шланг 7 и вертлюг 9 поступает в колонну промывочных труб. При подходе муфты к промывочной головке в её корпус вставляют вкладыш 16 (показан пунктиром) и при дальнейшем спуске сажают торец муфты 18 на вкладыш 16. После этого набрасывают ключи на патрубок, установленный ниже вертлюга и муфты трубы. После этого подача насоса прекращается, резьбовое соединение раскрепляют, отвинчивают и на промы-

вочной головке 15 закрепляется крышка 17. Открыв кран 14 и закрыв кран 19, 21, возобновляют промывку, однако теперь жидкость от насоса попадает в колонну промывочных труб, минуя стояк, промывочный шланг и вертлюг.

Подготовив очередную трубу к спуску, т.е. соединив патрубок, установленный ниже вертлюга, с лежащей на мостках трубой, поднимают и подводят её к устью скважины. После этого циркуляция опять прекращается либо остановкой насоса, либо открытием кранов 21, 20 и закрытием кранов 14, 19. Крышку 17 с головки 15 снимают, очередную трубу свинчивают с муфтой спущенной трубы, после чего возобновляют циркуляцию жидкости через стояк, промывочный шланг, вертлюг и новую трубу.

Обратная промывка скважин предусматривает закачку жидкости в кольцевое пространство между колонной НКТ и промывочными трубами и подъём её вместе с размытым песком по промывочным трубам. Это позволяет достигнуть более высоких скоростей восходящего потока жидкости и ускорить разрушение пробки.

Схема обвязки устья (рисунок 4*в*) включает в себя промывочную головку 22 для герметизации устья скважины.

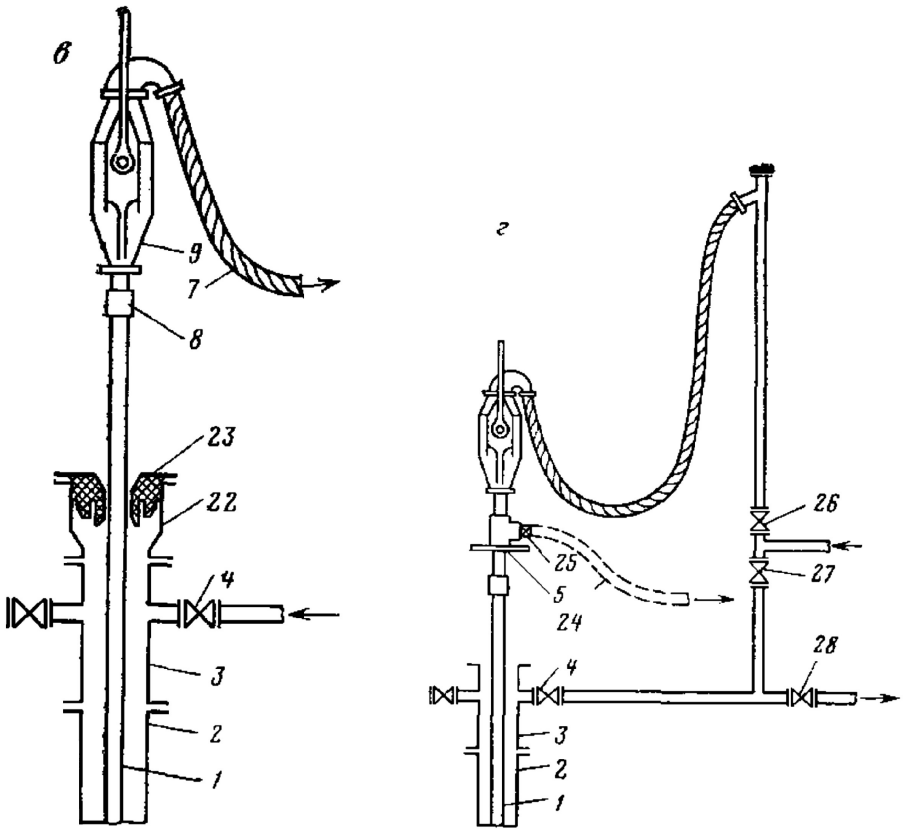


Рисунок 4 (*в; г*) – Схема оборудования скважины при промывке:
в – обратной; *г* – комбинированной
1 – колонна промывочных труб; 2 – эксплуатационная колонна; 3 – крестовина; 4 – задвижка; 5 – фланец; 6 – предохранительная задвижка; 7 – промывочный шланг; 8 – муфта; 9 – вертлюг; 10,11, 12, 13, 14 – краны; 15 – промывочная головка; 16 – вкладыш, 17 – крышка; 18 – муфта; 19, 20, 21 – краны; 22 – промывочная головка; 23 – манжетное уплотнение; 24 – гибкий шланг; 25 – пробка; 26, 27, 28 – краны

Промывочная головка крепится к фланцу тройника или крестовика и состоит из корпуса, в котором установлено манжетное уплотнение 23. Ус манжеты достаточно эластичен и может пропускать муфты, соединяющие трубы промывочной колонны. Промывочная жидкость направляется от насоса через патрубок, приваренный к корпусу головки, или через крестовик.

Предварительный натяг манжеты и давление жидкости прижимают её к наружной поверхности промывочных труб, обеспечивая таким образом герметичность внутренней полости, что позволяет спускать трубы при постоянной циркуляции жидкости.

Для обеспечения свободного пропуска муфты через уплотнение головки её крышку отворачивают на несколько оборотов, уменьшая, таким образом, предварительный натяг уплотнения.

Жидкость из полости промывочных труб отводят либо с помощью вертлюга, либо специальной отводной головки, ввинчиваемой в муфту, опёртую на элеватор, на котором подвешена колонна промывочных труб. Отводная головка соединяется шлангом с обвязкой.

После спуска крюка в нижнее положение проводят промывку до появления чистой воды. Так как объём внутренней полости промывочных труб меньше объёма кольцевого пространства, то продолжительность обратной промывки меньше, чем прямой.

После появления чистой воды колонну промывочных труб наращивают и продолжают процесс разрушения пробки. Поскольку в кольцевом пространстве находится чистая жидкость, прихват труб исключается.

Обратная промывка позволяет обеспечить более эффективный вынос песка, но вместе с тем снижается интенсивность разрушения пробки.

Комбинированная промывка заключается в попеременной работе оборудования в режимах прямой и обратной промывок. В зависимости от имеющегося оборудования обвязка устья скважины может быть выполнена либо с использованием промывочной головки, либо с использованием крестовины (рис. 4*г*). Обвязка, используемая при комбинированной промывке, наиболее сложная, она должна обеспечивать изменение направления течения жидкости в промывочных трубах.

В процессе промывки пробки после наращивания очередной трубы или колена жидкость нагнетают в промывочные трубы. При этом краны 26, 4, 28 открыты, а кран 27 закрыт. Жидкость от насоса через стояк, промывочный шланг и вертлюг поступает в промывочные трубы и, пройдя через насадок, размывает пробку, т.е. работа идёт по прямой схеме. Жидкость вместе с песком поднимается по кольцевому пространству и через краны 4 и 28 выходит в ёмкость.

После посадки планшайбы на фланец тройника их соединяют болтами, прекращают промывку, отвинчивают пробку 25 и соединяют отверстие гибким шлангом 24 с ёмкостью. Краны 26, 28 закрывают, а кран 27 открывают. После этого возобновляют работу насоса, но уже по схеме обратной промывки, т.е. чистая жидкость подаётся в кольцевое пространство, а песок выносится через боковой отвод и гибкий шланг. После появления чистой воды циркуляцию жидкости в скважине прекращают, разбирают фланцевое соединение, приподнимают колонну промывочных труб, под муфту подводят элеватор и сажают колонну на него.

Отвинтив промывочное колено, его спускают в шурф или укладывают на мостки. На крюк подвешивают элеватор для подачи к устью следующей трубы. После свинчивания её с колонной верхний элеватор приподнимают, освобождают нижний элеватор и опускают колонну вниз до посадки верхнего элеватора на тройник. Крюк освобождают от штропов элеватора и на него набрасывают серьгу вертлюга.

После подъёма вертлюга с трубой из шурфа её соединяют с колонной промывочных труб, колонну приподнимают, освобождают элеватор и промывку скважины возобновляют.

Комбинированную промывку можно осуществить с ещё более сложной схемой обвязки, при которой исключается использование пробки 25 и дополнительного гибкого шланга 24. В этом случае при работе в режиме обратной промывки жидкость из промывочных труб удаляется через вертлюг и гибкий шланг, а далее через дополнительную задвижку направляется в ёмкость. При подобной схеме в моменты изменения режима промывки достаточно только закрыть и открыть соответствующие задвижки.

При ***чистке скважин аэрированной жидкостью*** описанные выше способы промывки скважин и оборудование, используемое при этом, не зависят от того, какая жидкость используется в качестве промывочной: нефть, вода, глинистый раствор.

Использование водовоздушной смеси при чистке пробок требует специального дополнительного оборудования – смесителя, компрессора и т.п. (рис. 3 пунктир).

От насосного агрегата промывочная жидкость направляется через обратный клапан к смесителю. От источника сжатого воздуха через регулятор расхода к смесителю подаётся воздух. Выйдя из смесителя, водовоздушная смесь поступает через промывочный шланг и вертлюг в колонну промывочных труб. Устье скважины оборудуют головкой для обратной промывки, а муфту нижней трубы промывочной колонны – обратным клапаном.

Технология промывки аэрированной жидкости отличается от описанных ранее.

Перед началом промывки жидкость, находящуюся в трубах, вытесняют в трап, после чего налаживают циркуляцию жидкости и уточняют соотношение сжатого воздуха и воды для промывки пробки.

После выноса пробки и спуска колонны промывочных труб на длину трубы или колена труб насосный агрегат останавливают, давление в полости труб снижают через контрольный вентиль. В кольцевом пространстве давление сохраняют, поскольку течению жидкости вверх по колонне промывочных труб препятствует обратный клапан.

Далее колонну труб наращивают, включают насос и восстанавливают циркуляцию водовоздушной смеси. Цикл этих операций повторяют до тех пор, пока вся пробка не будет размыта.

Выбор оборудования для очистки скважин от песчаной пробки

Оборудование для очистки скважин от песчаной пробки зависит от технологической схемы (рис. 5 и 6). Промывочный насос определяется исходя из требуемых параметров давления и подачи (производительности).

Производительность первоначально целесообразно принять из условий:

- минимальной подачи насоса (1 передача коробки перемены передач двигателя);
- размыва песка струёй жидкости из насадки.

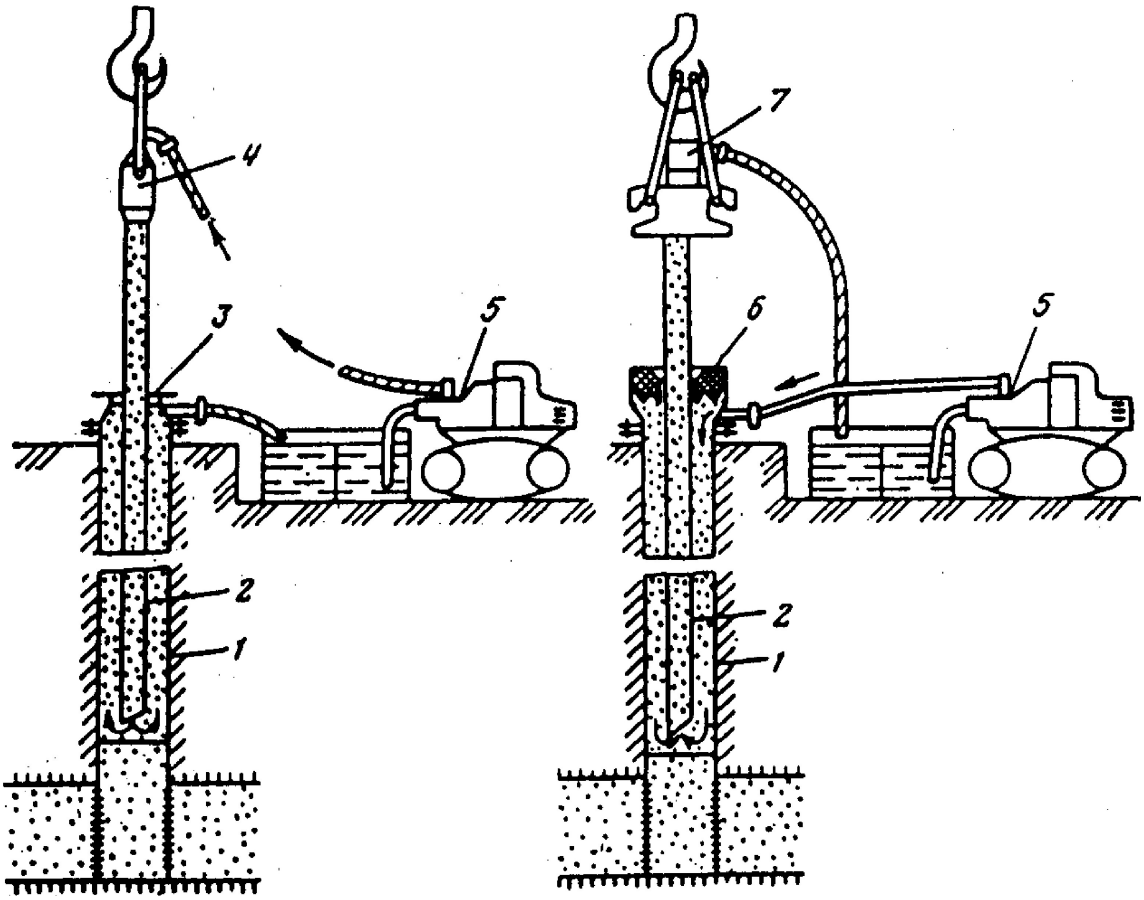


Рисунок 5 – Схема прямой (*а*) и обратной (*б*) промывок скважин:
1 – колонна; 2 – НКТ; 3 – устьевой тройник; 4 – промывочный вертлюг; 5 – промывочный насосный агрегат; 6 – устьевой сальник; 7 – переводник со шлангом

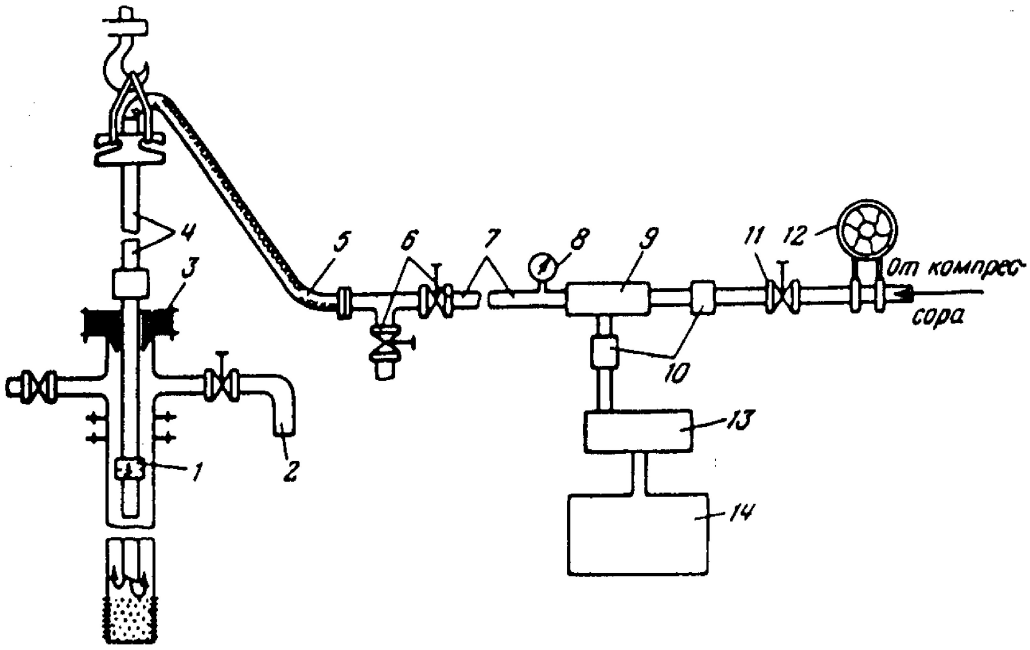


Рисунок 6 – Оборудование скважины при промывке аэрированной жидкостью с добавкой ПАВ:
1 – обратный клапан; 2 – манифольд; 3 – устьевой сальник; 4 – НКТ; 5 – шланг; 6 – вентили; 7 – манифольд; 8 – манометр; 9 – смеситель-аэратор; 10 – обратные клапаны; 11 – вентиль; 12 - расходомер; 13 – насос; 14 – ёмкость

Для определения необходимого давления следует провести гидравлический расчёт промывки.

При гидравлическом расчёте промывки подлежат определению следующие параметры, которые устанавливают технологические характеристики проведения работ с оценкой требуемого давления и расхода жидкости, а также времени на осуществление процесса.

1. Скорость восходящего потока жидкости должна быть больше скорости падения в ней частичек песка:

$$v_п = v_в - w ,$$

где $v_п$ – скорость подъёма песчинок; $v_в$ – скорость восходящего потока жидкости; w – средняя скорость свободного падения песка в жидкости, определяемая в зависимости от диаметра частиц песка.

Диаметр частиц песка, мм	0,3	0,25	0,2	0,1	0,01
w, см/с	3,12	2,53	1,95	0,65	0,007

Обычно принимается, что $v_в = 2 \cdot w$, тогда $v_п = v_в - \left(\frac{v_в}{2}\right) = \frac{v_в}{2}$.

2. Общие гидравлические потери при промывке: $h = h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_5 + h_6$, м.

Здесь h_1 – потери напора в промывочных трубах:

$$h_1 = \lambda \cdot \left(\frac{H}{d}\right) \cdot \left(\frac{V_н^2}{2 \cdot g}\right) \cdot \rho_ж , \qquad (1)$$

где H – длина промывочных труб, м; d – внутренний диаметр промывочных труб, м; $V_н$ – скорость нисходящего потока жидкости в трубах, м/с; $\rho_ж$ – плотность жидкости, т/м^3; λ – коэффициент гидравлических сопротивлений (таблица или расчёт).

Условный диаметр труб, мм	48	60	73	89	114
λ	0,040	0,037	0,035	0,034	0,032

$$h_2 = \varphi \cdot \lambda \cdot \left(\frac{H}{D_в - d_н} \right) \cdot \left(\frac{V_в^2}{2 \cdot g} \right) \cdot \rho_ж , \qquad (2)$$

где φ – коэффициент, учитывающий увеличение потерь вследствие содержания в жидкости песка ($\varphi = 1{,}12 \div 1{,}20$); $D_в$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; $d_н$ – наружный диаметр промывочных труб, м.

При определении гидравлических сопротивлений обратной промывки пользуются теми же формулами, только формула (1) используется для восходящего потока, а формула (2) – для нисходящего.

$$h_3 = \frac{(1-m) \cdot F \cdot \ell \cdot \rho_ж}{f} \cdot \left[\frac{\rho_п}{\rho_ж} \cdot \left(1 - \frac{\omega}{V_в} \right) - 1 \right], \qquad (3)$$

где m – доля пустот между частицами песка, занимаемая жидкостью ($m = 0{,}30 \div 0{,}45$); F – площадь сечения обсадной колонны, м^2; ℓ – высота пробки, прошиваемой за один приём ($\ell = 6$ или 12 м); f – площадь сечения кольцевого пространства, м^2; $\rho_п$ – плотность песка (для кварцевого песка $\rho_п = 2{,}65 \div 2{,}70$ т/м^3).

h_4 и h_5 – потери напора соответственно для вертлюга и шланга определяются по опытным данным и могут быть приняты следующие (см. ниже).

h_6 – потери напора в наконечнике: насадки диаметром $\varnothing$ 10÷ 37 мм, фрезер и др.:

$$h_6 = \frac{\rho_ж \cdot Q^2}{2 \cdot g \cdot \alpha_н \cdot f_н^2}, \qquad (4)$$

где $\rho_ж$ – плотность жидкости, г/см^3; Q – подача жидкости, см^3/с; g – ускорение свободного падения ($g = 980$ см/с^2); $\alpha_н$ – коэффициент расхода насадки ($\alpha_н = 0{,}9$); $f_н$ – сечение насадки, см^2.

3. Время, необходимое для подъёма размытой породы на поверхность:

$$T = \frac{H}{V_п},$$

где $V_п$ – скорость подъёма размытой породы.

При промывке нефтью изменения в расчёт будут внесены только в определение коэффициента λ:

- при турбулентном режиме $\lambda = \dfrac{0{,}3164}{\sqrt[4]{Re}}$;
- при ламинарном режиме $\lambda = \dfrac{64}{Re}$,

где Re – число Рейнольдса:

- при течении жидкости в трубе $Re = \dfrac{V \cdot d}{v}$;
- при течении жидкости в кольцевом пространстве $Re = \dfrac{V \cdot (D - d)}{v}$,

где V – скорость течения жидкости, м/с; v – кинематическая вязкость жидкости, м^2/с.

При $Re < 2320$ – режим движения жидкости ламинарный, $Re > 2800$ – турбулентный.

Литература:

1. Блажевич В.А., Уметбаев В.Г. Справочник мастера по капитальному ремонту скважин. – М. : Недра, 1985. – 208 с.
2. Амиров А.Д., Карапетов К.А., Лемберанский Д.Ф., Яшин А.С., Джафаров А.А. Справочная книга по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин. – М. : Недра, 1979. – 309 с.
3. Технология проведения очистки скважин от песчаной пробки при проведении КРС [Электронный ресурс]. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635a3bc79b4c43a89521306d27_0.html
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – Т. 1. – 540 с.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – Т. 2. – 576 с.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – Т. 3. – 576 с.
7. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2015. – Т. 4. – 512 с.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 т. : учеб. пособ. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – Т. 1. – 432 с.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 т. : учеб. пособ. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – Т. 2. – 532 с.
10. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 т. : учеб. пособ. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – Т. 3. – 348 с.
11. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 т. : учеб. пособ. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – Т. 4. – 464 с.

References:

1. Blazhevich V.A., Umetbayev V.G. Reference book of the master in capital repairs of wells. – M. : Subsoil, 1985. – 208 p.
2. Amirov A.D., Karapetov K.A., Lemberansky F., Yashin A.S., Dzhafarov A.A. The reference book on routine maintenance and overhaul repairs of oil and gas wells. – M. : Subsoil, 1979. – 309 p.
3. Technology of carrying out cleaning of wells of a sandy stopper when carrying out KRS. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635a3bc79b4c43a89521306d27_0.html
4. Boolatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells: in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012. – T. 1. – 540 p.
5. Boolatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012. – T. 2. – 576 p.
6. Boolatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – T. 3. – 576 p.
7. Boolatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2015. – T. 4. – 512 p.
8. Boolatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» : in 4 t. : studies manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – T. 1. – 432 p.
9. Boolatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» : in 4 t.: studies manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – T. 2. – 532 p.
10. Boolatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» : in 4 t. : studies manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – T. 3. – 348 p.
11. Boolatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» : in 4 t. : studies manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – T. 4. – 464 p.

622.276.054.5

СИСТЕМА СБОРА И ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА ПРИМЕРЕ УКПГ-13 УРЕНГОЙСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

–––––––

THE SYSTEM OF COLLECTION AND PREPARATION OF GAS ON THE EXAMPLE AT THE COMPREHENSIVE GAS-13 IN THE URENGOY GAS AND CONDENSATE FIELD

Кусов Геннадий Владимирович
аспирант,
Северо-Кавказский
федеральный университет
de_france@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна
доктор технических наук, доцент,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Одунлами Казим Алан
магистрант,
Кубанский государственный
технологический университет
kazeemodunlami@yahoo.com

Аннотация. Для обеспечения нормальной работы систем осушки газа при пониженных давлениях контакта на Уренгойском месторождении проводились активные работы по совершенствованию сепарационного и массообменного оборудования. В статье рассмотрена модернизация абсорбера ГП-502 с внедрением в массообменную секцию регулярной пластинчатой насадки. Основной задачей УКПГ является сбор и подготовка газа, а именно транспортировка газа от скважин до УКПГ, сепарация газа от капельной жидкости и механических примесей, осушка до требуемой точки росы и компримирование для подачи в магистральный газопровод. Всё это необходимо выполнять с минимальными потерями пластовой энергии, наибольшей технологической и экономической эффективностью.

Ключевые слова: система подготовки газа; установка комплексной подготовки газа; цех очистки газа; осушка газа на установке комплексной подготовки; установка регенерации диэтиленгликоля; узел редуцирования газа на собственные нужды; дожимная компрессорная станция.

Kusov Gennady Vladimirovich
graduate student
North-Caucasian Federal University
de_france@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna
doctor of the technical sciences,
assistant professor, assistant professor of the pulpit oil and gas deal of the name of the professor G.T. Vartumyan
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Odunlami Kazeem Alan
undergraduate,
Kuban state technological university
kazeemodunlami@yahoo.com

Annotation. To ensure the normal operation of the gas drying system at low pressures of contact in the Urengoy field is actively working to improve the separation and mass transfer equipment. The article deals with the modernization of the absorber GP-502 with the introduction of mass-transfer section of a regular nozzle plate. The main objective of the GPP is the collection and processing of gas, namely the transportation of gas from the wells to the treatment plant, the separation of gas from liquid drops and mechanical admixtures, drying to the desired dew point and compress to feed the gas pipeline. All this must be done with the minimum loss of produced power, the greatest technological and economic efficiency.

Keywords: gas treatment system; comprehensive gas; gas treatment plant; drying gas in the installation of complex preparation; diethylene glycol regeneration plant; node reduction of gas for its own needs; booster station.

Общая характеристика системы подготовки газа

Для сбора газа от скважин на УКПГ-13 применена коллекторно-кустовая схема, которая позволила значительно снизить затраты на строительство шлейфов и обустройство внутрипромысловых дорог. УКПГ-13 входит в комплекс действующих установок осушки газа сеноманской залежи Уренгойского месторождения.

Схема сбора газа на УКПГ-13 представлена на рисунке 1. Подготовка газа к транспорту заключается в отделении из него газового конденсата, пластовой воды с растворённым в ней метанолом и механических примесей с последующей осушкой его

диэтиленгликолем (ДЭГ). Установка осушки состоит из 6 однотипных технологических ниток, оснащённых многофункциональными аппаратами (МФА) серии ГП-502-00.000 номинальной производительностью 10 млн м^3 газа в сутки.

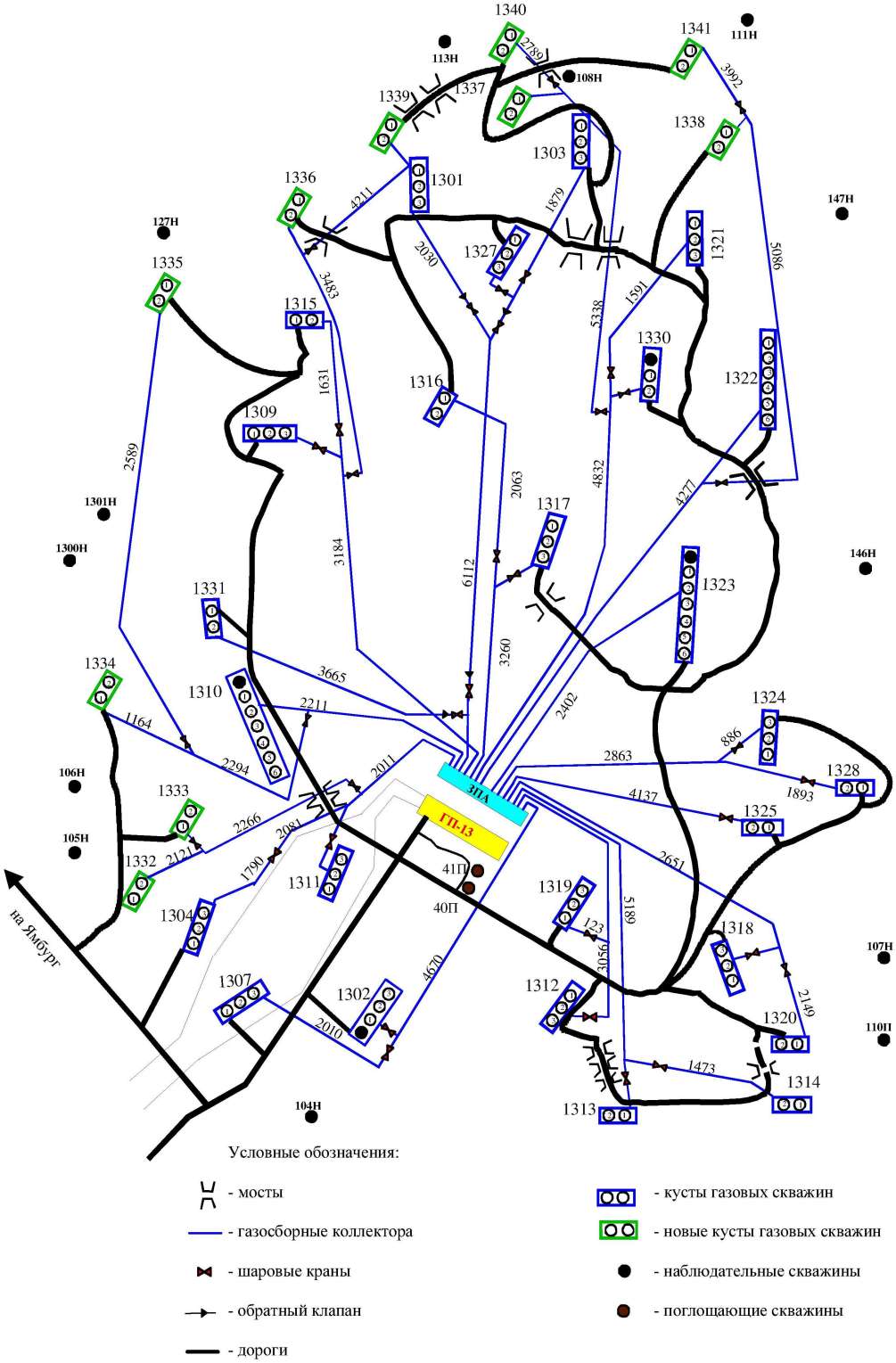


Рисунок 1 – План сбора газа на УКПГ-13

Подготовка природного газа к транспорту осуществляется по цепочке: куст → шлейф → ЗПА → УКПГ → ДКС (I очереди) → СОГ → МПК.

После пуска ДКС (II очереди) будет осуществляться следующая цепочка: куст → шлейф → ЗПА → ЦОГ → ДКС (II очереди) → УКПГ → ДКС (I очереди) → СОГ → МПК.

Промысловая подготовка газа должна обеспечивать температуру точки росы по влаге $T_p = -20$ °С зимой и $T_p = -10$ °С летом (согласно требованиям ОСТ 51.40–93). В период падающей добычи, в связи с ухудшающимися условиями гликолевой осушки газа на установках комплексной подготовки (падение давления, повышение температуры контакта «газ – ДЭГ») становится всё более проблематичным достижение требуемых показателей качества газа. Поэтому в последнее время всё чаще встаёт вопрос об оптимизации параметров осушки газа.

Основные характеристики и показатели УКПГ-13:

- производительность УКПГ-13 (согласно проекту) – 15 млрд. м^3/год;
- количество кустов скважин – 30;
- количество действующих скважин – 64;
- общий фонд скважин – 77;
- осушка газа по влаге – гликолевая, концентрация гликоля 99,3 %;
- влагосодержание газа – до 0,66 г/ст. м^3;
- осушитель газа – диэтиленгликоль (ДЭГ);
- регенерация гликоля – паровая, вакуумная;
- ингибитор гидратообразования – метанол (CH_3OH).

Узел ввода газа на установку комплексной подготовки

Природный газ от скважин по шлейфам $Ду = 150$ с давлением Р = 5,73 ÷ 5,75 МПа поступает в газовые коллекторы кустов $Ду = 300$, $Ду = 500$, по которым подаётся на два крыла здания переключающей арматуры ЗПА-1, ЗПА-2.

В ЗПА осуществляется отключение кустов газовых скважин от ДКС, переключение кустов на факел, переключение узлов ввода шлейфов с куста на куст. При необходимости продувки шлейфов на факел закрывается запорный кран $Ду = 300$ на линии подачи сырого газа в общий коллектор $Ду = 1000$ и открывается кран $Ду = 300$ на факел. В каждом крыле ЗПА находится по 7 узлов ввода шлейфов и по две панели распределения метанола (ПРМ) типа ПРГ-3, ИНГ. Здесь же производится распределение метанола по кустам газовых скважин, коллекторам кустов скважин и в факельные коллектора $Ду = 300$.

Метанол используется в качестве ингибитора гидратообразования. При транспортировке газа по шлейфам (от кустов до УКПГ) происходит его охлаждение за счёт теплообмена с окружающим грунтом, а также незначительного дросселирования за счёт потерь давления на трение. Поскольку газ находится в условиях полного насыщения влагой (относительная влажность 100 %), при снижении температуры возможно гидратообразование, особенно в зимнее время года. Для предотвращения гидратообразования и ликвидации гидратных пробок предусмотрена централизованная система подачи метанола. Метанол подаётся:

- в шлейфы кустов;
- на ЗПА-1 и ЗПА-2 перед запорной арматурой;
- на ЗПА в факельный коллектор перед запорным краном $Ду = 300$, $Ру = 110$;
- на входы технологических ниток перед шаровыми кранами $Ду = 400$;
- в коллектор сухого газа перед краном $Ду = 1000$, $Ру = 80$.

Подача метанола в точки ввода осуществляется дозировочными насосами Н-503 со склада метанола через панели распределения метанола ПРМ, установленные на ЗПА.

На пульте УВК в операторной предусмотрена сигнализация при снижении давления метанола на ПРМ ниже допустимого. В скважины на период освоения метанол вводится из расчёта 1,5 кг на 1000 м^3 газа в первое время работы, а в дальнейшем расход метанола определяется в зависимости от термодинамических условий в системе сбора в соответствии с расчётными нормами ингибирования.

Здание переключающей арматуры расположено на расстоянии не менее 350 м от технологического корпуса. Этот разрыв предусмотрен на случай создания в технологическом корпусе аварийной ситуации.

На каждом коллекторе газовых кустов на ЗПА до регулирующих штуцеров производятся замеры:

- температуры газа с выводом показаний и регистрацией значений на дисплее;
- давление газа с показанием и регистрацией значений на дисплее и сигнализацией понижения давления газа.

Природный газ с ЗПА проходит отсечные краны $Ду = 300$ с дистанционным управлением и собирается в общий коллектор $Ду = 1000$, откуда через краны $Ду = 1000$ по двум коллекторам подаётся на ДКС II очереди в цех очистки газа (ЦОГ).

Цех очистки газа (ЦОГ)

Назначение цеха очистки – очистка газа перед первым цехом ДКС от капельной влаги и мехпримесей в соответствии с требованиями ТУ 26-12-638-82 (отсутствие капельной влаги, запылённость газа – 5 мг/м^3).

Установка очистки газа состоит из двух ступеней:

I ступень сепарации предназначена для отделения от газа основного количества конденсата, пластовой и конденсационной воды (грубая очистка) в сепараторах ГП 554.00.000 производительностью 10-20 млн м3/сут. (расчётное давление 6,3 МПа);

II ступень – тонкая очистка газа от капельной влаги и мехпримесей в фильтрах-сепараторах ГП 605.00.00.000 номинальной производительностью 15 млн м^3/сут. (расчётное давление 7,5 МПа). Эффективность очистки газа от мехпримесей по фильтру-сепаратору составляет от 90 до 100 % в зависимости от размеров частиц, по жидкости – не более 100 мг/м^3 газа.

Для разделения воды и газового конденсата, поступающих с I и II ступеней очистки, предусматриваются две разделительные ёмкости (одна рабочая и одна резервная). Из разделительной емкости вода и конденсат направляются:

- конденсат – на склад ГСМ на УКПГ;
- вода – через дегазатор на очистные сооружения, но, учитывая очень малое количество конденсата в пластовой воде, предусмотрена возможность отвода пластовой воды с конденсатом сразу в ёмкость дегазации или в Е-310 на УКПГ, минуя разделительные емкости.

Схема цеха очистки газа представлена на рисунке 2.

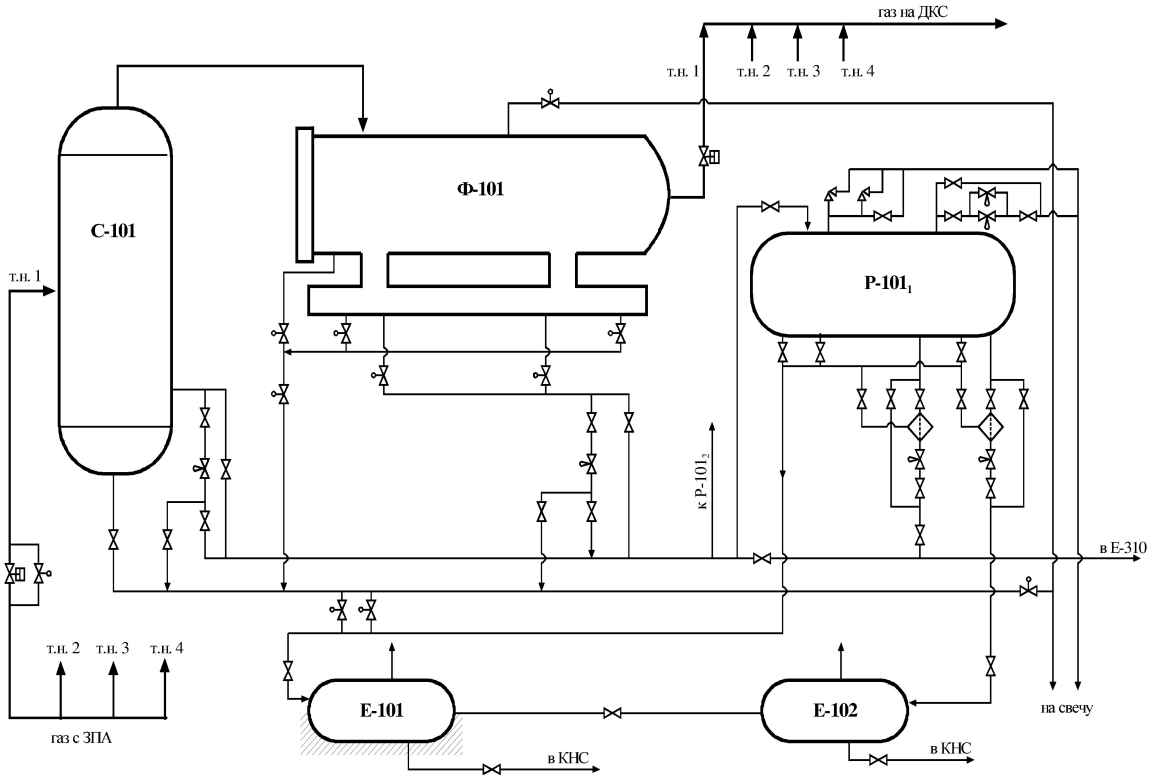


Рисунок 2 – Принципиальная схема ЦОГ

Осушка газа на установке комплексной подготовки

После очистки газ дожимается на компрессорах типа ГПА-Ц-16 и через АВО газа по трубопроводу $Ду = 1000$ поступает на УКПГ. Из общего коллектора газ по трубопроводам $Ду = 300$ подаётся в здание технологического корпуса с шестью технологическими нитками на установку осушки газа в два цеха по три нитки в каждой. Все 6 технологических линий работают идентично, поэтому ниже приводится описание работы одной технологической линии.

Газ с температурой $T = 8 \div 20$ °С и давлением $P = 4{,}4 \div 4{,}6$ МПа поступает через входной арматурный узел в сепаратор С-201, рисунок 3, из сепаратора, пройдя теплообменник Т-202, газ нагревается до температуры 17 °С и поступает в нижнюю часть абсорбера. При повышении или понижении давления газа на входе в технологическую линию сигнал через ЭКМ и управляющий комплекс УВК поступает на закрытие пневмокранов на входе газа в сепаратор и выходе газа из абсорбера и открытие крана $Ду = 150$ на факел. На рисунке 3 изображена принципиальная схема осушки газа.

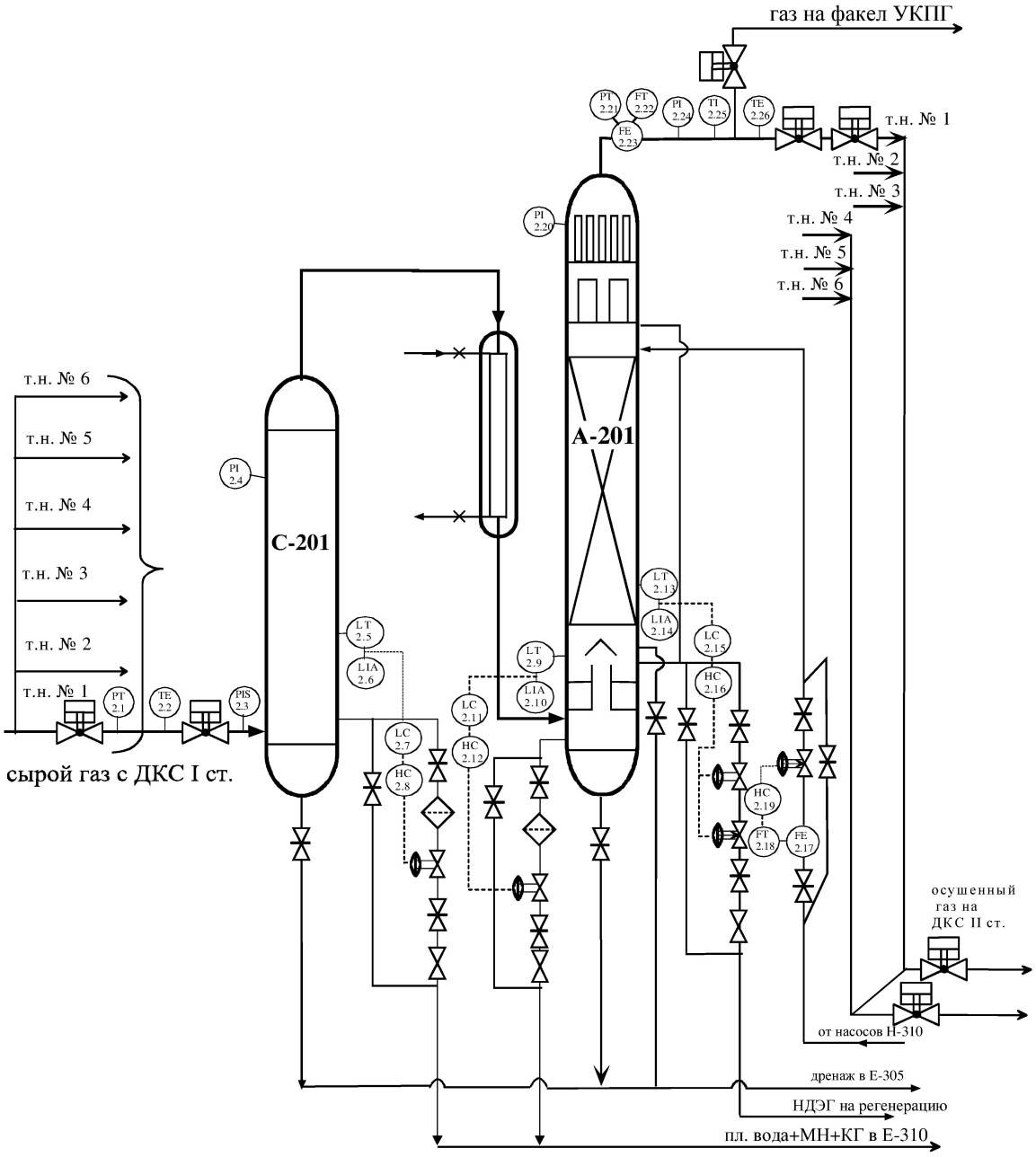


Рисунок 3 – Схема осушки газа

На УКПГ-13 эксплуатируются многофункциональные аппараты типа ГП 502-00.000 проектной производительностью $Q_г = 10$ млн м^3/сут. Аппарат представляет собой колонну высотой $H = 16600$ мм и диаметром $d = 1800$ мм, функционально разделённую на три секции:

1) сепарации;
2) абсорбции;
3) улавливания гликоля.

В нижней секции расположена сепарационная зона. Нижняя и средняя секции абсорбера разделены полуглухой тарелкой, служащей для накопления, контроля и сбора НДЭГ и одновременно для прохода сырого газа в секцию осушки. Секция осушки выполнена из контактных ступеней на основе ситчатых тарелок. Над каждой из тарелок смонтирована сепарационная тарелка из центробежных элементов диаметром 60 мм. Верхняя сепарационная секция включает в себя фильтр-коагулирующие патроны и тарелку с центробежными элементами диаметром 60 мм.

В соответствии с техническими предложениями ООО «ТюменНИИгипрогаз» была проведена модернизация МФА по технической документации РД-9510.73-86 на технические нормы 1, 2, 4, 7.

Согласно модернизации (черт. ГПР 353.00.000) установлены тарелки с центробежными элементами ГПР 353.00.000 диаметром 100 мм, тангенциальные узлы входа газа с пескосъёмником и отбойным листом.

Массообменная секция МФА включает 4 контактных ступени, каждая из которых состоит из сетчатой тарелки с отверстиями диаметром 6 мм и сепарационной тарелки, оснащённой центробежными элементами диаметром 60 мм. Сущность модернизации МФА заключается в следующем: верхняя сепарационная и сетчатая тарелки (5-я пара) были демонтированы. Вместо них были установлены 2 полотна тарелки для монтажа 12-ти сетчатых фильтр-барабанов (перед фильтр-патронами) диаметром 300 мм, $H = 1000$ мм. На барабане намотана рукавная сетка из нержавеющей стали по ТУ 26-02-354-85 толщиной 50 мм (на один фильтр-барабан необходимо 2 рулона сетки шириной 90 мм). Все 12 барабанов установлены на полотно тарелки в порядке очередности для облегчения монтажа и закреплены. Ввод гликоля с полотна 5-й тарелки был опущен в сливной карман.

Такое конструктивное решение с применением сетчатых барабанов позволило снизить жидкостную нагрузку на коагулирующую секцию МФА, при этом поверхность фильтрации в 5 раз превысила свободное сечение аппарата и в 10 раз уменьшилась интенсивность забивания фильтрующего материала мехпримесями, что позволило продлить межремонтный пробег аппарата и в конечном итоге снизить потери гликоля с осушенным газом.

С целью повышения пропускной способности и тем самым обеспечения нормальной работы в условиях падающего рабочего давления явилась модернизация, за основу которой был принят принцип продольного секционирования с разделением потока обрабатываемого газа на две примерно равные части, что достигается применением системы переточных труб и разделяющих перегородок. При разделении потока осушенного газа на две части соответственно сокращаются линейные скорости на контактных тарелках, а, следовательно, появляется возможность увеличить пропускную способность аппарата без существенного уноса гликоля в верхнюю фильтрующую секцию. Так как число контактных ступеней сократилось до двух, то возникла необходимость в интенсификации процесса осушки газа в массообменной части. С этой целью на каждую из четырёх сетчатых тарелок был дополнительно загружен слой насадки из керамических седел типа «Инталокс» высотой 400 мм. Насадка была помещена на подложку из трёх слоёв сетки «Рабица» размером ячеек 25 × 25 мм. Причём направление навивки сетки в среднем слое было изменено, что обеспечило большую толщину подложки и меньшее перекрытие отверстий сетчатой тарелки. Чтобы обеспечить более равномерное распределение газа, переточные трубы по сечению аппарата смещены относительно друг друга.

Последняя по ходу газа секция улавливания ДЭГа (коагулирующая) состоит из перегородки с размещёнными на ней 124-мя фильтр-патронами длиной $\ell = 1200$ мм и диаметром $d = 100$ мм и сепарационной тарелки, аналогичной применённой в нижней сепарационной секции МФА.

Все 6 технологических линий работают идентично, поэтому ниже приводится описание работы одной технологической линии.

В сепарационной части абсорбера А-201 сырой газ за счёт резкого снижения скорости и направления потока освобождается от механических примесей, пластовой воды с растворенным в ней метанолом и конденсата. Жидкость и мехпримеси скапливаются в нижней части аппарата, защищённой от возмущения потоком газа перегородкой из просечного листа. Уровень жидкости в сепарационной части абсорбера регулируется двухпозиционным клапаном-регулято-ром с сигнализацией максимального и минимального уровня на пульте УВК. При крайне низком уровне жидкости в сепарационной части происходит закрытие отсечного клапана. Давление контролируется техническим манометром по месту, температура газа замеряется термометром сопротивления ТСМ с показаниями на УВК.

Отсепарированная жидкость из абсорбера отводится через клапан-регуля-тор уровня через дроссельную шайбу в разделитель Е-310. В разделителе Е-310 поддерживается постоянное давление клапаном-регулятором, установленном на линии сброса газа на факел. Уровень воды измеряется УБП и через клапан-регулятор конденсат направляется на склад ГСМ в ёмкость Е-612.

Очищенный от капельной жидкости газ направляется через конусообразный патрубок полуглухой тарелки в массообменную секцию, где, многократно контактируя с раствором ДЭГа, осушается. Механизм осушки газа представляет собой процесс абсорбции влаги, находящейся в парообразном состоянии, концентрированным раствором диэтиленгликоля. Интенсивность контактирования достигается путём барботажа газа через слой ДЭГа на сетчатых тарелках, работающих в режиме уноса. Таким образом, осуществляется циркуляция ДЭГа внутри ступени контакта. Концентрированный ДЭГ, сливаясь вниз по тарелкам, поглощает влагу из газа, при этом сам насыщается влагой и концентрация его снижается с 99,3 до 95,3 %.

Осушенный от влаги газ из массообменной секции направляется через 6 сетчатых фильтр-барабанов (описаны выше) в секцию улавливания (коагуляции), где от него отделяется унесённый капельный ДЭГ с помощью фильтр-патронов. Верхняя фильтрующая секция состоит из 124 фильтр-патронов. Патроны выполняются из перфорированной трубы, обёрнутой в 3 слоя металлической сеткой, затем обмотаны в 2 слоя иглопробивным нетканым полотном «Дарнит» и снова металлической сеткой. Для фиксирования патрона на тарелке по центру проходит стяжной металлический стержень, закрепляющий патрон на тарелке. Для герметичности соединения между патроном и тарелкой устанавливается резиновая прокладка. Аэрозоль и капли ДЭГа, уносимые газом, коагулируют на стеклоткани и стекают по наружной поверхности патрона на тарелку, с которой по выносному трубопроводу, врезанному в линию вывода НДЭГа, выводятся с полуглухой тарелки абсорбера. Уровень ДЭГа на полуглухой тарелке является гидрозатвором, препятствующим проходу газа по этому трубопроводу. Предусмотрен контроль перепада давления манометром в коагуляционной секции МФА с сигнализацией перепада, равного $\Delta P = 0{,}04$ МПа на дисплее и блокировкой на остановку насоса Н-310. Насосами Н-310 регенерированный ДЭГ подаётся в МФА. Регулирование производительности насосов производится посредством преобразователя ЭКТ-160. Количество регенерированного ДЭГа, подаваемого в МФА, контролируется диафрагмой с сигнализацией минимального расхода, установленной на линии подачи ДЭГа в абсорбер. Сравнение сигналов с дифманометров происходит в регуляторе, установленном в операторной.

Насыщенный ДЭГ с концентрацией 95,3 % вес. собирается на полуглухой тарелке абсорбера и автоматически через клапан-регулятор уровня ПОУ-8 и отсечной клапан К-203 поступает в выветриватель В-301 на установку регенерации ДЭГа. Предусмотрена сигнализация максимального и минимального уровня на полуглухой тарелке МФА. При снижении уровня ниже допустимого срабатывает блокировка на закрытие отсечного клапана.

Осушенный газ после МФА последовательно проходит замерную диафрагму, клапан-регулятор расхода газа, выходной запорный кран $Ду = 300$ и с давлением $P = 4{,}3 \div 4{,}4$ МПа и температурой $T = 9 \div 40$ °С поступает на ДКС-1 очереди по двум коллекторам $Ду = 1000$, где дожимается до давления $P = 5{,}6 \div 6{,}0$ МПа и с температурой $T = 21 \div 22$ °С после СОГа направляется в магистральный трубопровод.

Регулирование расхода газа по технологической линии осуществляется с помощью регулирующего штуцера «Клаус» $Ду = 300$. Давление газа после штуцера контролируется техническим манометром. Температура контролируется ртутным термометром по месту. Измерение «точки росы» по влаге производится влагомерами «Харьков-1М» типа ТТР-8.

Необходимый объём подачи регенерированного гликоля в абсорбер зависит от целого ряда факторов: расхода газа, давления и температуры контакта, концентрации регенерированного гликоля, эффективности работы самого аппарата и, в конечном счёте, должен определяться достижением требуемой глубины осушки газа (согласно действующего ОСТ 51-40-93). Промысловыми исследованиями установлено, что подача диэтиленгликоля в количестве 5,0 ÷ 7,5 кг/1000 м^3 обрабатываемого газа обычно достаточна для получения требуемой ОСТом кондиции газа.

Установка регенерации диэтиленгликоля

На установке комплексной подготовки газа УКПГ осушка газа производится с помощью диэтиленгликоля с концентрацией 99,3 %. Применение такого раствора позволяет осушать сырой газ до точки росы минус 20 °С. Исследование гигроскопических свойств гликолей показывает, что большой эффект при осушке газа даёт увеличение концентрации гликолей выше 99 %, но учитывая, что разложение гликолей с образованием органических кислот начинается ниже температуры их кипения, регенерацию их рекомендуется проводить при температуре не выше плюс 164 °С под вакуумом.

Установка паровой вакуумной регенерации ДЭГа предназначена для регенерации насыщенного ДЭГа. Суть её заключается в повышении концентрации ДЭГа с 96,3 до 99,3 % вес. Пропускная способность одной установки 17–18 м/ч. В случае если объём циркулирующего насыщенного гликоля будет превышать максимальную производительность колонны регенерации, в работу может быть подключён резервный десорбер и испаритель или же установка регенерации ДЭГа второго технологического цеха. Ввиду идентичности установок описание работы приводится для одной из них.

Насыщенный раствор ДЭГа с массовой концентрацией 96,3–97,3 % с полуглухой тарелки абсорбера через клапан-регулятор уровня после дросселирования с давлением 0,3 МПа поступает в общий коллектор 89 × 4 и далее в выветриватель В-301, где освобождается от избытка растворённого газа. Насыщенный гликоль дегазируется при давлении 0,35 МПа, выделившийся газ через свечу сбрасывается в атмосферу с помощью клапана-регулятора давления. Предусмотрена сигнализация максимального давления в выветривателе В-301. Для нормальной работы выветривателя и системы регенерации в целом клапаном-регулятором уровня в выветривателе поддерживается определённый уровень НДЭГа. Сигнализация максимального и минимального уровней в В-301 выведена на мнемосхему и пульт УВК. Раствор насыщенного гликоля с температурой 15–16 °С и давлением 0,3 МПа, пройдя один из фильтров Ф-301 (тонкой очистки), через клапан-регулятор уровня подаётся в трубное пространство теплообменников Т-302, где нагревается встречным потоком регенерированного ДЭГа до температуры 120–130 °С. Температура НДЭГа до и после Т-302 контролируется ртутными термометрами по месту.

После Т-302 раствор НДЭГа с температурой 120-130 °С подаётся в десорбер Д-301 на регенерацию. Десорбер имеет 18 колпачковых массообменных тарелок и одну полуглухую тарелку, разделяющую кубовую часть колонны от выпарной.

Раствор НДЭГа, перетекая сверху вниз с тарелки на тарелку, контактирует с восходящим паровым потоком, идущим от испарителя И-301, за счёт чего происходит отпарка влаги, поглощённой раствором ДЭГа из газа, при этом раствор ДЭГа нагрева-

ется и концентрация его повышается. Согласно документации РД 9510-51-83 в десорберах Д-301 была проведена модернизация с целью снижения потерь ДЭГа с рефлюксом путём увеличения эффективности массообмена. Для этого были демонтированы две верхние контактные тарелки, технологического цеха. Ввиду идентичности установок описание работы приводится для одной из них.

Насыщенный раствор ДЭГа с концентрацией 96,3–97,3 % масс. с полуглухой тарелки абсорбера через клапан-регулятор уровня после дросселирования с давлением 0,3 МПа поступает в общий коллектор 89 × 4 и далее в выветриватель В-301, где освобождается от избытка растворённого газа. Насыщенный гликоль дегазируется при давлении 0,35 МПа, выделившийся газ через свечу сбрасывается в атмосферу с помощью клапана-регулятора давления. Предусмотрена сигнализация максимального давления в выветривателе В-301. Для нормальной работы выветривателя и системы регенерации в целом клапаном-регулятором уровня в выветривателе поддерживается определённый уровень НДЭГа. Сигнализация максимального и минимального уровней в В-301 выведена на мнемосхему и пульт УВК. Раствор насыщенного гликоля с температурой 15–16 °С и давлением 0,3 МПа, пройдя один из фильтров Ф-301 (тонкой очистки), через клапан-регулятор уровня подаётся в трубное пространство теплообменников Т-302, где нагревается встречным потоком регенерированного ДЭГа до температуры 120–130 °С. Температура НДЭГа до и после Т-302 контролируется ртутными термометрами по месту.

После Т-302 раствор НДЭГа с температурой 120–130 °С подаётся в десорбер Д-301 на регенерацию. Десорбер имеет 18 колпачковых массообменных тарелок и одну полуглухую тарелку, разделяющую кубовую часть колонны от выпарной.

Раствор НДЭГа, перетекая сверху вниз с тарелки на тарелку, контактирует с восходящим паровым потоком, идущим от испарителя И-301, за счёт чего происходит отпарка влаги, поглощённой раствором ДЭГа из газа, при этом раствор ДЭГа нагревается и концентрация его повышается. Согласно документации РД 9510-51-83 в десорберах Д-301 была проведена модернизация с целью снижения потерь ДЭГа с рефлюксом путём увеличения эффективности массообмена. Для этого были демонтированы две верхние контактные тарелки.

Необходимое разрежение 0,6–0,7 кг/см в испарителе поддерживается клапаном-регулятором давления на всасывающей линии вакуум-насоса Н-306 с сигнализацией величины разрежения перед аэрохолодильником Х-301 на пульт УВК.

При снижении давления охлаждающей воды и уплотнительной жидкости к насосам Н-304 ниже допустимого значения предусмотрена блокировка на их остановку. РДЭГ из ёмкости Е-304 плунжерными насосами Н-310 подаётся в МФА. Предусмотрена блокировка насосов при падении давления до 0.

Отделившиеся пары (вода) от раствора ДЭГа с температурой 60–70 °С при давлении 2 МПа с верхней части десорбера через шлемовую трубу $Ду = 200$ мм поступают в холодильник-конденсатор Х-301, где охлаждаются до температуры 30–40 °С. Сконденсировавшаяся жидкость и газы из Х-301 стекают в рефлюксную ёмкость Р-301. Часть сконденсировавшейся жидкости из Р-301 подаётся насосами Н-307 через клапан-регулятор температуры верха на орошение десорбера. Расход жидкости, подаваемой на орошение колонны, контролируется по ротаметру, установленному на линии подачи рефлюкса. Избыток жидкости из Р-301 через клапан-регулятор сбрасывается в промстоки. Минимальный и максимальный уровни в рефлюксной ёмкости Р-301 сигнализируются на пульт УВК. Контроль за давлением в рефлюксной ёмкости осуществляется по месту вакуумманометром и выводится на пульт УВК. Температура верха десорбера поддерживается клапаном-регулятором, установленным на линии подачи орошения в десорбер.

Установка паровой вакуумной регенерации ДЭГа цеха № 1 и цеха № 2 взаимосвязаны общим коллектором и могут быть при необходимости взаимозаменяемы.

В каждом технологическом цехе имеется узел редуцирования газа на собственные нужды с диафрагмой ДК и дифманометром ДСС-734 для замера расхода газа на собственные нужды (рис. 4).

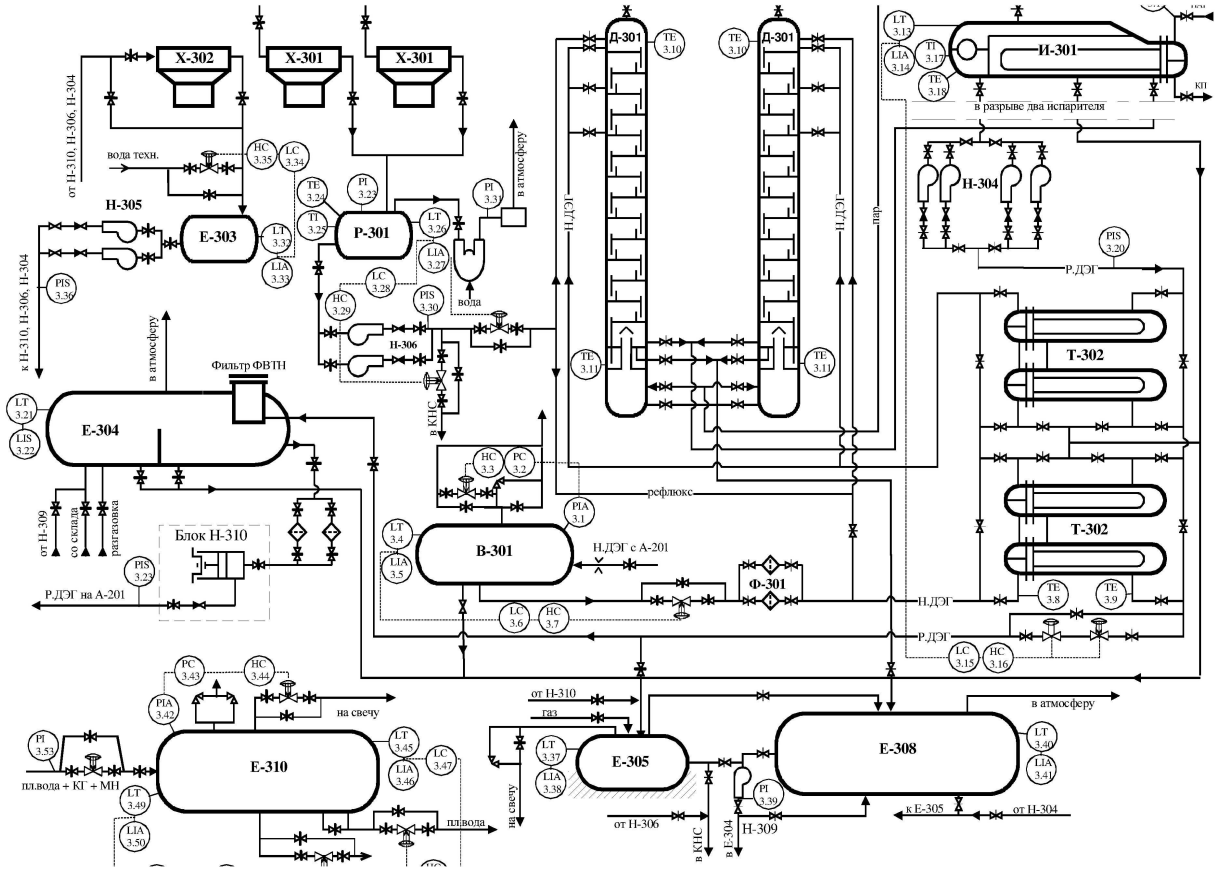


Рисунок 4 – Схема расхода газа на собственные нужды

Параметры газа на собственные нужды:

- температура не ниже 10 °С;
- давление 0,25-0,30 МПа.

Узел редуцирования газа на собственные нужды

К потребителям относятся: ГРУ котельной, газ на подогрев воды в РВС-700 м^3, питание пилотной горелки факела. Отбор газа на собственные нужды (на редуцирование) производится с линии осушенного и сырого газа, а также из коллектора осушенного газа после выхода из абсорбера.

Газ, пройдя небольшой подогреватель типа «труба в трубе» Т-205, обогреваемый водяным паром, нагревается до 40 °С и поступает на первую ступень редуцирования. Температура газа на выходе Т-205 контролируется ртутным термометром. Редуцирование газа происходит на клапане-регуляторе (поз. РГС 229) до давления 0,23 МПа. При этом температура редуцируемого газа понижается до 10–15 °С. Далее газ идёт на подогрев в межтрубное пространство кожухотрубного теплообменника Т-201, где подогревается водяным паром до температуры 45 °С, после чего проходит хозрасчётную замерную диафрагму (поз. Е-231) и идёт на вторую ступень редуцирования.

Давление газа после второй ступени редуцирования 0,30 МПа поддерживается тремя параллельно установленными клапанами-регуляторами давления (поз. Р1С-233, НО). Температура и давление газа контролируются по месту термометрами и техническими манометрами и выводится на пульт УВК. Перед первой ступенью редуцирования установлен пневмокран, который автоматически закрывается при повышении давления за второй ступенью редуцирования. С температурой 10 °С по трубопроводу $Ду = 400$ газ поступает на объекты.

Дожимная компрессорная станция

Дожимная компрессорная станция (ДКС) – обеспечивает необходимое давление газа перед технологическими цехами осушки УКПГ и внутрипромысловый транспорт газа с необходимым давлением к головным компрессорным станциям магистральных газопроводов.

Технологические схемы, оборудование и наименования кранов для I и II очередей компримирования идентичны, поэтому описание приводится для одной из ступеней.

Дожимная компрессорная станция включает в себя газоперекачивающие агрегаты типа ГПА-Ц-16/56 (II очередь) – 3 штуки, ГПА-Ц-16/76 (I очередь) – 3 штуки, установленные в индивидуальных укрытиях, и вспомогательные системы, установки, сооружения, обеспечивающие их функционирование:

- система технологического газа с запорной арматурой;
- цех очистки газа (ЦОГ);
- установка охлаждения газа (АВО) типа 2АВГ-75;
- блок подготовки пускового, топливного, импульсного газа (БПТПИГ);
- система электроснабжения ДКС;
- система автоматического управления и КИП ДКС;
- вспомогательные системы и устройства (маслоснабжение, пожаротушение, отопление, вентиляция, сжатый воздух для технологических целей и др.).

Компримирование газа производится полнонапорными нагнетателями с приводом от газотурбинных двигателей НК-16СТ. Нагнетатели подключены параллельно к всасывающему и нагнетательному коллекторам ДКС.

Для обеспечения пуска и остановки ГПА, а также защиты от помпажа предусмотрены пусковые контуры у каждого агрегата и общестанционный контур. Диаметр пускового контура агрегата – $Ду = 400$, диаметр общестанционного контура – $Ду = 700$.

Производительность агрегата (м^3/мин.) можно определить в зависимости от числа оборотов и степени сжатия.

Всасывающий коллектор при помощи крана №№ 7 и 7а подключается к коллектору сухого газа УКПГ. От всасывающего коллектора осуществляется отбор газа к нагнетателям ГПА по трём линиям Г-700. В каждой линии Г-700 установлен кран № 1. Параллельно крану № 1 устанавливается кран № 4 $Ду = 50$. Перед краном № 4 $Ду = 50$ установлен кран № 4 бис $Ду = 50$ с ручным управлением, за ним – дроссельная шайба $d = 30$ мм. Непосредственно на входе в ГПА в линии Г-700 установлена защитная решётка. Нагнетательный коллектор имеет два закольцованных участка, между которыми включается аппарат воздушного охлаждения (АВО) газа. АВО служит для охлаждения сжатого нагнетателем газа перед подачей его в МПК до $T = 10$ °С.

В коллектор перед АВО подают сжатый газ нагнетателем ГПА по нагнетательным линиям. В линии нагнетания $Ду = 700$ установлен обратный клапан. Перед обратным клапаном врезан кран № 5 $Ду = 80$ для продувки и стравливания газа из контура нагнетателя (свеча). После обратного клапана предусмотрен кран № 2.

В выходном коллекторе после АВО установлен обратный клапан, кран № 8, а также врезана перемычка $Ду = 700$ с кранами №№ 36 и 36 бис, через которую всасывающий и нагнетательный коллекторы соединяются между собой, кран № 36р ($Ду = 150$) является обводным для кранов № 36 и № 36 бис.

Кран № 20 делит газопровод на части низкого и высокого давления. При перестановке кранов №№ 7, 7а, 8 и 20 можно отключить ДКС, и газ с УКПГ пойдёт, минуя ДКС, в межпромысловый коллектор. Нагнетательный коллектор имеет кран № 52 с местным управлением, при открытии которого газ пойдёт, минуя АВО, на узел подключения, неохлаждённый. В рециркуляционный коллектор Г-700 по линии Г-400 нагнетателем ГПА при закрытых кранах № 2 и № 5 подаётся газ, который циркулирует по малому кольцу. Рециркуляционный коллектор включается во всасывающий коллектор при помощи крана № 66 с местным управлением.

На линии Г-400 установлен шаровой кран № 6 бис с ручным приводом, обратный клапан, после обратного клапана имеется кран № 6, параллельно которому установлен противопомпажный кран № 6 р.

Технологический газ к нагнетателю отбирается с УКПГ с расчётным давлением $P = 2{,}25 \div 6{,}4$ МПа в зависимости от времени разработки месторождения и качества добываемого газа. Давление газа на выходе из нагнетателя $P = 7{,}45$ МПа (расчётное). Степень сжатия расчётная $\theta = 1{,}44 \div 1{,}5$. Температура газа на входе в нагнетатель $T_{вн} = 7 \div 15$ °С, температура газа на входе в АВО – $T_{ва} = 30 \div 32$ °С. На площадке технологического газа параллельно трём главным смонтированы вспомогательные коллекторы для нужд ГПА:

- коллектор обогрева ВО-150;
- коллекторы дренажные МО-100 и МД-100;
- коллекторы импульсного газа ГИ-50 и ГИ-150;
- коллекторы топливного газа ГТ-400;
- коллекторы пускового газа ГП-300.

Все коллекторы, кроме обогрева и дренажного, имеют свои свечи. В пусковой и топливный коллекторы газ подаётся от блока подготовки топливного и пускового газа БПТГ. Из этих коллекторов газ отводится к ГПА.

Пусковой газ:

- с давлением $P = 0{,}35 \div 0{,}5$ МПа;
- с температурой $T = 20$ °С.

Топливный газ:

- с давлением $P = 2{,}45 \pm 0{,}02$ МПа;
- с температурой $T = 25 \div 60$ °С.

Пусковой газ из коллектора ГП-300 по линии подачи ГП-200 подводится через фильтр к крану № 11, а от него к стартёру, при помощи которого производится раскручивание ротора ВД двигателя при запуске ГПА. На этом участке пусковой линии после крана № 11 установлена свеча с краном № 10. Топливный газ из коллектора ГТ-400 через блок фильтров поступает к крану № 12, от которого идёт к блоку фильтров топливного газа, установленному непосредственно у ГПА. После крана № 12 имеется свеча с краном № 9. Краны №№ 9, 10, 11, 12 и фильтры установлены в блок-боксе фильтров газа (БФГ).

Отбор газа на собственные нужды ГПА производится из всасывающего или нагнетательного коллекторов. Отобранный газ поступает в коллектор Г-150 и далее в блок очистки газа (БО). Из БО очищенный газ идёт в блок замера газа (БЗ), из которого по трубе Г-150 поступает к подогревателям БПТГ, к блоку подогрева газа регенерации БПГ. Из блока замера газ поступает в блок осушки и хранения импульсного газа (БА). Из блока замера производится отбор газа на горелки подогревателей. По этой линии параллельно друг другу установлены редукторы и предохранительный клапан СППК-4 р-50-16, отрегулированный на давление $P = 0{,}35$ МПа.

После подогревателей БПТГ подогретый газ по трубе Г-150 поступает в адсорбер для регенерации адсорбента. Из блока адсорбера импульсный газ подаётся на управление общестанционными кранами №№ 9, 10, 11, 12, по трубе ГИ-150 – на управление кранами №№ 1, 2, 4, 5 и 6.

Литература:

1. Проект опытно-промышленной эксплуатации нижнемеловых отложений Уренгойского газоконденсатного месторождения. – М., 1988. – 145 с.
2. Отчёт по геологии и разработке Уренгойского НГКМ за 2003 г. – Новый Уренгой, 2000. – 103 с.
3. Технологический регламент УКПГ-13 ООО «Уренгойгазпром», 2003. – 195 с.
4. Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса : сбр. науч. трудов ООО «Уренгойгазпром». – М. : ООО «Недра – Бизнесцентр», 2003. – 351 с.

5. Гриценко А.И., Истомин В.А., Кульков А.Н., Сулейманов Р.С. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России. – М. : ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 473 с.

6. Хохлов Б.П. Абсорбер. Расчёты. ГП 502.00.000РР2. – Подольск : ЦКБН, 1988. – 40 с.

7. Ромм В.М. Абсорбция газов. – М. : Химия, 1976. – 656 с.

8. Технологический расчёт системы абсорбционной осушки газа : справочное пособие. – Тюмень, 2002.

9. Чеботарёв В.В. Расчёты основных технологических процессов при сборе и подготовке скважинной продукции. – Уфа : УГНТУ, 2001. – 331 с.

10. Жданова Н.В., Халиф А.Л. Осушка природных газов. – М. : Химия, 1984. – 189 с.

11. Гафарова З.Р. Учебно-методическое пособие по выполнению экономической части дипломных проектов. – Уфа : УГНТУ, 2000. – 12 с.

12. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М. : Недра, 1987. – 309 с.

13. Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. Технология обработки газа и конденсата. – М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 1999. – 596 с.

14. Технический отчёт по работе оборудования систем осушки и подготовки газа УНГКМ за август 2003 года. – ООО «Уренгойгазпром», 2003. – 73 с.

15. Добыча, подготовка и транспорт природного газа : справочное руководство в 2-х томах / под ред. Коротаева Ю.П., Маргулова Р.Д. – М. : Недра, 1984. – Т. 1. – 360 с.

16. Середа Н.Г., Сахаров В.А., Тимашев А.Н. Спутник нефтяника и газовика : справочник. – М. : Недра, 1986. – 325 с.

17. Ланчаков Г.А., Кульков А.Н., Зиберт Г.К. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчёта оборудования. – М. : ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. – 279 с.

18. Единая система управления охраной труда и промышленной безопасностью в открытом акционерном обществе «Газпром». – М. : «ИРЦ Газпром», 2000.

19. Инструкция по охране труда для оператора по исследованию скважин / ООО «Уренгойгазпром». – Новый Уренгой, 2001. – 11 с.

20. Система сбора и подготовки газа на примере 13 УКПГ Уренгойского месторождения. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635b3ad78b5d53a88421216c37_0.html

21. Алиев В.К., Савенок О.В., Сиротин Д.Г. Влияние надёжности нефтепромыслового оборудования на экологическую безопасность разработки северных нефтегазовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВПО «КубГТУ», 2016. – 135 с.

22. Кусов Г.В., Савенок О.В. Модернизация низкотемпературных сепараторов на Уренгойском газоконденсатном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 2. – С. 179–197.

23. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ системы подготовки газа на Уренгойском газоконденсатном месторождении (на примере УКПГ-15) // сбр. науч. трудов по материалам Всероссийской научно-практической конференции «Теоретические и прикладные исследования в области естественных, гуманитарных и технических наук» (17 июня 2016 года, г. Прокопьевск). – Прокопьевск, 2016. – С. 84–95.

24. Кусов Г.В., Савенок О.В., Бекетов С.Б. Выбор и обоснование показателей надёжности блочного автоматизированного нефтепромыслового оборудования // Научно-технический журнал «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса». – М. : ВНИИОЭНГ, 2016. – № 4. – С. 8–12.

25. Богатырёв В.С., Кусов Г.В., Савенок О.В. Классификация отказов и анализ работы технологического нефтепромыслового оборудования в условиях Крайнего Севера // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Самара : ООО «Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2016. – № 7/2016. – С. 64–68.

References:

1. Project of trial operation nizhnemelovykh of deposits of the Urengoy gas-condensate field. – M, 1988. – 145 p.

2. The report on geology and development of the Urengoy OGCF for 2003 – Novy Urengoy, 2000. – 103 p.

3. Production schedules of UKPG-13 of LLC Urengoygazprom, 2003. – 195 p.

4. Problems of development of fields of the Urengoy complex: RBU. scientific works of LLC Urengoygazprom. – M. : LLC Nedra – Businesstsentr, 2003. – 351 p.

5. Gritsenko A.I., Istomin V.A., Kulkov A.N., Suleymanov R.S. Collection and trade preparation of gas on northern fields of Russia. – M. : JSC Nedra Publishing House, 1999. – 473 p.

6. Ukrainians B.P. Absorber. Calculations. GP 502.00.000RR2. – Podolsk : TsKBN, 1988. – 40 p.

7. Romm V.M. Absorption of gases. – M. : Chemistry, 1976. – 656 p.

8. Technological calculation of system of an absorbing osushka of gas : handbook. – Tyumen, 2002.

9. Chebotaryov V.V. Calculations of the basic engineering procedures in case of collection and preparation of borehole products. – Ufa : UGNTU, 2001. – 331 p.

10. Zhdanov N.V., Caliph A.L. Osushka of natural gases. – M. : Chemistry, 1984. – 189 p.

11. Gafarova Z.R. Educational and methodical benefit on accomplishment of an economic part of degree projects. – Ufa : UGNTU, 2000. – 12 p.

12. Shirkovsky A.I. Development and operation of gas and gas-condensate fields. – M. : Subsoil, 1987. – 309 p.

13. Bekirov T.M., Lanchakov of G.A. Tekhnologiya of handling of gas and condensate. – M. : LLC Nedra – Businesstsentr, 1999. – 596 p.

14. The technical report on operation of the equipment of systems of an osushka and preparation of UNGKM gas for August, 2003. – LLC Urengoygazprom, 2003. – 73 p.

15. Production, preparation and transport of natural gas : the reference guide in 2 volumes / under the editorship of Korotayev Yu.P., Margulova R.D. – M. : Subsoil, 1984. – T. 1. – 360 p.

16. Sereda N.G., Sakharov V.A., Timashev A.N. Sputnik of the oil industry worker and gas worker: reference book. – M. : Subsoil, 1986. – 325 p.

17. Lanchakov G.A., Kulkov A.N., Zibert G.K. Engineering procedures of preparation of natural gas and methods of calculation of the equipment. – M. : LLC Nedra-Businesstsentr, 2000. – 279 pages.

18. A single management system labor protection and industrial safety in Gazprom open joint stock company. – M. : IRTs Gazprom, 2000.

19. The instruction for labor protection for the operator on well Survey / LLC Urengoygazprom. – Novy Urengoy, 2001. – 11 p.

20. System of collection and preparation of gas on the example of 13 GPPs of the Urengoy field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635b3ad78b5d53a88421216c37_0.html

21. Aliyev V.K., Savenok O.V., Sirotin D.G. Influence of reliability of the oil-field equipment on an ecological safety of development of northern oil and gas fields. – Krasnodar : Prod. FGBOU VPO of «KubGTU», 2016. – 135 p.

22. Kusov G.V., Savenok O.V. Upgrade of low-temperature separators on the Urengoy gas-condensate field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – No. 2. – P. 179–197.

23. Kusov G.V., Savenok O.V. The analysis of system of preparation of gas on the Urengoy gas-condensate field (on the example of UKPG-15) // RBU. Science works on materials of the All-Russian scientific and practical conference «Theoretical and Applied Researches in the Field of Natural, Humanitarian and Technical Science» (on June 17, 2016, Prokopyevsk). – Prokopyevsk, 2016. – P. 84–95.

24. Kusov G.V., Savenok O.V., Beketov S.B. The choice and reasons for indicators of reliability of the packaged automated oil-field equipment // the Scientific and technical magazine «Equipment and Technologies for an Oil and Gas Complex». – M. : VNIIOENG, 2016. – No. 4. – P. 8–12.

25. Bogatyryov V.S., Kusov G.V., Savenok O.V. Classification of refusals and job analysis of the processing oil-field equipment in the conditions of Far North // the Scientific and technical magazine «Oil. Gas. Innovations». – Samara : LLC Editorial Office of the Magazine Neft. Gaz. Novatsii, 2016. – No. 7/2016. – P. 64–68.

Порядок публикации статьи

● Статья, предоставляемая для публикации в журнале, должна быть ранее неопубликованной, актуальной, обладать новизной, **тщательно вычитана**.

● Статья должна соответствовать **Правилам оформления**.

● Содержание статьи должно соответствовать тематикам рубрик журнала.

● В стоимость публикации входит один печатный экземпляр журнала, публикация в сетевой версии журнала (на сайте http://id-yug.com), почтовая доставка, сопровождение в системе РИНЦ.

Редакционный совет в течение 3–5 дней рассматривает предоставленную статью. В случае положительного решения о публикации редакция направляет Вам договор (оферта), счет (квитанцию) на оплату.

В случае необходимости редакция может затребовать предоставление заключения внутрифирменных служб экспортного контроля по материалам статьи.

Предоставляемая статья должна содержать следующие компоненты:

– Код УДК;
– Сведения об авторах (*рус./англ.*):
  а) фамилия, имя, отчество (полностью);
  б) ученая степень;
  в) ученое звание;
  г) должность, место работы (без сокращений);
  д) контактный телефон;
  е) контактный E-mail автора.
– Название статьи (*рус./англ.*);
– Аннотация (*рус./англ.*);
– Ключевые слова (*рус./англ.*);
– Основной текст статьи на русском языке (*рекомендуется не менее 3-х страниц*);
– Список литературы (*рус./англ.*).

Текст статьи должен быть набран в текстовом редакторе Word 1997–2007, шрифт Times New Roman, кегль — 14, межстрочный интервал — 1, абзацный отступ 1,25 см., все поля — 2,5 см, страницы не нумеровать, для выделений использовать *курсив*, **жирный шрифт, *а также их сочетание*.**

Таблицы набираются в текстовом редакторе Word 1997–2007, шрифт Times New Roman, кегль — 12. Таблицы нумеруются и подписываются. В тексте статьи указываются ссылки на таблицы.

Иллюстрации (рисунки, графики, диаграммы, фотографии) должны быть встроены в текст в виде картинок, в оттенках серого, разрешением 300 dpi. Иллюстрации нумеруются (нумерация сквозная арабскими цифрами) и подписываются. В тексте статьи указываются ссылки на иллюстрации.

Формулы набираются в редакторе формул Microsoft Equation 3.0. Все формулы должны иметь сквозную нумерацию арабскими цифрами. Номера формул оформляются в круглых скобках.

Сноски оформляются постранично.

Ссылки на литературу оформляются в соответствии с ГОСТ Р 7.0.5-2008 и ГОСТ 7.82-2001. Ссылки оформляются в порядке упоминания или цитирования в тексте в квадратных скобках арабскими цифрами.

Более подробную информацию можно получить на сайте www.id-yug.com

График выхода журнала и приема статей на 2017 г.

№ журнала	Прием статей до:	Выход журнала:
1	31 марта	14 апреля
2	30 июня	14 июля
3	29 сентября	13 октября
4	22 декабря	29 декабря

НАУЧНЫЙ МУЛЬТИДИСЦИПЛИНАРНЫЙ ЖУРНАЛ

НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ
(политехнический вестник)

2016, № 4

SCIENTIFIC MULTIDISCIPLINARY MAGAZINE

SCIENCE. ENGINEERING. TECHNOLOGY
(polytechnical bulletin)

2016, № 4

www.id-yug.com

Редактор — А.С. Семенов

Оригинал-макет — Н.Р. Исаян

Дизайн обложки — Н.Р. Исаян

Сдано в набор 28.12.2016.
Подписано в печать 30.12.2016.
Формат 60 x 84 1/8.
Бумага офсетная.
Печать riso.
Уч.-изд. л. 7,1.
Тираж 500 экз.

Отпечатано в ООО «Издательский Дом – Юг»
Россия, 350072, г. Краснодар,
ул. Московская, 2

Заказ № 1696

Тел.: +7(918) 41-50-571
e-mail: id.yug2016@gmail.com
Сайт: www.id-yug.com

Editor — A.S. Semenov

Dummy — N.R. Isayan

Design of a cover — N.R. Isayan

It is handed over in a set 28.12.2016.
It is sent for the press 30.12.2016.
Format 60 x 84 1/8.
Offset paper.
Riso press.
Ed.-prod. l. 7,1.
Circulation is 500 pieces.

It is printed in JSC «Izdatelsky Dom – Yug»
Russia, 350072, Krasnodar,
Moskovskaya St., 2

Order No. 1696

Ph.: +7(918) 41-50-571
e-mail: id.yug2016@gmail.com
Site: www.id-yug.com