

**НАУКА. ТЕХНИКА.
ТЕХНОЛОГИИ**
(политехнический вестник)

**SCIENCE. ENGINEERING.
TECHNOLOGY**
(polytechnical bulletin)

№ 3

2017

НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ

(политехнический вестник)

2017, № 3

**(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)

2017, № 3

**(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.

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-коммунального 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 mechanic 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».

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 Shagidulovich,

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).

КОРЕНА 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 Sergeevich,

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 ИЗДАТЕЛЬСТВАФоменко 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

Физико-математические науки Physical and mathematical sciences

А.И. Смелягин

Важнейшие аксиомы, следствия и теоремы классической механики 21

A.I. Smelyagin

Important axioms, consequences and theorems of classical mechanics

Науки о земле

Sciences about the earth

Д.В. Магрицкий, А.Ж. Кенжебаева

Закономерности, характеристики и причины изменчивости годового и сезонного стока воды рек в бассейне р. Урал 39

D.V. Magritsky, A.Zh. Kenzhebayeva

Regularities, characteristics and causes of the rivers in the Ural River catchment annual and seasonal water flow variability

Г.В. Кусов, Д.А. Березовский, О.В. Савенок

Перспективы разработки Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Обоснование технологий интенсификации добычи природного газа и газового конденсата 62

G.V. Kusov, D.A. Berezovskiy, O.V. Savenok

Prospects of development of the Samburgskoe oil, gas and condensate field. Justification of technologies of an intensification of production of natural gas and gas condensate

Г.В. Кусов, Д.А. Березовский, О.В. Савенок

Перспективы разработки Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Особенности зарезки боковых стволов 73

G.V. Kusov, D.A. Berezovskiy, O.V. Savenok

Prospects of development of the Samburgskoe oil, gas and condensate field. Features of kickoff of side trunks

Д.А. Березовский, Г.В. Кусов, М.Г. Шахмеликьян, Э.Л.В. Кумбе

Анализ технологий теплового воздействия на пласты высоковязких нефтей месторождения Узень 100

D.A. Berezovskiy, G.V. Kusov, M.G. Shakhmelikyan, E.L.V. Cumbe

Analysis of thermal effects technologies on highly viscous oil deposits of the Uzen field

Д.А. Березовский, А.С. Самойлов, М.Д. Башардуст

Анализ работы скважин, осложнённых формированием асфальто-смоло-парафиновых отложений на примере Матросовского месторождения, и разработка рекомендаций по применению методов борьбы с АСПО 124

D.A. Berezovskiy, A.S. Samoylov, M.D. Bashardust

Analysis of wells, complicated by the formation of asphalt-resin-paraffin deposits on the example of the Matrosovskoye oil field, and development of recommendations on the application of methods to dissolution of asphalt-resin-paraffin deposits

Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян, А.К.А.К. Коффи

Геофизические методы исследования скважин на Приобском нефтяном месторождении 142

E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan, A.K.A.C. Koffi

Geophysical methods of well survey on the Priobskoye oil field

Г.В. Кусов, О.В. Савенок, З.И.Э. Куаку

Анализ работы систем сбора и подготовки скважинной продукции Биттемского месторождения 169

G.V. Kusov, O.V. Savenok, Z.Y.E. Kouakou

Analysis of the operation of the systems for the collection and preparation of wells from the Bitemskoye field

М.Я.Х.Г. Касем, Т.Б. Очередько, Т.В. Арутюнов

Обоснование работ по кислотной обработке карбонатных пластов Петропавловского месторождения 189

M.Y.H.G. Kasem, T.B. Ocheredko, T.V. Arutyunov

Substantiation of works on acid treatment of carbonate layers of the Petropavlovskoye field

Л.А. Сезар, Т.Б. Очередько, О.В. Савенок

Анализ эффективности применения технологий водоизоляционных работ в продуктивных пластах Южно-Ягунского месторождения 208

L. Cesar, T.B. Ocheredko, O.V. Savenok

Analysis of the effectiveness of waterproofing technologies in productive layers of the Yuzhno-Yagunskoye field

Т.Р.Д. Кошта, Т.Б. Очередько, А.Л. Яковлев

Анализ применения методов увеличения нефтеотдачи пластов на Янгурчинском месторождении 237

T.R.D. Costa, T.B. Ocheredko, A.L. Yakovlev

Analysis of the application of enhanced oil recovery methods at the Yangurchinskoye field

Строительство. Транспорт

Construction. Transport

С.Л. Надирян

Усиление роли научно-технического обеспечения в развитии транспортной отрасли 257

S.L. Nadiryan

Strengthening the role of scientific and technical support in the development of the transport industry

М.А. Кузьмина, С.Л. Надирян Преобразование России в крупнейшего экспортера транспортных услуг	262
M.A. Kuzmina, S.L. Nadiryana The transformation of Russia in to a major exporter of transport services	
Т.В. Коновалова, М.П. Миронова, Ю.П. Миронова Особенности международных перевозок скоропортящихся грузов на примере Краснодарского края	267
T.V. Konovalova, M.P. Mironova, Y.P. Mironova The features of international transportation of perishable cargoes on the example of Krasnodar region	
Д. Ирадукунда Значимость тахеометрических работ при строительстве в Шанхае	271
J. Iradukunda The role of tacheometric works during construction in Shanghai	
В.С. Кудрявцев, М.В. Емельянов, А.Е. Каргопольцев, Е.Н. Бахтарова, А.В. Эмирян, К.А. Титова Современные методы раздела земельного участка на местности	274
V.S. Kudryavcev, M.V. Emelyanov, A.E. Kargopolcev, E.N. Bahtarova, A.V. Emiryana, K.A. Titova Modern methods of the partition of the land plot into areas	
Л.А. Грибкова, Е.А. Овсиенко, А.А. Демин, А.Д. Реброва, Т. Хасанов Выполнение высокоточных угловых измерений при строительстве зданий и сооружений	280
L.A. Gribkova, E.A. Ovsiyenko, A.A. Dyomin, A.D. Rebrova, T. Khasanoff Performance of high-precision angular measurements at construction of buildings and constructions	
Л.А. Грибкова, Е.А. Овсиенко, К.А. Тамилина, А. Тарзян Применение электронных тахеометров при геодезическом обеспечении возведения объектов капитального строительства	284
L.A. Gribkova, E.A. Ovsiyenko, C.A. Tamilina, A. Tarzyan Use of electronic tacheometers at geodetic support of construction of capital construction projects	

Топливо-энергетический комплекс

Fuel and energy complex

Ю.П. Добробаба, Г.А. Кошкин, Н.Я. Прохоренко Определение параметров оптимальной по быстрдействию третьего вида диаграммы при небольших перемещениях исполнительного органа электропривода постоянного тока с зависящим от скорости моментом сопротивления	289
Y.P. Dobrobaba, G.A. Koshkin, N.Y. Prokhorenko The definition of optimal parameters of the third type scheme with a slight displacement of the Executive body of the DC motor with a speed-dependent resistive torque	

Ю.П. Добробаба, Г.А. Кошкин, Н.Я. Прохоренко
Синтез модернизированной астатической второго порядка
системы автоматического регулирования положения
исполнительного органа электропривода постоянного тока 296

Y.P. Dobrobaba, G.A. Koshkin, N.Y. Prokhorenko
The synthesis of the upgraded astatic second order
system of automatic control of the position of the actuator dc electric drive

**ИННОВАЦИОННЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ
В ОБРАЗОВАНИИ.....**

**INNOVATIVE
TECHNOLOGIES
IN EDUCATION**

М.Л. Романова, В.Г. Савченко
Интеллектуальные алгоритмы как основа моделирования
исследовательской деятельности студентов 303

M.L. Romanova, V.G. Savchenko
Intelligence algorithms as a base for students investigate activity modeling

М.Л. Романова, Д.А. Мишков, Д.И. Кононенко
Современные модели сэмпл-библиотек
как компонента электронных образовательных ресурсов 307

M.L. Romanova, D.A. Mishkov, D.I. Kononenko
Sample libraries modern models as informational educational resources component

М.Л. Романова, Е.А. Бевз, А.И. Березина
Современные методы диагностики
учебно-экспериментальной деятельности студентов 312

M.L. Romanova, E.A. Bevz, A.I. Berezina
Modern assessment methods of student's learning-experimental activity

Т.М. Булыга
Профессиональное самоопределение учащихся
на уроках технологии в средней школе 317

Bulyga T.M.
Professional self-determination of pupils at technology lessons at high school

**ОТРАСЛЕВЫЕ НАУЧНЫЕ
И ПРИКЛАДНЫЕ
ИССЛЕДОВАНИЯ**



**BRANCH SCIENTIFIC
AND APPLIED
RESEARCHES**

УДК 531.8

ВАЖНЕЙШИЕ АКСИОМЫ, СЛЕДСТВИЯ И ТЕОРЕМЫ КЛАССИЧЕСКОЙ МЕХАНИКИ

IMPORTANT AXIOMS, CONSEQUENCES AND THEOREMS OF CLASSICAL MECHANICS

Смелягин Анатолий Игоревич

доктор технических наук, профессор,
заведующий кафедрой теоретической механики,
Кубанский государственный
технологический университет
asmelyagin@yandex.ru

Аннотация. Классическая механика занимается исследованием движения материальных объектов Вселенной. Фундамент современной классической механики построен на идеях и трудах Галилея, Ньютона и Эйлера. По мере углубления наших знаний выяснилось, что аксиомы или законы классической механики Ньютона не абсолютны. Законы Ньютона не могут быть законами просто потому, что они сформулированы не для реальных объектов, а для не существующих в природе материальных точек. Тем не менее, современная классическая механика базируется на законах, сформулированных в XV–XVII веках. Опираясь на современные знания и понятия, в работе формулируются основные аксиомы и следствия, которые моделируют взаимодействия и движения материальных объектов. За основу дальнейших построений моделей движения объектов принято то, что все материальные тела во Вселенной в каждое мгновение находятся как в движении, так и в покое. Приведенные аксиомы позволили изменить терминологию, научные основы и логику построения классической механики.

Ключевые слова: закон, аксиома, теорема, принцип, сила, момент, кинетическая энергия, работа, скорость, ускорение, механическая система.

Smelyagin Anatoly Igorevich

Doctor of engineering, Professor,
Head of the department
of theoretical mechanics,
Kuban state technological university
asmelyagin@yandex.ru

Annotation. Classical mechanics is engaged in the study of the motion of the material objects of the universe. The foundation of modern classical mechanics is based on the ideas and writings of Galileo, Newton and Euler. As our knowledge deepened, it became clear that the axioms or laws of Newton's classical mechanics are not absolute. Newton's laws cannot be laws simply because they are formulated not for real objects, but for non-existent material points. Nevertheless, modern classical mechanics is based on the laws formulated in the XV–XVII centuries. Based on modern knowledge and concepts, the paper formulates the basic axioms and consequences that model interactions and movements of material objects. The basis for further constructing models of the motion of objects is the fact that all material bodies in the universe at every instant are both in motion and at rest. The above axioms have made it possible to change the terminology, the scientific foundations and the logic of constructing classical mechanics.

Keywords: Law, axiom, theorem, principle, force, moment, kinetic energy, work, speed, acceleration, mechanical system.

Введение

Механика, как наука, строится на законах, аксиомах, принципах, теоремах и основных понятиях, таких как сила, пространство, время, масса [1–6]. Фундамент современной классической механики построен на идеях и трудах Галилея, Ньютона и Эйлера. В [1–6] отмечается:

- «По мере углубления наших знаний выявляются границы применимости теоретической механики, относительность ее понятий. Выяснилось, что аксиомы или законы классической механики Ньютона не абсолютны»;
- «это не закон (второй закон Ньютона), ибо нет определения силы»;
- законы Ньютона сформулированы для несуществующих в природе материальных точек;
- так называемые основные понятия механики (сила, пространство, время), «смысл которых читателю считается ясным», пока однозначно не определены.

Тем не менее, современная классическая механика, несмотря на то, что со времен Галилея, Ньютона и Эйлера она быстро развивалась, базируется на «законах», сформулированных в XV–XVII веках. Однако любая развивающаяся наука не может в своей основе иметь законы, представляющие собой «вечные», причем не корректные истины.

Основываясь на современных понятиях и знаниях [3–13,15–19], сформулируем основные аксиомы и следствия взаимодействий и движений материальных объектов.

Аксиомы

1. Вселенная – это все то, что существует, весь мир.
2. Вселенная одна.
3. Вселенная консервативна.
4. Вселенная дуальна.
5. Все объекты Вселенной одновременно движутся и покоятся.
6. Вселенная разнообразна по составу.
7. Материя (вещество, тело, поле) – один из объектов Вселенной.
8. Материя – хранилище вещества и энергии.
9. Масса и энергия Вселенной постоянны.
10. Энергии объектов Вселенной определяются их видом, составом, массой и состоянием (движением).
11. Все объекты Вселенной взаимодействуют между собой.
12. Взаимодействие объектов приводит к изменению их энергии, состояния (движению) и совершению работы.
13. Изменение энергии объектов равно совершённой работе.
14. В любое мгновение работа объектов Вселенной равна нулю.

Приведенные аксиомы относятся к любому состоянию и движению материи. Они хорошо согласуются с модифицированными законами диалектики для неживой материи [14] и фиксируют, что в природе заложено:

- единство и отрицание противоположностей;
- переход количественных изменений в качественные.

Именно этими законами диалектики и объясняется то, что все материальные тела во Вселенной одновременно находятся как в движении, так и в покое. Этим же можно объяснить и широкое применение [1–3,16–18] следующих законов, аксиом, принципов и теорем механики:

- законы или аксиомы Ньютона;
- принцип Даламбера;
- общее уравнение динамики;
- общее уравнение статики;
- принцип освобожденности от связей.

В [1–4] утверждается, что классическая механика строится на таких основных понятиях, как сила, пространство, время, масса, энергия. Однако анализ аксиом природы показывает, что основными понятиями механики могут быть только энергия и работа. Именно эти величины определяют состояние и движение объекта природы.

Покажем это на примере общего уравнения динамики.

Общее уравнение динамики

Классическое общее уравнение динамики [1-6] логически объединяет принципы Даламбера и возможных перемещений и утверждает: в механической системе с идеальными связями сумма работ, совершаемых активными силами и силами инерции на любом возможном (виртуальном) перемещении равна нулю, то есть

$$\sum \delta A_i + \sum \delta A_{\phi_i} = 0, \quad (1)$$

где A_i и A_{ϕ_i} – работы на возможном (виртуальном), а правильнее говорить **предшествующем** исследуемому перемещению, совершаемые активными i -ми силами, моментами сил и силами, моментами сил инерции, соответственно.

Если принять, что исследуемый объект находится в покое, то 1 примет вид:

$$\sum \delta A_i = 0. \quad (2)$$

Последнее уравнение называют общим уравнением статики.

Анализ уравнения 1 показывает, что оно выведено только для объектов, у которых масса в процессе движения не изменяется. Следовательно, это уравнение является частным случаем, и оно, естественно, не может применяться для тел и систем с переменной массой.

Известно [19], что если у объекта изменяется масса, то на него, кроме активных сил и сил инерции, будут еще действовать реактивные силы. В этом случае общее уравнение динамики примет вид:

$$\sum \delta A_i + \sum \delta A_{\phi_i} + \sum \delta A_{Rei} = 0, \quad (3)$$

где A_{Rei} – работа i -ой реактивной силы и i -го реактивного момента сил на виртуальном перемещении.

Выражение 3 это и есть универсальное общее уравнение динамики.

Рассмотрим возможность применения 3 в качестве основной модели движения тел и механических систем.

Общее уравнение динамики для материальных тел и механических систем (3) удобнее представить в следующем виде:

$$\sum \delta A_{Fi} + \sum \delta A_{Mi} + \sum \delta A_{\phi_i} + \sum \delta A_{M\phi_i} + \sum \delta A_{Rei} + \sum \delta A_{MRei} = 0, \quad (4)$$

где $\sum \delta A_{Fi}$ и $\sum \delta A_{Mi}$ – работы на виртуальном перемещении, совершаемые активными i -ми силами и моментами сил, соответственно; $\sum \delta A_{Rei}$ и $\sum \delta A_{MRei}$ – работы на виртуальном перемещении, совершаемые i -ми силами инерции и моментами сил инерции, соответственно; $\sum \delta A_{\phi_i}$ и $\sum \delta A_{M\phi_i}$ – работы на виртуальном перемещении, совершаемые i -ми силами инерции и моментами сил инерции, соответственно.

Найдем работу внешних сил и моментов сил, а так же реакций связей, если они есть, действующих на тело, при его перемещении.

Работа сил и моментов сил на виртуальных перемещениях определится:

$$\delta A_F = \int \bar{F}(\bar{S}) \cdot d\delta \bar{S}; \quad (5)$$

$$\delta A_M = \int \bar{M}(\bar{\phi}) \cdot d\delta \bar{\phi}, \quad (6)$$

где δS , $\delta \phi$ – соответственно, виртуальные перемещения и углы поворота исследуемого тела.

Представим силы, моменты сил, виртуальные перемещения и углы поворота, соответственно, через их проекции на координатные оси и единичные орты:

$$\bar{F} = F_x \cdot \bar{i} + F_y \cdot \bar{j} + F_z \cdot \bar{k}; \quad (7)$$

$$\bar{M} = M_x \cdot \bar{i} + M_y \cdot \bar{j} + M_z \cdot \bar{k}; \quad (8)$$

$$\delta \bar{S} = d\delta x \cdot \bar{i} + d\delta y \cdot \bar{j} + d\delta z \cdot \bar{k}; \quad (9)$$

$$\delta \bar{\phi} = d\delta \phi_x \cdot \bar{i} + d\delta \phi_y \cdot \bar{j} + d\delta \phi_z \cdot \bar{k}. \quad (10)$$

Подставим 7–10 в 5–6, в результате получим:

$$\delta A_F = \int (F_x \cdot \bar{i} + F_y \cdot \bar{j} + F_z \cdot \bar{k}) \cdot (d\delta x \cdot \bar{i} + d\delta y \cdot \bar{j} + d\delta z \cdot \bar{k}); \quad (11)$$

$$\delta A_M = \int (M_x \cdot \bar{i} + M_y \cdot \bar{j} + M_z \cdot \bar{k}) \cdot (d\delta \phi_x \cdot \bar{i} + d\delta \phi_y \cdot \bar{j} + d\delta \phi_z \cdot \bar{k}). \quad (12)$$

Из 11–12 следует, что их подынтегральные выражения представляют собой скалярные произведения векторов. Следовательно:

$$\bar{i} \cdot \bar{i} = 1; \quad (13)$$

$$\bar{j} \cdot \bar{j} = 1; \quad (14)$$

$$\bar{k} \cdot \bar{k} = 1; \quad (15)$$

$$\bar{i} \cdot \bar{j} = 0; \quad (16)$$

$$\bar{i} \cdot \bar{k} = 0; \quad (17)$$

$$\bar{k} \cdot \bar{j} = 0. \quad (18)$$

С учетом 13–18, после ряда преобразований 11–12, получим:

$$\delta A_F = \int F_x d\delta x + \int F_y d\delta y + \int F_z d\delta z; \quad (19)$$

$$\delta A_M = \int M_x d\delta\varphi_x + \int M_y d\delta\varphi_y + \int M_z d\delta\varphi_z. \quad (20)$$

Обозначим:

$$\delta A_{\Gamma x} = \int F_x d\delta x; \quad (21)$$

$$\delta A_{\Gamma y} = \int F_y d\delta y; \quad (22)$$

$$\delta A_{\Gamma z} = \int F_z d\delta z; \quad (23)$$

$$\delta A_{Bx} = \int M_x d\varphi_x; \quad (24)$$

$$\delta A_{By} = \int M_y d\varphi_y; \quad (25)$$

$$\delta A_{Bz} = \int M_z d\varphi_z, \quad (26)$$

где $\delta A_{\Gamma x}$, $\delta A_{\Gamma y}$, $\delta A_{\Gamma z}$, δA_{Bx} , δA_{By} , δA_{Bz} – соответственно, работы активных сил и моментов сил при виртуальном поступательном и вращательном движении тела вдоль и вокруг соответствующих осей.

С учетом принятых обозначений 21–26, формулы 19–22 примут вид:

$$\delta A_F = \delta A_{\Gamma x} + \delta A_{\Gamma y} + \delta A_{\Gamma z}; \quad (27)$$

$$\delta A_M = \delta A_{Bx} + \delta A_{By} + \delta A_{Bz}. \quad (28)$$

Просуммировав работы всех сил и моментов сил, найдём:

$$\sum \delta A_{Fi} = \sum \delta A_{\Gamma xi} + \sum \delta A_{\Gamma yi} + \sum \delta A_{\Gamma zi}; \quad (29)$$

$$\sum \delta A_{Mi} = \sum \delta A_{Bxi} + \sum \delta A_{Byi} + \sum \delta A_{Bzi}. \quad (30)$$

Теперь найдем работу сил инерции и моментов сил инерции, действующих на тело, при его перемещении.

Работа сил инерции и моментов сил инерции на виртуальных перемещениях определится:

$$\delta A_{\Phi F} = \int \bar{\Phi}(\bar{S}) \cdot d\delta \bar{S}; \quad (31)$$

$$\delta A_{\Phi M} = \int \bar{M}_{\Phi}(\bar{\varphi}) \cdot d\delta \bar{\varphi}. \quad (32)$$

Представим силы, моменты сил, виртуальные перемещения и углы поворота, соответственно, через их проекции на координатные оси и единичные орты:

$$\bar{\Phi} = \Phi_x \cdot \bar{i} + \Phi_y \cdot \bar{j} + \Phi_z \cdot \bar{k}; \quad (33)$$

$$\bar{M}_{\Phi} = M_{\Phi x} \cdot \bar{i} + M_{\Phi y} \cdot \bar{j} + M_{\Phi z} \cdot \bar{k}; \quad (34)$$

$$\delta \bar{S} = d\delta x \cdot \bar{i} + d\delta y \cdot \bar{j} + d\delta z \cdot \bar{k}; \quad (35)$$

$$\delta \bar{\varphi} = d\delta\varphi_x \cdot \bar{i} + d\delta\varphi_y \cdot \bar{j} + d\delta\varphi_z \cdot \bar{k}. \quad (36)$$

Подставим 33–36 в 31–32, в результате получим:

$$A_{\Phi F} = \int (\Phi_x \cdot \bar{i} + \Phi_y \cdot \bar{j} + \Phi_z \cdot \bar{k}) \cdot (d\delta x \cdot \bar{i} + d\delta y \cdot \bar{j} + d\delta z \cdot \bar{k}); \quad (37)$$

$$A_{\Phi M} = \int (M_{\Phi x} \cdot \bar{i} + M_{\Phi y} \cdot \bar{j} + M_{\Phi z} \cdot \bar{k}) \cdot (d\delta\varphi_x \cdot \bar{i} + d\delta\varphi_y \cdot \bar{j} + d\delta\varphi_z \cdot \bar{k}). \quad (38)$$

Из 37–38 следует, что их подынтегральные выражения представляют собой скалярные произведения векторов.

С учетом 13–18, после ряда преобразований 37–38, получим:

$$\delta A_{\Phi F} = \int \Phi_x d\delta x + \int \Phi_y d\delta y + \int \Phi_z d\delta z; \quad (39)$$

$$\delta A_{\Phi M} = \int M_{\Phi x} d\delta\varphi_x + \int M_{\Phi y} d\delta\varphi_y + \int M_{\Phi z} d\delta\varphi_z. \quad (40)$$

Обозначим:

$$\delta A_{\Phi Px} = \int \Phi_x d\delta x; \quad (41)$$

$$\delta A_{\Phi Py} = \int \Phi_y d\delta y; \quad (42)$$

$$\delta A_{\Phi Pz} = \int \Phi_z d\delta z; \quad (43)$$

$$\delta A_{\Phi Bx} = \int M_{\Phi x} d\delta\varphi_x; \quad (44)$$

$$\delta A_{\Phi By} = \int M_{\Phi y} d\delta\varphi_y; \quad (45)$$

$$\delta A_{\Phi Bz} = \int M_{\Phi z} d\delta\varphi_z, \quad (46)$$

где $\delta A_{\Phi Px}$, $\delta A_{\Phi Py}$, $\delta A_{\Phi Pz}$, $\delta A_{\Phi Bx}$, $\delta A_{\Phi By}$, $\delta A_{\Phi Bz}$ – соответственно, работы сил и моментов сил инерции при виртуальном поступательном и вращательном движении тела вдоль и вокруг соответствующих осей.

С учетом принятых обозначений 41–46, формулы 39, 40 примут вид:

$$\delta A_{\Phi F} = \delta A_{\Phi Px} + \delta A_{\Phi Py} + \delta A_{\Phi Pz}; \quad (47)$$

$$\delta A_{\Phi M} = \delta A_{\Phi Bx} + \delta A_{\Phi By} + \delta A_{\Phi Bz}. \quad (48)$$

Просуммировав работы всех сил инерции и моментов сил инерции, найдём:

$$\sum \delta A_{\Phi Fi} = \sum \delta A_{\Phi Pxi} + \sum \delta A_{\Phi Pyi} + \sum \delta A_{\Phi Pzi}; \quad (49)$$

$$\sum \delta A_{\Phi Mi} = \sum \delta A_{\Phi Bxi} + \sum \delta A_{\Phi Byi} + \sum \delta A_{\Phi Bzi}. \quad (50)$$

Теперь найдем работу реактивных сил и моментов, действующих на тело, при его перемещении.

Работа реактивных сил и моментов на виртуальных перемещениях, соответственно, определится:

$$\delta A_{Re} = \int \overline{Re}(\overline{S}) \cdot d\delta \overline{S}; \quad (51)$$

$$\delta A_{MRe} = \int \overline{M}_{Re}(\overline{\varphi}) \cdot d\delta \overline{\varphi}. \quad (52)$$

Представим силы, моменты сил, виртуальные перемещения и углы поворота, соответственно, через их проекции на координатные оси и единичные орты:

$$\overline{Re} = Re_x \cdot \bar{i} + Re_y \cdot \bar{j} + Re_z \cdot \bar{k}; \quad (53)$$

$$\overline{M}_{Re} = M_{Re x} \cdot \bar{i} + M_{Re y} \cdot \bar{j} + M_{Re z} \cdot \bar{k}; \quad (54)$$

$$\delta \overline{S} = d\delta x \cdot \bar{i} + d\delta y \cdot \bar{j} + d\delta z \cdot \bar{k}; \quad (55)$$

$$\delta \overline{\varphi} = d\delta\varphi_x \cdot \bar{i} + d\delta\varphi_y \cdot \bar{j} + d\delta\varphi_z \cdot \bar{k}. \quad (56)$$

Подставим 53–56 в 51–52, в результате получим:

$$A_{Re} = \int (Re_x \cdot \bar{i} + Re_y \cdot \bar{j} + Re_z \cdot \bar{k}) \cdot (d\delta x \cdot \bar{i} + d\delta y \cdot \bar{j} + d\delta z \cdot \bar{k}); \quad (57)$$

$$A_{MRe} = \int (M_{Re_x} \cdot \bar{i} + M_{Re_y} \cdot \bar{j} + M_{Re_z} \cdot \bar{k}) \cdot (d\delta\varphi_x \cdot \bar{i} + d\delta\varphi_y \cdot \bar{j} + d\delta\varphi_z \cdot \bar{k}). \quad (58)$$

Из 57–58 следует, что их подынтегральные выражения представляют собой скалярные произведения векторов.

С учетом 13–18, после ряда преобразований 57–58, получим:

$$\delta A_{Re} = \int Re_x d\delta x + \int Re_y d\delta y + \int Re_z d\delta z; \quad (59)$$

$$\delta A_{MRe} = \int M_{Re_x} d\delta\varphi_x + \int M_{Re_y} d\delta\varphi_y + \int M_{Re_z} d\delta\varphi_z. \quad (60)$$

Обозначим:

$$\delta A_{Re\Pi x} = \int Re_x d\delta x; \quad (61)$$

$$\delta A_{Re\Pi y} = \int Re_y d\delta y; \quad (62)$$

$$\delta A_{Re\Pi z} = \int Re_z d\delta z; \quad (63)$$

$$\delta A_{ReBx} = \int M_{Re_x} d\delta\varphi_x; \quad (64)$$

$$\delta A_{ReBy} = \int M_{Re_y} d\delta\varphi_y; \quad (65)$$

$$\delta A_{ReBz} = \int M_{Re_z} d\delta\varphi_z, \quad (66)$$

где $\delta A_{Re\Pi x}$, $\delta A_{Re\Pi y}$, $\delta A_{Re\Pi z}$, δA_{ReBx} , δA_{ReBy} , δA_{ReBz} – соответственно, работы реактивных сил и моментов при виртуальном поступательном и вращательном движении тела вдоль и вокруг соответствующих осей.

С учетом принятых обозначений 61–66, формулы 59, 60 примут вид:

$$\delta A_{Re} = \delta A_{Re\Pi x} + \delta A_{Re\Pi y} + \delta A_{Re\Pi z}; \quad (67)$$

$$\delta A_{MRe} = \delta A_{ReBx} + \delta A_{ReBy} + \delta A_{ReBz}. \quad (68)$$

Просуммировав работы всех сил инерции и моментов сил инерции, найдём:

$$\sum \delta A_{Rei} = \sum \delta A_{Re\Pi xi} + \sum \delta A_{Re\Pi yi} + \sum \delta A_{Re\Pi zi}; \quad (69)$$

$$\sum \delta A_{MRei} = \sum \delta A_{ReBxi} + \sum \delta A_{ReByi} + \sum \delta A_{ReBzi}. \quad (70)$$

Подставим (29–30), и (69–70) в (3), в результате получим:

$$\begin{aligned} & \sum \delta A_{\Pi xi} + \sum \delta A_{\Pi yi} + \sum \delta A_{\Pi zi} + \sum \delta A_{Bxi} + \sum \delta A_{Byi} + \sum \delta A_{Bzi} + \\ & + \sum \delta A_{\Phi \Pi xi} + \sum \delta A_{\Phi \Pi yi} + \sum \delta A_{\Phi \Pi zi} + \sum \delta A_{\Phi Bxi} + \sum \delta A_{\Phi Byi} + \sum \delta A_{\Phi Bzi} + \\ & + \sum \delta A_{Re\Pi xi} + \sum \delta A_{Re\Pi yi} + \sum \delta A_{Re\Pi zi} + \sum \delta A_{ReBxi} + \sum \delta A_{ReByi} + \sum \delta A_{ReBzi} = 0. \end{aligned} \quad (71)$$

Уравнение 71 – это универсальное общее уравнение динамики для механических систем и тел с одной степенью свободы.

Если механическая система имеет j степеней свободы, то общее уравнение для такой системы будет иметь вид:

$$\begin{aligned} & \sum \delta A_{\Pi xij} + \sum \delta A_{\Pi yij} + \sum \delta A_{\Pi zij} + \sum \delta A_{Bxij} + \sum \delta A_{Byij} + \sum \delta A_{Bzij} + \\ & + \sum \delta A_{\Phi \Pi xij} + \sum \delta A_{\Phi \Pi yij} + \sum \delta A_{\Phi \Pi zij} + \sum \delta A_{\Phi Bxij} + \sum \delta A_{\Phi Byij} + \sum \delta A_{\Phi Bzij} + \\ & + \sum \delta A_{Re\Pi xij} + \sum \delta A_{Re\Pi yij} + \sum \delta A_{Re\Pi zij} + \sum \delta A_{ReBxij} + \sum \delta A_{ReByij} + \sum \delta A_{ReBzij} = 0. \end{aligned} \quad (72)$$

Из 72 следует, что если механическая система имеет несколько степеней свободы, то сумма работ всех сил на виртуальных перемещениях равна нулю.

Часто на практике приходится исследовать тела и системы тел, которые совершают движение в плоскости. Для исследования таких объектов системы уравнений 71 и 72 упростятся и примут вид:

$$\begin{aligned} & \sum \delta A_{\Gamma xi} + \sum \delta A_{\Gamma yi} + \sum \delta A_{Bzi} + \sum \delta A_{\Phi \Gamma xi} + \sum \delta A_{\Phi \Gamma yi} + \sum \delta A_{\Phi Bzi} + \\ & + \sum \delta A_{Re \Gamma xi} + \sum \delta A_{Re \Gamma yi} + \sum \delta A_{Re Bzi} = 0; \end{aligned} \quad (73)$$

$$\begin{aligned} & \sum \delta A_{\Gamma xij} + \sum \delta A_{\Gamma yij} + \sum \delta A_{Bzij} + \sum \delta A_{\Phi \Gamma xij} + \sum \delta A_{\Phi \Gamma yij} + \sum \delta A_{\Phi Bzij} + \\ & + \sum \delta A_{Re \Gamma xij} + \sum \delta A_{Re \Gamma yij} + \sum \delta A_{Re Bzij} = 0; \end{aligned} \quad (74)$$

Для статически определимых механических систем, которые находятся в равновесии уравнения 72 и, соответственно, 2 примут вид:

$$\begin{aligned} & \sum \delta A_{\Gamma xi} + \sum \delta A_{\Gamma yi} + \sum \delta A_{\Gamma zi} + \sum \delta A_{Bxi} + \sum \delta A_{Byi} + \sum \delta A_{Bzi} + \\ & + \sum \delta A_{Re \Gamma xij} + \sum \delta A_{Re \Gamma yij} + \sum \delta A_{Re \Gamma zij} + \sum \delta A_{Re Bxij} + \sum \delta A_{Re Byij} + \sum \delta A_{Re Bzij} = 0. \end{aligned} \quad (75)$$

Уравнение 75 – это общее уравнение статики для статически определимых механических систем.

Для эффективного применения уравнений 73–75 перепишем их в виде сумм работ по координатным осям.

$$\left\{ \begin{aligned} & \sum \delta A_{\Gamma xi} + \sum \delta A_{\Phi \Gamma xi} + \sum \delta A_{Re \Gamma xi} = 0 \\ & \sum \delta A_{\Gamma yi} + \sum \delta A_{\Phi \Gamma yi} + \sum \delta A_{Re \Gamma yi} = 0 \\ & \sum \delta A_{\Gamma zi} + \sum \delta A_{\Phi \Gamma zi} + \sum \delta A_{Re \Gamma zi} = 0 \\ & \sum \delta A_{Bxi} + \sum \delta A_{\Phi Bxi} + \sum \delta A_{Re Bxi} = 0 \\ & \sum \delta A_{Byi} + \sum \delta A_{\Phi Byi} + \sum \delta A_{Re Byi} = 0 \\ & \sum \delta A_{Bzi} + \sum \delta A_{\Phi Bzi} + \sum \delta A_{Re Bzi} = 0 \end{aligned} \right. \quad (76)$$

$$\left\{ \begin{aligned} & \sum \delta A_{\Gamma xij} + \sum \delta A_{\Phi \Gamma xij} + \sum \delta A_{Re \Gamma xij} = 0 \\ & \sum \delta A_{\Gamma yij} + \sum \delta A_{\Phi \Gamma yij} + \sum \delta A_{Re \Gamma yij} = 0 \\ & \sum \delta A_{\Gamma zij} + \sum \delta A_{\Phi \Gamma zij} + \sum \delta A_{Re \Gamma zij} = 0 \\ & \sum \delta A_{Bxij} + \sum \delta A_{\Phi Bxij} + \sum \delta A_{Re Bxij} = 0 \\ & \sum \delta A_{Byij} + \sum \delta A_{\Phi Byij} + \sum \delta A_{Re Byij} = 0 \\ & \sum \delta A_{Bzij} + \sum \delta A_{\Phi Bzij} + \sum \delta A_{Re Bzij} = 0 \end{aligned} \right. \quad (77)$$

$$\left\{ \begin{aligned} & \sum \delta A_{\Gamma xi} + \sum \delta A_{\Phi \Gamma xi} + \sum \delta A_{Re \Gamma xi} = 0 \\ & \sum \delta A_{\Gamma yi} + \sum \delta A_{\Phi \Gamma yi} + \sum \delta A_{Re \Gamma yi} = 0 \\ & \sum \delta A_{Bzi} + \sum \delta A_{\Phi Bzi} + \sum \delta A_{Re Bzi} = 0 \end{aligned} \right. \quad (78)$$

$$\left\{ \begin{aligned} & \sum \delta A_{\Gamma xij} + \sum \delta A_{\Phi \Gamma xij} + \sum \delta A_{Re \Gamma xij} = 0 \\ & \sum \delta A_{\Gamma yij} + \sum \delta A_{\Phi \Gamma yij} + \sum \delta A_{Re \Gamma yij} = 0 \\ & \sum \delta A_{Bzij} + \sum \delta A_{\Phi Bzij} + \sum \delta A_{Re Bzij} = 0 \end{aligned} \right. \quad (79)$$

$$\left\{ \begin{aligned} & \sum \delta A_{\Gamma xi} + \sum \delta A_{Re \Gamma xi} = 0 \\ & \sum \delta A_{\Gamma yi} + \sum \delta A_{Re \Gamma yi} = 0 \\ & \sum \delta A_{\Gamma zi} + \sum \delta A_{Re \Gamma zi} = 0 \\ & \sum \delta A_{Bxi} + \sum \delta A_{Re Bxi} = 0 \\ & \sum \delta A_{Byi} + \sum \delta A_{Re Byi} = 0 \\ & \sum \delta A_{Bzi} + \sum \delta A_{Re Bzi} = 0 \end{aligned} \right. \quad (80)$$

$$\begin{cases} \sum \delta A_{\Gamma xi} + \sum \delta A_{Re\Gamma xi} = 0 \\ \sum \delta A_{\Gamma yi} + \sum \delta A_{Re\Gamma yi} = 0 \\ \sum \delta A_{Bzi} + \sum \delta A_{ReBzi} = 0 \end{cases} \quad (81)$$

Уравнения 76–81 являются общими уравнениями динамики и статики в проекциях на координатные оси.

Уравнения 76–79 позволяют проводить динамический анализ механических систем и тел как с одной, так и несколькими степенями свободы. С помощью уравнений (80–81), применяя искусственный приём перевода неизвестных реакций в задаваемые силы, можно независимо, просто и эффективно находить любую реакцию в статических системах.

Общее уравнение динамики в проекциях на координатные оси, например 76, позволяет установить основные следствия механики. Покажем это.

Принципы, следствия, теоремы

Работы силы δA_F и момента силы δA_M на виртуальных поступательном и вращательном перемещениях, соответственно, определяются:

$$\sum \delta A_F = \bar{F} \cdot \delta \bar{S}; \quad (82)$$

$$\sum \delta A_M = \bar{M} \cdot \delta \bar{\varphi}. \quad (83)$$

С учетом 82–83 система уравнений 76 примет вид:

$$\begin{cases} (\sum F_{xi} + \sum \Phi_{xi} + \sum Re_{xi}) \delta x = 0 \\ (\sum F_{yi} + \sum \Phi_{yi} + \sum Re_{yi}) \delta y = 0 \\ (\sum F_{zi} + \sum \Phi_{zi} + \sum Re_{zi}) \delta z = 0 \\ (\sum M_{xi} + \sum M_{\Phi xi} + \sum M_{Re xi}) \delta \varphi_x = 0 \\ (\sum M_{yi} + \sum M_{\Phi yi} + \sum M_{Re yi}) \delta \varphi_y = 0 \\ (\sum M_{zi} + \sum M_{\Phi zi} + \sum M_{Re zi}) \delta \varphi_z = 0 \end{cases} \quad (84)$$

Так как виртуальные перемещения:

$$\begin{cases} \delta x \neq 0 \\ \delta y \neq 0 \\ \delta z \neq 0 \\ \delta \varphi_x \neq 0 \\ \delta \varphi_y \neq 0 \\ \delta \varphi_z \neq 0, \end{cases}$$

то система уравнений 84 примет вид:

$$\begin{cases} \sum F_{xi} + \sum \Phi_{xi} + \sum Re_{xi} = 0 \\ \sum F_{yi} + \sum \Phi_{yi} + \sum Re_{yi} = 0 \\ \sum F_{zi} + \sum \Phi_{zi} + \sum Re_{zi} = 0 \\ \sum M_{xi} + \sum M_{\Phi xi} + \sum M_{Re xi} = 0 \\ \sum M_{yi} + \sum M_{\Phi yi} + \sum M_{Re yi} = 0 \\ \sum M_{zi} + \sum M_{\Phi zi} + \sum M_{Re zi} = 0 \end{cases} \quad (85)$$

Введем обозначения:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum F_{xi} = F_x; \sum \Phi_{xi} = \Phi_x; \sum Re_{xi} = Re_x; \\ \sum F_{yi} = F_y; \sum \Phi_{yi} = \Phi_y; \sum Re_{yi} = Re_y; \\ \sum F_{zi} = F_z; \sum \Phi_{zi} = \Phi_z; \sum Re_{zi} = Re_z; \\ \sum M_{xi} = M_x; \sum M_{\Phi xi} = M_{\Phi x}; \sum M_{Re xi} = M_{Re x}; \\ \sum M_{yi} = M_y; \sum M_{\Phi yi} = M_{\Phi y}; \sum M_{Re yi} = M_{Re y}; \\ \sum M_{zi} = M_z; \sum M_{\Phi zi} = M_{\Phi z}; \sum M_{Re zi} = M_{Re z}; \end{array} \right. \quad (86)$$

где $F_x, F_y, F_z, \Phi_x, \Phi_y, \Phi_z, Re_x, Re_y, Re_z$ – равнодействующие проекций сил на оси координат; $M_x, M_y, M_z, M_{\Phi x}, M_{\Phi y}, M_{\Phi z}, M_{Re x}, M_{Re y}, M_{Re z}$ – равнодействующие проекций моментов сил на оси координат.

С учетом принятых обозначений 86, система 85 примет вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} F_x + \Phi_x + Re_x = 0 \\ F_y + \Phi_y + Re_y = 0 \\ F_z + \Phi_z + Re_z = 0 \\ M_x + M_{\Phi x} + M_{Re x} = 0 \\ M_y + M_{\Phi y} + M_{Re y} = 0 \\ M_z + M_{\Phi z} + M_{Re z} = 0 . \end{array} \right. \quad (87)$$

Если механическая система, тело или материальная точка имеют постоянную массу ($m = \text{const}$), что широко распространено в инженерной практике, то 87 примет вид, соответственно:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum F_{xi} + \sum \Phi_{xi} = 0 \\ \sum F_{yi} + \sum \Phi_{yi} = 0 \\ \sum F_{zi} + \sum \Phi_{zi} = 0 \\ \sum M_{xi} + \sum M_{\Phi xi} = 0 \\ \sum M_{yi} + \sum M_{\Phi yi} = 0 \\ \sum M_{zi} + \sum M_{\Phi zi} = 0 ; \end{array} \right. \quad (88)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum F_{xi} + \sum \Phi_{xi} = 0 \\ \sum F_{yi} + \sum \Phi_{yi} = 0 \\ \sum F_{zi} + \sum \Phi_{zi} = 0 . \end{array} \right. \quad (89)$$

Так как силы и моменты сил величины векторные, то найдём их модули:

$$\left\{ \begin{array}{l} F = \sqrt{F_x^2 + F_y^2 + F_z^2} \\ \Phi = \sqrt{\Phi_x^2 + \Phi_y^2 + \Phi_z^2} \\ Re = \sqrt{Re_x^2 + Re_y^2 + Re_z^2} \\ M = \sqrt{M_x^2 + M_y^2 + M_z^2} \\ M_{\Phi} = \sqrt{M_{\Phi x}^2 + M_{\Phi y}^2 + M_{\Phi z}^2} \\ M_{Re} = \sqrt{M_{Re x}^2 + M_{Re y}^2 + M_{Re z}^2} . \end{array} \right. \quad (90)$$

и направляющие косинусы [1]:

$$\left\{ \begin{array}{l} \cos(\overline{F}; i) = \frac{F_x}{F} \\ \cos(\overline{F}; j) = \frac{F_y}{F} \\ \cos(\overline{F}; k) = \frac{F_z}{F}; \end{array} \right. \quad (91) \quad \left\{ \begin{array}{l} \cos(\overline{\Phi}; i) = \frac{\Phi_x}{\Phi} \\ \cos(\overline{\Phi}; j) = \frac{\Phi_y}{\Phi} \\ \cos(\overline{\Phi}; k) = \frac{\Phi_z}{\Phi}; \end{array} \right. \quad (92) \quad \left\{ \begin{array}{l} \cos(\overline{Re}; i) = \frac{Re_x}{Re} \\ \cos(\overline{Re}; j) = \frac{Re_y}{Re} \\ \cos(\overline{Re}; k) = \frac{Re_z}{Re}; \end{array} \right. \quad (93)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \cos(\overline{M}; i) = \frac{M_x}{M} \\ \cos(\overline{M}; j) = \frac{M_y}{M} \\ \cos(\overline{M}; k) = \frac{M_z}{M}; \end{array} \right. \quad (94) \quad \left\{ \begin{array}{l} \cos(\overline{M_\Phi}; i) = \frac{M_{\Phi x}}{M_\Phi} \\ \cos(\overline{M_\Phi}; j) = \frac{M_{\Phi y}}{M_\Phi} \\ \cos(\overline{M_\Phi}; k) = \frac{M_{\Phi z}}{M_\Phi}; \end{array} \right. \quad (95) \quad \left\{ \begin{array}{l} \cos(\overline{M_{Re}}; i) = \frac{M_{Re x}}{Re} \\ \cos(\overline{M_{Re}}; j) = \frac{M_{Re y}}{Re} \\ \cos(\overline{M_{Re}}; k) = \frac{M_{Re z}}{Re}; \end{array} \right. \quad (96)$$

где \bar{i} , \bar{j} , \bar{k} – единичные орты.

С учётом 90–96 запишем 88–89 в векторной форме:

$$\left\{ \begin{array}{l} \overline{F} + \overline{\Phi} + \overline{R}_{Re} = 0 \\ \overline{M} + \overline{M}_\Phi + \overline{M}_{Re} = 0; \end{array} \right. \quad (97)$$

$$\overline{F} + \overline{\Phi} + \overline{R}_{Re} = 0, \quad (98)$$

где \overline{F} , $\overline{\Phi}$, \overline{R}_{Re} , \overline{M} , \overline{M}_Φ , \overline{M}_{Re} – главные вектора сил и моментов сил, соответственно.

Уравнения 97–98 являются первым следствием из аксиом механики.

Следствие 1. Если к движущемуся телу (материальной точке) приложить действующие на него активные силы, реакции связей, реактивные силы и силы инерции, то тело будет находиться в равновесии.

Для механических систем, тел и материальных точек, которые имеют постоянную массу ($m = \text{const}$), система 96 примет вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} \overline{F} + \overline{\Phi} = 0 \\ \overline{M} + \overline{M}_\Phi = 0; \end{array} \right. \quad (99)$$

$$\overline{F} + \overline{\Phi} = 0. \quad (100)$$

Анализ 100 показывает, что это широко известный принцип Даламбера.

Следствие 1а. Если к движущемуся телу или материальной точке, которые имеют постоянную массу, приложить действующие на них активные силы, реакции связей и силы инерции, то они будут находиться в равновесии.

Выразим силы и моменты сил [1]:

$$\overline{\Phi} = -m \frac{d\overline{V}}{dt}; \quad (101)$$

$$\overline{Re} = -\frac{dm}{dt} \overline{V}; \quad (102)$$

$$\overline{M}_\Phi = -I \frac{d\overline{\omega}}{dt}; \quad (103)$$

$$\bar{M}_{Re} = -\frac{dl}{dt}\bar{\omega}, \quad (104)$$

где m , V , l , ω – масса, момент инерции, линейная и угловая скорости, соответственно, тела или материальной точки.

Подставив 101–104 в 97–100 и проведя преобразования, получим:

$$\begin{cases} m \frac{d\bar{V}}{dt} + \frac{dm}{dt} \bar{V} = \bar{F} \\ l \frac{d\bar{\omega}}{dt} + \frac{dl}{dt} \bar{\omega} = \bar{M} \end{cases}; \quad (105)$$

$$m \frac{d\bar{V}}{dt} + \frac{dm}{dt} \bar{V} = \bar{F}. \quad (106)$$

$$\begin{cases} m \frac{d\bar{V}}{dt} = \bar{F} \\ l \frac{d\bar{\omega}}{dt} = \bar{M} \end{cases}; \quad (107)$$

$$m \frac{d\bar{V}}{dt} = \bar{F}. \quad (108)$$

Уравнения 105–108 описывают (моделируют) движение, соответственно:

- тел с переменной массой;
- материальных точек с переменной массой;
- тел с постоянной массой;
- материальных точек с постоянной массой.

Видно, что уравнение 106, это так называемый второй «закон» Ньютона-Эйлера, который утверждает:

«Произведение массы материальной точки на вектор абсолютного ускорения, которое она получает под действием всех приложенных к точке сил, равно геометрической сумме этих сил».

$$m\bar{a} = \sum \bar{F}_i.$$

Если принять в 106, что на точку действуют только системы уравновешенных сил, то есть главный вектор всех внешних сил $\bar{F} = \sum \bar{F}_i = 0$, то получим:

$$m \frac{d\bar{V}}{dt} = 0. \quad (109)$$

Так как в 109 $m \neq 0$, то его решением будет $\bar{V} = 0$ или $\bar{V} = \text{const}$. Это решение есть не что иное, как так называемый первый «закон» Ньютона, который утверждает:

«Материальная точка находится в состоянии покоя или равномерного прямолинейного движения, если на неё со стороны других тел действуют только уравновешенные силы».

Анализ левых частей уравнений 105–106 показывает, что их можно переписать следующим образом:

$$\begin{cases} m \frac{d\bar{V}}{dt} + \frac{dm}{dt} \bar{V} = \frac{d(m\bar{V})}{dt} \\ l \frac{d\bar{\omega}}{dt} + \frac{dl}{dt} \bar{\omega} = \frac{d(l\bar{\omega})}{dt} \end{cases}; \quad (110)$$

$$m \frac{d\bar{V}}{dt} + \frac{dm}{dt} \bar{V} = \frac{d(m\bar{V})}{dt}. \quad (111)$$

С учётом 110–111 уравнения 105–106 примут вид, соответственно:

$$\begin{cases} \frac{d(m\bar{V})}{dt} = \bar{F} \\ \frac{d(I\bar{\omega})}{dt} = \bar{M} \end{cases}; \quad (112)$$

$$\frac{d(m\bar{V})}{dt} = \bar{F}. \quad (113)$$

Введём обозначение:

$$m\bar{V} = \bar{K}; \quad (114)$$

$$I\bar{\omega} = \bar{L}, \quad (115)$$

где так называемые, \bar{K} – количество движения, \bar{L} – момент количества движения.

В [9] указано на некорректность этих названий и поэтому предложено эти величины назвать следующим образом:

- \bar{K} – соэнергия при поступательном движении;
- \bar{L} – соэнергия при вращательном движении.

С учетом принятых обозначений 114–115, уравнения 112–113 примут вид

$$\begin{cases} \frac{d(\bar{K})}{dt} = \bar{F} \\ \frac{d(\bar{L})}{dt} = \bar{M} \end{cases}; \quad (116)$$

$$\frac{d(\bar{K})}{dt} = \bar{F}. \quad (117)$$

Уравнения 116–117 описывают (моделируют) движение, соответственно:

- тел, как с переменной, так и постоянной массой;
- материальных точек, как с переменной, так и постоянной массой.

Видно, что уравнение 117, это оригинальный второй «закон» Ньютона, который утверждает:

Изменение количества движения материальной точки прямо пропорционально приложенной к ней результирующей движущей силе и происходит по направлению той прямой, по которой эта сила, действует.

Обобщим формулы 116–117:

$$\frac{d(\bar{C}_k)}{dt} = \bar{Q}_k, \quad (118)$$

где \bar{C}_k – обобщенная соэнергия; \bar{Q}_k – обобщенная сила; $k = 1, 2$ – целочисленный индекс:

- при $k = 1$ $\bar{C}_1 = \bar{K}$ и $\bar{Q}_1 = \bar{F}$;
- при $k = 2$ $\bar{C}_2 = \bar{L}$ и $\bar{Q}_2 = \bar{M}$.

Следствие 2. «Изменение во времени соответствующей движению соэнергии равно приложенной обобщенной силе и происходит по направлению действия обобщенной силы».

Разделим переменные в 116–117:

$$\begin{cases} d(\bar{K}) = \bar{F} dt \\ d(\bar{L}) = \bar{M} dt \end{cases}; \quad (119)$$

$$d(\bar{K}) = \bar{F} dt. \quad (120)$$

Проинтегрируем 119–120:

$$\begin{cases} \int_{\bar{K}_1}^{\bar{K}_2} d(\bar{K}) = \int_0^t \bar{F} dt \\ \int_{\bar{L}_1}^{\bar{L}_2} d(\bar{L}) = \int_0^t \bar{M} dt \end{cases}; \quad (121)$$

$$\int_{\bar{K}_1}^{\bar{K}_2} d(\bar{K}) = \int_0^t \bar{F} dt. \quad (122)$$

Введем обозначения:

$$\bar{S}_F = \int_0^t \bar{F} dt; \quad (123)$$

$$\bar{S}_M = \int_0^t \bar{M} dt, \quad (124)$$

где \bar{S}_F , \bar{S}_M – соответственно, импульсы силы и момента силы.

Проинтегрировав 121–122, с учётом 123–124, получим:

$$\begin{cases} \bar{K}_2 - \bar{K}_1 = \bar{S}_F \\ \bar{L}_2 - \bar{L}_1 = \bar{S}_M; \end{cases} \quad (125)$$

$$\bar{K}_2 - \bar{K}_1 = \bar{S}_F. \quad (126)$$

где \bar{K}_2 , \bar{K}_1 , \bar{L}_2 , \bar{L}_1 – соответственно, соэнергии поступательного и вращательного движения в конце и начале исследования.

Уравнения 125–126 описывают (моделируют) движение, соответственно:

- тел, как с переменной, так и постоянной массой;
- материальных точек, как с переменной, так и постоянной массой.

Видно, что уравнение 126, это не что иное как теорема об изменении соэнергии (количества движения).

Теорема об изменении соэнергии. *Изменение соэнергии материальной точки при её движении равно главному вектору импульса сил, который воздействовал на неё в этот промежуток времени.*

Обобщим формулы 125–126:

$$\bar{C}_{2K} - \bar{C}_{1K} = \bar{S}_K, \quad (127)$$

где \bar{C}_{1K} , \bar{C}_{2K} – обобщенная соэнергия в начале и конце движения, соответственно;
 \bar{S}_j – обобщенный импульс силы или момента сил, $j = 1, 2$ – целочисленный индекс:

- при $k = 1$ $\bar{C}_{11} = \bar{K}_1$, $\bar{C}_{21} = \bar{K}_2$ и $\bar{S}_1 = \bar{S}_F$;
- при $k = 2$ $\bar{C}_{12} = \bar{L}_1$, $\bar{C}_{22} = \bar{L}_2$ и $\bar{S}_2 = \bar{S}_M$.

Следствие 3. *Изменение соответствующие движению соэнергии материального объекта при его движении равно главному вектору импульса сил или момента сил, который воздействовал на него в этот промежуток времени.*

Умножим и разделим первые слагаемые формул (105–108) на соответствующие линейные и угловые перемещения $\frac{d\bar{S}}{dS}$ и $\frac{d\bar{\varphi}}{d\varphi}$:

$$\begin{cases} m \frac{d\bar{V}}{dt} \frac{d\bar{S}}{dS} + \frac{dm}{dt} \bar{V} = \bar{F} \\ I \frac{d\bar{\omega}}{dt} \frac{d\bar{\varphi}}{d\varphi} + \frac{dI}{dt} \bar{\omega} = \bar{M}; \end{cases} \quad (128)$$

$$m \frac{d\bar{V}}{dt} \frac{d\bar{S}}{d\bar{S}} + \frac{dm}{dt} \bar{V} = \bar{F}. \quad (129)$$

$$\begin{cases} m \frac{d\bar{V}}{dt} \frac{d\bar{S}}{d\bar{S}} = \bar{F} \\ l \frac{d\bar{\omega}}{dt} \frac{d\bar{\omega}}{d\bar{\omega}} = \bar{M}; \end{cases} \quad (130)$$

$$m \frac{d\bar{V}}{dt} \frac{d\bar{S}}{d\bar{S}} = \bar{F}. \quad (131)$$

Преобразуем 128–131, в результате получим:

$$\begin{cases} m\bar{V} \cdot d\bar{V} + \bar{V} \cdot \bar{V} dm = \bar{F} \cdot d\bar{S}; \\ m\bar{\omega} \cdot d\bar{\omega} + \bar{\omega} \cdot \bar{\omega} dl = \bar{M} \cdot d\bar{\omega}; \end{cases} \quad (132)$$

$$m\bar{V} \cdot d\bar{V} + \bar{V} \cdot \bar{V} dm = \bar{F} \cdot d\bar{S}. \quad (133)$$

$$\begin{cases} m\bar{V} \cdot d\bar{V} = \bar{F} \cdot d\bar{S} \\ m\bar{\omega} \cdot d\bar{\omega} = \bar{M} \cdot d\bar{\omega}; \end{cases} \quad (134)$$

$$m\bar{V} \cdot d\bar{V} = \bar{F} \cdot d\bar{S}. \quad (135)$$

Внесём переменные в 132–135 под знак дифференциала:

$$\begin{cases} d\left(\frac{mV^2}{2}\right) + d(mV^2) = \bar{F} \cdot d\bar{S} \\ d\left(\frac{m\omega^2}{2}\right) + d(m\omega^2) = \bar{M} \cdot d\bar{\omega}; \end{cases} \quad (136)$$

$$d\left(\frac{mV^2}{2}\right) + d(mV^2) = \bar{F} \cdot d\bar{S}; \quad (137)$$

$$\begin{cases} d\left(\frac{mV^2}{2}\right) = \bar{F} \cdot d\bar{S} \\ d\left(\frac{l\omega^2}{2}\right) = \bar{M} \cdot d\bar{\omega}; \end{cases} \quad (138)$$

$$d\left(\frac{mV^2}{2}\right) = \bar{F} \cdot d\bar{S}. \quad (139)$$

Преобразуем 136–139:

$$\begin{cases} d\left(\frac{3mV^2}{2}\right) = \bar{F} \cdot d\bar{S} \\ d\left(\frac{3l\omega^2}{2}\right) = \bar{M} \cdot d\bar{\omega}; \end{cases} \quad (140)$$

$$d\left(\frac{3mV^2}{2}\right) = \bar{F} \cdot d\bar{S}; \quad (141)$$

$$\begin{cases} d\left(\frac{mV^2}{2}\right) = \bar{F} \cdot d\bar{S} \\ d\left(\frac{l\omega^2}{2}\right) = \bar{M} \cdot d\bar{\omega} ; \end{cases} \quad (142)$$

$$d\left(\frac{mV^2}{2}\right) = \bar{F} \cdot d\bar{S} . \quad (143)$$

Введем обозначения:

$$\begin{cases} T_{\Pi m} = \frac{3mV^2}{2} \\ T_{Bl} = \frac{3m\omega^2}{2} \\ T_{\Pi} = \frac{mV^2}{2} \\ T_{Bl} = \frac{l\omega^2}{2} . \end{cases} \quad (144)$$

С учетом обозначений 144, уравнения 140–143 примут вид:

$$\begin{cases} dT_{\Pi m} = \bar{F} \cdot d\bar{S} \\ dT_{Bl} = \bar{M} \cdot d\bar{\omega} ; \end{cases} \quad (145)$$

$$dT_{\Pi m} = \bar{F} \cdot d\bar{S} ; \quad (146)$$

$$\begin{cases} dT_{\Pi} = \bar{F} \cdot d\bar{S} ; \\ dT_B = \bar{M} \cdot d\bar{\omega} ; \end{cases} \quad (147)$$

$$dT_{\Pi} = \bar{F} \cdot d\bar{S} . \quad (148)$$

Проинтегрируем 145–148:

$$\begin{cases} \int_{T_{\Pi m_1}}^{T_{\Pi m_2}} dT_{\Pi m} = \int_0^S \bar{F} \cdot d\bar{S} \\ \int_{T_{Bl_1}}^{T_{Bl_2}} dT_{Bl} = \int_0^{\varphi} \bar{M} \cdot d\bar{\varphi} \end{cases} ; \quad (149)$$

$$\int_{T_{\Pi m_1}}^{T_{\Pi m_2}} dT_{\Pi m} = \int_0^S \bar{F} \cdot d\bar{S} ; \quad (150)$$

$$\begin{cases} \int_{T_{\Pi_1}}^{T_{\Pi_2}} dT_{\Pi} = \int_0^S \bar{F} \cdot d\bar{S} \\ \int_{T_{B_1}}^{T_{B_2}} dT_B = \int_0^{\varphi} \bar{M} \cdot d\bar{\varphi} \end{cases} ; \quad (151)$$

$$\int_{T_{\Pi_1}}^{T_{\Pi_2}} dT_{\Pi} = \int_0^S \bar{F} \cdot d\bar{S} ; \quad (152)$$

в результате получим:

$$\begin{cases} T_{\Pi m_2} - T_{\Pi m_1} = A_F ; \\ T_{Bl_2} - T_{Bl_1} = A_M \end{cases} ; \quad (153)$$

$$T_{\Pi m_2} - T_{\Pi m_1} = A_F ; \quad (154)$$

$$\begin{cases} T_{\Gamma_2} - T_{\Gamma_1} = A_F; \\ T_{B_2} - T_{B_1} = A_M; \end{cases} \quad (155)$$

$$T_{\Gamma_2} - T_{\Gamma_1} = A_F. \quad (156)$$

Так как работы имеют одну размерность, то все уравнения 153–156 можно привести к одному виду

$$T_2 - T_1 = A, \quad (156)$$

где T_1 , T_2 – соответственно, кинетическая энергия в начале и конце исследования движения объекта; A – работа всех внешних сил и моментов сил.

Уравнение 156 – это не что иное, как известная теорема об изменении кинетической энергии.

Теорема об изменении кинетической энергии. *Изменение кинетической энергии материального объекта при его перемещении равно работе внешних сил и моментов сил, действующих на него на этом перемещении.*

Уравнение 156 можно записать в дифференциальной форме:

$$dT = dA.$$

Выводы

- Вселенная дуальна, то есть все находящиеся в ней объекты одновременно движутся и покоятся.
- Установлено, что не сила, а энергия и работа является основным, первичным понятием, определяющим движение и взаимодействие материальных объектов;
- Показано, что за основное понятие в механике удобнее принять работу;
- Сформулированы и выведены основные аксиомы, следствия, принципы и теоремы механики.

Литература:

1. Никитин Н.Н. Курс теоретической механики. – М. : Высш. шк., 1990. – 607с.
2. Ишлинский А.Ю. Механика: идеи, задачи, приложения. – М. : Наука, 1985. – 624 с.
3. Харламов П.В. Очерки об основаниях механики. Мифы, заблуждения и ошибки. – Киев : Наук, думка, 1995. – 407 с.
4. Смелягин А.И. Основные, первичные понятия механики // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : издательский Дом – Юг, 2014. – № 2. – С. 17–26.
5. Смелягин А.И. Объекты, для которых сформулированы аксиомы или законы классической механики // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : издательский Дом – Юг, 2014. – № 1. – С. 21–25.
6. Смелягин А.И. Аксиомы или законы движения сформулировал И. Ньютон // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : издательский Дом – Юг, 2014. – № 2. – С. 11–16.
7. Смелягин А.И. Аксиомы механики и их применение для исследования механических систем // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : издательский Дом – Юг, 2014. – № 2. – С. 21–33.
8. Смелягин А.И. Аксиомы движения материальных тел // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : издательский Дом – Юг, 2014. – № 3. – С. 19–34.
9. Смелягин А.И. Теоремы, принципы и уравнения механики // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : издательский Дом – Юг, 2014. – № 4. – С. 21–29.
10. Смелягин А.И. Применение новых аксиом и следствий из них для исследования движений материальных тел // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : издательский Дом – Юг, 2015. – № 1. – С. 19–27.
11. Смелягин А.И. О необоснованности применения законов Ньютона для исследования динамики машин или современные аксиомы движения материальных тел и следствия из них : в сб.: проблемы механики современных машин материалы VI международной конференции / отв. ред. В.С. Балбаров. – 2015. – С. 344–350.

12. Смелягин А.И. Современные аксиомы движения материальных тел и следствия из них : в сб.: XI Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики / Сборник докладов. Составители: Д.Ю. Ахметов, А.Н. Герасимов, Ш.М. Хайдаров; Ответственные редакторы: Д.А. Губайдуллин, А.И. Елизаров, Е.К. Липачев. – 2015. – С. 3500–3502.

13. Смелягин А.И. Современные аксиомы и следствия из них для исследования динамики машин : в сб.: Инновации в машиностроении (ИНМАШ-2015) / сборник трудов VII Международной научно-практической конференции. Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева, Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова, Новосибирский государственный технический университет, Бийский технологический институт, МИП Техмаш; под редакцией В.Ю. Блюменштейна, А.А. Баканова, О.А. Останина. – 2015. – С. 526–529.

14. Смелягин А.И. Современные аксиомы движения материальных тел и следствия из них : в сб.: XI Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики / Сборник докладов. Составители: Д.Ю. Ахметов, А.Н. Герасимов, Ш.М. Хайдаров; ответственные редакторы: Д.А. Губайдуллин, А.И. Елизаров, Е.К. Липачев. – 2015. – С. 3500–3502.

15. Философия : учеб. / под ред. Г.В. Андрейченко, В.Д. Грачева. – Ставрополь : Изд-во СГУ, 2001. – 245 с.

16. Смелягин А.И. Применение новых аксиом и следствий для исследования движений механических систем // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 2. – С. 19–26.

17. Смелягин А.И. Применение новых аксиом и следствий для исследования механических систем вращательного движения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 3. – С. 19–27.

18. Смелягин А.И. Применение новых аксиом и следствий для исследования движения колесницы // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2015. – № 10. – С. 47–62.

19. Старжинский В.М. Теоретическая механика. – М. : Наука, 1980. – 464 с.

20. Смелягин А.И. Применение аналогов скоростей и ускорений для исследования механических систем с помощью новых аксиом и теорем // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 2. – С. 21–29.

21. Смелягин А.И. Применение аналогов скоростей для исследования механических систем вращательного движения // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2016. – № 10. – С. 125–139.

References:

1. Nikitin N.N. Course of theoretical mechanics. – M. : Higher education, 1990. – 607 p.
2. Ishlinsky A.Yu. Mechanics: ideas, tasks, applications. – M. : Science, 1985. – 624 p.
3. Kharlamov P.V. Sketches about the mechanics bases. Myths, delusions and errors. – Kiev : Sciences, thought, 1995. – 407 p.
4. Smelyagin A.I. Basic, primary concepts of mechanics // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – No. 2. – P. 17–26.
5. Smelyagin A.I. Objects for which axioms or laws of classical mechanics // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – No. 1. – P. 21–25.
6. Smelyagin A.I. Axioms or laws of movement were formulated by I. Nyyuton // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – No. 2. – P. 11–16.
7. Smelyagin A.I. Axioms of mechanics and their application for a research of mechanical systems // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – No. 2. – P. 21–33.
8. Smelyagin A.I. Axioms of movement of the material bodies // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – No. 3. – P. 19–34.
9. Smelyagin A.I. Theorems, principles and equations of mechanics // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – No. 4. – P. 21–29.
10. Smelyagin A.I. Application of new axioms and the investigations from them for a research of movements of the material bodies // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2015. – No. 1. – P. 19–27.
11. Smelyagin A.I. About groundlessness of application of laws of Newton for a research of dynamics of machines or the modern axioms of movement of the material bodies and the investigation from them : in col.: problems of mechanics of the modern machines materials VI of the international conference / editor-in-chief V.S. Balbarov. – 2015. – P. 344–350.

12. Smelyagin A.I. The modern axioms of movement of the material bodies and the investigation from them : in col.: The XI All-Russian congress on fundamental problems of theoretical and application-oriented mechanics / Collection of reports. Originators: D.Yu. Akhmetov, A.N. Gerasimov, Sh.M. Haydarov; Editor-in-chiefs: D.A. Gubaidulin, A.I. Yelizarov, E.K. Lipachev. – 2015. – P. 3500–3502.
13. Smelyagin A.I. The modern axioms and the investigations from them for a research of dynamics of machines : in col.: Innovations in mechanical engineering (INMASH-2015) / collection of works VII of the International scientific and practical conference. Kuzbass state technical university of T.F. Gorbachev, Altai state technical university to them. I.I. Polzunova, Novosibirsk State Technical University, Biysk institute of technology, MIP Tekhmash; under V.Yu. Blyumenstein, A.A. Bakanov, O.A. Ostanin's edition. – 2015. – P. 526–529.
14. Smelyagin A.I. The modern axioms of movement of the material bodies and the investigation from them : in col.: The XI All-Russian congress on fundamental problems of theoretical and application-oriented mechanics / Collection of reports. Originators: D.Yu. Akhmetov, A.N. Gerasimov, Sh.M. Haydarov; editor-in-chiefs: D.A. Gubaidulin, A.I. Yelizarov, E.K. Lipachev. – 2015. – P. 3500–3502.
15. Philosophy : textbook / under the editorship of G.V. Andreychenko, V.D. Grachev. – Stavropol : SGU publishing house, 2001. – 245 p.
16. Smelyagin A.I. Application of new axioms and the investigations for a research of movements of mechanical systems // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2015. – No. 2. – P. 19–26.
17. Smelyagin A.I. Application of new axioms and the investigations for a research of mechanical systems of rotational motion // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2015. – No. 3. – P. 19–27.
18. Smelyagin A.I. Application of new axioms and the investigations for a research of movement of the chariot // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2015. – No. 10. – P. 47–62.
19. Starzhinsky V.M. Theoretical mechanics. – M. : Science, 1980. – 464 p.
20. Smelyagin A.I. Application of analogs of speeds and accelerations for a research of mechanical systems by means of new axioms and theorems // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2016. – No. 2. – P. 21–29.
21. Smelyagin A.I. Application of analogs of speeds for a research of mechanical systems of rotational motion // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2016. – No. 10. – P. 125–139.

УДК 556.16(282.247.42)

ЗАКОНОМЕРНОСТИ, ХАРАКТЕРИСТИКИ И ПРИЧИНЫ ИЗМЕНЧИВОСТИ ГОДОВОГО И СЕЗОННОГО СТОКА ВОДЫ РЕК В БАССЕЙНЕ Р. УРАЛ

REGULARITIES, CHARACTERISTICS AND CAUSES OF THE RIVERS IN THE URAL RIVER CATCHMENT ANNUAL AND SEASONAL WATER FLOW VARIABILITY

Магрицкий Дмитрий Владимирович
кандидат географических наук, доцент,
доцент кафедры гидрологии суши,
Московский государственный
университет имени М.В. Ломоносова
magdima@yandex.ru

Кенжебаева Айымгуль Жолдасбайкызы
младший научный сотрудник,
Филиал ТОО «Институт географии»
aiymgul_92@bk.ru

Аннотация. Трансграничную реку Урал и ее притоки отличает большая межгодовая и внутригодовая изменчивость стока, крайне неравномерное распределение водных ресурсов в бассейне. В условиях аридного климата на большей части бассейна реки, его значимых изменений с конца 1970-х гг., огромных потребностей в чистой и пресной воде со стороны населения, промышленности и сельского хозяйства это создает предпосылки для появления водного дефицита. Решением этой вопроса активно занимаются с середины XX в., создавая водохранилища, пруды, каналы переброски стока и оросительные системы. Но, по мере климатических изменений и с приобретением рекой статуса трансграничного объекта, проблемы нехватки воды, справедливого использования речного стока вновь обострились. Успешное их решение требует вначале научного осмысления сложившейся гидрологической ситуации, ее причин, выявления и описания существующих связей, закономерностей и т.п. Приводимые в статье результаты такого исследования получены авторами на основе самых последних и полных данных по стоку рек в бассейне Урала, климатическим характеристикам, хозяйственному водопользованию и т.п. Благодаря им удалось оценить вклад климатических и антропогенных факторов в изменения основных характеристик стока Урала и его главных притоков, обосновать границы характерных многолетних периодов, рассчитать для них основные параметры, в целом выявить и описать закономерности и тенденции многолетних колебаний годового и сезонного стока, максимальных и минимальных расходов воды, изменения элементов водного режима реки и др. Получены важные аналитические зависимости. Рассмотрена трансформация стока на нижнем в нижнем течении р. Урал. Многие результаты получены впервые.

Ключевые слова: Урал, реки, сток, водный режим, многолетняя изменчивость, водохозяйственная деятельность, климатические изменения.

Magritsky Dmitry Vladimirovich
Candidate of geographical sciences,
Assistant professor, Assistant professor
of Department of Land Hydrology,
Lomonosov Moscow State University
magdima@yandex.ru

Kenzhebayeva Aiyimgul Zholdasbaikyzy
Junior research fellow,
Branch of Institute of Geography
aiymgul_92@bk.ru

Annotation. The transboundary Ural River and its tributaries are distinguished by large year to year and within year runoff variability, extremely uneven water resources distribution in basin. In the conditions of arid climate (throughout the most part of river catchment), significant changes of it since 1970s years, the huge requirement of pure and fresh water by population, industry and agriculture, it determines the existence of permanent or recurrent water deficit. This problem had been grappling with since the middle of the 20th century by the construction of reservoirs, ponds, flow transportation channels and irrigation systems. But as climate changes and as the river became a transboundary object, the problems of water deficit and equitable river runoff usage by Russia and Kazakhstan were again exacerbated. Their successful solution at first requires scientific understanding of current hydrological situation and its causes, recognition and description of connection, regularities, etc. The findings of such research, giving in that article, were obtained by authors on the base of the last and full data on river runoff in the Ural catchment, climatic characteristics, domestic water use, etc. Due to it, it was able to assess the climatic and anthropogenic factors contribution to the changes of the Ural and its main tributaries' main flow characteristics, to justify the bounds of specific long-term periods and to calculate the main parameters for them, generally to recognize and describe the regularities and tendencies of long-term fluctuations of annual and seasonal flow, maximal and minimal water discharge, change of river water regime elements, etc. Important analytical dependences between flow characteristics were obtained. The transformation of actual and normative-natural water runoff on the downstream of the Ural River was analyzed. Lots of the results were obtained for the first time.

Keywords: Ural, rivers, runoff, water regime, long-term variability, water management, climatic changes.

Река Урал (Жайык) течет по территории России и Казахстана (рис. 1). Она относится к категории трансграничных рек со всеми присущими для подобных водных объектов проблемами совместного эффективного и безопасного использования водных ресурсов. Длина реки 2428 км; площадь бассейна 237 тыс. км² (по некоторым данным 231 тыс. км²), а вместе с бессточными территориями Урало-Эмбинского междуречья ~380–400 тыс. км² [1, 2]. В пределах Уральского водохозяйственного округа, т.е. России, длина р. Урал составляет 1446 км, площадь бассейна 1249 тыс. км² [3]. В бассейне, по оценкам авторов и по состоянию на 2015 г., живет ~3,95 млн чел., находятся промышленные центры Магнитогорск, Новотроицк, Орск, Оренбург, Уральск, Атырау и Актобе, много предприятий обрабатывающей и добывающей промышленности, масштабное сельскохозяйственное производство и 360 тыс. га орошаемых земель [4]. Река имеет важное рыбохозяйственное значение, в частности для сохранения поголовья осетровых [5, 6, 7].



Рисунок 1 – Бассейн р. Урал:

1 – крупные города и промышленные центры; 2 – метеорологические станции; 3 – гидрологические посты (нумерация постов разъяснена в тексте); 4 – реки и каналы; 5 – граница бассейна; 6 – государственная граница

Значительная часть бассейна р. Урал относится к районам с недостаточным и крайне недостаточным увлажнением [8, 9]. Саму реку и многие ее притоки отличает высокая внутри- и межгодовая изменчивость стока, крайне сложный и нестабильный водный режим, ухудшение качества воды [3, 10, 1, 11, 2, 12, 13]. В результате, потребности населения и хозяйства в пресной и чистой воде часто превышают водно-ресурсные возможности реки и ее притоков; не редкость наводнения и гидрологические засухи [1, 14, 15, 6, 13]. В устьевой области реки ситуация усугубляется крупномасштабными и быстрыми изменениями уровня Каспийского моря [16].

Реализация в XX и начале XXI столетий целого комплекса водохозяйственных мероприятий не окончательно решила «водные проблемы» региона, но заметно изменила гидрологический режим р. Урал и большинства ее притоков, имела ряд негатив-

ных экологических последствий [17, 1, 18, 11, 6, 19]. Неопределенность в отношении будущего состояния реки, устойчивости и безопасности использования ее водных, биологических и водно-транспортных ресурсов усугубляют современные климатические изменения в регионе и неблагоприятные гидроклиматические прогнозы на будущее [20]. Это требует не только мониторинга текущей гидрологической ситуации, но и объективного анализа наблюдающихся гидрологических изменений, выявления в них соответствующих тенденций и пространственно-временных закономерностей, знания как причин и географии этой изменчивости, так и вклада каждого из факторов в фиксируемые изменения. Необходимы также актуализированные и достоверные оценки основных характеристик речного стока с учетом изменившихся условий его формирования и транзита. Недавние масштабные и комплексные исследования авторов в отношении водного стока позволили получить новые научно-прикладные результаты, относящиеся как к бассейну и реке в целом, так и к части в пределах нижнего участка.

1. Материалы и методы исследований

Для достижения задач исследования использовались, в первую очередь, данные гидрометеорологического и водохозяйственного мониторинга. Сведения по расходам воды были отобраны за весь период наблюдений (вплоть до 2014 г.). Были выбраны 13 гидрологических постов (г/п), расположенных как на самой реке Урал, так и на ее основных притоках (рис. 1). Главные из них – это посты в г. Верхнеуральск (с 1936 г.; № 8 на рис. 1), с. Кизильское (с 1926 г.; № 7), пос. Березовский (с 1948 г.; № 6), г. Оренбург (с 1927 г.; № 5), с. Кушум (с 1912 г.; № 4), пос. Тополи (с 1936 по 1972 г.; № 3), пос. Махамбет (с 1972 г.; № 2) и г. Атырау (с 1950 г.; №1) на р. Урал, с. Истемес (с 1956 г.; № 11) на р. Орь, с. Каргала (с 1920 г.; № 10) на р. Сакмара, пос. Веселый № 1 (с 1951 г.; № 9) на р. Илек. Источником данных стали справочные издания [21, 22–24] и интернет-ресурсы [<https://gmvo.skniivh.ru>].

В качестве *опорного поста* и *закрывающего створа* р. Урал авторами выбраны с. Кушум (в 732 км от моря по [21, 22] и 846 км по космическому снимку 2016 г. в GoogleEarth) и пос. Махамбет (145 и 172 км). Кушум ближе всего к границе между зонами формирования и расходования речного стока и, по сути, учитывает почти весь сток, поступающий с водосбора в русловую сеть, за исключением той его части, которую забирает Кушумский канал. Последний отделяется от р. Урал в 2 км выше по течению и проложен по руслу древнего одноименного дельтового рукава. Кроме того, г/п Кушум имеет самый продолжительный и почти без пропусков ряд стоковых измерений. Ближе всего к морю и за пределами дельты р. Урал находится стоковый пост г. Атырау (в прошлом – г. Гурьев; 27 и 47 км). Но он имеет непродолжительный период наблюдений за стоком, с многочисленными пропусками, расположен в зоне влияния подпорных и сгонно-нагонных явлений. Поэтому единственный пригодный стоковый пост между с. Кушум и г. Атырау – это пос. Махамбет, открытый в 1973 г. взамен г/п Тополи. Считается, что ряды наблюдений за расходами воды на постах Тополи и Махамбет образуют единое целое, хотя расстояние между постами составляет ~55 км. Кроме того, из-за естественных потерь и хозяйственного забора воды годовой сток реки от верхнего к нижнему посту уменьшается примерно на 0,45 км³/год. Также меняются значения других гидрологических характеристик.

Оценка водных ресурсов р. Урал и стока в Каспийское море, в т.ч. с приведением к естественным условиям, потребовала не только данных стоковых измерений в нижнем течении р. Урал, на притоке р. Сакмара (считается, что его водный режим слабо нарушен хозяйственной деятельностью), на канале Кушум и рукаве Баксай, но и итогов водно-балансовых наблюдений в дельте Урала [25, 26], привлечения материалов по антропогенным изменениям речного стока, по русловым водным балансам [22, 4, 27, 28, 29, 30, 31], некоторых допущений в отношении величины и характера водопользования в 1910–1930-х гг., обоснования и построения эмпирических зависимостей между измеренными на постах Каргала, Кушум, Тополи, Махамбет и Гурьев расходами воды.

Анализ многолетней изменчивости сезонных и годовых величин приземной температуры воздуха (T) и сумм атмосферных осадков (P), сумм положительных темпера-

тур за холодный период года ($\sum T_+$) проводился с привлечением данных сетевых наблюдений Росгидромета, находящихся в прямом доступе на портале ВНИГМИИ МЦД [<http://meteo.ru/data>], а также на основе результатов глобального объективного анализа данных NASA [<http://data.giss.nasa.gov/gistemp>]. Территория бассейна р. Урал обеспечена наблюдениями на 11 сетевых метеостанциях, однако для анализа климатических тенденций не все они подходят из-за многочисленных пропусков в рядах, или по причине их малой длины. Поэтому были отобраны лишь 6 метеостанций: Верхнеуральск (53°53' с.ш. и 59°12' в.д.), Зилаир (52°13' и 57°24'; № 12 на рис. 1), Оренбург (51°41' и 55°06'), Актобе (50°18' и 57°12'), Уральск (51°12' и 51°18') и Атырау (47°06' и 51°42'). Метеостанции равномерно покрывают территорию бассейна, расположены на высотах от –23 (м/с Атырау) до 522 м (м/с Зилаир), среднее расстояние между ними варьирует в диапазоне 70–100 км. Этого вполне достаточно, поскольку для средних сезонных значений температуры величина радиуса корреляции (критерия приемлемости расстояния между метеостанциями) на равнинной территории составляет 300–400 км, а для сезонных сумм осадков 150–200 км [32, 33]. Для горных районов она меньше. Несмотря на горные массивы Южного Урала, коэффициент корреляции (r) между средними температурами воздуха высокий, даже для максимально удаленных друг от друга метеостанций: для м/с Атырау и Верхнеуральск, при расстоянии между ними в 915 км, r равен 0,69–0,78. Для многолетних рядов с осадками приемлемые коэффициенты корреляции ($r > 0,7$) наблюдаются лишь у соседних метеостанций, например, Оренбурга и Зилаира. Для оценки величины и анализа многолетней изменчивости осадков были взяты однородные ряды с исправленными месячными суммами осадков с того же сайта ВНИГМИИ МЦД и за период с 1936 г. При коррекции исходных величин осадков авторами этих данных были устранены основные систематические ошибки измерений [34, 35], образовавшиеся при замене дождемера на осадкомер Третьякова (первая половина 1950-х гг.) и изменении числа сроков измерений (как это было в 1966 и 1986 гг.), при ветровом недоучете твердых осадков, потерях осадков на смачивание цилиндра и испарение.

Главными методами обработки и анализа исходных гидрометеорологических данных стали, во-первых, стандартные гидрологические расчеты согласно рекомендациям СП 33-101-2003 [36], и подходы к обработке рядов гидрологических наблюдений, изложенные в [37]. Использовались также инструменты графической интерпретации данных, в частности разностные и суммарные интегральные кривые, статистические зависимости, графики многолетнего хода гидрометеорологических характеристик. Во-вторых, привлекались статистические методы анализа многолетних рядов с помощью критериев Фишера (F -test) и Стьюдента (t -test) применительно к коррелированной во времени и асимметричной гидрологической информации, критериев Андерсена ($t(A)$) и числа серий ($t(u)$), ранговой корреляции Спирмена (SpearmanRCC). В-третьих, использованы водно-балансовые, интегральные, статистические и др. методы проверки многолетних рядов на нарушение условий формирования и транзита речного стока хозяйственной деятельностью. Часть статистического анализа выполнена в программах Гидрорасчеты, MSExcel 2013 и Statistica 10. На основе непрерывного ряда среднесуточных расходов воды на постах Кушум и Махамбет для каждого года впервые определены даты начала и окончания половодья, летне-осенней и зимней межени, объемы стока за эти сезоны ($W_{л}$, $W_{ло}$ и W_3).

2. Антропогенные и климатически обусловленные изменения условий формирования и вдольруслового транзита стока р. Урал

2.1. Климатические изменения в бассейне

Текущее потепление началось в бассейне р. Урал в 1970-х гг., переход к современному режиму повторяемости температурных аномалий в 1977–1980 гг. (рис. 2). Особенно заметно потепление проявилось с середины-конца 1990-х гг. Раньше всего рост температур воздуха зафиксирован для весны (с 1972 г. и даже раньше) и осени (с начала 1960-х гг.).

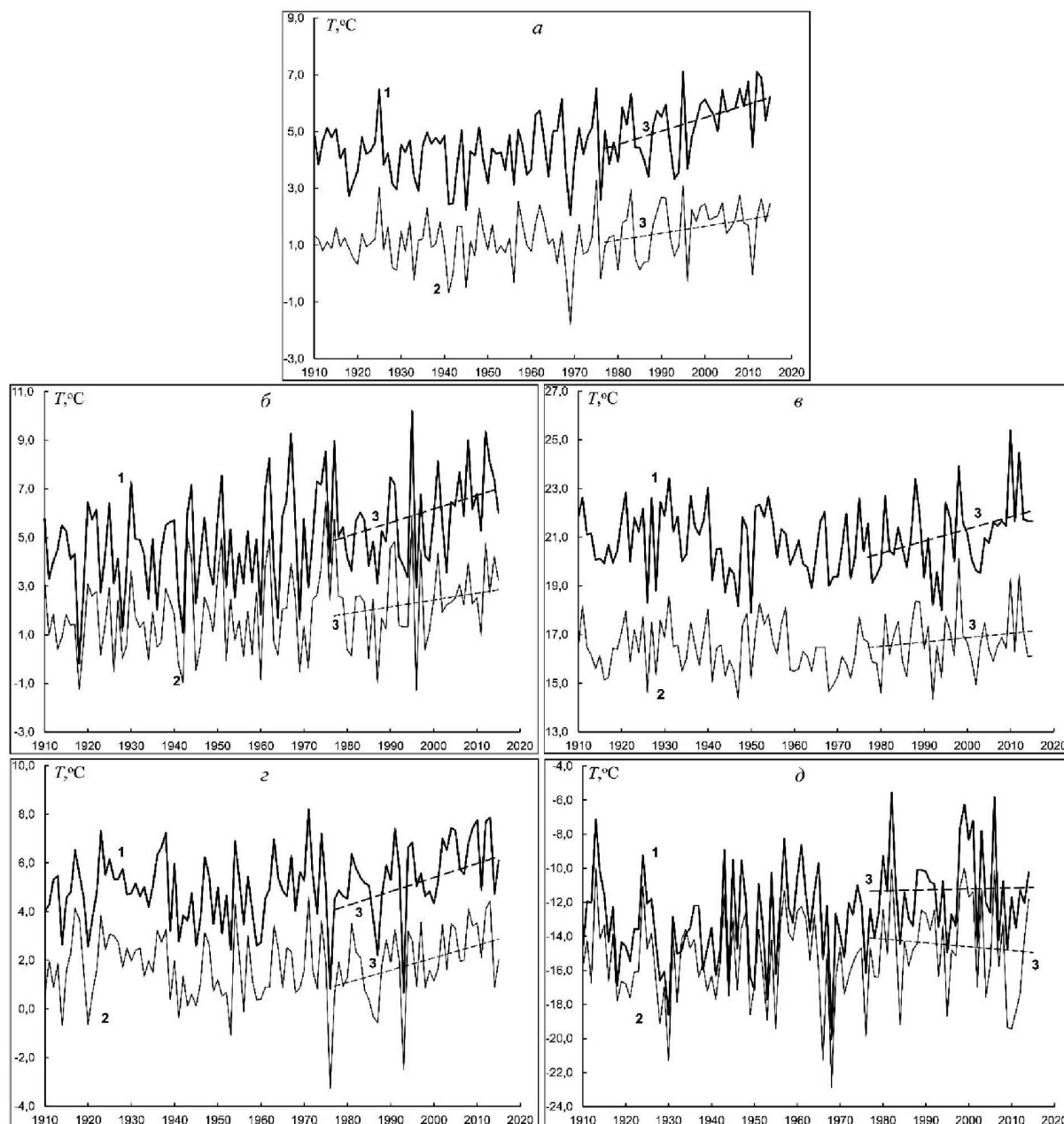


Рисунок 2 – Многолетние изменения среднегодовой (а), средней за весенний (б), летний (в), осенний (г) и зимний (д) сезоны температур воздуха на метеостанциях Оренбург (1) и Верхнеуральск (2) с линейными трендами за 1977–2015 гг. (3)

Величина потепления возрастает к средним и южным частям бассейна. В XXI в. потепление весной, летом и осенью не только сохранилось, но и по отдельным пунктам продолжилось. Для летнего сезона оно стало, по сути, статистически значимым. В отношении календарного зимнего сезона в последние 10 лет наблюдается некоторое снижение температур воздуха, как отголосок таких же и даже более масштабных процессов в Западной Сибири и на севере Казахстана в последние 10–15 лет. Их можно объяснить изменением характера атмосферной циркуляции из-за потепления Арктики, приведшего к ослаблению западного переноса воздушных масс, увеличению повторяемости блокирующих процессов и, в частности, к усилению азиатского антициклона. В летний период эти же процессы инициируют устойчивый и статистически значимый рост средней температуры (рис. 3). Тем не менее, если сравнивать температуры воздуха современного периода с температурами стандартного базового периода (в климатологии это 1961–1990 гг.), то по-прежнему положительные аномалии наиболее высокие зимой. Далее следуют летний, осенний и весенний сезоны. Из 7 экстремально теплых зим за всю историю метеонаблюдений на м/с Оренбург (130 лет) 5 было отмечено

в последние 35 лет; экстремально холодных зим в бассейне Урала не отмечалось уже 45 лет. В XXI в. не было зафиксировано ни одного «экстремально холодного» лета, в то время, как «экстремально теплые» наблюдались 5 раз. На этом основании можно сделать вывод о том, что потепление – факт, и повторяемость экстремально теплых событий возрастает. В итоге на метеостанции Верхнеуральск температурные аномалии в 1978–1994 и 1995–2015 гг. – составили, в сравнении с 1961–1990 гг.:

- 0,2 и 0,7 °С (год), –0,4 и 0,5 °С (весна), 0,2 и 0,7 °С (лето), 0 и 1 °С (осень), 1 и 0,7 °С (зима);
- в Оренбурге – 0 и 1,1 °С, –0,6 и 1 °С, –0,2 и 1,1 °С, –0,1 и 1,1 °С, 0,9 и 1,2 °С;
- в Уральске – 0,1 и 1,1 °С, –0,4 и 1,1 °С, –0,2 и 1,2 °С, –0,1 и 0,9 °С, 1,1 и 1,2 °С.

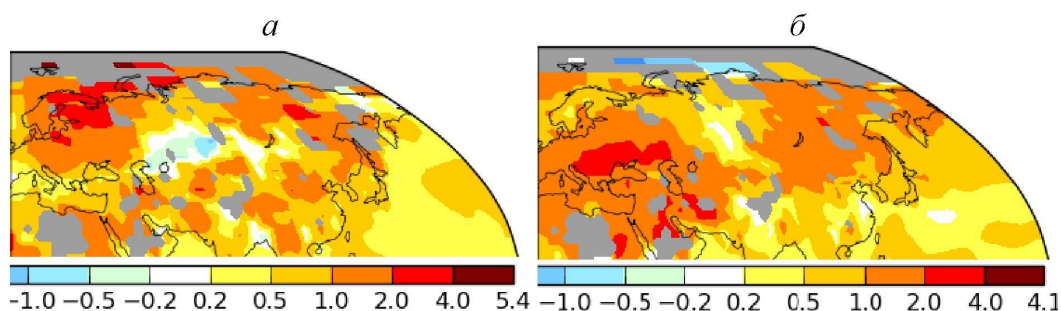


Рисунок 3 – Аномалии температур зимой (а) и летом (б) за период 2007–2015 гг. по сравнению с базовым (1961–1990 гг.)

полученные по данным стационарных наблюдений [<http://data.giss.nasa.gov/gistemp>]. Серые области – отсутствие данных.

Дополнительным доказательством происходящих в бассейне Урала климатических изменений, влияющих на условия формирования речного стока и характеристики водного режима реки, служит резкое увеличение с середины 1990-х гг. суммы положительных температур воздуха за холодный период (рис. 4). В [2] его границы определены с 1 ноября по 31 марта. Он важен как для накопления снежных и водных ресурсов и прохождения весеннего половодья, так и формирования запасов подземных вод, питающих реку в межень. На м/с Оренбург отклонение суммы положительных температур в 1995–2015 гг. от условий базового периода составило +27 °С; на м/с Верхнеуральск +13,4 °С. Особенно экстремальные по продолжительности оттепели были в 2002 и 2008 гг.

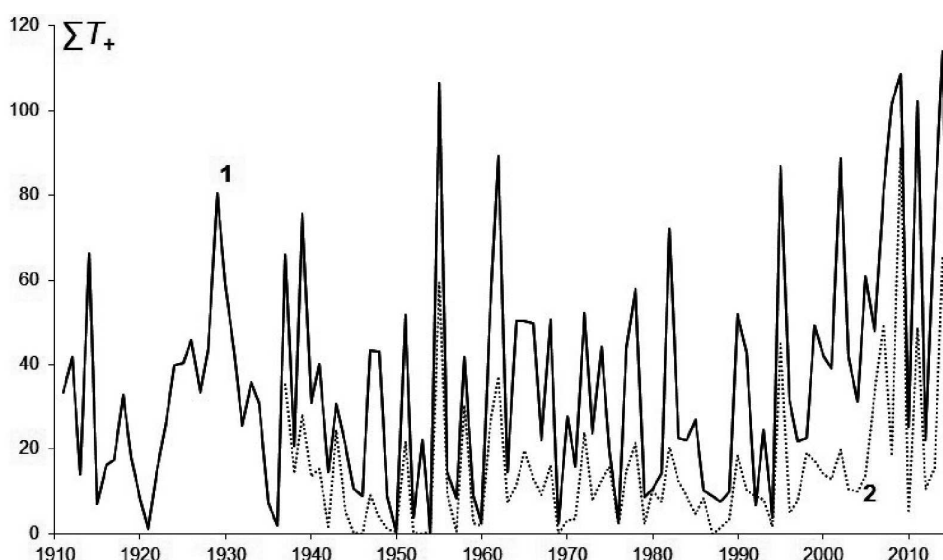


Рисунок 4 – Многолетний ход сумм положительных температур воздуха за холодный период года (с 1 ноября по 31 марта) на м/с Оренбург (1) и Верхнеуральск (2)

Для атмосферных осадков ситуация не столь простая, в том числе по причине сложного рельефа рассматриваемой территории, естественной значительной неравномерности в распределении осадков по территории и во времени, а также из-за инструментальных погрешностей. Годовое количество осадков составляет в верховьях ре-

ки около 500–600 мм [8, 2], в низовьях – от 300 до 200 мм и менее [9]. Большая часть осадков преимущественно выпадает в теплое время года, но сток формируют, главным образом, осадки холодного периода, накапливающиеся в бассейне в виде снежного покрова. Порядка 80% летних осадков являются ливневыми, правда не формирующих значимых паводков на главной реке в ее низовьях. В течение 1–2 месяцев подряд иногда наблюдается полное отсутствие осадков. Максимальные запасы воды в снеге варьируют от 30 мм на юге до 150–200 мм на Южном Урале [2].

В конце 1970-х – начале 1980-х гг. в большинстве пунктов отмечен рост осадков (рис. 5). Он был связан, в первую очередь, с увеличением летних, осенних и зимних осадков. Подобный рост был и на водосборе Волги [38], но в бассейне Урала его величина меньше. В середине 1990-х и в 2000-х гг. тенденции по сезонным суммам осадков в некоторой мере изменились либо условия увлажнения приблизились к средним показателям, тогда как весной возросшее количество осадков сохранилось, а в некоторых пунктах выросло еще. Это бы благоприятствовало весеннему половодью, если бы не увеличение повторяемости и мощности оттепелей в холодный период (см. выше). Разнонаправленные тенденции в многолетнем ходе сумм сезонных осадков определили в последние 20 лет некоторое снижение их годовой величины.

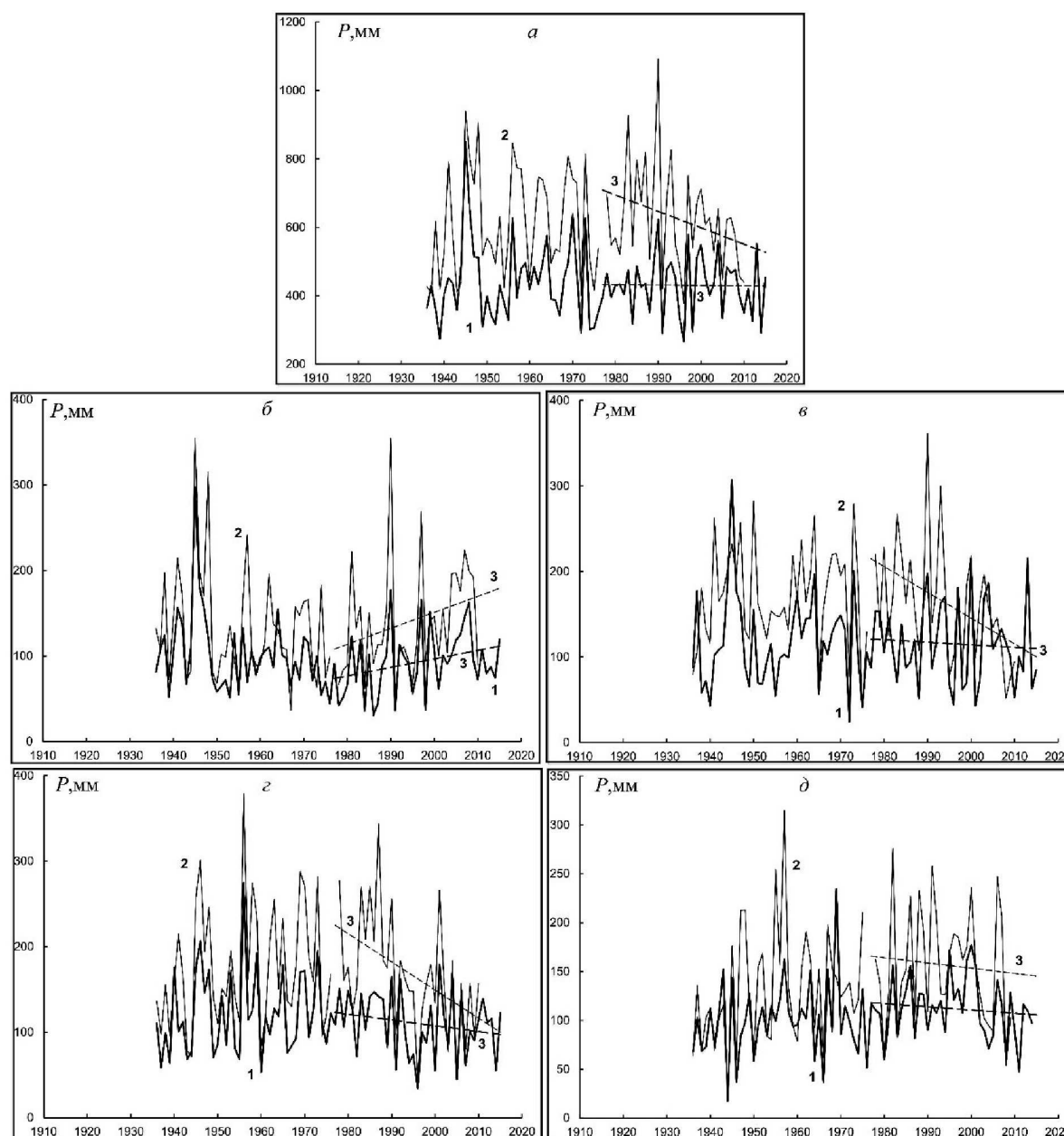


Рисунок 5 – Многолетние изменения годовой (а), за весенний (б), летний (в), осенний (г) и зимний (д) сезоны сумм осадков на метеостанциях Оренбург (1) и Зилаир (2) с линейными трендами (3)

В итоге на м/с Верхнеуральск отклонения сумм осадков в 1978–1994 и 1995–2010 гг. составили соответственно:

- 8,9 и –33,3 мм (Год), 0,1 и 15,3 (Весна), 8,8 и –39,3 (Лето), –1 и –6,3 (Осень), 0,5 и 0,3 мм (Зима);
- в Оренбурге – минус 0,5 и –8,3, –5 и 17,7, 5,4 и –10,5, –4,1 и –25,7, 2,5 и 11,4 мм;
- на Зилаир – 22,9 и –88,3, –3,6 и 24,2, 11 и –55,5, 0,5 и –68,3, 12,2 и 4,8 мм.

Другим важным следствием изменения слоя осадков стало снижение его коэффициента вариации.

2.2. Хозяйственная деятельность и аспекты ее влияния на водные ресурсы

Водохозяйственные мероприятия, повлиявшие на сток и режим р. Урал, включали создание в бассейне многочисленных прудов и водохранилищ, позволявших регулировать речной сток, формировать запасы пресных вод и выполнять ряд других важных функций, а также сооружение многочисленных водозаборных и водосбросных сооружений, каналов и обширной мелиоративной сети. Помимо мер прямого воздействия, на сток и водный режим реки заметное, но опосредованное влияние оказало антропогенное преобразование поверхности бассейна, влекущее изменение условий стокоформирования на его склонах и поступления дождевых, снеготалых и подземных вод в речную сеть.

К концу 1980-х гг. на р. Урал и его притоках функционировало свыше 90 малых, среднего размера и больших водохранилищ общей площадью и объемом 671 км² и 4,5 км³ [39]. В настоящее время в бассейне 18 крупных и средних водохранилищ [13]. Существенно больше в бассейне прудов [2, 12, 13]. По оценкам Института степи УрО РАН – их не менее 3100. Самое крупное из водохранилищ – Ириклинское на главной реке (рис. 1). Оно расположено в Оренбургской области, на расстоянии 1810 км от моря; наполнялось с апреля 1958 г. по май 1966 г., осуществляет сезонное и многолетнее регулирование стока. Его площадь при нормальном подпорном уровне 260 км². Из них 254 км² – это затопленные земли. Полный и полезный объемы соответственно 3,26 и 2,76 км³.

На порядок меньше по размеру Верхнеуральское и Магнитогорское водохранилища [39]. Они также на р. Урал. Плотина Верхнеуральского водохранилища находится в 2324 км от моря. Оно наполнялось в 1964–1966 г., осуществляет сезонно-многолетнее регулирование стока, имеет площадь 75,5 км², полный и полезный объемы 601 и 569 млн м³. Магнитогорское водохранилище расположено в 2277 км, создано в 1939 г., предназначено для суточного регулирования, имеет площадь, полный и полезный объемы в 31,6 км², 174–189 и 32 млн м³. К большим водохранилищам также относят Актюбинское (с 1980, или с 1988 г.?) на р. Илек объемом ~245 млн м³, площадью 35,7 км², Каргалинское (с 1975 г.) на р. Каргала объемом ~280 млн м³, площадью 28,5 км². Канал Кушум питает Кировское (39,1 км² и 62 млн м³), Битикское (53 км² и 107 млн м³) и Донгелекское (31,4 км² и 57,4 млн м³) водохранилища [17].

Согласно «Схеме комплексного использования и охраны водных объектов в российской части бассейна р. Урал» (2010–2011 г.и.), или СКИОВО, к 2020-м гг. планируется строительство новых водохранилищ, реконструкция существующих и рост объемов аккумулируемых в водохранилищах речных вод на 0,8–0,9 км³. В 2005 и 2010 гг. в бассейне р.Сакмары уже построены Сакмарское (5,8 км² и 30,6 млн м³) и Аскардовское (6,3 км² и 32 млн м³) водохранилища. Это вместе с возросшим водопотреблением в бассейне способно перевести Сакмару в разряд рек с нарушенным водным режимом [6, 40].

Появление водохранилищ сопровождалось, во-первых, единовременным и безвозвратным забором вод на заполнение мертвого объема (~0,8 км³), водонасыщение ложа – от ~0,02 км³ [41] до 0,4 км³ [42]. Во-вторых, с водохранилищ и подтопленных земель ежегодно дополнительно испаряется от 0,12 до 0,2 км³ воды в год [43, 4]. Общее же испарение объективно выше – от ~0,26 км³/год на уровень 1975 г. [42] до ~0,45 км³/год, по приближенным оценкам авторов. В-третьих, регулирование максимального стока водохранилищами способствует ежегодному сокращению водопотерь в нижнем бьефе в раз- мере от 0,4 [42] до 0,14 км³/год [44]. Таким образом, негативное влияние водохранилищ

на водные ресурсы р. Урал в действительности не так велико, как принято думать. Чего нельзя сказать о водопотреблении. Однако водохранилища и многочисленные пруды значительно влияют на сток конкретных лет и отдельные элементы внутригодового режима реки. К сожалению, роль прудов в таком контексте достоверно количественно не оценена.

Заметный рост водопотребления в бассейне Урала произошел во второй половине 1950-х и в 1960-х гг. (рис. 6). Он объясняется заполнением Ириклинского и Верхнеуральского водохранилищ; ростом забора свежей воды Магнитогорским, Гайско-Ириклинским, Орско-Новотроицким, Медногорским и Оренбургским промышленными узлами; освоением целинных земель (в первую очередь, в 1954–1960 гг.) и сопровождавшим его увеличением объемов лиманного и регулярного орошения, забора воды в Кушумский канал (начиная с 1956 г.) (рис. 7), появлением новых и расширением существовавших населенных пунктов [45, 30]. В 1985–1990 гг. суммарный водозабор, водоотведение и безвозвратное водопотребление в бассейне Урала достигли максимальных величин в 4,69, 2,31 и 2,38 км³/год [4]. Больше всего забранной воды расходовалось на производственные нужды (58,6 %) и орошение (25,5 %). Причем соотношение между этими отраслями в российском и казахском секторах бассейна было буквально противоположным, поскольку больше всего орошаемых земель было в Казахской ССР (260 тыс. против 100 тыс. га), а промышленных предприятий и электростанций в РСФСР. На сельскохозяйственное водоснабжение и обводнение, коммунально-бытовые нужды уходило соответственно 8,3 и 7,5 %.

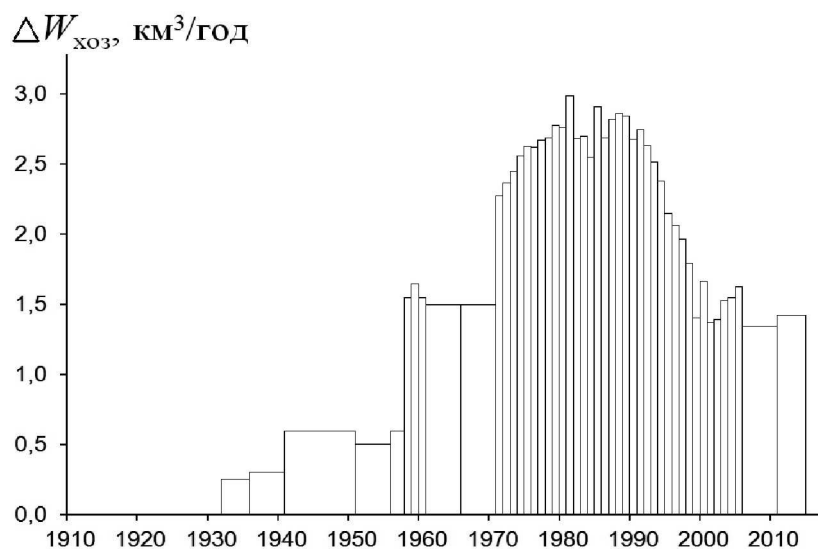


Рисунок 6 – Многолетний ход объемов антропогенного сокращения стока р. Урал до 1970 г. данные из [31]; с 1971 г. – из [22, 28] с добавлениями авторов

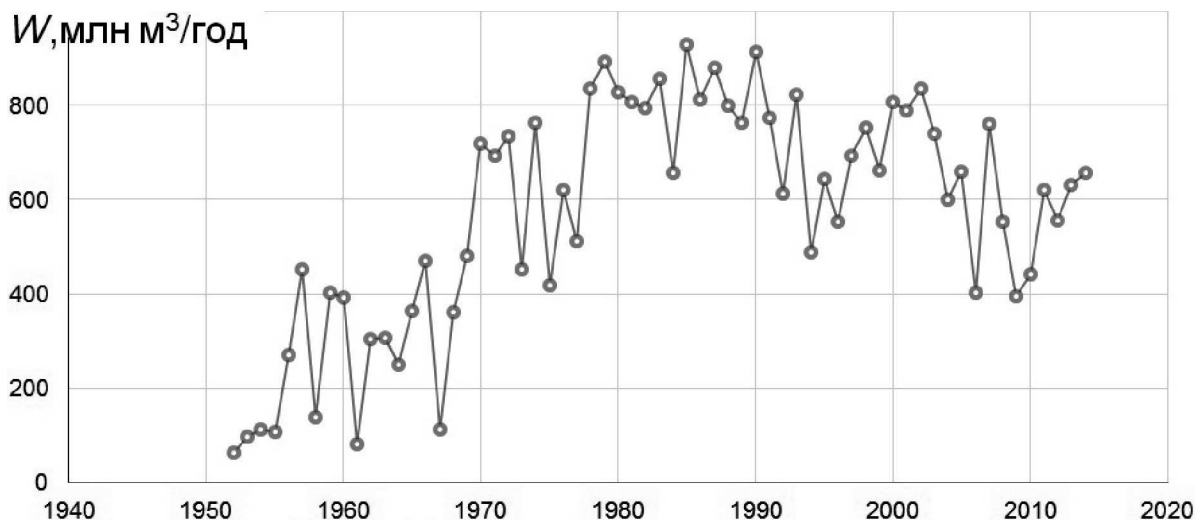


Рисунок 7 – Многолетние изменения объема поступающих в канал Кушум речных вод

В 1990-х гг. полное и безвозвратное водопотребление начало снижаться и в 1999–2007 гг. составило 2,91 и 1,11 км³/год [27, 28]. В российской части бассейна водозабор сократился с 2,8–2,9 до 2,0–2,1 км³/год, в казахстанской – с 1,7 до 0,7–0,9 км³/год [4, 27, 28]. В современный период в Казахстане 44 % забранной воды используется на регулярное и лиманное орошение (его площади сократились [27, 13]), 41 % на нужды прудового и рыбного хозяйства, 7 % для водоснабжения промышленности и теплоэнергетики [27, 28]. В российской части – 85 % на производственные нужды, 12 % на хозяйственно-питьевые, 2 % на орошение. Крупнейшим водопотребителем в бассейне была и остается Ириклинская ГРЭС (~1,65–1,75 км³). Более подробно о структуре водопотребления в бассейне сказано в СКИОВО и в работе [13]. Водопотребление в бассейне, по крайней мере, в его российской части и на промышленные нужды, в последние годы растет [3, 4].

В целом, дополнительное испарение и безвозвратное водопотребление уменьшили годовой сток реки примерно на 2,44 км³/год в 1985–1990 гг. (или ~16,5–17,5 % условно-естественного стока в эти годы) и на 1,43 км³/год в 1999–2013 гг. (~12–13 %) (рис. 6). Согласно СКИОВО, объемы водопотребления к 2020 г. планируется увеличить в российской части бассейна примерно на 10 %, по сравнению с уровнем 2010 г.

Антропогенное преобразование поверхности водосбора реки – третья группа факторов, оказывающих воздействие на сток, хотя и косвенным образом. В отношении Урала этот вопрос исследован недостаточно; неизвестно начало периода со статистически значимой величиной этого воздействия, хотя некоторые специалисты относят его к началу – середине 1950-х гг. В то же время, еще в 1767 г. в статье «О сбережениях и размножении лесов» П.И. Рычков писал о пагубном воздействии лесных вырубок на сток и уровни Урала [6, стр. 75]. В [30, 31] влияние агротехнических мероприятий на годовой сток Урала (его уменьшение в 1956–1972 гг.) оценено в створах с. Кушум и с. Тополи в 0,57 км³/год. В многоводные годы эта величина снижалась в 2 раза; к 2000 г. прогнозировалось ее удвоение. Современные исследования по этому вопросу, к сожалению, новых оценок не приводят.

Таким образом, хозяйственная деятельность начала заметно влиять на общий сток Урала примерно с середины 1950-х гг., на водный режим – с 1958 г., достигнув максимальных показателей с 1973 г. по первую половину 1990-х гг. Это подтверждают и данные анализа многолетнего хода стока и уровней воды на всем протяжении Урала и в низовьях его притоков. В последние 15–20 лет антропогенное воздействие относительно установившееся, но меньшее по величине.

3. Водные ресурсы р.Урал и их многолетние изменения

3.1. Водные ресурсы Нижнего Урала

Бассейн Урала можно разделить на области формирования и преобладающих потерь речного стока на испарение, питание подземных вод, обводнение бывших рукавов (староречий), водоемов, «сухих депрессий» и просто степных земель. Если брать в расчет географию и характер водохозяйственной деятельности, область расходования стока составляют районы с разным уровнем интенсивности данного процесса. Она дополнительно включает некоторые территории области формирования стока, протянувшиеся вдоль р. Урал и отдельных ее притоков. Через главную реку условная граница между двумя зонами проходит ниже устья р. Барбастау (775-й км). К югу река Урал практически не имеет боковой приточности, и ее сток постепенно уменьшается, в том числе под влиянием водохозяйственных мероприятий.

Согласно новым расчетам, фактический (W_{ϕ}) и условно-естественный (W_{ye}) годовой сток воды р. Урал в начале бесприточного участка за более чем столетний период (1913–2014 гг.) равен 10,1 и ~11,1 км³/год. Из них ~95 % поступает с территории России. Эти величины согласуются с оценками других специалистов с учетом их адаптации к тем периодам, для которых они были ими получены [46, 30]. К опорному посту в с. Кушум фактический сток р. Урал снижается на 4 %, главным образом за счет отбора в Кушумский канал (рис. 7). В 1970–2014 гг., в период относительной стабилизации объемов забираемой в канал воды, $W_{Куш.кан}$ составлял 0,7 км³/год. К замыкающим створам Тополи и

Махамбет, посту Атырау W_{ϕ} уменьшается на 11,2 % (до 8,97 км³/год), 15,6 % (8,52 км³/год) и 19,5 % (8,13 км³/год), но в отдельные годы может снижаться на 20–30, 30–40 и 40–45 %. О структуре этих потерь можно судить лишь по данным за 1981–1985 гг. [23]: примерно 27 % расходовалось на испарение (за вычетом осадков), 69,5 % – безвозвратный водозабор (на тот момент 50–80 водозаборными сооружениями) и отток в староречья, 3,5 % – остальное, включая невязку руслового водного баланса. Больше всего поступало в канал, бывший рукав, Баксай (~0,092 км³/год в 1981–1985 гг.). До его канализации сток в нем напрямую зависел от Q в Урале: $Q_{\text{Баксай}} = 0,0089$, $Q_{\text{Кушум}} = 0,93$ ($r = 0,94$). Потери на обводнение каналов и староречий могут быть очень большими. По О.К. Тленбекову [47], лишь на участке Тополи–Атырау в сохранившиеся рукава (староречья) Новобагатинской дельты могло уходить около 0,473 км³/год. Часть испарения происходит с пойменных озер, которые к следующей весне практически полностью исчезают. Согласно экспедиционным данным Уралгосрыба и КазНИИРХа на уровень 1960-х гг., объем этих озер на участке Тополи–Атырау достигал ~0,14 км³.

Ниже г/п Атырау начинается дельта Урала, в которой, согласно водно-балансовому мониторингу и расчетам, расходуется от 0,54 [25] до 0,40 км³ воды в год [26]. Забор воды в дельте не превышает 0,1 км³/год. В итоге, в море фактически поступает (W_{ϕ}) 7,73 км³/год (или 76,5 % первоначальной величины стока р. Урал), а $W_{ye} \approx 9,0$ км³/год (81,1 %). В [43] W_{ϕ} и W_{ye} в Атырау оценены за 1915–1980 гг. в 7,8 и 10,1 км³/год, осадки в бассейне в 95 км³/год, коэффициент естественного стока в 0,11, доля подземного питания реки в 19 %. В [38] пересчитанное W_{ye} принято равным 8,87 км³/год.

В естественных условиях потери стока в низовьях были меньше, чем в период максимальной антропогенной нагрузки [20]. Так, в 1913–1957 гг. W_{ϕ} и W_{ye} выше канала Кушум оценены авторами в 10,5 и 10,65 км³/год, на морском крае дельты – в 8,52 и 8,9 км³/год. В 1978–2014 гг. это уже соответственно 10,2 и 12,05 км³/год, 7,51 и 9,5 км³/год. Второй важный вывод – с территории России в Казахстан в третий (современный) период (см. п. 3.2) поступает столько же речных вод, сколько бы поступало в естественных условиях (до 1957 г.), несмотря на водопотребление в российской части бассейна. Об этом свидетельствуют и величины восстановленного стока на постах Уральск и Кушум (за 1913–1957 гг.), и показатели стока на неохваченных масштабной водохозяйственной деятельностью участках бассейна и реках (за 1930–1957 гг.). Причина – благоприятные условия увлажнения в бассейне до середины XXI в. В последние годы повышенная водность рек вновь восстанавливается. Основные потери, в том числе антропогенного генезиса, происходят именно в нижнем течении Урала, т.е. на территории Казахстана.

3.2. Многолетние изменения годового стока р. Урал и его притоков

Водные ресурсы рек в бассейне Урала и самой главной реки претерпели заметные климатические, а в зоне масштабной водохозяйственной деятельности антропогенные изменения. В 1930-х и 2000-х гг., но особенно в конце 1950-х гг. и во второй половине 1970-х гг. обнаружено изменение характера многолетних колебаний стока (рис. 8; табл. 1, 2). По результатам причинно-следственного, статистического и графического анализа этих колебаний и обоснования соответствующих «переломных» точек авторами выделено три характерных многолетних периода: 1) с условно-естественными условиями формирования и транзита речного стока практически у всех рек бассейна (до 1957 г. включительно); 2) нарастания водохозяйственной нагрузки регулирование стока среднего и нижнего Урала Ириклинским водохранилищем, но с относительно мало изменившимися в бассейне климатическими условиями (1958–1977 гг.); 3) максимальной водохозяйственной нагрузки и значимых климатических изменений в бассейне, начиная с 1978 г. Третий период, в свою очередь, можно разделить на 2 подпериода – до середины 1990-х гг. (примерно 1994 г. включительно) и после. В последний подпериод масштабы водохозяйственной деятельности явно уменьшились, тогда как климатические изменения усилились. Похожее деление, но с другими хронологическими границами между 2-м и 3-м периодами (переломный выбран 1991 г.), приводится в [18]. Близкое авторам деление на периоды дано в [46].

В естественных условиях многолетние колебания годового стока р. Урала и его притоков отличала колоссальная межгодовая изменчивость, по сути, одна из самых больших среди крупных рек (рис. 8). Коэффициент вариации (C_v) среднегодовых расходов воды (Q_{cp}) на постах Каргала, Кизильское, Оренбург и Кушум составлял тогда 0,57, 1,18, 1,07 и 0,69 (табл. 2); превышение наибольшего Q_{cp} над наименьшим (d) – 8,5, 22,2, 24 и 8,4 раз (табл. 1). Это сам по себе фактор неустойчивого водопользования, заставляющий создавать водохранилища и пруды, осуществлять многолетнее регулирование стока и другие мероприятия.

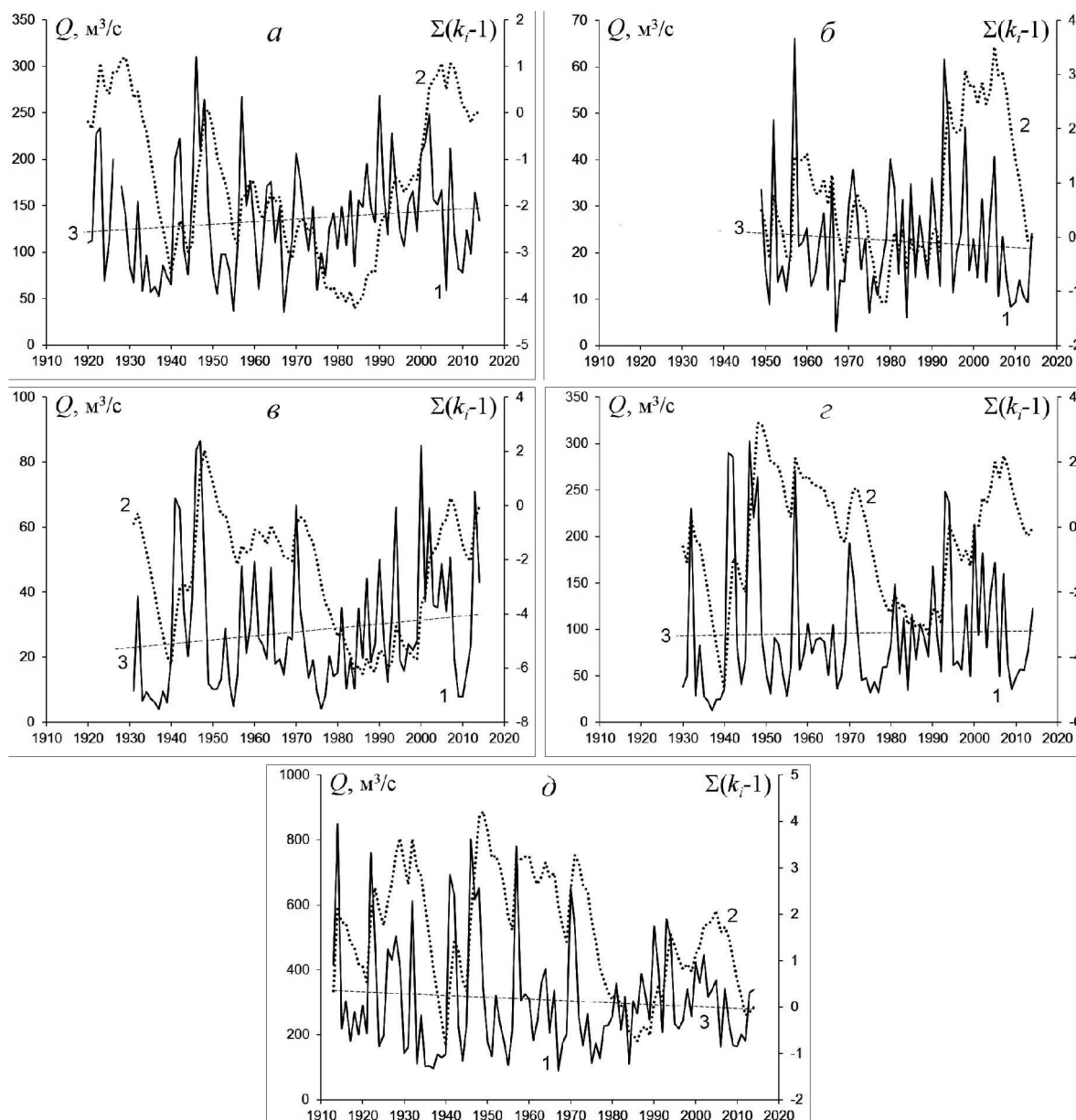


Рисунок 8 – Многолетние изменения годового стока рр. Сакмара (а, г/п Каргала), Илек (б, г/п Веселый №1), Урал (в, г/п Кизильское; г, г/п Оренбург; д, г/п Кушум):
 1 – график среднегодовых расходов воды; 2 – разностная интегральная кривая; 3 – линейный тренд

С переходом к периодам нарастания (1958–1977 гг.) и максимальной (с 1978 г.) водохозяйственной нагрузки произошло статистически значимое (по F -test) уменьшение межгодовой изменчивости стока (табл. 1, 2). Оно зафиксировано повсеместно, включая притоки и верховья с условно-естественным режимом; а также при переходе как к первому, так и ко второму периодам. Поэтому его причиной нельзя считать только антропогенный фактор, как полагает ряд специалистов [17]. В 1978–2014 гг. C_v уменьшился в 1,8–2 раза, соответственно до значений 0,32, 0,65, 0,57 и 0,35, а d – до 4,6, 11, 7,3 и 5.

Таблица 1 – Характеристики стока рек в бассейне р. Урал в разные периоды

Водоток, створ, площадь бассейна (км ²)	Период	Распределение годового стока по гидрологическим сезонам*: в км ³ (в скобках в % годового объема)			Объем стока, км ³ /год	Наиб. Q _{сп. год} Наим. Q _{сп. год}	Средний максим. за год Q, м ³ /с	Средний миним. зимний Q, м ³ /с	Средний миним. ЛО Q, м ³ /с
		весна (IV–VI)	лето-осень (VII–XI)	зима (XII–III)					
р. Урал, с. Кизильское, 17200	1931–1957	0,66 (78,8)	0,16 (18,8)	0,02 (2,4)	0,84	22,2	671	0,94	4,53
	1958–1977	0,53 (67,4)	0,20 (25,8)	0,05 (6,8)	0,79	16,4	332	2,29	5,78
	1978–2014	0,64 (65,5)	0,25 (25,4)	0,09 (9,1)	0,98	11,0	406	4,95	7,38
	1930–1957	2,69 (82,9)	0,42 (12,8)	0,14 (4,3)	3,25	24,0	2180	7,93	26,1
р. Урал, г. Оренбург, 82300	1958–1977	1,53 (62,6)	0,51 (20,7)	0,41 (16,7)	2,45	6,1	696	19,8	28,6
	1978–2014	2,11 (66,6)	0,56 (17,7)	0,50 (15,7)	3,17	7,3	845	23,3	31,3
р. Урал, с. Кушум, 190000	1930–1957	7,46 (78,3)	1,55 (16,2)	0,53 (5,5)	9,54	8,4	3170	34,9	82,9
	1958–1977	6,02 (70,45)	1,66 (19,4)	0,87 (10,2)	8,55	7,4	2080	60,8	95,6
	1978–2014	6,16 (64,8)	2,16 (22,7)	1,19 (12,5)	9,50	5,0	1530	86,0	117
р. Сакмара, с. Каргала, 29600	1930–1957	2,98 (78,7)	0,54 (14,4)	0,26 (6,9)	3,78	8,5	1490	14,8	26,9
	1958–1977	2,85 (74,1)	0,65 (16,8)	0,35 (9,1)	3,85	5,8	1310	20,2	31,2
	1978–2014	3,47 (74,2)	0,75 (16,1)	0,45 (9,7)	4,70	4,6	1550	27,8	37,9
р. Орь, с. Истемес, 13000	1958–1977	0,181 (85,7)	0,009 (4,3)	0,021 (10)	0,21	25,5	255	0,14	0,49
	1978–2014	0,164 (91,1)	0,004 (2,4)	0,012 (6,5)	0,18	142	153	0,15	0,21
р. Илек, п. Веселый 1, 17200	1958–1977	0,50 (79,7)	0,05 (8,1)	0,08 (12,2)	0,63	12,4	543	0,24	2,56
	1978–2014	0,51 (70,4)	0,14 (18,8)	0,08 (10,8)	0,73	10,1	415	2,69	7,35

*с дискретностью в 1 месяц

Таблица 2 – Параметры кривых обеспеченностей характеристик стока воды

Характеристика стока	Период	Среднее рассчит./ принятое	C _v рассчит./ принятое	r (1); C _q /C _v	Значения расходов воды обеспеченности:									
					1	5	10	20	50	70	90	95	99	
Q _{ср} , м ³ /с	1931–1957	26,6/26,6 (37)	0,94/1,18	0,84; 2,3П	149	89,4	64,1	41,0	14,7	7,62	3,90	3,51	3,35	
	1978–2014	31,0/31,0 (12)	0,61/0,65 (11)	0,23; 2,3П	97,2	70,0	57,6	44,8	26,2	18,1	10,5	8,08	5,49	
г/п Кизильское														
Q _{ср} , м ³ /с	1930–1957	103/103 (26)	1,07/1,07 (24)	0,47; 2,2П	518	324	242	162	65,0	34,0	14,2	11,0	9,4	
	1978–2014	100/100 (9,5)	0,56/0,57 (14)	0,05; 2,6П	288	211	176	140	87,4	64,0	42,4	35,4	28,0	
г/п Оренбург														
Q _{ср} , м ³ /с	1913–1957	330/330 (13)	0,68/0,69 (10)	0,31; 2,5П	1100	771	625	477	271	187	114	92,4	73,2	
	1978–2014	301/301 (6,8)	0,35/0,35 (14)	0,22; 1,8П	594	492	442	385	290	238	174	149	104	
Q _{макс} , м ³ /с	1958–2014	290/290 (7,1)	0,41/0,41 (7,3)	0,29; 2,2КМВ	643	511	450	381	273	219	154	129	90	
	1912–1957	3645/3530	1,05/1,24	0,13; 2,3КМВ	20550	12000	8580	5490	1910	–	–	–	–	
Q _{макс} , м ³ /с	1912–1957	3645/3645 (17)	1,05/1,18 (14,4)	0,13; 2,3П	20500	12200	8770	5610	2010	1050	543	490	470	
	1978–2014	1520/1415	0,64/0,66	0,17; 5КМВ	5170	3180	2560	1920	1160	–	–	–	–	
г/п Кушум														
Q _{ср} , м ³ /с	1913–1957	300/300 (12)	0,61/0,61 (13)	0,35; 2,5П	909	658	543	426	256	183	116	94,2	72,3	
	1978–2014	258/258 (7,5)	0,37/0,37 (13,5)	0,28; 1,5П	519	430	386	336	250	202	143	118	75,2	
Q _{макс} , м ³ /с	1912–1957	2210/2170	0,89/1,01	0,18; 2,1КМВ	10100	6490	4940	3430	1455	–	–	–	–	
	1978–2014	1030/1030 (5,7)	0,35/0,35 (11)	0,18; 2,1П	9840	6460	4950	3490	1560	853	329	205	111	
г/п Махамбет (Тополи)														
Q _{ср} , м ³ /с	1920–1957	128/128 (14,5)	0,57/0,57 (17,5)	0,51; 2,4П	361	268	225	180	113	82,4	52,7	42,7	30,8	
	1978–2014	149/149 (5,7)	0,32/0,32 (18,8)	0,13; 1,5П	275	233	212	187	145	121	90,7	77,7	55,0	
Q _{макс} , м ³ /с	1920–2057	1740/1740 (14)	0,70/0,73 (8,2)	0,25; 2,2П	6040	4240	3430	2600	1420	928	486	348	222	
	1978–2014	1545/1545 (6,7)	0,40/0,40 (12,5)	0,05; 0,25П	3030	2580	2340	2060	1540	1210	760	549	150	
г/п Каргала														

¹ в скобках даны относительные ошибки расчета (в %);
 КМ – распределение Крицкого-Менкеля;
 КМВ – усеченное распределение Крицкого-Менкеля;
 П – распределение Пирсона III типа

Снижение C_v , за редким исключением, зафиксировано и у остальных характеристик стока – у максимальных за год расходов воды ($Q_{\text{макс}}$) и объема стока половодья, минимальных расходов летне-осенней ($Q_{\text{минЛО}}$) и зимней ($Q_{\text{минЗ}}$) межени, объема стока за летне-осеннюю и зимнюю межени (табл. 2; рис. 9–10).

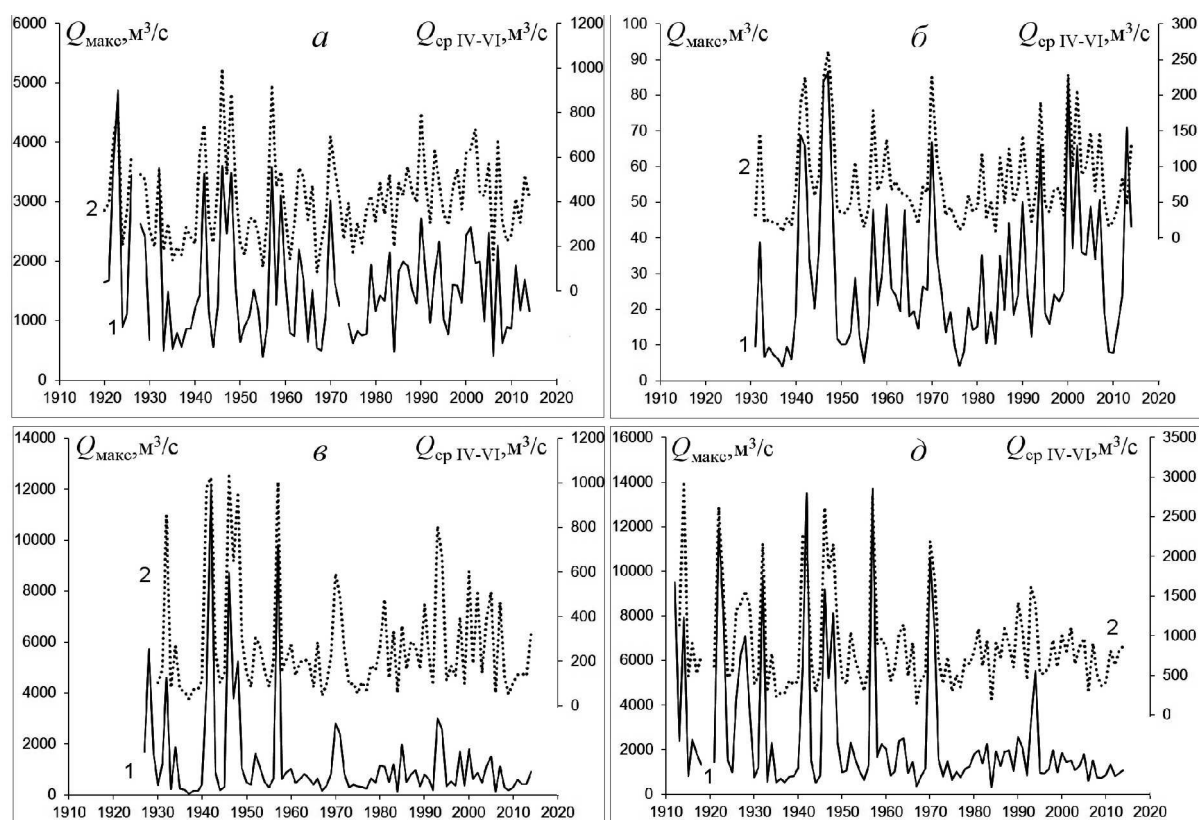


Рисунок 9 – Многолетние изменения максимальных за год (1) и средних за месяцы весеннего половодья (2; IV–VI) расходов воды в р. Сакмара (а) и р. Урал (б–д)
Посты: а – Каргала, б – Кизильское, в – Оренбург; г – Кушум.

Последовало изменение самой величины годового стока, других числовых характеристик. На зарегулированных участках Урала, на постах, замыкающих территории с масштабной водохозяйственной деятельностью, самым маловодным периодом был 1958–1977 гг. (рис. 8, табл. 1). Но в 1978–2014 гг., несмотря на нарастание объемов водопотребления в бассейне (рис. 6) и потерь на испарение, водность Урала увеличилась вследствие улучшения условий увлажнения в бассейне. Рост обеспечили положительные тенденции в многолетнем ходе всех сезонных составляющих годового стока (табл. 1; рис. 9–10).

Похожая ситуация наблюдалась на Сакмаре, исключая 1958–1977 гг., водность которых была даже выше, чем до 1957 г. Кроме того, в 1930–1957 гг. многолетний ход ее среднегодовых расходов воды аппроксимируется не только положительным, как у других рек, но и статистически значимым трендом. Причина отличий – отсутствие масштабной водохозяйственной деятельности на водосборе притока. На равнинных и степных реках левобережной части бассейна рост в третий период если и был, то совсем незначительный. Стационарность рядов по среднему (согласно t -test) не нарушена, чего нельзя сказать о $Q_{\text{макс}}$ в среднем и нижнем течении Урала, причем как с переходом во второй, так и в третий периоды; о $Q_{\text{минЗ}}$ и W_3 на многих постах, включая слабо освоенные реки и, главным образом, с наступлением третьего периода. Об остальных изменениях в сезонном стоке будет сказано в п. 4.

На сток и водный режим р. Илек существенно повлияла эксплуатация Каргалинского и Актюбинского водохранилищ, что подтверждают и выводы в [17].

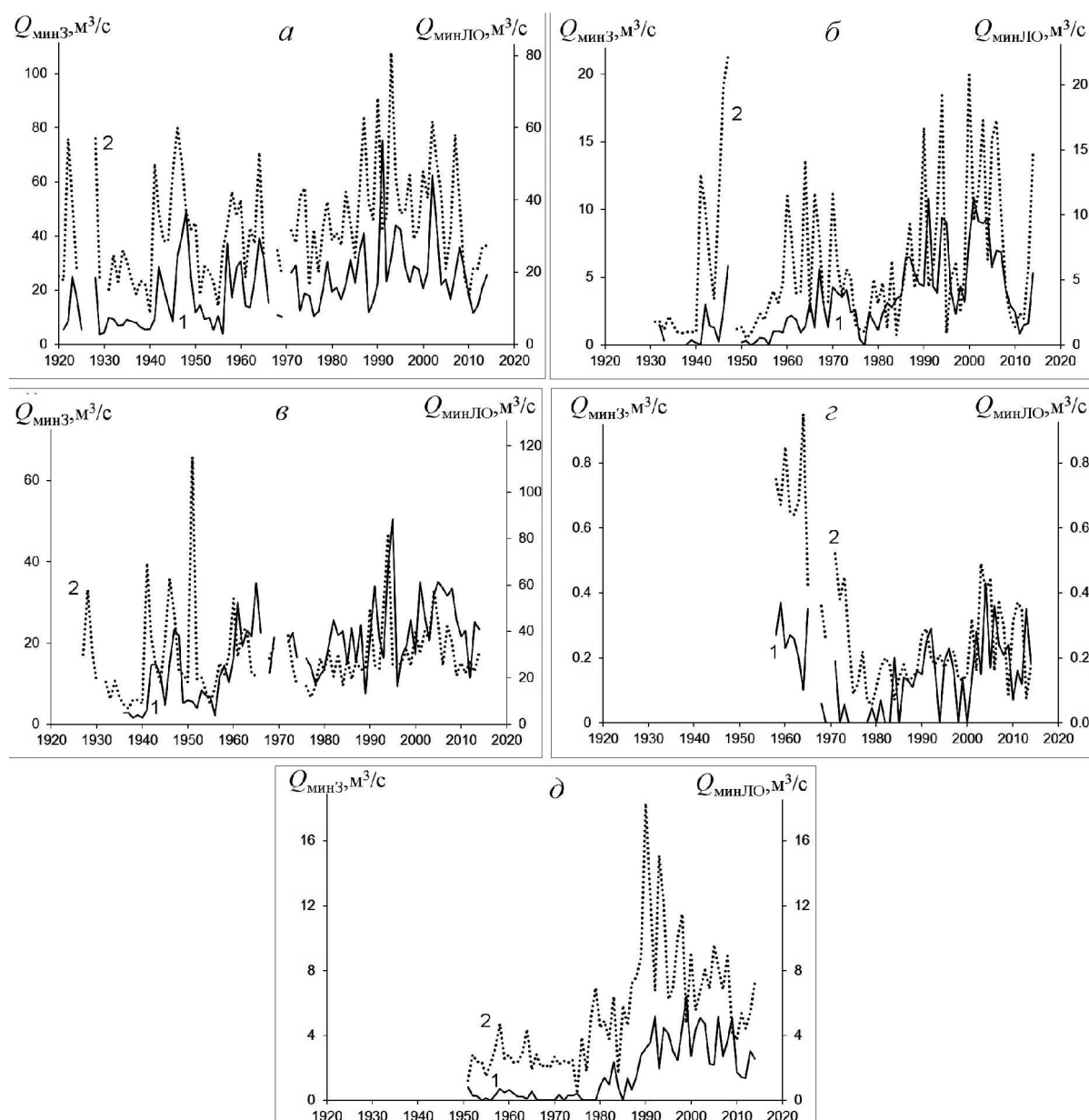


Рисунок 10 – Многолетние изменения минимальных за зимнюю (1) и летне-осеннюю (2) межени расходов воды в рр. Сакмара (а, г/п Каргала), Урал (б, г/п Кизильское; в, г/п Оренбург), Ор (г, г/п Истемес) и Илек (д, г/п Веселый № 1)

Погрешности выборочных оценок параметров распределения годового стока не всегда укладываются в требуемые пределы (<10 %) (табл. 2). Одна из причин – короткие ряды в границах характерных выделенных периодов. Другие – высокая изменчивость и скоррелированность стока. Что можно сделать для снижения случайных ошибок, поиска оптимальных аналитических кривых обеспеченностей? Либо продлить ряды, приведя наблюдаемый сток к естественным значениям (прибегнув к статистическим, или водно-балансовым методам). Либо дополнительно привлечь значения за другие периоды, если нарушения стационарности по дисперсии и среднему не было. Например, для большинства рассматриваемых постов, за исключением р.Илек, можно объединить 2-й и 3-й периоды. Критериально их средние и дисперсии значимо (на уровне 5 %) не различаются. Такие расчеты авторами выполнены. В отношении 1-го периода спасением служит лишь продление рядов.

Колебания среднегодовых расходов воды имеют циклический характер, что показательно иллюстрируют РИК (рис. 8). Продолжительность циклов на нижнем Урале составила за 1913–2014 гг. 4,9 лет, далее следуют 11,3, 14,6, 7,3 и 6 лет. Также выделяются периоды продолжительностью 8,5, 4,6, 20,4 и 25,5 лет. На посту Кушум с 1970-х гг.

сменилось 5 временных отрезка разной водности: повышенной (1987–1994 гг. с $K_{cp} = 1,29$ и 2000–2005 гг. с $K_{cp} = 1,22$), включая 2013 и 2014 гг., и пониженной водности (1972–1986 гг. с $K_{cp} = 0,73$, 1995–1999 гг. с $K_{cp} = 0,84$ и 2006–2012 гг. с $K_{cp} = 0,68$). Для верховьев и притоков Урала (в пределах Челябинской обл.) этот вопрос, в том числе в отношении сезонного стока, подробно исследован Бубиным М.Н. [10].

4. Изменения водного режима рек бассейна Урала

4.1. Сток половодья

По типу водного режима реки бассейна р. Урал относят к Казахстанскому типу [2, 12]. Лишь горные реки в северной лесной части бассейна имеют Восточно-Европейский тип. Реки отличает крайняя неравномерность распределения стока в течение года, что служит одним из аргументов необходимости строительства прудов и водохранилищ. Основная фаза водного режима – весеннее половодье. Во время него в естественных условиях проходило 75–85 % годового стока (табл. 1) и $Q_{макс}$. Между параметрами половодья и годовым стоком существовали довольно тесные связи вида $W_{п} = f(Q_{макс})$ и $W_{зод} = f(W_{п})$, упрощающие задачи их расчета и своего рода прогноза, в том числе соответствующих заданным обеспеченностям.

На г/п Кушум до 1958 г. их можно аналитически описать уравнениями:

$$W_{зод} = 1,07 \times W_{п} + 1,05 \quad (R_2 = 0,99);$$

$$W_{п} = -1,2 \times 10^{-7} \times Q_{2макс} + 0,003 \times Q_{макс} + 1,1 \quad (R_2 = 0,93);$$

на г/п Тополи:

$$W_{зод} = 1,13 \times W_{п} + 0,81 \quad (R_2 = 0,99);$$

$$W_{п} = -4,8 \times 10^{-7} \times Q_{2макс} + 0,006 \times Q_{макс} - 0,86 \quad (R_2 = 0,98).$$

Характерно, что кривая зависимости $W_{п} = f(Q_{макс})$ на г/п Тополи расположена выше аналогичной кривой на г/п Кушум, что свидетельствует о распластывании волны половодья и значительном снижении ее высоты между этими постами. Зависимости же $W_{зод} = f(W_{п})$ обоих постов почти идентичны. Хорошая зависимость и между характеристиками максимального стока постах Кушум и Тополи, а также между изменением $Q_{макс}$ на участках Кушум и Тополи (Махамбет), Тополи (Махамбет) и Атырау. Изучению последних посвящена статья [14].

С завершением условно-естественного периода параметры весеннего половодья изменились (табл. 1–3; рис. 9,11). Снизилась его доля: в пределах месяцев IV–VI – до 65–75 % (за исключением р. Орь). На постах Кушум и Махамбет (Тополи) $W_{п}$ уменьшился соответственно на 2 и 1,1 км³, или на 23,5 и 16,7 % (табл. 3). На участках рек, испытывающих заметное техногенное воздействие, главным образом со стороны водохранилищ, уменьшились $Q_{макс}$, высота половодья и опасность наводнений. Границы половодья сместились на более ранние даты; изменились параметры кривых обеспеченностей $W_{п}$ и $Q_{макс}$, форма гидрографа половодья (табл. 2, 3; рис. 11). Ниже Ириклинского водохранилища волна половодья на р. Урал стала мало заметной [1, 6]. Но уже после впадения Сакмары влияние водохранилища на гидрограф р. Урал частично «размывается», но полностью не исчезает, как это утверждается в [6]. Тем не менее, на посту Кушум длительность подъема половодья выросла в среднем с 25,7 сут. в 1936–1957 гг. до 39,5 сут. в 1978–2012 гг.

Вершина половодья стала более сглаженной и меньшей высоты, длительность спада уменьшилась с 84,1 до 63,9 сут. Интересно, что смещение дат начала и окончания половодья на более ранние сроки отвечает естественному отклику режима рек на климатическое потепление, тогда как, наоборот, более позднее прохождение $Q_{макс}$ (табл. 3) – вероятно, влиянию водохранилища. Дважды $Q_{макс}$ наблюдались в июне. Схожие выводы в [48] получены и для р. Илек, а также связь между изменениями величинами и датами $Q_{макс}$ в целом для рек Казахстана.

Таблица 3 – Хронологические границы главных гидрологических сезонов в нижнем течении р. Урал

Характеристика	Половодье				Летне-осенняя межень			Зимняя межень			
	дата начала	дата $Q_{\text{макс}}$ окончания	дата окончания	продолжительность, сут.	объем стока, км ³	продолжительность, сут.	объем стока, км ³	дата начала	дата окончания	продолжительность, сут.	объем стока, км ³
	г/л Кушум, 1936–1957 г.										
Средняя	6 апр.	2 мая	24 июл.	110	8,5	116	1,08	19 нояб.	6 апр.	139	0,60
Наиб. (ранняя)	15 мар.	2 апр.	19 июн.	140	22,6	156	2,46	1 нояб.	14 мар.	164	1,43
Наим. (поздняя)	17 апр.	21 мая	18 авг.	75	2,2	87	0,53	9 дек.	16 апр.	112	0,24
	г/л Кушум, 1978–2012 г.										
Средняя	29 мар.	7 мая	9 июл.	103	6,5	140	1,89	28 нояб.	28 мар.	122	1,08
Наиб. (ранняя)	1 мар.	10 апр.	25 апр.	140	13,9	210	3,49	8 нояб.	28 февр.	146	2,31
Наим. (поздняя)	12 апр.	3 июн.	8 авг.	30	0,9	105	0,98	19 дек.	11 апр.	93	0,37
	г/л Тополи, 1936–1957 г.										
Средняя	7 апр.	13 мая	29 июл.	115	6,6	119	1,12	26 нояб.	6 апр.	131	0,59
Наиб. (ранняя)	19 мар.	19 апр.	1 июл.	143	17,8	150	2,29	7 нояб.	18 мар.	156	1,34
Наим. (поздняя)	22 апр.	2 июн.	14 авг.	88	2,1	95	0,52	19 дек.	21 апр.	106	0,23
	г/л Махамбет, 1978–2014 г.										
Средняя	4 апр.	23 мая	16 июл.	104	5,5	141	1,67	4 дек.	3 апр.	120	1,02
Наиб. (ранняя)	15 мар.	20 апр.	3 мая	143	10,6	209	3,20	30 окт.	14 мар.	162	2,52
Наим. (поздняя)	17 апр.	20 июн.	12 авг.	23	0,6	93	0,13	6 янв.	16 апр.	100	0,35
	г/л Атырау, 1978–2014 г.										
Средняя	20 мар.	–	–	–	–	–	–	5 дек.	19 мар.	105	–
Наиб. (ранняя)	25 фев.	–	–	–	–	–	–	11 нояб.	24 февр.	137	–
Наим. (поздняя)	7 апр.	–	–	–	–	–	–	4 янв.	6 апр.	76	–

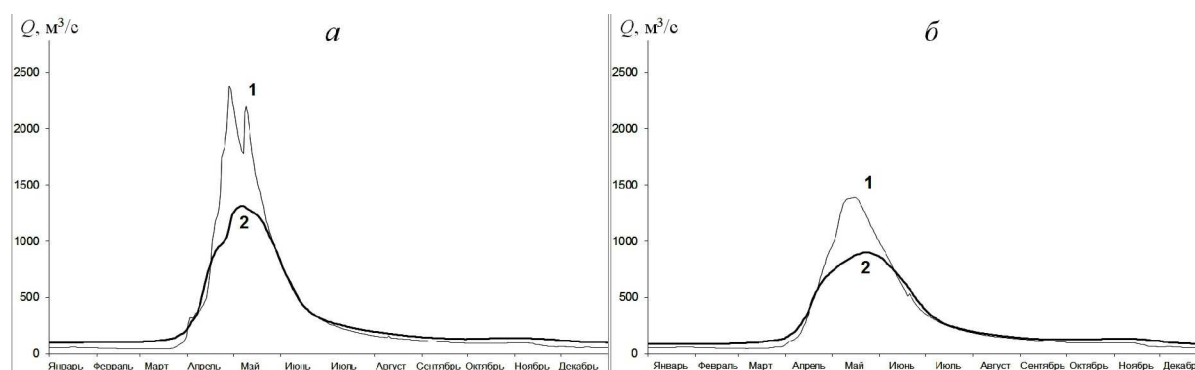


Рисунок 11 – Осредненные гидрографы р.Урала в створах постов Кушум (а) и Махамбет (б) за 1936–1957 гг. (1) и 1978–2014 гг. (2)

Поменялся характер связей между параметрами стока. Прежде всего, ухудшилась их теснота:
на Кушуме:

$$W_{год} = 1,15 \times W_{п} + 1,95 (R_2 = 0,93);$$

$$W_{п} = -8,06 \times 10^{-7} \times Q_{2макс} + 0,0069 \times Q_{макс} - 1,55 (R_2 = 0,85);$$

на Махамбет:

$$W_{год} = 1,2 \times W_{п} + 1,59 (R_2 = 0,95);$$

$$W_{п} = -8,17 \times 10^{-7} \times Q_{2макс} + 0,005 \times Q_{макс} - 0,57 (R_2 = 0,93).$$

По сути, перестала действовать связь между $W_{п}$ и $W_{ЛО}$. Между максимальными расходами воды на постах Кушум и Махамбет вид зависимости почти не изменился, даже несмотря на перенос замыкающего створа из с. Тополи в пос. Махамбет.

4.2. Сток летне-осенней и зимней межени

Вторая важная фаза водного режима на реках бассейна р. Урал – летне-осенняя межень с паводками, начинающаяся с окончанием половодья (в июне–июле) и завершающаяся с установлением ледостава на реках (в ноябре–декабре). На притоках Урала и в его верховьях она может прерываться значительными по высоте дождевыми паводками, которые к низовьям реки существенно расплываются и практически не нарушают гидрограф межени; а на небольших реках левобережной сухостепной части – периодами отсутствия стока. Антропогенные и климатические факторы благоприятно повлияли на параметры летне-осенней межени, увеличив объем стока сезона года с июля по ноябрь в 1,3–1,6 раза и более (за исключением р. Орь), его долю в годовом стоке (варьировалась от 5–20 %, стала 15–25 %), минимальные суточные и 30-суточные расходы воды (табл. 1; рис. 10–11). Сама межень стала более продолжительной: на постах Кушум и Махамбет (Тополи) на 23 сут. (табл. 3). Изменился характер зависимости между стоком летне-осенней и зимней межени, которую можно использовать (для нижнего Урала) как прогностическую, правда с получением очень приближенных оценок. Увеличилась теснота связи между значениями характеристик стока летне-осенней межени соседних лет.

Аналогичные по направленности изменения, но бóльшие по величине, зафиксированы в отношении параметров зимней межени (третьей основной фазы водного режима), за исключением лишь одного – ее продолжительность уменьшилась соответственно на 17 и 11 сут. Тенденции изменения скоррелированности стока смежных лет разнонаправленные.

Исследования выполнены за счет гранта РФФИ № 14-17-00155.

Литература:

1. Вода России. Речные бассейны. – Екатеринбург, 2000. – 536 с.
2. Ресурсы поверхностных вод СССР (а). – Л., 1970. – Т. 12. – Вып. 2. – 512 с.

3. Алферов И.Н., Яковенко Н.В. Водопользование в бассейне реки Урал: современное состояние и геоэкологические проблемы // Бюллетень Оренбургского научного центра УрО РАН. – 2015. – № 2. – С. 1–8.
4. Ресурсы поверхностных и подземных вод, их использование и качество // Государственный водный кадастр – Л., СПб., М., 1981–2014.
5. Глобально значимые водно-болотные угодья Казахстана (Дельта реки Урал и прилегающее побережье Каспийского моря). – Астана, 2007. – 264 с.
6. Чибилев А.А. Бассейн Урала: история, география, экология. – Екатеринбург, 2008. – 312 с.
7. Чибилев А.А., Сивохип Ж.Т. Урало-Каспийский трансграничный бассейн: современное геоэкологическое состояние и перспективы российско-казахстанского сотрудничества // Современные проблемы аридных и семиаридных экосистем юга России. – Ростов-на-Дону, 2006. – С. 290–301.
8. Национальный атлас России. – М., 2007. – Т. 2. – 496 с.
9. Национальный атлас Республики Казахстан. – Алматы, 2010. – Т. I. – 150 с.
10. Бубин М.Н. Многолетние колебания сезонного стока рек Челябинской области : автореф. канд. дисс. – Челябинск, 2007. – 20 с.
11. Магрицкий Д.В., Полонский В.Ф. Сток воды и наносов основных рек, впадающих в Каспийское море // Устья рек Каспийского региона: история формирования, современные гидролого-морфологические процессы и опасные гидрологические явления. – М., 2013. – С. 72–99.
12. Ресурсы поверхностных вод СССР. – Л., 1966. – Т. 12. – Вып. 3. – 515 с.
13. Sivokhip Zh.T., Pavleichik V.M., Chibilev A.A., Padalko Yu.A. Problems of Dependable Water Use in the Transboundary Ural River Basin // Water Resources. – 2017. – Vol. 44. – No. 4. – P. 673–684.
14. Гальперин Р.И., Колча Т.В., Авезова А. Река Жайык (Урал): Угроза наводнений в нижнем течении в современных условиях // Гидрометеорология и экология. – 2008. – №4. – С. 155–165.
15. Магрицкий Д.В., Алексеевский Н.И. Современные опасные гидрологические явления в устьях рек // Устья рек Каспийского региона: история формирования, современные гидролого-морфологические процессы и опасные гидрологические явления. – М., 2013. – С. 630–664.
16. Полонский В.Ф., Михайлов В.Н., Кравцова В.И., Остроумова Л.П., Исупова М.В. Современные гидролого-морфологические процессы в устьевой области Урала // Устья рек Каспийского региона: история формирования, современные гидролого-морфологические процессы и опасные гидрологические явления. – М., 2013. – С. 448–482.
17. Абдрахимов Р.Г., Чигринцев А.Г. Проблемы оценки влияния хозяйственной деятельности на сток некоторых рек Западного Казахстана // Гидрометеорология и экология. – 2009. – №1. – С. 18–22.
18. Ивкина Н.И. Изменение притока воды в Каспийское море в результате антропогенного воздействия и изменения климата на примере р. Жайык (Урал) // Гидрометеорология и экология. – 2016. – № 3. – С. 50–55.
19. Mikhailov V.N., Magritsky D.V., Kravtsova V.I., Mikhailova M.V., Isupova M.V. The Response of River Mouths to Large-Scale Variations in Sea Level and River Runoff: Case Study of Rivers Flowing into the Caspian Sea // Water Resources. – 2012. – Vol. 39. – No.1. – P. 11–43.
20. Кенжебаева А.Ж., Магрицкий Д.В., Евстигнеев В.М., Юмина Н.М., Школьный Д.И., Ермакова Г.С., Похорская В.П. Закономерности, оценки и факторы современных и будущих изменений стока и водного режима рек в бассейне р. Жайык (Урал) // Труды III Всероссийской научной конференции «Водные и экологические проблемы Сибири и Центральной Азии». – Барнаул, 2017. – Т. IV. – С. 27–39.
21. Гидрологический ежегодник. – Л., 1948–1982. – Т. 4. – Вып. 8–9.
22. Ежегодные данные о режиме и ресурсах поверхностных вод суши // Государственный водный кадастр. – Обнинск–Самара, 1984–2016. – Т. I. – Вып. 24.
23. Ежегодные данные о режиме и ресурсах поверхностных вод суши // Государственный водный кадастр. – Обнинск, Актюбинск, Алматы, 1984–1997. – Т. V. – Вып. 2.
24. Ежегодные данные о режиме и ресурсах поверхностных вод суши // Государственный водный кадастр. – Алматы, 2000–2016. – Ч. 1. – Вып. 4.
25. Георгиевский В.Ю., Цыценко К.В., Шалыгин А.Л. Оценка притока поверхностных вод в Каспийское море // Гидрометеорологические аспекты проблемы Каспийского моря и его бассейна. – СПб., 2003. – С. 217–229.
26. Гидрометеорология и гидрохимия морей. – С-Пб., 1992. – Т. VI. – Вып. 1: Гидрометеорологические условия. – 360 с.
27. Демин А.П. Современные изменения водопотребления в бассейне Каспийского моря // Водные ресурсы. – 2007. – Т. 34. – № 3. – С. 259–275.

28. Демин А.П. Использование водных ресурсов России: современное состояние и перспективные оценки : автореф. докт. дисс. – М., 2011. – 51 с.
29. Ресурсы поверхностных вод СССР (б). – Л., 1970. – Т. 12. – Вып. 2. – Прил. – 155 с.
30. Родионов В.З. Влияние хозяйственной деятельности на сток р. Урала // Труды ГГИ. – 1977. – Вып. 239. – С. 109–122.
31. Шикломанов И.А. Антропогенные изменения водности рек. – Л., 1979. – 302 с.
32. Гандин Л.С., Каган Р.Л. Статистические методы интерпретации метеорологических данных. – Л., 1976. – 280 с.
33. Кислов А.В., Бабина Е.Д. Оценка качества воспроизводимых моделью MM5 температуры и осадков летом в центральном районе европейской территории России // Метеорология и гидрология. – 2008. – Т. 7. – С. 29–37.
34. Богданова Э.Г., Гаврилова С.Ю. Устранение неоднородности временных рядов осадков, вызванной заменой дождемера с защитой Нифера на осадкомер Третьякова // Метеорология и гидрология. – 2008. – Т. 8. – С. 87–102.
35. Второй оценочный доклад Росгидромета об изменениях климата и их последствиях на территории Российской Федерации. – М., 2014. – 1017 с.
36. СП 33-101-2003. Определение основных расчетных гидрологических характеристик. – М., 2004. – 74 с.
37. Магрицкий Д.В. Речной сток и гидрологические расчеты : Практические работы с выполнением при помощи компьютерных программ. – М., 2014. – 184 с.
38. Водные ресурсы России и их использование. – СПб, 2008. – 598 с.
39. Каталог «Водохранилища СССР». – М. : Союзводпроект, 1988. – 276 с.
40. Чибилев А.А., Падалко Ю.А. Современная антропогенная нагрузка в бассейне реки Сакмары и проблемы ее ограничения // Известия Самарского научного центра РАН. – 2014. – Т.16. – № 5. – С. 304–307.
41. Вуглинский В.С. Водные ресурсы и водный баланс крупных водохранилищ СССР. – Л., 1991. – 223 с.
42. Шикломанов И.А., Веретенникова Г.М. Влияние водохранилищ на годовой сток рек СССР // Труды ГГИ. – 1977. – Вып. 237. – С. 27–48.
43. Водные ресурсы СССР и их использование. – Л., 1987. – 300 с.
44. Прягина Г.В. Оценка влияния крупных водохранилищ на сток рек в нижнем бьефе : автореф. канд. дисс. – СПб., 2003. – 22 с.
45. Григорьев О.М. Оценка влияния промышленно-коммунального водопотребления на сток р. Урал // Труды ГГИ. – 1981. – Вып. 273. – С. 45–61.
46. Давлетгалиев С.К. Поверхностные водные ресурсы рек Жайык – Каспийского бассейна в границах Республики Казахстан // Гидрометеорология и экология. – 2011. – № 1. – С. 56–65.
47. Тленбеков О.К. Гидрология устьевой области Урала : автореф. канд. дисс. – Алмата, 1967. – 22 с.
48. Гальперин Р.И. Изменение сроков прохождения волны половодья как следствие потепления климата // Вопросы географии и геоэкологии. – 2012. – № 3. – С. 21–26.

References:

1. Water of Russia. River basins. – Yekaterinburg, 2000. – 536 p.
2. Resources of a surface water of the USSR (a). – L., 1970. – Т. 12. – Issue 2. – 512 p.
3. Alferov I.N., Yakovenko N.V. Water use in a river basin the Urals: current state and geo-environmental problems // Bulletin of the Orenburg scientific center OurO RAHN. – 2015. – No. 2. – P. 1–8.
4. Resources of surface and underground water, their use and quality // State water inventory – L., SPb., M., 1981–2014.
5. Globally significant wetlands of Kazakhstan (Delta of Ural River and adjacent coast of the Caspian Sea). – Astana, 2007. – 264 p.
6. Chibilev A.A. Basin of the Urals: history, geography, ecology. – Yekaterinburg, 2008. – 312 p.
7. Chibilev A.A., Sivokhip Zh.T. Uralo-Kaspiysky cross-border pool: modern geoecological state and prospects of the Russian-Kazakhstan cooperation // Modern problems of arid and seven-arid ecosystems of the South of Russia. – Rostov-on-Don, 2006. – P. 290–301.
8. National atlas of Russia. – M, 2007. – Т. 2. – 496 p.
9. National atlas of the Republic of Kazakhstan. – Almaty, 2010. – Т. 1. – 150 p.
10. Bubin M.N. Long-term fluctuations of a seasonal drain of the rivers of Chelyabinsk region : avtoref. edging. yew. – Chelyabinsk, 2007. – 20 p.
11. Magritsky D.V., Polonsky V.F. A drain of water and deposits of the main rivers flowing into the Caspian Sea // Mouths of the rivers of the Caspian region: formation history, modern guide-rologo-morphological processes and dangerous hydrological phenomena. – M, 2013. – P. 72–99.

12. Resources of a surface water of the USSR. – L., 1966. – T. 12. – Issue 3. – 515 p.
13. Sivokhip Zh.T., Pavleichik V.M., Chibilev A.A., Padalko Yu.A. Problems of Dependable Water Use in the Transboundary Ural River Basin // *Water Resources*. – 2017. – Vol. 44. – No. 4. – P. 673–684.
14. Galperin R.I., Kolcha T.V., Avezov A. Reka Zhayyk (Urals): Threat of floods in the lower current in modern conditions // *Hydrometeorology and ecology*. – 2008. – No. 4. – P. 155–165.
15. Magritsky D.V., Alekseevsky N.I. The modern dangerous hydrological phenomena in mouths of the rivers // *Mouths of the rivers of the Caspian region: formation history, modern hidrologo-morphological processes and dangerous hydrological phenomena*. – M., 2013. – P. 630–664.
16. Polonsky V.F., Mikhaylov V.N., Kravtsova V.I., Ostroumova L.P., Isupova M.V. Modern hidrologo-morphological processes in the estuarial area of the Urals // *Mouths of the rivers of the Caspian region: formation history, modern hidrologo-morphological processes and dangerous hydrological phenomena*. – M., 2013. – P. 448–482.
17. Abdrakhimov R.G., Chigrinets A.G. Problems of assessment of influence of economic activity on a drain of some rivers of the Western Kazakhstan // *Hydrometeorology and ecology*. – 2009. – No. 1. – P. 18–22.
18. Ivkina N.I. Change of inflow of water to the Caspian Sea as a result of anthropogenic influence and climate change on the example of the Zhayyk River (Urals) // *Hydrometeorology and ecology*. – 2016. – No. 3. – P. 50–55.
19. Mikhailov V.N., Magritsky D.V., Kravtsova V.I., Mikhailova M.V., Isupova M.V. The Response of River Mouths to Large-Scale Variations in Sea Level and River Runoff: Case Study of Rivers Flowing into the Caspian Sea // *Water Resources*. – 2012. – Vol. 39. – No. 1. – P. 11–43.
20. Kenzhebayeva A.Zh., Magritsky D.V., Yevstigneyev V.M., Yumina N.M., School D.I., Ermakova G.S., Pokhorskaya V. P. Regularities, estimates and factors of modern and future changes of a drain and the water mode of the rivers in the basin of the Zhayyk River (Urals) // *Works III of the All-Russian scientific conference «Water and Environmental Problems of Siberia and Central Asia»*. – Barnaul, 2017. – T. IV. – P. 27–39.
21. *Hydrological year-book*. – L., 1948–1982. – T. 4. – Issue 8–9.
22. Annual data on the mode and resources of a surface water of sushi // *State water inventory*. – Obninsk–Samara, 1984–2016. – T. I. – Issue 24.
23. Annual data on the mode and resources of a surface water of sushi // *State water inventory*. – Obninsk, Aktyubinsk, Almaty, 1984–1997. – T. V. – Issue 2.
24. Annual data on the mode and resources of a surface water of sushi // *State water inventory*. – Almaty, 2000–2016. – P.1. – Issue 4.
25. Georgiyevsky V.Yu., Tsytsenko K.V., Shalygin A.L. Assessment of inflow of a surface water to the Caspian Sea // *Hydrometeorological aspects of a problem of the Caspian Sea and its pool*. – SPb., 2003. – P. 217–229.
26. *Hydrometeorology and hydrochemistry of the seas*. – SPb., 1992. – T. VI. – Issue 1: Hydroweather conditions. – 360 p.
27. Dyomin A.P. Modern changes of water consumption in the basin of the Caspian Sea // *Water resources*. – 2007. – T. 34. – No. 3. – P. 259–275.
28. Dyomin A.P. Use of water resources of Russia: current state and perspective estimates : avtoref. dok. yew. – M., 2011. – 51 p.
29. Resources of a surface water of the USSR. – L., 1970. – T. 12. – Issue 2. – Applications. – 155 p.
30. Rodionov V.Z. Influence of economic activity on a drain of the Urals River // *Works GGI*. – 1977. – Issue 239. – P. 109–122.
31. Shiklomanov I.A. Anthropogenic changes of water content of the rivers. – L., 1979. – 302 p.
32. Gangding L.S., Kagan R.L. Statistical methods of interpretation of meteorological data. – L., 1976. – 280 p.
33. Kislov A.V., Babina E.D. Assessment of quality the reproduced MM5 model of temperature and rainfall in the summer in the central region of the European territory of Russia // *Meteorology and a hydrology*. – 2008. – T. 7. – P. 29–37.
34. Bogdanova E.G., Gavrilova S.Yu. Elimination of the heterogeneity of temporary ranks of rainfall caused by replacement of a rain gage with Nifer's protection on Tretyakov's snow-rain recorder // *Meteorology and a hydrology*. – 2008. – T. 8. – P. 87–102.
35. The second estimated report of Roshydromet on climate changes and their consequences in the territory of the Russian Federation. – M., 2014. – 1017 p.
36. CP 33-101-2003. Definition of the main settlement hydrological characteristics. – M., 2004. – 74 p.
37. Magritsky D.V. River drain and hydrological calculations: Practical works with performance by means of computer programs. – M., 2014. – 184 p.
38. *Water resources of Russia and their use*. – SPb., 2008. – 598 p.

39. Vodokhranilisha of the USSR catalog. – M. : Soyuzvodproyekt, 1988. – 276 p.
40. Chibilev A.A., Padalko Yu.A. Modern anthropogenic loading in a river basin of Sakmara and a problem of her restriction // News of the Samara scientific center of RAS. – 2014. – T.16. – No. 5. – P. 304–307.
41. Vuglinsky V.S. Water resources and water balance of large reservoirs of the USSR. – L., 1991. – 223 p.
42. Shiklomanov I.A., Veretennikova G.M. Influence of reservoirs on an annual drain of the rivers of the USSR // Works GGI. – 1977. – Issue 237. – P. 27–48.
43. Water resources of the USSR and their use. – L., 1987. – 300 p.
44. Pryakhina G.V. Assessment of influence of large reservoirs on a drain of the rivers in the lower byef : avtoref. edging. yew. – SPb., 2003. – 22 p.
45. Grigoriev O.M. Assessment of influence of industrial and municipal water consumption on a drain of the Urals River // Works GGI. – 1981. – Issue 273. – P. 45–61.
46. Davletgaliyev S.K. Superficial water resources of the Zhayyk Rivers – the Caspian basin in borders of the Republic of Kazakhstan // Hydrometeorology and ecology. – 2011. – No. 1. – P. 56–65.
47. Tlenbekov O.K. Hydrology of the estuarial area of the Urals : avtoref. edging. yew. – Almaty, 1967. – 22 p.
48. Galperin R.I. Change of terms of passing of a wave of a high water as a result of warming of climate // Questions of geography and geoecology. – 2012. – No. 3. – P. 21–26.

УДК 622.276.6

**ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ САМБУРГСКОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.
ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ
ПРИРОДНОГО ГАЗА И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА**

**PROSPECTS OF DEVELOPMENT OF THE SAMBURSKOE
OIL, GAS AND CONDENSATE FIELD.
JUSTIFICATION OF TECHNOLOGIES OF AN INTENSIFICATION
OF PRODUCTION OF NATURAL GAS AND GAS CONDENSATE**

Кусов Геннадий Владимирович
аспирант,
Северо-Кавказский федеральный университет
de_france@mail.ru

Березовский Денис Александрович
заместитель начальника цеха,
филиала ООО «Газпром добыча Краснодар»
Каневское газопромислое управление
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Савенок Ольга Вадимовна
доктор технических наук, доцент,
профессор кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений показывает, что можно в значительной мере увеличить дебит отдельных скважин или снизить величину депрессии на пласт при неизменном дебите газа за счёт интенсификации добычи газа. Эти методы также служат единственным средством получения рентабельных дебитов газа в низкопроницаемых коллекторах. Для интенсификации добычи природного газа к забою добывающей скважины обычно применяют гидроразрыв пласта, солянокислотную обработку, гидропескоструйную перфорацию, а также зарезку боковых стволов (в частности, горизонтальных), которая позволяет вовлекать в разработку ранее не задействованные участки пласта. В современных условиях, когда основной фонд добывающих скважин состоит из вертикальных и наклонно-направленных, актуальным становится вопрос о переводе таких скважин в разряд горизонтальных, имеющих ряд преимуществ, позволяющих более рационально и экономически выгодно разрабатывать месторождения.

Ключевые слова: методы интенсификации добычи природного газа и газового конденсата; анализ эффективности методов интенсификации добычи углеводородов; обоснование применения методов интенсификации добычи углеводородов; сайклинг-процесс; гидроразрыв пласта; скважины с горизонтальным участком ствола; зарезка боковых стволов.

Kusov Gennady Vladimirovich
Graduate student,
North-Caucasian Federal University
de_france@mail.ru

Berezovskiy Denis Aleksandrovich
Deputy chief of department,
branch LLC «Gazprom mining Krasnodar»
Kanevskoe gas field management
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Savenok Olga Vadimovna
Doctor of the technical sciences,
Assistant professor, Professor of
the pulpit oil and gas deal of the name
of the professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university

Annotation. Experience of development of gas and gas-condensate fields shows that it is possible to increase considerably an output of certain wells or to reduce depression size on layer at an invariable output of gas at the expense of a gas production intensification. These methods also serve as the only means of receiving profitable outputs of gas in low-permeability collectors. To a face of a production well usually apply layer hydraulic fracturing, hydrochloric acid treatment, hydrosanding perforation and also kickoff of side trunks to an intensification of extraction of natural gas (in particular, horizontal) which allows to involve earlier not involved sites of layer in development. In modern conditions when the fixed assets of production wells consist from vertical and inclined directed, relevant is a question of the transfer of such wells to the category of the horizontal, having a row advantages allowing to develop more rationally and economically fields.

Keywords: methods of an intensification of production of natural gas and gas condensate; analysis of efficiency of methods of an intensification of production of hydrocarbons; justification of application of methods of an intensification of production of hydrocarbons; cycling-process; layer hydraulic fracturing; wells with the horizontal site of a trunk; kickoff of side trunks.

В административном отношении Самбургское месторождение расположено в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области (рис. 1).



Рисунок 1 – Обзорная карта Ямало-Ненецкого автономного округа

Самбургское месторождение, согласно «Обзорной карты Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции» под редакцией Брехунцова А.М., Шпильмана В.И., Нестерова И.И. (ЗапСибНИГНИ, 1990 г.), расположено в Уренгойском нефтегазоносном районе Надым-Пурской нефтегазоносной области.

Промышленная газонефтеносность выявлена в следующих пластах: $БУ_2^{101}$, $БУ_1^{121}$, $БУ_2^{121}$, $БУ_1^{122}$, $БУ_{131}$, $БУ_{141}$, $БУ_{142}$, $БУ_{160}$, $БУ_2^{161}$, $БУ_3^{161}$, $БУ_1^{171}$, $БУ_2^{171}$. Всего на месторождении открыто 18 залежей углеводородов в 12 пластах.

В пределах пласта $БУ_2^{101}$ выделены две залежи: основная – нефтегазоконденсатная, охватывающая значительную площадь месторождения, и газоконденсатная залежь в районе скважины № 170. Общие толщины пласта изменяются от 18,4 м в скважине № 20 до 55,4 м в скважине № 191.

Основная газоконденсатная залежь с нефтяной оторочкой «kozyрькового» типа пластово-сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи в пределах лицензионного участка и принятого ГНК составляют 37,2 x 18,7 км, высота 31,3 м.

Рассматриваемая залежь расположена на территории Самбургского ЛУ и лишь на западе частично заходит в границы Уренгойского ЛУ. Нефтяная оторочка «kozyрькового» типа распространена в северной и восточной частях залежи, доходя на юге до скважин №№ 156 и 166, нефтенасыщенная толщина в которых составляет 2,8 м и 1,8 м соответственно. На юго-западе залежи нефтяная оторочка отсутствует, там газонасыщенный коллектор подстилается пластовой водой, это подтверждено данными интерпретации ГИС в скважинах №№ 35, 212, 741, 194, 207, 222, 208, 738, 178, 183 и 176.

На юге и юго-западе залежь ограничена зоной глинизации, прослеженной по результатам обработки материалов сейсморазведочных работ 3D и данным интерпретации ГИС скважины № 213 Самбургской и № 172 Северо-Есетинской.

Залежь вскрыта бурением 38 скважин, из которых 23 испытаны.

Эффективные общие толщины в границах продуктивности изменяются от 5,2 м в скважине № 220 до 39,2 м в скважине № 151.

Газоконденсатная часть залежи подтверждена данными интерпретации ГИС и испытанием 13 скважин, в которых были получены фонтаны газоконденсатной смеси. При этом дебиты газа сепарации изменяются от 22,4 тыс. м³/сут. (скважина № 212) до 243,1 тыс. м³/сут. (скважина № 165), стабильного конденсата от 0,6 м³/сут. (скважина № 212) до 36,0 м³/сут. (скважина № 159).

ГНК и ГВК определены по результатам интерпретации ГИС в скважинах №№ 169, 180, 196, 259 и 260 на абсолютной отметке – 2951 м.

Нефтяная оторочка «kozyрькового» типа вскрыта 27 скважинами, продуктивность которой подтверждена результатами испытания в 14 скважинах. Дебиты нефти изменяются от 0,49 м³/сут. в скважине № 158 до 13,7 м³/сут. в скважине № 164.

Эффективные газонасыщенные толщины изменяются от 1,4 м (скважина № 222) до 21,0 м (скважина № 160), эффективные нефтенасыщенные – от 1,2 м (скважина № 258) до 9,3 м (скважина № 167).

ВНК в изучаемом районе наклонный: в северо-западной части залежи он принят по кровле первого водонасыщенного пропластка в скважинах №№ 153 и 215 на абсолютной отметке – 2956 м, а в юго-восточной части на абсолютной отметке – 2961 м, по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скважинах №№ 165, 167, 168, 173, 195, 211 и 259.

До 01.01.2012 г. Самбургское месторождение находилось в консервации. Все действующие скважины были остановлены в октябре 2007 года. Консервация месторождения обусловлена отсутствием технических условий на подключение к магистральному газопроводу, незавершенностью строительства УКПГ, отсутствием местного потребителя добываемого газа.

На рассматриваемую дату добыча углеводородов осуществлялась на объектах $БУ_{100}$, $БУ_{101}$, $БУ_2^{121}$, $БУ_{131}$, $БУ_{26}^{141}$, $БУ_3^{141}$ и $БУ_1^{171}$. В добывающем фонде находилось 14 скважин. По состоянию на 01.11.2007 г. в действующем фонде числилось 8 газоконденсатных скважин (№№ 154, 159, 165, 168, 170, 177, 207 и 215) и 2 нефтяных (№№ 214 и 253). Разработка объектов осуществлялась на режимах истощения пластовой энергии.

В 2007 году средний дебит нефти добывающих скважин составлял 47,1 тонн/сут. при среднегодовой обводненности продукции 5,0 %. Эксплуатация нефтяных скважин на протяжении всего рассматриваемого периода осуществлялась фонтанным способом.

Согласно промысловой отчетности, на 01.01.2014 г. на месторождении пробурено 109 скважин, в т.ч. 42 – эксплуатационных, 15 – поисковых, 52 – разведочных. В фонде газоконденсатных пребывает 37 скважин, из них 2 в освоении; в фонде нефтяных 5 скважин, из них 1 бездействующая. Накопленная добыча сухого газа составляет 3545,0 млн. м³, что соответствует 4 % от начальных геологических запасов, числящихся на Государственном балансе по состоянию на 01.01.2012 г.; накопленная добыча конденсата – 1395,2 тыс. тонн, текущий коэффициент извлечения конденсата – 0,048.

Из 37 газоконденсатных скважин 18 горизонтальные, 18 наклонно-направленные (в т.ч. 9 скважин с ЗБС), 1 вертикальная.

В апреле 2012 года на Самбургском месторождении была возобновлена промышленная добыча природного газа и газового конденсата. В течение года в эксплуатацию были введены первая и вторая очереди установки подготовки газа, 46-километровый газопровод, соединяющий установку подготовки газа с ЕСГ, а также 20-километровый конденсатопровод, соединяющий месторождение с конденсатопроводом «Юрхаровское месторождение – Пуровский ЗПК». В 2013 году добыча газа на месторождении составила 1,25 млрд. м³, добыча жидких углеводородов – 170 тыс. тонн.

Анализ эффективности методов интенсификации добычи углеводородов

За время эксплуатации скважин Самбургского месторождения бригадами КРС выполнено 32 ремонта. Основная часть операций направлена на изоляцию притока воды и вывод скважин из консервации. На рисунке 2 представлено распределение произведённых ремонтов по выполненному объёму:

- разбуривание цементного моста при выводе скважин из консервации – 36 % операций;
- установка цементного моста при проведении изоляционных работ – 21 % операций;
- сопровождение промысловых геофизических исследований – 18 % операций;
- реперфорация при выводе скважин из консервации – 18 % операций;
- растепление гидратно-ледяных пробок – 6 % операций;
- цементаж заколонного пространства – 1 % операций.

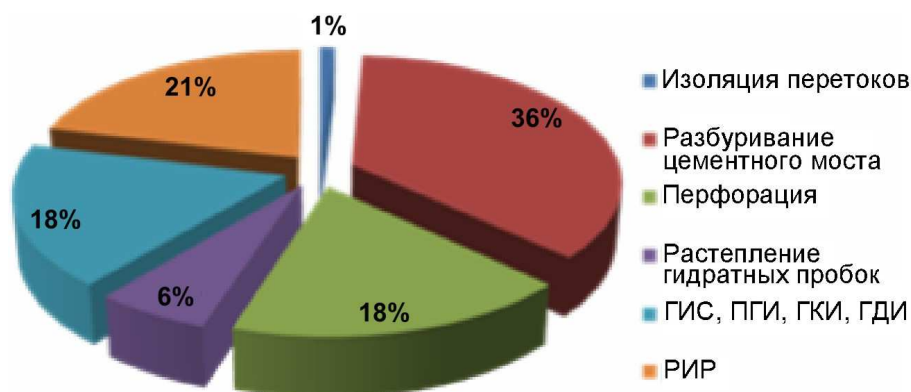


Рисунок 2 – Ремонт скважин Самбургского месторождения

Основные проблемы при эксплуатации добывающего фонда обусловлены прорывом подошвенных и законтурных пластовых вод к забоям скважин, а также поступлением воды из смежных пластов по заколонному пространству. Накопление воды на забое приводило к образованию гидратов и падению коэффициента продуктивности. Мероприятия по устранению данных осложнений оказались малоэффективными. Успешность ГТМ составила 33 %, средняя удельная технологическая эффективность – 0,033 тыс. тонн на 1 скважину по конденсату и 0,033 млн м³ на 1 скважину по газу.

С учётом опыта эксплуатации газовых скважин Самбургского месторождения проектом предусматривается расширенное использование горизонтального бурения, позволяющего при одинаковых отборах газа или жидкости снизить депрессии на пласт и тем самым ограничить негативное воздействие на обсадную колонну и уменьшить вероятность появления прорывов подошвенной и законтурной воды.

Обоснование применения методов интенсификации добычи углеводородов

Сайклинг-процесс

Подавляющее количество ГКМ месторождений ЯНАО разрабатываются на режиме истощения пластовой энергии. Характерной особенностью указанного способа является ретроградная конденсация в пласте высококипящих углеводородов, ведущая к снижению коэффициента извлечения конденсата.

Несмотря на низкие показатели извлечения конденсата, расширенное применение указанного метода объясняется как технологическими, так и сложившимися общеэкономическими факторами.

К числу технологических факторов, сдерживающих создание и широкое внедрение методов воздействия на газоконденсатные залежи, с целью увеличения коэффициента извлечения конденсата (КИК), в первую очередь следует отнести сложность происходящих в пластах процессов ретроградной конденсации флюида и ограниченность способов управления этими процессами.

Увеличение коэффициента конденсатоотдачи (а нередко и газоотдачи) при разработке газоконденсатных месторождений может быть достигнуто путём возврата в пласт в течение определённого периода времени добытого газа, из которого предварительно извлечены компоненты C_{2+} или C_{3+} . Такой режим разработки, обеспечивающий отбор пластового газа с начальным высоким или слабо уменьшающимся содержанием конденсата (благодаря поддержанию давления) получил название сайклинг-процесса.

Ограничивающим фактором применения данного метода является неоднородность геологического пласта. Высоковероятно появление прорывов закачиваемого газа и, как следствие, снижение эффективности. Опыт применения сайклинг-процесса на различных месторождениях показывает, что при вариации коэффициента песчаности более 0,3 частые прорывы газа делают процесс неэффективным. На пластах Самбургского месторождения данный коэффициент превышает указанное число и достигает по пласту $БУ_2^{101}$ значения 0,9.

Таким образом, проведение сайклинг-процесса на месторождении следует признать нецелесообразным.

Гидроразрыв пласта

Гидроразрыв пласта (ГРП) является наиболее востребованным в мире методом интенсификации и повышения углеводородоотдачи пластов, поскольку приводит не только к интенсификации выработки запасов, находящихся в зоне дренирования скважины, но и при определённых условиях позволяет существенно расширить эту зону, приобщив к выработке слабодренируемые зоны и пропластки, и достичь более высокой конечной углеводородоотдачи. Основными критериями выбора скважин для проведения ГРП являются:

- эффективная нефтенасыщенная толщина должна быть не менее 3 м;
- минимальная толщина глинистых разделов в кровле и подошве не менее 6 м;
- отсутствовать слом или смятие колонны;
- герметичность цементного кольца в интервале перфорации и на 20 м вверх и вниз от него;
- расстояние до линии нагнетания и ВНК более 400 м;
- текущая обводнённость – менее 60 %.

Операции ГРП классифицируются по целям применения следующим образом:

- интенсификация дебита скважин, в первую очередь с загрязнённой призабойной зоной, путём увеличения эффективного радиуса за счёт создания высокопроводящих трещин ограниченной длины в средне- и высокопроницаемых пластах, а также в низкопроницаемых достаточно однородных коллекторах;
- обеспечение гидродинамической связи скважины с системой естественных трещин пласта и расширение зоны дренирования с расчленёнными и неоднородными пластами для увеличения темпа отбора извлекаемых запасов, повышения нефтеотдачи за счёт вовлечения в активную разработку слабодренируемых зон и пропластков и увеличения охвата пласта воздействием;
- ввод в разработку низкопроницаемых залежей с потенциальной производительностью скважин в 2–3 раза ниже уровня рентабельной добычи и перевод забалансовых запасов в промышленные.

Значительное расширение области применения технологии гидравлического разрыва пласта достигается применением разработанных за последнее время новых технологий. В связи с появлением новых технологий сейчас практически нет ограничений по проницаемости на применение ГРП, тогда как в соответствии с традиционными представлениями гидроразрыв применялся только на пластах с проницаемостью не ниже средней. В средне- и высокопроницаемых пластах эффективны короткие и широкие высокопроводящие трещины, в низкопроницаемых пластах эффективны трещины большой длины и меньшей проводимости. Увеличение производительности скважин после проведения ГРП определяется соотношением проводимостей пласта и трещин, размерами трещины (причём коэффициент продуктивности скважины не возрастает неограниченно с ростом длины трещины, существует предельное значение длины, превышение которого приводит к слабому росту дебита жидкости). Основные ограни-

чения на применение ГРП относятся к проведению операций в водонефтяных и газонефтяных зонах, которые могут вызвать ускоренное конусообразование и резкий прорыв воды и газа в скважины, а также в истощённых пластах с низкими остаточными запасами, т.к. это не обеспечит окупаемости ГРП. Учитывая увеличение дебита окружающих скважин до 30 % в результате создания трещин гидроразрыва, проектирование разработки с применением ГРП позволяет планировать более редкую сетку скважин.

Технологии ГРП различаются, прежде всего, по объёмам закачки технологических жидкостей и проппантов и, соответственно, по размерам создаваемых трещин.

Технология большеобъёмного ГРП в основном используется для вовлечения в промышленную разработку коллекторов с низкой проницаемостью (менее $0,01 \text{ мкм}^2$ для газовых пластов и менее $0,04 \text{ мкм}^2$ для нефте- и конденсатосодержащих) при эффективной толщине пласта более 30 м. При этом создают трещины полудлиной до 500 м с закачкой от сотен до тысяч кубических метров в пластовых условиях жидкости на углеводородной основе низкого удельного веса или газа (азота, метана и т.д.) с пеной и до 700 тонн проппанта. В большинстве случаев операции оказались успешными и привели к увеличению дебита в 3–10 раз в нефтяных и конденсатных скважинах и 5–20 раз в газовых скважинах. Неудачи обусловлены сложностью управления пространственной ориентацией и размерами образующихся трещин. Трещины вскрывали водогазонасыщенные зоны, выходили за пределы пласта. Применение в большеобъёмном ГРП технологии J-Frac позволило уменьшить толщину разрываемого пласта до 6 м при полудлине трещин до 150 м. Применение подобной технологии в условиях Самбургского месторождения ограничено ввиду небольших толщин продуктивных пластов и высокой вероятности достижения трещинами водонасыщенных зон.

Локальный гидроразрыв необходимо производить для снижения сопротивления призабойной зоны и увеличения эффективного радиуса скважины при кольматации призабойной зоны фильтратом бурового раствора, жидкостью глушения и т.д. в ходе проведения технологических операций. Применяется также для улучшения связи скважины с удалёнными зонами пласта при вскрытии скважиной локальных зон низкой проницаемости. При этом создаются трещины длиной 10–20 м с закачкой десятков кубических метров жидкости и до 10 тонн проппанта. Дебит скважин увеличивается в 2–3 раза.

При локальном ГРП пластов с наличием близко расположенных водонефтяных и газонефтяных контактов и улучшения связи с призабойной зоной основным фактором увеличения производительности скважины является ширина трещины. Для создания коротких широких трещин используется локальный ГРП с технологией TSO, которая позволяет снизить объём жидкости разрыва до $1\text{--}5 \text{ м}^3$, одновременно увеличив массу проппанта до 20 тонн и более. Осаждение проппанта на конце трещины препятствует её росту в длину. Дальнейшая закачка несущей проппант жидкости приводит к увеличению ширины трещины, которая доходит до 2,5 см, тогда как при обычном ГРП ширина трещины составляет 2–4 мм. В результате эффективная проводимость трещины (произведение проницаемости и ширины) составляет $500\text{--}3000 \text{ мкм}^2 \cdot \text{мм}$. Дебит скважин увеличивается в 3–6 раз. Эффективная толщина пласта должна быть не менее 3 м.

Применение технологии локального ГРП в условиях Самбургского месторождения перспективно. Выбор скважин для проведения локального ГРП следует осуществлять из списка боковых стволов и наклонно-направленных скважин объекта и горизонтальных скважин по результатам их испытания после бурения.

Скважины с горизонтальным участком ствола

К одному из современных методов интенсификации добычи углеводородов с применением новых технологий и технических средств относится разработка месторождений с использованием горизонтальных и горизонтально-разветвлённых скважин.

Рассматриваемые скважины имеют большую поверхность вскрытия пласта, что снижает фильтрационное сопротивление в ПЗП и способствует повышению дебитов и углеводородоотдачи. Вследствие увеличения степени охвата пласта дренированием при применении систем ГС и РГС в разработку могут быть вовлечены месторождения с высокой геологической неоднородностью, расчленённостью, наличием многочисленных зон замещения продуктивных пластов и зон выклинивания, высоковязкими нефтя-

ми, а также многообъектных, низкопродуктивных и шельфовых месторождений, разработка которых вертикальными скважинами неэффективна из-за высокой себестоимости добываемой нефти, низкого дебита и неустойчивой их работы.

Конструктивные особенности ГС позволяют получать дебиты, в несколько раз превышающие дебиты вертикальных и наклонно-направленных скважин, причём дебит возрастает за счёт повышения не только депрессии на пласт, но и вследствие увеличения поверхности фильтрации и наращивания числа объектов, вовлекаемых в разработку. Одно из важных преимуществ добычи углеводородов такими скважинами связано с возможностью устойчивой, без осложнений, эксплуатации месторождения при пониженных депрессиях на пласт.

В настоящее время во всех нефтегазодобывающих странах широко применяются горизонтальные скважины. Они позволяют снижать затраты на добычу нефти и газа за счёт существенного увеличения производительности скважин по сравнению с наклонно-направленными и минимизируют затраты на строительство кустов, дорог и вредное воздействие на окружающую среду за счёт сокращения числа скважин, необходимых для разработки месторождений, а также ограничить возможность появления прорывов пластовых вод.

На Самбургском месторождении предусмотрено бурение 609 горизонтальных скважин. В общем случае выбор направления бурения горизонтальных стволов определяется с учётом геолого-промысловых характеристик и размещения соседних скважин, в частности, размещение горизонтального ствола в приконтурных зонах производится параллельно контуру нефтеносности или границе раздела «нефть – вытесняющий агент». При наличии ВНЗ или газонефтяных контактов, для исключения преждевременного прорыва воды или газа, горизонтальные стволы размещаются как можно дальше от них.

Для пластов Самбургского месторождения, имеющих обширные подгазовые и водонефтяные зоны, использование технологии ГС позволит:

- снизить риски появления прорывов подошвенной и законтурной воды;
- уменьшить потери конденсата в призабойной зоне пласта;
- ограничить негативное воздействие на обсадную колонну;
- сократить капитальные затраты на строительство скважин.

Зарезка боковых стволов

На всех разрабатываемых месторождениях имеются бездействующие и малодебитные скважины. Очевидно, что сокращение числа бездействующих и малодебитных скважин является важным резервом увеличения добычи нефти, газа и газового конденсата и позволит получить дополнительную отдачу от ранее сделанных капитальных вложений на бурение этих скважин.

Одним из эффективных методов восстановления бездействующих или увеличения дебита работающих скважин является бурение бокового наклонного или горизонтального ствола из вырезанного участка обсадной эксплуатационной колонны.

Бурение боковых стволов даёт возможность увеличить дебит старой скважины за счёт вскрытия пластов, ранее считавшихся нерентабельными или пропущенных, более продуктивных зон пласта, а также позволяет обойти зоны загрязнения и обводнения пласта.

Стоимость и срок окупаемости капитальных затрат на строительство бокового ствола значительно ниже аналогичных показателей бурения новой скважины за счёт использования большей части ствола существующей скважины и имеющейся инфраструктуры месторождения.

Кроме того, боковой ствол проходит вблизи зоны продуктивного пласта, которая уже охарактеризована керновым материалом и каротажными данными, результатами испытания и эксплуатацией старой скважины, что существенно сокращает затраты на геофизические исследования.

Забуривание второго ствола из обсадной колонны позволяет решать следующие задачи:

- увеличить дебит скважины за счёт вскрытия продуктивного пласта дополнительным стволом как наклонно-направленным, так и горизонтальным;

- отремонтировать бездействующую скважину, которая не эксплуатировалась по техническим причинам (заклинка ЭЦН, расхождение колонны и т.д.);
- уменьшить объём бурения новых скважин и сократить капитальные вложения на разработку месторождений.

К числу недостатков зарезки боковых стволов следует отнести:

- удорожание бурения на 10–50 % при бурении горизонтальной части ствола и дополнительные затраты за счёт длины горизонтального ствола;
- технические и технологические трудности, связанные с освоением, исследованием и ремонтно-профилактическими работами в горизонтальных скважинах;
- возможность образования гидрозатворов при неправильном выборе профиля горизонтального ствола и оборудованием таких скважин фонтанными трубами;
- существенное влияние параметров анизотропии при вскрытии горизонтальным стволом продуктивных неоднородных пластов.

Повышенное внимание к проектированию зарезки боковых стволов обусловлено следующими особенностями:

- более равномерное стягивание контура нефтегазоносности, что увеличивает коэффициент заводнения и, следовательно, конечную углеводородоотдачу;
- более высокий охват пласта вытеснением;
- горизонтальный ствол, протягиваясь по продуктивному горизонту на десятки и сотни метров, соединяют друг с другом линзы, участки повышенной и пониженной проницаемости, каверны и трещины;
- более высокое значение предельного безводного и безгазового дебита при разработке залежей с активной подошвенной водой и газовой шапкой;
- снижение градиента скорости в призабойной зоне пласта и, как следствие, уменьшение вероятности возможных осложнений при эксплуатации скважин;
- более высокая производительность при фиксированном забойном давлении в случае разработки объектов с аномально высоким пластовым давлением.

В связи с высокой стоимостью зарезки бокового ствола и скважин, стимулированных ГРП, существенно повышается значение этапа проектирования (и связанного с ним моделирования) разработки месторождений. Поэтому разработка аналитических методов расчёта остаётся одной из актуальнейших задач нефтегазовых компаний.

Важен грамотный подход к процессу проектирования разработки месторождений системами горизонтальных стволов. Необходимо более глубокое изучение геолого-физических свойств пласта и пластовых флюидов, изучение неоднородности, расчленённости и анизотропии разрабатываемого объекта.

Таким образом, при проектировании разработки залежей углеводородов системами зарезки боковых стволов с выходом на горизонтальный участок необходимо сформулировать геолого-технологические, технико-технологические, технико-экономические и экологические принципы. Такие принципы и критерии позволят осуществлять первый тестовый отбор, который в дальнейшем должен сопровождаться конкретными гидродинамическими расчётами и технико-экономическим обоснованием. Каждая из этих проблем является сложной и многоаспектной задачей.

В 2010–2011 гг. в соответствии с решениями действующего проектного документа на объекте БУ₂¹⁰¹ пробурено 22 эксплуатационные скважины, из них 18 наклонно-направленные (скважины №№ 1009, 1010, 1011, 1012, 1013, 1014, 1015, 1016, 1017, 1018, 1019, 1101, 1102, 1103, 1104, 1105, 1106, 1307) и 4 горизонтальные (скважины №№ 1003, 1004, 1006 и 1007). Объём проведённых исследований представлен в таблице 1.

Максимальный дебит газа сепарации, полученный во время ГКИ, на горизонтальных скважинах при депрессии 0,9–2,0 МПа составил 625,2–737,8 тыс. м³/сут. Водогазовый фактор не превысил 8,8 м³/млн м³. В то время как по наклонно-направленным скважинам результаты освоения следующие: по скважинам №№ 1009 и 1011 при депрессии 3,9–5,6 МПа получен дебит газа сепарации 366,2–378,8 тыс. м³/сут., по скважинам №№ 1013, 1102 и 1103 дебит газа сепарации составил 126,7–181,5 тыс. м³/сут при депрессии 17,2–19,7 МПа. При этом водогазовый фактор при максимальной депрессии по скважине № 1103 достиг 39,5 м³/млн м³. По скважине № 1102 отмечается заколонный переток из водонасыщенной части пласта.

Таблица 1 – Объём выполненных исследований на пробуренном фонде скважин

Вид исследования	Количество скважин	№ скважин	
		Капилляриметрия	ОФП
Специальные исследования керна	2	1017, 1103	1103
Стандартные исследования керна	2	1017, 1103	
ГКИ	5	1003, 1004, 1006, 1007, 1009	
ГДИ	5	1004, 1006, 1007, 1009, 1011	
Отбор и исследование в лаборатории поверхностных проб газоконденсата	5	1003, 1004, 1006, 1007, 1009	
Отбор и исследование в лаборатории поверхностных проб воды	1	1007	
Определение профиля притока	4	1009, 1013, 1102, 1106,	

Результаты по основным наклонно-направленным скважинам:

1. Скважина № 1102, куст № 5. На штуцере 10 мм и депрессии на пласт 15,5 МПа получены дебиты газа 117 тыс. м³/сут., конденсата 11 м³/сут. при обводнённости продукции 42,7 %. Скин-фактор по данным КВД равен 19,3.

2. Скважина № 1103, куст № 5. На штуцере 12,7 мм и депрессии на пласт 16,5 МПа получены дебиты газа 113 тыс. м³/сут, конденсата 18 м³/сут. при обводнённости продукции 26 %. Скин-фактор по данным КВД равен 14,3.

3. Скважина № 1011, куст № 8. На штуцере 12 мм и депрессии на пласт 5,66 МПа получены безводные дебиты газа 379 тыс. м³/сут, конденсата 41 м³/сут. Скин-фактор по данным КВД равен 4,1.

4. Скважина № 1009, куст № 7. При диаметре шайбы 12 мм и депрессии на пласт 5,2 МПа дебит газоконденсатной смеси составил 452 тыс. м³/сут.

5. Скважина № 1013, куст № 8. На штуцере 14 мм и депрессии на пласт 14,8 МПа получены дебиты газа 120 тыс. м³/сут., конденсата 18 м³/сут. при обводнённости продукции 18 %.

Результаты по пробуренным и освоенным горизонтальным скважинам:

1. Скважина № 1004, куст № 7. При диаметре диафрагмы 14 мм и депрессии на пласт 2,16 МПа безводные дебиты составили: газа – 568 тыс. м³/сут., конденсата – 79 м³/сут. Скин-фактор по данным КВД равен 0,84.

2. Скважина № 1006, куст № 7. При диаметре шайбы 18 мм и депрессии на пласт 2,1 МПа безводные дебиты составили: газа – 960 тыс. м³/сут., конденсата – 95 м³/сут. Скин-фактор по данным КВД равен 1,35.

3. Скважина № 1007, куст № 7. При диаметре шайбы 16 мм и депрессии на пласт 2,65 МПа безводные дебиты составили: газа – 705 тыс. м³/сут., конденсата – 77 м³/сут. Скин-фактор по данным КВД равен 1,44.

4. Скважина № 1003, куст № 7. При диаметре диафрагмы 14 мм и депрессии на пласт 1,97 МПа безводные дебиты составили: газа – 625,2 тыс. м³/сут., конденсата – 74,5 м³/сут. Скин-фактор по данным КВД равен 0,91.

Очевидно, что горизонтальные скважины позволяют получать продуктивности в 2,0–2,5 раза большие по сравнению с наклонно-направленными и при меньших депрессиях, что положительным образом скажется на уменьшении потерь конденсата в пласте. Одновременно горизонтальное окончание минимизирует риски прорыва пластовой воды.

Результаты освоения пробуренных эксплуатационных скважин позволяют сделать вывод о преимуществе технологии горизонтального бурения над традиционным наклонно-направленным по следующим причинам:

- использование горизонтальных скважин на пласте $БУ_2^{101}$ за счёт меньших депрессий на пласт позволит увеличить уровни добычи природного газа и газового конденсата и уменьшить темпы обводнения;
- в условиях контактных запасов газа и нефти в силу конструктивных особенностей горизонтального типа заканчивания скважин отсутствует вероятность заколонной циркуляции из нижней водонасыщенной части пласта;

• для обеспечения проектных уровней добычи газа горизонтальными скважинами потребуется меньшее по сравнению с наклонно-направленными количество скважин, что позволит сократить капитальные затраты на строительство.

Таким образом, применение технологии резки боковых стволов в вертикальных и наклонно-направленных скважинах Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения для перевода этих скважин в фонд горизонтальных можно рекомендовать как эффективный метод интенсификации добычи углеводородов. Это позволит не только уменьшить объёмы бурения, повысить дебит и рентабельность скважин, но более рационально использовать пластовую энергию вследствие более низких депрессий на пласт, что, в свою очередь, позволит увеличить углеводородоотдачу и снизить потери конденсата в пласте.

Литература:

1. Технологическая схема опытно-промышленной разработки объектов $БУ_{10}$ – $БУ_{141}$ Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения. – Тюмень : ЗАО «Тюменский институт нефти и газа», 2010. – 416 с.
2. Алиев З.С. Исследование горизонтальных скважин. – Уфа : НГТУ, 2004. – 365 с.
3. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М. : Издательство «Недра», 2000. – 262 с.
4. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 199 с.
5. Булатов А.И., Просёлков Е.Ю., Просёлков Ю.М. Бурение горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2008. – 419 с.
6. Булатов А.И., Просёлков Ю.М. Справочник по бурению горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2008. – 354 с.
7. Волков Ю.А., Карпова Л.Г., Муслимов Р.Х. Анализ зарубежного опыта использования горизонтальных скважин при разработке нефтяных месторождений // Сборник научных трудов «Разработка нефтяных и газовых месторождений. Состояние и проблемы». – М. : ВНИИОЭНГ, 1996. – Вып. 3. – С. 242–254.
8. Зозуля Г.П. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин. – М. : Издательство «Академия», 2009. – 176 с.
9. Муслимов Р.Х., Султанов Э.И., Рамазанов Р.Г., Волков Ю.А. Системы разработки нефтяных месторождений с горизонтальными скважинами // Сборник научных трудов «Разработка нефтяных и газовых месторождений. Состояние и проблемы». – М. : ВНИИОЭНГ, 1996. – Вып. 3. – С. 61–71.
10. Хисамутдинов Н.И. Обоснование рациональной разработки многопластового месторождения системой горизонтальных скважин // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2001. – № 8. – С. 60–65.
11. Обоснование технологии борьбы с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями на Кравцовском нефтяном месторождении. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b3ac69a4c43a88521316c26_0.html
12. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2011. – 203 с.
13. 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 : ООО «Просвещение - Юг», 2011. – 603 с.
14. Арутюнов А.А., Бондаренко В.А., Климов В.В., Кошелев А.Т., Савенок О.В., Усов С.В. Практические расчёты в бурении и нефтепромысловой практике : методические указания к практическим занятиям по дисциплинам «Буровое оборудование» и «Оборудование для добычи нефти» для студентов всех форм обучения направления 131000.62 Нефтегазовое дело. – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2014. – 55 с.
15. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
16. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
17. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 т. : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.

18. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Яковлев А.Л. Управление продуктивностью скважин : методические указания по изучению дисциплины «Управление продуктивностью скважин» для студентов-бакалавров всех форм обучения и МИППС по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 68 с.

19. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие для студентов ВУЗов, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело». – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2016. – 290 с.

References:

1. Technological scheme of trial development of objects $BU_{10} - BU_{141}$ of the Samburgsky oil-gas condensate field. – Tyumen : CJSC Tyumen Institute of Oil and Gas, 2010. – 416 p.

2. Aliyev Z.S. Research of horizontal wells. – Ufa : NGTU, 2004. – 365 p.

3. Basarygin Yu.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I., Geraskin V.G. Construction of inclined and horizontal wells. – M. : Nedra, 2000. – 262 p.

4. Berdin T.G. Design of development of oil and gas fields systems of horizontal wells. – M. : LLC Nedra-Businesscentre, 2001. – 199 p.

5. Bulatov A.I., Prosyolkov E.Yu., Prosyolkov Yu.M. Drilling of horizontal wells : handbook. – Krasnodar : Soviet Kuban publishing house, 2008. – 419 p.

6. Bulatov A.I., Prosyolkov Yu.M. Reference book on drilling of horizontal wells : handbook. – Krasnodar : Soviet Kuban publishing house, 2008. – 354 p.

7. Volkov Yu.A., Karpova L.G., Muslimov R.H. The analysis of foreign experience of use of horizontal wells when developing oil fields // the Collection of scientific works «Development of oil and gas fields. State and problems». – M. : VNIIOENG, 1996. – Issue 3. – P. 242–254.

8. Zozulya G.P. Features of oil and gas production from horizontal wells. – M. : Akademiya publishing house, 2009. – 176 p.

9. Muslimov R.H., Sultanov E.I., Ramazanov R.G., Volkov Yu.A. The systems of development of oil fields with horizontal wells // the Collection of scientific works «Development of oil and gas fields. State and problems». – M. : VNIIOENG, 1996. – Issue 3. – P. 61–71.

10. Hisamutdinov N.I. Justification of rational development of the multisheeted field system of horizontal wells // Monthly scientific and technical and production magazine «Neftyanoye Hozyaystvo». – M. : CJSC Neftyanoye hozyaystvo Publishing House, 2001. – No. 8. – P. 60–65.

11. Justification of technology of fight against asfalto-smolo-paraffin deposits on the Kravtsovsky oil field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b3ac69a4c43a88521316c26_0.html

12. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.

13. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.

14. Arutyunov A.A., Bondarenko V.A., Klimov V.V., Koshelev A.T., Savenok O.V., Usov S.V. Practical calculations in drilling and oil-field practice : methodical instructions to a practical training on disciplines «Drilling equipment» and «The equipment for oil production» for students of all forms of education of the direction 131000.62 Oil and gas business. – Krasnodar : Prod. KubGTU, 2014. – 55 p.

15. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.

16. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 vol. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – T. 1–4.

17. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» : in 4 t. : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014. – T. 1–4.

18. Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Yakovlev A.L. Management of efficiency of wells : methodical instructions on studying of discipline «Management of efficiency of wells» for students bachelors of all forms of education and MIPPS in the direction 21.03.01 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 68 p.

19. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Labor protection and safety measures during the drilling and operation of oil and gas wells : the manual for students of HIGHER EDUCATION INSTITUTIONS, students in the Oil and Gas Business direction. – Novochechassk : Lik publishing house, 2016. – 290 p.

УДК 622.243.24

**ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ САМБУРГСКОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.
ОСОБЕННОСТИ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ**

**PROSPECTS OF DEVELOPMENT OF THE SAMBURGSKOE
OIL, GAS AND CONDENSATE FIELD.
FEATURES OF KICKOFF OF SIDE TRUNKS**

Кусов Геннадий Владимирович

аспирант,
Северо-Кавказский федеральный университет
de_france@mail.ru

Березовский Денис Александрович

заместитель начальника цеха,
филиал ООО «Газпром добыча Краснодар»
Каневское газопромысловое управление
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук, доцент,
профессор кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений показывает, что можно в значительной мере увеличить дебит отдельных скважин или снизить величину депрессии на пласт при неизменном дебите газа за счёт интенсификации добычи газа. Эти методы также служат единственным средством получения рентабельных дебитов газа в низкопроницаемых коллекторах. Для интенсификации добычи природного газа к забою добывающей скважины обычно применяют гидроразрыв пласта, солянокислотную обработку, гидропескоструйную перфорацию, а также зарезку боковых стволов (в частности, горизонтальных), которая позволяет вовлекать в разработку ранее не задействованные участки пласта. В современных условиях, когда основной фонд добывающих скважин состоит из вертикальных и наклонно-направленных, актуальным становится вопрос о переводе таких скважин в разряд горизонтальных, имеющих ряд преимуществ, позволяющих более рационально и экономически выгодно разрабатывать месторождения.

Ключевые слова: зарезка боковых стволов; технология зарезки боковых стволов; конструкция типовой скважины; конструкция боковых стволов; производительность горизонтальных скважин; профиль наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием; технологическая эффективность зарезки боковых стволов.

Kusov Gennady Vladimirovich

Graduate student,
North-Caucasian Federal University
de_france@mail.ru

Berezovskiy Denis Aleksandrovich

Deputy chief of department,
branch LLC «Gazprom mining Krasnodar»
Kanevskoe gas field management
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of the technical sciences,
Assistant professor, Professor of
the pulpit oil and gas deal of
the name of the Professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Annotation. Experience of development of gas and gas-condensate fields shows that it is possible to increase considerably an output of certain wells or to reduce depression size on layer at an invariable output of gas at the expense of a gas production intensification. These methods also serve as the only means of receiving profitable outputs of gas in low-permeability collectors. To a face of a production well usually apply layer hydraulic fracturing, hydrochloric acid treatment, hydrosanding perforation and also kickoff of side trunks to an intensification of extraction of natural gas (in particular, horizontal) which allows to involve earlier not involved sites of layer in development. In modern conditions when the fixed assets of production wells consist from vertical and inclined directed, relevant is a question of the transfer of such wells to the category of the horizontal, having a row advantages allowing to develop more rationally and economically fields.

Keywords: kickoff of side trunks; technology of kickoff of side trunks; typical well construction; construction of side trunks; productivity of horizontal wells; profile of the inclined directed well with the horizontal termination; technological efficiency of kickoff of side trunks.

Особенности зарезки боковых стволов на месторождениях нефти и газа

Технология зарезки боковых стволов

Требования к выбору скважин для бурения в них горизонтальных стволов:

1. Все работы по зарезке и бурению боковых стволов (БС) представляются следующими основными этапами:

- выбор основных стволов для заданного множества забоев БС;
- выбор интервала вырезания «окна» (секции) в эксплуатационной колонне;
- расчёт траектории БС;
- вырезание «окна» (секции) в эксплуатационной колонне;
- зарезка и бурение бокового ствола;
- заканчивание бокового ствола.

2. При выборе скважин для бурения из них боковых стволов необходимо учитывать текущие характеристики эксплуатационной колонны, качество её крепления, фактическое пространственное положение ствола скважины:

- состояние эксплуатационной колонны выше интервала зарезки бокового ствола по данным соответствующих приборов и опрессовки должно быть технически исправным;
- необходимо обладать достоверной информацией о траекториях стволов подобранной и соседних с ней скважин для предотвращения пересечения стволов.

При этом следует руководствоваться следующими основными требованиями:

- пространственное положение интервала забуривания должно быть оптимальным с точки зрения экономической целесообразности. Величина отхода точки забуривания до начала эксплуатационного забоя должна быть минимальной, но не менее величины, определяемой допустимой интенсивностью искривления бокового ствола, максимальный отход от точки забуривания до начала эксплуатационного забоя обуславливается техническими характеристиками буровой установки и вероятной глубиной забуривания;

- допустимая величина разности азимутальных направлений основного и нового стволов не должна превышать величины, определяемой техническими возможностями бурения бокового ствола;

- траектория бокового ствола должна иметь минимальную вероятность пересечения с существующими и проектными стволами соседних скважин;

- поиск оптимальных вариантов, отвечающих технико-экономической целесообразности использования обводнённых и бездействующих скважин для зарезки и бурения боковых стволов, должен осуществляться, как правило, с использованием автоматизированных программ.

Одним из условий эффективности разработки месторождения БС является качественное проектирование их траекторий.

Проектирование профиля заключается в формировании регламентирующих параметров, выборе типа профиля, определении комплекса параметров, необходимых для его расчёта, построении оптимизационной процедуры расчёта выходных параметров траектории БС.

При проектировании БГС следует учитывать вероятность пересечения соседних стволов, определяемую с помощью автоматизированных расчётов.

Если зенитный угол составляет $55\text{--}75^\circ$, скважина считается пологой, если $75\text{--}97^\circ$ – горизонтальной.

В качестве основных критериев выбора профилей принято считать:

- форму профиля бокового ствола;
- радиус искривления при выходе на горизонталь;
- угол охвата резко искривленного участка.

По этим признакам в зависимости от способа бурения и используемых технических средств можно выделить три группы характерных профилей боковых стволов, область их применения и рациональную технологию их реализации (рис. 1):

I – трёхинтервальный профиль;

II, III – двухинтервальный профиль;

IV – четырёхинтервальный профиль.

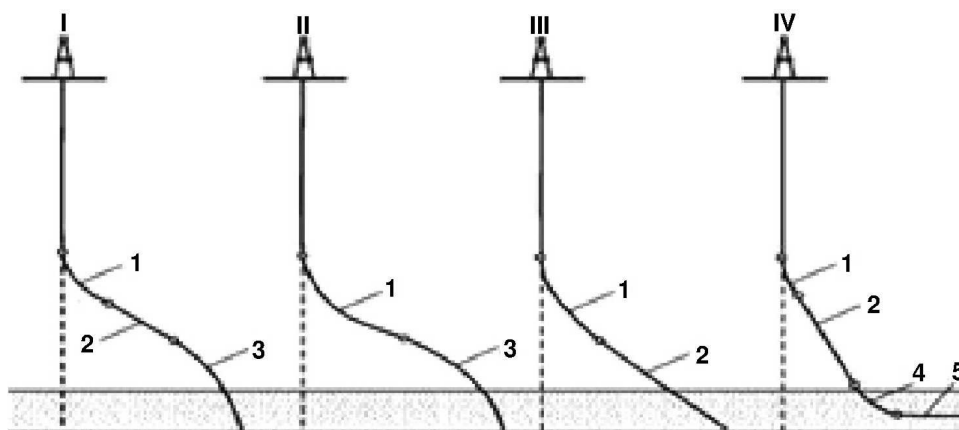


Рисунок 1 – Типы профилей:

I – трёхинтервальный; II, III – двухинтервальный; IV – четырёхинтервальный;
 участки: 1 – набора зенитного угла; 2 – стабилизации; 3 – падения зенитного угла;
 4 – выхода на горизонталь; 5 – горизонтальный

Профиль БГС состоит из двух сопряжённых между собой частей: направляющей и горизонтального участка.

Под направляющей частью профиля понимается часть бокового ствола скважины от её устья до точки, являющейся началом горизонтального участка. На стадии проектирования бурения началом горизонтального участка считается точка входа в заданный цилиндр допуска. Высота цилиндра – коридор проводки горизонтального участка, радиус окружности (круга допуска) – максимально допустимое отклонение фактического забоя от проектного. Эти параметры определяются с учётом технологических возможностей бурения, исходя из последствий в нарушении сетки разработки месторождения.

В практике бурения боковых стволов средние радиусы искривления на участке набора зенитного угла в зависимости от геологических условий и технического оснащения бригад составляют 60–660 м. Этот показатель также зависит от решаемой с помощью БС задачи. В одних случаях, например, при наличии на забое аварийного инструмента, радиусы могут составить малую величину, позволяющую реализовать небольшой отход от старого забоя. В других случаях, например, при полном обводнении скважины, радиус искривления составляет большую величину с целью максимального отхода от конуса обводнения старого ствола.

В настоящее время разработано более пяти технологических способов бурения боковых стволов (рис. 2). При анализе способов бурения было выявлено несколько проблем, возникающих в процессе строительства боковых стволов.

На части скважин для успешного отхода от основного ствола в заданном направлении устанавливается клин-отклонитель (рис. 2). Он должен быть устойчивым в стволе скважины и не проворачиваться под воздействием нагрузок со стороны режущего инструмента. Схемы также показывают необходимость фрезерования значительных объёмов металла эксплуатационной колонны (рис. 2 а, г). Поэтому требуются надёжные вырезающие устройства с повышенной прочностью режущих элементов, позволяющие фрезеровать колонну при разных зенитных углах основного ствола.

Бурение скважин на старых месторождениях ранее проводилось без цементирования основной части ствола. Это упущение может привести к экологически опасным последствиям. Бурение бокового ствола позволяет осуществить подъём верхней части колонны после вырезания небольшого кольцевого окна, что существенно уменьшит объём фрезерования (рис. 2 б, в).

Для выхода бурового инструмента из старого ствола необходим также цементный мост высокой прочности. Межпластовые перетоки при установке цементного моста вместо клинового отклонителя приводят к заметному снижению механической прочности цементного камня. Это затрудняет, а в ряде случаев не позволяет осуществить выход долота из старого ствола.

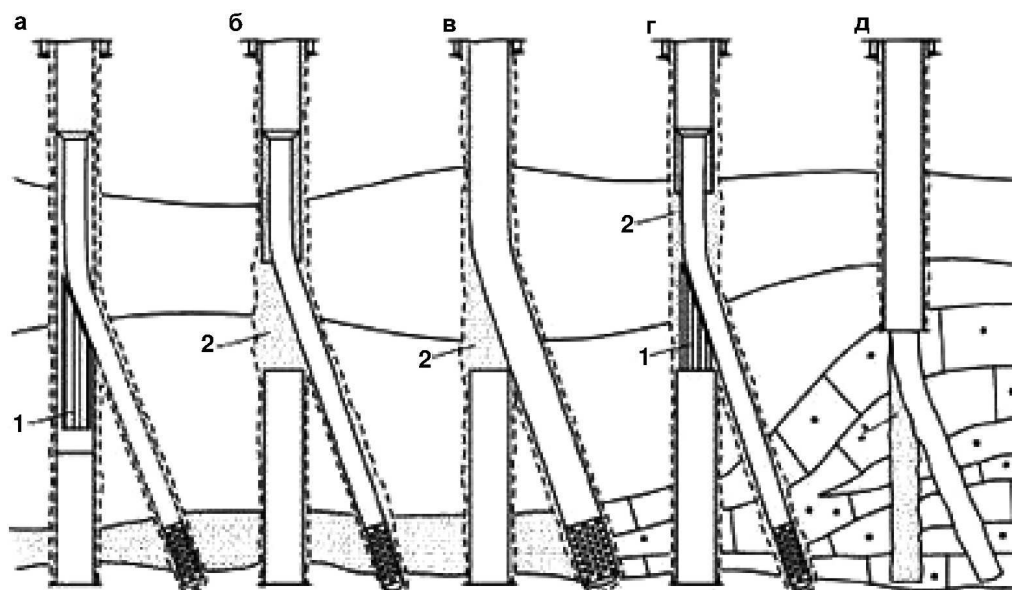


Рисунок 2 – Технологические способы забуривания боковых стволов:

- а – вырезание окна в эксплуатационной колонне; б – вырезание части эксплуатационной колонны;
 в – извлечение верхней незацементированной части эксплуатационной колонны;
 г – комбинированный способ бурения бокового ствола; д – бурение бокового ствола с открытым забоем;
 1 – клин-отклонитель; 2 – цементный мост

Процесс крепления хвостовиков в БС сопровождается специфическими особенностями:

- малые кольцевые зазоры между стенками скважины и обсадной колонной (в 2–3 раза меньше, чем в обычных наклонно-направленных скважинах диаметром 215,9 мм);
 - большая интенсивность набора кривизны ствола скважины, которая может достигать $10^\circ/10$ м и более;
 - низкие давления в пластах, выработанных путём заводнения, и высокие в пластах, расположенных как выше, так и ниже продуктивных объектов.
- В связи с указанными выше особенностями возникают дополнительные проблемы, требующие повышенного внимания:
- трудность прохождения колонн к забою;
 - ограничения к жёсткости колонны;
 - опасность прорыва воды в скважину через интервал стыковки хвостовика с предыдущей колонной (колонной основного ствола), т.е. через голову хвостовика;
 - возможность притока воды с забоя при открытом стволе;
 - трудность размещения в затрубном пространстве каких-либо устройств (центраторов, якорей, пакеров);
 - невысокая степень вытеснения глинистого раствора цементным;
 - более высокий уровень давлений в процессе продавливания, что может вызвать нарушение целостности пластов и поглощение цементного раствора (в том числе продуктивными пластами).

Поэтому большое значение приобретает управление реологическими и тампонажными свойствами растворов, физико-механическими характеристиками цементного камня и гидравлическими параметрами потока в заколонном пространстве.

В связи с этим научно-обоснованное проектирование и реализация гидравлических режимов цементирования эксплуатационных колонн-хвостовиков является важнейшим требованием для обеспечения надёжности разобщения нефтеводоносных пластов при креплении БС (в условиях малых кольцевых зазоров и большой кривизны ствола) и максимальной их продуктивности.

Многочисленные исследования отечественных и зарубежных специалистов и производственная практика показывают, что максимальное замещение глинистого раствора тампонажным в заколонном пространстве происходит при турбулентном режиме его течения и использовании буферных жидкостей.

Для оценки достижения турбулентного режима определяется критическая скорость восходящего потока.

Важно обеспечить турбулентный режим течения глинистого раствора, буферной жидкости и цементного раствора при прохождении их в интервалах продуктивных горизонтов, осложнённых, как правило, кавернами, за весь период движения этих жидкостей в заколонном пространстве. На конечном этапе движения цементного раствора его течение может происходить при ламинарном режиме из-за роста давлений на устье скважины. Для фиксирования давления «стоп» скорость продавливания резко снижается, течение тампонажного раствора может происходить при «структурном» режиме, т.е. при практически не разрушенной (восстановленной) структуре. На этой скорости продавливается 0,5–1,0 м продавочной жидкости.

Ввиду малого объёма продавочной жидкости при цементировании хвостовиков в БС цементировочные агрегаты должны быть установлены строго горизонтально. Определяемые временем крепления значения реологических параметров в расчётах берутся на конец продавки тампонажного раствора.

Современные технологии зарезки боковых стволов

Задача восстановления или достижения рентабельной добычи имеет особую актуальность. Бурение бокового ствола (БС) из вырезанного участка обсадной колонны является одним из наиболее радикальных способов восстановления бездействующих, а также повышения компонентоотдачи малодебитных и увеличения продуктивности пробуренных скважин.

В настоящее время наибольшее распространение получили следующие два способа забуривания бокового ствола из обсаженной эксплуатационной колонны вертикальной или наклонной скважины:

1. Вырезка секции обсадной колонны с последующей зарезкой БС.
2. Вырезка «окна» в обсадной колонне при помощи вырезающих фрез с устанавливаемого клина-отклонителя и последующей зарезки БС скважины с этого клина-отклонителя.

Зарезка БС с клина-отклонителя

К основным преимуществам такого способа строительства БС скважин необходимо отнести:

- высокую точность ориентирования за счёт того, что направление бурения даётся уже установленным и с ориентированным клином-отклонителем;
- возможность использования роторного бурения;
- небольшой объём фрезеруемого металла (для первого способа зарезки БС необходимо вырезать не менее 7–8 м обсадной колонны), что ведёт к уменьшению числа спускоподъёмных операций;
- вырезание одновременно нескольких колонн;
- возможность вырезки «окна» в обсадной колонне любой прочности, а также в плохо закреплённых колоннах.

Клин-отклонитель состоит из желоба с отклоняющей плоскостью с углом наклона $2,5^\circ$ и узла фиксации клина-отклонителя в обсадной колонне. Спуск клина-отклонителя в скважину осуществляется на инструменте одновременно со стартовым фрезером или при помощи спускового устройства. Для осуществления направленной вырезки «окна» в колонне клин-отклонитель ориентируется по азимуту. При достижении клином-отклонителем забоя силой тяжести бурильного инструмента срезается стопорный штифт в узле фиксации клина-отклонителя. Плашка, перемещаясь по пазам, выходит из узла фиксации и врежется в стенку обсадной колонны. Узел фиксации надёжно расклинивается внутри колонны и удерживает клин-отклонитель от проворота, таким образом, отпадает необходимость цементирования клина-отклонителя. При дальнейшем увеличении нагрузки на клин-отклонитель происходит его отсоединение от стартового фреза. После чего вращением инструмента производится начальное фрезерование обсадной колонны. Далее с помощью оконного фреза вырезается «окно» в колонне, а затем арбузообразный фрез его калибрует. В завершение при выходе фрезерующей компоновки из колонны производится смена компоновки для дальнейшего бу-

рения дополнительного ствола. В настоящее время налажено производство трёх моделей клиньев-отклонителей – серии «М», серии «П» и серии «С» практически для всех существующих стандартных типоразмеров обсадной колонны. Кроме этого, на предприятии имеется техническая возможность изготовления указанного оборудования по «индивидуальным» требованиям потребителя. В новых моделях клиньев-отклонителей (серии «П» и «С») корпус узла фиксации после подготовки клина-отклонителя к работе становится жёстко связанным с желобной частью, а подвижный элемент, служащий для выдвигания расклинивающей плашки, находится внутри этого корпуса и срабатывает только при непосредственной опоре клина-отклонителя на забой. Тем самым исключается преждевременное срабатывание узла фиксации клина-отклонителя при его транспортировке до забоя, которое может произойти из-за разной толщины стенок обсадной колонны или недостаточной подготовки колонны для проведения работ по зарезке БС. В дополнение к вышеизложенному клин-отклонитель серии «С» при посадке на забой принудительно изгибается таким образом, что верхняя часть желоба прижимается к одной стороне колонны, а нижняя часть желоба – к другой, что обеспечивает лучшее дальнейшее прохождение инструмента, а также возможность установки данного клина-отклонителя в интервалах с большим углом наклона ствола скважины.

Фрезы для вырезания «окна» в обсадной колонне

Для удобства реализации технологии вырезки «окна» с клина-отклонителя вырезающие фрезы изготавливаются и поставляются в комплекте. Стандартный комплект фрез состоит из стартового фреза, оконного (торцевого) фреза и арбузообразного (калибровочного) фреза.

Стартовый фрез предназначен для спуска клина-отклонителя и начального фрезерования «окна», оконный фрез – для непосредственного прорезания «окна» в обсадной колонне, арбузообразный фрез – для калибрования окна. Подготовка к работе фрез достаточно простая и сводится к внешнему осмотру всех фрез на предмет повреждений режущей поверхности и целостности резьбовых соединений. Затем осуществляется стыковка стартового фреза с клином-отклонителем для спуска его на забой и начального фрезерования.

Компоновка в составе оконного и арбузообразного фрез собиается для непосредственного фрезерования «окна» в колонне. В некоторых случаях для улучшения калибрования «окна» в компоновку включают два арбузообразных фреза.

Выпускаемые клинья-отклонители и комплекты фрез получили широкое признание среди буровиков России. Но развитие технологий бурения и ремонта скважин побуждает непрерывно совершенствовать выпускаемую продукцию с учётом последних мировых научно-технических достижений и опыта собственных разработок, а также привлекать сторонние научные кадры.

Колтюбинг и второй ствол

При бурении горизонтальных боковых стволов весьма эффективен колтюбинг («гибкая труба»): он не только удешевляет стоимость бурения, но и позволяет обойтись без глушения скважин, а также обеспечивает экологическую безопасность.

По этой технологии забуривают боковые ответвления в боковых стволах на находящихся в эксплуатации месторождениях, в зонах замещения, с ухудшенными коллекторскими свойствами, как итог – освоение запасов нефти, добыча которых считалась нерентабельной.

Первыми в России опробовали эту технологию на боковых горизонтальных стволах малого диаметра в АНК «Башнефть» в 2003–2005 гг. Технология бурения на депрессии включала применение облегчённых промывочных жидкостей. В гибкую безмуфтовую трубу был встроен семижильный каротажный кабель, который использовался для передачи информации с забойной телеметрической системы «Надир» (ОАО НПФ «Геофизика»).

Телеметрия

Для безаварийной проводки боковых скважин на нефть и газ важна оперативная геологическая и технологическая информация, получаемая в процессе бурения. Она позволяет прогнозировать глубину залегания кровли продуктивного пласта, корректировать траекторию ствола горизонтальной скважины для предотвращения выхода до-

лота за пределы пласта-коллектора и/или попадания его в обводнённую часть коллектора. Для получения информации в процессе бурения применяются телеметрические (MWD) системы. В зависимости от состава (компоновки) они передают на поверхность инклинометрические (пространственное положение оси скважины) данные, показания естественной радиоактивности пород и их удельное сопротивление. По оперативным показаниям MWD-системы и ведётся бурение.

Наличие приборов (зондов) в телесистеме позволяет обходиться без повторного проведения геоинформационных исследований после бурения, что также сокращает расходы на строительство скважины. В подавляющем большинстве используется импортная телеметрия от известных производителей: «Halliburton», «Baker Hughes», «Geolink» (группа «Sondex»), «Schlumberger» и др. В России наиболее известна телесистема «SperrySun RMLS™ Retrievable MultiLateral preengineered casing window System» от «Halliburton». Российским ОАО НПФ «Геофизика» также разработаны и выпускаются несколько вариантов информационно-измерительной системы контроля и управления процессом бурения.

Без зарезки боковых стволов большое количество углеводородов осталось бы в пластах. Боковые стволы дают возможность значительно увеличить коэффициент извлечения углеводородов и максимально использовать ранее разведанные запасы.

Конструкция типовой скважины

Подготовительные работы к бурению боковых стволов и организационно-технические мероприятия

1. После выбора и обоснования скважины бездействующего и обводнённого фонда, из эксплуатационных колонн которых будет вестись бурение БС, перед проведением буровых работ осуществляются подготовительные работы.

2. Бурению боковых стволов предшествует спуск гирскопического инклинометра и геофизических приборов для уточнения пространственного положения обсадной колонны интервала эксплуатационного объекта.

3. Осуществляется глушение скважины соевым раствором в соответствии с действующими инструкциями.

4. Производится монтаж бурового оборудования (подъёмника, циркуляционной системы и обвязки) и демонтаж фонтанной арматуры.

5. Монтируется противовыбросовое оборудование согласно схемы оборудования устья и производится его опрессовка.

6. Выполняется подъём внутрискважинного оборудования.

7. С целью определения технического состояния эксплуатационной колонны и возможных участков сужения проводится её шаблонирование. При необходимости обсадная колонна прорабатывается райбером до свободного прохождения шаблона.

8. Для очистки от технических примесей скважина промывается соевым раствором (при необходимости горячим) не менее двух циклов.

9. Проводятся геофизические работы по определению глубины забоя с записью локатора муфт (ЛМ) и оценки качества цементирования камня (ОЦК). На основании данных ЛМ и ОЦК с учётом результатов предварительного профилирования БС определяется интервал забурирования бокового ствола. При выборе интервала забурирования место зарезки БС выбирается по возможности ближе к забою основного ствола. В случае низкого качества цементного камня за эксплуатационной колонной или его отсутствия проводятся работы по повторному цементированию затрубного пространства эксплуатационной колонны в интервале забурирования с предварительным перфорированием её для закачки тампонажного раствора. Работы по повторному цементированию могут проводиться после установки клина-отклонителя и вырезания «окна» в эксплуатационной колонне.

10. Выполняется установка на забое ликвидационного моста. Подготовка ствола скважины к установке ликвидационного моста осуществляется в порядке, установленном руководящими документами.

Изоляционные работы проводятся с выполнением действующих правил и инструкций. При экономической целесообразности возможно совмещение установки изо-

ляционного и технологического моста. После установки ликвидационного моста эксплуатационная колонна опрессовывается. Результаты изоляционных работ оформляются актами.

11. Для резки бокового ствола с помощью отклоняющего клина (клина-отклонителя) устанавливается технологический цементный мост, который может быть создан различными способами: взрывным пакером, закачкой цементного раствора, совместной установкой взрывного пакера и закачкой цементного раствора с помощью желонки. При этом верхняя часть моста располагается выше муфты обсадной колонны в соответствии с инструкцией по эксплуатации клина-отклонителя. Взрывной пакер рекомендуется использовать для повышения надёжности цементного моста перед его установкой.

Перед спуском взрыв-пакера эксплуатационная колонна в зоне установки цементного моста очищается скребком, а скважина промывается в течение одного цикла. Для установки цементных мостов рекомендуется применение специальных тампонажных составов, обеспечивающих повышение их физико-механических свойств.

12. После ожидания затвердения цемента (ОЗЦ) определяется верх цементного моста. При необходимости мост разбуривается до требуемой глубины, эксплуатационная колонна спрессовывается на давление, согласованное с НГДУ. При отрицательных результатах опрессовки эксплуатационной колонны выясняется причина, и принимаются меры к ликвидации негерметичности.

Конструкция боковых стволов

Боковые стволы проектируются к бурению из скважин, обсаженных колоннами с диаметрами 139 мм, 146 мм и 168 мм. Для них рекомендуются обсадные трубы потайных колонн («хвостовиков») диаметрами 88,9 мм, 101,6 мм и 110,0 мм (114,3 мм) соответственно.

Боковой ствол может быть представлен четырьмя вариантами конструкции эксплуатационного забоя:

- открытого типа;
- открытого типа с частичным или полным перекрытием продуктивного горизонта щелевыми фильтрами;
- открытого типа со спуском щелевых фильтров и манжетным цементированием бокового ствола;
- закрытого типа со сплошным цементированием «хвостовика», включая интервал горизонтального участка.

Конструкция открытого типа предусматривает установку пакера или пакера-манжеты и манжетное цементирование.

Рекомендуемые размеры обсадных труб приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Рекомендуемые размеры обсадных труб

Диаметр трубы, мм		Диаметр муфты, мм		ГОСТ, ОСТ, ТУ
наружный	внутренний	наружный	внутренний	
88,9	76,0	107,0	76,0	ГОСТ 633-80
101,6	88,6	110,0	90,0	ТУ 14-161-163-96
110,0	97,0	117,0	98,0	ТУ 14-161-163-96
114,3	99,6	127,0	101,1	ТУ 14-161-163-96

При конструкции эксплуатационного забоя закрытого типа осуществляется сплошное цементирование «хвостовика» в одну ступень.

Заканчивание БС предусматривает обсаживание пробуренного ствола «хвостовиком» с подвеской его в эксплуатационной колонне основного ствола на специальном клиновом устройстве с пакером.

Верх «хвостовика» должен находиться в эксплуатационной колонне основного ствола выше зоны фрезерования (не менее 20 м). Вариант схемы подвески «хвостовика» приведён на рисунке 3.



Рисунок 3 – Вращающаяся подвеска хвостовика и цементировочная головка

В случае открытого эксплуатационного забоя «хвостовик» включает:

- посадочный адаптер;
- подвеску «хвостовика»;
- обсадные трубы;
- обратный клапан;
- второй обратный клапан;
- пакер с муфтой манжетного цементирования или пакер-манжет;
- фильтр щелевой;
- центраторы;
- башмак.

В случае закрытого эксплуатационного забоя конструкция «хвостовика» следующая:

- посадочный адаптер;
- подвесное устройство;
- обсадные трубы;
- центраторы;
- стоп-кольцо;
- обратный клапан;
- второй обратный клапан;
- перфорированный патрубок;
- башмак.

После проработки ствола скважины и сборки «хвостовика» вместе с посадочным устройством и разъединителем производится спуск колонны на бурильных трубах.

При достижении башмаком «хвостовика» интервала забуривания осуществляется промежуточная промывка.

При достижении требуемой глубины (забоя) осуществляются подвеска и разгрузка «хвостовика» в эксплуатационной колонне с помощью клинового устройства. Разгрузкой и натяжкой на вес «хвостовика» проверяется фиксация его клиновой подвеской.

Затем производится рассоединение бурильной колонны с «хвостовиком» путём её вращения. Сальниковый узел установочного инструмента находится внутри воронки «хвостовика» до окончания процесса цементирования. При необходимости эту операцию можно выполнять после окончания цементирования.

После отсоединения установочного инструмента от «хвостовика» осуществляются затворение и закачка расчётного количества цементного раствора.

«Хвостовик» крепится раствором на основе цемента отечественного или импортного производства с плотностью не менее 1800 кг/м³. Тампонажный раствор рекомендуется обрабатывать реагентом Tylose E-29651 из расчёта 0,25–0,30 % реагента от массы сухого цемента или другими понизителями водоотдачи. При приготовлении цементного раствора обязательно применять осреднительную ёмкость.

Процесс цементирования осуществляется с использованием комплектов продажных пробок, обеспечивающих качество и надёжность технологического процесса крепления и раскрытие пакерующих элементов в случае эксплуатационного забоя БС открытого типа в соответствии с инструкциями применяемых технических средств и технологий.

После окончания цементирования посадочный инструмент поднимается до выхода из сальникового узла, и скважина промывается выше верха «хвостовика» обратной циркуляцией не менее двух циклов.

После промывки скважины от цементного раствора приводится в действие пакерующий элемент подвески «хвостовика».

Расчёт основных параметров горизонтальных стволов с применением математического моделирования

Условия применения зарезки боковых стволов

Условия применения зарезки боковых стволов при разработке месторождений:

1. Гидродинамические условия.

К ним относятся анизотропия, толщина пласта, абсолютная проницаемость, вязкость флюида, пластовое давление.

Опытным путём было установлено, что:

- определяющее влияние на приток к горизонтальному стволу оказывают расчленённость разреза, анизотропия пластов в различных направлениях. В пластах с высокой степенью расчленённости при наличии выдержанных непроницаемых прослоев предпочтителен нисходящий профиль, пересекающий все продуктивные пропластки. Нефтегазоносные породы должны иметь достаточную вертикальную проницаемость;

- обычно не вызывает сомнения эффективность бурения боковых стволов в «тонких» малопродуктивных пластах при обеспечении соответствующего «круга попадания»;

- существенным осложняющим фактором является неоднородность пласта, наличие низкопроницаемых зон;

- высокое содержание газа в нефти является нежелательным фактором при разработке нефтяных месторождений горизонтальными стволами. В ГС попутный газ в некоторой степени препятствует фильтрации жидкости в скважине. Допустимый предел газового фактора определяется расчётами и гидродинамическими исследованиями;

- коллекторы с высоковязкой нефтью очень перспективны для бурения боковых стволов, особенно если толщина пласта ограничена и скважины подвержены образованию в них водяного или газового конуса;

- в нефтенасыщенных пластах не должно быть аномально высоких давлений. При высоких пластовых давлениях из-за неоднородности пласта появляется опасность выброса жидкости из ствола большой длины;

- на поздних стадиях разработки при низких значениях пластового давления бурение ГС не приведёт к значительному повышению дебитов; кроме того, затраты могут быть во много раз больше, чем ожидаемый эффект, т.к. залежь истощена.

2. Влияние расположения горизонтального участка ствола в плане залежи и в объёме пласта.

Влияние обусловлено:

- расстояние между фильтровой частью ГУ и ГНК (ВНК) в условиях нефти, контактной с водой, обычно принимается равным 6–8 м от ВНК;

- в условиях нефти, контактной с газом, удаление рабочей части ГУ от ГНК принимается 5–7 м от ГНК;

- в условиях нефти, контактной с газом и водой, удаление рабочей части ГУ от ГНК и ВНК должно быть не менее 5 м;

- при эксплуатации истощённой залежи наблюдается интерференция скважин, когда две соседние скважины дренируют один и тот же объём;
- в смешанных системах проводки добывающих скважин (ГС среди ВС) невозможно реализовать в полной мере преимущества ГС, т.к. ранее пробуренные ВС существенно ограничивают возможности ГС.

Выделяют следующие системы разработки с ГС:

- линейные (однорядные и многорядные), когда ряды добывающих и нагнетательных скважин располагаются параллельно, между рядами выдерживается определённое расстояние; эта модель рекомендуется как для создания больших систем разработки, так и для небольших залежей;
- блочно-линейные используют принцип параллельно-линейной системы с образованием блоков разработки; она может сочетать преимущество ВС и ГС; рекомендуется для месторождений массивного типа или пластовых залежей достаточно большой толщины;
- лучевые («веерная», «радиальная») эффективны для массивных залежей; они выгодно сочетают преимущества ГС с кустовым методом и в связи с этим экологически более предпочтительны; дают возможность более гибко управлять динамикой разработки, сочетая ГС с ВС и ННС;
- комбинированные.

В зависимости от геолого-физических условий эти системы могут быть одноярусными или многоярусными.

3. Зависимость оптимальных параметров работы ГС от конструкции скважины:

- конструкция горизонтального забоя. В зависимости от геологических условий пласта ГС может быть оборудована открытым стволом с установкой лайнера-хвостовика, лайнера с пакером или обсаженным стволом с последующей перфорацией колонны. От конструкции забоя во многом зависят результаты последующих исследований скважины;

- точность проводки горизонтального участка. Особенностью ГС является то, что горизонтальный участок должен входить в продуктивный пласт под заданным углом. Соответственно многократно возрастает роль применяемого метода бурения, полноты и точности исходной геологической информации.

Как показывает промысловый опыт, в скважинах, где ГУ соответствует проектному положению, средний дебит в 1,3–1,5 раза выше, чем в скважинах, где ГУ проведён с отклонением от проекта.

4. Влияние длины горизонтального участка на показатели эксплуатации:

- анализ эксплуатации ГС с различной длиной в аналогичных геолого-физических условиях на месторождениях Западной Сибири показал, что максимально-го дебита можно достичь, если длина ГУ находится в пределах 400–600 м. Кроме того, установлено, что затраты, связанные с приростом длины горизонтального ствола на каждые, например, 10 м, растут быстрее, чем прирост дебита при увеличении длины ствола на ту же единицу.

5. Влияние режимов работы на показатели эксплуатации:

- величина депрессии должна обеспечивать приемлемый входной дебит для обеспечения окупаемости капитальных вложений;
- в условиях неконтактной нефти рост до определённых дебитов жидкости повышает дебиты нефти, а также количество добываемой воды, но значительные депрессии приводят к быстрому обводнению скважин вследствие подтягивания конуса воды и появления затрубных перетоков;
- в условиях нефти, контактной с водой, увеличение дебитов жидкости практически не влияет на дебиты нефти, но значительно увеличивает количество добываемой воды и добываемого прорывного газа;
- в условиях нефти, контактной с газом, и нефти, контактной с газом и водой, рост количества добываемого прорывного газа снижает дебиты жидкости в результате ухудшения работы скважинного оборудования.

Анализ плотности запасов газа пласта $БУ_2^{101}$ показал, что основная плотность скопления газа находится в центральной части залежи в районе скважин №№ 159, 165, 260 и 160 (рис. 4), где расположена основная группа скважин. Рекомендуется резка бокового ствола с горизонтальным окончанием для скважины № 1104. Это связано с

тем, что она находится в зоне высокой плотности подвижных запасов газа, расположена на периферии основного эксплуатационного фонда залежи и будет оказывать меньшее влияние на другие скважины.

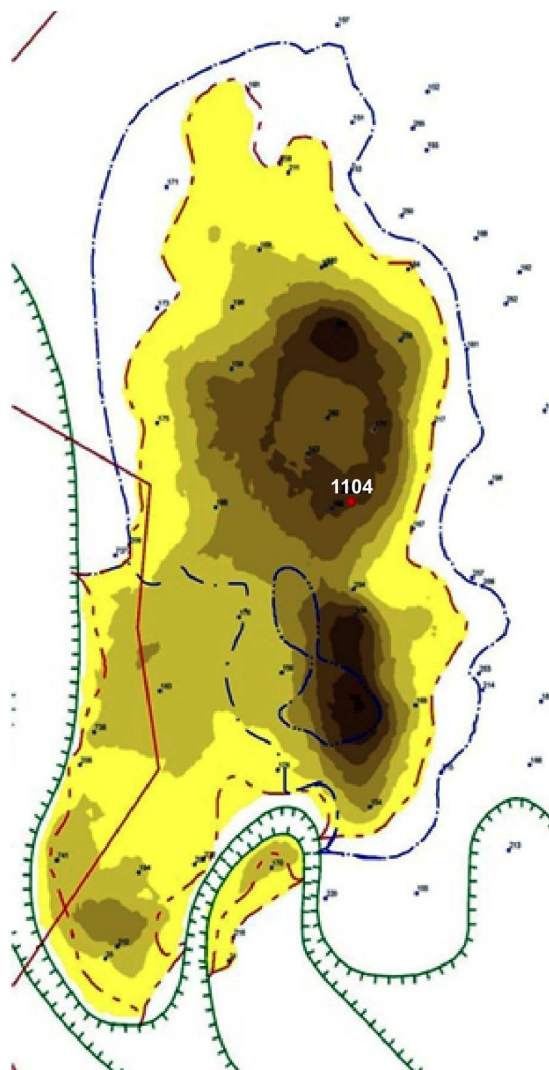


Рисунок 4 – Карта плотности подвижных запасов газа по пласту $БУ_2^{101}$

Методика расчёта производительности горизонтальных скважин

Общее уравнение притока газа в скважину:

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2 = a \cdot Q + b \cdot Q^2, \quad (1)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; $P_{заб}$ – забойное давление, МПа; Q – дебит скважины, м³/сут.; a – коэффициент фильтрационного сопротивления, характеризующий потери давления на преодоление вязкостного трения, $\frac{МПа^3 \cdot сут.}{м^3}$; b – коэффициент фильтрационного сопротивления, характеризующий потери давления, вызванные инерционными силами вследствие извилистости поровых каналов; имеющий большое значение при высоких скоростях фильтрации, $\frac{МПа^2 \cdot сут.^2}{м^6}$.

Формула дебита газовой скважины:

$$Q = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4 \cdot b \cdot (P_{пл}^2 - P_{заб}^2)}}{2 \cdot b}. \quad (2)$$

В литературе не приводится точных аналитических решений о притоке газа к горизонтальным скважинам в пласте конечной толщины. Имеется лишь ряд приближённых формул для расчёта дебита ГС.

Для расчёта дебита ГС нами используется метод эквивалентных сопротивлений З.С. Алиева.

Формула дебита для газовой скважины с горизонтальным участком имеет следующий вид:

$$Q = \frac{-a_1 + \sqrt{a_1^2 + 4 \cdot b_1 \cdot (P_{пл}^2 - P_{заб}^2)}}{2 \cdot b_1}, \quad (3)$$

где a_1 , b_1 – коэффициенты фильтрационных сопротивлений, зависящие от длины горизонтального участка скважины.

$$a_1 = \frac{a}{2 \cdot L} \cdot \left[\frac{2}{h_1} \cdot \left(h_1 + R_c \cdot \ln \frac{R_c}{R_c + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{R_c + h_1} \right]; \quad (4)$$

$$b_1 = \frac{b}{8 \cdot L^2} \cdot \left[\frac{2}{h_1} \cdot \left(\ln \frac{R_c + h_1}{R_c} - \frac{h_1}{R_c + h_1} \right) + \frac{R_k - h_1}{(R_c + h_1)^2} \right];$$

$$h_1 = \frac{h_{эф}}{2} - R_c, \quad (5)$$

где R_k – радиус контура питания скважины, м; $h_{эф}$ – эффективная газонасыщенная толщина пласта, м; R_c – радиус скважины, принимаемый по диаметру долота, м.

Для данных формул применимы следующие допущения:

- 1) пласт считается изотропным;
- 2) режим фильтрации стационарный;
- 3) вязкость газа усредняется;
- 4) трение флюида в скважине не учитывается.

Расчёт проектного дебита ГС для различных условий эксплуатации

Проведём анализ зависимости притока от различных значениях радиуса скважины, эффективной толщины пласта и депрессии в зависимости от длины горизонтального участка по методу фильтрационных сопротивлений З.С. Алиева (формула 3). В таблице 2 приведены исходные данные для расчётов. Результаты расчётов представлены в таблицах 3–5 и на рисунках 5–7.

Таблица 2 – Исходные данные

Наименование	Значение
Радиус скважины r_c , м	0,146
Эффективная газонасыщенная толщина пласта $h_{эф}$, м	23,5
Радиус контура питания R_k , м	250
Исходное линейное фильтрационное сопротивление a	0,0038
Исходное квадратичное фильтрационное сопротивление b	$5,75 \cdot 10^{-9}$
Давление забойное для скважины с горизонтальным участком $P_{заб}$, Па	$22,4 \cdot 10^6$
Давление забойное для наклонно-направленной скважины $P_{заб}$, Па	$14,5 \cdot 10^6$
Пластовое давление $P_{пл}$, Па	$24,4 \cdot 10^6$

Таблица 3 – Результаты расчёта дебита горизонтальной скважины при различных значениях радиуса скважины

Длина горизонтального участка, м	$Q_{газа}$, тыс. м ³ /сут.		
	$r_c = 0,073$ м	$r_c = 0,089$ м	$r_c = 0,114$ м
0,5	1,01	1,02	1,02
1	2,03	2,03	2,04
2	4,05	4,06	4,08
5	10,14	10,16	10,21
15	30,41	30,47	30,62
25	50,69	50,78	51,03
50	101,37	101,55	102,06
75	152,06	152,33	153,09
100	202,75	203,11	204,12
125	253,43	253,89	255,15
150	304,12	304,66	306,19
300	608,24	609,33	612,37
400	810,98	812,44	816,49

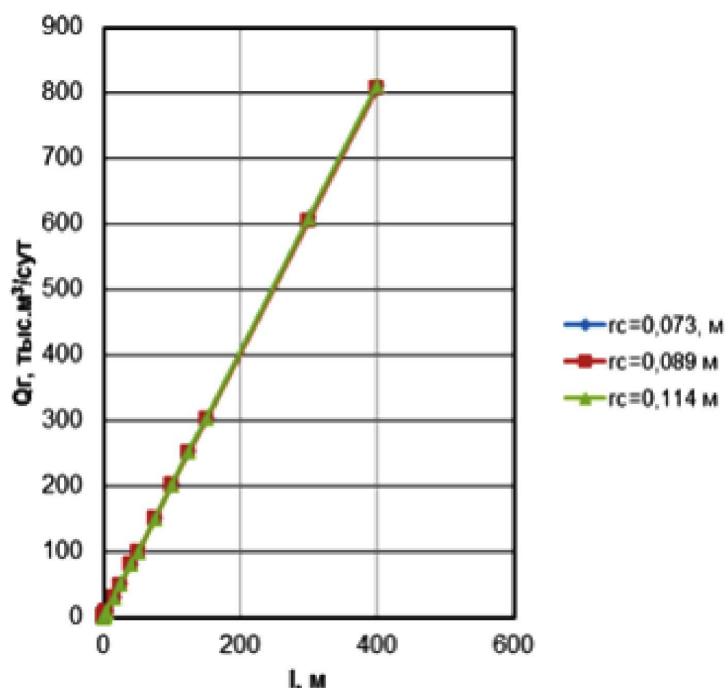


Рисунок 5 – Зависимость дебита скважины от различных значений радиуса скважины

Таблица 4 – Результаты расчёта дебита горизонтальной скважины при различных значениях эффективной толщины

Длина горизонтального участка, м	$Q_{газа}$, тыс. м ³ /сут.		
	$h_{эф} = 17$ м	$h_{эф} = 23$ м	$h_{эф} = 30$ м
1	2	3	4
0,5	7,18	9,72	12,67
1	13,90	18,81	24,54
2	26,30	35,58	46,41
5	57,74	78,12	101,90
15	131,27	177,60	231,65

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
25	182,88	247,43	322,74
50	275,31	372,48	485,85
75	345,35	467,24	609,44
100	405,29	548,34	715,22
125	459,69	621,94	811,23
150	510,74	691,00	901,30
300	445,50	608,24	767,06
400	594,00	810,98	1022,75

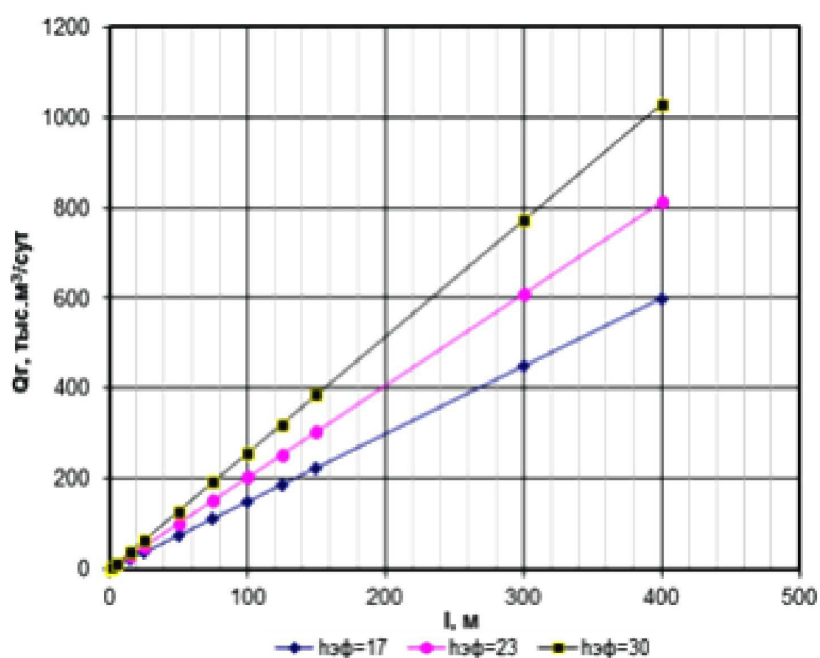


Рисунок 6 – Зависимость дебита скважины от различных значений газонасыщенной толщины

Таблица 5 – Результаты расчёта дебита горизонтальной скважины при различных значениях депрессии

Длина горизонтального участка, м	$Q_{газа}$, тыс. м³/сут.				
	Депрессия на пласт				
	1 МПа	2 МПа	3 МПа	4 МПа	5 МПа
0,5	0,52	1,01	1,49	1,93	2,36
1	1,04	2,03	2,97	3,87	4,71
2	2,07	4,05	5,94	7,73	9,43
5	5,19	10,14	14,85	19,33	23,56
15	15,56	30,41	44,55	57,98	70,69
25	25,94	50,69	74,25	96,63	117,82
50	51,87	101,37	148,50	193,26	235,64
75	77,81	152,06	222,75	289,88	353,46
100	103,75	202,75	297,00	386,51	471,28
125	129,68	253,43	371,25	483,14	589,10
150	155,62	304,12	445,50	579,77	706,92
300	311,24	608,24	891,00	1159,53	1413,84
400	414,98	810,98	1188,00	1546,05	1885,12

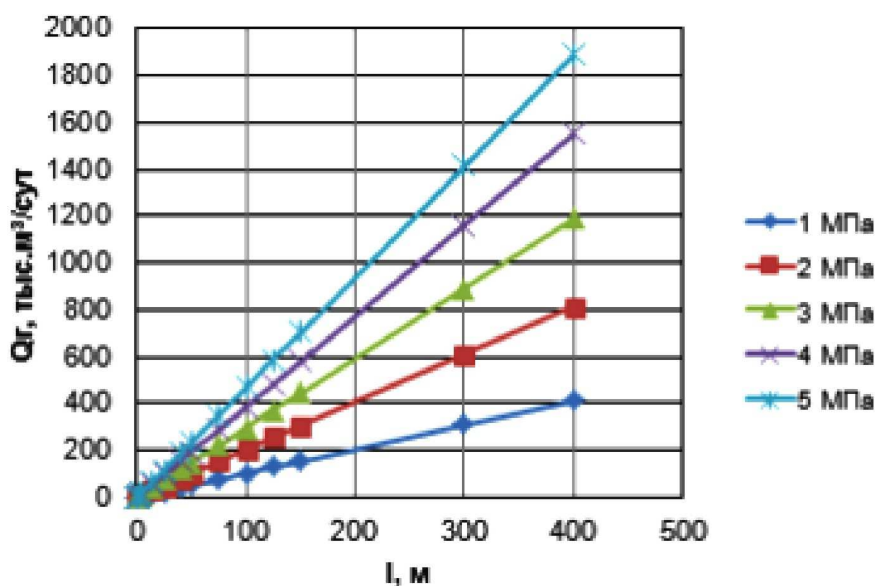


Рисунок 7 – Зависимость дебита скважины от различных значений депрессии

Из полученных результатов можно сделать выводы, что дебиты при различных значениях радиуса скважин меняются незначительно, т.е. приток газа к забою скважины практически не зависит от радиуса скважины (табл. 3 и рис. 5). Другая картина наблюдается при различных значениях эффективной газонасыщенной толщины, чем больше эффективная толщина пласта, тем выше дебит. Так, при длине горизонтального участка ствола скважины 400 м расчётный дебит увеличивается вместе с ростом эффективной газонасыщенной толщины пласта: для $h_{эф} = 30$ м расчётный дебит составил $1029 \text{ м}^3/\text{сут.}$, что больше на 26,7 % и на 71,6 % чем при $h_{эф} = 23$ м и $h_{эф} = 17$ м соответственно (табл. 4 и рис. 6). Зависимость дебита скважины от различных значений депрессии показала, что с ростом разницы давления на стенке скважины дебит существенно увеличивается с $415 \text{ м}^3/\text{сут.}$ до $1885 \text{ м}^3/\text{сут.}$, т.е. более чем в 4,5 раза (табл. 5 и рис. 7).

Расчёт дебита проектной скважины № 1104

На примере скважины № 1104 выполним анализ притока к одиночной горизонтальной и вертикальной скважине в пласте конечной толщины. Исходные данные приведены в таблице 2.

Исходя из данных условий, промыслового опыта и рационального использования пластовой энергии, примем значение забойного давления для горизонтальной скважины равной:

$$P_{заб} = 0,9 \cdot P_{пл} \quad (6)$$

Рассчитаем по формуле (3) дебит ГС в зависимости от протяжённости горизонтального участка в однородном пласте с проницаемостью $k = 6,4$ мДарси. Предусмотрена оптимальная длина горизонтального участка 400 м. Такая длина позволит не только существенно увеличить дебит и снизить риски прорывов законтурной и подошвенной воды, но и минимизировать интерференцию скважин.

Расчёты приведены в таблице 6 и на рисунке 8.

Приток жидкости по формуле (2) к вертикальной скважине № 1104 в пласте для исходных параметров в таблице 2:

$$Q_{вс} = \frac{-0,0038 + \sqrt{0,0038^2 + 4 \cdot 5,75 \cdot 10^{-9} \cdot (22,4^2 - 14,5^2)}}{2 \cdot 5,75 \cdot 10^{-9}} = \frac{0,001027}{11,5 \cdot 10^{-9}} = 89280 \text{ м}^3/\text{сут.},$$

где $Q_{вс}$ – дебит вертикальной скважины, $\text{м}^3/\text{сут.}$

Анализ полученных результатов показал, что с увеличением длины горизонтального участка возрастает дебит скважины. Из графика на рисунке 8 видно, что при длине горизонтального участка $L = 40$ м дебит ГС начинает превышать дебит вертикальной скважины. При проектной длине горизонтального участка $L = 400$ м дебит увеличился более чем в 10 раз (табл. 6).

Таблица 6 – Расчёт дебитов скважины

Длина горизонтального участка, м	$Q_{\text{вс}}$, тыс. м ³ /сут.	$Q_{\text{вс}}$, тыс. м ³ /сут.
0,5	1,13	89,28
1	2,26	
2	4,52	
5	11,29	
15	33,87	
25	56,45	
40	90,32	
50	112,90	
75	169,35	
100	225,80	
125	282,25	89,28
150	338,70	
300	677,40	
400	903,20	

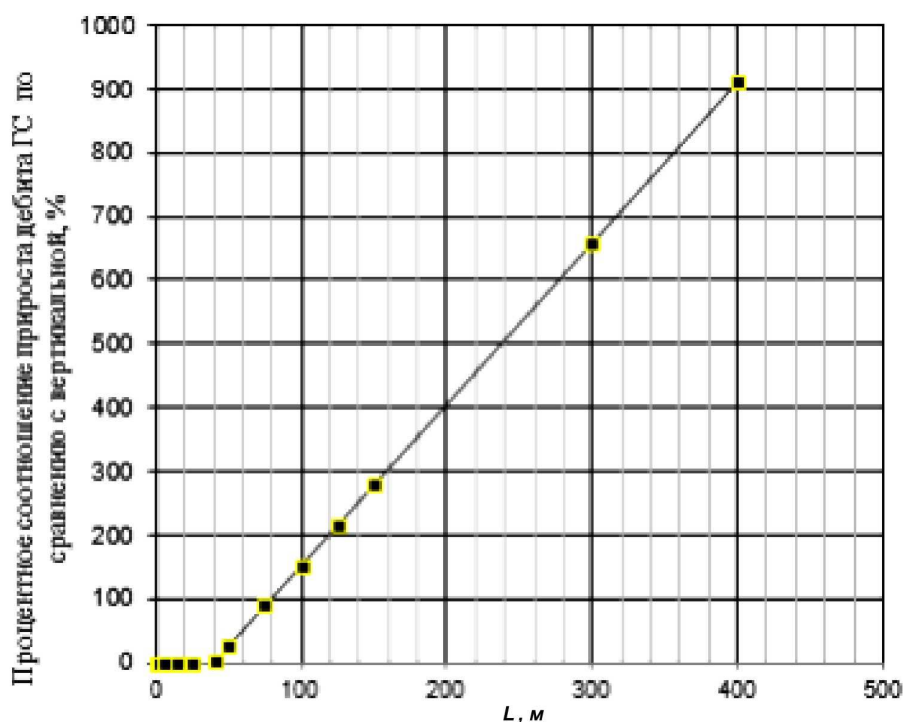


Рисунок 8 – Зависимость прироста дебита скважины после ЗБС от длины горизонтального участка, %

При сравнении проектных и фактических показателей эффективности эксплуатации горизонтальной и вертикальной скважин было выявлено, что дебит горизонтальной скважины превышает дебит вертикальной скважины при длине горизонтального участка $L > 40$ м, что является дополнительным подтверждением эффективности применения ЗБС.

Расчет профиля наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием

При проектировании направляющей части ЗБС используются известные методики расчёта профиля наклонно-направленной скважины, а проектирование профиля горизонтального участка осуществляется в соответствии с проектными документами на разработку месторождения с применением ЗБС.

Для ЗБС используется J-образный тип профиля с набором угла на сопряжённом с горизонтальным участке. В зависимости от количества участков профиля с различной кривизной (интервалов забуривания, начального искривления, стабилизации, увеличения зенитного угла до 90 градусов, горизонтального участка) тип профиля может быть двухинтервальным и выше.

Требования к исходным данным, необходимым для проектирования ЗБС:

- достоверность пространственного положения эксплуатационной колонны;
- достоверность положения эксплуатационного объекта;
- оценка погрешностей расчёта определяемых параметров трассы ЗБС на основе технической точности измерительных систем, статистических расчётов;
- достаточная степень свободы варьирования значений входных параметров для сходимости оптимизационной процедуры построения траектории ЗБС.

Параметры должны быть отражены в план-заказе для составления плана работ на зарезку ЗБС.

Основными параметрами проектной плоскостной траектории ЗБС являются координаты участков её в вертикальной проекции профиля.

Дуга окружности определяет минимальную длину участка скважины при изменении её зенитного угла. Поэтому искривлённые участки профиля проектируются в виде дуги окружности. Минимальный отход точки входа в пласт от вертикальной проекции точки забуривания ограничивается максимально допустимой интенсивностью искривления и величиной зенитного угла в месте забуривания. Интенсивность искривления ствола скважины (I , град./10 м) рассчитывается по формуле:

$$I = \frac{573}{R}, \quad (7)$$

где R – радиус кривизны ствола скважины, м.

Пространственная интенсивность искривления ствола I на участке длиной 10 м может быть определена по формуле:

$$I = \sqrt{\Delta\alpha^2 + \Delta\varphi^2 \cdot \sin^2\left(\alpha_1 - \frac{\Delta\alpha}{2}\right)}, \quad (8)$$

где $\Delta\alpha = \alpha_1 - \alpha_2$ – изменение зенитного угла на участке длиной 10 м, град./10 м;
 $\Delta\varphi = \varphi_1 - \varphi_2$ – изменение азимутального угла на участке длиной 10 м, град./10 м;
 α_1 и φ_1 – зенитный и азимутальный углы в начале интервала длиной 10 м; α_2 и φ_2 – зенитный и азимутальный углы в конце интервала длиной 10 м.

Фактический радиус искривления R может быть определён по формулам:

$$R = 57,3 \cdot \frac{L}{\Delta\psi}; \quad (9)$$

$$\Delta\psi = 2 \cdot \arcsin \sqrt{\sin^2 \frac{\Delta\alpha}{2} \cdot \cos^2 \frac{\Delta\theta}{2} + \sin^2 \frac{\Delta\theta}{2} \cdot \sin^2 \alpha_{cp}}, \quad (10)$$

где L – длина искривлённого участка, м; $\Delta\alpha$ – изменение зенитного угла на искривлённом участке L , град.; $\Delta\theta$ – изменение азимутального угла на искривлённом участке L , град.; α_{cp} – средний зенитный угол на искривлённом участке L , град.; $\Delta\psi$ – изменение пространственного угла на искривлённом участке L .

Расчёт параметров ствола скважины при работе с отклонителем производится в рамках упрощённой схемы, т.к. проектирование и анализ работы отклонителя с полным учётом всех особенностей его реальной конструкции и условий бурения является сложной аналитической задачей.

Радиус искривления ствола скважины R обусловлен геометрическими размерами отклонителя и для отклонителя на базе гидравлического забойного двигателя с одним углом перекоса осей находится по формуле:

$$R = \frac{\ell_1 + \ell_2}{2 \cdot \sin(\alpha + \beta)}, \quad (11)$$

где ℓ_1 – длина нижнего плеча отклонителя (от торца долота до точки перекоса осей), м; ℓ_2 – длина верхнего плеча отклонителя, м; α – угол перекоса осей отклонителя, град.; β – угол наклона нижнего плеча отклонителя к оси скважины, град.:

$$\beta = \arctg \frac{d_{\text{дол}} - d_{\text{отк}}}{2 \cdot \ell_1}, \quad (12)$$

где $d_{\text{дол}}$ – диаметр долота, м; $d_{\text{отк}}$ – диаметр отклонителя, м.

Минимально допустимый радиус искривления ствола R_{min} определяется из условия принудительного пропуска системы «долото – забойный двигатель (отклонитель)» через искривлённый ствол при возникновении напряжений изгиба в пределах упругих деформаций. Для нормальной эксплуатации бурильных и обсадных труб интенсивность искривления ствола скважины не должна приводить к возникновению напряжений, превышающих предел текучести их материала.

С учётом диаметра скважины и геометрических параметров отклонителя значение R_{min} определяется по формуле:

$$R_{\text{min}} = \frac{0,171 \cdot L_0^2}{(1,41 \cdot m - 0,41) \cdot d_{\text{дол}} - d_{\text{ске}} + \frac{0,34 \cdot \sigma_m \cdot L_0^2}{E \cdot d_{\text{ске}}}}, \quad (13)$$

где m – коэффициент уширения ствола, который равен $m = \frac{d_{\text{ске}}}{d_{\text{дол}}}$; $d_{\text{дол}}$ – диаметр долота, м; $d_{\text{ске}}$ – диаметр скважины; L_0 – длина отклонителя с долотом, м; E – модуль упругости, МПа; σ_m – предел текучести стали, МПа.

На участке ствола, расположенном в непосредственной близости от забоя, минимально допустимый радиус искривления ствола для гладких труб длиной более 25 м определяется по формуле:

$$R_{\text{min}} = \frac{E \cdot d_{\text{бм}}}{2 \cdot \sigma_m}, \quad (14)$$

где $d_{\text{бм}}$ – наружный диаметр бурильных (обсадных) труб, м.

При длине бурильных труб или длине искривлённого участка менее 25 м расчёты производятся по формуле:

$$R_{\text{min}} = \frac{E \cdot d_{\text{бм}} \cdot L^2}{2 \cdot L^2 \cdot \sigma_m + 8 \cdot E \cdot d_{\text{бм}} \cdot (d_{\text{ске}} - 0,5 \cdot (3 \cdot d_M - d_{\text{бм}}))}, \quad (15)$$

где L – длина труб, м; $d_{\text{ске}}$ – диаметр скважины, м; d_M – диаметр муфты, м.

Наибольшая величина радиуса кривизны из ряда вычисленных значений считается допустимым радиусом кривизны, который должен учитываться при расчёте проектного профиля БГС.

Проектная траектория составляется на центр круга допуска, а по требованию Заказчика – дополнительно на его диаметрально противоположные точки.

Участки азимутального искривления проектируются, исходя из условия стабильности работы компоновок и минимизации протяжённости трассы ЗБС.

Расчёт элементов профиля представляет собой оптимизационную процедуру, выполняемую в автоматизированном, а при необходимости процесса – в диалоговом режиме. Рекомендуется применение программ расчёта профиля ствола скважины Director.

Рекомендации по проектированию профилей ЗБС и их проводке предусматривают возможность корректирования их при использовании новых долот, забойных двигателей, телесистем, изменении способа и режима бурения.

Оперативное управление траекторией ствола осуществляется с помощью автоматизированных программных комплексов.

Оперативный контроль параметров траектории ЗБС и положения двигателя-отклонителя на забое скважин производится с помощью комплекса специальных технических средств.

В процессе бурения бокового ствола при уточнении геологических характеристик пласта и корректировки точки входа в пласт производится фиксирование данного факта в информационных базах данных.

Предусмотрено бурение бокового ствола с горизонтальным окончанием для скважины № 1104 в пласте $БУ_2^{101}$. Реконструкция скважины предусматривается с применением мобильной буровой установки «Кремсо-125» грузоподъёмностью 125 тонн.

Основные характеристики и конструкция проектной скважины № 1104 приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Характеристика и конструкция скважины № 1104

Наименование колонн	Условный диаметр, мм	Глубина спуска (вертикаль), м	Диаметр долота, мм	Интервал подъёма тампонажного раствора (вертикаль)
Старый ствол			Забуривание бокового ствола производится с глубины 2910 м (по стволу)	
Эксплуатационная колонна	146	3170		
«Хвостовик»	102	2510–3103	120,6	2510–3100
Профиль наклонно-направленных скважин			7-и интервальный	
Отклонение от точки забуривания до точки входа в кровлю продуктивного пласта $БУ_2^{101}$, м			350	
Рассчитанные проектом интервалы:				
старый ствол, м			0–2910	
набор параметров кривизны, м			2910–2985	
участок стабилизации, м			2985–3229	
набора параметров кривизны, м			3229–3552	
горизонтальный участок, м			3552–3952	
радиус набора зенитного угла, м			286,5	
интенсивность набора зенитного угла, град./10 м			2,0	
Величина радиуса круга допуска, м			50	
Максимально допустимый зенитный угол			95	

Был рассчитан профиль скважины № 1104 с отклонением от точки забуривания бокового ствола до точки входа в кровлю продуктивного пласта $БУ_2^{101}$ 350 м без учёта азимутального направления, т.е. рассчитан профиль, расположенный в одной плоскости (рис. 9):

- старый ствол от 0 до 2910 м по стволу (0–2650 м по вертикали);
- участок набора зенитного угла от 2910 до 2985 м по стволу (2650–2720 м по вертикали), где интенсивность падения зенитного угла составляет 1,00° на 10 м;

- участок стабилизации зенитного угла от 2985 до 3229 м по стволу (2720–2940 м по вертикали);
- участок набора зенитного угла с интенсивностью $2,0^\circ$ на 10 м в интервале 3229–3552 м по стволу (2940–3103 м по вертикали);
- горизонтальный участок от 3552 до 3952 м по стволу (3103–3103 м по вертикали).

В процессе бурения скважины все работы, связанные с набором и корректировкой зенитного и азимутального углов наклонно-направленного ствола, проводятся с использованием забойных телеметрических систем отечественного или импортного производства.

Величина радиуса круга допуска для точки входа в кровлю продуктивного пласта составляет 50 м.

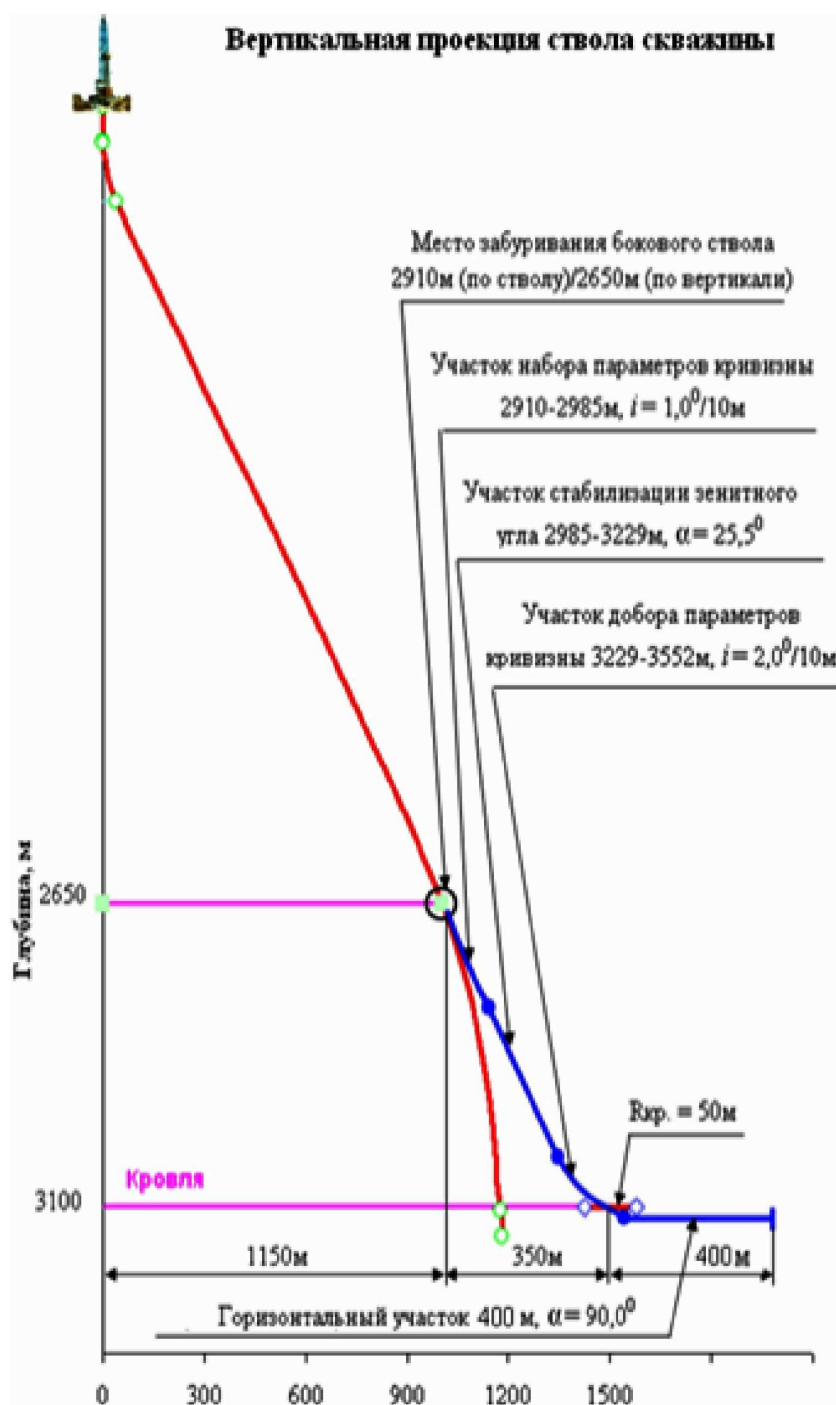


Рисунок 9 – Профиль скважины № 1104

Для решения задач надёжного разобщения пластов и сохранения коллекторских свойств пластов «хвостовик» цементируется манжетным способом цементным раствором выше кровли продуктивного пласта в интервале 2760–3510 м по стволу (2510–3100 м по вертикали) с применением цемента марки ПЦТ I-G. В интервале продуктивного горизонта устанавливается фильтр ФС-102.

Выбор режима работы газовой скважины

Расчёт диаметра штуцера

Диаметр отверстия устьевого штуцера для газовых скважин определяется по формуле:

$$d_{шт} = 0,264 \cdot \sqrt{\frac{Q_{газа}}{\mu \cdot P_{буф}}}, \quad (16)$$

где $d_{шт}$ – диаметр штуцера, мм; μ – коэффициент расхода ($\mu = 0,96$); $Q_{газа}$ – дебит газа, м³/сут.; $P_{буф}$ – буферное давление (по промысловым данным $P_{буф} = 95$ атм.).

Рассчитаем диаметр отверстия устьевого штуцера по формуле (16) для скважины № 1104:

$$d_{шт} = 0,264 \cdot \sqrt{\frac{903200}{0,96 \cdot 95}} = 26 \text{ мм.}$$

Расчёт минимального дебита скважины, обеспечивающего вынос жидкой фазы

При эксплуатации газовых скважин наиболее часто встречающееся осложнение – поступление жидкой фазы (воды или конденсата). В этом случае необходимо определение минимального забойного дебита газовой скважины, при котором ещё не происходит накопления жидкости на забое с образованием жидкостной пробки.

Минимальный дебит газовой скважины (м³/сут.), при котором не образуется на забое жидкостная пробка, рассчитывается по формуле:

$$V_{e \min} = \frac{v_{e \min} \cdot T_{см} \cdot P_{заб} \cdot d_{вн}^2}{4 \cdot P_{атм} \cdot Z \cdot T_{пл}}, \quad (17)$$

где $v_{e \min}$ – минимальная скорость газа, при которой не образуется жидкостная пробка, м/с; $T_{см}$ – температура в стандартных условиях, °K; $T_{пл}$ – пластовая температура, °K; $P_{заб}$ – забойное давление, МПа; $P_{атм}$ – атмосферное давление, МПа; $d_{вн}$ – внутренний диаметр НКТ (по проекту $d_{вн} = 0,062$ м); Z – коэффициент сверхсжимаемости газа.

Минимальная скорость газа, при которой не образуется пробка воды:

$$v_{ев} = \frac{1,23 \cdot (45 - 0,45 \cdot P_{заб})^{0,25}}{\sqrt{0,45 \cdot P_{заб}}}. \quad (18)$$

Минимальная скорость газа, при которой не образуется пробка конденсата:

$$v_{ек} = \frac{1,71 \cdot (67 - 0,45 \cdot P_{заб})^{0,25}}{\sqrt{0,45 \cdot P_{заб}}}. \quad (19)$$

Используя формулы 17–19, рассчитаем минимальные дебиты газоконденсатной скважины № 1104 Самбургского НГКМ, при которых не будет происходить осаждение конденсата на забое:

$$v_{ев} = \frac{1,23 \cdot (45 - 0,45 \cdot 20,16)^{0,25}}{\sqrt{0,45 \cdot 20,16}} = \frac{1,23 \cdot 2,448}{3,012} = 0,997 \text{ м/с.}$$

Минимальный дебит, при котором выносится вода:

$$V_{гв\ min} = \frac{0,997 \cdot 293 \cdot 20,16 \cdot 0,062^2}{4 \cdot 0,1 \cdot 0,854 \cdot 350} = 0,189 \text{ м}^3/\text{с}$$

или $V_{гв\ min} = 0,189 \cdot 86400 = 16,36$ тыс. м³/сут.

Минимальная скорость газа, при которой весь конденсат выносится на поверхность:

$$v_{гк} = \frac{1,71 \cdot (67 - 0,45 \cdot 20,16)^{0,25}}{\sqrt{0,45 \cdot 20,16}} = \frac{1,71 \cdot 2,759}{3,012} = 1,57 \text{ м/с.}$$

Минимальный дебит для выноса конденсата:

$$V_{г\ min} = \frac{1,57 \cdot 293 \cdot 20,16 \cdot 0,062^2}{4 \cdot 0,1 \cdot 0,854 \cdot 350} = 0,298 \text{ м}^3/\text{с}$$

или $V_{г\ min} = 0,298 \cdot 86400 = 25,76$ тыс. м³/сут.

Сравнивая полученные результаты, можно отметить, что при прочих неизменных условиях полный вынос конденсата возможен при более высоких дебитах газовой скважины, чем полный вынос воды.

Расчёт технологической эффективности ЗБС

Количество дополнительно добытого газа за расчётный период за счёт бурения бокового горизонтального ствола скважины № 1104 по продуктивному пласту определяется по формуле:

$$\Delta Q_H = Q_{факт} - Q_{теор}, \quad (20)$$

где $Q_{факт}$ – величина фактически добытой нефти по скважине за расчётный период, м³;
 $Q_{теор}$ – величина теоретической (предполагаемой) добычи нефти по скважине за расчётный период при отсутствии горизонтального ствола по продуктивному пласту, м³.

$$Q_{факт} = Q_{гс} \cdot T \cdot \beta, \quad (21)$$

$$Q_{теор} = Q_{гс} \cdot T \cdot \beta, \quad (22)$$

где $Q_{гс}$ – дебит скважины с горизонтальным стволом и вертикальной, м³/сут.;
 $Q_{гс}$ – дебит вертикальной скважины, м³/сут.; β – поправочный коэффициент, учитывающий соответствие дополнительной добыче газа и выработке извлекаемых запасов, доли ед. (на первые 2 года $\beta = 1$).

Получим:

$$\Delta Q_H = (Q_{гс} - Q_{гс}) \cdot T \cdot \beta, \quad (23)$$

Количество дополнительно добытого газового конденсата определяется по формуле:

$$\Delta Q_{гк} = \Delta Q_H \cdot КГФ, \quad (24)$$

где $\Delta Q_{гк}$ – количество дополнительно добытого газового конденсата за расчётный период за счёт бурения бокового горизонтального ствола, тонн; КГФ – конденсатогазовый фактор (по промысловым данным $КГФ = 0,158$ кг/м³).

Расчёт на 2 года по формулам (23) и (34):

$$\Delta Q_H = (903,2 - 89,28) \cdot 10^3 \cdot 2 \cdot 365 \cdot 1 = 594,162 \text{ млн м}^3;$$

$$\Delta Q_{гк} = 594162000 \cdot 0,158 = 93877 \text{ тонн.}$$

Нами был произведён расчёт технологической эффективности за счёт бурения горизонтального ствола в вертикальной скважине. Сопоставление фактических показателей разработки участка горизонтальными скважинами с показателями базового варианта ещё раз показывает неоспоримое преимущество использования БГС при разработке низкопродуктивных пластов относительно небольшой эффективной толщины. За период эксплуатации на естественном режиме в течение двух лет при использовании горизонтальных скважин дополнительная добыча составит 594,162 млн м³ природного газа и 93877 тонн газового конденсата, что в 9 раз превышает эти показатели над базовым вариантом.

После рассмотрения экономической целесообразности бурения боковых стволов в реальных условиях можно сделать следующие выводы:

1. Расчёт показателей экономической эффективности зарезки бокового ствола на Самбургском месторождении показал, что применение этого метода интенсификации добычи углеводородов позволит существенно нарастить добычу газа и газового конденсата на рассматриваемом месторождении.

2. Зарезка бокового горизонтального ствола позволяет предприятию сократить производственные затраты. Чистая прибыль предприятия от применения этого метода на одной скважине составит 27,31 млн руб. за 7 лет эксплуатации скважины; чистый дисконтированный доход составит 19,76 млн руб.; срок окупаемости данного проекта меньше года, внутренняя норма доходности 170 %, а индекс доходности – 1,4.

3. Так как проектное мероприятие полностью окупает себя в течение первого года с принесением прибыли, то следует рекомендовать данный метод интенсификации добычи газа и газового конденсата для использования его на скважинах Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Основные выводы и рекомендации

1. Анализ геолого-физических условий разработки Самбургского месторождения показал следующее:

- нефтегазоконденсатная залежь БУ₁₀ Самбургского месторождения – пласто-во-сводовая, литологически экранированная, тип коллектора – терригенный, поровый;
- среднее значение коэффициента песчаности в целом по залежи составляет 0,9, коэффициента расчленённости – 8,6;
- породы-коллектора относятся к низкопроницаемым – менее 0,05 мкм² с пористостью 18 %;
- среднее начальное пластовое давление составляет 29 МПа, а пластовая температура в среднем 76 °С;
- пластовые нефти Самбургского месторождения характеризуются как средние по плотности, малосернистые, высокопарафинистые, малосмолистые. Значение газосодержания составляет в среднем около 208,6 м³/т. Газ, поступающий на установки НТС, характеризуется высоким содержанием сухого газа и газового конденсата: С₁ – 85,61 %, С₂ – 5,74 %, С₃ – 2,64 %, С₄ – 1,16 %, С₅₊ – 3,44.

2. Согласно проведённому анализу состояния разработки месторождения можно сделать следующие выводы:

- месторождение находится на стадии стабилизации добычи;
- средняя обводнённость продукции составляет 5 %;
- основные проблемы при эксплуатации добывающего фонда обусловлены прорывом подошвенных и законтурных пластовых вод к забоям скважин, а также поступлением воды из смежных пластов по заколонному пространству.

3. На основе анализа фонда добывающих скважин и плотности остаточных подвижных запасов пластового газа была выбрана скважина-кандидат № 1104 для проведения ЗБС. Для более масштабного внедрения данной технологии рекомендуется провести дополнительные исследования с целью выявления других скважин, перспективных для ЗБС.

4. Проведён технологический расчёт проектирования ЗБС на скважине № 1104 Самбургского месторождения с использованием существующего регламента. Расчёт показал, что дебит проектный скважины после проведения ЗБС может увеличиться более чем в 10 раз с 89,3 тыс. м³/сут. до 903,2 тыс. м³/сут.

6. Зарезка бокового горизонтального ствола позволяет предприятию сократить производственные затраты. Чистая прибыль предприятия от применения этого метода на одной скважине составит 27,31 млн руб. за 7 лет эксплуатации скважины; чистый дисконтированный доход составит 19,76 млн руб.; срок окупаемости данного проекта меньше года; внутренняя норма доходности 170 %, а индекс доходности составляет 1,4.

7. Применение технологии ЗБС в вертикальных и наклонно-направленных скважинах Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения для перевода скважин в фонд горизонтальных позволит не только уменьшить объёмы бурения, повысить дебит и рентабельность скважин, но и более рационально использовать пластовую энергию вследствие более низких депрессий на пласт, уменьшить риск прорывов законтурной и подошвенных вод.

8. Расчёт основных параметров технологического режима работы скважины позволил определить диаметр устьевого штуцера $d_{ум} = 26$ мм, минимальные скорости газа ($v_{зг} = 0,997$ м/с, $v_{зк} = 1,57$ м/с) на забое, обеспечивающие полный вынос воды и газового конденсата на поверхность, а также минимальные дебиты, при которых не образуются на забое жидкостные пробки ($V_{зг\ min} = 16,36$ тыс. м³/сут., $V_{зк\ min} = 25,76$ тыс. м³/сут). При прочих неизменных условиях полный вынос конденсата возможен при более высоких дебитах газовой скважины, чем полный вынос воды.

9. В целом использование такой технологии интенсификации добычи природного газа и газового конденсата как зарезка боковых горизонтальных стволов на Самбургском месторождении позволит не только снизить риски появления прорывов подошвенной и законтурной воды, уменьшить потери конденсата в ПЗП, ограничить негативное воздействие на обсадную колонну вследствие малых депрессий и сократить капитальные затраты на строительство скважин, но и перевести часть скважин в ряд горизонтальных, что позволит продлить срок экономической и технологической эффективности эксплуатации месторождения.

Литература:

1. Технологическая схема опытно-промышленной разработки объектов БУ₁₀–БУ₁₄₁ Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения. – Тюмень : ЗАО «Тюменский институт нефти и газа», 2010. – 416 с.
2. Алиев З.С. Исследование горизонтальных скважин. – Уфа : НГТУ, 2004. – 365 с.
3. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М. : Недра, 2000. – 262 с.
4. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 199 с.
5. Булатов А.И., Просёлков Е.Ю., Просёлков Ю.М. Бурение горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2008. – 419 с.
6. Булатов А.И., Просёлков Ю.М. Справочник по бурению горизонтальных скважин : справочное пособие. – Краснодар : Издательство «Советская Кубань», 2008. – 354 с.
7. Волков Ю.А., Карпова Л.Г., Муслимов Р.Х. Анализ зарубежного опыта использования горизонтальных скважин при разработке нефтяных месторождений // Сборник научных трудов «Разработка нефтяных и газовых месторождений. Состояние и проблемы». – М. : ВНИИОЭНГ, 1996. – Вып. 3. – С. 242–254.
8. Зозуля Г.П. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин. – М. : Издательство «Академия», 2009. – 176 с.
9. Муслимов Р.Х., Султанов Э.И., Рамазанов Р.Г., Волков Ю.А. Системы разработки нефтяных месторождений с горизонтальными скважинами // Сборник научных трудов «Разработка нефтяных и газовых месторождений. Состояние и проблемы». – М. : ВНИИОЭНГ, 1996. – Вып. 3. – С. 61–71.
10. Хисамутдинов Н.И. Обоснование рациональной разработки многопластового месторождения системой горизонтальных скважин // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство». – М. : ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2001. – № 8. – С. 60–65.
11. Обоснование технологии борьбы с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями на Кравцовском нефтяном месторождении. URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b3ac69a4c43a88521316c26_0.html

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

13. 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 : ООО «Просвещение - Юг», 2011. – 603 с.

14. Арутюнов А.А., Бондаренко В.А., Климов В.В., Кошелев А.Т., Савенок О.В., Усов С.В. Практические расчёты в бурении и нефтепромысловой практике: методические указания к практическим занятиям по дисциплинам «Буровое оборудование» и «Оборудование для добычи нефти» для студентов всех форм обучения направления 131000.62 Нефтегазовое дело. – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2014. – 55 с.

15. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.

16. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012-2015. – Т. 1–4.

17. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.

18. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Яковлев А.Л. Управление продуктивностью скважин : методические указания по изучению дисциплины «Управление продуктивностью скважин» для студентов-бакалавров всех форм обучения и МИППС по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 68 с.

19. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие для студентов ВУЗов, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело». – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2016. – 290 с.

References:

1. Technological scheme of trial development of objects $BU_{10} - BU_{141}$ of the Samburgsky oil-gas condensate field. – Tyumen : CJSC Tyumen Institute of Oil and Gas, 2010. – 416 p.

2. Aliyev Z.S. Research of horizontal wells. – Ufa : NGTU, 2004. – 365 p.

3. Basarygin Yu.M., Budnikov V.F., Bulatov A.I., Geraskin V.G. Construction of inclined and horizontal wells. – M. : Nedra, 2000. – 262 p.

4. Berdin T.G. Design of development of oil and gas fields systems of horizontal wells. – M. : LLC Nedra-Businesscentre, 2001. – 199 p.

5. Bulatov A.I., Prosyolkov E.Yu., Prosyolkov Yu.M. Drilling of horizontal wells : handbook. – Krasnodar : Soviet Kuban publishing house, 2008. – 419 p.

6. Bulatov A.I., Prosyolkov Yu.M. Reference book on drilling of horizontal wells : handbook. – Krasnodar : Soviet Kuban publishing house, 2008. – 354 p.

7. Volkov Yu.A., Karpova L.G., Muslimov R.H. The analysis of foreign experience of use of horizontal wells when developing oil fields // the Collection of scientific works «Development of oil and gas fields. State and problems». – M. : VNIOENG, 1996. – Issue 3. – P. 242–254.

8. Zozulya G.P. Features of oil and gas production from horizontal wells. – M. : Akademiya publishing house, 2009. – 176 p.

9. Muslimov R.H., Sultanov E.I., Ramazanov R.G., Volkov Yu.A. The systems of development of oil fields with horizontal wells // the Collection of scientific works «Development of oil and gas fields. State and problems». – M. : VNIOENG, 1996. – Issue 3. – P. 61–71.

10. Hisamutdinov N.I. Justification of rational development of the multisheeted field system of horizontal wells // Monthly scientific and technical and production magazine «Neftyanoye Hozyaystvo». – M. : CJSC Neftyanoye hozyaystvo Publishing House, 2001. – No. 8. – P. 60–65.

11. Justification of technology of fight against asfalto-smolo-paraffin deposits on the Kravtsovsky oil field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b3ac69a4c43a88521316c26_0.html

12. Antoniadis D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.

13. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.

14. Arutyunov A.A., Bondarenko V.A., Klimov V.V., Koshelev A.T., Savenok O.V., Usov S.V. Practical calculations in drilling and oil-field practice : methodical instructions to a practical training on disciplines «Drilling equipment» and «The equipment for oil production» for students of all forms of education of the direction 131000.62 Oil and gas business. – Krasnodar : Prod. KubGTU, 2014. – 55 p.

15. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.
16. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 vol. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – Т. 1–4.
17. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» : in 4 t. : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014. – Т. 1–4.
18. Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Yakovlev A.L. Management of efficiency of wells : methodical instructions on studying of discipline «Management of efficiency of wells» for students bachelors of all forms of education and MIPPS in the direction 21.03.01 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 68 p.
19. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Labor protection and safety measures during the drilling and operation of oil and gas wells : the manual for students of HIGHER EDUCATION INSTITUTIONS, students in the Oil and Gas Business direction. – Novocherkassk : Lik publishing house, 2016. – 290 p.

УДК 622.276.65

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ТЕПЛОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАТЫ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ

ANALYSIS OF THERMAL EFFECTS TECHNOLOGIES ON HIGHLY VISCOUS OIL DEPOSITS OF THE UZEN FIELD

Березовский Денис Александрович
заместитель начальника цеха,
филиал ООО «Газпром добыча Краснодар»
Каневское газопромислое управление
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Кусов Геннадий Владимирович
аспирант,
Северо-Кавказский федеральный университет
de_france@mail.ru

Шахмеликьян Менас Георгиевич
студент-магистрант,
институт Нефти, газа и энергетики
Кубанский государственный
технологический университет
menaciche@gmail.com

Кумбе Эдсон Леонел Виторину
студент,
Кубанский государственный
технологический университет
leoneledson@gmail.com

Аннотация. Необходимость учёта характеристик нефтей и пластовых систем при проектировании разработки нефтяных месторождений относится как к залежам высоковязких нефтей, в которых при повышении температуры пласта снижается вязкость и увеличивается подвижность нефтей, уменьшаются внутрипластовые гидродинамические сопротивления, что улучшает приток флюидов к добывающим скважинам, так и к залежам маловязких нефтей, насыщенным парафином. В связи с этим при осуществлении разработки месторождения Узень была проделана огромная работа, применялись различные методы теплового воздействия на пласты высоковязкой нефти. Несмотря на определённые усилия, на данном этапе месторождение разрабатывается очень низкими темпами, обусловленными снижением продуктивности скважин, увеличением простоев скважин и увеличением обводнённости.

Ключевые слова: вытеснение высокопарафинистой нефти; паротепловая обработка призабойной зоны скважин; вытеснение нефти перегретым паром; внутрипластовое горение; сухое внутрипластовое горение; влажное внутрипластовое горение; сверхвлажное внутрипластовое горение.

Berezovskiy Denis Aleksandrovich
Deputy chief of department,
branch LLC «Gazprom mining Krasnodar»
Kanevskoe gas field management
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Kusov Gennady Vladimirovich
Graduate student,
North-Caucasian Federal University
de_france@mail.ru

Shakhmelikyan Menas Georgiyevich
Undergraduate student,
Institute of Oil, Gas and Energy
Kuban state technological university
menaciche@gmail.com

Cumbe Edson Leonel Vitorinu
Student,
Kuban state technological university
leoneledson@gmail.com

Annotation. The need to take into account the characteristics of oils and reservoir systems in the design of oilfield development refers to both deposits of high-viscosity oils in which viscosity increases and the fluidity of the oil increases as well as the fluidity of the oil increases, the intra-hydrodynamic resistance decreases, which improves the inflow of fluids to producing wells and to deposits of low-viscosity Oils saturated with paraffin. In connection with this, during the development of the Uzen field, a great deal of work was done, various methods of thermal impact on high-viscosity oil layers were applied. Despite some efforts, at this stage the deposit is being developed at a very low rate, due to a decrease in well productivity, an increase in downtime and increased water cut.

Keywords: displacement of highly paraffinic oil; steam-heat treatment of bottom-hole well zone; displacement of oil by superheated steam; in-situ burning; dry in-situ burning; wet in-situ burning; super-wet in-situ combustion.

Месторождение Узень расположено в южной степной части полуострова Мангышлак, известной в геологической литературе как Южно-Мангышлакский прогиб (рис. 1).

На месторождении работа подземного оборудования на скважинах осложнена асфальто-смолисто-парафинистыми отложениями (АСПО), а также отложениями солей и механических примесей. Предприятием проводится значительный объем ПРС для поддержания фонда скважин, эксплуатирующегося в осложнённых условиях в работоспособном состоянии.

Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

Основными осложняющими факторами на месторождении являются парафино-солеотложения в призабойной зоне скважин, в подземном и наземном оборудовании.

Мероприятия по предупреждению и борьбе с парафиноотложениями

Осложнения от парафиноотложений определяются аномальными свойствами нефтей продуктивных горизонтов месторождения, состоящие в следующем:

- высокое содержание в нефти растворённого парафина (до 25 %) и асфальто-смолистых веществ (до 18 %);
- температура насыщения нефти парафином равна или близка начальной пластовой температуре;
- небольшая разница в своде структуры между давлением насыщения нефти газом и начальным пластовым давлением;
- при снижении температуры пласта ниже температуры насыщения нефти парафином в пористой среде пластов-коллекторов из нефти может выделяться парафин.

Нефти с такими свойствами при определённых термобарических условиях приводят к запарафиниванию нефтепромыслового оборудования и застыванию нефти в выкидных трубопроводах, что осложняет технологические процессы добычи нефти.

Анализ осложнений, связанных с парафинизацией призабойной зоны скважин и подземного оборудования

На месторождении в 2010–2011 гг. в целях предотвращения парафиноотложений в призабойной зоне и в подземном оборудовании скважин проводились опытно-промысловые испытания ингибиторов парафиноотложений.

Для борьбы с парафиноотложениями в призабойной зоны скважин и подземного оборудования проводились опытно-промысловые испытания ингибитора парафиноотложений «Дисперсоген V-4451» фирмы «Clariant GmbH» (Германия) с 17 по 21 декабря 2013 года испытания ингибитора парафиноотложений «Дисперсоген V 4451» проводились в соответствии с утверждённой рабочей программой и временной технологической инструкцией путём закачки в добывающие скважины.

При проведении технологии непрерывной подачи ингибитора «Дисперсоген V-4451» межочистной период (МОП) увеличился с 54 до 99 суток. При технологии периодической подачи произошло незначительное увеличение МОП.

Результаты проведённого анализа недостаточны для выдачи конкретных рекомендаций по применению ингибитора парафиноотложений «Дисперсоген V-4451». Поэтому работы по поиску экономически выгодного ингибитора парафиноотложений были продолжены.

На 10 добывающих скважинах ЦДНГ-1 были проведены испытания диспергатора парафина «Прошинор АП 07» французской фирмы «СЕКА», разработанного для обработки сырой нефти (табл. 1).

Реагент «Прошинор АП 07» снижает рост кристаллов парафина, разрушает эмульсию, снижает температуру застывания нефти.

Ингибитор закачивался в межтрубное пространство дозировочным насосом из расчёта 250–300 г/т нефти. Подача реагента дозировочным насосом или с помощью капельницы устанавливается в соответствии с суточным дебитом скважины.

По результатам осмотра подземного оборудования установлено, что на 5 скважинах МОП в среднем составил 95,6 суток. Скорость отложения парафина составила 0,08 мм/сут. На одной скважине запарафинивание оборудования произошло за 30 суток. Две скважины не принимали реагент.

В 2005 году на скважинах №№ 3344, 1916, 259, 8807 и 7320 в целях удаления АСПО с подземного оборудования при подготовке к ПРС были проведены промывки горячей водой с добавлением ПАВ типа «Рауан-100» с различной концентрацией ПАВ: 0,1 %, 0,2 % и 0,5 % (табл. 2).

Результаты осмотра оборудования после промывки показали, что проделанные работы были эффективными на скважинах №№ 1916 и 259. Положительный результат получен при промывке 2 %-ным раствором ПАВ типа «Рауан-100». Кроме того, на процесс парафинизации оборудования скважин №№ 1916 и 259 оказала влияние эксплуатация скважин в обводнённом режиме, что снижает процесс парафинизации.

Для решения вопроса о дальнейшем применении ПАВ типа «Рауан-100» необходимо продолжить испытания реагента.

В настоящее время на месторождении для обработки призабойной зоны пласта и очистки подземного оборудования от асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) применяются тепловые методы, в частности, технология обработки скважин горячей нефтью с использованием агрегатов депарафинизаторов модернизированных (АДПМ-12/150 и АДПМ-Хотойл). Устройство АДПМ-12/150, например, представляет собой нагреватель вертикальный, цилиндрический, прямоточный, змеевикового типа для нагрева нефти до температуры плюс 150 °С при давлении до 16 МПа.

Успешность тепловых обработок 68 %. Средняя продолжительность работы скважины с восстановленным дебитом после обработок – 9 сут. Межочистной период 52 сут.

Обобщая изложенное, следует отметить, что на месторождении технология депарафинизации подземного оборудования скважин горячей нефтью представляется наиболее эффективной с использованием модернизированных агрегатов – депарафинизаторов (АДПМ-12/150 и АДПМ-Хотойл).

Анализ осложнений, связанных с парафинизацией наземного оборудования

Парафинизация и застывание в нефти и водонефтяной эмульсии в выкидных трубопроводах существенно осложняют работу скважин, особенно в холодный период года. С увеличением обводнённости добываемой продукции интенсивность парафинизации наземного оборудования несколько снижается. Однако работа выкидных трубопроводов, транспортирующих высокопарафинистую застывающую нефть и вязкую эмульсию, продолжает оставаться ненадёжной.

На месторождении предотвращение застывания нефти и нефтяной эмульсии в выкидных трубопроводах, особенно в холодный период года, решалось путём применения выкидных трубопроводов с тепловой изоляцией и устьевого подогрева. Однако тепловая изоляция, несмотря на её достаточную эффективность, была реализована на ограниченном фонде скважин. В качестве устьевых подогревателей использовались печи, работающие на попутном газе. С увеличением обводнённости содержание попутного газа в продукции скважин снизилось и работа устьевых подогревателей, особенно в самый ответственный холодный период года, оказалась ненадёжной.

Таким образом, необходимость поиска путей эффективной защиты выкидных трубопроводов от застывания в них добываемой продукции остаётся актуальной.

Наиболее эффективным является применение теплоизолированных стальных выкидных трубопроводов или трубопроводов из стекловолоконного материала и устьевого подогрева. Поскольку с увеличением обводнённости продукции содержание в ней попутного газа снижается, в качестве печей устьевого подогрева рекомендуются печи типа ТЭН.

Мероприятия по предупреждению и борьбе с солеотложениями

Отложения неорганических солей в призабойной зоне скважины и нефтепромысловом оборудовании также серьёзно осложняют разработку месторождения.

Отложения солей достаточно сложный и многофакторный процесс, сопровождающийся главным образом изменением физико-химических свойств закачиваемых сред, изменением термобарических условий в скважине и рядом других причин, обусловленных более сложными явлениями, происходящими в пласте.

Неорганические соли интенсивно откладываются в системе внутринефтепромыслового сбора и подготовки нефти. Наиболее отрицательные последствия от солеобразований возникают при добыче нефти на скважинах, эксплуатируемых механизированным способом. Образование в скважинном насосном оборудовании различных отложений приводит к значительным издержкам производства и увеличению себестоимости добычи нефти.

Таблица 1 – Параметры работы скважин, обработанных ингибитором парафиноотложений «Прошинон АД 32К»

ГУ	№ скважины	Горизонт	Режим			Дата ПРС	Параметры работы скважины до обработки			Дата дозирования	Расход, л/сут.
			Q _{жк} , м ³ /сут.	Q _е , %	Q _{тн} , тонн/сут.		дата исследования	H _{блн} , м	P _{мех} , кг		
61	3153	16	20	35	10	27.01.2013	28.01.2013	600	2929	04.02.2013	3,0
	4376	18	15	30	8,8	25.01.2013	27.01.2013	900	2973	04.02.2013	2,5
	7750	17	15	30	8,8	02.02.2013	03.02.2013	750	5067	04.02.2013	2,5
	4071	17	15	35	8,2	29.01.2013	03.02.2013	650	4542	04.02.2013	2,5
	4947	15	20	50	8,0	07.02.2013	07.02.2013	600	2189	08.02.2013	2,0
	6106	16	10	60	3,5	26.01.2013	28.01.2013	200	пк	04.02.2013	1,0
62	4164	17	35	80	5,9	08.02.2013	10.02.2013	250	пнч	10.02.2013	2,0
	3628	16	25	85	3,0	02.02.2013	30.01.2013	150	пк	04.02.2013	1,0
	3161	16	30	45	13	30.01.2013	04.02.2013	450	4916	04.02.2013	3,5
	6017	16	30	50	12	20.01.2013	29.01.2013	650	5240	04.02.2013	3,5

Таблица 2 – Перечень скважин, в которых провели промывку технической водой с ПАВ типа «Рауан-100» перед подъемом П.О.

НП/ГУ	№ скважины	Горизонт	Дебит по технологическому режиму			Дата промывки	Объём воды с ПАВ «Рауан-100»		Дата подъёма ПРС	Состояние оборудования после промывки
			Q _{жк} , м ³ /сут.	Q _{тн} , тонн/сут.	η _е , %		температура, °С	ПАВ, %		
2/89	3344	13	15	8	40	28.08.2014	80	0,1	28.08.2014	НКТ и штанги забиты парафином
2/90	1916	23	15	1	92	26.08.2014	80	0,2	26.08.2014	НКТ и штанги чистые
5/74	259	17	70	6	90	28.08.2014	80	0,2	28.08.2014	НКТ и штанги чистые
2/88	8807	14	50	21	50	01.09.2014	80	0,1	01.09.2014	на НКТ и штангах обнаружено отложение парафина
8/84	7320	14	60	10	80	03.09.2014	80	0,5	03.09.2014	НКТ и штанги забиты парафином

Анализ осложнений, связанных с солеотложениями в призабойной зоне скважин и нефтепромысловом оборудовании, и способов их предотвращения

С целью повышения эффективности эксплуатации скважин с 24.04.2004 г. на месторождении Узень началось внедрение в производство электроцентробежных погружных насосов производства фирмы «Алнас».

Основной проблемой эксплуатации УЭЦН являются отложения солей на сетке газосепаратора, рабочих колёсах насоса и др. На рабочих частях и поверхностях электронасосов образуется осадок, что приводит к нарушению теплообмена и выходу насоса из строя.

По состоянию на 01.03.2014 г. установками центробежных насосов (УЭЦН) по НГДУ-3 оборудована 91 скважина. За период с апреля 2012 года по 01.03.2014 г. 76 % ремонтов от общего числа проведённых ПРС проведено по причине солеотложений. Проведённый анализ показал, что МРП по ним изменяется в широких пределах – от 2 суток (скважина № 3059) до 402 суток (скважина № 5661). Наименьший МРП и наибольшее число преждевременных отказов наблюдается у 15 % скважин.

Работы проводились согласно «Программе научно-исследовательских работ по изучению состава отложений на элементах подземного оборудования УЭЦН и разработка способов их устранения». В соответствии с этой «Программой ...» лабораторией АО «КазНИПИнефть» был выполнен анализ состава отложений, отобранных с узлов насосов.

Химический анализ состава солеотложений, отобранных с различных узлов оборудования, показывает присутствие:

- труднорастворимого сульфата бария в рабочих узлах насоса скважины № 2818;
- карбоната кальция на приёмной сетке скважин №№ 3456 и 1086.

Эффективность от закачки кислотных растворов определялась по изменению дебита скважин. На скважинах №№ 1086, 2088, 5594 и 7237 получено увеличение дебита.

Отсутствие положительного результата на остальных скважинах объясняется тем, что в отложениях присутствуют соли, нерастворимые в соляной кислоте.

Паротепловая обработка призабойной зоны скважин

Величина притока и темпы извлечения нефти, а также производительность скважины в значительной степени зависят от состояния призабойной зоны скважины. Особое значение имеет эффективная проницаемость призабойной зоны пласта. Ввиду радиального притока жидкости в скважину, на единицу площади призабойной зоны приходится наибольшее количество поверхностно-активных компонентов. Снижение проницаемости призабойной зоны может быть обусловлено выпадением содержащихся в нефти парафина и асфальтено-смолистых веществ, а также отложением их на поверхности породы и стенках скважины. Поверхности частиц песка или других пород скелета пласта могут служить такими же центрами кристаллизации, как и шероховатые поверхности стенок насосно-компрессорных труб.

В результате адсорбции поверхностно-активных веществ нефти может изменяться молекулярная природа поверхности и произойти гидрофобизация первоначально гидрофильной породы. Опыты Ф.А. Требина показали, что явление затухания фильтрации с повышением температуры снижается, и при 60–65 °С для большинства нефтей оно почти исчезает. Повышение температуры препятствует также выделению из нефти парафина и асфальтено-смолистых веществ. Указанные факты показывают, что для повышения производительности скважин тепловое воздействие на призабойную зону является одним из важных методов.

Паротепловое воздействие на призабойную зону преследует цель прогрева ограниченной площади пласта, направленного на увеличение продуктивности скважин. При этом улучшаются фильтрационные характеристики, снижается вязкость нефти, изменяется смачиваемость горных пород, увеличивается подвижность нефти, активизируется режим растворённого газа.

Тепловое воздействие на призабойную зону может быть осуществлено путём электропрогрева или закачкой пара. Нагнетание пара в пласт производят в режиме циклической закачки его в добывающие скважины, выдержкой их в течение некоторого времени и последующего отбора продукции из этих же скважин. При данной технологии достигается прогрев нефтесодержащего пласта в призабойной зоне скважин, на-

ряду со снижением вязкости повышается пластовое давление, происходит очистка призабойной зоны от смолистых веществ и восстановление её проницаемости, в результате чего увеличивается приток нефти к скважинам, значительно облегчается подъём продукции по стволу скважины, увеличивается охват пласта вытеснением.

На этапе нагнетания пара в пласт он преимущественно внедряется в наиболее проницаемые слои и крупные поры пласта. Во время выдержки в прогретой зоне пласта за счёт противоточной капиллярной пропитки происходит активное перераспределение жидкостей: горячая вода и пар проникают в менее проницаемые пропластки, вытесняя оттуда прогретую нефть в более проницаемые слои. Технология пароциклического воздействия на пласт заключается в последовательной реализации трёх операций (этапов).

Этап 1. В добывающую скважину в течение двух-трёх недель закачивается пар в объёме 30–100 тонн на один метр эффективной нефтенасыщенной толщины пласта. При этом происходит нагревание скелета пласта, содержащейся в нём нефти, температурное расширение всех компонентов, повышение давления в призабойной зоне. Объём закачиваемого пара должен быть тем больше, чем больше вязкость нефти в пластовых условиях и чем меньше давление в пласте.

Этап 2. После закачки пара скважину закрывают на «паропропитку» и выдерживают для конденсации пара и перераспределения насыщенности в пласте. В этот период происходит выравнивание температуры между паром, породами пласта и насыщающих его флюидов. При снижении давления в зону конденсации устремляется отеснённая от призабойной зоны пласта нефть, ставшая более подвижной в результате уменьшения вязкости при прогреве. В период конденсации пара происходит и капиллярная пропитка – в низкопроницаемых зонах нефть заменяется водой.

Этап 3. После выдержки скважину пускают на режим отбора продукции, при котором эксплуатацию ведут до предельного рентабельного дебита. По мере остывания прогретой зоны пласта в процессе эксплуатации дебит скважины постепенно уменьшается. Этот процесс сопровождается уменьшением объёма горячего конденсата, что приводит к снижению давления в зоне, ранее занятой паром. Возникающая при этом депрессия является дополнительным фактором, способствующим притоку нефти в эту зону.

Эти операции (этапы) составляют один цикл. Фазы каждого цикла, а также объёмы закачки пара (на 1 м эффективной толщины пласта) – величины непостоянные и могут меняться от цикла к циклу для получения максимального эффекта.

При осуществлении паротепловой обработки скважин горные породы действуют как теплообменник и способствуют тому, чтобы тепло, аккумулированное в процессе закачки пара, эффективно использовалось при фильтрации нефти из пласта в скважину. Одновременно при проведении паропрогрева происходит очистка призабойной зоны от парафина и асфальтено-смолистых отложений.

Реакция пласта на циклическую закачку пара в значительной степени зависит от коллектора. В толстых крутопадающих пластах, где преобладающим механизмом вытеснения нефти является гравитационное дренирование, может быть осуществлено 10 циклов и более. В пологих пластах, где добыча осуществляется на режиме растворённого газа, пластовая энергия быстро истощается, ограничивая число циклов обработки паром до 3–5.

На практике период нагнетания пара обычно равен одной неделе, редко – более трёх недель, а период выдержки длится 1–4 сут., иногда больше (в зависимости от характеристик пласта). Последующая добыча с повышенным дебитом может длиться от 4 до 6 месяцев, после чего цикл работ повторяется. Существенным экономическим показателем эффективности пароциклического воздействия является паронефтяной фактор, величина которого не должна превышать 2 т/т.

Прогрев ПЗС производят также с помощью спуска на забой скважины нагревательного устройства – электропечи или специальной погружной газовой горелки. Однако электропрогревом вследствие малой теплопроводности горных пород не удаётся прогреть более или менее значительную зону, и радиус изотермы с избыточной температурой 40 °С, как показывают расчёты и исследования, едва достигает 1 м. При закачке теплоносителя радиус зоны прогрева легко доводится до 10–20 м, но для этого требуются стационарные котельные установки – парогенераторы. При периодическом электропрогреве призабойной зоны в скважину на специальном кабеле-тросе спускают

на нужную глубину электронагреватель мощностью несколько десятков кВт. Повышенные мощности приводят к повышению температуры в зоне расположения нагревателя до 180–200 °С, вызывающее образование из нефти кокса.

Для периодического прогрева ПЗС создана самоходная установка электропрогрева скважин СУЭПС-1200 на базе автомашины повышенной проходимости ЗИЛ-157Е. На машине смонтирована каротажная лебёдка с барабаном и приводом от двигателя автомобиля. На барабан наматывается кабель-канат КТНГ-10 длиной 1200 м с наружным диаметром 18 мм. Кабель-канат имеет три основные токопроводящие жилы сечением по 4 мм² и три сигнальные жилы сечением по 0,56 мм². Скрутка жил обматывается прорезиненной лакотканью и грузонесущей оплёткой, рассчитанной на разрывное усилие кабеля в 100 кН. Вес 1 м кабеля 8 Н. На одноосном прицепе смонтированы автотрансформатор и станция управления от установки для центробежных электронасосов, применяемых при откачке нефти из скважин. В комплект установки СУЭПС-1200 входят три таких прицепа для обслуживания трёх скважин, а также вспомогательное оборудование, состоящее из устьевого ручного подъёмника, треноги блока-баланса, устьевых зажимов кабеля и другого оборудования. Нагревательный элемент имеет три U-образные трубки из красной меди диаметром 11 мм, заполненные плавленной окисью магния. В трубках расположена спираль из нихромовой проволоки (рис. 3). Сверху нагревательные трубки закрыты металлическим кожухом для защиты от механических повреждений. Нагреватель имеет наружный диаметр 112 мм и длину 2,1 м при мощности 10,5 кВт и длину 3,7 м при мощности 21 кВт. В верхней части электронагревателя монтируется термopара, подключаемая к сигнальным жилам кабеля, с помощью которой регистрируется на поверхности забойная температура и весь процесс прогрева. На устье скважины кабель-канат подключается к станции управления и автотрансформатору, который подсоединяется к промышленной низковольтной (380 В) сети.

Практика использования электропрогрева ПЗС показала, что температура на забое стабилизируется через 4–5 сут. непрерывного прогрева. В некоторых случаях стабилизация наступает через 2,5 сут. (рис. 4).

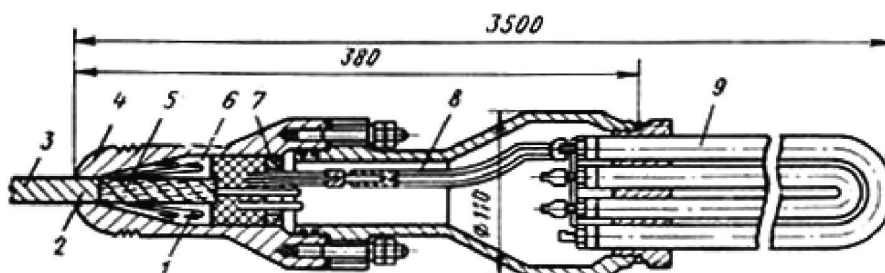


Рисунок 3 – Скважинный электронагреватель:

- 1 – крепление кабеля; 2 – проволочный бандаж; 3 – кабель-трос; 4 – головка нагревателя; 5 – асбестовая оплётка; 6 – свинцовая заливка; 7 – нажимная гайка; 8 – клеммная полость; 9 – нагревательные трубки

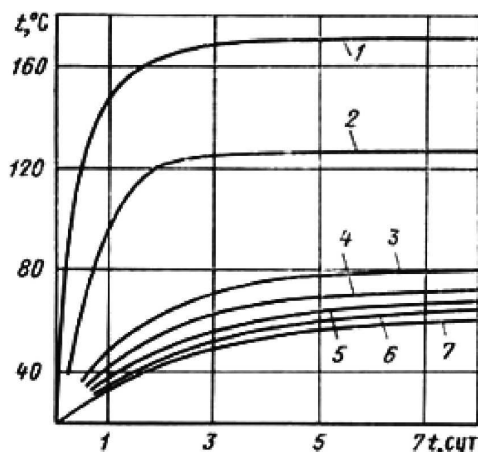


Рисунок 4 – Изменение температуры на забоях скважины во времени при электропрогреве:

- 1 – 21 кВт; 2 – 10,5 кВт; 3, 4 – 21 кВт; 5, 6, 7 – 10,5 кВт
кривые 1, 2 – для скважин Арланского месторождения,
остальные – для скважин Ишимбайского месторождения

Измерения температуры по стволу скважины показали, что нагретая зона распространяется примерно на 20–50 м вверх и на 10–20 м вниз от места установки электронагревателя. Это объясняется конвективным переносом теплоты в результате слабой циркуляции жидкости в колонне над нагревателем. По данным промысловых электропрогревов ПЗС в компании «Узбекнефть» после 5–7-суточного прогрева нагревателем мощностью 10,5 кВт и последующего его отключения температура на забое падает со скоростью примерно 3–5 °С/ч. Поэтому пускать скважину в работу после электропрогрева необходимо без промедления. Эффект прогрева держится примерно 3–4 месяца. Повторные прогревы, как правило, показывают снижение эффективности.

По результатам 814 электропрогревов в компании «Узбекнефть» эффективных было 66,4 %, при этом получено 70,3 тонн дополнительно добытой нефти на одну успешную обработку. По результатам 558 электропрогревов в Башкирии эффективных было 64,7 %, при этом на каждую эффективную обработку получено 336 тонн дополнительной нефти.

При тепловых методах повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) коллектор подогрывается, чтобы снизить вязкость нефти и/или испарить её. В обоих случаях нефть становится более подвижной и её можно более эффективно направлять к добывающим скважинам. Помимо добавочного тепла в этих процессах создаётся движущая сила (давление). Существует два перспективных метода термического ПНП: нагнетание перегретого водяного пара и метод внутрислоевого движущегося очага горения.

Вытеснение нефти перегретым паром

Водяной пар благодаря скрытой теплоте парообразования обладает значительно большим теплосодержанием, чем горячая вода. Если вода при температуре 148,9 °С содержит 628 кДж/кг тепла, то насыщенный пар при той же температуре – 2742 кДж/кг, т.е. более чем в 4 раза. Но это ещё не означает, что пар отдаст пласту в 4 раза больше тепла, чем то же количество воды. Если пластовая температура равна 65 °С, то 1 кг воды, нагретой до 148,9 °С передаёт пласту 356 кДж, а 1 кг пара при тех же условиях – 2470 кДж, т.е. почти в 7 раз больше. Поэтому при помощи пара в пласт можно внести значительное количество тепла в расчёте на единицу веса нагнетаемого агента. Кроме того, при одинаковых условиях 1 кг пара занимает в 25–40 раз больший объём и может вытеснить наибольший объём нефти, чем горячая вода.

При закачке пара в нефтяной пласт используют насыщенный влажный пар, представляющий собой смесь пара и горячего конденсата. Степень сухости закачиваемого в пласт пара находится в пределах 0,3–0,8. Чем выше степень сухости пара, равная отношению массы пара к массе горячей воды при одинаковом давлении и температуре, тем больше у него теплосодержание по сравнению с горячей водой. К примеру, при давлении 10 МПа и температуре 309 °С у влажного пара со степенью сухости 0,6 теплосодержание почти в 1,6 раза больше, чем у горячей воды.

Процесс распространения тепла в пласте и вытеснение нефти при нагнетании в пласт водяного пара является более сложным, чем при нагнетании горячей воды. Пар нагнетают в пласты через паронагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности. Извлечение нефти производится через добывающие скважины.

Механизм извлечения нефти из пласта при нагнетании в него перегретого пара основывается на изменениях свойств нефти и воды, содержащихся в пласте, в результате повышения температуры. С повышением температуры вязкость нефти, её плотность и межфазовое отношение понижаются, а упругость паров повышается, что благоприятно влияет на нефтеотдачу. Увеличению нефтеотдачи также способствуют процессы испарения углеводородов за счёт снижения их парциального давления. Снижение парциального давления связано с наличием в зоне испарения паров воды. Из остаточной нефти испаряются лёгкие компоненты и переносятся к передней границе паровой зоны, где они снова конденсируются и растворяются в нефтяном валу, образуя оторочку растворителя, которая обеспечивает дополнительное увеличение нефти. При температуре 375 °С и атмосферном давлении может дистиллироваться (перегоняться) до 10 % нефти плотностью 934 кг/м³.

При паротепловом воздействии (ПТВ) в пласте образуются три характерные зоны (рис. 5):

- 1) зона вытеснения нефти паром;
- 2) зона горячего конденсата, где реализуется механизм вытеснения нефти водой в неизотермических условиях;
- 3) зона, не охваченная тепловым воздействием, где происходит вытеснение нефти водой пластовой температуры

Указанные зоны различаются по температуре, распределению насыщенности жидкости и механизму вытеснения нефти из пласта. Процессы, происходящие в каждой из этих зон, испытывают взаимное влияние.

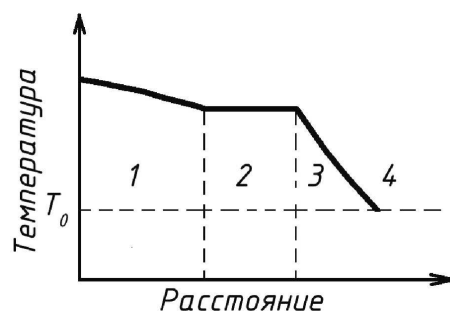


Рисунок 5 – Схема распределения температуры в пласте при нагнетании в него водяного пара;
Зоны: 1 – перегретого пара; 2 – насыщенного пара; 3 – горячего конденсата; 4 – остывшего конденсата

Нагрев пласта вначале происходит за счёт теплоты прогрева. При этом температура нагнетаемого перегретого пара вблизи нагнетательной скважины снижается (в зоне 1) до температуры насыщенного пара (т.е. до точки кипения воды при пластовом давлении). На прогрев пласта (в зоне 2) расходуется скрытая теплота парообразования и далее пар конденсируется. В этой зоне температура пароводяной смеси и пласта будут приблизительно постоянны и равны температуре насыщенного пара (зависящей от давления), пока используется вся скрытая теплота парообразования. Основным фактором увеличения нефтеотдачи здесь является испарение (дистилляция) лёгких фракций остаточной нефти, образованной после вытеснения горячей водой. Размеры её при практически приемлемых объёмах закачки небольшие. В зоне 3 пласт нагревается за счёт теплоты горячей воды (конденсата) до тех пор, пока температура её не упадёт до начальной температуры пласта. В зоне 4 температура пласта снижается до начальной.

Нефть вытесняется остывшим конденсатом при пластовой температуре. Часть теплоты, как и в случае нагнетания горячей воды, расходуется через кровлю и подошву пласта. Кроме того, на распределение температуры влияет изменение пластового давления по мере удаления теплоносителя от нагнетательной скважины. В соответствии с распределением температуры нефть подвергается воздействию остывшей воды, горячего конденсата, насыщенного и перегретого пара. Увеличению нефтеотдачи также способствуют процессы испарения под действием пара нагретой нефти и фильтрации части углеводородов в парообразном состоянии. В холодной зоне пары углеводородов конденсируются, обогащая нефть лёгкими компонентами и вытесняя её как растворитель.

Механизм вытеснения и характер распределения температуры в пласте удобно рассматривать и в обратном к вытеснению направлении (рис. 6).

В зоне 4 фильтруется безводная нефть при пластовой температуре. В зоне 3 температура пласта тоже равна начальной. Вытеснение нефти водой происходит при пластовой температуре. Насыщенность воды в направлении вытеснения постепенно уменьшается до значения насыщенности связанной водой.

Зона 2 – это зона горячей воды. Температура в этой зоне снижается от температуры пара до начальной пластовой. В ней фильтруется горячая вода, нагретая нефть, обогащённая лёгкими фракциями углеводорода, которые образовались из остаточной нефти в зоне пара и вытесняются из зоны конденсации. Здесь вытеснение

нагретой нефти производится горячей водой. В этой зоне повышение коэффициента нефтеотдачи достигается за счёт снижения вязкости нефти, повышения её подвижности, усиления капиллярных эффектов.

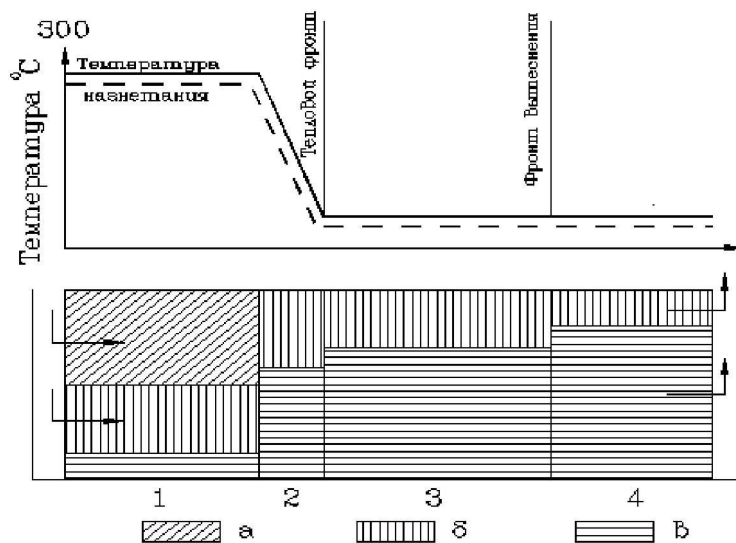


Рисунок 6 – Схема вытеснения нефти паром:
а – пар; б – вода; в – нефть

На участке зоны 2, примыкающей к зоне 1, температура несколько ниже, чем температура парообразования. В этой зоне, размеры которой небольшие, пары воды и газообразные углеводородные фракции из-за охлаждения компенсируются и вытесняются горячей водой по направлению к добывающим скважинам.

Зоны:

- 1 – насыщенного пара;
- 2 – вытеснение нефти горячей водой;
- 3 – вытеснение нефти водой при пластовой температуре;
- 4 – фильтрация нефти при начальных условиях.

Зона 1 – это зона влажного пара, которая образуется вблизи нагнетательной скважины. В ней температура приблизительно постоянна, её значение равно температуре парообразования воды, зависящей от давления в пласте. В этой зоне происходит испарение лёгких фракций из остаточной нефти.

Таким образом, увеличение нефтеотдачи пласта при закачке пара достигается за счёт снижения вязкости нефти, что способствует улучшению охвата пласта воздействием путём расширения нефти, перегонки её паром и экстрагирования растворителем, что повышает коэффициент вытеснения.

Вязкость нефтей, как правило, резко снижается с увеличением температуры, особенно в интервале 20–80 °С. Поскольку дебит нефти обратно пропорционален её вязкости, то производительность скважин может быть увеличена в 10–30 раз и более.

Высоковязкие нефти со значительной плотностью обладают большим темпом снижения вязкости, остаточная нефтенасыщенность их уменьшается более резко, особенно при температурах до 150 °С. С повышением температуры вязкость нефти уменьшается более интенсивно, чем вязкость воды, что также благоприятствует повышению нефтеотдачи. В процессе закачки пара нефть в зависимости от состава может расширяться, за счёт чего появляется дополнительная энергия для вытеснения пластовых жидкостей. По Р.Х. Муслимову (1999), влияние различных факторов на нефтеотдачу при вытеснении нефти паром оценивается за счёт (рис. 7):

- снижения вязкости нефти – до 30 %;
- эффекта термического расширения – до 8 %;
- эффекта дистилляции – до 9 %;
- эффекта газонапорного режима – до 7 %;
- эффекта увеличения подвижности – до 10 %.

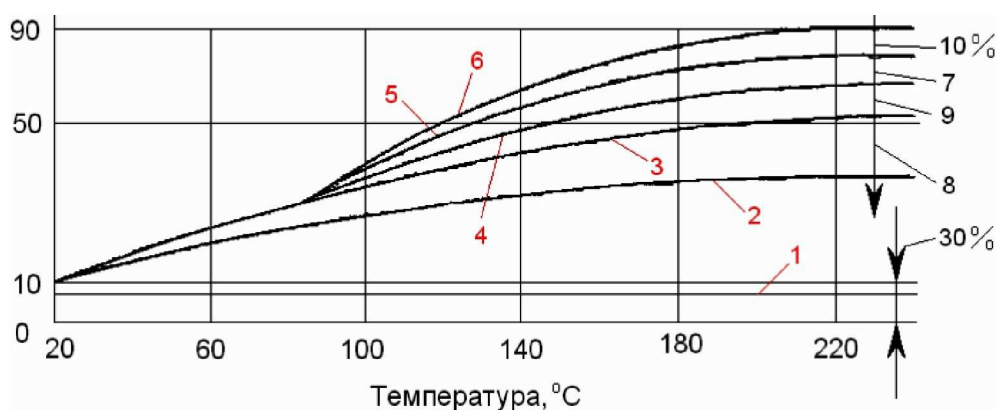


Рисунок 7 – Зависимость нефтеотдачи от различных факторов при паротепловом воздействии (по Р.Х. Муслимову, 1999):

1 – режим истощения при естественной (пластовой) температуре; 2 – снижение вязкости; 3 – термическое расширение; 4 – дистилляция; 5 – газонапорный режим; 6 – изменение подвижности

Процесс вытеснения нефти паром предусматривает непрерывное нагнетание пара в пласт. По мере продвижения через пласт пар нагревает породу и содержащуюся в нём нефть и вытесняет её по направлению к добывающим скважинам. При этом процессе основная доля тепловой энергии расходуется на повышение температуры пород пласта. Поэтому даже без тепловых потерь при движении теплоносителя по стволу скважины и в кровлю-подшву пласта фронт распространения температуры отстаёт от фронта вытеснения нефти.

С целью повышения эффективности процесса и рационального использования внесённого в пласт тепла после создания тепловой оторочки, составляющей 0,6–0,8 порового объёма пласта, эту оторочку продвигают к забоям добывающих скважин нагретой водой путём закачки её в те же нагнетательные скважины. Данная технология получила название метода тепловых оторочек. Оценка эффективности теплового воздействия на пласт при закачке пара обычно выражается удельным расходом пара на добычу дополнительной нефти.

При сжигании 1 тонны нефти в парогенераторах можно получить 13–15 тонн пара, поэтому при рентабельной технологии удельный расход пара на дополнительную добычу нефти не может быть больше 13–15 тонн. Если учесть затраты на приготовление и закачку пара, составляющие 30–35 % от общих расходов, то получится, что при эффективном процессе расход пара на добычу одной тонны дополнительной нефти должен быть не более 3–6 тонн.

При выборе объекта для ПТВ необходимо иметь в виду, что нефтенасыщенная толщина пласта не должна быть менее 6 м. При меньшей толщине процесс вытеснения нефти паром становится неэкономичным из-за больших потерь теплоты через кровлю и подшву залежи. Глубина залегания пласта не должна превышать 1200 м из-за потерь теплоты в стволе скважины, которые примерно достигают 3 % на каждые 100 м глубины, и технических трудностей обеспечения прочности колонн. Проницаемость пласта не должна быть менее 0,1 мкм, а темп вытеснения нефти должен быть достаточно высоким для уменьшения потерь теплоты в кровлю и подшву залежи. Общие потери теплоты в стволе скважины и в пласте не должны превышать 50 % от поступившей на устье скважины. В противном случае процесс ПТВ будет неэффективен. Существуют различные технологические схемы ввода в пласт теплоносителя (пара) для подогрева пласта и содержащихся в нём флюидов: циклическая, блочно-циклическая, импульсно-дозированная, площадная или рядная.

Внутрипластовое горение

Процесс внутрипластового горения (ВГ) – способ разработки и метод повышения нефтеотдачи продуктивных пластов, основанный на использовании энергии, полученной при частичном сжигании тяжёлых фракций нефти (кокса) в пластовых условиях при нагнетании окислителя (воздуха) с поверхности. Это сложное, быстро протекающее превращение, сопровождаемое выделением теплоты, используется для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи в основном на залежах нефти с вязкостью более 30 мПа·с.

Основа горения – экзотермическая окислительно-восстановительная реакция органического вещества с окислителем. Для начала реакции необходим первичный энергетический импульс, чаще всего нагревание нефти. Поэтому процесс ВГ начинается с поджога некоторого количества нефти с помощью забойного нагревающего устройства (электрических или огневых горелок). После образования устойчивого очага горения в пласт закачивают через нагнетательную скважину окислитель или смесь окислителя и воды. Кислород соединяется с топливом (нефтью), образуя CO_2 и воду с выделением тепла. Предварительно разогретая порода далее нагревает движущийся через неё окислитель до температуры выше воспламенения кокса и нефти. При нагнетании окислителя разогретая зона (очаг горения), температура которого поддерживается высокой за счёт сгорания части нефтепродуктов, продвигается вглубь пласта. При этом часть пластовой нефти (10–15 %) сгорает, и выделяющиеся в результате горения газы, пар и другие горючие продукты сгорания, продвигаясь по пласту, эффективно вытесняют нефть из пласта. Процесс автотермический, т.е. продолжается непрерывно за счёт образования продуктов для горения (типа кокса). Процесс внутрислоевого горения сочетает все преимущества термических методов – вытеснение нефти горячей водой и паром, а также смешивающегося вытеснения, происходящего в зоне термического крекинга, в которой все углеводороды переходят в газовую фазу. Диапазон применения ВГ очень широк – на неглубоко залегающих месторождениях и на значительных глубинах.

Экспериментальные работы в сочетании с теоретическими исследованиями позволили сформулировать основные закономерности процесса ВГ:

- внутрислоевое горение может проявляться в трёх разновидностях: сухое (СВГ), влажное (ВВГ) и сверхвлажное (СВВГ);
- определяющим параметром для ВВГ и СВВГ является водовоздушный фактор (ВВФ) – отношение объёма закачиваемой в пласт воды к объёму закачиваемого в пласт воздуха;
- интенсивные экзотермические реакции окисления нефти происходят в узкой зоне пласта, называемой фронтом горения;
- на фронте горения при сухом и влажном процессах температура в среднем может составить 400–600 °С, процесс сверхвлажного горения протекает при температурах 200–250 °С;
- увеличение ВВФ позволяет повысить скорость продвижения по пласту тепловой волны, снизить расход воздуха на выжигание пласта и на добычу нефти, уменьшить концентрацию сгорающего в процессе химических реакций топлива;
- на процесс внутрислоевого горения существенное влияние оказывают такие параметры, как пластовое давление, тип породы-коллектора, тип нефти, начальная нефтенасыщенность.

Различают два основных варианта внутрислоевого горения – прямоточный и противоточный.

Прямоточное внутрислоевое горение – это процесс теплового воздействия на пласт, при котором фильтрация окислителя и распространение фронта горения происходит в направлении вытеснения нефти (от нагнетательной скважины к добывающей). Скорость движения фронта горения регулируется типом и количеством сгоревшей нефти и скоростью нагнетания воздуха.

Если же повышают температуру призабойной зоны добывающей скважины и очаг горения возникает в её окрестности, то фронт горения распространяется к нагнетательной скважине, т.е. в направлении, противоположном направлению вытеснения нефти. Такой процесс называется противоточным горением. Он используется, как правило, только в том случае, если невозможно осуществить прямоточный процесс горения, например, на залежах с неподвижной нефтью или битумом.

При внутрислоевом горении действует широкий комплекс механизмов извлечения нефти:

- вытеснение её газообразными продуктами горения, водой, паром;
- дистилляция лёгких фракций нефти;
- разжижение нефти под действием высокой температуры и углекислого газа.

Образованные за счёт дистилляции лёгкие фракции нефти переносятся в область впереди теплового фронта и, смешиваясь с исходной нефтью, играют роль оторочки растворителя.

В процессе прямоточного горения температура и профиль насыщения флюидами в пласте развиваются согласно характерным зонам. Прямоточный процесс ВГ включает:

- выжженную зону, содержащую окислитель (воздух);
- зону горения, содержащую кокс;
- зону испарения (многофазную зону), содержащую пар, газы, воду, лёгкие углеводороды;
- зону конденсации (или трёхфазную зону), содержащую нефть и газ;
- зону пласта, не охваченную воздействием (рис. 8).

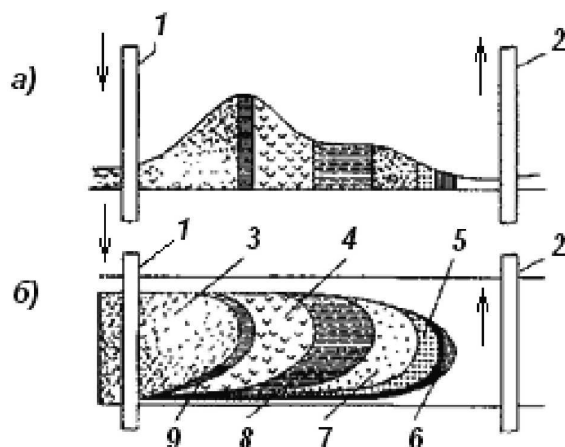


Рисунок 8 – Схема процесса прямоточного внутрипластового горения (по Р.Х. Муслимову, 1999):

- а – температурные зоны в пласте; б – зоны распространения процесса;
 1, 2 – нагнетательная и добывающая скважины;
 3, 4, 7, 8 – зоны: соответственно выжженная, испарения, конденсации и пара;
 5 – лёгкие углеводороды; 6 – нефтяной вал; 9 – фронт горения

Зона 1. В этой области пласта фронт горения уже прошёл, она состоит практически из сухой породы без нефти. В порах фильтруется окислитель. Температура в ней достаточно высокая, плавно увеличивается в направлении вытеснения. По мере фильтрации в этой зоне происходит нагревание закачиваемого окислителя за счёт контакта с нагретым коллектором.

Зона 2 – зона горения и коксообразования. В ней происходят высокотемпературные окислительные процессы, т.е. горение остаточного коксоподобного топлива. Температура в этой зоне достигает своего максимального значения, которая обычно составляет 350–600 °С. В результате горения образуются углекислый газ, окись углерода и вода. Тепло, выделяемое в процессе горения, аккумулируется в следующей зоне и затем отдаётся потоку окислителя.

В лабораторных условиях установлено, что минимальное количество горючего, которое необходимо для поддержания внутрипластового горения, составляет 18–30 кг на 1 м³ нефтенасыщенной породы. Расход воздуха на сгорание 1 кг топлива (кокса) составляет обычно 10–12 м³.

В **зоне 2** под действием высокой температуры происходит крекинг и окислительный пиролиз фракций нефти, которые не были вытеснены к этому времени, с образованием жидких и газообразных продуктов с последующим растворением в нефти впереди фронта горения. Из тяжёлых остатков в результате сложных термохимических реакций образуется коксоподобное вещество, которое служит топливом для поддержания процесса внутрипластового горения, а газообразные и жидкие углеводороды потоком газов горения и пара, образовавшегося из реакционной воды, вытесняются в направлении фильтрации. Углекислый газ, образующийся при горении, растворяется в воде и в нефти, повышая их подвижность.

В зоне 3 происходит испарение воды, содержащейся в пласте в свободном и связанном состоянии. При испарении воды с температурой в зоне 150–200 °С происходит процесс перегонки нефти в потоке горячих паров воды и газов. Поток способствует испарению при этой температуре более тяжёлых фракций нефти, чем при обычном кипении. Этими процессами определяется многофазность зоны испарения, где одновременно присутствуют пар, газы, вода и лёгкие углеводороды.

В начале зоны 4 происходит конденсация паров воды и углеводородных газов, образованных в зоне 3. Конденсирующаяся влага образует зону повышенной водонасыщенности. Кроме того, из сконденсировавшихся паров воды может возникнуть оторочка горячей воды (вал горячей воды), которая вместе с газообразными продуктами вытесняет нефть из пласта. Впереди оторочки (вала) горячей воды за счёт конденсации газообразных углеводородов образуется нефтяной вал (зоны 5, 6), который вытесняет первичную нефть в направлении фильтрации жидкостей (рис. 8).

При прямоточном горении ввиду малой теплоёмкости закачиваемого окислителя основная доля выделившегося тепла остаётся позади фронта горения и не участвует в процессе вытеснения нефти. Как видно из схемы распределения температуры в пласте в процессе горения (рис. 8а), впереди фронта горения температура пласта довольно резко снижается (вплоть до пластовой температуры), так как переброшенное потоками газа тепло расходуется на нагревание породы и содержащейся в ней нефти. А позади фронта, наоборот, из-за рассеивания тепла в окружающие пласт породы наблюдается плавное её снижение. Поэтому размер прогретой области впереди фронта существенно меньше, чем позади фронта.

Итак, суммарный результат воздействия движущегося очага горения на пласт складывается из многочисленных эффектов, способствующих увеличению нефтеотдачи:

- образуются лёгкие углеводороды, конденсирующиеся в ненагретой зоне пласта впереди фронта горения и уменьшающие вязкость нефти;
- конденсирующаяся влага образует зону повышенной водонасыщенности (вал горячей воды);
- происходит термическое расширение жидкостей и породы, увеличивается проницаемость и пористость за счёт растворения цементирующих материалов;
- углекислый газ, образующийся при горении, растворяется в воде и в нефти, повышая их подвижность;
- тяжёлые осадки нефти подвергаются пиролизу и крекингу, что увеличивает выход углеводородов из пласта.

В ходе теоретических и промысловых исследований установлено, что с увеличением плотности и вязкости нефти расход сгорающего топлива увеличивается, с увеличением проницаемости пород – уменьшается. В зависимости от геолого-физических условий пласта расход сгорающего топлива может составить 10–40 кг на 1 м³ пласта, или 6–25 % первоначального содержания нефти в пласте. Проницаемость пористой среды незначительно влияет на механизм горения, хотя требует повышенного давления нагнетания и увеличивает сроки реализации процесса.

Опыт показывает, что при нагнетании в нефтесодержащий пласт окислителей могут протекать процессы низкотемпературного окисления (при $t = 100 \div 200$ °С), которые отличаются от рассмотренных тем, что в связи с пониженной температурой процесс этот может охватывать значительные зоны пласта в более короткие сроки. При длительных подачах окислителя в пласт в больших количествах наступает самопроизвольное воспламенение нефти.

При нагнетании воздуха в пласт для поддержания процесса горения, как правило, не весь кислород, содержащийся в воздухе, расходуется на горение. Бакинскими исследователями (Р.М. Мехтибейли, З.А. Султановым) установлено, что часть окислителя может теряться на взаимодействие с породой, что значительно увеличивает удельную потребность окислителя. Отношение количества кислорода, участвующего в реакции внутрипластового горения, к общему его количеству, введённому в пласт с нагнетаемым воздухом, называется коэффициентом использования кислорода.

Коэффициент использования кислорода – важный показатель эффективности процесса ВГ. Его снижение при прочих равных условиях приводит к увеличению относительного расхода воздуха. По промысловым данным он колеблется в пределах 0,50–0,98.

К сказанному добавим, что поскольку при ВГ тепловая энергия образуется непосредственно в пласте, исключаются тепловые потери по стволу скважин, которые имеют место при закачке теплоносителей. Кроме этого, при внутрипластовом горении зона внутрипластового генерирования тепла перемещается по направлению к добывающим скважинам, поэтому снижаются тепловые потери в окружающие породы через кровлю и подошвы пласта.

Сухое внутрипластовое горение (СВГ)

Это обычное внутрипластовое прямоточное горение, в котором в нагнетательные скважины после инициирования горения для его поддержания закачивается только воздух. Расход воздуха на 1 тонну добываемой нефти, по данным практики, колеблется от 400 до 3000 м³.

Влажное внутрипластовое горение (ВВГ)

Это разновидность внутрипластового горения, позволяющего интенсифицировать разработку месторождений с высоковязкими нефтями, увеличивая конечную нефтеотдачу. При этом в нагнетательные скважины после создания устойчивого очага горения вместе с воздухом или попеременно закачивают (в определённом соотношении) воду. При этом вода, контактируя с нагретой породой, испаряется. Пар, увлекаемый потоком воздуха (газа), переносит тепло в область, находящуюся впереди фронта горения. Вследствие высокой теплоёмкости воды скорость конвективного переноса теплоты водовоздушной смесью возрастает, потери теплоты позади фронта горения сокращаются, количество необходимого воздуха на осуществление процесса снижается в 2–3 раза по сравнению с сухим процессом горения.

Диапазон соотношений закачиваемых в пласт объёмов воды и воздуха составляет примерно 1–5 м³ воды на 1000 м³ воздуха, т.е. водовоздушное отношение должно составлять порядка $(1:5) \cdot 10^{-3}$ м³/м³. По данным ВНИИ, водовоздушное отношение должно находиться в пределах 0,004–0,002 м³/м³. Конкретные значения водовоздушного отношения определяются геолого-физическими и технологическими условиями осуществления процесса.

Сверхвлажное внутрипластовое горение (СВВГ)

Процесс является разновидностью внутрипластового горения, осуществляемого при увеличении водовоздушного соотношения в закачиваемой смеси воды и воздуха или в сочетании с заводнением. При этом тепловая энергия, выделяемая при горении остаточного топлива в пласте, становится недостаточной для испарения всей массы закачиваемой воды. В этом случае исчезает зона перегретого пара, и температура в зоне реакции существенно снижается. Процесс высокотемпературного окисления (горения) переходит в процесс низкотемпературного окисления остаточного топлива.

При сверхвлажном горении утилизация кислорода улучшается, а коэффициент использования топлива при достаточно высоком ВВО становится меньше единицы, что связано с увеличением роли конвективного потока воды в процессе. Процесс СВВГ протекает при температуре 200–250 °С в отличие от влажного и сухого горения, когда температура достигает 400–600 °С и соответствует температуре насыщенного водяного пара. А скорость перемещения зоны генерации тепла при сверхвлажном горении пропорциональна водовоздушному фактору и определяется темпом нагнетания воды, а не воздуха. При сверхвлажном горении эта скорость возрастает в несколько раз. С увеличением ВВО снижаются расходы сгорающего топлива и воздуха.

Таким образом, процессу СВВГ характерно следующее:

- во всей области теплового воздействия в фильтрующемся потоке жидкости присутствует вода;
- экзотермические реакции, необходимые для поддержания процесса, протекают в прогретой зоне;
- окислительные реакции происходят в низкотемпературном режиме;
- полное вытеснение нефти после теплового фронта не достигается.

Технологические расчёты

Дополнительный приток нефти в скважины, а, следовательно, и дополнительный дебит обеспечивают применение методов увеличения проницаемости призабой-

ной зоны пласта. На окончательной стадии бурения скважины глинистый раствор может проникать в поры и капилляры призабойной зоны пласта, снижая её проницаемость. Снижение проницаемости этой зоны, а также загрязнение её возможно и в процессе эксплуатации скважины. Проницаемость призабойной зоны продуктивного пласта увеличивают за счёт применения различных методов:

- химических (кислотные обработки);
- механических (гидравлический разрыв пласта и с помощью импульсно-ударного воздействия и взрывов);
- тепловых (паротепловая обработка, электропрогрев) и их комбинированием.

На промыслах применяют следующие виды тепловых обработок призабойной зоны пластов:

- горячей нефтью, паром (паротепловая);
- электронагревателями (электротепловая);
- термоакустическое воздействие;
- высокочастотное электромагнито-акустическое воздействие.

Тепловое воздействие на призабойную зону используют в том случае, если добываемая нефть содержит смолу или парафин. Существует несколько видов теплового воздействия:

- электротепловая обработка;
- закачка в скважину горячих жидкостей;
- паротепловая обработка.

Термокислотную обработку скважин применяют на месторождениях нефтей с большим содержанием парафина. В этом случае перед кислотной обработкой скважину промывают горячей нефтью или призабойную зону пласта прогревают каким-либо нагревателем для расплавления осадков парафинистых отложений. Сразу после этого проводят кислотную обработку.

О температуре закачиваемой воды при вытеснении высокопарафинистой нефти

Чтобы сохранить пластовое термодинамическое равновесие, температура закачиваемой воды на забоях нагнетательных скважин не должна быть ниже начальной температуры пластов и температуры насыщения нефти парафином. Для того чтобы ответить на вопрос, достаточна ли была температура воды, закачиваемой в пласты, содержащие высокопарафинистую нефть, были проведены расчёты возможной температуры воды на забоях нагнетательных скважин с учётом фактических данных по месторождению Узень. Исходные данные и результаты расчётов приведены в таблице 3. Расчётная максимальная температура воды на забоях нагнетательных скважин

$$T_a = T_u + \frac{1}{c \cdot \gamma^* \cdot g^*} \cdot \left[1 + \left(1 + \frac{c}{v_m} \right) \cdot \left(\frac{T_o - T_k}{T_o - T_u} \right)^{\frac{c}{v_m}} \cdot \ln \frac{T_o - T_k}{T_o - T_u} \right], \quad (1)$$

где $c = 1 + \frac{\mu_o - \gamma^*}{\gamma^*} \cdot e^{-x}$, $e^{-x}(1+x) = \frac{A_2}{(1-A_2) \cdot \mu_o + A_2}$ при заданных значениях A_2 и μ_o ;

$$v_m = \frac{1 + \delta_{эф} \cdot \delta_a \cdot 0,5}{\delta_{эф} \cdot \delta_a \cdot 1,5}. \quad (2)$$

В приведённых формулах T_a , T_u , T_o и T_k – температура соответственно закачиваемой горячей воды на забое нагнетательных скважин, исходная температура холодной воды перед нагревательной установкой (для всех горизонтов $T_u = 20$ °С), начальная пластовая, критическая пластовая температура, при которой из нефти выпадает парафин (для всех горизонтов $T_k = 50$ °С); $\gamma^* = \frac{\gamma_a}{\gamma_H} \cdot b$ – соотношение плотности нефти и агента в поверхностных условиях; b – коэффициент увеличения объёма неф-

ти за счёт растворённого в ней газа, или объёмный коэффициент; g^* – удельный расход топлива на единицу объёма горячей воды ($g^* = 0,008$); x – минимальная проницаемость отдельного слоя, промытого вытесняющим агентом, в долях средней проницаемости всех эксплуатационных слоёв; A_2 – предельная максимально допустимая массовая доля вытесняющего агента в дебите жидкости добывающей скважины ($A_2 = 0,98$); μ_o – коэффициент различия физических свойств нефти и вытесняющего агента (воды):

$$\mu_o = \frac{1}{2} \cdot (1 + \mu_*) \cdot \gamma_*; \quad (3)$$

где $\mu_* = \frac{\mu_n}{\mu_a} \cdot K_2^{1,5}$ – соотношение вязкостей нефти и агента в пластовых условиях;

K_2 – коэффициент вытеснения нефти при неограниченно большой прокачке вытесняющего агента ($K_2 = 0,62$); v_m – отставание теплового фронта от фронта вытеснения нефти агентом (водой), которое надо учитывать при расчёте теплового взаимодействия более проницаемого слоя с менее проницаемым, отделённым непроницаемым прослоем;

$\delta_{эф} = \frac{h_{эф}}{h_{общ}}$ – доля эффективной толщины в общей тол-

щине нефтяного пласта; $\delta_a = \beta_n \cdot \beta_n \cdot K_2$ – доля поперечного сечения эффективной толщины нефтяного пласта, занятая закачиваемой водой, равная произведению доли пористости, начальной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения; 1,5 – соотношение удельных теплоёмкостей закачиваемой воды и пористой породы, насыщенной нефтью и водой.

Результаты расчётов показывают, что температура воды на забоях нагнетательных скважин должна составлять от плюс 81–90 °С, следовательно, на устье порядка 100 °С (запроектированные водонагревательные установки рассчитаны на 100 °С) и производилась закачка недостаточно подогретой воды. Исследования скважин с целью определения изменения пластовой температуры, замеры температуры на выходах нагретельных установок и устьях нагнетательных скважин на месторождении Узень показали, что закачивалась преимущественно горячая вода с температурой на выкиде печей плюс 55–70 °С, температура на устьях скважин колебалась от 40 до 58 °С, температура на забое нагнетательных скважин плюс 51–56 °С, тогда как начальная пластовая температура по горизонтам характеризовалась значениями пластовых температур, приведёнными в таблице 3.

Вытеснение из пластов высокопарафинистой нефти закачиваемой горячей водой

На многопластовых месторождениях с высокопарафинистой нефтью с большой проницаемостной неоднородностью слоёв-коллекторов снижение пластовой температуры ниже температуры насыщения нефти парафином при закачке холодной воды может привести к выпадению парафина и прекращению фильтрации нефти в относительно низкопроницаемых пластах. В связи с этим встаёт вопрос об эффективности закачки горячей воды, ведь закачка горячей воды только тогда имеет смысл, когда расход нефти (или газа в эквиваленте на нефть) на нагрев воды меньше, чем возможные потери запасов нефти при закачке холодной воды.

Проведены теоретические расчёты с использованием фактических данных по месторождению Узень. Исходные данные для расчётов приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Исходные данные и результаты расчётов возможной температуры воды на забоях нагнетательных скважин

Наименование	Горизонт						
	13	14	15	16	17	17	
Начальная пластовая температура, °С	57	60	64	64	66	66	
Доля эффективной толщины в общей толщине нефтяного пласта	0,599	0,611	0,633	0,591	0,646	0,646	
Доля поперечного сечения эффективной толщины нефтяного пласта, занятая закачиваемой водой	0,1094	0,1053	0,1021	0,0864	0,0849	0,0849	
Пористость (средневзвешенная)	0,256	0,252	0,245	0,237	0,232	0,232	
Начальная нефтенасыщенность (средневзвешенная)	0,689	0,674	0,672	0,588	0,59	0,59	
Расчётная предельная максимально возможная доля вытесняющего агента в продукции	0,956	0,964	0,964	0,962	0,959	0,959	
Минимальная проницаемость отдельного слоя, промытого вытесняющим агентом, в долях средней проницаемости всех эксплуатационных слоёв	0,33	0,30	0,30	0,31	0,32	0,32	
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа · с	4,24	3,2	3,17	3,49	3,89	3,89	
Коэффициент различия физических свойств нефти и вытесняющего агента	2,24	1,85	1,83	1,95	2,10	2,10	
Соотношение вязкостей нефти и агента	2,724	2,056	2,036	2,242	2,499	2,499	
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/м ³	0,856	0,853	0,854	0,854	0,860	0,860	
Плотность агента (воды), г/м ³	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	
Объёмный коэффициент	1,198	1,19	1,21	1,2	1,19	1,19	
Соотношение плотностей нефти и агента	1,442	1,437	1,459	1,447	1,426	1,426	
	1,398	1,211	1,189	1,258	1,342	1,342	
Отставание теплового фронта от фронта вытеснения нефти агентом (водой)	10,51	10,69	10,69	10,69	10,69	10,69	
Расчётная температура закачиваемой горячей воды на забое нагнетательных скважин, °С	80,93	89,88	89,85	86,72	83,58	83,58	

Для нагрева воды необходимо сжечь некоторую часть добытой нефти или эквивалентное количество газа, при этом объём товарной продукции, равный объёму добытой нефти за вычетом сожжённой, должен увеличиваться. Критерий эффективности закачки горячей воды должен учитывать это обстоятельство. Критерий эффективности закачки горячей воды характеризуется следующими формулами:

$$W(x^{**}) \cdot \frac{F}{K_3} > \left[\left(1 - \frac{K_3}{F}\right) \cdot \frac{\left(\frac{\mu_a}{K_\phi}\right)_H + \mu_H}{\left(\frac{\mu_a}{K_\phi}\right)_H + \left(\frac{\mu_a}{K_\phi}\right)_3} + \frac{K_3}{F} \right] \cdot \gamma^* \cdot g \cdot \frac{F}{K_3}. \quad (4)$$

После некоторых преобразований критерий эффективности закачки горячей воды принимает вид:

$$W(x^{**}) > \left[\left(1 - \frac{K_3}{F}\right) \cdot \mu_o + \frac{K_3}{F} \cdot \gamma^* \right] \cdot g, \quad (5)$$

где x^{**} – максимальное значение нормированной проницаемости у совокупности менее проницаемых слоёв, подверженных воздействию опасного изменения пластовой температуры ΔT^* .

При вытеснении высокопарафинистой нефти закачиваемой холодной водой происходит опасное изменение пластовой температуры ΔT^* , при котором возможно выпадение парафина из нефти и застывание нефти, превращение её в неподвижное твёрдое тело.

Опасному изменению пластовой температуры ΔT^* соответствует вполне определённая кратность промывки:

$$v^* = \frac{v_m}{\ln\left(\frac{\Delta T_o}{\Delta T^*}\right)}. \quad (6)$$

Эта кратность промывки равна произведению расчётной кратности промывки, которая могла быть при одинаковой подвижности вытесняющего агента и нефти, и корректирующего коэффициента, учитывающего различие их подвижностей (обычно более высокую подвижность вытесняющего агента):

$$v^* = v^{**} \cdot \left[\left(1 - \frac{K_3}{F}\right) \cdot \frac{\left(\frac{\mu_a}{K_\phi}\right)_H + \mu_H}{\left(\frac{\mu_a}{K_\phi}\right)_H + \left(\frac{\mu_a}{K_\phi}\right)_3} + \frac{K_3}{F} \right]. \quad (7)$$

В приведённых формулах $\Delta T_o = T_a - T_o$ – максимально возможное изменение пластовой температуры, наблюдающееся вблизи (на стенке) нагнетательной скважины; T_o – первоначальная пластовая температура; T_a – температура закачиваемого в нефтяной пласт вытесняющего агента (закачиваемой воды); v_m – отставание теплового фронта от фронта вытеснения нефти агентом (водой), определяемое по формуле:

$$v_m = \frac{1 + \delta \cdot 0,5}{\delta \cdot 1,5}, \quad (8)$$

где Δ – доля эффективной толщины в общей толщине нефтяного пласта; δ – доля поперечного сечения эффективной толщины нефтяного пласта, занятая закачиваемой

мой водой, равная произведению доли пористости, начальной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения; 1,5 – соотношение удельных теплоёмкостей закачиваемой воды и пористой породы, насыщенной нефтью и водой; $\frac{K_3}{F}$ – расчётная средняя доля нефти в суммарном отборе жидкости; K_3 – коэффициент извлечения подвижных запасов нефти; F – расчётный суммарный отбор жидкости в долях подвижных запасов нефти.

Величины K_3 и F определены с учётом заданных значений V_x^2 – показателя полойной неоднородности по проницаемости нефтяного пласта и A – расчётной предельной максимально возможной доли вытесняющего агента в продукции нефтяного пласта в момент прекращения эксплуатации добывающей скважины. Расчётная предельная доля агента A определена по заданному значению A_2 – предельной массовой доле агента в продукции нефтяного пласта ($A_2 = 0,98$) с учётом μ_o – коэффициента различия физических свойств нефти и вытесняющего агента (воды):

$$A = \frac{A_2}{(1 - A_2) \cdot \mu_o + A_2} \quad (9)$$

Для случаев, когда $V_x^2 = 1$ и $V_x^2 = 0,5$, $Y(x^{**})$ посчитаны по формулам:

$$Y(x^{**}) = \frac{1}{1 + v^{**}} \quad \text{и} \quad Y(x^{**}) = \frac{1 + 3 \cdot v^{**}}{(1 + v^{**})^3} \quad (10)$$

Для других значений V_x^2 $Y(x^{**})$ определены путём интерполяции и экстраполяции и приведены в таблице 4.

По известным значениям V_x^2 и $Y(x^{**})$ определены значения x^{**} и $W(x^{**})$, где $W(x^{**})$ – доля участия совокупности менее проницаемых слоёв в общей производительности пласта в начальный период до начала обводнения добывающей скважины. В этом случае:

$$Y(x^{**}) = 1 - e^{-x^{**}}; \quad (11)$$

$$W(x^{**}) = 1 - (1 + x) \cdot e^{-x^{**}}; \quad (12)$$

$$A = (1 + x) \cdot e^{-x}; \quad (13)$$

$$K_3 = \frac{1}{x} \cdot (1 - e^{-x}); \quad (14)$$

$$F = \frac{1}{x}, \quad \frac{K_3}{F} = 1 - e^{-x}. \quad (15)$$

При этом критерий эффективности закачки горячей воды принимает вид:

$$1 - (1 + x^{**}) \cdot e^{-x^{**}} > \left[\left(1 - \frac{K_3}{F} \right) \cdot \mu_o + \frac{K_3}{F} \cdot \gamma^* \right] \cdot g$$

или

$$1 - (1 + x^{**}) \cdot e^{-x^{**}} > \left[1 + \left(\frac{\mu_o}{\gamma^*} - 1 \right) \cdot e^{-x} \right] \cdot \gamma^* \cdot g.$$

Результаты расчётов приведены в таблице 5.

Как видно из таблицы 5, критерий эффективности применения горячей воды для вытеснения нефти не выполняется, при этом извлекаемые запасы нефти, которые теряются при закачке холодной воды, составляют:

Таблица 4 – Значения V_x^2 $Y(x_{**})$

Горизонт	Показатель послышной неоднородности по проницаемости	Уравнение	Максимальное значение нормированной проницаемости
13	$V_x^2 = 1,32$	$Y(x_{**}) = 0,1401705 \cdot V_x^2 - 0,0442460$	$x_{**} = 0,151$
14	$V_x^2 = 1,36$	$Y(x_{**}) = 0,1262871 \cdot V_x^2 - 0,0438983$	$x_{**} = 0,137$
15	$V_x^2 = 1,16$	$Y(x_{**}) = 0,1262051 \cdot V_x^2 - 0,0438913$	$x_{**} = 0,109$
16	$V_x^2 = 0,91$	$Y(x_{**}) = 0,1116430 \cdot V_x^2 - 0,0419126$	$x_{**} = 0,062$
17	$V_x^2 = 1,71$	$Y(x_{**}) = 0,1218743 \cdot V_x^2 - 0,0434513$	$x_{**} = 0,179$

Таблица 5 – Результаты расчётов критерий эффективности закачки горячей воды

Горизонт	13	14	15	16	17
Расчётная предельная доля агента А	0,952	0,960	0,960	0,957	0,954
Отношение проницаемости рассматриваемого слоя к средней проницаемости всех слоёв х	0,347	0,315	0,315	0,327	0,339
Расчётный суммарный отбор жидкости в долях подвижных запасов нефти F	2,879	3,179	3,179	3,062	2,948
Коэффициент извлечения подвижных запасов нефти K ₃	0,845	0,858	0,858	0,853	0,848
$1 - (1 + x_{**}) \cdot e^{-x_{**}}$	0,0104	0,0086	0,0055	0,0018	0,0143
$\left[\left(1 - \frac{K_3}{F} \right) \cdot \mu_0 + \frac{K_3}{F} \cdot \gamma_* \cdot g \right]$	0,0171	0,0148	0,0149	0,0156	0,0164
Извлекаемые запасы нефти, которые теряются при закачке холодной воды	3,53 %	3,18 %	2,03 %	0,65 %	4,97 %
Количество добытой нефти, которое сжигают для приготовления горячей воды	5,84 %	5,49 %	5,52 %	5,59 %	5,71 %

$$1 - (1 + x^{**}) \cdot e^{-x^{**}} \cdot \frac{F}{K_3};$$

количество добытой нефти, которое сжигают для приготовления горячей воды:

$$\left[\left(1 - \frac{K_3}{F} \right) \cdot \mu_0 + \frac{K_3}{F} \cdot \gamma^* \right] \cdot g \cdot \frac{F}{K_3}. \quad (16)$$

В заключении можно сделать следующие выводы:

1. Закачка горячей воды началась в 2003 году, в мае 2010 года был осуществлён полный переход на закачку горячей воды. Прекращена закачка горячей воды в 2010 году. Таким образом, не были выполнены проектные сроки перевода месторождения на закачку горячей воды.

2. Оценка дополнительной добычи нефти составила 16057 тыс. тонн, что составляет около 3,5 % от извлекаемых запасов нефти месторождения.

3. Результаты расчётов показывают, что температура воды на забоях нагнетательных скважин должна составлять от плюс 81–90 °С, следовательно, на устье порядка 100 °С (запроектированные водонагревательные установки рассчитаны на 100 °С) и производилась закачка недостаточно подогретой воды – закачивалась преимущественно горячая вода с температурой на выкиде печей плюс 55–70 °С, температура на устьях скважин колебалась от 40 до 58 °С, температура на забое нагнетательных скважин плюс 51–56 °С.

4. Расчётами установлено, что извлекаемые запасы нефти, которые теряются при закачке холодной воды, составляют по горизонтам: 13 – 3,53 %, 14 – 3,18 %, 15 – 2,03 %, 16 – 0,65 %, 17 – 4,97 %. Количество добытой нефти или её эквивалент, которое сжигают для приготовления горячей воды, составляет по горизонтам: 13 – 5,84 %, 14 – 5,49 %, 15 – 5,52 %, 16 – 5,59 %, 17 – 5,71 %.

При отказе от применения закачки горячей воды увеличивается суммарный отбор углеводородов на 1,0–3,5 %, дополнительно усиливается значительной экономией затрат на строительство дополнительных и ремонт существующих печей для нагрева воды, а также значительным уменьшением технологических и экономических потерь из-за коррозии водоводов, поскольку при холодной воде по сравнению с горячей интенсивность коррозии уменьшается в 2–4 раза.

Литература:

1. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1. – 348 с.

2. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 2. – 348 с.

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

4. Разработка технологий теплового воздействия на пласты высоковязких нефтей месторождений Узень. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635b3bc79b5d53a89521306d37_0.html

5. 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 : ООО «Просвещение - Юг», 2011. – 603 с.

6. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Петрушин Е.О. Разработка нефтяных месторождений : методические указания по выполнению курсовой работы для студентов всех форм обучения и МИППС направления 21.03.01 Нефтегазовое дело (профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»). – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2015. – 39 с.

7. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Сиротин Д.Г. Разработка нефтяных месторождений : методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Разработка нефтяных месторождений» для студентов-бакалавров всех форм обучения и МИППС направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 56 с.

8. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Сиротин Д.Г. Разработка нефтяных месторождений : методические указания по изучению дисциплины «Разработка нефтяных месторождений» для студентов-бакалавров всех форм обучения и МИППС по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 44 с.

9. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Яковлев А.Л. Управление продуктивностью скважин : методические указания по изучению дисциплины «Управление продуктивностью скважин» для студентов-бакалавров всех форм обучения и МИППС по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 68 с.

10. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.

11. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.

References:

1. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – Т. 1. – 348 p.

2. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – Т. 2. – 348 p.

3. Antoniadі D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.

4. Development of technologies of thermal impact on layers high-viscosity nefty fields Uzen. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635b3bc79b5d53a89521306d37_0.html

5. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G. V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.

6. Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Petrushin E.O. Development of oil fields: methodical instructions on implementation of the term paper for students of all forms of training and MIPPS of the direction 21.03.01 Oil and gas business («Operation and Service of Facilities for Production of Oil» profile). – Krasnodar : Prod. KubGTU, 2015. – 39 p.

7. Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Sirotn D.G. Development of oil fields : methodical instructions to a practical training on discipline «Development of oil fields» for students bachelors of all forms of education and MIPPS of the direction 21.03.01 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 56 p.

8. Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Sirotn D.G. Development of oil fields : methodical instructions on studying of discipline «Development of oil fields» for students bachelors of all forms of education and MIPPS in the direction 21.03.01 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 44 p.

9. Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Yakovlev A.L. Management of efficiency of wells : methodical instructions on studying of discipline «Management of efficiency of wells» for students bachelors of all forms of education and MIPPS in the direction 21.03.01 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 68 p.

10. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – Т. 1–4.

11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells» : in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014. – Т. 1–4.

УДК 622.276.72

**АНАЛИЗ РАБОТЫ СКВАЖИН, ОСЛОЖНЁННЫХ ФОРМИРОВАНИЕМ
АСФАЛЬТО-СМОЛО-ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ
МАТРОСОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, И РАЗРАБОТКА
РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ПРИМЕНЕНИЮ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСПО**

**ANALYSIS OF WELLS, COMPLICATED BY THE FORMATION
OF ASPHALT-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS ON THE EXAMPLE
OF THE MATROSOVSKOYE OIL FIELD, AND DEVELOPMENT
OF RECOMMENDATIONS ON THE APPLICATION OF METHODS
TO DISSOLUTION OF ASPHALT-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS**

Березовский Денис Александрович
заместитель начальника цеха,
филиал ООО «Газпром добыча Краснодар»
Каневское газопромысловое управление
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Самойлов Александр Сергеевич
аспирант,
Кубанский государственный
технологический университет»
aleksandr3105@inbox.ru

Башардуст Мохаммад Дауд
студент-магистрант,
институт Нефти, газа и энергетики
Кубанский государственный
технологический университет
Daud.Bashardust@yahoo.com

Аннотация. На многих месторождениях нефти добыча осложняется асфальто-смолистыми и парафиновыми отложениями, образующимися на поверхности нефтепромыслового оборудования и в призабойной зоне скважин. В результате уменьшается живое сечение лифтовых колонн, приводящее к снижению их пропускной способности, уменьшается текущий дебит скважин, снижается их продуктивность и, в конечном счёте, коэффициент нефтеотдачи пласта. Интенсивность отложений при добыче парафинистых нефтей зависит от свойств и состава нефти, физических параметров потока, характеристики поверхности оборудования. Необходимым условием образования парафиновых отложений является снижение температуры потока ниже температуры насыщения.

Ключевые слова: асфальто-смоло-парафиновые отложения; общая характеристика АСПО; основные факторы, влияющие на формирование АСПО; методы предотвращения АСПО; методы удаления АСПО; методы борьбы с осложнениями АСПО; применение защитных покрытий.

Berezovskiy Denis Aleksandrovich
Deputy chief of department,
branch LLC «Gazprom mining Krasnodar»
Kanevskoe gas field management
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Samoylov Alexander Sergeevich
Graduate student,
Kuban state technological university
aleksandr3105@inbox.ru

Bashardust Mohammad Daud
Undergraduate student,
Institute of Oil, Gas and Energy
Kuban state technological university
Daud.Bashardust@yahoo.com

Annotation. In many oil fields, production is complicated by asphalt-resinous and paraffinic deposits formed on the surface of oilfield equipment and in the bottomhole zone of wells. As a result, the living section of the elevator columns decreases, resulting in a decrease in their throughput, the current production rate of the wells decreases, their productivity decreases and, ultimately, the oil recovery coefficient of the formation. The intensity of deposits in the extraction of paraffinic oils depends on the properties and composition of the oil, the physical flow parameters, and the characteristics of the surface of the equipment. A necessary condition for the formation of paraffin deposits is a decrease in the flow temperature below the saturation temperature.

Keywords: asphalt-resin-paraffin deposits; general characteristic of asphalt-resin-paraffin deposits; main factors affecting the formation of asphalt-resin-paraffin deposits; methods of preventing asphalt-resin-paraffin deposits; methods for removal of asphalt-resin-paraffin deposits; methods to dissolution the complications of asphalt-resin-paraffin deposits; application of protective coatings.

Характеристика состава и физико-химических свойств нефти

Исследование физико-химических свойств пластовых нефтей проводилось по пластовым пробам в отделе исследования нефтей института «ТатНИПИнефть» и в аналитической лаборатории ТГРУ. Пробы отбирались глубинными пробоотборниками типа ПД-3 и исследовались на установках УИПН-2 и АСМ-300 по общепринятой мето-

дике (вискозиметр высокого давления универсальный) и капиллярным типа ВПЖ. Плотность сепарированной нефти определялась пикнометрическим способом. Состав нефти после однократного разгазирования пластовой пробы нефти анализировался на хроматографах типа ЛХМ-5М, ХРОМ-5.

Поверхностные пробы исследовались в нефтесырьевой лаборатории ВНИИУСа согласно ГОСТам: плотность нефти (ГОСТ-3900-85), содержание серы (ГОСТ-377-15), вязкость (ГОСТ-377-66), разгонка по Энглери (ГОСТ-2177-66), содержание в нефти парафина определялось по методике ВНИИНП.

Краткая характеристика пластовой нефти по воробьёвскому горизонту Матросовского месторождения приведена в таблице 1; компонентный состав разгазированной и пластовой нефти – в таблице 2; физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти – в таблице 3.

Исследование свойств нефти воробьёвского горизонта в пластовых условиях проводилось по пробам, отобраным из трёх скважин. Средние значения основных параметров нефти, полученные по результатам анализов 5 проб, следующие:

- давление насыщения 10,1 МПа;
- газосодержание 67 м³/т;
- объёмный коэффициент 1,176;
- динамическая вязкость 3,89 мПа · с;
- плотность пластовой нефти 696 кг/м³, сепарированной – 819 кг/м³;
- по данным анализов поверхностных проб нефть воробьёвского горизонта относится к группе средних нефтей;
- по содержанию серы (1,31 % масс.) и парафина (1,9 % масс.) нефть является сернистой и парафинистой;
- кинематическая вязкость при 20 °С составляет 6,1 м²/с.

Технико-эксплуатационная характеристика фонда скважин, осложнённых формированием АСПО

На рисунке 1 приведено распределение скважин по типу эксплуатации.

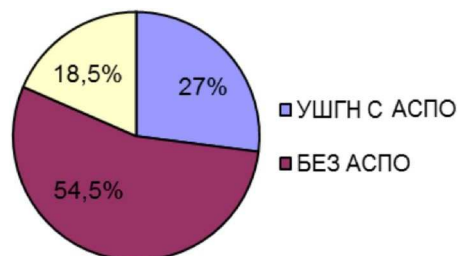


Рисунок 1 – Распределение скважин по типу эксплуатации

Из рисунка 1 видно, что из 100 % скважин (130 скважин) 54,5 % от общего фонда (71 скважина) не осложнены формированием АСПО. 27 % скважин (35 скважин), оборудованных УШГН, и 18,5 % скважин (24 скважины), оборудованных УЭЦН, осложнены формированием АСПО.

На рисунке 2 показано распределение скважин по приводу штангового насоса.

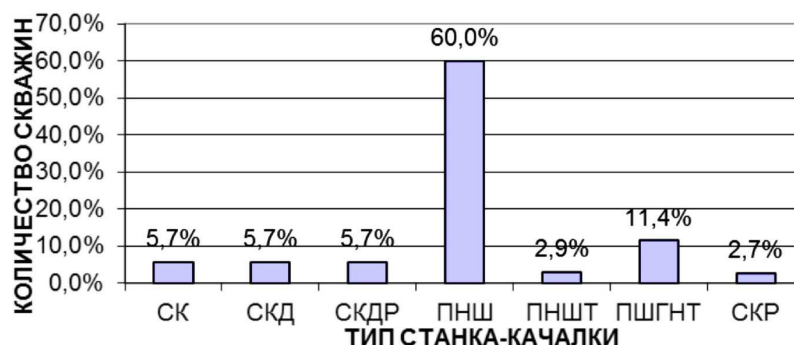


Рисунок 2 – Распределение скважин по приводу штангового насоса

Таблица 1 – Свойства пластовой нефти

Наименование	Воробьёвский горизонт				среднее значение
	КОЛИЧЕСТВО ИССЛЕДОВАННЫХ		Диапазон изменения	проб	
	скважин				
Давление насыщения нефти газом, МПа	3	5	9,4-10,7	5	10,1
Газосодержание, при однократном разгазировании, м ³ /т	4	5	49,85–110,62	5	67
Объёмный коэффициент при однократном разгазировании, доли ед.	3	5	1,2051–1,2752	5	1,212
Газосодержание при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, м ³ /т	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
Суммарное газосодержание, м ³ /т	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
Плотность, кг/м ³	3	5	660,29–793,47	5	696,0
Вязкость, мПа·с	3	5	3,8–4,01	5	3,89
Объёмный коэффициент при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, доли ед.	3	5	1,060–1,272	5	1,176

Таблица 2 – Компонентный состав разгазированной и пластовой нефти

Наименование	Воробьевский горизонт													
	при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях				при дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях				пластовая нефть					
	%		моль		%		моль		%		моль		%	
	масс.		масс.		масс.		масс.		масс.		масс.		масс.	
Сероводород	0	0	не опр.	не опр.	0	0	не опр.	не опр.	0	0	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
Углекислый газ	0	0	не опр.	не опр.	0,020	0,057	не опр.	не опр.	1,360	6,044	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
Азот + редкие, в том числе:														
Гелий	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
Метан	0,01	0,117	не опр.	не опр.	1,560	12,110	не опр.	не опр.	1,560	12,110	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
Этан	0,08	0,501	не опр.	не опр.	2,030	8,406	не опр.	не опр.	2,030	8,406	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
Пропан	0,48	2,049	не опр.	не опр.	3,580	10,111	не опр.	не опр.	3,580	10,111	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
i-Бутан	0,20	0,648	не опр.	не опр.	0,610	1,307	не опр.	не опр.	0,610	1,307	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
n-Бутан	0,97	3,141	не опр.	не опр.	2,040	4,371	не опр.	не опр.	2,040	4,371	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
i-Пентан	0,76	1,982	не опр.	не опр.	1,250	2,157	не опр.	не опр.	1,250	2,157	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
n-Пентан	1,39	3,626	не опр.	не опр.	1,960	3,383	не опр.	не опр.	1,960	3,383	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
Гексан + высшие	96,12	87,936	не опр.	не опр.	85,600	52,055	не опр.	не опр.	85,600	52,055	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
Гептан														
Остаток (C ₈₊ -высшие)														
Молекулярная масса газа относительная (по воздуху), доли ед.	188,2	188,2	не опр.	не опр.	124,52	124,5	не опр.	не опр.	124,52	124,5	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
Плотность газа, кг/м ³	819,0	819,0	не опр.	не опр.	696,0	696,0	не опр.	не опр.	696,0	696,0	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.

Таблица 3 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Наименование	Воробьёвский горизонт				среднее значение
	количество исследованных скважин		проб	диапазон изменения	
	3	не опр.			
Вязкость динамическая при 20 °С, мПа · с	3	не опр.	3	4,26–7,0	6,1
Вязкость динамическая при 50 °С, мПа · с	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
Вязкость кинематическая при 20 °С, 10 ⁻⁶ м ² /с	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
Вязкость кинематическая при 50 °С, 10 ⁻⁶ м ² /с	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
Температура застывания, °С	2	не опр.	2	17–19	18
Температура насыщения парафином, °С	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
Массовое содержание, %	серы	3	3	1,30–1,33	1,31
	смола силикателесых	3	3	5,23–6,25	6,05
	асфальтенов	3	3	0,69–1,80	1,2
	парафинов	3	3	1,01–2,04	1,9
	солей	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
Температура плавления парафина, °С	воды	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
	мехпримесей	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
	Н.к. 100 °С	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
Объёмный фракций, %	до 150 °С	3	3	10,5–15,0	12,3
	до 200 °С	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.
	до 300 °С	3	3	25,4–34,0	29,5
	до 350 °С	3	3	49,0–55,0	50,5
Классификация нефти: средняя, сернистая	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.	не опр.

Из рисунка 2 видно, что 60 % скважин оборудовано приводами штангового насоса типа ПНШ; 11,4 % скважин оборудовано ПШГНТ, 5,7 % скважин оборудовано приводами балансирующего типа, механического действия, с преобразующим механизмом, типа СКДР, СК и СКД; 2,9 % скважин оборудовано ПНШТ и 2,7 % скважин оборудовано СКР.

На рисунке 3 приведено распределение УШГН по типу насоса.

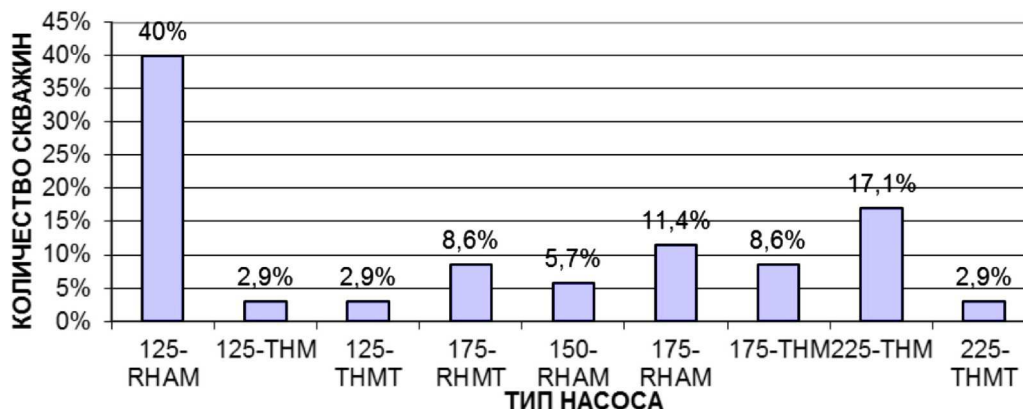


Рисунок 3 – Распределение УШГН по типу насоса

Из рисунка 3 видно, что наибольшее количество скважин (40 %) оборудовано вставными насосами типа 125-RHAM и наименьшее количество (2,9 %) трубными насосами типа 125-THM, 125-THMT и 225-THMT.

На рисунке 4 показано распределение УЭЦН по типу насоса.

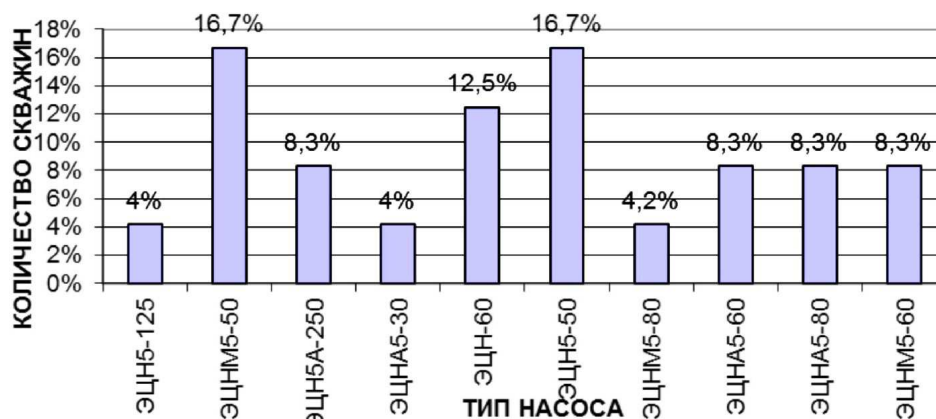


Рисунок 4 – Распределение УЭЦН по типу насоса

Из рисунка 4 видно, что 16,7 % скважин оборудовано насосами типа ЭЦНМ5-60 и ЭЦН5-50 – максимальное значение и 4 % скважин оборудовано насосами типа ЭЦН5-125 и ЭЦНА5-30 – минимальное значение.

На рисунке 5 приведено распределение УШГН по глубине спуска насоса.



Рисунок 5 – Распределение УШГН по глубине спуска насоса

Из рисунка 5 видно, что большинство скважин, оборудованных УШГН (28,6 %), имеют большие глубины спуска насоса в интервале 1150–1250 м.

На рисунке 6 показано распределение УЭЦН по глубине спуска насоса.



Рисунок 6 – Распределение УЭЦН по глубине спуска насоса

Из рисунка 6 видно, что 41,7 % скважин имеют глубину спуска насоса в интервале 1190–1290 м – максимальное значение и 4,2 % скважин имеют глубину спуска насоса в интервале 990–1090 м, 1090–1190 м и 1390–1490 м – минимальное значение.

Таким образом, из проведённого анализа фонда скважин, осложнённых формированием АСПО на Матросовском месторождении, можно сделать вывод, что основная доля 27 % имеет тип эксплуатации УШГН с приводом штангового насоса типа ПНШ, со вставным насосом типа 125-RHAM, а 18,5 % приходится на скважины, оборудованные УЭЦН.

Анализ режимов работы скважин, осложнённых формированием АСПО

На рисунке 7 приведено распределение УШГН по обводнённости.

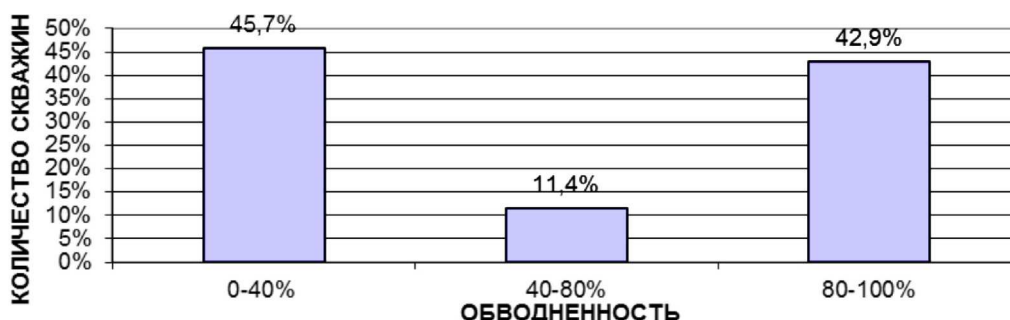


Рисунок 7 – Распределение УШГН по обводнённости

Из рисунка 7 видно, что 45,7 % скважин добывают малообводнённую продукцию (0–40 %); 11,4 % скважин добывают среднеобводнённую продукцию (40–80 %) и 42,9 % скважин добывают высокообводнённую продукцию (80–100 %).

На рисунке 8 показано распределение УЭЦН по обводнённости.

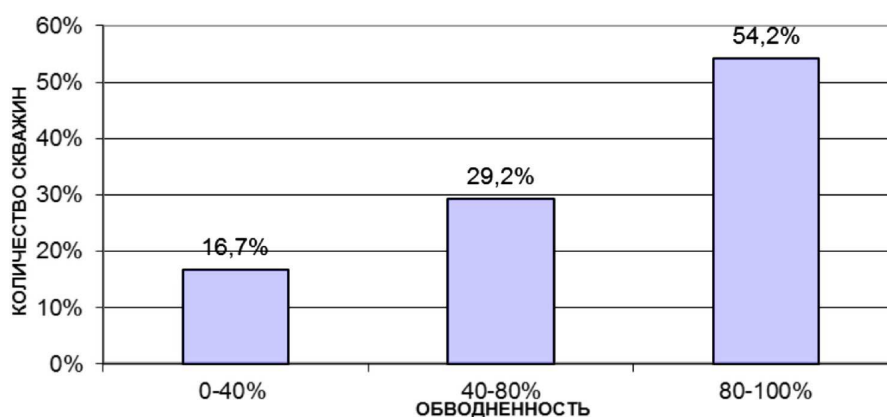


Рисунок 8 – Распределение УЭЦН по обводнённости

Из рисунка 8 видно, что 16,7 % скважин добывают малообводнённую продукцию (0–40 %); 29,2 % скважин добывают среднеобводнённую продукцию (40–80 %) и 54,2 % скважин добывают высокообводнённую продукцию (80–100 %).

На рисунке 9 приведено распределение скважин по числу качаний.

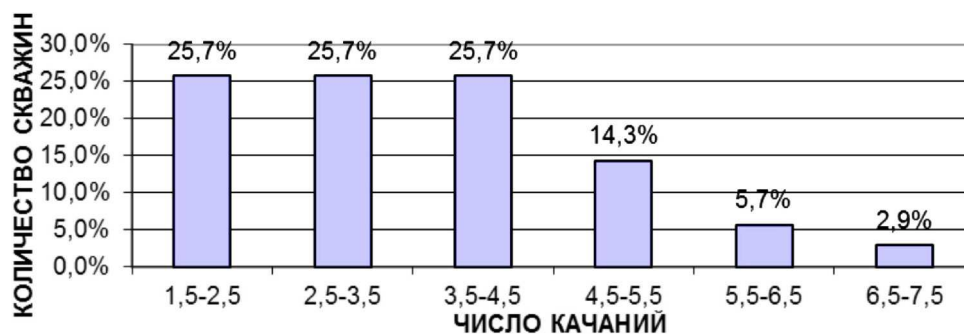


Рисунок 9 – Распределение скважин по числу качаний

Из рисунка 9 видно, что 25,7 % скважин эксплуатируются с числом качаний 1,5–2,5; 2,5–3,5 и 3,5–4,5 – максимальное значение, 2,9 % скважин эксплуатируются с числом качаний 6,5–7,5 – минимальное значение.

На рисунке 10 показано распределение скважин по длине хода.

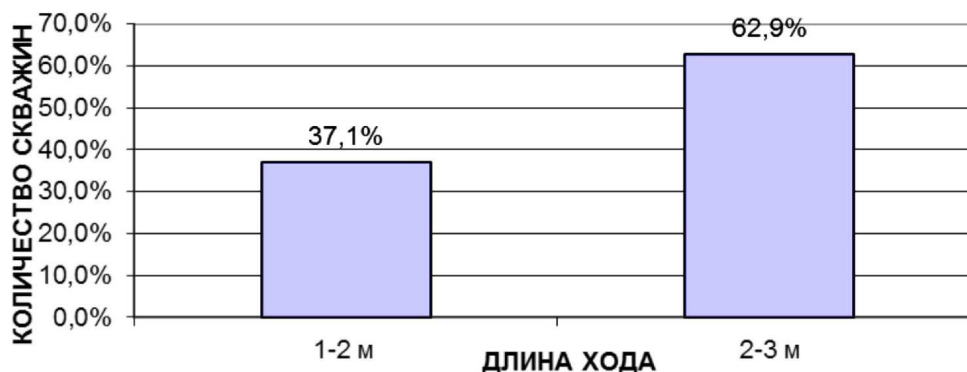


Рисунок 10 – Распределение скважин по длине хода

Из рисунка 10 видно, что 62,9 % скважин с максимальной длиной хода 2–3 м и 37,1 % скважин с минимальной длиной хода 1–2 м.

На рисунке 11 приведено распределение УШГН по дебиту нефти.

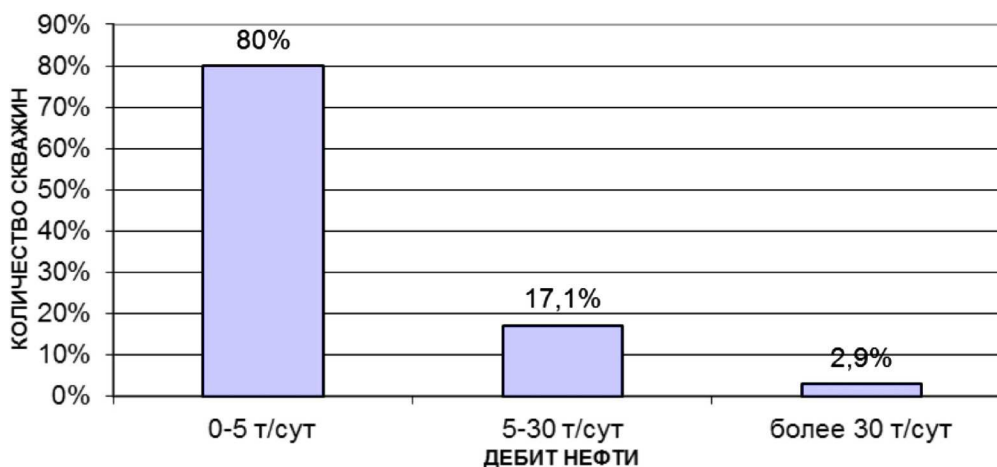


Рисунок 11 – Распределение УШГН по дебиту нефти

Из рисунка 11 видно, что 80 % скважин являются малодебитными (0-5 тонн/сут.); 17,1 % скважин являются среднедебитными (5-30 тонн/сут.) и 2,9 % скважин являются высокодебитными (более 30 тонн/сут.).

На рисунке 12 показано распределение УЭЦН по дебиту нефти.

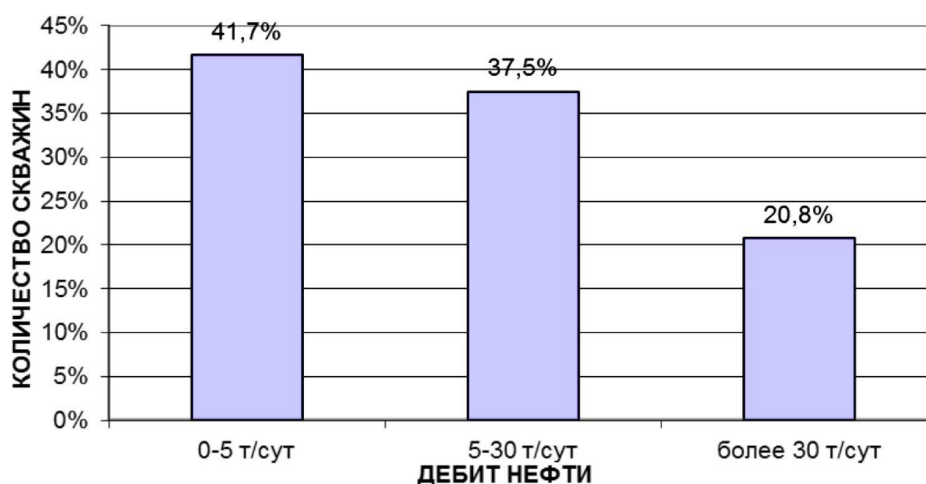


Рисунок 12 – Распределение УЭЦН по дебиту нефти

Из рисунка 12 видно, что 41,7 % скважин являются малodeбитными (от 0–5 тонн/сут.); 37,5 % скважин являются среднедебитными (5–30 тонн/сут.) и 20,8 % скважин являются высокодебитными (более 30 тонн/сут.).

На рисунке 13 приведено распределение УШГН по дебиту жидкости.

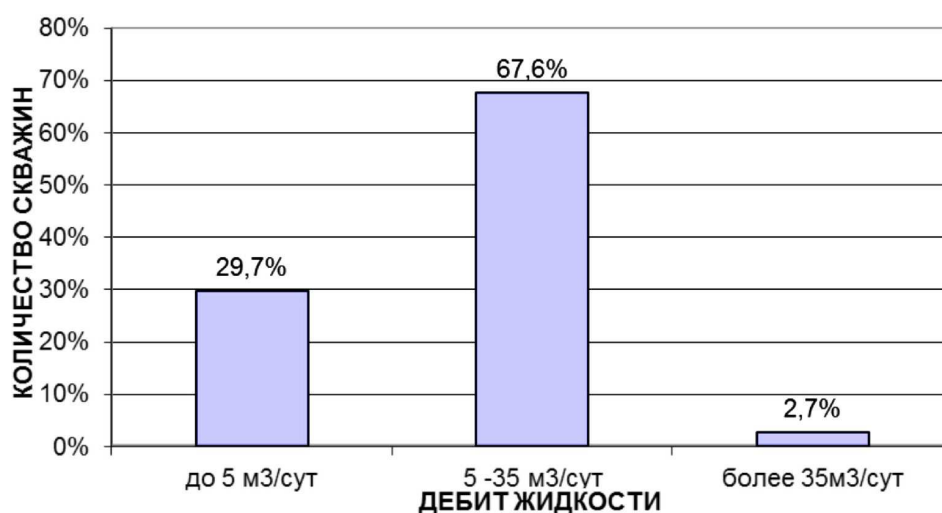


Рисунок 13 – Распределение УШГН по дебиту жидкости

Из рисунка 13 видно, что 29,7 % скважин являются малodeбитными (до 5 м³/сут.); 67,6 % скважин являются среднедебитными (5–35 м³/сут.) и 2,7 % скважин являются высокодебитными (более 35 м³/сут.).

На рисунке 14 показано распределение УЭЦН по дебиту жидкости.

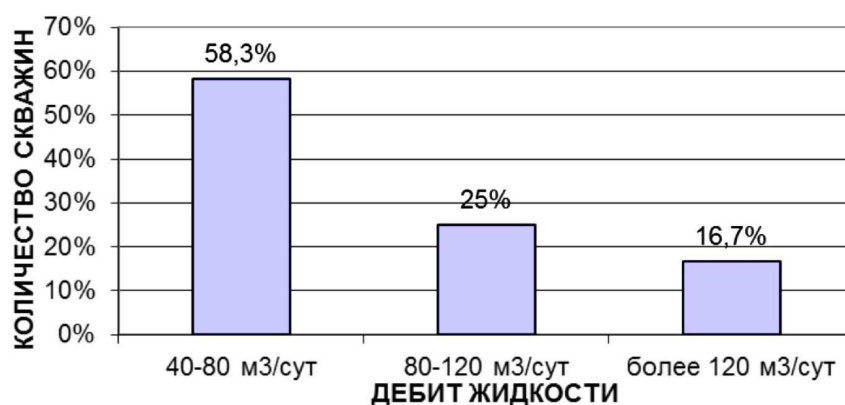


Рисунок 14 – Распределение УЭЦН по дебиту жидкости

Из рисунка 14 видно, что 58,3 % скважин являются малодебитными (40–80 м³/сут.); 25 % скважин являются среднедебитными (от 80–120 м³/сут.) и 16,7 % скважин являются высокодебитными (более 120 м³/сут.).

Таким образом, анализируя данные гистограммы, можно сказать, что УШГН, осложнённые формированием АСПО, работают при максимальной длине хода и с минимальным числом качаний. Большую часть скважин составляют малообводнённые (45,7 % от общего фонда) и высокообводнённые (42,9 % от общего фонда), скважины имеют средний дебит по жидкости (5–35 м³/сут.) и малый дебит по нефти (до 5 тонн/сут). УЭЦН, осложнённые формированием АСПО, в основном высокообводнённые (80 % от общего фонда), высокодебитные по жидкости (40–80 м³/сут.), малодебитные (41,7 % от общего фонда) и высокодебитные (37,5 % от общего фонда) по нефти.

Общая характеристика АСПО.

Основные факторы, влияющие на формирование АСПО

Асфальто-смоло-парафиновые отложения представляют собой сложную углеводородную смесь, состоящую из парафинов (20–70 % масс.), асфальто-смолистых веществ (АСВ) (20–40 % масс.), силикагелевой смолы, масел, воды и механических примесей.

Парафины – углеводороды метанового ряда от C₁₆H₃₄ до C₆₄H₁₃₀. В пластовых условиях находятся в нефти в растворённом состоянии. В зависимости от содержания парафинов нефти классифицируют (ГОСТ 11851-85) на:

- малопарафиновые – менее 1,5 % масс.;
- парафиновые – от 1,5 до 6 % масс.;
- высокопарафиновые – более 6 % масс.

Парафины устойчивы к воздействию различных химических реагентов (кислот, щелочей и др.), легко окисляются на воздухе.

Высокомолекулярные парафины – церезины (от C₃₇H₇₄ до C₅₃H₁₀₈) отличаются более высокой температурой кипения, большими молекулярной массой и плотностью.

В состав асфальто-смолистых веществ входят азот, сера и кислород. АСВ обладают высокой молекулярной массой, не летучи, имеют существенную неоднородность структуры. Содержание смолистых веществ в нефти возрастает в связи с испарением лёгких компонентов и её окислением. Иногда к группе смолистых соединений относят асфальтены.

Асфальтены – порошкообразные вещества бурого или коричневого цвета, с плотностью более единицы, массовое содержание которых в нефти достигает 5,0 %. В асфальтенах содержится (% масс.): углерода – 80,0–86,0, водорода – 7,0–9,0, серы – до 9,0, кислорода – 1,0–9,0 и азота – до 1,5. Они являются наиболее тугоплавкой и малорастворимой частью отложений тяжёлых компонентов нефти.

Нефтяные дисперсные системы относят к классу коллоидов, в которых АСПВ диспергированы в мальтеновой среде. Очевидно, что физико-химические и технологические свойства нефтей во многом обусловлены межмолекулярным взаимодействием в системах «асфальтены – смолы» и «мальтены – смолы – асфальтены».

Смолы и асфальтены обладают следующими особенностями:

1) химические и физико-химические процессы с участием АСВ носят коллективный характер. Асфальтены не являются индивидуальными компонентами, а образуют ассоциативные комбинации, в центре которых локализованы стабильные свободные радикалы;

2) возникновение сольватной оболочки из диамагнетиков является непременным условием существования парамагнитных частиц в растворах. Образование сольватных оболочек ослабляет силы притяжения парамагнитных молекул и препятствует их рекомбинации в результате теплового движения;

3) смолы состоят из диамагнитных молекул, часть которых способна переходить в возбуждённое триплетное состояние или подвергаться гомолизу, поэтому смолы являются потенциальным источником асфальтенов;

4) свойства АСВ определяются не элементарным составом, а, прежде всего, степенью межмолекулярного взаимодействия компонентов.

В таблице 4 приведено содержание асфальтенов, смол и парафинов на Матросовском месторождении.

Таблица 4 – Содержание асфальтенов, смол и парафинов на Матросовском месторождении

Эксплуатационный объект	Асфальтены, %	Смолы, %	Парафины, %
Воробьевский горизонт	1,8	6,2	54,0

Выделяют две стадии образования и роста АСПО. Первой стадией является зарождение центров кристаллизации и рост кристаллов парафина непосредственно на контактирующей с нефтью поверхности. На второй стадии происходит осаждение на покрытую парафином поверхность более крупных кристаллов.

На образование АСПО оказывают существенное влияние:

- снижение давления на забое скважины и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- интенсивное газовыделение;
- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных её компонентов;
- состав углеводородов в каждой фазе смеси;
- соотношение объёма фаз;
- состояние поверхности труб.

Интенсивность образования АСПО зависит от преобладания одного или нескольких факторов, которые могут изменяться по времени и глубине, поэтому количество и характер отложений не являются постоянными.

Влияние давления на забое и в стволе скважины. Когда забойное давление меньше давления насыщения нефти газом, равновесное состояние системы нарушается, вследствие чего увеличивается объём газовой фазы, а жидкая фаза становится нестабильной. Это способствует выделению из неё парафинов. Равновесное состояние может нарушаться как в пласте, так и в скважине, и выпадение парафина возможно как в пласте, так и в скважине, начиная от забоя.

При насосном способе эксплуатации давление на приёме насоса может быть меньше, чем давление насыщения нефти газом. Это может привести к выпадению парафина в приёмной части насоса и на стенках эксплуатационной колонны. В колонне НКТ выше насоса можно выделить две зоны. Первая – непосредственно над насосом: здесь давление резко возрастает и становится больше давления насыщения. Вероятность отложения в этой зоне минимальна. Вторая – зона снижения давления до давления насыщения и ниже, где начинается интенсивное выделение парафина.

В фонтанных скважинах при поддержании давления у башмака равным давлению насыщения выпадение парафина следует ожидать в колонне НКТ.

Как показано на практике, основными промысловыми объектами, в которых наблюдается образование отложений парафина, являются скважинные насосы, НКТ, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно парафин откладывается на внутренней поверхности подъёмных труб скважин.

Влияние газовыделения. Лабораторными исследованиями показано, что на интенсивность образования парафиноотложений оказывает влияние процесс выделения газовых пузырьков в потоке смеси. Известно, что газовые пузырьки обладают способностью флотировать взвешенные частицы парафина. При контакте пузырька с поверхностью трубы частицы парафина соприкасаются со стенкой и откладываются на ней. В дальнейшем процесс отложения парафина нарастает вследствие его гидрофобности. На стенке трубы образуется слой из кристаллов парафина и пузырьков газа. Чем менее газонасыщен этот слой, тем большую плотность он имеет. Поэтому более плотные отложения образуются в нижней части подъёмных труб, где пузырьки газа малы и обладают большей силой прилипания к кристаллам парафина и стенкам трубы.

Влияние скорости движения газожидкостной смеси. Интенсивность образования АСПО во многом зависит от скорости течения жидкости. При ламинарном течении формирование АСПО происходит достаточно медленно.

С ростом скорости (при турбулизации потока) интенсивность отложений вначале возрастает. Дальнейший рост скорости движения газожидкостной смеси ведёт к уменьшению интенсивности отложения АСПО: большая скорость движения смеси позволяет удерживать кристаллы парафина во взвешенном состоянии и выносить их из скважины. Кроме того, движущийся поток срывает часть отложений со стенок труб, чем объясняется резкое уменьшение отложений в интервале 0–50 м от устья скважины. При больших скоростях движения поток смеси охлаждается медленнее, чем при малых, что также замедляет процесс образования АСП.

Влияние шероховатости стенок труб. Состояние поверхности труб влияет на образование отложений. Микронеровности являются очагами вихреобразования, разрыва слоя, замедлителями скорости движения жидкости у стенки трубы. Это служит причиной образования центров кристаллизации отложений, прилипания кристаллов парафина к поверхности труб, блокирования их движения между выступами и впадинами поверхности. Когда значение шероховатости поверхности труб соизмеримо с размерами кристаллов парафина либо меньше их, процесс образования отложений затруднён.

Влияние температуры в пласте и стволе скважины. Нефть является сложной по химическому составу смесью компонентов, которые в зависимости от строения и внешних условий могут находиться в разных агрегатных состояниях. Снижение температуры вызывает изменение агрегатного состояния компонентов, приводящее к образованию центров кристаллизации и росту кристаллов парафина. Характер распределения температуры по стволу скважины существенно влияет на парафинообразование и зависит от:

- интенсивности передачи тепла от движущейся по стволу скважины жидкости окружающим породам (теплопередача зависит от градиента температур жидкости и окружающих скважину пород и теплопроводности кольцевого пространства между подъёмными трубами и эксплуатационной колонной);
- расширения газожидкостной смеси и её охлаждения, вызванного работой газа по подъёму жидкости.

Характеристика и анализ эффективности применяемых методов предотвращения и удаления АСПО

К фонду скважин, осложнённого формированием асфальто-смоло-парафиновых веществ (АСПВ), относятся скважины, эксплуатирующие девонский горизонт, с обводнённостью продукции менее 99 % при наличии одного или нескольких перечисленных ниже критериев:

- в скважине применяется любой из методов защиты от АСПО (механический, химический, комбинированный и т.д.);
- в течение последних пяти лет выполнен определённый объём подземных ремонтов при причине отложений АСПВ (в НКТ или насосе);
- наличие отложений, выявленных в процессе подъёма ГНО, без осложняющих последствий (должно производиться подтверждение лабораторными исследованиями);
- наличие отложений АСПВ в устьевой арматуре или выкидном нефтепроводе;
- происходит постепенное увеличение максимальной и уменьшение минимальной нагрузок на головку балансира станка-качалки (должно производиться подтверждение промышленными исследованиями) или периодическое «зависание» штанговой колонны.

На Матросовском месторождении применяются следующие методы борьбы с осложнениями АСПО.

1. Механические (применение скребков, установленных на штангах).

Для категории скважин, в которых зона отложений начинается выше насоса и состав АСПО преимущественно парафинового типа, наиболее дешёвым и технологически эффективным является применение механического метода борьбы с АСПО, заключающегося в применении в составе штанговой колонны в зоне отложений штанг со скребками в сочетании с применением в канатной подвеске привода штанговращателя.

Очистка поверхностей НКТ происходит при возвратно-поступательном и вращательном движении скребка. Промысловая практика показывает, что применение скребков и скребков-центраторов весьма эффективно и этот метод следует считать приоритетным при выборе способов предотвращения осложнений, связанных с АСПО в НКТ и на штанговой колонне. При применении механического метода борьбы с АСПО с использованием скребков-центраторов необходимо учитывать и возможность проявления в определённых условиях некоторых негативных последствий, обусловленных увеличением напряжений в штангах при движении объёмных скребков-центраторов в вязкой среде. Увеличение максимальной и уменьшение минимальной нагрузки приводит к увеличению приведённого напряжения цикла и в ряде случаев может привести к некоторому снижению ресурса работы штанговой колонны в скважинах, продукция которых склонна к образованию стойких, высоковязких эмульсий. В таких скважинах число скребков-центраторов должно быть минимально необходимым.

На Матросовском месторождении применяют 85,7 % наплавленные скребки-центраторы производства НГДУ «ИН», диаметр которых равен 56 мм, и 14,3 % наплавленные скребки-центраторы производства НГДУ «БН» с диаметром 54 мм (рис. 15).

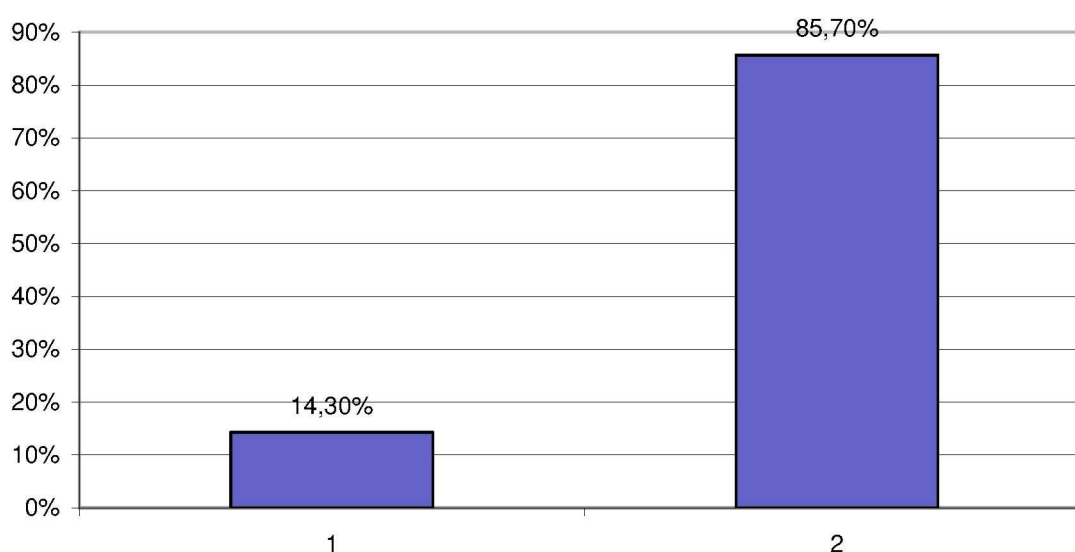


Рисунок 15 – Распределение скребков-центраторов

2. Химические (промывки растворителями, применение ингибиторов).

В скважинах, в которых наиболее дешёвые механические методы не достаточно эффективны, в частности, когда в составе АСПО преобладают смолы и асфальтены, зона отложений смещена на приём насоса или начинается непосредственно над насосом и т.д., возникает необходимость в применении более дорогих методов борьбы с АСПО, в том числе химических. На Матросовском месторождении применяются такие растворители, как дистиллят и «МИА-пром».

Моющее действие дистиллята основано на избирательном растворении смолопарафиновой составляющей АСПО, при этом остальные компоненты диспергируются и выносятся на поверхность потоком нефти или промывочной жидкости при промывке.

Необходимость проведения профилактических обработок определяется исходя из защищённости скважины от АСПО, по графику проведения обработок, составленному и утверждённому на год.

На скважинах, оборудованных ШГН, профилактические обработки дистиллятом производят на работающих скважинах с коэффициентом подачи не менее 0,5 при увеличении нагрузки на головку балансира на 25–30 %.

На скважинах, оборудованных УЭЦН, профилактические обработки проводят при снижении дебита на 20–25 % или увеличении нагрузки на электродвигатель на 15 %.

Необходимость проведения обработки дистиллятом эксплуатационных колонн от АСПО при ремонте скважины определяется в процессе первого подъёма глубиннонасосного оборудования по наличию АСПО на наружной поверхности НКТ, при непро-

хождении шаблонов до запланированного интервала эксплуатационной колонны и по решению комиссии в случае отсутствия альтернативного метода очистки. Закачка дистиллята в скважину осуществляется по герметизированной системе.

Перед обработкой скважины дистиллятом необходимо определить наличие циркуляции в скважине закачкой технологической жидкости и при отсутствии обработка скважины не допускается. Для определения наличия циркуляции, продавки и промывки дистиллята и растворённых АСПО использовать технологическую жидкость, обогащённую ПАВ (МЛ-81Б – для слабоминерализованной жидкости, ФЛЭК-ДГ-002 – для сильноминерализованной).

В качестве моющего средства на Матросовском месторождении используется препарат МЛ-81Б, который представляет собой многокомпонентную смесь анионных и неионногенных синтетических ПАВ разного химического строения, взятых в строго определённом весовом соотношении.

К химическим методам борьбы с АСПО относится также применение ингибиторов: СНПХ-7214, СНПХ-7215, СНПХ-7253, СНПХ-7941, СНПХ-7920М с дозировкой 50–200 г на 1 тонну добываемой нефти. Ингибиторы, используемые для предупреждения образования АСПО, являются гидрофилизаторами поверхности оборудования и диспергаторами асфальтенов, смол и парафинов. При постоянной дозировке такого химического реагента в скважину на изначально чистой поверхности оборудования создаётся гидрофильная плёнка, препятствующая формированию на нём отложений. Одновременно такой реагент оказывает диспергирующее действие на твёрдую фазу смолопарафиновых веществ, что способствует беспрепятственному выносу их потоком жидкости. Для предупреждения формирования отложений парафина на поверхности НКТ применяются реагенты-депрессаторы, предотвращающие рост кристаллов и образование структур с плотной упаковкой молекул твёрдых углеводородов. Препятствовать отложениям парафина могут также реагенты-модификаторы, изменяющие кристаллическую структуру парафинов в процессе их фазового перехода. Ингибитор может подаваться в скважину при помощи забойных и устьевых дозаторов, а также периодической закачкой в затрубное пространство.

3. Тепловые.

К тепловым методам относятся, в первую очередь, тепловые методы, основанные на способности парафина плавиться при температурах выше 50 °С и стекать с нагретой поверхности. Для создания необходимой температуры требуется специальный источник тепла, который может быть помещён непосредственно в зону отложений, или необходимо вырабатывать теплосодержащий агент на устье скважины. На Матросовском месторождении используют технологии с применением горячей нефти или воды.

4. Применение защитных покрытий (полимерные покрытия).

На Матросовском месторождении применяют полимерное эпоксидное покрытие (ПЭП). Это тонкоплёночное покрытие, его толщина приблизительно составляет 350 мкм.

Применение защитных покрытий эффективно лишь в том случае, если будет полностью изолирован интервал парафинизации. Однако на поздней стадии разработки происходит расширение зоны парафинизации, её смещение вглубь скважины, в призабойную зону и в зону насоса. Следовательно, применение защитных покрытий в качестве превентивной меры может лишь частично решить проблему. Эффективность применения труб с полимерными покрытиями в качестве самостоятельной меры на осложнённых АСПО скважинах с УСШН недостаточна.

К мерам по предотвращению образования АСПО в скважинном оборудовании относятся:

- подбор и установление режима откачки, обеспечивающего оптимальную степень;
- дисперсность водонефтяного потока;
- применение скважинных насосов с увеличенным проходным сечением клапанов;
- снижение динамического уровня в скважине (при этом уменьшается отвод тепла от НКТ, поскольку теплопроводность газа в затрубном пространстве намного ниже, чем жидкости);

- увеличение глубины погружения насоса (увеличивает температуру на приёме насоса);
- применение дозируемой подачи на приём скважинного насоса химических реагентов, подбираемых с учётом состава АСПО, свойств продукции и режимов эксплуатации скважины.

При решении вопроса о целесообразности применения метода предотвращения АСПО с использованием подачи химических реагентов забойными дозаторами необходимо учитывать следующие обстоятельства. Химические реагенты, как правило, дороги, и тенденции к снижению их стоимости не наблюдается. Как показала практика, метод технологически эффективен только при применении новых НКТ. Существующие способы очистки бывших в употреблении НКТ не обеспечивают требуемой степени очистки поверхности труб. Если в составе колонны оказываются трубы, бывшие в употреблении, применение дозаторов не обеспечивает защиты от АСПО и оказывается чисто затратным делом.

Предотвращению отложений парафина и асфальто-смоло-парафиновых веществ в скважинном оборудовании может способствовать повышение температуры продукции скважины в результате её подогрева перед насосом, например, скважинным стационарным электронагревателем. Однако в связи с высокой стоимостью нагревателей и кабеля, а также с учётом того обстоятельства, что в результате потерь тепла в окружающую среду зона повышенной в результате подогрева температуры продукции скважины распространяется не более, чем на 300 м по длине НКТ, – применение метода требует тщательной экономической оценки с учётом конкретных условий.

При выборе способа удаления АСПО необходимо иметь в виду следующее. Инженерно-технологическая служба НГДУ должна планировать и осуществлять мероприятия, направленные на предотвращение и ликвидацию АСПО с учётом конкретных геолого-физических условий, свойств продукции скважины, состава АСПО, особенностей данной стадии разработки месторождения, наличия тех или иных технических средств, химических реагентов и т.д. Интегральными критериями при выборе метода являются экономические критерии, в частности, годовые затраты при использовании данного метода в расчёте на скважину.

Анализ эффективности применения растворителя «МИА-пром» на Матросовском месторождении

Эффективность удаления АСПО определяем динамографированием, оценкой изменений межочистного периода, суточного дебита и динамического уровня скважин. Путём динамографирования оценивают изменение нагрузки на головку балансира. По степени снижения этой нагрузки определяют эффективность проведения обработки. Чем выше межочистный период (МОП), тем выше эффективность обработки.

Динамометрия – это один из основных, надёжных и простых методов контроля работы штанговых насосов, грамотная оценка которой ведёт к предотвращению аварий и, следовательно, нормальной работе насоса. При помощи динамометрирования решаются две задачи: во-первых, определяются отдельные параметры пласта и скважины и проверяется режим работы насосной установки (дебит скважины, коэффициент продуктивности, коэффициент наполнения и подачи насоса, давление на приёме насоса, величина деформации труб и штанг, плотность жидкости в НКТ и затрубном пространстве); во-вторых, проверяется исправность работы штангового насоса и выявляются механические неисправности.

Динамометрирование осуществляется с помощью различных типов динамографов, подразделяющихся по принципу действия преобразующего устройства на гидравлические (ИКГН-1, ГДМ-3) и электронные («Эхометр», «Микон», «Квантор», «Сиддос»).

Измерение нагрузок на устьевом штоке возможно двумя способами:

1) для количественного динамометрического анализа необходимы данные высокой степени точности, которые можно получить с помощью стационарного калиброванного датчика, измеряющего механическое напряжение; он устанавливается между траверсами канатной подвески исследуемой скважины;

2) для получения качественной информации, позволяющей судить об эффективности работы насоса и выявлять (диагностировать) некоторые неисправности под-

земного оборудования, используется С-образный облегченный датчик-струбцина, прикрепляемый при помощи зажима непосредственно к устьевому штоку. Такой датчик называется накладным. Принцип действия накладного датчика основан на замере изменения диаметра устьевого штока при изменении нагрузки.

Снятие динамограмм проводится не реже одного раза месяц.

Ниже приведены динамограммы до и после заливки «МИА-пром» на Матросовском месторождении (табл. 5).

Таблица 5 – Результаты дебита и нагрузок до и после заливки растворителя «МИА-пром»

№ скважины	До заливки			После заливки		
	Q, м ³ /сут.	P_{max}	P_{min}	Q, м ³ /сут.	P_{max}	P_{min}
7160	20,1	767,69	–	18,5	3908,2	1706,7
7148	20,9	1658,3	–	18,61	3718,8	–
7234	21,9	660,79	–	19	2201,3	–
164	6,36	3737,9	2125,4	17,5	4575	1919,8
7314	10,1	3404,5	2079,5	8,49	3643,1	1846,9
7258	24,8	5370,2	740,93	21,8	5052,2	1785,4
192	2,94	3725,5	2691,3	2,4	3992,2	2587,7
7233	29,7	5370,2	740,93	24,9	5173,7	1398,8
7251	11,8	1543,9	–	17,7	3647,9	1449,9
7161	21	5091,7	1158	18,6	4950	1953,5

Из таблицы 5 видно, что заливка растворителя «МИА-пром» дала положительный результат в 5 скважинах из 10:

- в скважине № 164 наблюдается увеличение дебита и уменьшение максимальных нагрузок;
- в скважинах №№ 7258 и 7251 наблюдается уменьшение максимальных нагрузок и увеличение минимальных;
- в скважине № 7251 наблюдается увеличение дебита;
- в остальных скважинах наблюдается увеличение максимальных и минимальных нагрузок.

Это связано с тем, что динамограф «Микон» не фиксирует увеличение нагрузки из-за налипания АСПО на штанги, т.е. не учитываются отложения на этих штангах. Прибор регистрирует изменение нагрузки только за счёт увеличения гидродинамического сопротивления.

Выводы и рекомендации

Наиболее интенсивно образование АСПО происходит на стенках глубинно-насосного оборудования.

Существуют разные методы борьбы с АСПО. Наиболее дешёвым и технологически эффективным является применение механического метода борьбы с АСПО, заключающегося в применении в составе штанговой колонны в зоне отложений штанг со скребками в сочетании с применением в канатной подвеске привода штанговращателя. Промысловая практика показывает, что применение скребков и скребков-центраторов весьма эффективно, и этот метод следует считать приоритетным при выборе способов предотвращения осложнений, связанных с АСПО в НКТ и на штанговой колонне.

Применение скребков-центраторов основано на использовании таких физических свойств парафиноотложений, как низкая механическая прочность и хрупкость. Эти свойства парафиноотложений оказались изученными раньше других, и механические способы, основанные на их использовании, исторически приобрели наиболее широкое применение на практике.

Основной недостаток химических методов – большие затраты на реализацию технологий.

Главным недостатком тепловых методов является малая зона прогрева вследствие потерь тепла в окружающую среду, что делает неэффективными эти методы как самостоятельные на поздней стадии разработки месторождений в условиях значительного расширения по глубине интервала отложений.

Литература:

1. Геологический отчёт НГДУ «Бавлынефть» за 1995–1998 гг.
2. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложнённых условиях. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.
3. Ибрагимов Н.Г., Хафизов А.Р., Шайдаков В.В., Хайдаров Ф.Р. и др. Осложнения в нефтедобыче. – Уфа : Монография, 2003. – 302 с.
4. Доломатов М.Ю., Телин А.Г. и др. Физико-химические основы направленного подбора растворителей асфальто-смолистых веществ : отчёт центрального научно-исследовательского института ЦНИИТЭнефтехим, 1990. – 35 с.
5. Заключение по АСПО НГДУ «Бавлынефть» за 2006–2007 гг.
6. РД 153-39.1-252-02: Руководство по эксплуатации скважин установками скважинных штанговых насосов в ОАО «Татнефть».
7. Инструкция 153-39.1-05 по обработке скважин дистиллятом. – Бугульма : ООО «ТатНИПИнефть».
8. Методы борьбы с АСПО. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a3bc69a5c43b88421316d26_0.html
9. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1. – 348 с.
10. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 2. – 348 с.
11. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2010. – 539 с.
12. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2010. – 522 с.
13. 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 : ООО «Просвещение - Юг», 2011. – 603 с.
14. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012-2015. – Т. 1–4.
15. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
16. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Яковлев А.Л. Управление продуктивностью скважин : методические указания по изучению дисциплины «Управление продуктивностью скважин» для студентов-бакалавров всех форм обучения и МИППС по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 68 с.
17. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.

References:

1. The geological report of NGDU Bavlyneft for 1995–1998.
2. Persiyantsev M.N. Oil production in the complicated conditions. – M. : LLC Nedra-Businesscentre, 2000. – 653 p.
3. Ibragimov N.G., Hafizes A.R., Shaydakov V.V., Haydarov F.R., etc. Complications in oil production. – Ufa : Monograph, 2003. – 302 p.
4. Dolomatov M.Yu., Telin A.G., etc. Physical and chemical bases of the directed selection of solvents of asphaltic substances : report of the central scientific and research institute Tsniiteneftekh, 1990. – 35 p.
5. The conclusion on ASPO NGDU «Bavlyneft» for 2006–2007.
6. RD 153-39.1-252-02: The operation manual on wells installations borehole the shtangovykh of pumps in JSC Tatneft.
7. The instruction 153-39.1-05 on processing of wells distillate. – Bugulma : LLC Tat-Nipineft.

8. Methods of fight against ASPO. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0a65635a3bc69a5c43b88421316d26_0.html
9. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyie deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – T. 1. – 348 p.
10. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyie deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – T. 2. – 348 p.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
12. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.
13. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
14. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012-2015. – T. 1–4.
15. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells» : in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014. – T. 1–4.
16. Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Yakovlev A.L. Management of efficiency of wells : methodical instructions on studying of discipline «Management of efficiency of wells» for students bachelors of all forms of education and MIPPS in the direction 21.03.01 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 68 p.
17. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.

УДК 550.3

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН НА ПРИОБСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

GEOPHYSICAL METHODS OF WELL SURVEY ON THE PRIOBSKOYE OIL FIELD

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

Коффи Амону Кра Аксель Камиль

студент,
институт Нефти, газа и энергетики
Кубанский государственный
технологический университет
axelleamonou@gmail.com

Аннотация. В статье рассмотрены геофизические методы исследования скважин на Приобском нефтяном месторождении. Показаны условия формирования основных продуктивных горизонтов и тектоническое строение района работ. Приведена общая характеристика продуктивных пластов. Подробно описаны комплексные геофизические исследования (обоснование выбора комплекса методов; описание методов, входящих в геофизические исследования и т.д.).

Ключевые слова: геофизические методы исследования скважин; комплексные геофизические исследования; обоснование выбора комплекса методов; описание методов, входящих в геофизические исследования; комплекс методов состав – приток; комплекс методов определения текущего насыщения продуктивных пластов; углеродно-кислородный каротаж.

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

Koffi Amonou Krah Axelle Camille

Student,
Institute of Oil, Gas and Energy
Kuban state technological university
axelleamonou@gmail.com

Annotation. In article geophysical methods of well survey on the Priobskoye oil field are considered. Conditions of formation of the main productive horizons and a tectonic structure of the area of works are shown. The general characteristic of productive layers is given. Complex geophysical surveys are in detail described (justification of the choice of a complex of methods; the description of the methods entering geophysical surveys, etc.).

Keywords: geophysical methods of well survey; complex geophysical surveys; justification of the choice of a complex of methods; description of the methods entering geophysical surveys; complex of methods structure – inflow; complex of methods of definition of the current saturation of productive layers; carbon-oxygen logging.

Приобское нефтяное месторождение находится в центральной части Западно-Сибирской равнины. В административном отношении месторождение расположено в Ханты-Мансийском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области РФ (рис. 1).

В районе ведётся промышленная эксплуатация ранее открытых месторождений. Все они расположены восточнее Приобского месторождения. Наиболее значимыми из них являются расположенные в непосредственной близости Приразломное, Правдинское – в 84 км юго-восточнее, Салымское – в 60 км юго-восточнее.

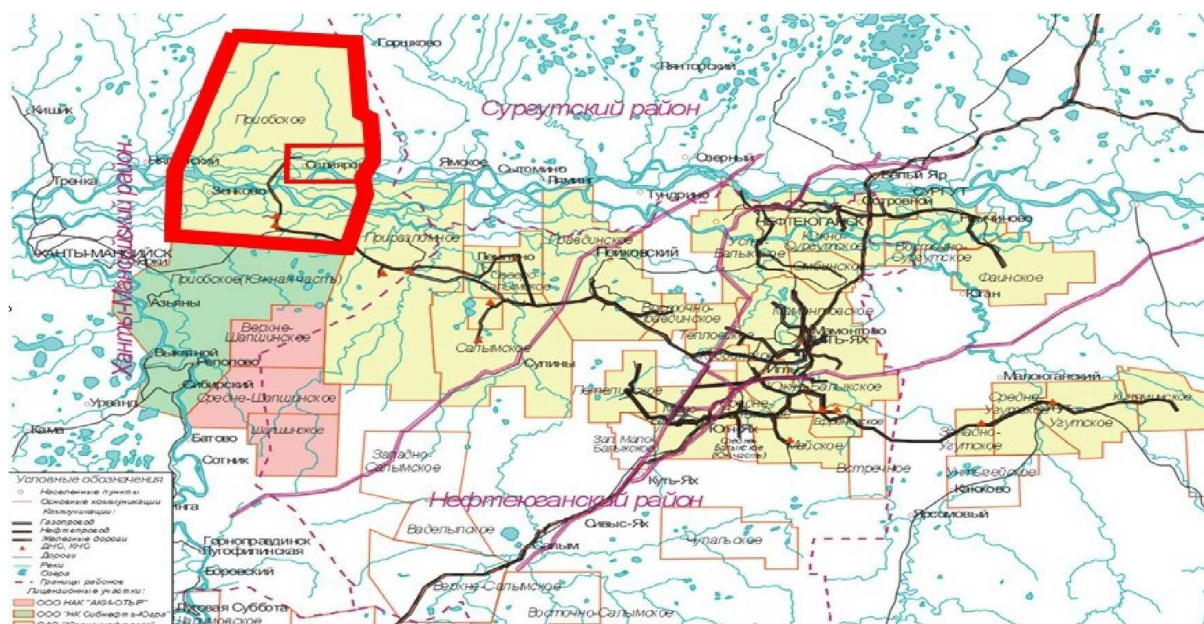


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

Тектоническое строение района работ

Западно-Сибирская плита (ЗСП) представляет собой молодой комплекс земной коры в виде огромной зоны прогибания, в котором выделено три структурных этажа (снизу вверх):

- 1) складчатый палеозойско-допалеозойский;
- 2) параплатформенный (промежуточный)
- 3) осадочный мезозойско-кайназойский.

Толщина осадочного чехла возрастает от районов обрамления впадины к центру до 8–9 км, залегающего несогласно на гетерогенном фундаменте.

В региональном тектоническом плане Приобское месторождение, согласно тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты (главный редактор В.И. Шпильман, 1998), расположено во Фроловской впадине между Сырьегайской террасой и Тундринской седловиной (рис. 2).

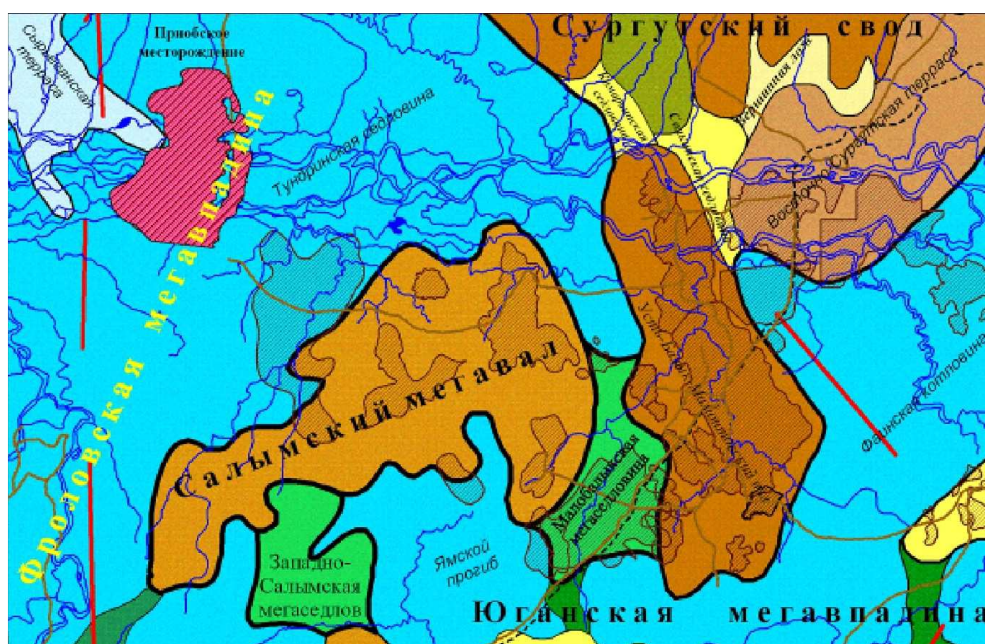


Рисунок 2 – Тектоническая карта центральной части Западно-Сибирской плиты, 1988 г. (под редакцией В.И. Шпильмана)

Амплитуда антиклинальных структур по нижним горизонтам чехла достигает 100–150 м. Вверх по разрезу амплитуда локальных поднятий заметно сокращается и наблюдается уменьшение амплитуды тектонических нарушений, развитых в нижней части осадочного чехла, вплоть до полного их затухания в неокомских отложениях. Из чего следует, что первостепенную роль при формировании юрского комплекса играл тектонический фактор.

В меловое время первостепенное значение приобретают условия осадконакопления. Современный структурный план доюрского основания изучен по отражающему горизонту «А». На структурной карте по отражающему горизонту «А» находят отображение все структурные элементы. Современный структурный план юрских отложений изучен по горизонтам «Б» и «Т2». Наиболее достоверной и информативной картой является структурная карта по опорному отражающему горизонту «Б».

Анализ схемы изопахит толщи Б–А свидетельствует о юрском времени заложения всех структур. Перекрывающие фундамент отложения нижней юры резко сокращается вплоть до полного выклинивания на его выступах. Наличие подобных зон даёт основание для поисков стратиграфических ловушек углеводородов.

По отражающему горизонту «Дб», приуроченному к кровле быстринской пачки, прослеживаются Приобское куполовидное поднятие, Западно-Приобское малоамплитудное поднятие, Западно-Сахалинская, Новообская структуры. Все вышеуказанные особенности подтверждаются при изучении структурных карт по различным горизонтам. В качестве опорных поверхностей принимались кровли черкашинской свиты, быстринской пачки, алымской, викуловской, ханты-мансийской, уватской, кузнецовской, березовской, ганькинской и талицкой свит.

По кровле викуловской, ханты-мансийской и уватской свит структурный план, в основном, сохраняется.

Для описываемых выше структур так же, как и в целом для структур Западно-Сибирской плиты, свойственен унаследованный характер развития с постепенным выглаживанием тектонических элементов вверх по разрезу. По кровле березовской, ганькинской и талицкой свит Приобская структурная зона представляет собой пологую моноклинали, погруженную в восточном направлении. На фоне общего погружения выделяются малоамплитудные Приобское и Ханты-Мансийское локальные поднятия.

Результаты эксплуатационного бурения на левобережье месторождения в пределах лицензионного блока ОАО «ЮНГ» не внесли кардинальных изменений в представления о структурно-тектоническом строении месторождения.

В пределах площади бурения наметилась лишь детализация структурного плана, т.е. появилась возможность условного выделения сугубо локальных малоамплитудных куполов по кровле продуктивных пластов и основных реперных (маркирующих) горизонтов.

Условия формирования основных продуктивных горизонтов

В среднеюрское время существовал период мелководно-морского осадконакопления, когда породы заполняли бассейн в направлении с юго-востока на северо-запад методом бокового наращивания. Затем в период поздней юры кластические породы накапливались в результате нескольких трансгрессий моря с севера. Это приводит к тому, что бассейн становится существенно ограниченным от нормальной морской циркуляции. Таким образом, создавались бескислородные условия, при которых была отложена мощная толща чёрных органогенных сланцев. Эта толща, называемая баженской свитой, является основным источником углеводородов для резервуаров нижнемелового периода.

В раннемеловом периоде сформировалась шельфовая зона в Среднеобском регионе, которая постепенно углублялась к западу. Обломочные породы привносились с востока в регрессивные периоды, формируя стратиграфические циклы в виде клиноформ. В дальнейшем, на протяжении всего мелового периода остальные циклы покрывали предыдущие и мигрировали к западу, что приводило к заполнению бассейна.

Пласты-коллекторы отлагались в виде клиноформ, сложенные чешуйчатым образом и наклоненные к западу. Восточная часть формировалась в условиях относи-

тельно мелкой воды (20–30 м), в то время как западный край был отложен на глубине от 50 до 100–150 м. Эти пачки клиноформ очень хорошо видны на сейсмических широтных профилях, пересекающих месторождение (рис. 3). Строение клиноформ выражается в постоянном наклоне на запад с выклиниванием вниз по падению и усечением вверх по восстанию. Таким образом, на месторождении распространен стратиграфический тип ловушек.

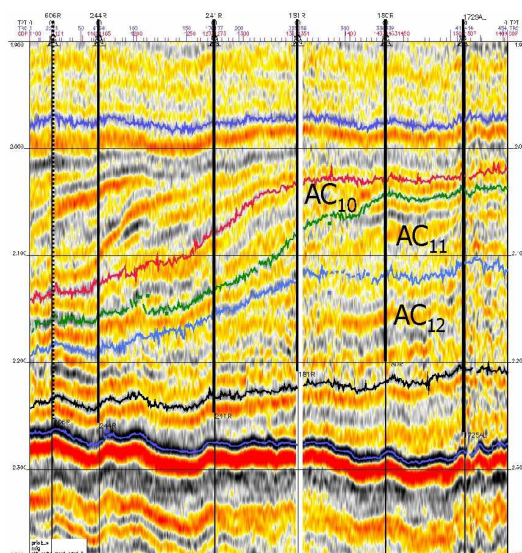


Рисунок 3 – Сейсмический широтный разрез по южному кубу 3D

Клиноформа начинается глинами, в средней части сложена преимущественно песчаниками и алевролитами, а в верхней – ритмичным переслаиванием алевролитовых и глинистых пластов (рис. 4 и рис. 5). Такое строение клиноформы даёт основание считать её отложениями регрессивно-трансгрессивного цикла и выделить в составе 3 пачки А, В и С, отличающихся по песчанности и степени перспективности.

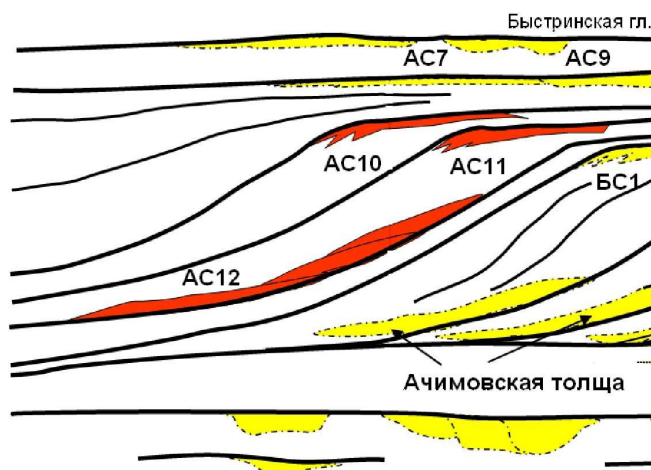


Рисунок 4 – Принципиальная схема строения продуктивных пластов Приобского месторождения

Нижняя пачка А, которой соответствует пласт AC₁₂, отвечает начальной стадии развития регрессивно-трансгрессивного ритма первого порядка; средняя пачка В (пласт AC₁₁) формировалась при максимуме регрессии и обильном поступлении в бассейн обломочного материала. Верхняя пачка С, отвечающая трансгрессивной стадии развития седиментационного цикла первого порядка, формировалась при ограниченном поступлении обломочного материала и в условиях, когда непродолжительные регрессии, формирующие преимущественно алевритовые пласты часто сменялись трансгрессиями. Пачке С отвечают пласты AC₁₀–AC₇ Приобской клиноформы.

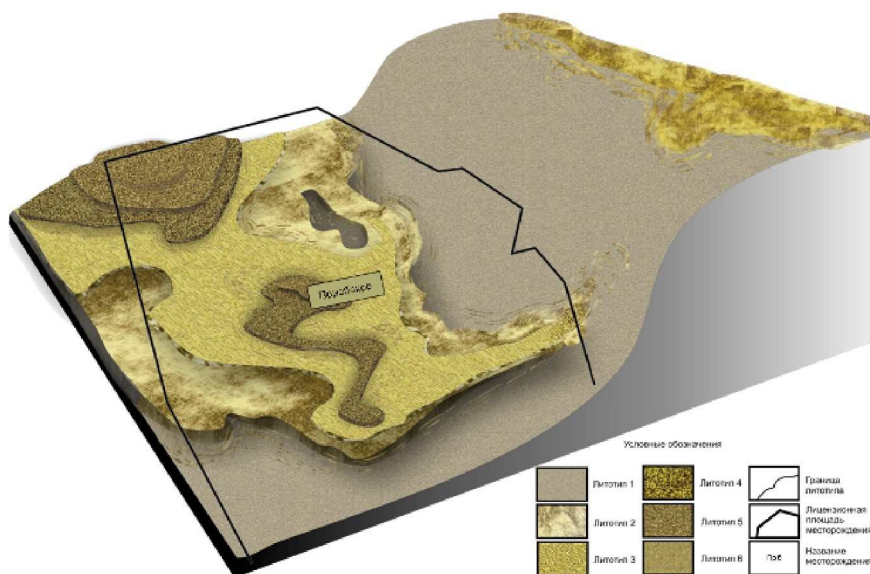


Рисунок 5 – Концептуальная модель осадконакопления Приобского месторождения

Из изложенного следует, что основные перспективы неокомских отложений связаны с регрессивными пачками, особенно с пачкой В, характеризующейся повышенной песчаностью и развитием в её составе наиболее крупных и продуктивных песчаных тел.

Зоны максимального развития в разрезе регрессивных и трансгрессивных пачек сменяют друг друга вкрест простирания клиноформы. Границы зон соответствуют местоположению кромок палеошельфа к началу и окончанию формирования соответствующей пачки. Кромки палеошельфа пластов АС₁₀, АС₁₁, АС₁₂ были закартированы по данным сейсморазведки (рис. 6).

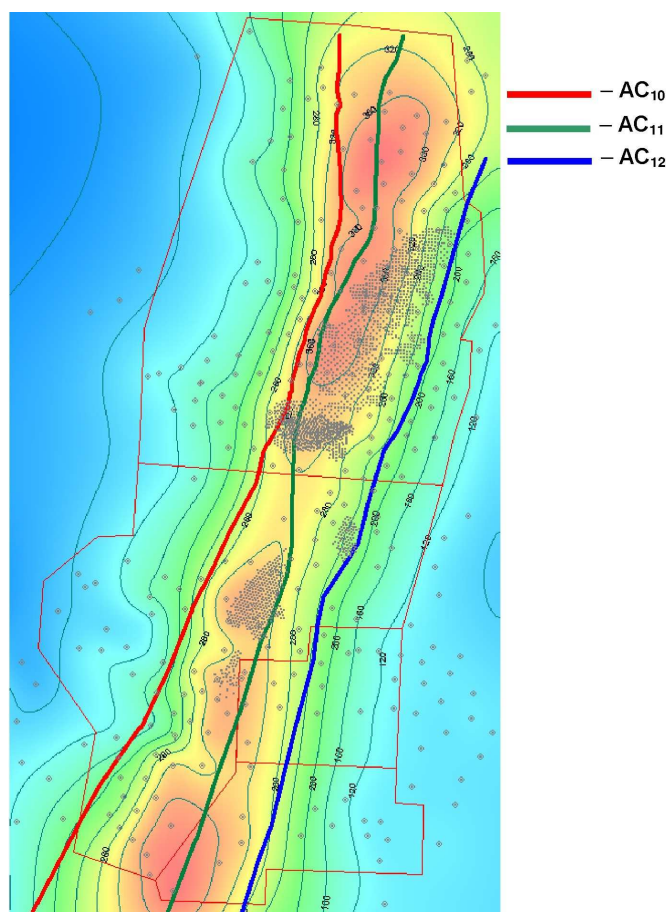


Рисунок 6 – Положения кромок палеошельфа основных продуктивных горизонтов

Попытка найти взаимосвязь в развитии отдельных горизонтов позволила выявить следующие особенности строения продуктивного интервала.

В пластах горизонта АС₁₁ наблюдаются локальные зоны увеличения общих толщин, положение которых совпадает с погруженными участками в горизонте АС₁₂. В качестве примера можно привести локальное увеличение толщин пласта АС₁₁⁰, наблюдаемое на Горшковской площади в районе скважин №№ 419прб и 1010прб (рис. 7).

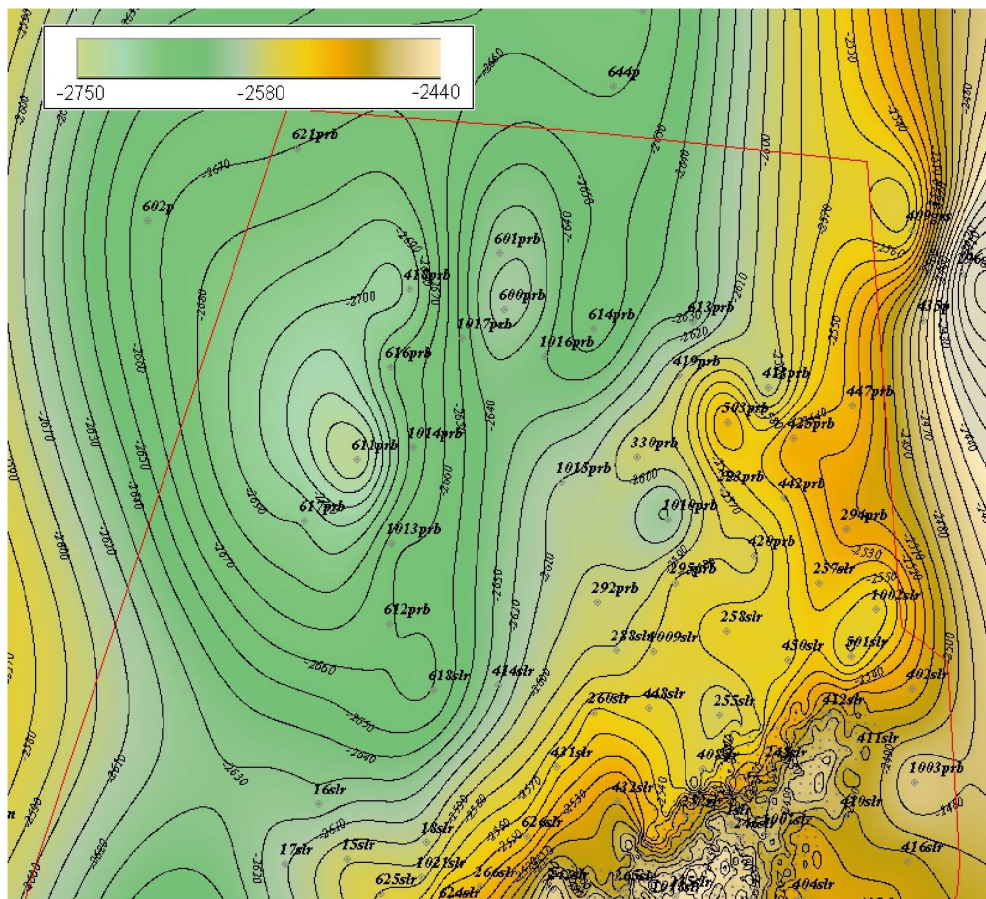


Рисунок 7 – Фрагмент карты общих толщин пласта АС₁₁⁰ и соответствующего участка карты кровли АС₁₂

Таким образом, в пределах месторождения можно выделить 3 структурных этажа, различия в строении которых обусловлены степенью влияния тектоники на процесс осадконакопления.

Проведенные исследования на разбуренной части позволили сделать следующее предположение о генезисе продуктивной толщи Приобского месторождения.

Снос и накопление терригенного материала происходили на фоне глобального погружения дна бассейна осадконакопления, на что указывает направление вектора смещения максимумов общих толщин.

Формирование горизонта АС₁₂ происходило, по-видимому, в условиях перекомпенсированного бассейна, заполнение которого осуществлялось путём сноса терригенного материала в западном направлении с шельфовой зоны на склон. Поступление обломочного материала осуществлялось по каналам транспортировки, элементы которых можно увидеть на картах эффективных толщин, с последующим формированием конусов выноса.

Горизонт АС₁₁ формировался в относительно спокойных с точки зрения тектоники условиях. В этот период происходила постепенная проградация шельфа в сторону моря. В разрезе наблюдается относительно пологое падение пластов в области формирования склона шельфа. Вероятно, на данном этапе развития бассейна преобладали экзогенные процессы осадконакопления, свойственные глубоководному шельфу.

Формирование горизонта AC_{10} приходится на трансгрессивную стадию развития клиноформы, что явилось причиной ограниченного поступления осадочного материала и привело к образованию маломощных отложений шельфового генезиса.

Таким образом, сложное строение продуктивных неокомских отложений можно объяснить комплексным влиянием на распределение терригенного материала тектонических и экзогенных процессов.

Общая характеристика продуктивных пластов

На Приобском месторождении в разработку вовлечены три продуктивных горизонта: AC_{10} , AC_{11} , AC_{12} (рис. 8). Все они относятся к неокомскому периоду (готерив).

Горизонт AC_{10} . Основной пласт-коллектор на левой части месторождения. Подразделяется на пласты AC_{10}^0 , AC_{10}^1 , AC_{10}^{2-3} . Имеет место увеличение зернистости вверх по разрезу, что свидетельствует об условиях бокового наращивания (фацция авандельты). На месторождении горизонт AC_{10} представлен глубоководными фациями конуса выноса и дельтовыми отложениями на шельфовой части горизонта AC_{11} .

Эта глубоководная часть, которая в соответствии с кодировкой пластов называется AC_{10}^{2-3} , формировалась в западной части, вниз по падению, клиноформы горизонта AC_{10} . При низком уровне моря шельф горизонта AC_{10}^1 был эродирован и осадки снесены в более глубокие части через подводные каньоны, прорезанные в склоне шельфа горизонта AC_{10}^1 . По каротажным и керновым данным пласт имеет слоистое строение. Детальная корреляция скважин эксплуатационных участков по продуктивному горизонту AC_{10} показала, пласт представляет собой единое песчаное тело. На левом берегу имеет место плавный переход от шельфовых отложений к склоновым. При этом пласт имеет двучленное строение с увеличенной мощностью.

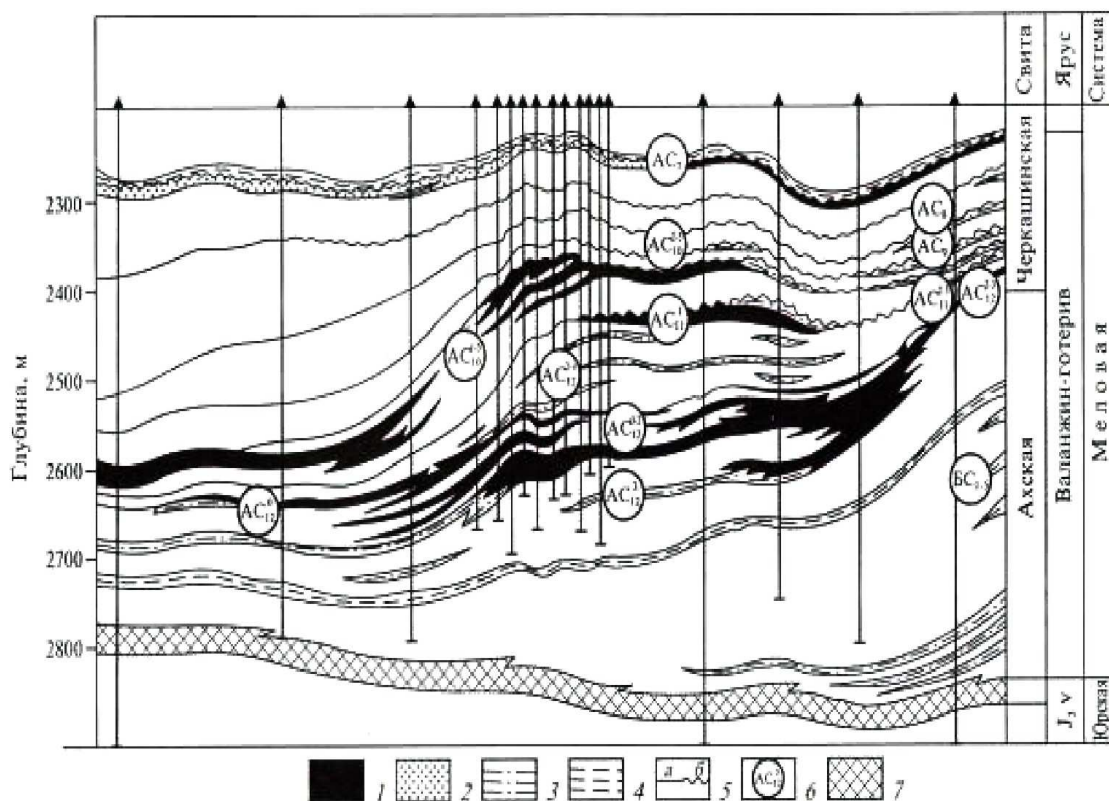


Рисунок 8 – Геологический разрез верхнеюрско-неокомских отложений центральной части Приобской зоны нефтенакопления:

- 1–3 – песчаные и алевроито-песчаные пласты:
 1 – нефтенасыщенные, 2 – водонасыщенные, 3 – плотные; 4 – региональные глинистые пакки;
 5 – границы клиноформ и отложений: а – в глубоководных, б – в мелководно-морских;
 6 – индекс продуктивных пластов; 7 – баженовская свита

Горизонт АС₁₁. На Приобском месторождении это основной коллектор, который имеет лучшие коллекторские свойства и высокие дебиты при опробовании. Песчаник АС₁₁ имеет схожее строение с пластом АС₁₀, и он также формировался в процессе бокового наращивания. Пласт АС₁₁ имеет зону большой мощности, которая параллельна палеобереговой линии, где имеет место постепенный переход песчаников в глины в западном направлении, вниз по падению клиноформ. Пласт легко коррелируется и имеет наибольшую степень выдержанности. По условиям осадконакопления это либо серия прибрежно-морского бара, параллельного палеобереговой линии, либо песчаник авандельты (берегового склона). Наибольшей мощностью пласт характеризуется на восточной части лицензионного участка.

Горизонт АС₁₂. Пласт АС₁₂ содержит более 50 % начальных балансовых запасов на лицензионной территории. Песчаники мелкозернистые и интерпретируются как глубоководные осадки, представляющие собой конусы выноса склона или дна бассейна, переотложенные при эрозии шельфа горизонта АС₁₂ при низком уровне моря. Корреляция пласта АС₁₂ на большой площади представляет определённую сложность, так как пласт отличается прерывистостью песчаных тел. На каротажных кривых пласт имеет блоковое или пилообразное строение, а также встречается классический вид кривой для фаций конуса выноса – укрупнение, а затем уменьшение зернистости вверх по разрезу (рис. 9). Песчаный коллектор распространяется в области конуса выноса, где он характеризуется наибольшей мощностью. В конфигурации границ распространения пласта преобладают элементы меридионального простирания. Выделяются две области распространения пласта АС₁₂. Одна из них занимает Горшковскую площадь, другая – Селияровскую и Приобскую.

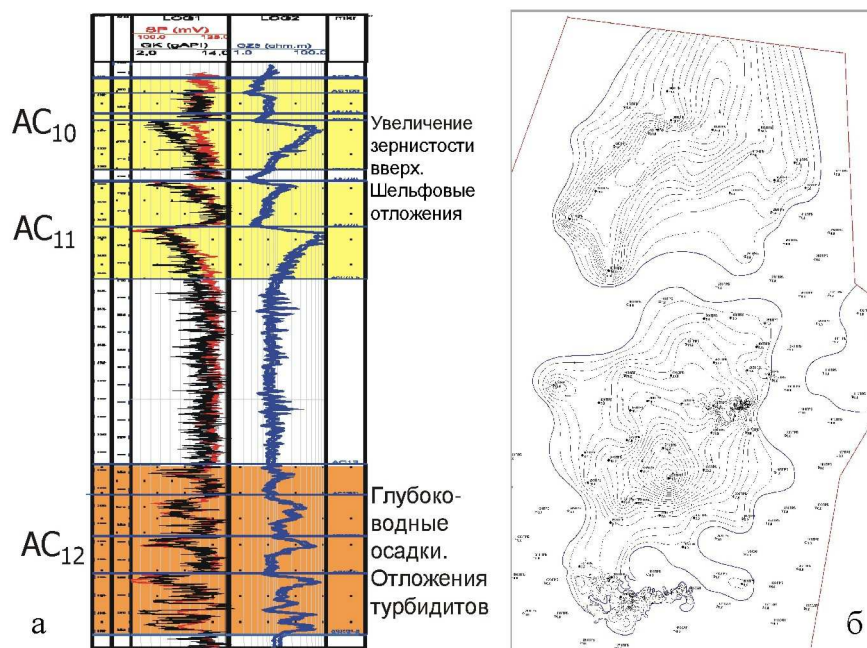


Рисунок 9

а – продуктивные отложения Приобского месторождения (правый берег) на диаграмме ГИС;

б – карта нефтенасыщенных толщин пласта АС₁₂²

Геолого-геофизическая изученность района

Схема геолого-геофизической изученности ЛУ «Роснефть» Приобского месторождения показана на рисунке 10.

На Приобском месторождении проходит региональный сейсмический профиль Р-IX, который пересекает лицензионный участок в субширотном направлении.

Результаты региональных исследований легли в основу представлений о мегакослоистом строении продуктивных комплексов неокома и позволили уточнить структурно-тектоническое районирование. Вышеуказанные съёмки ориентировали все последующие сейсмические исследования более детального плана.

- 5) термокондуктивной расходомерии;
- 6) влагомерии;
- 7) резистивиметрии;
- 8) локатор муфт;
- 9) шумомерии.

Термометрия и барометрия проводятся для измерения контрольных параметров, таких как температура и давление соответственно, для каждой скважины существуют определенные значения данных величин, следовательно, при значительном отклонении от контрольного значения прогнозируется вероятность неоптимального режима работы скважины.



Рисунок 11 – Станция-подъёмник на базе шасси КаМАЗ



Рисунок 12 – Каротажная стойка (пульт оператора)

Фоновый гамма-каротаж проводится для увязки по глубине данных всех видов ГИС.

Механическая расходомерия проводится с целью определения общего дебита жидкости в стволе скважины.

Влагометрия и резистивиметрия проводятся с целью определения соотношения вода/нефть в скважине, это необходимо для дальнейших расчётов дебита скважины.

Локатор муфт служит для привязки выше рассмотренных методов.

Также для определения положения ВНК, заводнённых интервалов пласта и текущего нефтенасыщения перед проведением работ по повышению нефтеотдачи комплекс ГИС должен включать ИННК и С/О каротаж.

Описание методов, входящих в геофизические исследования

Комплекс методов состав/приток

Термометрия действующих скважин (высокочувствительная термометрия) отличается от традиционной термометрии (геометрия, метод закачки жидкости с контрастной температурой) тем, что измерения проводятся в процессе работы скважины и исследуются тепловые аномалии, обусловленные термодинамическими эффектами при движении флюидов в пласте и стволе скважины. Исследования сводятся к спуску термометра в продуктивный интервал и регистрации распределения температуры вдоль ствола скважины с обязательным перекрытием зумпфа и приёма НКТ. Желательно, чтобы приём НКТ был поднят на 40–50 м выше кровли верхнего перфорированного пласта. В действующей скважине с квацистационарным тепловым полем обя-

зательно регистрируется повторная термограмма и несколько термограмм в остановленной скважине. Масштаб записи температуры 0,05 °С/см.

Интерпретация термограмм заключается в выявлении и анализе температурных аномалий. Анализ начинают с зумпфа. При наличии участка ненарушенной геотермы (в действующей скважине обычно на расстоянии 10 м от подошвы нижнего работающего пласта) определяют градиент температуры. Корреляция градиентов температуры с разрезом свидетельствует об отсутствии движения жидкости в скважине и заколонном пространстве по данным термометрии. Заключение по результатам исследований скважины выдаётся по данным всего комплекса (локация муфт, плотнометрия, ГК, механическая и термокондуктивная дебитометрия, влагометрия, резистивиметрия):

- диагностика состояния насосно-подъёмного оборудования;
- выявление обводнённых интервалов по эффекту охлаждения пласта закачиваемыми водами;
- определение интервалов разгазирования и поступления газа.

Термометрия позволяет получить информацию о пластах, перекрытых НКТ и о работе пластов, недоступных исследованию в действующей скважине (по измерениям в остановленной скважине после извлечения из нее оборудования). После регистрации термограмм, не поднимая прибор из интервала исследований, проводится первичная оценка качества материала. В качестве критериев используются уровень случайных помех (не должен превышать 0,02 °С) и качество воспроизведения аномалий на основной и повторной диаграммах (расхождение диаграмм не должно быть более 0,1 °С по большинству точек, общий характер изменения температуры должен повторяться с высокой точностью). Может быть установлен масштаб записи термометрии в 0,02 °С/см.

Измерение температуры в интервале продуктивных пластов проводится на спуске. Скорость движения термометра зависит от постоянной времени датчика. Поскольку постоянная времени, определённая в лабораторных условиях, не всегда совпадает с реальным значением в скважине, рекомендуется писать со скоростью не более 200 м/час. Распределение температуры по стволу добывающей скважины определяется следующими факторами:

- изменение температуры флюида при фильтрации в пласте (баротермический эффект);
- естественное тепловое поле Земли;
- эффект калориметрического смешивания восходящего по колонне потока с поступающим из пластов флюидом;
- теплообмен между потоком жидкости в стволе скважины и окружающими породами.

Кроме них, на распределение температуры влияют расход и состав флюида, структура и направление потока. К настоящему времени определялись следующие задачи, которые могут решаться высокочувствительной термометрией:

- выделение интервалов притока (приёмистости), в том числе и слабоработающих перфорированных пластов;
- выявление заколонных перетоков из неперфорированных пластов;
- определение притоков в скважину из мест негерметичности обсадной колонны.

Барометрия основана на изучении поведения давления или градиента давления по стволу скважины или во времени.

Применяют для определения абсолютных значений забойного или пластового давлений, оценки депрессии (репрессии) на пласты, определения гидростатического градиента давления, а также плотности и состава неподвижной смеси флюидов по значениям гидростатического давления, оценки безвозвратных потерь давления в сужениях ствола, гидравлических потерь движущегося потока и определения плотности и состава движущейся смеси (совместно с другими методами «притока – состава»).

Ограничения применения обусловлены влиянием на показания манометров нестационарных процессов в скважине, температуры среды, структуры газожидкостного потока.

Измерения выполняют глубинными манометрами, которые подразделяют на измеряющие абсолютное давление и дифференциальные. Их подразделяют также на манометры с автономной регистрацией и дистанционные. Преобразователи давления

могут быть: пьезокристаллические (кварцевые, сапфировые), струнные и мембранные. Конструкция глубинных манометров должна обеспечивать измерение статической составляющей полного давления (за исключением интервалов интенсивного притока флюидов в ствол, где возможно влияние радиальных струй).

Гамма-каротаж. Принцип гамма-каротажа (ГК) основан на регистрации скважинными приборами естественной радиоактивности горных пород слагающих разрез скважины.

Естественной радиоактивностью называется самопроизвольный распад ядер некоторых химических элементов слагающих горные породы. Естественная радиоактивность слагается из способности горных пород испускать альфа-, бета- и гамма-излучение. Глубина проникновения альфа-излучения в горных породах составляет первые десятки микрон, бета-излучения – первые миллиметры, а гамма-излучения – от 30 до 40 см. Следовательно, с точки зрения изучения разрезов скважин только гамма-излучение представляет практический интерес.

Величина естественной радиоактивности горных пород определяется в основном содержанием в них трех основных химических элементов: урана, тория и изотопа калия-40.

Основная задача в добывающих и нагнетательных скважинах – корреляция разрезов скважин (привязка по глубине).

Влагометрия. Для выделения интервалов поступления воды в скважину, для определения состава флюидов в стволе скважины и установления мест негерметичности обсадной колонны широко применяются влагомеры. Материалы и теоретические расчёты показали, что верхний предел количественного определения влагосодержания ограничивается 50 %. При обводнении свыше 50 % аппаратура позволяет лишь качественно выделять водоотдающие интервалы. Существует две разновидности глубинных влагомеров, обладающих различными методическими возможностями: пакерные и беспакерные влагомеры. В беспакерном приборе через датчик проходит только часть жидкости, движущейся по колонне, поэтому беспакерные влагомеры работают на качественном уровне. В пакерном влагомере через датчик пропускается часть, движущейся по колонне жидкости, что значительно повышает эффективность прибора.

Основным недостатком всех влагомеров является зависимость их показаний от свойств нефти, воды и водонефтяных смесей, которые зависят от температуры, давления, газонасыщения и могут изменяться по площади и толщине даже одного нефтяного горизонта, что при качественной оценке компонентного состава смеси требует проведения больших тарировочных работ по построению градуировочных зависимостей с учётом всех мешающих факторов.

Резистивиметрия. Применение резистивиметров основано на измерении электрических свойств водонефтяной смеси в стволе скважины, позволяющих выделить гидрофильную (нефть в воде) и гидрофобную (вода в нефти) составляющие и устанавливать положение водонефтяного раздела в скважинах (ВНР).

Исследования индукционным резистивиметром позволяют определить удельную проводимость среды в колонне, положение нефтеводораздела границу перехода гидрофильной среды в гидрофобную, границы зон гидрофильных водонефтяных смесей с различной концентрацией нефти в воде, границы изменения минерализации воды в колонне. Полученная информация обеспечивает выделение слабых притоков нефти в скважину при содержании воды в колонне более 50 % и определение мест поступления воды в колонну различной минерализации. Учитывая высокую чувствительность метода к небольшим притокам нефти, индукционный резистивиметр следует применять как метод для выявления слабых притоков нефти через «застойную» воду, как индикатор типа эмульсии.

Ограничения связаны с одновременным влиянием на показания индукционного резистивиметра водосодержания, минерализации воды, гидрофильного и гидрофобного типов водонефтяной смеси, температуры среды. Для гидрофобной смеси показания близки к нулевым значениям удельной электрической проводимости.

Расходометрия является одним из основных методов изучения эксплуатационных характеристик пласта. При контроле разработки нефтяных месторождений применяются две модификации метода – гидродинамическая и термокондуктивная расходометрия. Обе модификации метода входят в полный комплекс исследования действующих скважин.

Механическая расходометрия предусматривает определения скорости движения (расхода) жидкости или газа, поступающих в ствол скважины из пластов или закачиваемых в пласты.

Применяют как основной метод для:

- выделения интервалов притоков в добывающих и интервалов приёмистости в нагнетательных скважинах;
- оценки профилей притока и приёмистости в перфорированных интервалах;
- определения поинтервальных и суммарных дебитов;
- выявления внутриколонных перетоков после остановки скважины.

Выполняют в обсаженных перфорированных и неперфорированных скважинах.

Ограничения заключаются в недостаточной чувствительности в области малых скоростей потока, зависимости пороговой чувствительности от условий проведения измерений, влиянии на результаты измерений механических примесей, снижение точности измерений при многофазном притоке и многокомпонентном заполнении ствола, ограничений по проходимости прибора в скважине из-за наличия пакера или сужений.

Каждый комплект расходомера должен быть снабжён градуировочной характеристикой, представляющей собой зависимость показаний прибора от объёмного расхода жидкости ($\text{м}^3/\text{сут.}$). Градуировка расходомера производится на воде, на специальном гидродинамическом стенде. Одновременно определяется коэффициент пакеровки прибора и его стабильность. Стабильность характеристик прибора и их соответствие градуировочному графику контролируется в промысловых условиях по результатам сопоставления суммарных дебитов (расходов) скважин, определенным по данным расходомера и в замерном устройстве на поверхности. Расхождение между ними не должно быть более 20 %. При этом дебит (расход скважины), измеренный на поверхности, должен быть приведён к забойным условиям и погрешность его определения не должна превышать 10 %. Если расхождения в суммарных дебитах превышают 20 %, необходима повторная градуировка расходомера на гидродинамическом стенде.

Программа работ для установления распределения суммарного дебита по пластам предусматривает точечные измерения и запись непрерывной кривой. В начале проводятся точечные измерения в перемычках между исследованными пластами, а также выше и ниже интервалов перфорации. Число точек в каждом интервале исследований должно быть не менее 5, расстояние между ними 0,2–2,0 м. Расхождения между измерениями в одной точке в перфорированном участке не должны превышать 5 %.

Для определения отдающих (принимающих) интервалов перфорированного пласта записывается непрерывная диаграмма в интервалах перфорации и в 10–20 м участках ствола, прилегающих к ним.

В скважинах, дающих чистую нефть или только воду, результаты измерения дебитом являются достаточными для установления места притока жидкости в скважину и характера насыщения соответствующих интервалов в случае, когда нет затрубной циркуляции, прорыва нагнетаемых вод и целостность колонны установлена.

В скважинах, дающих нефть с водой, исследования расходомерами не решают задачу по разделению на нефте- и водоотдающие интервалы, для этих целей должен применяться более расширенный комплекс геофизических методов. Эффективность использования расходометрии при исследовании скважин зависят от её технического состояния в интервале перфорации. Расходограммы, полученные в скважинах, где продуктивный интервал был вскрыт перфораторами ПК-103, легко интерпретируются в интервалах перфорации – по ним можно построить профили отдачи или приёмистости по всему отдающему или принимающему интервалу при условии целостности цементного камня за колонной.

Контроль за выработкой пласта предусматривает учёт объёма закачиваемой и добываемой жидкости из него, а также поинтервальное распределение отдачи и приёмистости по толщине перфорированного интервала на количественном уровне.

Термокондуктивная расходометрия основана на применении в качестве индикатора движения и состава флюида термоанемометра с прямым или косвенным подогревом. Применяют для выявления:

- интервалов притоков или приёмистости флюидов;
- установления негерметичности обсадных колонн в работающих скважинах и перетоков между перфорированными пластами в остановленных скважинах;
- для оценки разделов фаз в стволе скважины.

Недостатки метода связаны с ненадёжностью количественной оценки скорости потока флюида в скважине вследствие сильной зависимости показаний от состава флюидов, направления их движения (повышенная чувствительность к радиальной составляющей потока), температуры среды и мощности нагревателя, а также недостаточной чувствительности в области высоких скоростей потока.

К достоинствам термокондуктивных расходомеров следует отнести:

- высокую чувствительность в диапазоне низких (менее 1 м³/сут.) и средних дебитов, что позволяет выделить притоки жидкости, не фиксируемые гидродинамическими расходомерами.

- простота конструкции, что повышает его эксплуатационные качества.

Акустическая шумометрия основана на регистрации интенсивности шумов, возникающих в пластах, в стволе скважины и в заколонном пространстве при движении газа, нефти и воды.

Применяют для:

- выделения интервалов притоков газа и жидкости в ствол скважины, включая случаи перекрытия интервалов притока лифтовыми трубами;

- интервалов заколонных перетоков газа;

- выявления типа флюидов, поступающих из пласта.

Ограничения связаны с шумами, возникающими при движении самого прибора, существованием сложной зависимости чувствительности датчика от частоты, одновременным влиянием на частоту шумов скорости потока, диаметра канала, вязкости флюида.

Акустический шумомер является индикаторным прибором и не подлежит строгой калибровке. Его данные не пригодны для количественных определений.

Локатор муфт. Метод электромагнитной локации муфт основан на регистрации изменения магнитной проводимости металла бурильных труб, обсадной колонны и насосно-компрессорных труб вследствие нарушения их однородности.

Применяют для:

- установления положения замковых соединений прихваченных бурильных труб;

- определения положений муфтовых соединений обсадной колонны;

- точной привязки показаний других приборов к положению муфт;

- взаимной привязки показаний нескольких приборов;

- уточнения глубины спуска насосно-компрессорных труб;

- определения текущего забоя скважины;

- в благоприятных условиях – для определения интервала перфорации и выявления мест нарушения (разрывы, трещины) обсадных колонн.

В локаторе муфтовых соединений обсадной колонны (ЛМ) для того, чтобы определить местонахождение муфты, используется принцип индукции. Локатор состоит из двух постоянных магнитов, разделенных измерительной катушкой, навитой на стальной сердечник. Два магнита располагаются обращенными друг к другу одноименными полюсами.

Это особое размещение магнитов (их полюсов) генерирует очень сильное магнитное поле. Так как ЛМ двигается в обсадной колонне, силовые линии магнитного потока остаются постоянными до тех пор, пока зонд не войдет в зоны, где резко изменяется толщина стенки трубы (муфта). Эта разность влияет на показания измерительной катушки, в которой индуцируется дополнительный ток. Ответный сигнал этого тока посылается на поверхность.

Этот эффект измерения магнитного поля применяют для обследования труб и локации местоположения муфтовых соединений.

Применяемая аппаратура и оборудование. Аппаратурный комплекс МЕГА-К (рис. 13) предназначен для проведения термогидродинамических исследований в действующих скважинах в процессе контроля за разработкой нефтегазовых месторождений.

Комплекс МЕГА-К обеспечивает проведение исследований в скважинах при температуре окружающей среды до 100 °С и гидростатическом давлении до 60 МПа с компьютеризованной каротажной станцией «МЕГА» и одножильным грузонесущим геофизическим кабелем до 5000 м.

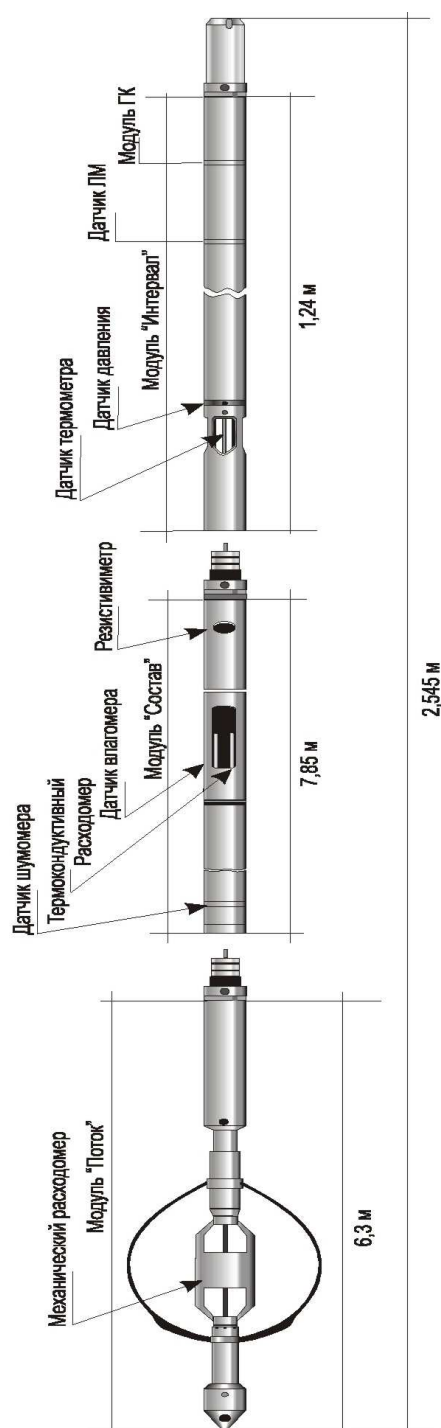


Рисунок 13 – Конструкция аппаратного комплекса МЕГА-К

В конструкцию аппаратуры заложен блочный принцип построения узлов механики и электронных схем.

Аппаратура представляет собой три блока (РАСХОД; СОСТАВ; ИНТЕРВАЛ), допускающих их сборку в различном сочетании и любой последовательности, электрически соединённых центральной транзитной жилой кабеля, кроме блока РАСХОД который в любом варианте сборки является конечным.

В каждом блоке сборки аппаратуры установлена плата телеметрической системы. При включении питания аппаратуры все блоки объединяются в единую телеметрическую сеть и автоматически переходят в режим поочерёдной передачи данных.

Модуль «ИНТЕРВАЛ» предназначен для привязки интервалов либо выполнения комплекса в нагнетательных скважинах (при подключении модуля механического расходомера) и включает в себя следующий набор датчиков:

- *датчик термометра* – чувствительный термометрический элемент (терморезистор). Действие основано на изменении сопротивления металлического проводника с изменением температуры;
- *датчик давления* – мостовой тензопреобразователь Д100-2;
- *локатор муфт*, состоящий из двух постоянных магнитов и катушки, расположенной между ними, собранный на каркасе из немагнитного материала. Информационным параметром при осевой магнитной неоднородности колонны труб выступает наведённая ЭДС самоиндукции в катушке датчика ЛМ;

- *датчик уровня естественного гамма-излучения* – сцинтилляционный кристаллический детектор NaJ(Tl) СДН17 размером 18 × 160 с фотоэлектронным множителем ФЭУ-102. Принцип работы электронной части прибора совместно с датчиком ГК основан на преобразовании квантов гамма-излучения в электрические импульсы с помощью сцинтилляционного детектора и далее преобразовании средней частоты этих импульсов в код.

Для проведения полного комплекса исследований по контролю за разработкой производят сборку модуля «ИНТЕРВАЛ» с модулем «СОСТАВ», включающего в себя:

- *датчик влагомера* представляет собой RC – генератор, в колебательный контур которого включен измерительный конденсатор проточного типа. Между обкладками конденсатора протекает водонефтяная, газоводяная или многокомпонентная смесь, изменяющая емкость датчика с последующим преобразованием изменения емкости в сигналы разной частоты;

- *электромагнитный датчик резистивиметра* представляет собой датчик проточно-погружного типа, состоящий из двух – возбуждающей и приёмной – тороидальных катушек. Объёмный виток индукционной связи образуется через жидкость, находящуюся вокруг датчика. В датчике используется трансформаторный метод измерения электропроводности жидкости;

- *датчик термокондуктивного расходомера СТД* – чувствительный термометрический элемент с нагревателем работает по принципу термоанемометра. В нём установлен термочувствительный элемент (терморезистор) и резистор нагревателя. Сопротивление терморезистора в однородной среде обратно пропорционально средней линейной скорости потока, что позволяет в благоприятных условиях оценивать скорость потока и строить профиль притока или поглощения флюида;

- *датчик уровня акустических шумов* – пьезокерамический элемент, выполненный в форме втулки, жёстко соединённый с корпусом блока. Пьезокерамический элемент работает в качестве приёмника упругих волн звукового диапазона.

Конструкция обоих модулей предусматривает подключение к себе одного из модуля «РАСХОД» (механический беспакерный расходомер), предназначен для измерения расхода жидкости – состоит из корпуса с крыльчаткой, нижней штанги с грузом, фонаря (центратора), преобразователя с мостом (или приборной головкой). В преобразователе установлена электронная часть блока.

Крыльчатка установлена в корпусе на керновых опорах, состоящих из корундового конического подпятника типа ПКК 2,5 × 0,15 и керна с радиусом сферы 0,05 мм. В верхней части корпуса установлены два магниточувствительных датчика, выводы которых соединены с платой, установленной в головке. В утолщённой части оси крыльчатки установлены два миниатюрных постоянных магнита. При вращении крыльчатки поля магнитов воздействуют на датчики, сигналы с которых поступают в электронную часть, установленную в преобразователе.

Принцип работы расходомера основан на определении скорости потока жидкости в эксплуатационных и нагнетательных скважинах. Измерение производится при спуске или подъёме в исследуемых интервалах, а также поточечно. Величина расхода флюида в данном сечении скважины (колонна диаметром 5 дюймов) определяется по зависимости частоты вращения аксиальной крыльчатки от расхода соосного с ней потока жидкости.

Список регистрируемых параметров и краткая характеристика измерительных каналов для полной сборки приведены в таблице 2.

Таблица 1 – Краткие сведения о результатах, послуживших основанием для постановки поисково-разведочного бурения на изучаемой площади

Год проведения работ, наименование организации, № партии, автор	Метод исследования, масштаб	Краткие результаты исследований
1	2	3
1958 г. ХМГЭ сп 17/57-58 Вятрыкуш М.Д., Петров Г.И.	Рекогносцировочно-площадные сейсмические работы МОВ	Окончено Фроловское поднятие. Два других поднятия находятся одно к юго-востоку, другое к западу от него. Построены структурные карты по горизонтам I, II, III, IV, V; I – горизонт коньяк-сантон-кампан; II – сеноман; III – баррем; IV – кровля юрских отложений; V – низы платформенного мезозоя
1960 г. ТГУ, МХЭ сп 3/58-59 Серебрякова З.Д.	С3 МОВ 1 : 500 000 Тобольский, Кондинский, Самаровский, Сургутский районы	Выявлены Шапшинское, Леушинское, Б. Салымское и Пилогинское поднятия
1967 г. ГППГУ, ХМГТ сп 3/66-67 Пасечник В.И.	МОВ 1 : 100 000	Выявлены и подготовлены под глубокое бурение Ханты-Мансийская и Нялинская структуры, околтурены западный склон нового локального поднятия. Построены структурные карты по отражающим горизонтам «Б», «М» и «Г»
1978-1979 гг. сп 9/78-79 Бочкарева Н.П., Цирук Ф.П. и др.	Детальные сейсморазведочные работы МОВ ОГТ 1 : 50 000	Выявлены Приобское, Рельевское, Чусинское, Севское, Алексинское поднятия, два подготовлены к бурению. Выявлены линии глинизации пластов БС ₆ и БС ₄₋₅
1981-1982 гг. ПГО ХМГ сп 12/81-82 Иванов В.М.	МОВ 1 : 50 000	Уточнено геологическое строение Средне-Шапшинского, Западно-Салымского поднятий. Средне- и Нижне-Шапшинское поднятия подготовлены к поисковому бурению по горизонту «Т»
1985 г. ПГО «ХМГ» сп 20/84-85, сп 70/84-85 Струль Р.П.	Площадные работы МОВ 1 : 50 000	Уточнено тектоническое строение Приобского месторождения. Выявлены и подготовлены Сахалинское, Светлое, Западно-Приобское, Приобское, Ханты-Мансийское, Западно-Сахалинское, Южно-Сахалинское поднятия
1985 г. ПГО «ХМГ» сп 79/84-85 Струль Р.П., Стародубцева Н.И., Рахбари К.И. и др.	Площадные работы МОВ 1 : 50 000	Детализированы Гамбитовая, Ханты-Мансийская, Южно-Селияровская пологие-тельные структуры

Продолжение таблицы 1

1	2	3
<p>1987 г. ПГО «ХМГ» скп 74/85-86, скп 76/85-86 Устюжанина В.В.</p>	<p>Выполнены работы ВСП на 11 скважинах на Приобской (скважины №№ 185, 236, 240), Галяновской (№ 18), Петелинской (№ 9), Западно-Ловинской (№ 30), Конитлорской (№ 184), Русскинской (№ 228), Хеттинской (№ 122), Родниковой (№№ 30 и 67) площадях</p>	<p>Получено 16 сейсмограмм ВСП. По материалам ВСП проведена стратиграфическая привязка отражающих горизонтов. Построено 11 сейсмогеологических разрезов. Получены значения средних и пластовых скоростей, величины горизонтального градиента на Приобской, Родниковой и Русскинской площадях. Проведено обобщение данных сейсмокаротажа на Приобской площади</p>
<p>1988 г. ПГО «ХМГ» сп 12-85/87-88 Салькова Л.Ф.</p>	<p>Площадные работы МОГТ 1:50 000</p>	<p>Выявлены и детализированы Фроловская, Восточно-Фроловская, Новофроловская, Северо-Фроловская, Восточно-Ханты-Мансийская, Мало-Фроловская, Верхне-Шапшинская, Ельковская, Варовая, Высокоостровская, Южно-Селияровская структуры</p>

Таблица 2 – Спикок регистрируемых параметров и краткая характеристика измерительных каналов для полной сборки

Параметр	Шифр	Канал	Точка записи, мм	Характеристики канала
Температура	TEMP	0	1070	Диапазон измерения: + 5 ÷ + 120 °С Пределы допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,6 °С
Давление	PRES	1	1050	Диапазон измерения: 0,1-60 МПа Пределы допускаемой абсолютной погрешности: ± 0,6 МПа
Локатор муфт	CCL	2	750	Амплитуда выходного сигнала локатора муфт к фону: не менее 5:1
Температурная коррекция датчика давления	T1K	4	1050	Используется при расчёте давления
Естественная гамма активность за 0,8 с	GR	15	250	Диапазон измерения мощности экспозиционной дозы Гамма-излучения: 0-100 мкР/ч Пределы допускаемой абсолютной погрешности: ± 5 мкР/ч
СТД	STD	6	1415	Позволяет выделять притоки со скоростью течения 1-50 см/с
Резистивиметр	RB	7	1305	Диапазон измерения: 0,05-50 Смхм Пределы допускаемой абсолютной погрешности: ± 10 %
Шум НЧ	NSL	8	1600	0,5-5 кГц
Шум СЧ	NSM	9	1600	5-12 кГц
Шум ВЧ	NSH	10	1600	12-20 кГц
Влагомер	WM	12	1415	Диапазон измерения: 0-100 %
Расходомер	SPIN	12	2345	Пределы измерения: 0,6-30 м ³ /ч Порог чувствительности: 0,4 м ³ /ч

Комплекс методов определения текущего насыщения продуктивных пластов

Известно, что, несмотря на экономическую привлекательность, операции по возврату скважины на вышезалегающие пласты сопровождаются серьёзными финансовыми рисками, если нет достоверной оценки текущего насыщения объекта перевода до постановки бригады капитального ремонта.

Методами, позволяющими определить текущее насыщение неперфорированного пласта, являются нейтронные методы исследования скважин: импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК) и углеродно-кислородный каротаж (С/О каротаж). Применяя какой-либо из этих методов или их комбинацию, можно определить через обсадную колонну, каким флюидом насыщено поровое пространство исследуемого пласта.

Импульсный нейтрон-нейтрон каротаж

Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж основан на многомерной регистрации нестационарных потоков тепловых нейтронов одновременно на двух зондах в скважинах любых категорий. За счёт применения импульсных генераторов нейтронов измеряется пространственно-временное распределение тепловых нейтронов в скважинах, в результате чего достигается повышенная достоверность и однозначность решения традиционных задач нефтепромысловой и нефтеразведочной геофизики.

В ИННК применяется измерительная скважинная установка, состоящая из импульсного скважинного генератора нейтронов и расположенного на некотором фиксированном расстоянии (длина зонда) от него детектора нейтронов. Модель скважинного прибора для работ методом ИННК представлена на рисунке 14.

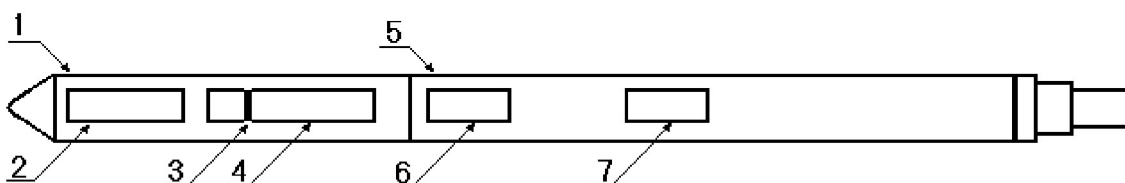


Рисунок 14 – Модель скважинного прибора ИННК (АИНК-43):

- 1 – секция излучателя нейтронов; 2 – блок питания и управления ИНГ-101 БПУ;
- 3 – мишень нейтронной трубки; 4 – блок нейтронной трубки ИНГ-101Т БТ;
- 5 – секция блока регистрации; 6 – ближний детектор; 7 – дальний детектор

Принцип работы скважинного генератора нейтронов следующий. Мишень, представляющая собой один из лёгких элементов (дейтерий, тритий, бериллий, литий и др.), бомбардируется потоком ускоренных заряженных реакций ${}^2\text{D} (d, n) {}^3\text{He}$ и ${}^3\text{T} (d, n) {}^4\text{He}$ бомбардировки потоком ионов дейтерия (дейтонов) или трития.

Основными конструктивными узлами генератора нейтронов являются ускорительная трубка и источник питания высокого напряжения. Ускорительная трубка представляет собой стеклянный баллон, заполненный дейтерием (изотопом водорода ${}^2\text{H}$).

Регистрируемыми характеристиками полей излучений в скважине являются скорости счёта импульсов в узких временных окнах (32 мкс) для двух детекторов тепловых нейтронов расположенных на разных расстояниях от импульсного источника нейтронов энергией 14 МэВ. Временная база регистрации 32–1984 мкс. Частота срабатывания излучателя нейтронов жёстко задана и составляет 20 Гц.

Управление работой прибора происходит путём подачи в 1-ю жилу кабеля положительных импульсов, формируемых ADSP 350h, при помощи одного плеча схемы «Манчестер» БУСП.

По запросу с компьютера (ADSP) станции производится запуск генератора нейтронов. Каждый импульс запуска начинает измерительный цикл, длящийся 200 мс. Цикл начинается с запуска трубки генератора нейтронов. Генератор испускает в течение 2 мкс быстрые нейтроны с энергией 14 МэВ. Взаимодействуя с окружающей средой нейтроны, замедляются до уровня тепловых энергий. Два детектора ближний (малый зонд) и дальний (большой зонд), зондовые расстояния соответственно $L_1 = 380$ мм и $L_2 = 670$ мм, ре-

гистрируют тепловые нейтроны. Двухзондовая конструкция прибора обеспечивает компенсацию скважинных условий. Измерительный цикл заканчивается передачей на ADSP станции зарегистрированных временных спектров (число импульсов за время 2048 мкс) для двух нейтронных детекторов.

Непосредственно измеряемыми параметрами являются величины обратные декременту временного затухания скорости счёта импульсов для двух зондов τ_1 и τ_2 в интегральном временном окне от заданной начальной задержки до конца временной базы регистрации (время жизни тепловых нейтронов) и скорости счёта импульсов в том же временном окне (только для ручной настройки).

В станции МЕГА реализовано одновременно два варианта измерения:

1. Автоматическое определение параметров τ_1 и τ_2 с временными задержками 256 и 512 мкс (табл. 3).

2. Определение параметров τ_1 (TP1) и τ_2 (TP2) и скоростей счёта INT1, INT2 в каналах малого и большого зондов с временными задержками, установленными оператором. Параметры SPC1 и SPC2 являются спектрами распределения импульсов во всем временном окне регистрации по малому и большому зонду.

Таблица 3 – Автоматическое определение параметров τ_1 и τ_2 с временными задержками 256 и 512 мкс

Шифр параметра	τ	Задержка, мкс.	Зонд
TP11	τ_1	256	малый зонд
TP21	τ_2	256	большой зонд
TP12	τ_1	512	малый зонд
TP22	τ_2	512	большой зонд

Дифференциация пород, определение нефтенасыщенности и пористости осуществляется по основным нейтронным параметрам – среднему времени жизни и коэффициенту диффузии тепловых нейтронов. Как известно, нефть и пресная вода обладают близкими значениями времени жизни тепловых нейтронов ($\tau_n = 206$ мкс, $\tau_g = 204$ мкс), но с увеличением концентрации NaCl, в пластовых водах до 50 г/л среднее время жизни нейтронов в воде уменьшается до 100 мкс, на этом различии нейтронных параметров основана методика определения нефтенасыщенности ИННК. Оценка коэффициента нефтенасыщенности K_n пластов методом ИННК возможна, по оценкам различных авторов, при выполнении следующих условий:

- минерализация пластовой воды не менее 30–70 г/л NaCl; с уменьшением минерализации вод точность определения K_n уменьшается;
- отсутствие зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости и восстановление минерализации пластовой воды в этой зоне до первоначального или до известного значения.

Уровень минерализации пластовой воды по NaCl является определяющим фактором достоверной оценки насыщенности пластов. По данным различных источников определение K_n методами ИННК осуществляется при $K_n = 10 - 15$ % (если $C_g = 200 - 250$ г/л NaCl) и $K_n = 15 - 20$ % (если $C_g = 100 - 150$ г/л NaCl). В неглинистых высокопористых коллекторах оценка K_n возможна при минерализации $C_g = 30 - 70$ г/л NaCl.

Для Западной Сибири характерны как раз низкоминерализованные пластовые воды, что ограничивает применение ИННК с целью разделения нефти и воды. Однако ИННК весьма отчётливо позволяет определить газонасыщенные интервалы пластов-коллекторов. Многие залежи нефти в Западной Сибири, в том числе на Приобском месторождении, имеют газовые шапки, кроме того, нефть имеет высокий газовый фактор. В процессе эксплуатации пластовое давление залежи снижается, и растворённый газ

выделяется в свободную фазу, образуя тем самым техногенные газовые залежи. Так как при эксплуатации нефтяного пласта прорыв в скважину газа из вышерасположенных интервалов осложняет процесс добычи и крайне нежелательно, то применение ИННК весьма целесообразно при исследовании объектов с вероятностью наличия газонасыщенных прослоев.

Углеродно-кислородный каротаж

Как известно, при облучении горных пород быстрыми нейтронами последние испытывают различные взаимодействия с ядрами вещества, передавая им часть своей энергии. В процессе замедления до энергии теплового движения атомов ($E \approx 1 \cdot 10^{-2}$ эВ), происходят упругие и неупругие рассеяния нейтронов на ядрах атомов, кроме того, тепловые нейтроны участвуют в процессах термализации, процессах диффузии и, наконец, поглощаются ядрами.

В результате первых соударений (1–2 акта) наиболее вероятным взаимодействием является неупругое рассеяние, при этом нейтроны замедляются до энергии ~ 1 МэВ, передавая большую часть энергии на возбуждение ядра-мишени. Вероятность неупругого рассеяния тем выше, чем выше энергия нейтронов. Возврат ядра-мишени из возбуждённого состояния происходит за 10^{-14} с и сопровождается вторичным гамма-излучением, которое называется гамма-излучением неупругого рассеяния (ГИНР). Спектр ГИНР является индивидуальной характеристикой ядра.

Дальнейшее замедление нейтронов происходит в процессе упругого рассеяния, при котором кинетическая энергия нейтрона до соударения переходит в кинетическую энергию нейтрона и ядра-отдачи после соударения, эти процессы продолжаются до достижения нейтроном тепловой энергии. Наибольшим сечением упругого рассеяния обладает водород, его присутствие в окружающей среде играет основную роль в процессе замедления. Упругое рассеяние не сопровождается гамма-излучением.

Замедлившись до тепловой энергии, нейтроны захватываются ядрами элементов горных пород. Последствием радиационного захвата теплового нейтрона почти всегда является немедленное (10^{-23} с) излучение гамма-квантов (ГИРЗ).

Спектр ГИРЗ также является индивидуальной характеристикой ядра. Реже захват тепловых нейтронов приводит к активации ядра – оно становится радиоактивным с некоторым периодом полураспада.

Энергия связи большинства порообразующих элементов составляет 7–8 МэВ, следовательно, при радиационном захвате тепловых нейтронов возникает жёсткое гамма-излучение. При поглощении одного теплового нейтрона испускаются 3–4 гамма-кванта.

Процесс замедления быстрых нейтронов в результате упругих и неупругих взаимодействий длится порядка нескольких первых микросекунд, таким образом, через несколько микросекунд после облучения вещества быстрыми нейтронами (вспышка) возникает излучение радиационного захвата. Время жизни тепловых нейтронов в типичных разрезах нефтегазовых скважин колеблется от 100 до 500 мкс, следовательно, во время вспышки тепловые нейтроны от предыдущих вспышек, а также те нейтроны, энергия которых приблизилась к энергии теплового движения во время вспышки, продолжают генерировать гамма-излучение захвата. При регистрации спектров ГИНР гамма-излучение радиационного захвата является фоновым (рис. 15). Фоновую составляющую спектров измеряют при выключенном генераторе нейтронов («фоновая пауза»). Таким образом, для получения «чистых» спектров ГИНР необходимо регистрировать спектр ГИРЗ и вычитать его из измеренных спектров ГИНР.

Ввиду сложности спектров ГИНР и ГИРЗ ограничимся рассмотрением тех элементов горных пород и насыщающих их флюидов, присутствие которых имеет основное значение для решения поставленной задачи, в первую очередь элементы С, О – для определения присутствия углеводородов, и Са, Si – как основные элементы, характеризующие состав горных пород (известняк, песчаник). Для основных порообразующих элементов в таблице 4 приведены энергии порога неупругого рассеяния $E_{пор}$, а также наиболее характерные энергетические линии ГИНР и ГИРЗ.

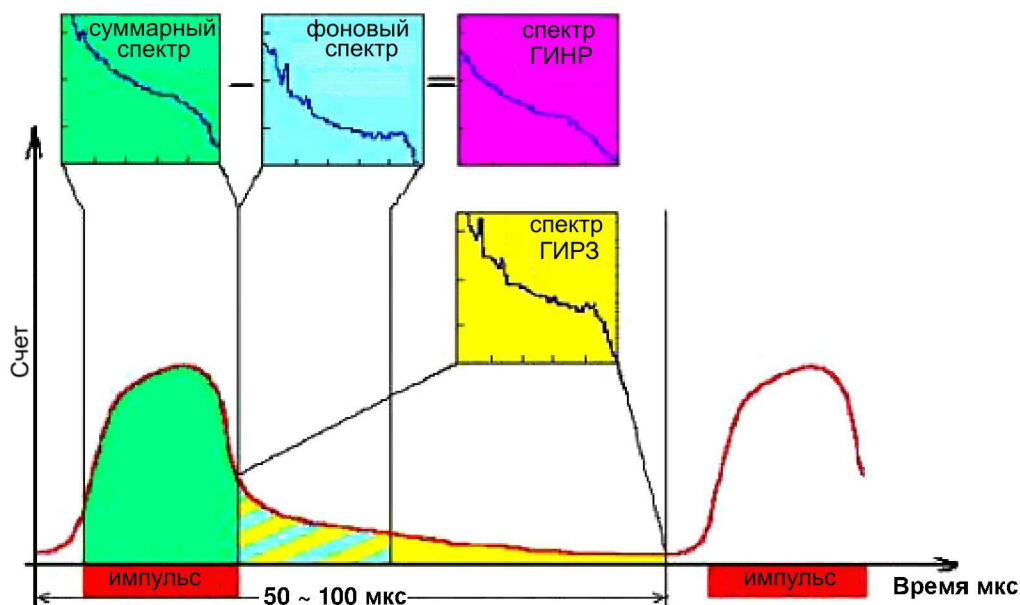


Рисунок 15 – Временные интервалы регистрации спектров неупругого рассеяния и радиационного захвата

Данные, приведённые в таблице 4, позволяют сделать следующие выводы:

- характерные энергетические линии ГИНР и ГИРЗ основных породообразующих элементов лежат в пределах 1–8 МэВ – это позволяет ограничить диапазон регистрируемых энергий шкалой до 10 МэВ;
- пороговая энергия ГИНР для углерода и кислорода составляет 4,8 и 6,44 МэВ, следовательно, для возбуждения реакции неупругого рассеяния необходимо применение излучателя нейтронов с энергией более 6,44 МэВ.

Таблица 4 – Основные породообразующие элементы и их характеристики гамма-излучения неупругого рассеяния и радиационного захвата нейтронов

Элемент	Среднее содержание в горных породах, %	$E_{пор}$, МэВ	Энергия ГИНР, МэВ	Энергия ГИРЗ, МэВ
^{12}C	0,02298	4,80	4,43	4,95; 3,68 1,26
^{16}O	46,89	6,44	6,13 7,12	2,18; 1,09 3,27
^{40}Ca	2,87	4,55	3,73 3,90	1,94; 6,42 4,42
^{28}Si	28,54	1,90	1,78 2,84	3,54; 4,93 1,27
^{56}Fe	4,26	0,86	1,24 2,61	7,63; 7,65 5,9
1H	0,99985	–	–	2,23

Основой выбора методики углеродно-кислородного каротажа служит различие содержания углерода и кислорода в нефти и воде. Содержание «С» в различных нефтях колеблется от 82 до 87 %, О от 0,02 до 1,65 %. Содержание «О» в воде по массе составляет 85,82 %, при определении нейтронно-активационным анализом проб пластовых вод присутствия углерода обнаружено не было.

Таким образом, основа метода углеродно-кислородного каротажа состоит в том, что энергия ГИНР и ГИРЗ характерна для каждого элемента, содержащегося в скважине. В результате неупругих рассеяний на ядрах углерода (С) образуется ГИНР с энер-

гией 4,8 МэВ, на ядрах кислорода – 6,44 МэВ. Вместе с тем, количество гамма-квантов, зарегистрированных детектором в определенных энергетических областях, пропорционально концентрации элементов, испускающих данные гамма-кванты. Следовательно, измерение скоростей счёта в различных, характерных для каждого элемента энергетических областях, даёт возможность определения относительного содержания элементов в горных породах.

Измерительный зонд содержит излучатель быстрых (14 МэВ) нейтронов и 1–2 детектора гамма-излучения. Длина зонда 0,4–0,6 м, точка записи – середина зонда. Калибровки проводят на трех стандартных образцах, воспроизводящих значения насыщенности пласта. Одним из стандартных образцов является емкость с пресной водой не менее 1,5 м в диаметре и 2 м по высоте (для исключения влияния среды за стенами емкости). Рекомендуемая скорость каротажа – 40–50 м/ч.

В прибор С/О-каротажа (АИМС-ОАО НПЦ «Тверьгеофизика») генератор нейтронов производит короткий (длительностью 5–8 мкс) выброс нейтронов каждые 50 мкс. Гамма-лучи, возникающие в породе в результате неупругого рассеивания и захвата нейтронов, регистрируются (с измерением их энергии) системой кристаллический детектор – многоканальный анализатор. Система ведёт запись времени прихода гамма-квантов (256 временных каналов) и спектральной энергии гамма-квантов неупругого рассеивания (256 каналов) и захвата (ещё 256 каналов).

Отношение С/О зависит от пористости, литологии, характера насыщения пластов, заполнения скважины, но практически не зависит от минерализации пластовых флюидов, что является достоинством метода. Для учёта влияния вещественного состава пород по спектрам ГИНР и ГИРЗ рассчитываются отношения кальция и кремния (Ca/Si). Интерпретационным параметром метода является разность отношений углерода-кислорода ($R_{C/O}$) и кальция-кремния ($R_{Ca/Si}$). Кажущееся объёмное содержание нефти в породе ($k_{н,к}$) определяется с помощью зависимостей вида:

$$k_{н,к} = a \cdot (R_{C/O} - b \cdot R_{Ca/Si}) + c,$$

где a , b , c – константы.

По спектрам неупругого рассеивания вычисляется содержание в породе Ca, Si, C и O (или отношение С/О), а по спектрам захвата – содержание Ca, Cl (отношение Ca/Si определяется также и по «неупругим» спектрам). Коэффициент пористости рассчитывают по соотношению спектров захвата и упругого рассеивания. Спектр данных времени прихода гамма-квантов используют для независимого расчёта $\sum a$ и пористости. Отношение С/О используют для расчёта нефтеводонасыщения за обсадной колонной.

При контроле за разработкой нефтегазовых месторождений применение данного метода позволяет решать следующие геолого-промысловые задачи: отслеживание продвижения водонефтяного (ВНК) и газожидкостного (ГЖК) контактов и закачиваемых вод в неперфорированных пластах, оценка степени заводнения перфорированных пластов независимо от минерализации пластовых вод. При контроле испытаний в колонне – локализация притока и установление характера насыщения приточных прослоев в перфорированном пласте. Кроме этого, подтверждена перспективность изучения разрезов скважин старого фонда методом С/О с целью выявления и оценки пропущенных залежей. Также метод применяется для сопровождения процесса интенсификации нефтеотдачи коллекторов.

Литература:

1. Дворкин В.И., Орлинский Б.М. Обработка результатов ГИС, анализ выработки запасов нефти и разработка рекомендаций по совершенствованию разработки Мамонтовского и Приобского месторождений. – Уфа : ОАО НПФ «Геофизика», 2003.
2. Добрынин В.М., Городнов А.В., Черноглазов В.Н. Новые возможности геофизики при оценке извлекаемых запасов на поздней стадии разработки месторождений // Нефтяное хозяйство, 2004. – Вып. 11. – С. 53–56.

3. Конторович А.Э., Сурков В.С. Западная Сибирь // Геология и полезные ископаемые России : в 6 томах. – СПб. : Издательство ВСЕГЕИ, 2000. – Т. 2. – 477 с.
4. Леонтьев Е.И., Дорогиницкая Л.М., Кузнецов Г.С., Малыхин А.Я. Изучение коллекторов нефти и газа месторождений Западной Сибири геофизическими методами. – М. : Недра, 1974. – 239 с.
5. Нежданов А.А. Основные закономерности строения сейсмостратиграфических комплексов неокма Западной Сибири // Геофизические методы при обосновании объектов нефтепоисковых работ в центральных районах Западной Сибири. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1988. – С. 62–70.
6. Технологическая схема разработки Приобского месторождения / ОАО «Юганскнефтегаз». – М. : ЗАО «ИЦ ЮКОС», 2001.
7. Техничко-экономическое обоснование применения методов повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях ПО «Юганскнефтегаз» : Договор Н.91.91.56.44.00 / рук. Гусев С.В. – Тюмень : СибНИИНП, 2001.
8. Хаматдинов Р.Т., Велижанин В.А., Череменин В.Г. С/О – каротаж – перспективная основа современного геофизического мониторинга нефтяных месторождений // Научно-технический вестник «Каротажник». – Тверь : Издательство «АИС», 2004. – Вып. 125–126. – С. 4–23.
9. Геофизические методы исследования скважин. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b3bc68b4c43b88421216c36_0.html
10. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2011. – 203 с.
11. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
12. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
13. 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 : ООО «Просвещение - Юг», 2011. – 603 с.
14. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
15. Климов В.В., Усов С.В., Савенок О.В., Скиба Н.К., Березовский Д.А., Климов Е.В. Интерпретация данных профилометрии обсадных колонн : методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Основы геофизики» для студентов всех форм обучения и МИППС направления 131000.62 Нефтегазовое дело. – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2014. – 19 с.
16. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Гидродинамические методы исследования скважин на Приобском месторождении // Сборник материалов Международной научно-практической конференции «Новые технологии в науке и образовании» (08 июня 2015 года, г. Махачкала). – Махачкала : УВО «Махачкалинский инновационный университет», 2015. – С. 8–25.
17. Чуйкин Е.П., Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Анализ гидродинамических методов исследования скважин на Приобском месторождении // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2015. – № 11. – URL : <http://ntk.kubstu.ru/file/632>
18. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Компьютеризация геофизических методов исследования скважин // Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам X Международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (15 фев. 2016 г., г. Харьков). – Д. : научно-информационный центр «Знание», 2016. – Ч. 4. – С. 130–135.
19. Панцарников Д.С., Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Савенок О.В. Техника и технология геофизических методов исследования горизонтальных скважин на Фёдоровском нефтегазовом месторождении // Научно-технический журнал «Нефть. Газ. Новации». – Самара : ООО «Редакция журнала «Нефть. Газ. Новации», 2016. – № 2/2016. – С. 42–45.
20. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Самойлов А.С. Выделение пластов-коллекторов и оценка коэффициента пористости пластов АС₁₀ Биттемского нефтяного месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 2. – С. 62–79. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/SET/2016/2/Petrushin-62-79.pdf>
21. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Шьяка Хаким. Контроль качества геофизических исследований скважин // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – № 4. – С. 38–59. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/SET/2016/4/2016-4-38-59.pdf>

22. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Лешкович Н.М. Диагностика газовой скважины по результатам гидродинамических исследований при установившейся фильтрации // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) : в 5 томах: сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 215–226. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-215-226.pdf>

23. Попов В.В., Богуш И.А., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.

24. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.

25. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.

References:

1. Dvorkin V.I., Orlinsky B.M. Processing of results of GIS, analysis of development of reserves of oil and development of recommendations about improvement of development of Mamontovsky and Ob fields. – Ufa : JSC NPF Geofizika, 2003.

2. Dobrynin V.M., Gorodnov A.V., Chernoglazov V.N. New opportunities of geophysics at assessment of recoverable reserves at a late stage of development of fields // Oil economy, 2004. – Issue 11. – P. 53–56.

3. Kontorovich A.E., Surkov V.S. Western Siberia//Geology and minerals of Russia : in 6 volumes. – SPb. : VSEGEI publishing house, 2000. – Т. 2. – 477 p.

4. Leontyev E.I., Doroginitskaya L.M., Kuznetsov G.S., Malykhin A.Ya. Studying of collectors of oil and gas of fields of Western Siberia by geophysical methods. – M. : Nedra, 1974. – 239 p.

5. Nezhdanov A.A. The main regularities of a structure the seismostratigraficheskikh of complexes of a neolump of Western Siberia // Geophysical methods at justification of objects of oil search works in the central regions of Western Siberia. – Tyumen : ZapSibNIGNI, 1988. – P. 62–70.

6. Technological scheme of development of the Priobskoye field / joint stock company Yuganskneftegaz. – M. : CJSC ITs Yukos, 2001.

7. The feasibility study on application of methods of increase in oil recovery of layers on fields ON Yuganskneftegaz : Contract H.91.91.56.44.00 / hands. Gusev S.V. – Tyumen : SibNIINP, 2001.

8. Hamatdinov R.T., Velizhanin V. A., Cheremensky V.G. C/O – logging – a perspective basis of modern geophysical monitoring of oil fields // the Scientific and technical bulletin «Karotazhnik». – Tver : AIS publishing house, 2004. – Issue 125–126. – P. 4–23.

9. Geophysical methods of well survey. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b3bc68b4c43b88421216c36_0.html

10. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields: manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.

11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – Т. 1–4.

12. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» : in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014. – Т. 1–4.

13. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G. V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.

14. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.

15. Klimov V.V., Moustaches S.V., Savenok O.V., Skiba N.K., Berezovsky D.A., Klimov E.V. Interpretation of the upsetting columns given to a profilemetriya : methodical instructions to a practical training on discipline of «Fundamentals of geophysics» for students of all forms of education and MIPPS of the direction 131000.62 Oil and gas business. – Krasnodar : Prod. KubGTU, 2014. – 19 p.

16. Petrushin E.O., Arutyunyan Ampere-second. Hydrodynamic methods of well survey on the Priobskoye field // the Collection of materials of the International scientific and practical conference «New Technologies in Science and Education» (on June 08, 2015, Makhachkala). – Makhachkala : UVO «Makhachkala Innovative University», 2015. – P. 8–25.

17. Chuykin E.P., Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. The analysis of hydrodynamic methods of well survey on the Priobskoye field // the Online network polythematic magazine «Nauchnye Trudy KubGTU». – 2015. – No. 11. – URL : <http://ntk.kubstu.ru/file/632>

18. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Kompyuterization of geophysical methods of well survey // the Collection of articles of Znaniye scientific information center on materials X of the International correspondence scientific and practical conference «Development of Science in the 21st Century» (15 Feb. 2016, Kharkiv). – D. : Znaniye scientific information center, 2016. – Ch. 4. – P. 130–135.

19. Pantsarnikov D.S., Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Savenok O.V. Tekhnika and technology of geophysical methods of a research of horizontal wells on the Fyodorovsky oil and gas field // the Scientific and technical magazine «Oil. Gas. Innovations». – Samara : LLC Editorial Office of the Magazine Oil. Gas. Innovations, 2016. – No. 2/2016. – P. 42–45.

20. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Samoylov A.S. Release of layers collectors and assessment of coefficient of porosity of AC₁₀ layers of the Bitemsky oil field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – No. 2. – P. 62–79. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/SET/2016/2/Petrushin-62-79.pdf>

21. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Shyaka Hakeem. Quality control of geophysical well surveys // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – No. 4. – P. 38–59. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/SET/2016/4/2016-4-38-59.pdf>

22. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Leshkovich N.M. Diagnostics of a gas well by results of hydrodynamic researches at the established filtration // Bulatovsky readings: materials the I International scientific and practical conference (on March 31, 2017) : in 5 volumes : collection of articles; under a general edition of the Dr. Sci. Tech. O.V. Savenok. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 215–226. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-215-226.pdf>

23. Popov V.V., Bogush I.A., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. Search, reconnaissance and operation of oil and gas fields: manual. – Novocherkassk : YuRGPU (NPI), 2015. – 322 p.

24. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical surveys at construction and operation of wells on oil and gas fields : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 274 p.

25. Popov V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov G.V., Shvets V.V. Geophysical surveys and works in wells : manual. – Novocherkassk : Lik publishing house, 2017. – 326 p.

УДК 622.276.054.5

**АНАЛИЗ РАБОТЫ СИСТЕМ СБОРА И ПОДГОТОВКИ
СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ
БИТТЕМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**ANALYSIS OF THE OPERATION OF THE SYSTEMS
FOR THE COLLECTION AND PREPARATION OF WELLS
FROM THE BITTEMSKOYE FIELD**

Кусов Геннадий Владимирович
аспирант
Северо-Кавказский федеральный университет
de_france@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна
доктор технических наук, доцент,
профессор кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Куаку Зебуа Ив Эммануэль
студент,
Кубанский государственный
технологический университет
yves-emmanuelkouakou@hotmail.fr

Аннотация. В статье рассмотрена система сбора и подготовки нефти на Биттемском месторождении. Проведённый гидравлический расчёт трубопровода показал, что на участках к.3 – т.55, к.40 – т.22а и к.39 – т.60 трассы трубопровода имеет место ламинарное течение газожидкостной смеси. Опыт эксплуатации таких систем, собранных из труб с завышенным диаметром, показал, что значительная их часть подвержена специфическому разрушению по нижней образующей труб со скоростью 3 и более мм/год (ручейковая коррозия). Разрушение представляется в виде одно- или двухрядной канавки. Для устранения данного вида коррозии предлагается на участках к.40 – т.22а и к.39 – т.60 установить трубы меньшим диаметром.

Ключевые слова: системы сбора и подготовки продукции скважин; двухтрубная самотечная система сбора; осложнения, возникающие при эксплуатации систем; состав и структура солеотложений; асфальто-смоло-парафиновые отложения; коррозия трубопроводов; гидравлический расчёт трубопровода.

Kusov Gennady Vladimirovich
Graduate student,
North-Caucasian Federal University
de_france@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna
Doctor of the technical sciences,
Associate professor, Professor of department oil and gas business by name of the professor G.T. Vartumyan
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Kouakou Zebouah Yves Emmanuel
student,
Institute of Oil, Gas and Energy
Kuban state technological university
yves-emmanuelkouakou@hotmail.fr

Annotation. The article considers the system of oil collection and treatment at the Bittenskoye field. The performed hydraulic calculation of the pipeline showed that the laminar flow of the gas-liquid mixture takes place in the sections k.3 – t.55, k.40 – t.22a and k.39 – t.60 of the pipeline route. The operational experience of such systems, assembled from pipes with an overestimated diameter, showed that a considerable part of them is subject to specific destruction along the lower generatrix of pipes at a rate of 3 or more mm/year (riveted corrosion). Destruction is represented as a one- or two-row groove. To eliminate this type of corrosion, it is proposed to install pipes with a smaller diameter at sections k.40 – t.22a and k.39 – t.60.

Keywords: systems for the collection and preparation of well products; two-tube gravity collection system; complications arising from the operation of systems; composition and structure of scaling; asphalt-resin-paraffin deposits; corrosion of pipelines; hydraulic pipeline calculation.

Основная технологическая схема систем сбора и подготовки продукции скважин

До недавнего времени большинство нефтяных площадей обустроивалось негерметизированными двухтрубными самотечными системами сбора нефти, газа и воды, которые и до сих пор используются на старых площадях. В настоящее время все площади нефтяных месторождений, вступающих в разработку, обустроиваются, как

правило, высоконапорными (1,0–1,5 МПа) герметизированными и автоматизированными системами сбора нефти, газа и воды.

Существует несколько разновидностей герметизированных систем сбора нефтегазовых смесей:

- 1) системы сбора, зависящие от величины и конфигурации нефтяного месторождения;
- 2) системы сбора, зависящие от рельефа местности (ровная, гористая);
- 3) системы сбора, зависящие от физико-химических свойств нефти и нефтяных эмульсий, а также от климатических условий данного месторождения;
- 4) системы сбора нефти, газа и воды, применяемые на морских месторождениях.

Двухтрубная самотечная система сбора

При самотечной системе сбора нефть от устьев скважин транспортируется по выкидным линиям до сборных пунктов за счет давления, создаваемого разностью геодезических отметок. При самотечной системе сбора объём продукции каждой отдельной скважины можно измерить как в индивидуальных, так и в групповых замерно-сепарационных установках.

На рисунке 1а показана схема индивидуальной замерно-сепарационной установки (ИЗУ) самотечной системы, а на рисунке 1б – групповая замерно-сепарационная установка (ГЗУ). На рисунке 2 показаны оборудование и приборы, используемые соответственно в индивидуальных и групповых замерно-сепарационных установках самотечной системы сбора нефти, газа и воды.

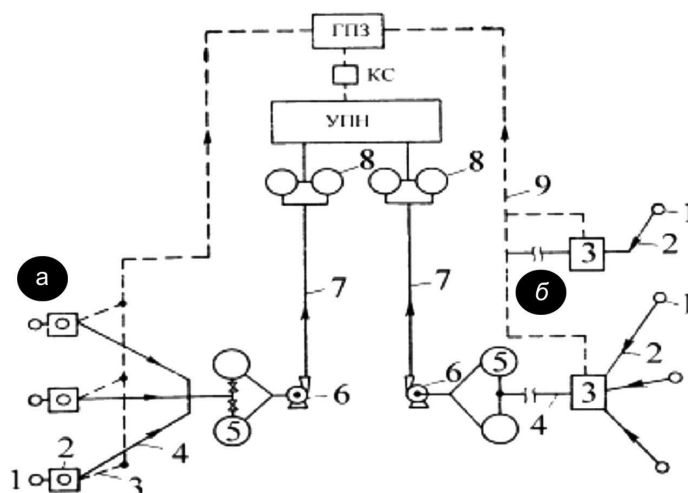


Рисунок 1 – Схема самотечной двухтрубной системы сбора нефти:

- а** – индивидуальная замерно-сепарационная установка (ИЗУ):
- 1 – скважины; 2 – индивидуальные замерные установки (ИЗУ); 3 – газопроводы;
 - 4 – выкидные самотечные линии; 5 – участковые негерметизированные резервуары;
 - 6 – насос; 7 – сборный коллектор; 8 – сырьевые резервуары;
- б** – групповая замерно-сепарационная установка (ГЗУ):
- 1 – скважины; 2 – выкидные самотечные линии; 3 – групповая замерная установка;
 - 4 – сборный самотечный коллектор; 5 – участковые негерметизированные резервуары; 6 – насос;
 - 7 – сборный коллектор; 8 – сырьевые резервуары; 9 – сборный газопровод

Индивидуальная замерно-сепарационная установка самотечной системы сбора (рис. 1а) работает следующим образом. Нефть и газ от скважин 1 поступают в ИЗУ 2, расположенную в непосредственной близости от устья скважин 1. Отделившиеся от газа в ИЗУ нефть и вода поступают в самотечные выкидные линии 4, а затем в участковые негерметизированные резервуары 5 сборного пункта СП. Из резервуаров 5 нефть забирается насосом 6 и подаётся по сборному коллектору 7 в сырьевые резервуары УПН 8. При соответствующем рельефе местности иногда сборный коллектор 7 также делают самотечным. Отстоявшаяся от нефти вода в резервуарах 5 сбрасывается в канализацию или вместе с нефтью (в виде эмульсии) транспортируется до сырьевых резервуаров УПН 8. Отсепарированный от нефти газ в трапе ИЗУ 2 под собствен-

ным давлением транспортируется по сборному газопроводу 3 на ГПЗ (если он имеется) или на КС (если площадь месторождения большая), которая подаёт его также на ГПЗ или на собственные нужды промысла.

ГЗУ самотечной системы сбора 3, в отличие от ИЗУ, располагается вдали от скважин 1 (рисунок 1б) и работает следующим образом. Нефть, газ и вода, добываемые из скважины 1, по выкидным самотечным линиям 2 длиной от 1 до 2 км направляются под давлением на устьях скважин на ГЗУ 3, где они разделяются и измеряются их объёмы.

После ГЗУ 3 нефть и вода по сборному самотечному трубопроводу 4 поступают в участковые негерметизированные резервуары 5 сборного пункта, а из них насосом 6 подаются по сборному коллектору 7 в сырьевые резервуары 8 (УПН). Отсепарированный в трапах газ на ГЗУ 3 под собственным давлением по сборному газопроводу 9 транспортируется на ГПЗ (если он имеется) или на компрессорную станцию КС. К сборному газопроводу 9 можно подключить несколько ГЗУ.

На рисунке 2а представлена самотечная схема индивидуально-замерной сепарационной установки ИЗУ, а на рисунке 2б – групповая замерно-сепарационная установка ГЗУ.

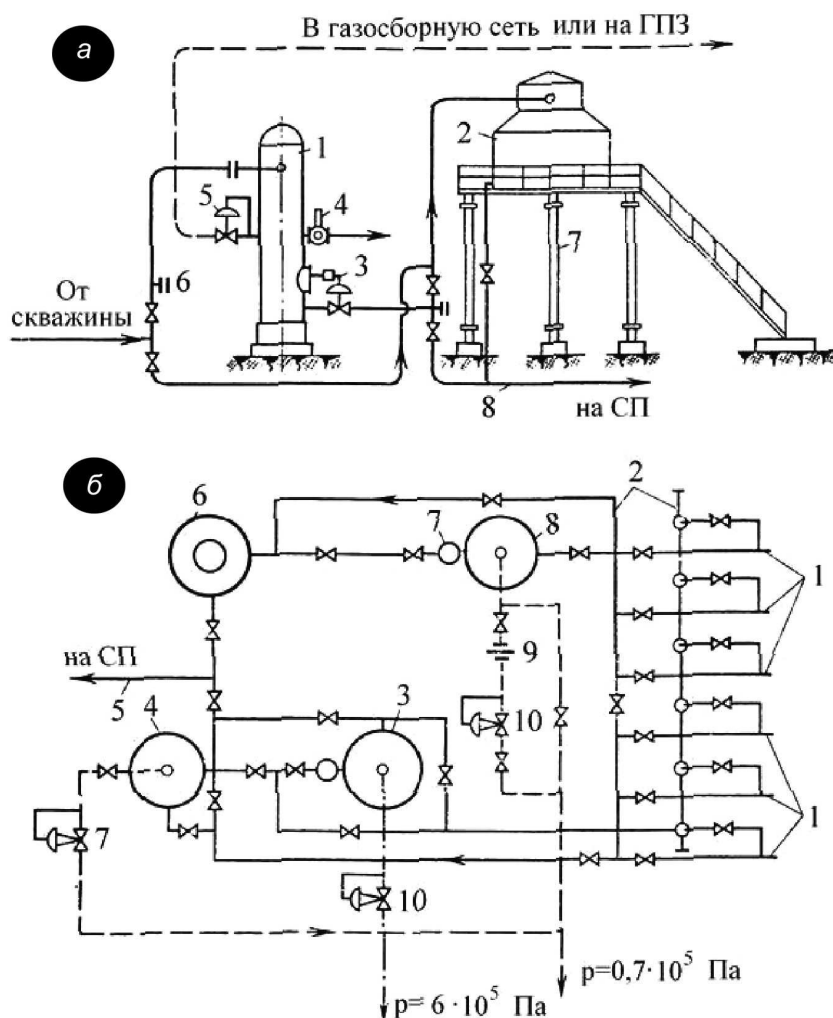


Рисунок 2 – Схема замерно-сепарационной установки самотечной системы сбора нефти:

а – индивидуально-замерно-сепарационная установка:

- 1 – трап (сепаратор); 2 – мерник; 3 – регулятор уровня; 4 – предохранительный клапан;
- 5 – регулятор давления «до себя»; 6 – заглушка для пропарки выкидной линии и трапа от парафина;
- 7 – основание для мерника; 8 – выкидная самотечная линия;

б – групповая замерно-сепарационная установка:

- 1 – выкидные линии; 2 – распределительная батарея; 3 – трап первой ступени; 4 – трап второй ступени;
- 5 – самотечный коллектор; 6 – мерник; 7 – регулятор уровня; 8 – замерный трап; 9 – замерная диафрагма;
- 10 – регулятор давления «до себя»

На индивидуально-замерной сепарационной установке (рис. 2а) в непосредственной близости от скважины монтируется трап 1 и на основании 7 мерник 2, служащий для измерения количества нефти и воды, поступающих из скважины. При гористой местности мерник 2 можно устанавливать на поверхности земли, а при ровной местности – на высоком основании 7, создающем условия для движения нефти и воды по самотечной выкидной линии 8 к участковому сборному пункту промысла.

На групповую замерную установку 3 (рис. 2б) в отличие от ИЗУ поступает продукция нескольких скважин, которая через распределительную батарею 2 направляется в трап первой ступени 3, а из него перепускается в трап второй ступени 4. Газ, выделенный из нефти в трапе 3, в котором поддерживается давление до 0,6 МПа, проходит регулятор давления «до себя» 10 и направляется в общую газосборную сеть 9 (рис. 1б). Газ, выходящий из трапа второй ступени 4, обычно используется для отопления или сжигается в факелах. Объёмы нефти и воды, поступающие от отдельных скважин на ГЗУ, измеряются путём переключения задвижек на распределительной батарее 2 в замерном трапе 8 или мернике 6, а газа – при помощи диафрагмы 9 и самопишущего прибора.

Анализ работы самотечной системы сбора нефти как с индивидуальным, так и групповым замерно-сепарационным приводит к следующим выводам:

1) самотечные нефтепроводы (рис. 1, позиция 2, 4) работают за счёт напора, создаваемого разностью геодезических отметок в начале и в конце нефтепровода, поэтому мерник 2 (рис. 2а) должен быть поднят над уровнем земли, а в условиях гористой местности необходимо выбрать соответствующую трассу нефтепроводов, чтобы обеспечить нужный напор, а, следовательно, и их пропускную способность;

2) при самотечной системе необходимо осуществлять глубокую сепарацию нефти от газа для предотвращения возможного образования в нефтепроводах газовых «мешков», существенно снижающих пропускную способность нефтепроводов;

3) самотечные выкидные линии и сборные коллекторы не рассчитаны на увеличение дебитов скважин или сезонные изменения вязкости нефти в связи с их ограниченной пропускной способностью;

4) в самотечных системах скорость потока жидкостей низкая, поэтому происходит отложение механических примесей, солей и парафина, в результате чего уменьшается сечение нефтепроводов, а, следовательно, уменьшается и их пропускная способность;

5) потери нефти от испарения лёгких фракций и газа при самотечной системе достигают 3 % от общего объёма добычи нефти. Основные источники потерь нефти при самотечной системе сбора нефти – негерметизированные мерники и резервуары, устанавливаемые у скважин, на сборных пунктах и в товарных парках;

6) самотечные системы сбора нефти трудно поддаются автоматизации;

7) при самотечной системе сбора нефти требуется большое количество обслуживающего персонала (операторов, лаборантов).

Преимущество самотечной системы сбора нефти, газа и воды – сравнительно точное измерение объёмов продукции каждой скважины, осуществляемое при помощи мерников или трапов, и газа – при помощи расходомера. Перечисленные недостатки самотечной системы сбора нефти, газа и воды настолько существенны, что на новых промыслах она не используется, а на старых площадях реконструируется.

Имеется несколько разновидностей высоконапорных герметизированных систем сбора и подготовки нефти. При разработке и проектировании высоконапорных герметизированных систем сбора и подготовки нефти необходимо учитывать:

1) величину и расположение нефтяного месторождения;

2) рельеф местности;

3) физико-химические свойства нефти и пластовой воды;

4) местонахождение месторождения (суша или море).

В зависимости от этих факторов используется та или иная герметизированная система сбора подготовки нефти.

Тригер – 1 аппарат. В аппарате предварительного сброса воды осуществляется нагрев нефтяной эмульсии, сброс воды до остаточного содержания воды в нефти – 5–10 %.

Дренажная вода из сепаратора-водоотделителя подаётся на очистные сооружения в резервуары РВС объёмом 3000 м³. После резервуаров-отстойников дренажная вода поступает на кустовую насосную станцию и далее закачивается в систему ППД.

Частично обезвоженная нефть после предварительного сброса воды поступает в нефтегазосепараторы – буферы объёмом 50 м³ (2 шт.), где при давлении 0,14 МПа осуществляется вторая ступень сепарации. После сепараторов-буферов нефтяная эмульсия поступает на оперативный узел учёта и далее насосами ДНС откачивается на Алёхинский ЦПС, где проходит полный цикл подготовки до товарных кондиций соответствующих ГОСТ 51858-2002.

ДНС «Биттемская» оборудована технологическим резервуаром РВС-5000 м³, работающая в технологическом и аварийном режимах. При работе РВС в технологическом режиме подтоварная вода сбрасывается на очистные сооружения, а нефть откачивается насосами ДНС на подготовку на ЦПС.

Производительность существующей ДНС «Биттемская» по установленному емкостному оборудованию – 5,0 тыс. м³/сут. по жидкости.

Производительность УПСВ – 10,0 тыс. м³/сут. по жидкости.

Сепарационные мощности ДНС в настоящее время перегружены на 80 %.

Действующие мощности предварительного сброса воды загружены на 90 %. Резерв мощностей – 5–10 % от установленных.

Товарная подготовка нефти Биттемского месторождения осуществляется на Центральном пункте сбора и подготовки нефти совместно с нефтью других месторождений. Определение необходимости развития мощностей по подготовке нефти на ЦПС не входит в рамки данной работы. Транспорт обводнённой нефти с Биттемского месторождения в направлении Алёхинского ЦПС осуществляется по действующим нефтепроводам диаметром 273 и 426 мм, протяжённостью 26,9 и 74,1 км соответственно.

При развитии системы разработки на месторождении и увеличении объёмов добычи углеводородного сырья потребуются расширение системы внешнего транспорта. Для экономических расчётов принята дополнительная нитка трубопровода диаметром 273 мм протяжённостью 27 км. Однако при выполнении проектных работ требуется проведение гидравлических расчётов с учётом структуры всей системы и динамики поступления жидкости с Западной группы месторождений.

Добываемый совместно с нефтью попутный газ Биттемского месторождения будет использоваться на собственные нужды нефтедобычи:

- котельные на ДНС месторождения;
- установки предварительного сброса пластовой воды на УПСВ-1 и УПСВ-2;
- газотурбинную электростанцию, которая введена в эксплуатацию.

При увеличении объёмов добычи углеводородного сырья и строительстве УПСВ-2 потребуются строительство газопровода диаметром 219 мм, протяжённостью 7,5 км в направлении Биттемской ГТЭС.

Осложнения, возникающие при эксплуатации систем

Засорение выкидных линий и нефтесборных коллекторов, проложенных на территории нефтяного месторождения, происходит по следующим причинам:

1) ввиду недостаточной скорости потока твёрдые частицы, выносимые из скважин вместе с нефтью на поверхность, оседают в нефтепроводе, уменьшая его проходное сечение;

2) при определённых термодинамических условиях из совместного потока нефти, газа и воды могут выпадать соли и асфальто-смоло-парафиновые отложения (АСПО), создающие твёрдый труднорастворимый осадок;

3) при интенсивной коррозии разрушаются внутренние стенки трубопроводов, аппаратов, оборудования, в результате образовавшиеся продукты коррозионных процессов при низких скоростях потока жидкости оседают в трубопроводах и уменьшают проходное сечение.

Отложения неорганических солей

Отложение неорганических солей при добыче обводнённой нефти в процессе разработки большинства месторождений России стало распространённым явлением (рис. 4). Отложения солей происходят при всех способах эксплуатации скважин.

Межремонтный период работы механизированного фонда «солепроявляющих» скважин существенно уменьшается. Отложения солей происходят в поверхностном оборудовании, групповых замерных установках, нефтесборных коллекторах и системах подготовки нефти. Разнообразие горно-геологических особенностей строения продуктивных пластов, состава пластовых флюидов, системы поддержания пластового давления и типов используемых для этого вод предопределило разнообразие причин образования отложения неорганических солей на поверхности оборудования, а также различие в составах солей на разных месторождениях.

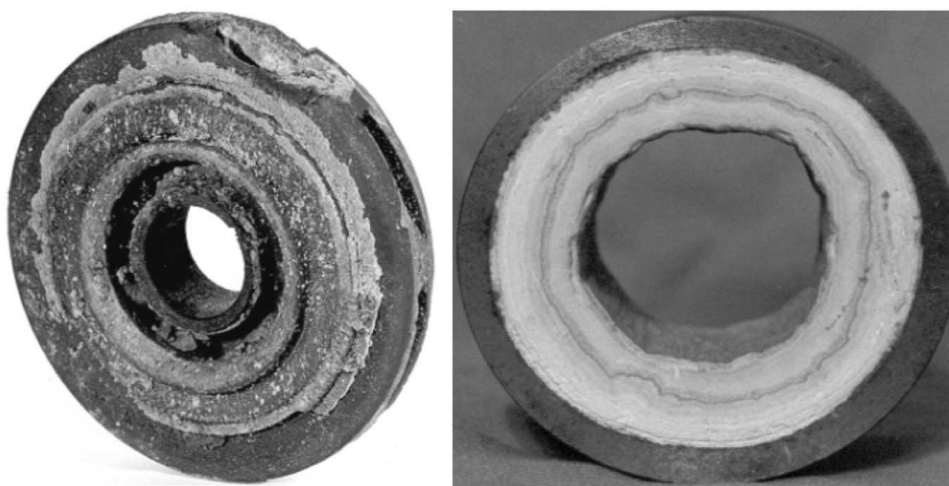


Рисунок 4 – Отложения солей на рабочем колесе ЭЦН и в трубах

Состав и структура солеотложений. По преимущественному содержанию в отложениях неорганических солей определённого вида выделяется 3 группы солей: карбонатные, сульфатные и хлоридные. Самыми распространёнными являются карбонатные отложения солей, содержащие в основном сульфат кальция (60–80 %), карбонаты кальция и магния (5–16 %). Объясняется это присутствием кальция в горных и осадочных породах, с которыми вода приходит в соприкосновение, фильтруясь через них или протекая по руслам рек, а также высокой растворимостью некоторых соединений кальция. При растворении известняков водой большую роль играет концентрация в воде свободной углекислоты. Наличие в растворе одновременно ионов Ca^{2+} и HCO_3^- образует соединение бикарбонат кальция $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$. При определённых условиях каждая молекула сульфата кальция связывает две молекулы воды, в результате чего образуются кристаллы гипса, поэтому такие отложения называют гипсовыми. Если при этом в составе отложений содержится более 15 % твёрдых и тяжёлых углеводородных соединений нефти, то они классифицируются как гипсоуглеводородные. В составе отложений в виде примесей присутствуют до 0,5–4,5 % окислов железа и до 0,5–3,0 % кремнезёма, наличие которых объясняется коррозией оборудования и выносом песчинок жидкостью в процессе эксплуатации скважины.

Хлориды являются основной частью подавляющего большинства пластовых вод нефтяных месторождений. Хлористые соли отличаются хорошей растворимостью, поэтому в их присутствии повышается растворимость малорастворимых соединений, таких как карбонат и сульфат кальция.

Образование гипсовых отложений происходит в скважинах, объектом разработки которых являются пласты девона или нижнего карбона. Сплошные отложения образуются при движении по трубам воды, пересыщенной карбонатом кальция. В этом случае отложения состоят из карбоната кальция, они твёрдые и прочно прикреплены к стенкам труб (рис. 4).

Структура отложений имеет три характерных вида:

1) плотные микро- и мелкокристаллические отложения представлены сравнительно однородными кристаллами длиной до 5 мм с равномерным включением твёрдых углеводородов, отдельные слои в поперечном сечении выделить не удаётся. В ряде случаев имеют накипеобразный характер;

2) плотные отложения с преобладанием кристаллов гипса средних размеров 5–12 мм с включением твёрдых и жидких углеводородов: при поперечном срезе образца хорошо различим мелкозернистый слой толщиной 3–5 мм в пристенной части, затем прослеживается среднекристаллический слой призматического или игольчатого строения, где преобладают кристаллы длиной 5–12 мм. Иногда встречаются крупные игольчатые кристаллы длиной 15–18 мм. В наружном слое пространство между средними и крупными кристаллами заполнено более мелкими;

3) плотные крупнокристаллические отложения: крупные игольчатые кристаллы гипса длиной 12–25 мм образуют каркас. Между ними находятся более мелкие кристаллы солей и углеводородные соединения. В поперечном сечении у стенки оборудования слой более плотный, а по мере удаления от поверхности доля крупных кристаллов значительно увеличивается. В некоторых случаях в НКТ отложения гипса представлены в виде одиночных кристаллов длиной 20–27 мм с включением у основания мелких.

Отложения всех трёх видов образуются в НКТ, хвостовиках, устьевого арматуре, системе подготовки нефти и воды. В клапанах, приёмных фильтрах насосов и на штангах крупнокристаллические отложения не обнаружены. Толщина отложений зависит от интенсивности и времени осадконакопления. Из опыта добычи обводнённой нефти известны случаи образования мощных пробок гипсовых отложений длиной в несколько сот метров, при этом практически перекрывается проходное сечение труб.

Асфальто-смоло-парафиновые отложения

При добыче нефти одной из проблем, вызывающих осложнения в работе скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, являются асфальто-смоло-парафиновые отложения (АСПО). Накопление АСПО в проточной части нефтепромыслового оборудования и на внутренней поверхности труб приводит к падению производительности системы, уменьшению межремонтного периода скважин, снижению эффективности работы насосных установок и ряду других.

Асфальто-смоло-парафиноотложения – это сложная углеводородная смесь, состоящая из парафинов (20–70 % по массе), асфальто-смолистых веществ (АСВ) (20–40 % по массе), силикагелевой смолы, масел, воды и механических примесей.

Парафины – углеводороды метанового ряда от $C_{16}H_{34}$ до $C_{64}H_{130}$. В пластовых условиях находятся в нефти в растворённом состоянии. По их содержанию (по массе) нефти (согласно ГОСТ 912-66) классифицируют на:

- малопарафиновые – менее 1,5 %;
- парафиновые – от 1,5 до 6 %;
- высокопарафиновые – более 6 %.

Парафины устойчивы к действию различных химических реагентов (кислот, щелочей и др.), легко окисляются на воздухе.

Высокомолекулярные парафины – церезины (от $C_{37}H_{74}$ до $C_{53}H_{108}$) – отличаются более высокой, чем обычные, температурой кипения, большей молекулярной массой и плотностью.

В состав асфальто-смолистых веществ входят азот, сера и кислород. АСВ обладают высокой молекулярной массой, нелетучий, имеют большую неоднородность. Содержание смолистых веществ в нефти возрастает в связи с её испарением и окислением, а также при контакте с водой. Согласно классификации некоторых учёных, к группе смолистых соединений отнесены и асфальтены.

Асфальтены – порошковые вещества бурого или коричневого цвета, плотностью более единицы, массовое содержание которых в нефтях достигает 5,0 %. В асфальтенах содержится (по массе) 80,0–86,0 % углерода, 7,0–9,0 % водорода, до 9,0 % серы, 1,0–9,0 % кислорода и до 1,5 % азота; они являются наиболее высокоплавкой и малорастворимой частью осадков тяжёлых компонентов нефти.

Согласно современным физико-химическим представлениям, нефтяные дисперсные системы относятся к классу коллоидов, в которых дисперсная фаза из АСВ диспергирована в мальтеновой дисперсионной среде. Очевидно, что физико-химические свойства и технологические характеристики нефтей во многом обусловлены межмолекулярным взаимодействием в системах «асфальтены – смолы» и «мальтены – смолы – асфальтены».

В пределах одного нефтедобывающего региона и даже отдельного месторождения компонентный состав АСПО меняется в широких пределах. Знание состава АСПО имеет практическое значение для определения оптимальных методов борьбы с ними, в частности, для выбора химических реагентов. Этот выбор часто осуществляется, исходя из типа АСПО (табл. 2). Для физико-химического исследования состава и структуры АСПО на практике известно множество методов, среди которых экстракционный, хроматографический, термический, спектральный, электрохимический и др.

Таблица 2 – Классификация АСПО

Группа АСПО	Подгруппа АСПО	Отношение содержания парафинов (П) к сумме смол (С) и асфальтенов (А), $P/(C+A)$	Содержание механических примесей, %
Асфальтеновый (А)	A ₁	< 0,9	< 0,2
	A ₂	< 0,9	0,2–0,5
	A ₃	< 0,9	> 0,5
Смешанный (С)	C ₁	0,9–1,1	< 0,2
	C ₂	0,9–1,1	0,2–0,5
	C ₃	0,9–1,1	> 0,5
Парафиновый (П)	P ₁	> 1,1	< 0,2
	P ₂	> 1,1	0,2–0,5
	P ₃	> 1,1	> 0,5

Причины и условия образования АСПО. Выделены три стадии образования и роста АСПО. Первой стадией является зарождение центров кристаллизации и рост кристаллов. На второй стадии происходит осаждение мельчайших кристаллов на поверхности металла, а на третьей – осаждение на запарафиненную поверхность более крупных кристаллов.

Основными факторами, влияющими на образование АСПО, являются:

- снижение давления на забое и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- интенсивное газовыделение;
- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных её компонентов;
- состав углеводородов в каждой фазе смеси;
- соотношение объёма фаз;
- состояние поверхности труб.

Влияние давления на забое и в стволе скважины. В случае, когда забойное давление меньше давления насыщения нефти газом, равновесное состояние системы нарушается, вследствие чего увеличивается объём газовой фазы, а жидкая фаза становится нестабильной. Это приводит к выделению из неё парафинов. При этом нарушение равновесного состояния происходит в пласте и выпадение парафина возможно как в пласте, так и в скважине, начиная от забоя.

При насосном способе эксплуатации давление на приёме насоса меньше, чем давление насыщения нефти газом. Это может привести к выпадению парафина в приёмной части насоса и на стенках эксплуатационной колонны. В колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) образуются две зоны. Первая – выкидная часть насоса:

здесь давление резко возрастает и становится больше давления насыщения. Вероятность отложения в этом интервале минимальна. Вторая – зона снижения давления до давления насыщения и ниже, здесь начинается интенсивное выделение парафина.

В фонтанных скважинах, при поддержании давления у башмака равным давлению насыщения, выпадения парафина следует ожидать в колонне НКТ.

Как показывает практика, основными местами образования отложений парафина являются: скважинные насосы, насосно-компрессорные трубы, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно парафин откладывается на внутренней поверхности подъёмных труб скважин.

Коррозия трубопроводов

К основным коррозионно-активным агентам относятся сероводород, кислород, диоксид углерода. Усилению коррозии способствуют также механические примеси и продукты жизнедеятельности микроорганизмов, в частности, сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ).

Влияние сероводорода. Обводнённый сероводород вызывает разрушение технологического оборудования и трубопроводов в результате интенсивной электрохимической коррозии и водородного охрупчивания металла.

С ростом парциального давления сероводорода повышается скорость общей коррозии стали. Скорость коррозии стали 20 линейно зависит от концентрации сероводорода при $C_{H_2S} = 0,6-2,5$ г/л и монотонно снижается при повышении рН коррозионной среды от 1 до 6.

При росте концентрации сульфид-иона в нейтральных и щелочных средах отмечается увеличение скорости коррозии стали. Это связано с образованием на поверхности металла полисульфидных плёнок, обладающих различными защитными свойствами. Структура и защитные свойства этих плёнок зависят от условий их образования, но главным образом от парциального давления сероводорода в среде. При концентрации сероводорода до 2 мг/л полисульфидная плёнка состоит в основном из троилита FeS и пирита FeS_2 с размерами кристаллов до 20 нм, а при концентрации от 2 до 20 мг/л в плёнке появляется небольшое количество канзита Fe_9S_8 . Такие плёнки обладают хорошими защитными свойствами. При концентрации сероводорода свыше 20 мг/л в продуктах коррозии преобладает канзит. Размеры кристаллов увеличиваются до 75 нм, и защитная плёнка разрыхляется, играя роль катода по отношению к ювенильной поверхности стали.

Влияние кислорода. Вторым после сероводорода по агрессивности компонентом нефтепромысловых сред является кислород. Его присутствие в сероводородсодержащей среде часто является причиной резкого возрастания скорости коррозии стали за исключением тех случаев, когда происходит взаимодействие этих газов. При содержании в среде трёх частей O_2 и двух частей H_2S полная нейтрализация кислорода происходит за первые 24 часа испытаний.

Влияние диоксида углерода. Водная среда, содержащая растворённую угольную кислоту, является агрессивной, если её количество выше, чем требуется для поддержания растворимости карбоната кальция, а парциальное давление угольной кислоты выше 0,02 МПа.

Влияние минерализации среды. Зависимость скорости коррозии стали от минерализации среды носит экстремальный характер. Снижение скорости коррозии по мере роста минерализации связано с уменьшением растворимости кислорода и сероводорода в воде, а также затруднением диффузионных процессов.

Следует отметить, что при высокой концентрации в коррозионной среде галогенид-ионов они оказывают ингибирующее действие за счёт блокирования активных участков корродирующего металла, а также снижения растворимости агрессивных газов при возрастании минерализации.

Влияние рН раствора. С ростом рН раствора снижается скорость общей коррозии и степень охрупчивания стали. Анионы галогенидов, хорошо адсорбирующиеся на стали, уменьшают охрупчивание примерно на 15 %. Двухвалентные катионы солей в сероводородсодержащих средах значительно сильнее препятствуют охрупчиванию

стали, чем одновалентные. Это связано с повышением рН среды при гидролизе солей двухвалентных металлов, а также с тем, что двухвалентные катионы снижают растворимость сероводорода вследствие их более высокой степени гидратации.

Основные виды и характер коррозионного разрушения. На поздней стадии разработки большинства месторождений средняя обводнённость нефти превышает 70 %, вода насыщается растворимыми и нерастворимыми солями, продуктами коррозии, в связи с чем в потоке значительно увеличивается общий объём механических примесей.

Наличие механических примесей в жидкостях, перекачиваемых по промысловым трубопроводам, ускоряет коррозию металла труб. В общем случае механизм процесса определяется скоростями потока жидкости, а также составом и концентрацией механических примесей.

При небольших скоростях происходит расслоение водонефтяных эмульсий с образованием водного подслоя (в случае системы нефтесбора) и вынос механических примесей из потока с последующим их осаждением на стенках труб, что способствует интенсификации коррозионного процесса. На таких участках поверхности трубы начинается зарождение отдельных питтингов или язв. Интенсивность развития и протекания язвенной коррозии зависит от компонентного состава отложений и коррозионной активности электролита, контактирующего с основным металлом, а также усугубляется жизнедеятельностью сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) под плёнками отложений.

Рекомендации по борьбе с осложнениями в системе сбора нефти, воды и газа

Методы предотвращения солеобразования

Основным направлением борьбы с отложением неорганических солей является применение методов предотвращения их отложения в скважинах и на глубинно-насосном оборудовании. При этом правильный выбор метода можно сделать на основе всестороннего изучения причин, условий и зон образования отложений солей. Существующие методы предотвращения отложения солей можно разделить на две группы – безреагентные и химические.

К безреагентным методам предотвращения отложения солей относятся: воздействие на перенасыщенные солями растворы магнитными силовыми и акустическими полями, использование защитных покрытий труб и рабочих органов насосов, а также проведение специальных изоляционных работ, поддержание повышенных забойных давлений, использование хвостовиков, диспергаторов и других конструктивных изменений в глубинно-насосных установках.

К химическим методам относятся подготовка и использование для закачки в пласт высокоминерализованных вод, совместимых с пластовыми, что исключает или в значительной мере снижает интенсивность образования отложений неорганических солей. Поэтому одним из радикальных методов предотвращения выпадения гипса на ряде зарубежных месторождений является применение для заводнения залежей естественных или искусственно приготовленных вод высокой солёности с содержанием хлористого натрия порядка до 240 кг/м³.

Асфальто-смоло-парафиновые отложения

Борьба с АСПО предусматривает проведение работ по двум направлениям: по предупреждению образования отложений и удалению уже образовавшихся (рис. 5)

Опыт борьбы с АСПО определил несколько наиболее известных и активно применяемых методов. Но многообразие условий разработки нефтяных месторождений и различие характеристик добываемой продукции часто требует индивидуального подхода и даже разработки новых технологий.

Борьба с коррозией

Для контроля коррозионной агрессивности добываемой и транспортируемой продукции, определения её воздействия на металл трубопроводов и емкостного оборудования, прогнозирования работоспособности объектов и определения эффективности противокоррозионных мероприятий используют ряд методов, причём их оптимальное сочетание подбирается с учётом особенностей каждого конкретного месторождения.



Рисунок 5 – Классификация методов борьбы с АСПО

Для контроля коррозии трубопроводных систем рекомендуются следующие методы:

- установка контрольных катушек;
- установка контрольных образцов;
- измерение скорости коррозии методом электросопротивления;
- измерение мгновенной скорости коррозии методом линейной поляризации;
- измерение потока диффузионно-подвижного водорода;
- неразрушающий контроль ультразвуковыми и радиографическими методами;
- наблюдение за изменением химического состава продукции;
- обследование внутренних поверхностей оборудования и трубопроводов при аварийных и предупредительных ремонтах;
 - исследование состава отложений, выносимых скребками при очистке трубопроводов;
 - наблюдение за изменением механических свойств и структуры металла.

Во 2 квартале 2001 года стали защищать трубу водорастворимым ингибитором коррозии Додикор-5277, эффективность ингибиторной защиты незначительная. В 2002 году произвели замену этой трубы (ф114х5, Ст10сп, ТУ-14-157-54-94). В первом квартале 2004 года перешли на нефтерастворимый ингибитор коррозии Сонкор-9701. Эффективность применения ингибитора Сонкор-9701 равна 54 %. В июле 2006 года начали закачивать вододиспергируемый ингибитор Сонкор-9510Б. Средняя дозировка за весь период ингибирования реагентом Сонкор составила 30 мг/л. Эффект защиты составил 89,8 %. Высокий эффект защиты по конечному участку получен в ноябре – на шестом месяце от начала дозирования ингибитора. Это говорит о том, что только при довольно продолжительном дозировании происходит достаточное насыщение системы реагентом, при котором формируется надёжная антикоррозионная защита.

Таким образом, информация, накопленная в течение двух лет, позволила сделать вывод, что коррозионная обстановка на данном участке трубопровода стабильна, а реагент надёжно защищает внутреннюю поверхность трубы от коррозии.

Гидравлический расчёт трубопровода в системе сбора и подготовки скважинной продукции

1. Плотность жидкой фазы в смеси (нефть + газ):

$$\rho_{ж} = \rho' \cdot \varphi_{н} + (1 - \varphi_{н}) \cdot \rho_{в}, \quad (1)$$

где ρ' – дебит нефти, кг/м³; $\varphi_{н}$ – процентное содержание нефти, %; $\rho_{в}$ – плотность воды, кг/м³.

2. Объёмный расход жидкой фазы:

$$Q' = \frac{G'_{ж} \cdot 1000}{86400 \cdot \rho_{ж}}, \quad (2)$$

где $G'_{ж}$ – дебит скважины по жидкости, м³/сут.

3. Объёмный расход газовой фазы:

$$Q'' = Q' \cdot \frac{\beta}{1 - \beta}, \quad (3)$$

где Q' – объёмный расход жидкой фазой, м³/с; β – расходное газосодержание смеси.

4. Число Рейнольдса при движении по трубопроводу жидкой фазы

$$Re_{ж} = \frac{4 \cdot Q'}{\pi \cdot D \cdot \nu'}, \quad (4)$$

где Q' – объёмный расход жидкой фазой, м³/с; D – диаметр трубопровода, м; ν' – кинематическая вязкость, м²/с: $\nu' = \frac{\mu'}{\rho'}$.

5. Потери давления при движении по трубопроводу жидкой фазы:

$$\Delta P_{ж} = \varphi \cdot \frac{(Q')^{2-m} \cdot \nu'^m \cdot \ell \cdot \rho_{ж}}{d^{5-m}}, \quad (5)$$

где φ и m – коэффициенты, характеризующие режим течения; Q' – объёмный расход жидкой фазой, м³/с; ℓ – длина трубопровода, м; d – диаметр трубопровода, м; $\rho_{ж}$ – плотность жидкой фазы в смеси (нефть + газ), кг/м³.

6. Истинное газосодержание:

$$\alpha = \beta \cdot \left(\frac{\mu''}{\mu'} \right)^{0,475}, \quad (6)$$

где β – расходное газосодержание смеси; μ'' – динамическая вязкость газовой фазы, Па·с; μ' – динамическая вязкость жидкой фазы, Па·с.

7. Число Рейнольдса жидкой фазы в двухфазном потоке:

$$Re' = \frac{u' \cdot d \cdot \sqrt{1 - \alpha}}{\nu'}, \quad (7)$$

где α – истинное газосодержание смеси; ν' – кинематическая вязкость, м²/с; $u' = \frac{Q'}{(1 - \alpha) \cdot F}$.

8. Потери давления на сопротивление трения движения смеси:

$$\Delta P_{см} = \Delta P_{ж} \cdot \frac{\psi}{\sqrt{(1 - \alpha)^{2-m}}} \cdot \left(1 + \frac{\rho'' \cdot (1 - \alpha) \cdot \alpha}{\rho' \cdot \left(\left(\frac{\mu''}{\mu'} \right)^{0,475} - \alpha \right)^2} \right), \quad (8)$$

где $\Delta P_{ж}$ – потери давления при движении жидкой фазы, Па; ψ – приведённый коэффициент сопротивления; α – истинное газосодержание смеси.

Приведённый коэффициент сопротивления определяем с использованием графика по значению числа Рейнольдса по относительной скорости или по выражению.

Исходные данные:

- процентное содержание воды – 38,6 %;
- плотность нефти $\rho' = 850 \text{ кг/м}^3$;
- плотность газа – 1,174 кг/м³;
- плотность воды $\rho_g = 1009 \text{ кг/м}^3$;
- расходное газосодержание смеси $\beta = 0,8$;
- динамическая вязкость жидкой фазы $\mu' = 0,0139 \text{ мПа} \cdot \text{с}$;
- динамическая вязкость газовой фазы – 0,0285 мПа · с.

Участок трубопровода	Длина участка трубопровода, м	Внутренний диаметр участка трубопровода, мм	Расход жидкости на участке трубопровода, м ³ /сут.
к.3 – т.55	1509	147	148,05
к.1 – т.55	890	147	466,58
т.55 – т.17	925	147	614,63
к.4 – т.17	429	102	601,39
т.17 – т.16	610	203	1216,02
к.30 – т.22а	205	102	305,40
к.40 – т.22а	915	102	186,90
т.22а – т.22	903	102	492,30
к.5 – т.22	145	147	775,77
т.22 – т.16	1023	147	1268,07
к.23 – т.56	2282	102	348,20
к.38 – т.56	403	102	268,80
т.56 – т.60	542	102	617,00
к.39 – т.60	1368	102	28,70
т.60 – т.58	760	102	645,70
к.37 – т.58	527	102	236,70
т.58 – т.24	924	102	882,40
к.2 – т.24	150	147	680,00
т.24 – т.16	1966	203	1562,40

Произведём расчёт для участка трубопровода к.3 – т.55.

1. Плотность жидкой фазы в смеси (нефть + газ):

$$\rho_{ж} = \rho' \cdot \varphi_H + (1 - \varphi_H) \cdot \rho_g = 850 \cdot 0,614 + (1 - 0,614) \cdot 1009 = 911,37 \text{ кг/м}^3.$$

2. Объёмный расход жидкой фазы

$$Q' = \frac{G'_{ж} \cdot 1000}{86400 \cdot \rho_{ж}} = \frac{148 \cdot 1000}{86400 \cdot 911,37} = 1,7 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

3. Объёмный расход газовой фазы

$$Q'' = Q' \cdot \frac{\beta}{1 - \beta} = 1,7 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{0,8}{1 - 0,8} = 6,8 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

4. Число Рейнольдса при движении по трубопроводу жидкой фазы

$$Re_{ж} = \frac{4 \cdot Q'}{\pi \cdot D \cdot \nu'} = \frac{4 \cdot 1,7 \cdot 10^{-3}}{3,14 \cdot 0,147 \cdot 1,63 \cdot 10^{-5}} = 908,05,$$

где $\nu' = \frac{\mu'}{\rho'} = \frac{0,0139}{850} = 1,63 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}.$

5. Потери давления при движении по трубопроводу жидкой фазы:

$$\Delta P_{ж} = \varphi \cdot \frac{(Q')^{2-m} \cdot v^m \cdot \ell \cdot \rho_{ж}}{d^{5-m}} =$$

$$= 4,15 \cdot \frac{(1,7 \cdot 10^{-3})^{2-1} \cdot (1,63 \cdot 10^{-5})^1 \cdot 1509 \cdot 911,37}{0,147^{5-1}} = 342,49 \text{ Па.}$$

6. Истинное газосодержание:

$$\alpha = \beta \cdot \left(\frac{\mu''}{\mu'} \right)^{0,475} = 0,8 \cdot \left(\frac{2,85 \cdot 10^{-5}}{0,0139} \right)^{0,475} = 0,59.$$

7. Число Рейнольдса жидкой фазы в двухфазном потоке:

$$Re' = \frac{u' \cdot d \cdot \sqrt{1-\alpha}}{\nu} = \frac{0,246 \cdot 0,147 \cdot \sqrt{1-0,59}}{1,63 \cdot 10^{-5}} = 1429,01,$$

где $u' = \frac{Q'}{(1-\alpha) \cdot F} = \frac{1,7 \cdot 10^{-3}}{(1-0,59) \cdot 1,69 \cdot 10^{-2}} = 0,246 \text{ м/с.}$

8. Потери давления на сопротивление трения движения смеси:

$$\Delta P_{см} = \Delta P_{ж} \cdot \frac{\psi}{\sqrt{(1-\alpha)^{2-m}}} \cdot \left(1 + \frac{\rho'' \cdot (1-\alpha) \cdot \alpha}{\rho' \cdot \left(\left(\frac{\mu''}{\mu'} \right)^{0,475} - \alpha \right)^2} \right) =$$

$$= 342,49 \cdot \frac{1,32}{\sqrt{(1-0,59)^{2-1}}} \cdot \left(1 + \frac{1,174 \cdot (1-0,59) \cdot 0,59}{850 \cdot \left(\left(\frac{2,85 \cdot 10^{-5}}{0,0139} \right)^{0,475} - 0,59 \right)^2} \right) = 719,88 \text{ Па.}$$

Приведённый коэффициент сопротивления определяем с использованием графика (рис. 6) по значению числа Рейнольдса по относительной скорости.

Для остальных участков трубопровода производим аналогичный расчёт. Результаты расчёта приведены в таблице 2.

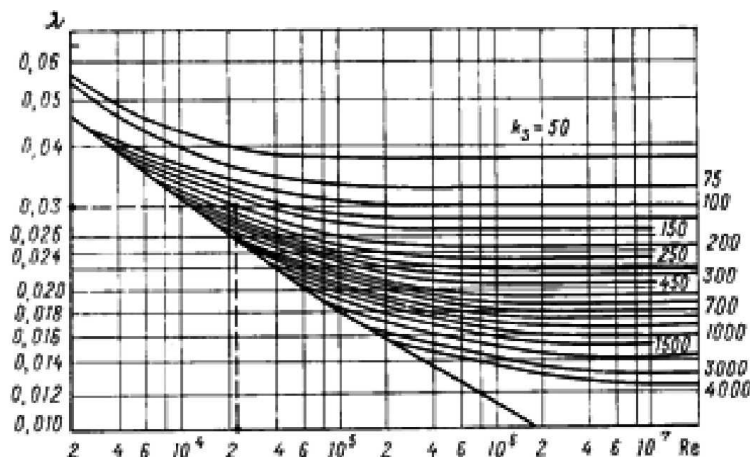


Рисунок 6 – График для определения коэффициента гидравлического сопротивления в зависимости от числа Рейнольдса

Таблица 2 – Результаты расчёта по остальной части трубопровода

Плотность жидкой фазы в смеси (нефть + газ), кг/м ³	Объёмный расход жидкой фазы, м ³ /с	Объёмный расход газовой фазы, м ³ /с	Число Рейнольдса при движении по трубопроводу жидкой фазы	Кинематическая вязкость, м ² /с	Гравитационный коэффициент	Потери давления при движении по трубопроводу жидкой фазы, Па	Истинное газосодержание	U, м/с	Число Рейнольдса жидкой фазы в двухфазном потоке	Потери давления на сопротивление трения движущей смеси, Па
911,374	0,001880	0,007521	908.500	1.63529E-05	0.028926679	342.0346	0.042287	0.3317794	1429.010000	719.827541
911,374	0,005925	0,023701	2212.490	1.63529E-05	0.028926679	1962.573	0.042287	0.3317794	2918.693970	2705.30359
911,374	0,007806	0,031222	2212.490	1.63529E-05	0.028926679	3539.589	0.042287	0.3317794	2918.693970	4879.13693
911,374	0,007637	0,030550	2000.197	1.63529E-05	0.041688449	14081.74	0.042287	0.3317794	2925.216224	19410.9343
911,374	0,015443	0,061772	3055.344	1.63529E-05	0.042557043	2676.543	0.042287	0.3317794	4030.577387	3689.47352
911,374	0,003878	0,015514	1535.197	1.63529E-05	0.041688449	1735.316	0.042287	0.3317794	3025.216224	2392.04128
911,374	0,002074	0,009494	1212.197	1.63529E-05	0.041688449	708.857	0.042287	0.3317794	1897.224000	998.67806
911,374	0,006252	0,025008	1535.197	1.63529E-05	0.041688449	19862.51	0.042287	0.3317794	2625.216224	27379.415
911,374	0,009852	0,039408	2212.490	1.63529E-05	0.028926679	883.9295	0.042287	0.3317794	2918.693970	1218.45005
911,374	0,016104	0,064416	2212.490	1.63529E-05	0.028926679	16662.71	0.042287	0.3317794	2918.693970	22968.6704
911,374	0,004422	0,017688	1535.197	1.63529E-05	0.041688449	25110.76	0.042287	0.3317794	2025.216224	34613.8507
911,374	0,003414	0,013655	1535.197	1.63529E-05	0.041688449	2642.714	0.042287	0.3317794	2025.216224	3642.84186
911,374	0,007836	0,031343	1535.197	1.63529E-05	0.041688449	18726.48	0.042287	0.3317794	2025.216224	25813.4681
911,374	0,000364	0,001458	811.170	1.63529E-05	0.041688449	102.2672	0.042287	0.3317794	1200.316724	140.969979
911,374	0,008200	0,032800	1535.197	1.63529E-05	0.041688449	28758.21	0.042287	0.3317794	2025.216224	39641.6669
911,374	0,003006	0,012024	1535.197	1.63529E-05	0.041688449	2679.747	0.042287	0.3317794	2025.216224	3693.88928
911,374	0,011206	0,044824	1535.197	1.63529E-05	0.041688449	65296.45	0.042287	0.3317794	3025.224216	90007.7101
911,374	0,008636	0,034543	2212.490	1.63529E-05	0.028926679	702.5751	0.042287	0.3317794	2918.693970	968.46259
911,374	0,019842	0,079367	3055.344	1.63529E-05	0.042557043	14240.69	0.042287	0.3317794	4030.577387	19630.0362

Как видим из результатов расчёта, на участках к.3 – т.55, к.40 – т.22а и к.39 – т.60 имеем ламинарное течение. На данных участках трассы трубопровода наблюдается расслоенный режим течения газодонефтяных смесей, что приводит к образованию ручейковой коррозии. Для того чтобы перейти к турбулентному течению, предлагается на данных участках установить трубы с меньшим диаметром – на участке к.40 – т.22а трубу диаметром 114х6 заменить на трубу с диаметром 89х3,5.

Произведём расчёт для участка трубопровода к.3 – т.55.

1. Плотность жидкой фазы в смеси (нефть + газ):

$$\rho_{ж} = \rho' \cdot \varphi_H + (1 - \varphi_H) \cdot \rho_g = 850 \cdot 0,614 + (1 - 0,614) \cdot 1009 = 911,37 \text{ кг/м}^3.$$

2. Объёмный расход жидкой фазы

$$Q' = \frac{G'_{ж} \cdot 1000}{86400 \cdot \rho_{ж}} = \frac{186,9 \cdot 1000}{86400 \cdot 911,37} = 2,16 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

3. Объёмный расход газовой фазы:

$$Q'' = Q' \cdot \frac{\beta}{1 - \beta} = 2,16 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{0,8}{1 - 0,8} = 8,65 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}.$$

4. Число Рейнольдса при движении по трубопроводу жидкой фазы:

$$Re_{ж} = \frac{4 \cdot Q'}{\pi \cdot D \cdot \nu'} = \frac{4 \cdot 2,16 \cdot 10^{-3}}{3,14 \cdot 0,082 \cdot 1,63 \cdot 10^{-5}} = 2055,02,$$

где $\nu' = \frac{\mu'}{\rho'} = \frac{0,0139}{850} = 1,63 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2/\text{с}.$

5. Потери давления при движении по трубопроводу жидкой фазы:

$$\Delta P_{ж} = \varphi \cdot \frac{(Q')^{2-m} \cdot \nu'^m \cdot \ell \cdot \rho_{ж}}{d^{5-m}} =$$

$$= 0,0246 \cdot \frac{(2,16 \cdot 10^{-3})^{2-0,25} \cdot (1,63 \cdot 10^{-5})^1 \cdot 915 \cdot 911,37}{0,082^{5-0,25}} = 4085,58 \text{ Па}.$$

6. Истинное газосодержание смеси:

$$\alpha = \beta \cdot \left(\frac{\mu''}{\mu'} \right)^{0,475} = 0,8 \cdot \left(\frac{2,85 \cdot 10^{-5}}{0,0139} \right)^{0,475} = 0,59.$$

7 Число Рейнольдса жидкой фазы в двухфазном потоке:

$$Re' = \frac{u' \cdot d \cdot \sqrt{1 - \alpha}}{\nu} = \frac{0,999 \cdot 0,082 \cdot \sqrt{1 - 0,59}}{1,63 \cdot 10^{-5}} = 3234,003,$$

где $u' = \frac{Q'}{(1 - \alpha) \cdot F} = \frac{2,16 \cdot 10^{-3}}{(1 - 0,59) \cdot 5,27 \cdot 10^{-3}} = 0,999 \text{ м/с}.$

8. Потери давления на сопротивление трения движения смеси:

$$\Delta P_{см} = \Delta P_{ж} \cdot \frac{\psi}{\sqrt{(1 - \alpha)^{2-m}}} \cdot \left(1 + \frac{\rho'' \cdot (1 - \alpha) \cdot \alpha}{\rho' \cdot \left(\left(\frac{\mu''}{\mu'} \right)^{0,0475} - \alpha \right)^2} \right) =$$

$$= 4085,57 \cdot \frac{1,55}{\sqrt{(1-0,59)^{2-0,25}}} \cdot \left(1 + \frac{1,174 \cdot (1-0,59) \cdot 0,59}{850 \cdot \left(\left(\frac{2,85 \cdot 10^{-5}}{0,0139} \right)^{0,0475} - 0,59 \right)^2} \right) = 14256,51 \text{ Па.}$$

Уменьшив диаметр трубопровода, на данном участке получен турбулентный поток, исключивший образование ручейковой коррозии.

Литература:

1. Техничко-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти Биттемского месторождения : отчёт ТО «СургутНИПИнефть». – Тюмень, 2005.
2. Анализ разработки Биттемского месторождения : отчёт ТО «СургутНИПИнефть». – Тюмень, 2005.
3. Подсчёт запасов нефти и растворённого газа Биттемского месторождения : отчёт ТО «СургутНИПИнефть». – Тюмень, 2006.
4. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М. : Недра, 1979. – 320 с.
5. Храмов Р.А., Персиянцев М.Н. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений ОАО «Оренбургнефть». – М. : Недра, 1999. – 526 с.
6. Мищенко И.Т. Расчёты в добыче нефти. – М. : Недра, 1989. – 245 с.
7. Регламент по охране окружающей среды при проектировании и производстве работ на кустах скважин и одиночных поисково-разведочных скважинах ОАО «Сургутнефтегаз», расположенных в водоохранных зонах водных объектов Ханты-Мансийского автономного округа (подготовительные, вышкомонтажные работы и строительство скважин) : РД 5753490-028-2002. – Сургут, 2002.
8. Анализ работы систем сбора и подготовки скважинной продукции Биттемского месторождения. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635a2ad78b5d43b89521206c26_0.html
9. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1. – 348 с.
10. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 2. – 348 с.
11. Арутюнов А.А., Бондаренко В.А., Климов В.В., Кошелев А.Т., Савенок О.В., Усов С.В. Оборудование для добычи нефти : методические указания по практическим занятиям по дисциплине «Оборудование для добычи нефти» для студентов-бакалавров всех форм обучения направления подготовки 131000.62 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – 182 с.
12. Арутюнов А.А., Бондаренко В.А., Климов В.В., Кошелев А.Т., Савенок О.В., Усов С.В. Практические расчёты в бурении и нефтепромысловой практике : методические указания к практическим занятиям по дисциплинам «Буровое оборудование» и «Оборудование для добычи нефти» для студентов всех форм обучения направления 131000.62 Нефтегазовое дело. – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2014. – 55 с.
13. Алиев В.К., Савенок О.В., Сиротин Д.Г. Повышение износостойкости сопряжённых деталей нефтепромыслового и бурового оборудования : учебное пособие для студентов всех форм обучения направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 78 с.
14. 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. – С. 64–68.
15. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ системы сбора и подготовки газа Бованенковского месторождения // Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам XX Международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (13 декабря 2016 года, г. Харьков). – Харьков: научно-информационный центр «Знание». – Часть 2. – С. 22–29. – URL : http://www.nic-znanie.org.ua/images/docs/December_2016/Kharkiv_december_2016_part_2.pdf

16. Кусов Г.В. Характеристика системы сбора и подготовки газа на Медвежьем месторождении // Журнал «Научный форум. Сибирь». – Тюмень : ООО «Русарра», 2016. – Т. 2. – № 4. – С. 31–33.

17. Кусов Г.В., Бекетов С.Б., Савенок О.В. Исследование надёжности блочных автоматизированных технологических установок // Научно-технический журнал «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса». – М. : ВНИИОЭНГ, 2017. – № 1. – С. 47–50.

18. Кусов Г.В., Бекетов С.Б., Савенок О.В. Оценка и пути повышения надёжности систем автоматизации и контроля нефтегазодобычи // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М. : Издательство «Горная книга», 2017. – № 1. – С. 127–132.

19. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ обустройства Вынгаяхинского нефтегазового месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 1. – С. 89–110. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/SET/2017/1/2017-1-89-110.pdf>

20. Кусов Г.В., Савенок О.В. Реконструкция Южно-Ягунского нефтяного месторождения // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) : в 5 томах / сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 133–141. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-133-141.pdf>

21. 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 : ООО «Просвещение - Юг», 2011. – 603 с.

22. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.

23. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.

24. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.

References:

1. Feasibility study on coefficients of oil recovery of the Bitemmsky field : report THAT SurgutNIPIneft. – Tyumen, 2005.

2. Analysis of development of the Bitemmsky field : report THAT SurgutNIPIneft. – Tyumen, 2005.

3. Calculation of reserves of oil and the dissolved gas of the Bitemmsky field : report THAT SurgutNIPIneft. – Tyumen, 2006.

4. Lutoshkin G.S. Collecting and preparation of oil, gas and water. – M. : Nedra, 1979. – 320 p.

5. Hramov R.A., Persiyantsev M.N. Development and operation of oil fields of JSC Orenburgneft. – M. : Nedra, 1999. – 526 p.

6. Mishchenko I.T. Calculations in oil production. – M. : Nedra, 1989. – 245 p.

7. Regulations on environmental protection at design and works on the well pads and single explorative wells of JSC Surgutneftegas located in the water protection zones of water objects of Khanty-Mansi Autonomous Okrug (preparatory, vyshkomontazhny work and construction of wells) : RD 5753490-028-2002. – Surgut, 2002.

8. Analysis of work of systems of collecting and preparation of borehole production of the Bitemmsky field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635a2ad78b5d43b89521206c26_0.html

9. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyie deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – Т. 1. – 348 p.

10. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyie deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – Т. 2. – 348 p.

11. Arutyunov A.A., Bondarenko V.A., Klimov V.V., Koshelev A.T., Savenok O.V., Usov S.V. Oborudovaniye's Moustaches for oil production : methodical instructions on a practical training on discipline «The equipment for oil production» for students bachelors of all forms of education of the direction of preparation 131000.62 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – 182 p.

12. Arutyunov A.A., Bondarenko V. A., Klimov V.V., Koshelev A.T., Savenok O.V., Usov S.V. Moustaches. Practical calculations in drilling and oil-field practice: methodical instructions to a practical training on disciplines «Drilling equipment» and «The equipment for oil production» for students of all forms of education of the direction 131000.62 Oil and gas business. – Krasnodar : Prod. KubGTU, 2014. – 55 p.

13. Aliyev V.K., Savenok O.V., Sirotnin D.G. Increase in wear resistance of the interfaced details of oil-field and drilling equipment : manual for students of all forms of education of the direction 21.03.01 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 78 p.

14. Bogatyryov V.S., Kusov G.V., Savenok O.V. Classification of refusals and the analysis of operation 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 Oil. Gas. Innovations, 2016. – No. 7. – P. 64–68.

15. Kusov G.V., Savenok O.V. The analysis of system of collecting and preparation of gas of the Bovanenkovo gas field // the Collection of articles of Znaniye scientific information center on materials XX of the International correspondence scientific and practical conference «Development of Science in the 21st Century» (on December 13, 2016, Kharkiv). – Kharkiv : Znaniye scientific information center. – Part 2. – P. 22–29. – URL: http://www.nic-znanie.org.ua/images/docs/December_2016/Kharkiv_december_2016_part_2.pdf

16. Kusov G.V. The characteristic of system of collecting and preparation of gas on the Bear field // the Magazine «A scientific forum. Siberia». – Tyumen : LLC Rusarra, 2016. – T. 2. – No. 4. – P. 31–33.

17. Kusov G.V., Beketov S.B., Savenok O.V. A research of reliability of the block automated technological installations // the Scientific and technical magazine «Oborudovaniye I Tekhno-logii Dlya Neftegazovogo Kompleksa». – M. : VNIIOENG, 2017. – No. 1. – P. 47–50.

18. Kusov G.V., Beketov S.B., Savenok O.V. Assessment and ways of increase in reliability of systems of automation and control of oil and gas production // Mountain information and analytical bulletin (scientific and technical magazine). – M. : Mountain Book publishing house, 2017. – No. 1. – P. 127–132.

19. Kusov G.V., Savenok O.V. Analysis of arrangement of the Vyingayakhinsky oil and gas field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – No. 1. – P. 89–110. – URL: <http://id-yug.com/images/id-yug/SET/2017/1/2017-1-89-110.pdf>

20. Kusov G.V., Savenok O.V. Reconstruction of the Southern Yagunsky oil field // Bulatovskiyе of reading: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017) : in the 5th volumes / collection of articles; under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 133–141. – URL: <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-133-141.pdf>

21. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.

22. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – T. 1–4.

23. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells» : in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014. – T. 1–4.

24. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.

УДК 622.276.63

**ОБОСНОВАНИЕ РАБОТ ПО КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКЕ
КАРБОНАТНЫХ ПЛАСТОВ
ПЕТРОПАВЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**SUBSTANTIATION OF WORKS ON ACID TREATMENT
OF CARBONATE LAYERS OF THE PETROPAVLOVSKOYE FIELD**

Касем Мохаммед Яхья Хасан Гайлан

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
Mahmmad2016@gmail.com

Очередько Татьяна Борисовна

кандидат химических наук,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
a-ocheredko@mail.ru

Арутюнов Татос Владимирович

ведущий специалист отдела
проектирования и мониторинга
разработки месторождений
Ставропольского края,
ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»
arutyunov-tatos@mail.ru

Аннотация. В статье сделано обоснование работ по кислотной обработке карбонатных пластов Петропавловского месторождения. Показан опыт применения кислотных обработок скважин в нефтегазодобывающем управлении «Туймазанефть». Приведена эффективность проведения обработок призабойной зоны скважин соляной кислотой (выбор объекта для проведения обработки призабойной зоны скважин соляной кислотой; оборудование, используемое при проведении обработки призабойной зоны скважины соляной кислотой; технология проведения обработки призабойной зоны скважин соляной кислотой и др.). Сделан прогноз применения обработки призабойной зоны скважины соляной кислотой в скважинах Петропавловского месторождения.

Ключевые слова: кислотная обработка карбонатных пластов; обработка призабойной зоны скважин соляной кислотой; эффективность проведения обработок; выбор объекта для проведения обработки; оборудование, используемое при проведении обработки; технология проведения обработки; прогноз применения обработки.

Kasem Mohammed Yahya Hasan Gailan
Student,
Kuban state technological university
Mahmmad2016@gmail.com

Ocheredko Tatyana Borisovna
Candidate of chemical sciences,
Associate professor of department
oil and gas business by name
of the professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
a-ocheredko@mail.ru

Arutyunov Tatos Vladimirovich

Leading specialist of the design
and monitoring department
of the field development
of the Stavropol territory,
LLC «Oil Company «Rosneft» - Scientific
and Technical Center»
arutyunov-tatos@mail.ru

Annotation. The paper substantiates the work on the acid treatment of carbonate layers in the Petropavlovskoye deposit. The experience of using acid treatments of wells in the oil and gas production department «Tuymazanefit» is shown. The efficiency of carrying out bottomhole zone treatment with hydrochloric acid (selection of the object for hydrochloric acid treatment of the bottomhole zone of wells, equipment used in the treatment of the bottomhole zone of the hole with hydrochloric acid, the technology for treating the bottomhole zone of the wells with hydrochloric acid, etc.) is given. A forecast is made for the application of bottomhole zone treatment with hydrochloric acid in the wells of the Petropavlovskoye field.

Keywords: acid treatment of carbonate reservoir; treatment of well bottom zone with hydrochloric acid; efficiency of processing; selection of the object for processing; equipment used in processing; processing technology; treatment application forecast.

Петропавловское нефтяное месторождение расположено в пределах Давлекановского, Буздякского, Благоварского и Чишминского районов республики Башкортостан. К северо-западу от Петропавловского месторождения на расстоянии 8 км нахо-

дится Ташлы-Кульское нефтяное месторождение, а к югу на таком же расстоянии – Солонцовское нефтяное месторождение. Разработку месторождения осуществляет ОАО АНК «Башнефть» силами НГДУ «Туймазанефть» ООО «Башнефть-Добыча», расположенных в городе Октябрьский.

Динамика и состояние разработки месторождения

Петропавловское нефтяное месторождение открыто в 1964 году.

В промышленную разработку месторождение вступило в 1979 году.

В таблице 1 представлены запасы нефти и растворённого газа месторождения по залежам, пластам и в целом по месторождению на начало 2017 года.

Основная доля начальных геологических запасов нефти 7117 тыс. тонн (64,5 %) приходится на карбонатные отложения турнейского яруса. Начальные геологические запасы нефти заволжского горизонта составляют 3024 тыс. тонн (27,4 % промышленных запасов месторождения), фаменского яруса 851 тыс. тонн (7,7 %).

Накопленная добыча нефти на 01.01.2017 г. по месторождению составляет 3857 тыс. тонн.

На рисунке 1 приводится динамика основных фактических и проектных показателей разработки (добыча нефти, жидкости, закачка воды).

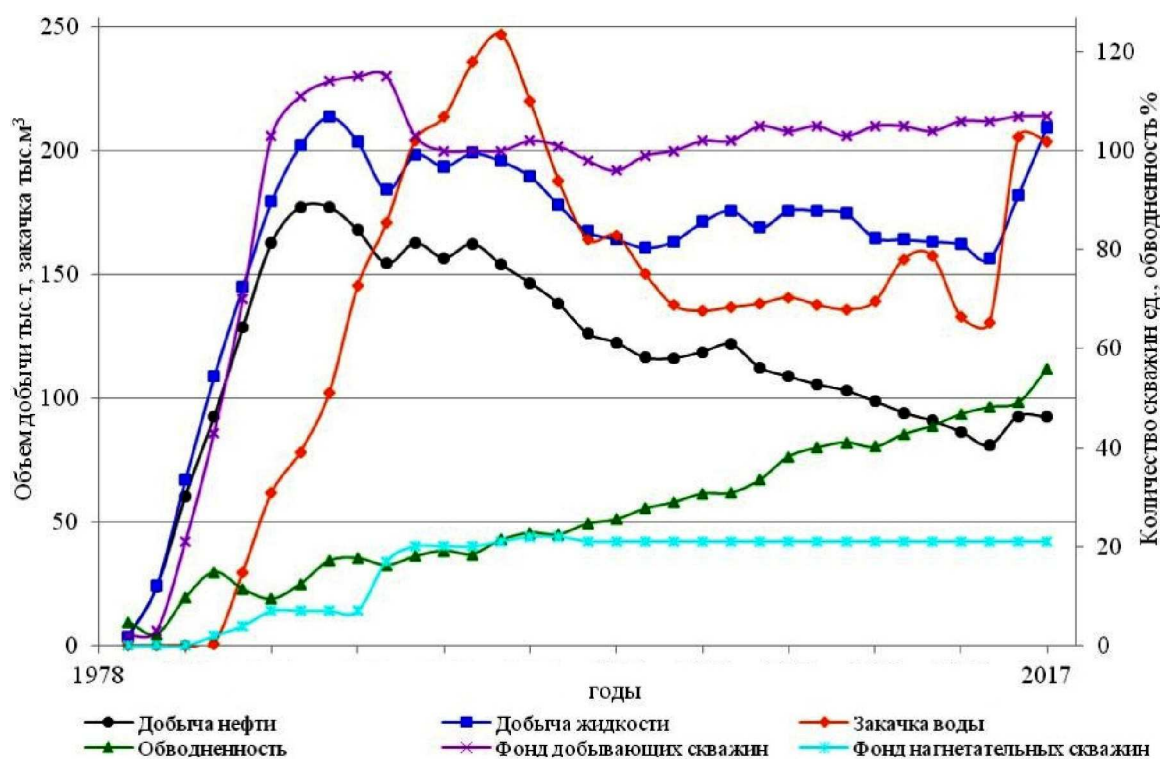


Рисунок 1 – Динамика основных фактических и проектных показателей разработки Петропавловского месторождения

Согласно графикам на рисунке 1 в последние годы происходит рост количества добытой нефти по Петропавловскому месторождению, сопровождающийся существенным увеличением количества закачиваемой воды с 2014 года. Обводненность имеет тенденцию к повышению.

На 01.01.2017 г. накопленная закачка составляет 3857 тыс. м³, что на 82,96 % компенсирует объём отобранной жидкости. Годовая закачка в 2016 году составила 203,8 тыс. м³/год, добыча нефти – 92,5 тыс. тонн/год, добыча жидкости составляет 209,6 тыс. м³/год. Средняя приёмистость одной нагнетательной скважины 27,4 м³/сут.

Текущий КИН на начало 2017 года составляет 0,349 доли ед. при принятом 0,401 доли ед.

Характеристика фонда скважин по Петропавловскому месторождению представлена в таблице 2.

Таблица 1 – Основные показатели разработки по пластам Петропавловского месторождения на 01.01.2017 г.

Горизонт	Накопленная добыча, тыс. тонн на 01.01.2017 г.	Годовая добыча за 2016 год, тыс. тонн	Коэффициент извлечения нефти		Отбор % от начальных извлекаемых запасов	Текущий темп отбора, %	Текущая обводненность, % вес.
			начальный	текущий			
Турнейский ярус	2941	59	0,470	0,413	87,9	12,74	56,9
Заволжский горизонт	678	25	0,259	0,224	86,7	19,38	55,0
Фаменский ярус	231	8	0,338	0,271	80,2	12,31	53,0
Пласт Dжын	7	1	0,280	0,140	50,0	12,50	22,2
Итого по месторождению	3857	93	0,401	0,349	87,1	13,98	55,9

Таблица 2 – Характеристика фонда скважин

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество
Фонд добывающих скважин	Действующий фонд добывающих скважин	107
	Действующий фонд ЭЦН скважин	1
	Действующий фонд ШГН скважин	106
	Бездействующие скважины	1
	Бездействующие скважины нерентабельные	1
	Эксплуатационный фонд нефтяных скважин	108
	Контрольные скважины	2
	Пьезометрические скважины	2
	Ликвидированные скважины	5
	Ликвидированные после бурения скважины	5
	Итого в фонде добывающих скважин	115
Фонд нагнетательных скважин	Действующий фонд нагнетательных скважин	21
	Действующий фонд нагнетательных скважин внутриконтурного заводнения	18
	Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин	21
	Фонд нагнетательных скважин водозаборные	8
	Всего фонд нагнетательных скважин	29
	Всего пробурено скважин	144

Практически весь фонд добывающих скважин эксплуатируется штанговыми насосами, за исключением одной скважины, которая оборудована ЭЦН.

Результаты выполнения ГТМ на Петропавловском месторождении за 2016 год приведены в таблице 3.

Исходя из накопленного технологического эффекта, можно определить наиболее эффективные методы. По количеству дополнительно добытой нефти как отдельно по скважинам, так и по методу в целом ремонтно-изоляционные работы пласта являются приоритетными. Суммарная технологическая эффективность составила 2193,6 тонн дополнительно добытой нефти, удельная эффективность составила 1096,8 тонн нефти на 1 обработку.

Большой технологический эффект также получен от четырёх работ по оптимизации подвесок НКТ и штанг на УШГН в 2016 году. Суммарная эффективность составила 2538 тонн дополнительно добытой нефти. Удельная технологическая эффективность по данной технологии равна 634,5 тонн дополнительной нефти на одну обработку. Значительный эффект в 3446,4 тонн достигнут от перестрела (повторная перфорация имеющегося интервала того же пласта), удельная эффективность составляет 684 тонн/обр.

Следует продолжить внедрение технологий, направленных на ограничение водопритока в эксплуатационные скважины. Весовая обводненность по месторождению в 2016 году подскочила на 6,8 % и достигла 55,9 %.

Таблица 3 – Эффективность применения геолого-технических мероприятий за 2016 год

Вид ГТМ, объём применения, эффективность	За 2016 год, факт
1	2
Ввод из бездействия с прошлых лет	
количество проведённых мероприятий	1
дополнительная добыча нефти, тонн	526,8
Увеличение типоразмера УШГН, УШВН	
количество проведённых мероприятий	1
дополнительная добыча нефти, тонн	410,4

Продолжение таблицы 3

1	2
Оптимизация подвесок НКТ и штанг на УШГН	
количество проведённых мероприятий	4
дополнительная добыча нефти, тонн	2538
Ремонтно-изоляционные работы пласта	
количество проведённых мероприятий	2
дополнительная добыча нефти, тонн	2193,6
Солянокислотные ванны (СКВ)	
количество проведённых мероприятий	6
дополнительная добыча нефти, тонн	2978,4
Солянокислотная обработка (СКО)	
количество проведённых мероприятий	9
дополнительная добыча нефти, тонн	4818
Обработка призабойной зоны скважины прочими химическими реагентами	
количество проведённых мероприятий	3
дополнительная добыча нефти, тонн	2714,4
Перестрел (повторная перфорация имеющегося интервала того же пласта)	
количество проведённых мероприятий	1
дополнительная добыча нефти, тонн	684
Ликвидация аварии с УШГН, УШВН	
количество проведённых мероприятий	1
дополнительная добыча нефти, тонн	1254
Ликвидация аварии с НКТ	
количество проведённых мероприятий	1
дополнительная добыча нефти, тонн	1284

Опыт применения кислотных обработок скважин в нефтегазодобывающем управлении «Туймазанефть»

Призабойная зона – область, принадлежащая одновременно и пласту, и самой скважине. В ней не только сосредотачиваются, но и усиливаются многие явления, сопровождающие процесс извлечения углеводородов из нефтяных и газовых пластов. Их многообразие и сложность послужили причиной появления значительного количества различных методов и технологий интенсификации добычи нефти, которые описаны в отечественной и зарубежной литературе. Многие явления, происходящие в призабойных зонах скважин, в настоящее время изучены недостаточно, а способы повышения их продуктивности имеют существенные недостатки. Однако в этой области описано много новых данных, рассмотрение которых в свете современных знаний представляет огромный интерес.

Кислотные обработки скважин предназначены для очистки фильтров, призабойной зоны скважины, насосно-компрессорных труб от солевых, парафинистых отложений и продуктов коррозии. Под воздействием солянокислотной обработки и её модификаций в призабойной зоне скважины с карбонатными коллекторами образуются каверны, каналы растворения, вследствие чего увеличивается проницаемость пород, а следовательно, и производительность добывающих скважин, и приёмистость нагнетательных.

Применяют следующие разновидности СКО:

- кислотные ванны;
- простые кислотные обработки;
- кислотные обработки под давлением;
- пенокислотные;

- поинтервальные (ступенчатые);
- кислотоструйные (гидромониторные);
- термохимические и термокислотные.

Все они предназначены для очистки поверхности открытого интервала забоя и стенок скважины от цементной и глинистой корок, смолистых веществ, продуктов коррозии, кальциевых отложений пластовых вод, очистки фильтра в интервале продуктивного пласта, освобождения прихваченного карбонатной пробкой подземного оборудования, очистки забоя и фильтровой части после ремонтных работ. Другие виды солянокислотных обработок применяются для воздействия на породы призабойной зоны пласта с целью увеличения их проницаемости. Процесс ведётся с обязательным за давлением кислоты в пласт.

Важный фактор повышения успешности солянокислотной обработки – срок выдержки кислоты в пласте, который зависит от многих факторов. Установлено, что длительность солянокислотной обработки колеблется от 8 до 24 часов, не считая сроков экспериментально определённого времени реагирования для каждого конкретного эксплуатационного объекта.

Пеннокислотные обработки применяют при значительной толщине продуктивного пласта и низких пластовых давлениях. Перемешивание жидкости с газом (аэрация) с неизменным образованием пены происходит в аэраторе. В призабойную зону скважины вводят аэрированный раствор кислоты и ПАВ в виде пены.

Преимущества пеннокислотной обработки обусловлены следующими факторами:

- кислотная пена значительно медленнее растворяет карбонатный материал, что способствует более глубокому проникновению активной кислоты в пласт и приводит к увеличению проницаемости удалённых от скважины зон и их приобщению к дренированию;

- кислотная пена, обладая меньшей плотностью (400–800 кг/м³) и повышенной вязкостью, обеспечивает охват воздействием всей продуктивной толщины пласта, что особенно важно при большой его толщине и низких пластовых давлениях;

- наличие в составе рабочего агента (пены) ПАВ снижает поверхностное натяжение кислоты на границе контакта с нефтью, и сжатый газ, находящийся в пене, расширяется во много раз при понижении давления после обработки.

Совокупность этих факторов способствует улучшению условий притока нефти в скважину.

Поинтервальные обработки проводятся с целью охвата пласта или его отдельных продуктивных пропластков.

Термокислотные и термохимические обработки, рассчитанные на комбинированное воздействие на призабойную зону скважины за счёт теплового и описанных выше процессов, предназначены для очистки призабойной зоны скважины от асфальтено-смолистых, парафиновых, солевых и других отложений.

Обработка для увеличения продуктивности или приёмистости осуществляется в условиях, значительно отличающихся от месторождения к месторождению и даже от скважины к скважине как с точки зрения свойств продуктивного пласта и состояния скважин (свойства пород, содержание нефти, газа или воды и их состав, стадия разработки месторождения давление, температура, вид скважин: эксплуатационные нефтяные или газовые, нагнетательные водяные или газовые и т.д.), так и с точки зрения вида существующей блокировки или необходимости повышения начальной проницаемости пласта в призабойной зоне скважины.

Сильно изменяющиеся условия нефтяных и газовых месторождений определили разработку и применение большого числа составов различного назначения, которые используются в зависимости от особенностей каждой скважины, подлежащей обработке.

При использовании кислотной ванны для обработки открытого ствола скважины более эффективным может быть применение смеси соляной и фтористоводородной кислот, лучше взаимодействующих с глинистыми частицами.

Практика подтверждает, что результаты кислотных обработок, проводящихся по одной технологической схеме, могут быть разными. Показателем успешности обработки является снижение давления на насосных агрегатах во время нагнетания кислоты в пласт. Чем интенсивнее снижается давление, тем лучших результатов ожидают от обработки.

Повторные обработки пласта широко используют при испытании глубоких разведывательных скважин и для интенсификации притока из карбонатных коллекторов.

Технология глубоких солянокислотных обработок предложена для воздействия на пласты в нагнетательных скважинах, вскрывших карбонатные породы. Суть технологии таких обработок состоит в попеременной закачке соляной кислоты и высоковязкой жидкости, которая, хорошо смачивая карбонатную породу, покрывает её плёнкой и защищает от воздействия соляной кислоты.

Импульсные кислотные обработки рекомендованы для пластов с низким пластовым давлением, но высокой проницаемостью. В этих условиях обычно не удаётся создать необходимую скорость потока кислотного раствора в пласте для более широкого его охвата.

Гидровибраторы используют при гидромеханическом воздействии на призабойную зону пласта. Их можно применять и при солянокислотных обработках. Осуществляется процесс нагнетания кислоты с одновременным воздействием на пласт виброударными волнами. Колебания, вызванные гидровибратором, действуя на пласт и насыщающую его жидкость, улучшают условия проникновения кислоты в пласт. Это способствует более эффективной обработке призабойной зоны.

Кислотные обработки под высоким давлением считаются самостоятельными, хотя большинство из них при освоении глубоких скважин осуществляется при больших давлениях на насосных агрегатах.

Основой для планирования обработки под высоким давлением могут быть или аномально высокое пластовое давление, или отсутствие связи скважины с пластом. В зависимости от этих факторов выбирается один из возможных методов обработки:

- порционное нагнетание;
- нагнетание с противодавлением, создаваемым буровым раствором;
- нагнетание с установленным в скважине пакером.

Кислотные гидроразрывы пласта (КГРП) являются разновидностью кислотных обработок под высоким давлением и отличаются от них, прежде всего, большими объёмами и высокими темпами закачки раствора кислоты. КГРП рекомендуют для скважин, в которых отсутствует или недостаточна гидродинамическая связь с пластом. Комбинируя методы гидродинамического и химического воздействия на пласт, можно получить значительные притоки из пласта. При КГРП давление нагнетания может превышать прочностные характеристики колонны, поэтому их проводят с пакером или с противодавлением бурового раствора.

Кислотный разрыв пласта предназначен для вскрытия и расширения микротрещин в породах. Его можно осуществлять, заполнив образованные трещины расклинивающим материалом или без него. КГРП без заполнения трещин расклинивающим материалом применяется чаще, так как его проще осуществить. Вследствие химического воздействия на породы пласта, неоднородности их минералогического состава и трещиноватости растворение породы происходит по-разному. Поэтому после снижения избыточного давления трещины смыкаются не полностью и в пластах образуются высокопроницаемые зоны.

Высокие темпы закачки раствора позволяют достичь эффекта гидравлического разрыва пласта, а большие объёмы закачиваемого раствора – обработать отдаленные зоны пласта. В процессе КГРП могут быть использованы нефтекислотные эмульсии и пенные системы, с помощью которых кислота продвигается по пласту на значительные расстояния. Для лучшей обработки часто применяют водные растворы ПАВ, смешанные с кислотой или закачиваемые порциями с солянокислотным раствором.

КГРП применяют во многих нефтяных районах. Эффективность его тем выше, чем выше уровень организации работ и чем полнее учтены особенности залежей при составлении программы процесса.

Очистка от продуктов реакции кислоты из пласта является завершающей операцией процесса кислотной обработки. В зависимости от пластового давления продукты реакции могут быть удалены самоизлиянием или механическим способом: свабированием, компрессором, глубинным струйным или иным насосами. Для лучшей очистки пласта от продуктов реакции желательно создавать максимально возможные депрессии на пласт, учитывая при этом их способность к деформации.

Для быстрого удаления продуктов реакции из скважины с низкими пластовыми давлениями используют сжиженный углекислый газ, который после снижения давления ниже критического переходит в газообразное состояние, захватывает с собой жидкость (продукты реакции) и выносит её на поверхность.

Известен способ поинтервальной обработки призабойной зоны горизонтальной скважины, при котором определяют зоны горизонтального необсаженного ствола скважины с различной нефтенасыщенностью и проницаемостью. Колонну насосно-компрессорных труб размещают в обсаженной вертикальной части скважины. Внутри колонны насосно-компрессорных труб размещают безмуфтовую трубу колтюбинга. Конец трубы колтюбинга размещают напротив зоны пласта с минимальной нефтенасыщенностью и проницаемостью. Закачивают в скважину через безмуфтовую трубу колтюбинга раствор кислоты. Поднимают безмуфтовую трубу колтюбинга в обсаженную зону скважины. Продавливают по колонне насосно-компрессорных труб раствор кислоты в пласт. Далее размещают конец безмуфтовой трубы колтюбинга последовательно по зонам пласта с возрастающей нефтенасыщенностью и проницаемостью. Напротив каждой зоны закачивают в скважину через безмуфтовую трубу колтюбинга раствор кислоты. Поднимают безмуфтовую трубу колтюбинга в обсаженную зону скважины. Продавливают по колонне насосно-компрессорных труб раствор кислоты в пласт. Проводят технологическую выдержку. Выполняют свабирование. Продавку раствора кислоты ведут с расходом 3–4 м³/ч при давлении на устье скважины 1–3 МПа.

Наиболее близким к предложенному способу по технической сущности является способ обработки призабойной зоны скважины, оборудованной колонной насосно-компрессорных труб, при котором по межтрубному пространству ведут спуск гибких безмуфтовых длинномерных труб колтюбинговой установки и закачивают в скважину и на забой лёгкую нефть. Продвигают гибкие безмуфтовые длинномерные трубы колтюбинговой установки до низа скважины. Закачку нефти продолжают до полной замены жидкости глушения на нефть. Поднимают низ гибких безмуфтовых длинномерных труб колтюбинговой установки до кровли продуктивного пласта. Закрывают скважину. Закачивают в призабойную зону 0,5–1,5 м³ раствора соляной кислоты через гибкие безмуфтовые длинномерные трубы колтюбинговой установки. Спускают низ гибких безмуфтовых длинномерных труб колтюбинговой установки на 0,8–1,2 м и закачивают 0,5–1,5 м³ раствора соляной кислоты. Продолжают спуск и закачку до достижения подошвы продуктивного пласта. Поднимают низ гибких безмуфтовых длинномерных труб колтюбинговой установки на середину скважины и проводят технологическую выдержку в течение 2–3 часов. Постепенно опускают гибкие безмуфтовые длинномерные трубы колтюбинговой установки до низа скважины и одновременно закачивают нефть с отбором скважинной жидкости через межтрубное пространство. Промывают скважину нефтью. Извлекают из скважины гибкие безмуфтовые длинномерные трубы колтюбинговой установки и закрывают межтрубное пространство. Проводят подготовительно-заключительные работы и запускают скважину в работу.

В то же время приведённые методы очистки призабойной зоны скважины имеют существенные недостатки:

- длительность временного цикла производственного процесса;
- резкое снижение коррозионной стойкости подземного оборудования и вредное воздействие кислоты на прочностные его характеристики, особенно при термических обработках;
- вредные условия труда из-за использования кислоты и работа только в светлое время суток.

Солянокислотная обработка скважин на данный момент является одним из эффективных методов интенсификации добычи нефти. Большое разнообразие способов осуществления солянокислотной обработки позволяет эффективно проводить обработку скважин в самых различных пластовых условиях.

Обоснование работ по кислотной обработке карбонатных пластов Петропавловского месторождения

Цель воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) соляной кислотой – восстановление или улучшение фильтрационной характеристики ПЗП, главным образом,

за счёт увеличения её проницаемости и снижения вязкости флюидов, снижения темпов обводнения добывающих скважин. Иными словами, выделяются два направления воздействия на ПЗП:

- 1) увеличение дебита скважин по нефти;
- 2) ограничение притока воды в добывающие скважины.

Солянокислотные обработки практически без ограничений приемлемы для карбонатных коллекторов. При этом происходят следующие основные реакции:

- при воздействии на известняк:



- при воздействии на доломит:



Эффективность проведения обработок призабойной зоны скважин соляной кислотой

Выбор объекта для проведения обработки призабойной зоны скважин соляной кислотой

Для увеличения эффективности солянокислотной обработки необходимо получить сведения о глубине повреждения пласта путём проведения исследований. При кислотной обработке следует оценить несколько характеристик, поэтому испытания так важны. Керны или обломки выбуренной породы дают сведения о пористости, проницаемости и насыщенности пласта водой и нефтью. Образец сырой нефти из пласта можно также проверить на склонность к эмульгированию. Если сырая нефть образует эмульсии либо со свежей, либо с отработанной кислотой, следует добавлять соответствующие дезэмульгаторы.

Другой важный фактор – выяснение способности к набуханию силикатных компонентов пород пласта. В некоторых случаях частицы глин и бентонитов могут увеличиваться в размерах в несколько раз под действием кислотных растворов. Эти увеличившиеся частицы способны заблокировать микроскопические протоки в коллекторе или, что еще хуже, уменьшить размер протоков по сравнению с начальным. Таким образом, если проверка показывает, что образец породы имеет склонность к набуханию, необходимы дополнительные средства контроля силикатов для предохранения от набухания и вызываемого им повреждения.

Для повышения эффективности кислотных обработок и увеличения процента успешности их проведения необходимо тщательно подходить к выбору скважин с учётом термодинамических условий и состояния ПЗП, состава пород и свойства жидкостей, технологии проведения соляной обработки и т.д. Для оценки конечного результата воздействия на ПЗП используется прирост коэффициента продуктивности $\left(\frac{K_2}{K_1}\right)$

скважин от обработок за предыдущий (K_1) и последующий (K_2) месяцы. Это связано с тем, что в последнее время гидродинамические исследования проводятся нерегулярно.

В качестве факторов, влияющих на эффективность СКО, рассматриваются:

- геолого-физические факторы (эффективная толщина пласта, коэффициент пористости, коэффициент проницаемости, вязкость нефти, количество обрабатываемых пропластков, глубина залегания пласта и другие);
- эксплуатационные факторы (дебит скважины по нефти до обработки, дебит скважины по жидкости до обработки, обводнённость добываемой продукции и другие);
- технологические факторы (кратность обработки, удельный расход кислоты на метр продуктивной толщины пласта, концентрация закачиваемого раствора кислоты и другие).

Предварительный выбор исходных параметров определяется путём статистической обработки данных, построения графических зависимостей влияния каждого параметра на изменение технологического эффекта и выявления (или отсутствия) качественной закономерности их взаимодействия.

Качественный анализ результатов показывает, что к росту эффективности СКО приводит: увеличение эффективной толщины пласта, повышение удельного расхода раствора кислоты на метр продуктивной толщины пласта, концентрация закачиваемого раствора кислоты, число обрабатываемых пропластков и уменьшение плотности и вязкости нефти, кратность обработок, содержание серы, парафинов, асфальтено-смолистых веществ, проницаемость и пористость пласта.

При выборе нефтяной скважины для кислотной обработки необходимо знать:

- результаты промысловых и геофизических исследований;
- коллекторские свойства пласта;
- свойства глинистого раствора, используемого для вскрытия продуктивного пласта;
- толщину пласта;
- расстояние от скважины до контура нефтеносности и от нижних перфорационных отверстий до водонефтяного контакта;
- пластовое давление и остаточные запасы нефти.

К условиям, неблагоприятным для проведения кислотной обработки, относятся:

- близость подошвенных или контурных вод;
- значительное снижение пластового давления (на 60–70 % от первоначального);
- приток в скважину даже незначительного количества пластовой воды;
- нарушения в обсадной колонне и отсутствие возможности изолировать их от обрабатываемого интервала.

Оборудование, используемое при проведении обработки призабойной зоны скважины соляной кислотой

Для транспортирования раствора ингибированной соляной кислоты и нагнетания его в скважины применяют специальные кислотные установки АЗИНМАШ-30А, УНЦ2-160×500, АКПП-500, КП-6,5.

Насосная установка с цистерной (рис. 2) монтируется на трёхосном грузовом автомобиле высокой проходимости КрАЗ-257Б1А. В состав оборудования установки входят: трёхплунжерный горизонтальный насос одинарного действия, коробка отбора мощности, промежуточная трансмиссия, манифольд, цистерна основная на агрегате и цистерна на прицепе.

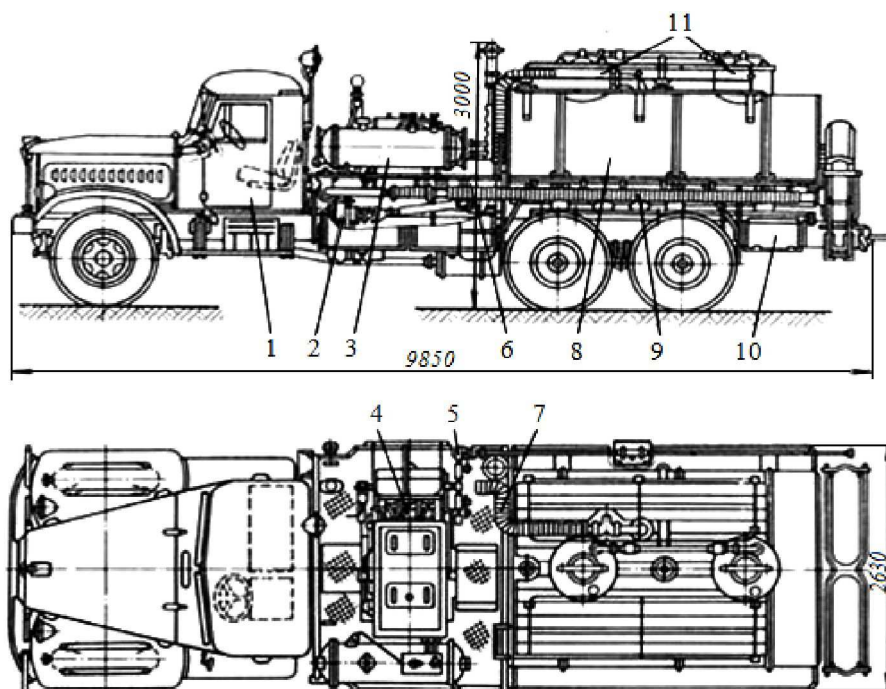


Рисунок 2 – Кислотный агрегат АЗИНМАШ-30А:

- 1 – кабина машиниста (пульт управления); 2 – коробка отбора мощности; 3 – емкость для реагента;
 4 – насос 4НК-500; 5 – выкидной трубопровод; 6 – редуктор;
 7 – шланг для забора раствора кислоты из цистерны; 8 – цистерна для раствора кислоты;
 9 – комплект присоединительных шлангов; 10 – ящик для инструментов; 11 – горловина цистерны

Установка АКПП-500 предназначена для транспортирования и нагнетания в скважины жидких сред при солянокислотной обработке призабойной зоны нефтяных и газовых скважин в районах с умеренным климатом. Установка состоит из насоса, цистерны, вспомогательного трубопровода, манифольда и другого оборудования.

Кислотовоз КП-6,5 предназначен для перевозки раствора ингибированной 8–12 %-ной соляной кислоты и подачи её на приём насосной установки или в другие резервуары в районах с умеренным климатом. Кислотовоз включает в себя цистерну, центробежный насос, вакуумную систему, манифольд и трансмиссию, смонтированные на автошасси. Кислотовоз оборудован прицепом ЦПК-6 с цистерной.

При отсутствии специальных кислотных агрегатов в некоторых случаях скважины обрабатывают при помощи обычных передвижных насосных или промывочных агрегатов с последующей тщательной промывкой водой гидравлической части насосов.

Технология проведения обработки призабойной зоны скважин соляной кислотой

Технологию кислотной обработки каждой скважины следует выбирать с учётом пластовых условий. В труднорастворимых породах скорость реакции следует увеличивать (например, путём подогрева кислоты), а в хорошо растворимых карбонатных породах, несмотря на то, что пластовое давление оказывается фактором, в значительной степени замедляющим реакцию, иногда целесообразно ещё более замедлить действие кислоты, чтобы обеспечить проникновение её в активном состоянии как можно дальше в пласт.

Чтобы оценить эффективность воздействия кислоты на пласт, до и после кислотной обработки в скважинах проводятся гидродинамические исследования.

Перед проведением кислотной обработки в скважине проводят гидродинамические исследования. Скважину до обработки необходимо тщательно очистить от песка, грязи, парафина и продуктов коррозии. Для очистки стенок скважины от цементной и глинистой корки и от продуктов коррозии при открытом забое рекомендуется применять «кислотные ванны». При этом кислоту подают на забой скважины и выдерживают её там, не задавливая в пласт. Кислотная ванна предупреждает попадание загрязняющих веществ в поровое пространство пласта при последующих обработках. Поэтому кислотная ванна считается одним из первых и обязательных этапов кислотного воздействия на пласт в процессе освоения скважин, в которых забой не обсажен трубами. Если установлено, что в нижней части пласта имеется подошвенная вода, то низ скважины изолируют от действия кислоты. Для этой цели можно применять пакеры и химические вещества, вводимые в скважину в жидком виде и превращающиеся там в гели, не смешивающиеся с кислотой.

Чаще всего скважины обрабатывают при помощи заливочных насосно-компрессорных труб.

Сначала скважину заполняют нефтью и устанавливают циркуляцию. Затем в трубы нагнетают заготовленный раствор соляной кислоты. Объём нефти, вытесненной из скважины через кольцевое пространство, измеряют в мернике. Количество первой порции кислоты, нагнетаемой в скважину, рассчитывают так, чтобы она заполняла трубы и кольцевое пространство от башмака труб до кровли пласта. После этого закрывают задвижку на отводе из затрубного пространства и остатки заготовленного кислотного раствора под давлением закачивают в скважину. Кислота при этом поступает в пласт. Оставшуюся в трубах и в нижней части скважины кислоту также продавливают в пласт водой или нефтью.

При низких пластовых давлениях в скважинах не всегда удаётся установить циркуляцию при промывке нефтью вследствие поглощения её пластом. В этом случае в скважину прокачивают с максимальной возможной скоростью от 10 до 20 м³ нефти и при этом наблюдают за положением эхолота или других приборов (например, газовых счётчиков). Установив, что уровень в скважине перестал подниматься, не прерывая процесс, в скважину вслед за нефтью на той же скорости нагнетают весь рассчитанный объём кислоты, а затем закачивают нефть для вытеснения кислоты из труб.

Осуществляются, как правило, с применением одного насосного агрегата, обвязанного с емкостями кислотного раствора и продавочной жидкости.

В случаях, когда КРС использует для ОПЗ, всё равно остаётся вопрос очистки рабочих НКТ на трубной базе или непосредственно в скважине. Всё это требует включения дополнительного технологического звена в процессе ремонта – очистка НКТ.

Если в составе пород содержится гипс или ангидрит, то концентрация кислоты не должна превышать 15 %. Более концентрированная кислота растворяет указанные вещества, и они выпадают в осадок после её нейтрализации, закупоривая поровые каналы.

На рисунке 4 представлена схема солянокислотной обработки.

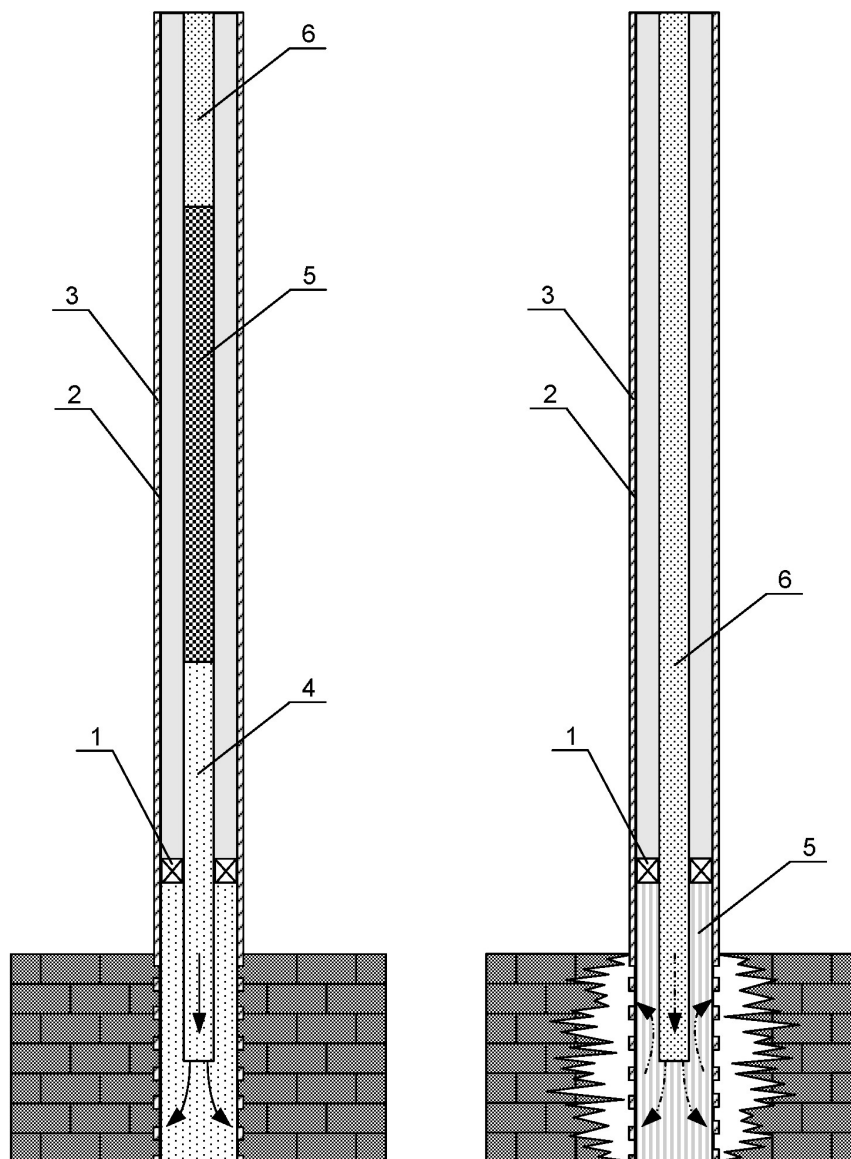


Рисунок 4 – Схема солянокислотной обработки:

1 – пакер; 2 – обсадная колонна; 3 – цементное кольцо; 4 – пресная вода;
5 – раствор HCl; 6 – продавочная жидкость

В пластах, представленных карбонатными породами с хорошо развитой естественной трещиноватостью, в которых кислота может прореагировать с породой в непосредственной близости от забоя скважины, при отсутствии возможности применения замедлителей скорости реакции или гидрофобной эмульсии, применяют ступенчатое изменение концентрации, закачивая в пласт первые порции кислоты 25 %-ной концентрации и последние – 10 %-ной концентрации.

При обработке слабопористых и малопроницаемых известняков и доломитов концентрацию увеличивают до 20–25 %. В большинстве же случаев для обработки карбонатных пластов применяют кислоту 12–15 %-ной концентрации, а пластов, представленных терригенными породами, – глинокислоту, т.е. смесь соляной кислоты 8–10 %-ной концентрации с 3–5 % плавиковой кислоты в расчёте на объём кислотного раствора.

При повторных обработках и необходимости увеличения радиуса обработки для снижения рабочей депрессии применяют ступенчатое изменение концентрации. Для скважины, в которой дебит снижен вследствие засорения призабойной зоны в процессе эксплуатации или ремонтных работ, применяют кислотные растворы 8–12 %-ной концентрации. Для кислотных ванн в скважинах с открытым забоем применяют соляную кислоту концентрацией от 12–15 до 20 %. Для глинокислотных ванн применяют смесь соляной кислоты 14–16 %-ной концентрации с 3–5 % плавиковой кислотой.

При обработке карбонатных пластов с хорошо развитой естественной трещиноватостью и проницаемостью более $0,1 \text{ мкм}^2$, продуктивность которых снижена вследствие засорения трещин частицами выбуренной породы и отчасти глинистым раствором, объёмы кислоты составляют $0,4\text{--}1,0 \text{ м}^3$ на 1 м толщины пласта. Если трещины и призабойная зона высокопроницаемого пласта не засорены, то объём кислоты повышают до $1,5\text{--}2,5 \text{ м}^3$ и более на 1 м эффективной толщины пласта.

Когда пласт представлен слаботрещинноватыми пористыми карбонатными породами, то удельные расходы её составляют $1,0\text{--}1,5 \text{ м}^3$ на 1 м толщины пласта, исходя из необходимости расширения сети микротрещин. При обработке пористых нетрещиноватых пластов, в которых проницаемость призабойной зоны снижена вследствие проникновения в пласт промывочной жидкости, удельные расходы кислоты применяют от $0,5$ до 1 м^3 при первичных обработках и увеличивают их до $1,5\text{--}2,0 \text{ м}^3$ на 1 м толщины пласта при вторичных.

В нетрещиноватых, слабопористых, низкопроницаемых карбонатных пластах проводят гидрокислотный разрыв с расходом кислоты более 25 м^3 на одну операцию.

При повторных обработках, проводимых для восстановления производительности, удельные расходы кислоты увеличивают на 30–50 % по отношению к объёму кислоты, закачанной при предыдущей обработке. Если повторная обработка проводится с целью увеличения радиуса воздействия кислоты на пласт, удельные расходы увеличивают в 2–3 раза.

Для карбонизированных песчаников необходимая продолжительность реакции с соляной кислотой составляет 4–6 часов.

Эффективность применения обработки призабойной зоны скважин соляной кислотой в НГДУ «Туймазанефть»

Для улучшения проницаемости пласта и коэффициента нефтеотдачи в условиях НГДУ «Туймазанефть», в частности, на территории Петропавловского месторождения, широко применяются кислотные методы обработки призабойной зоны скважин. Наибольшее распространение получили обработки с применением соляной кислоты.

Эффективность проведения кислотных обработок призабойной зоны скважин в НГДУ «Туймазанефть» за 2016 год представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Эффективность проведения солянокислотных обработок ПЗП в условиях НГДУ «Туймазанефть»

Номер скважины	до СКО		после СКО		Дополнительная добыча, тонн
	дебит нефти, тонн/сут.	обводнённость, %	дебит нефти, тонн/сут.	обводнённость, %	
358	2,7	60,2	3,8	63	368
1178	0,6	10,0	1,7	16	379
782	0,5	46,0	1,6	52	380
2356	1,50	34,00	2,40	65,70	305
1023	0,40	17,00	1,70	26,00	450
среднее	1,14	33,44	2,24	44,54	376

Поскольку под солянокислотную обработку рекомендуются скважины, эксплуатируемые НГДУ «Туймазанефть», то по аналогии с уже проведёнными нефтекислотными обработками на пластах данного предприятия технологический эффект составит около 400 тонн дополнительно добытой нефти на одну скважину.

Несмотря на низкое содержание карбонатов (2–4 %) в цементе терригенных пород на месторождениях НГДУ «Туймазанефть», растворимость пород в соляной кисло-

те может достигать значительных величин. Исследования показали, что растворимость в кислоте пород месторождений НГДУ «Туймазанефть» колеблется от 8 до 31 %.

Увеличение эффективности кислотной обработки добывающей скважины связано с увеличением глубины проникновения кислоты в пласт. Сделать это можно следующими способами:

- увеличением объёма закачиваемой кислоты;
- применением реагентов, замедляющих реакцию;
- снижением концентрации кислоты.

С целью снижения реакционной способности кислоты по отношению к породе и увеличения таким образом глубины её проникновения, концентрация кислоты выдерживается в пределах 12 %. Этот приём позволяет также облегчить продвижение продуктов реакции в удалённые зоны пласта, за пределы ПЗП. Кроме того, кислота менее активна по отношению к металлу насосно-компрессорных труб. При концентрациях соляной кислоты более 15 % нейтрализованный раствор соляной кислоты получается более вязким, что затрудняет его удаление из пор пласта.

Кислота замедленного действия предназначена для воздействия на призабойную зону карбонатного пласта с целью повышения продуктивности добывающих скважин и представляет собой состав, содержащий алюмохлорид и ингибированную соляную кислоту в соотношении 30 : 1.

Данный кислотный состав разработан с целью увеличения радиуса охвата пласта воздействием за счёт повышения проникающей (в активном состоянии) способности в пласт. Обводнённость добываемой продукции должна составлять 50–98 %, а выбираемые под воздействие добывающие скважины должны иметь дебиты по нефти не ниже 0,5 тонн/сут.

Солянокислотную обработку призабойной зоны скважин применяют для воздействия на карбонатные и терригенные коллектора с содержанием карбонатов не менее 10 %.

Количество обработок призабойной зоны скважин соляной кислотой больше, чем обработок кислотой замедленного действия, дополнительная добыча нефти в среднем по обработке выше.

Солянокислотная обработка позволяет получить продолжительный эффект.

С увеличением дополнительной добычи нефти также возросла обводнённость из-за увеличения проницаемости призабойной зоны скважин.

В каждой скважине продуктивный пласт имеет разные фильтрационные свойства, проницаемость, пористость, поэтому эффект по каждой скважине будет различным. Пористость верхней пачки меньше, чем у средней и нижней. Такие результаты необходимо учитывать при подборе скважин для воздействий на их призабойную зону.

Прогноз применения обработки призабойной зоны скважины соляной кислотой в скважинах Петропавловского месторождения

Рассмотрим проведение солянокислотной обработки в добывающей скважине № 1270 Петропавловского месторождения, разрабатываемой НГДУ «Туймазанефть». Данная скважина работает с дебитом 1,5 тонн/сут., имеет фактическую глубину 1227 м, а обрабатываемый кислотой интервал продуктивного пласта составляет 6 м.

В соответствии с приведёнными выше данными произведём расчёт параметров проведения солянокислотной обработки призабойной зоны скважины № 1270 НГДУ «Туймазанефть».

Определим объём кислотного состава $V_{кc}$:

$$V_{кc} = N_{кc} \cdot h = 1,4 \cdot 6,0 = 8,4 \text{ м}^3, \quad (1)$$

где $N_{кc}$ – норма расхода кислотного состава, м^3 ($N_{кc}$ составляет 1,0–1,4 м^3 на 1 метр обрабатываемой толщины); h – обрабатываемый кислотой интервал продуктивного пласта, м.

Определим объём товарной кислоты V_{mk} для приготовления раствора:

$$V_{mk} = V_{кc} \cdot \frac{0,163}{0,315} = 8,4 \cdot \frac{0,163}{0,315} = 4,35 \text{ м}^3. \quad (2)$$

В технической кислоте содержится до 0,4 % серной кислоты, которую нейтрализуют добавкой хлористого бария. Рассчитаем его количество $M_{хб}$:

$$M_{хб} = 21,3 \cdot V_{тк} \cdot \left(a \cdot \frac{x_p}{x_k} - 0,02 \right) = 21,3 \cdot 4,35 \cdot \left(0,4 \cdot \frac{12}{27} - 0,02 \right) = 14,62 \text{ кг}, \quad (3)$$

где a – объёмная доля серной кислоты в товарной соляной кислоте ($a = 0,4$ %); x_p – объёмная доля (концентрация) кислотного раствора, %; x_k – объёмная доля товарной кислоты, %.

Найдём объём хлористого бария $V_{хб}$:

$$V_{хб} = \frac{M_{хб}}{\rho_{хб}} = \frac{14,62}{4000} = 0,003655 \text{ м}^3, \quad (4)$$

где $\rho_{хб}$ – плотность раствора хлористого бария, кг/м³.

В качестве стабилизатора используют уксусную кислоту. Рассчитаем её объём $V_{ук}$:

$$V_{ук} = \frac{b_{ук} \cdot V_{кк}}{C_{ук}} = \frac{3 \cdot 8,4}{80} = 0,315 \text{ м}^3, \quad (5)$$

где $b_{ук}$ – норма добавки 100 %-ной уксусной кислоты, %; $C_{ук}$ – объёмная доля товарной уксусной кислоты, %.

Рассчитаем объём ингибитора $V_{инг}$:

$$V_{инг} = \frac{b_{инг} \cdot V_{кр}}{C_{инг}} = \frac{0,2 \cdot 8,4}{100} = 0,0168 \text{ м}^3, \quad (6)$$

где $b_{инг}$ – норма добавки ингибитора, %; $C_{инг}$ – объёмная доля товарного ингибитора, %.

Определим объём интенсификатора $V_{инт}$:

$$V_{инт} = \frac{b_{инт} \cdot V_{кр}}{100} = \frac{1,0 \cdot 8,4}{100} = 0,084 \text{ м}^3, \quad (7)$$

где $b_{инт}$ – норма добавки интенсификатора, %.

Найдём объём воды V_e для приготовления раствора:

$$V_e = V_{кк} - V_{тк} - (V_{хб} + V_{ук} + V_u + V_{ин}), \quad (8)$$

$$V_e = 8,4 - 4,35 - (0,003655 + 0,315 + 0,0168 + 0,084) = 3,630545 \text{ м}^3.$$

Определим объём продавочной жидкости $V_{пж}$ для продавки в пласт:

$$V_{пж} = 1,5 \cdot V_{нкт} = 1,5 \cdot \left(\pi \cdot d^2 \cdot \frac{L}{4} \right); \quad (9)$$

$$V_{пж} = 1,5 \cdot \left(3,14 \cdot 0,060^2 \cdot \frac{1155}{4} \right) = 1,5 \cdot 3,26 = 4,89 \text{ м}^3.$$

Определим необходимое давление на выкиде насоса $P_{вык}$ при закачке в скважину жидкости с расходом $q = 6,85 \cdot 10^{-3}$ м³/с:

$$P_{вык} = P_{заб} - P_{пж} + P_{тр}, \quad (10)$$

где $P_{заб}$ – максимальное забойное давление при продавке раствора, МПа; $P_{пж}$ – гидростатическое давление столба продавочной жидкости, МПа; $P_{тр}$ – потери на трение, МПа;

$$P_{пж} = \rho \cdot g \cdot (L - h') = 900 \cdot 9,81 \cdot (1155 - 10) \cdot 10^{-6} = 10,11 \text{ МПа};$$

$$P_{тр} = \frac{\lambda \cdot v^2 \cdot L \cdot \rho}{2 \cdot d} = \frac{0,0221 \cdot 2 \cdot 27^2 \cdot 1155 \cdot 900 \cdot 10^{-8}}{2 \cdot 0,060} = 2,79 \text{ МПа};$$

$$P_{заб} = P_{пл} + \frac{q \cdot 10^{-3} \cdot 86400}{K} = 10,6 + \frac{6,85 \cdot 10^{-3} \cdot 86400}{75} = 18,49 \text{ МПа};$$

$$P_{вык} = 18,49 - 10,11 + 2,79 = 11,17 \text{ МПа}.$$

Для расчёта технологического эффекта обработок ПЗП необходимо знать дебит скважин после воздействия. На основе анализа промыслового материала проведения солянокислотных обработок призабойной зоны скважин, прогнозируемый дебит рассчитаем по формуле:

$$q_{после} = q_{до} \cdot (k + 1), \quad (11)$$

где $q_{до}$ – дебит скважины до проведения ВИР, тонн/сут.; $q_{после}$ – дебит скважины после проведения ВИР, тонн/сут.; k – коэффициент среднего прироста добычи нефти после ВИР.

Дополнительный прирост добычи нефти за счёт солянокислотной обработки рассчитывается по формуле:

$$\Delta A = (q_2 - q_1) \cdot 365 \cdot K_э - \Delta A_p, \quad (12)$$

где q_1 и q_2 – среднесуточный дебит скважины по нефти до и после проведения мероприятия, тонн/сут.; $K_э$ – коэффициент эксплуатации; ΔA_p – потери нефти в результате простоя скважин при проведении мероприятия, тонн.

Потери нефти в результате простоя скважин определяются по следующей формуле:

$$\Delta A_p = \frac{q_1 \cdot t_1}{24} = \frac{1,5 \cdot 129,72}{24} = 8,11 \text{ тонн}, \quad (13)$$

где t_1 – время проведения мероприятия ($t_1 = 129,72$ часа).

Рассчитаем дополнительную добычу нефти

$$\Delta A = (3,18 - 1,5) \cdot 365 \cdot 0,952 - 8,11 = 575,66 \text{ тонн}.$$

Результаты проектирования солянокислотной обработки представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты проектирования солянокислотной обработки призабойной зоны скважины № 1270 в НГДУ «Туймазанефть»

Номер скважины	Среднесуточный дебит до обработки, тонн/сут.	Среднесуточный дебит после обработки, тонн/сут.	Прирост добычи, тонн/сут.	Дополнительная добыча, тонн
1270	1,5	3,18	1,68	575,66

Экономические расчёты показывают, что за счёт проведения предлагаемой солянокислотной обработки в скважине № 1270 Петропавловского месторождения НГДУ «Туймазанефть» дополнительная добыча нефти за год составит 575,66 тонн, а затраты на проведение предлагаемого мероприятия составят 344,08 тыс. руб.

Литература:

1. Проект разработки Петропавловского нефтяного месторождения: отчёт «БашНИПИ-нефть». – Уфа, 1994. – 287 с.
2. Уточнённый проект разработки Петропавловского нефтяного месторождения : отчёт «БашНИПИнефть». – Уфа, 2006. – 423 с.
3. Годовой отчёт деятельности НГДУ «Туймазанефть». – 2011.
4. Методика «БашНИПИнефть» для анализа и проектирования разработки нефтяных месторождений. – Уфа, 2002. – 60 с.
5. Типовой проект организации рабочих мест при подземном и капитальных ремонтах скважин АНК «Башнефть». – Уфа : РИЦ АНК «Башнефть», 1996. – 148 с.
6. Патент РФ № 2318999 Способ поинтервальной обработки призабойной зоны горизонтальной скважины / Н.Г. Ибрагимов, А.Г. Нугайбеков, Р.А. Афлетонов, В.С. Исаков, Л.И. Торицова, И.З. Чупикова, С.Ю. Меркулов, И.Г. Зайнутдинов, Ю.Р. Стерлядев. – Оpubл. 10.03.2008.
7. Патент РФ № 2261991 Способ обработки призабойной зоны скважины / Н.Г. Ибрагимов, Е.Г. Кормишин, В.С. Исаков, Г.Н. Шариков, И.З. Чупикова, Л.И. Торицова. – Оpubл. 10.10.2005.
8. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1. – 348 с.
9. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 2. – 348 с.
10. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
11. 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.
12. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2011. – 203 с.
13. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2010. – 522 с.
14. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2010. – 539 с.
15. 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 : ООО «Просвещение - Юг», 2011. – 603 с.
16. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1-4.
17. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1-4.
18. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
19. Яковлев А.Л., Березовский Д.А., Кусов Г.В. Техника и технология проведения кислотного гидравлического разрыва пласта // Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам XXI международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (16 января 2017 года, г. Харьков). – Х. : научно-информационный центр «Знание», 2017. – Часть 2. – С. 25–40. – URL : http://www.nic-znanie.org.ua/images/docs/January_2017/Kharkiv_january_2017_part_2.pdf
20. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Матвеева И.С. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин на Средне-Макарихинском месторождении // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) : в 5 томах / сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 30–38. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>
21. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Алкаджи Махран. Анализ эффективности ремонтных работ на скважинах Югидского месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 2. – С. 109–137. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/SET/2017/2/2017-2-109-137.pdf>

References:

1. Project of development of the Peter and Paul oil field : report of «BASHNIPI-neft». – Ufa, 1994. – 287 p.
2. The specified project of development of the Peter and Paul oil field : report Bashnipineft. – Ufa, 2006. – 423 p.
3. Annual report of activity of NGDU Tuymazaneft. – 2011.
4. A technique Bashnipineft for the analysis and design of development of oil fields. – Ufa, 2002. – 60 p.
5. The standard project of the organization of jobs at underground and workovers of ANC Bashneft. – Ufa : RITs ANC «Bashneft», 1996. – 148 p.
6. Patent of the Russian Federation No. 2318999 Way of Pointervalny Processing of a Bottomhole Zone of the Horizontal Well / N.G. Ibragimov, A.G. Nugaybekov, R.A. Afletonov, V.S. Isakov, L.I. To-rikova, I.Z. Chupikova, S.Yu. Merkulov, I.G. Zaynutdinov, Yu.R. Sterlyadev. – Opubl. 3/10/2008.
7. Patent of the Russian Federation No. 2261991 Way of Processing of a Bottomhole Zone of the Well / N.G. Ibragimov, E.G. Kormishin, V.S. Isakov, G.N. Sharikov, I.Z. Chupikova, L.I. Torikova. – Opubl. 10/10/2005.
8. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyie deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – T. 1. – 348 p.
9. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyie deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – T. 2. – 348 p.
10. 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.
11. Savenok O.V., Lavrentyev A.V., Berezovsky D.A. Design of acid processing of layer : methodical instructions to a practical training on discipline «Management of efficiency of wells» for students of all forms of education of the direction of preparation 131000.62 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – 86 p.
12. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.
13. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 pages.
14. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
15. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
16. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – T. 1-4.
17. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells» : in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014. – T. 1-4.
18. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.
19. Yakovlev A.L., Berezovsky D.A., Kusov G.V. Tekhnik and technology of carrying out acid hydraulic fracturing // Collection of articles of Znaniye scientific information center for materials XXI of the international correspondence scientific and practical conference «Development of Science in the 21st Century» (on January 16, 2017, Kharkiv). – Kharkiv : Znaniye scientific information center, 2017. – Part 2. – P. 25–40. – URL : http://www.nic-znanie.org.ua/images/docs/January_2017/Kharkiv_january_2017_part_2.pdf
20. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Matveeva I.S. The analysis of carrying out salting-nokislotoy processings of wells on the Average and Makarikhinsky field // Bulatovskiye of reading: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017): in the 5th volumes / collection of articles; under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 30–38. – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>
21. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Alkadzhi Makhran. The analysis of efficiency of repair work on wells of the Yugidsky field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – No. 2. – P. 109–137. – URL : <http://id-yug.com/images/id-yug/SET/2017/2/2017-2-109-137.pdf>

УДК 622.245.43

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ
ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТАХ
ЮЖНО-ЯГУНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS
OF WATERPROOFING TECHNOLOGIES IN PRODUCTIVE LAYERS
OF THE YUZHNO-YAGUNSKOYE FIELD**

Сезар Лину Андре

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
LinoCesar23@gmail.com

Очередько Татьяна Борисовна

кандидат химических наук,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
a-ocheredko@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук, доцент,
профессор кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Матвеева Изабелла Сергеевна

студентка,
Кубанский государственный
технологический университет
izabell96@mail.ru

Аннотация. Одной из основных причин преждевременного роста обводнённости является приток нагнетаемой воды по обводнённым высокопроницаемым пропласткам. Для ликвидации этого вида водопритока на Южно-Ягунском месторождении используют различные методы, наиболее распространённый и эффективный из них – применение кремнийорганических реагентов, в частности, АКОР-Б100. Проведён анализ результатов использования этого водоизолирующего реагента, из которого следует, что эффективность РИР по данной технологии недостаточно высока. Для адаптации применения кремнийорганических систем к условиям рассматриваемого месторождения по методу Манна-Уитни, диагностической процедуры и многофакторного регрессионного анализа выполнен расчёт, который позволил выявить факторы, влияющие на исход данного мероприятия. Управляя ими и подбирая соответствующие условия применения этой технологии, можно повысить эффективность и успешность изоляционных работ с использованием АКОР-Б100. В статье предложено и другое

Cesar Lino

Student,
Kuban state technological university
LinoCesar23@gmail.com

Ocheredko Tatyana Borisovna

Candidate of chemical sciences,
Associate professor of department
oil and gas business
by name of the professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
a-ocheredko@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of technical sciences,
Associate professor, Professor
of department oil and gas business
by name of the professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Matveyeva Izabella Sergeevna

Student,
Kuban state technological university
izabell96@mail.ru

Annotation. One of the main reasons for the premature growth of water supply is the inflow of injected water along the water-saturated high-permeability interlayers. To eliminate this type of water inflow in Yuzhno-Yagunskoye field, various methods are used, the most common and effective of them is the use of organosilicon reagents, in particular, AKOR-B100. The analysis of the results of the use of this waterproofing reagent is carried out, from which it follows that the efficiency of repair and insulation work for this technology is not high enough. For the adaptation of the use of organosilicon systems to the conditions of the field under consideration by the Mann-Whitney method, the diagnostic procedure and the multivariate regression analysis, a calculation has been made that made it possible to identify the factors influencing the outcome of this event. By controlling them and selecting appropriate conditions for the use of this

направление совершенствования данной технологии РИР путём применения более новых реагентов, в частности, АКОР-БН102 и АКОР-5.

Ключевые слова: применение технологий водоизоляционных работ; технологии проведения водоизоляционных работ; технологии по отключению обводнившихся пропластков; применение кремнийорганических соединений; применение инвертных эмульсий на основе материала «Полисил ДФ»; условия эффективного применения АКОР-Б100; совершенствование технологии изоляции обводнённых пропластков.

technology, it is possible to increase the efficiency and success of isolation work using AKOR-B100. Another direction for improving this RIR technology is proposed in the article by using more new reagents, in particular, AKOR-BN102 and AKOR-5.

Keywords: application of waterproofing technology; waterproofing technology; technology to cut off waterlogged interlayers; use of organosilicon compounds; application of invert emulsions based on the material «Polysil DF»; conditions for the effective use of AKOR-B100; perfection of technology of isolation of watered interlayers.

Южно-Ягунское нефтяное месторождение находится в северо-восточной части Сургутского нефтегазоносного района. В административном отношении оно расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 117 км к северо-востоку от г. Сургута и в 97 км к юго-востоку от г. Ноябрьска.

Технологии проведения водоизоляционных работ на Южно-Ягунском месторождении

Необходимость проведения ремонтно-изоляционных работ на Южно-Ягунском месторождении

Из анализа текущего состояния разработки Южно-Ягунского месторождения следует, что коэффициент использования эксплуатационного фонда скважин очень низок. Большая часть скважин находится в бездействии из-за высокой обводнённости добываемой продукции и незначительного дебита нефти, и их эксплуатация привела бы к отбору большого количества попутной воды, при этом более половины скважин не выработали свои запасы. Это обуславливает необходимость применения по этой категории скважин методов интенсификации добычи нефти и проведение изоляционных работ по ограничению притока воды из обводнённых пропластков.

Увеличение процентного содержания воды в продукции скважин может происходить вследствие её поступления из продуктивных высокопроницаемых горизонтов или появления посторонних вод из ниже- или вышележающих пластов.

Ограничение притока воды в добывающие скважины осуществляется проведением ремонтно-изоляционных работ (РИР), которые в зависимости от факторов обуславливающих преждевременный рост обводнённости делятся на две группы. В первую входят работы по восстановлению технического состояния крепи скважины с целью предотвращения поступления посторонних вод из пластов, удалённых от продуктивного; герметизация колонн, восстановление целостности цементного кольца в колонном пространстве и другие. Входящие в данную группу РИР позволяют повысить коэффициент эксплуатации скважины как капитального сооружения и способствуют интенсификации добычи нефти.

Ко второй группе относятся работы, связанные с ограничением притока воды непосредственно из послойно-неоднородного продуктивного пласта. При этом применяют методы, позволяющие отключить обводнённый пласт или пропласток из разработки или существенно снизить проницаемость обводнённых зон для воды. Такое поинтервальное отключение из разработки обводнившихся пластов, когда ещё не произошло обводнение продукции скважин по всему горизонту, позволяет увеличить коэффициент текущей нефтеотдачи на 4–5 % при снижении водонефтяного фактора в 1,5–1,7 раза по сравнению с совместной выработкой пластов без воздействия.

На Южно-Ягунском месторождении проводится весь комплекс ремонтно-изоляционных работ (табл. 1).

Таблица 1 – Количество РИР, проведённых в 2016 году на Южно-Ягунском месторождении

Вид ремонта	Количество скважин, ед.	Процент от общего количества, %
Негерметичность эксплуатационной колонны	2	3,2
Заколонный переток	6	9,7
Изоляция водоносной части пласта	33	53,2
Переход на вышележащий горизонт	21	33,9
Итого	62	100

Большую часть занимают ремонтно-изоляционные работы, связанные с ограничением притока воды в добывающие скважины из продуктивных горизонтов, т.е. изоляция водоносной части пласта составляет 53,2 % от общего числа ремонтов, а отключение обводнившихся пластов и соответственно переход на вышележащий пласт – 33,9 %. Это говорит о том, что основным источником преждевременного обводнения скважин на Южно-Ягунском месторождении в данный момент времени являются высокопроницаемые выработанные пласты и пропластки.

Ограничение притока воды из обводнившихся пропластков осуществляют двумя методами: неселективным и селективным. Для неселективной изоляции используют материал, который независимо от насыщенности среды нефтью или водой образует экран, не разрушающийся в течение длительного времени в пластовых условиях, при этом нефтенасыщенная часть повторно вскрывается перфорацией.

Второй метод изоляции водоносных частей продуктивных пластов основывается на закачивании в пласт реагентов, избирательно снижающих проницаемость обводнённых зон.

На Южно-Ягунском месторождении для ограничения притока воды из продуктивных горизонтов применяют такие методы, как закачка цементного раствора, который относится к неселективным, а также и селективные – это применение кремнийорганических систем (АКОР-Б100) и инвертных эмульсий на основе материала «Полисил ДФ».

Применение кремнийорганических соединений (КОС) для изоляции обводнившихся пропластков

Метод изоляции водопритокв КОС основан на их способности отверждаться при контакте с водой в условиях пласта, т.е. вода является отвердителем для данных реагентов. Тампонажные составы на основе кремнийорганических соединений обладают селективностью по отношению к нефте- и водонасыщенным горным породам. Физико-химические свойства реагентов, а также способы доставки и закачки в зону изоляции обуславливают преимущественную их фильтрацию в водонасыщенную зону и тампонирующее данное участка пласта. Попадающая в продуктивный пропласток часть реагента взаимодействует со связанной реликтовой водой, однако вследствие недостатка воды пространство сшитого полимера здесь не образуется и продуктивность нефтеносной зоны не ухудшается. Накопленный опыт работ свидетельствует, что при содержании остаточной воды в продуктивных пластах до 45 % использование кремнийорганических соединений не приводит к снижению фильтрационных характеристик этих объектов.

Необходимым условием применения технологии с использованием КОС является проведение на скважине комплекса промыслово-геофизических исследований, при этом необходимо определить характер и источник обводнения, профиль притока, температуру в зоне изоляции.

Скважина, выбранная для осуществления технологии, должна удовлетворять следующим требованиям:

- интервал перфорации и зумпф должны быть свободны от осадка предметов;
- обсадная колонна скважин за исключением интервала перфорации должна быть герметична;
- приёмистость по воде превышает 150 м³/сут. при давлении нагнетания на устье не более 10 МПа, но не больше 90 м³/сут. при устьевом давлении менее 5 МПа вследствие большого расхода кремнийорганических реагентов и их достаточно высокой стоимости;

- коэффициент начальной нефтенасыщенности продуктивных интервалов пласта должен быть не менее 45–50 %;
- одним из наиболее важных параметров, определяющих успешность и эффективность водоизоляционных работ с применением КОС, является расчленённость или неоднородность по проницаемости пласта, при этом предпочтительно условие, когда водоносный интервал отделён от продуктивных пропластков глинистыми или низкопроницаемыми перемычками толщиной более 0,4–0,6 м;
- отношение гидропроводной водоносной зоны и вскрытых перфорацией нефтеотдающих толщин пласта должно быть более 1,2;
- пластовая температура не больше 120 °С;
- обводнённость добываемой продукции скважины не менее 75 %;
- минерализация пластовых вод не лимитируется.

При осуществлении технологического процесса используется стандартное оборудование, применяемое при капитальном ремонте и обработках призабойной зоны скважин.

Для закачки технологических жидкостей и промывки скважины во время ремонта применяют два цементировочных агрегата ЦА-320, чтобы обеспечить бесперебойность ведения работ во время ремонта или в нестандартных ситуациях, которые могут возникнуть, например, поломка первого агрегата, снижение приёмистости скважины во время продавки водоизолирующего реагента до нуля при максимально допустимом давлении и т.д.

Для доставки кремнийорганического реагента и буферной жидкости на устье скважины используют стальные герметичные передвижные ёмкости или предназначенные для этих целей бойлеры или нефтевозы любой марки.

Если ремонт проводится в зимнее время, то может возникнуть необходимость прогрева фонтанной арматуры, поэтому необходимо наличие на кусте передвижной пароустановки ППУА 1600/100.

Во время изоляционных работ расходуется большой объём промывочной и продавочной жидкости, и если на кусте отсутствует водовод, то используют стальные ёмкости объёмом до 20–25 м³ или заменяющие их автоцистерны общей ёмкостью не менее 20 м³.

Существуют различные виды водоизоляционных реагентов и тампонажных составов на основе кремнийорганических соединений – это продукт 119-204, этилсиликат, АКОР-Б100, ВТС и НВТС.

На Южно-Ягунском месторождении получил распространение АКОР-Б100, так как его применение предпочтительнее, поскольку он имеет меньшую стоимость при полной аналогии потребительских свойств и может использоваться самостоятельно в товарном виде, не требуя подготовительных операций.

АКОР-Б100 представляет собой смесь алкиновых эфиров ортокремниевой кислоты с добавлением катализатора реакции гидролиза и поликонденсации (хлорное железо, неорганические кислоты) и обладает следующими свойствами:

- плотность жидкости, цвет которой от жёлтого до тёмно-коричневого, – 980–1100 кг/м³ при 20 °С;
- малая вязкость $((1 \div 10) \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с})$ при 20 °С и высокая подвижность в пористой среде;
- при контакте с водой любой минерализации в ней растворяется, а затем отверждается;
- обладает более высокой адгезией к гидрофильной поверхности, чем к гидрофобной;
- при попадании в породу отверждается за более короткое время, чем в стволе скважины;
- возможно регулирование прочности, плотности и времени отвердевания;
- может храниться и применяться при температуре до – 50 °С.

Для предотвращения преждевременного отверждения водоизолирующего реагента в колонне труб вследствие контакта с водой или солевым раствором, заполняю-

щим скважину, в процессе доставки его до интервала перфорации необходимо использовать разделительный буфер. В качестве буферной жидкости необходимо применять безводную водорастворимую гигроскопичную жидкость, например, гликоли, неонол, низшие спирты (этиловый, изопропиловый, изобутановый) и тому подобные. На Южно-Ягунском месторождении в качестве буфера используют безводную нефть в объёме 1 м³.

Процессу проведения закачки реагента АКОР-Б100 для изоляции обводнившихся пропластков предшествуют подготовительные операции:

- глушение скважины, подъём подземного оборудования и промывка забоя;
- комплекс промыслово-геофизических исследований;
- определение приёмистости скважины по воде и при необходимости проведение кислотной обработки призабойной зоны;

• завозится на куст буферная жидкость в объёме 1,4–2,0 м³ и АКОР-Б100, объём которого выбирается в зависимости от приёмистости скважины по следующим рекомендациям:

* при приёмистости 18–22 м³/(сут. · МПа) – 1,5–2,0 м³;

* при приёмистости 24–36 м³/(сут. · МПа) – 2,5–4,0 м³;

* при приёмистости 38–48 м³/(сут. · МПа) – 4,5–6,0 м³;

- оборудуется устье скважины по схеме, приведённой на рисунке 1;
- спецтехника обвязывается согласно рисунку 2, после этого проводится опрессовка нагнетательной линии на 10–12 МПа;

• заливочные трубы (НКТ), на низ которых навинчен мундштук-патрубок со срезанным концом и седло опрессовочного клапана (рис. 3), устанавливаются на глубине от 40 до 60 м и опрессовываются на давление 12–15 МПа.

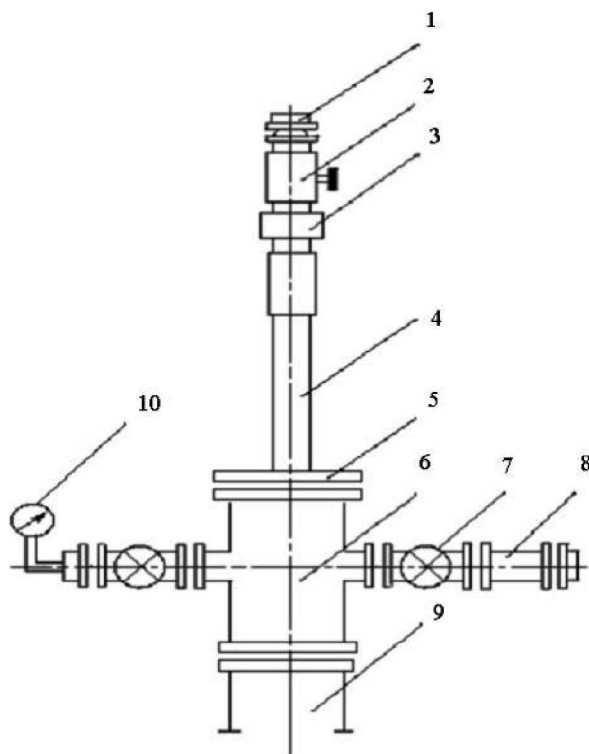


Рисунок 1 – Схема обвязки устья скважины при проведении водоизоляционных работ:

1, 3, 8 – быстросоединяющаяся резьба; 2 – кран высокого давления; 4 – подъёмный патрубок;
5 – фланец-планшайба; 6 – крестовина; 7 – затрубная задвижка; 9 – эксплуатационная колонна;
10 – манометр

После проведения этих операций при открытой затрубной задвижке начинают закачивать в насосно-компрессорные трубы первым агрегатом ЦА-320 последовательно нижний буфер, АКОР-Б100 и верхний буфер. Не закрывая затрубную задвижку, реагенты доводятся продавочной водой до башмака НКТ. Затем закрывают затрубную задвижку и продавливают водоизолирующий компонент в зону изоляции тем же агрегатом.

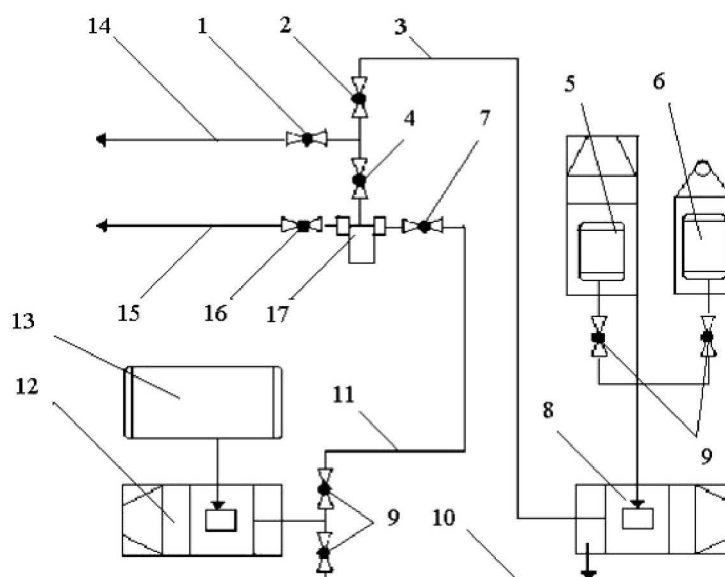


Рисунок 2 – Схема обвязки устья скважины при водоизоляционных работах кремнийорганическими реагентами:

- 1 – линейная задвижка; 2 – буферная задвижка; 3 – линия по нагнетанию по НКТ;
- 4 – центральная (аварийная) задвижка; 5 – ёмкость с водоизолирующим реагентом;
- 6 – ёмкость с буферной жидкостью; 7 – затрубная задвижка на линии нагнетания в затрубное пространство;
- 8 – агрегат ЦА-320 № 1; 9 – запорные задвижки; 10 – гибкий резиновый шланг для долива в мерники ЦА-320 необходимого количества продавочной жидкости; 11 – линия нагнетания в затрубное пространство;
- 12 – агрегат ЦА-320 № 2; 13 – ёмкость с запасом промывочной и продавочной жидкости или водовод;
- 14 – выкидная линия НКТ; 15 – выкидная линия с затрубного пространства;
- 16 – затрубная задвижка на выкидной линии; 17 – крестовина устья скважины

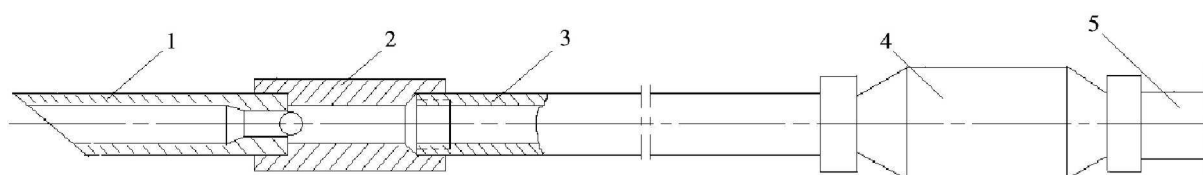


Рисунок 3 – Схема компоновки подземного оборудования при проведении водоизоляционных работ:

- 1 – мундштук типа «перо»; 2 – седло опрессовочного клапана;
- 3 – расчётное количество НКТ; 4 – репер; 5 – колонна НКТ

В момент выдавливания из заливочных труб последних $0,6\text{--}0,8\text{ м}^3$ кремнийорганического реагента проводят его продавку одновременно по НКТ и затрубному пространству закачкой воды в НКТ первым агрегатом ЦА-320 в объёме $1,5\text{--}2,0\text{ м}^3$ и в затруб втором агрегатом ЦА-320 в объёме $0,8\text{--}1,5\text{ м}^3$. Общий объём продавочной жидкости по насосно-компрессорным трубам и затрубному пространству рассчитывается исходя из условия полного выдавливания из ствола скважины АКОР-Б100 в зону изоляции, при этом давление продавки не должно превышать максимально допустимого для опрессовки эксплуатационной колонны в зависимости от её диаметра.

По окончании закачки водоизолирующего компонента колонну НКТ поднимают на безопасную глубину и скважину оставляют закрытой на ожидание затвердевания состава (ОЗС) под давлением конца продавки на 36 часов.

После ОЗС плавно стравливают давление в скважине путём открытия линейной и затрубной задвижек и определяют наличие циркуляции с помощью агрегата ЦА-320. Затем производят допуск НКТ с прямой промывкой забоя. В случае их посадки на полимерный стакан, то его разрушение происходит под действием веса колонны труб, поэтому нет необходимости использовать бурящий инструмент, тем самым исключая необоснованные дополнительные затраты.

Следующим этапом РИР является определение приёмистости скважины после изоляционных работ при давлении $10\text{--}11\text{ МПа}$. При её равенстве нулю или каком-либо снижении в сравнении с начальной рекомендуется провести кислотную обработку при-

забойной зоны пласта по стандартной технологии (глинокислотная обработка, гидрофобный кислотный состав и т.д.). Допускается реперфорация, а также дострелы продуктивных интервалов пласта любыми типами перфораторов или совмещение их с кислотной ОПЗ пласта.

Затем скважину осваивают компрессором или методом свабирования, при этом максимально допустимая депрессия должна составлять не более 15 МПа. Проводят промыслово-геофизические исследования, по результатам которых определяют профиль притока, продуктивность работы пласта и оценивают качество проведённого ремонта.

Последний этап ремонта – заключительные работы, включающие в себя подъём заливочных труб, спуск подземного скважинного оборудования, установку устьевого арматуры, запуск скважины и т.д.

Применение инвертных эмульсий на основе материала «Полисил ДФ» для изоляции обводнившихся пропластков

Использование инвертных эмульсий на основе модифицированных материалов «Полисил ДФ» для селективного ограничения водопритокков в добывающих скважинах обусловлено рядом их качеств:

- избирательно фильтроваться в наиболее проницаемые интервалы пласта и трещины, являющиеся путями притока пластовых вод к забою скважины;
- способностью к загущению и структурообразованию при механическом смешивании с водой в процессе фильтрации в глубь пласта и, наоборот, к разжижению при контакте с нефтью;
- возможностью значительно снижать поверхностное натяжение на границе раздела фаз «порода – нефть – вода», увеличивая фазовую проницаемость нефтенасыщенных интервалов и зон пласта.

Эти свойства обусловлены тем, что данная система представляет собой дисперсию водных капелек в углеводородной среде, где материал «Полисил ДФ» является твёрдым неионогенным поверхностно-активным веществом. При взаимодействии инвертной эмульсии с пластовыми водами за счёт осмотических явлений происходит увеличение размеров капель водной фазы. Это приводит к росту вязкости эмульсии, что улучшает её тампонирующие свойства по отношению к воде. В то же время при контакте с нефтью за счёт увеличения содержания углеводородной фазы происходит уменьшение вязкости эмульсии и вынос её из призабойной зоны пласта потоком нефти.

Снижение поверхностного натяжения на границе раздела фаз «порода – нефть – вода» происходит за счёт того, что в состав инвертной эмульсии входит твёрдый неионогенный ПАВ.

В качестве объектов применения данной технологии выбирают скважины с прогрессирующей обводнённостью, которые должны удовлетворять следующим геолого-технологическим требованиям, обеспечивающим корректные условия проведения работ:

- продуктивный пласт может быть как терригенный, так и карбонатный, при этом он должен характеризоваться высокой проницаемостной неоднородностью, а средняя проницаемость должна быть не меньше $0,1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$;
- эффективная мощность пластов превышает 1,5–2,0 м;
- обводнённость ремонтируемой скважины находится в пределах 50–98 %;
- дебит по жидкости добывающей скважины должен составлять не менее $20,0 \text{ м}^3/\text{сут.}$;
- приёмистость находится в пределах от 80 до $400 \text{ м}^3/\text{сут.}$;
- скважины технически исправные, и необходимо, чтобы отсутствовали заколонные перетоки;
- пластовая температура до $+ 100 \text{ }^\circ\text{C}$;
- минерализация воды для приготовления инвертной эмульсии изменяется в пределах $1050\text{--}1400 \text{ кг/м}^3$.

Для создания данной инвертной эмульсии используют следующие компоненты:

- материал «Полисил», выпускаемый ЗАО «РИТЭК-ПОЛИСИЛ»;
- нефть;
- нефтенол;

- вода подтоварная;
- хлористый кальций.

Рецептура инвертной эмульсии «Полисил ДФ» подбирается в каждом конкретном случае индивидуально в зависимости от проницаемости пласта, типа коллектора, обводнённости скважин и эффективной мощности пласта вскрытой перфорацией. Подбор осуществляется следующим образом.

Плотность инвертной эмульсии задаётся не менее чем на 10 % выше плотности пластовой воды. В зависимости от выбранной плотности эмульсии по формуле (1) рассчитывается её компонентный состав:

$$\rho_{эм} = \rho_H \cdot \alpha + \rho_{вр} \cdot (1 - \alpha), \quad (1)$$

где $\rho_{вр}$ – плотность водного раствора, кг/м³; $\rho_{эм}$ – плотность инвертной эмульсии, кг/м³; ρ_H – плотность нефти, кг/м³; α – содержание нефти в эмульсии, доли ед.

Содержание хлористого кальция в водной фазе инвертной эмульсии позволяет увеличить её плотность и улучшить термостабильность, поэтому плотность водного раствора зависит от его концентрации (табл. 2).

Таблица 2 – Плотность водного раствора в зависимости от концентрации хлористого кальция

Концентрация CaCl ₂ , ×10 ⁻³ кг/кг	98	118	139	161	181	200	221	262	282	322
Плотность водного раствора, кг/м ³	1080	1100	1120	1140	1160	1180	1200	1240	1260	1300

При данных соотношениях получается эмульсия с вязкостью, лежащей в пределах 2–7 Па·с, что позволяет прокачивать её на забой скважины.

Концентрация материала «Полисил ДФ» в нефтяной фазе инвертной эмульсии выбирается в соответствии с таблицей 3.

Таблица 3 – Концентрация материала «Полисил ДФ» в нефтяной фазе инвертной эмульсии

Проницаемость, ×10 ⁻² м ²	Обводнённость, %				Время реагирования, час
	0–60	60–70	70–80	80–98	
	Концентрация материала, кг/м ³				
0,05–0,2	4,0–6,0	4,5–6,0	5,5–7,0	6,0–7,5	24
0,2–0,5	5,0–6,5	5,5–7,0	5,5–7,0	6,5–8,0	24
> 0,5	5,5–6,5	6,0–7,0	6,5–7,5	7,5–10,0	24

Содержание нефтенола составляет 3 кг на 1 м³ инвертной эмульсии. Количество водной фазы в инвертной эмульсии зависит от вязкости нефти и подбирается экспериментальным путём. Рекомендуемые соотношения водной фазы к нефтяной составляют 2 : 1 до 3 : 1.

Технология закачки инвертной эмульсии осуществляется с использованием стандартного оборудования устья скважины и технических средств, применяемых при капитальном ремонте скважин. Технические средства:

- цементировочный агрегат типа ЦА-320 для перекачки технологических жидкостей;
- автоцистерна АЦ;
- смесительная ёмкость объёмом 15–20 м³;
- эжектор.

Для оценки эффективности намеченных работ скважина исследуется как до, так и после проведения обработки ПЗП. В комплекс исследований входят:

- замеры дебита скважины, её обводнённости, забойного, пластового давления и пластовой температуры;

- отбивка забоя;
- снятие дебитограмм;
- определяется герметичность эксплуатационной колонны и наличие перетоков.

После глушения скважины и подъёма подземного оборудования на НКТ спускают воронку и устанавливают её напротив обводнённого горизонта (при низкой приёмистости пласта в компоновку включается пакер). Работы по закачке инвертной эмульсии в пласт выполняются в следующей последовательности:

1. В чистой ёмкости (АЦ или иной ёмкости) готовится суспензия, состоящая из расчётного объёма нефти и материала «Полисил»; приготовление эмульсии осуществляется следующим способом:

- в ёмкость набирается расчётное количество нефти и через эжектор при постоянной циркуляции вводится материал «Полисил» и тщательно перемешивается;
- приготавливается расчётное количество водной фазы с хлористым кальцием;
- при постоянной циркуляции углеводородной фазы через эжектор вводится приготовленная водная фаза и перемешивается до получения однородной эмульсии.

2. После этого открывают затрубную и устьевую задвижки (при наличии в компоновке пакера открыть только устьевую задвижку) и закачивают в НКТ полученную эмульсию в объёме, равном объёму внутреннего пространства НКТ. Жидкость из затрубного пространства направляется в летнее время в выкидную линию или водовод, а в зимнее – в специально приспособленную для этих целей ёмкость (при наличии в компоновке пакера эмульсия продавливается в пласт при закрытой затрубной задвижке).

3. Закрывают затрубную задвижку и закачивают в заливные трубы оставшийся объём эмульсии, продавливая её в пласт под давлением продавочной жидкостью. Объём продавочной жидкости пластовой воды (нефти) составляет объём внутреннего пространства НКТ.

4. После продавки всего объёма инвертной эмульсии «Полисил» в пласт закрывают задвижки и останавливают скважину на реагировании на 24 часа.

5. Проводят заключительные работы, спускают подземное скважинное оборудование, запускают скважину. Дальнейшую её эксплуатацию производят в обычном режиме в соответствии с планом геолого-технологической службы нефтегазодобывающего предприятия.

Применение цементных растворов для изоляции обводнившихся пропластков

Методы цементирования обводнившихся пропластков сводятся к задавливанию цементной суспензии в пути водопритоков по заливающим трубам, при этом образуется экран, не разрушающийся в течение длительного времени в пластовых условиях. Обобщение результатов применения данной технологии водоизоляционных работ показало, что механизм ограничения поступления воды в добывающие скважины из продуктивных горизонтов основывается на отключении обводнённого пропластка, либо заполнении крупных трещин в матрице пласта и каналов движения воды в заколонном пространстве.

Объектом применения данной технологии выбираются скважины, в которых с достаточно высокой точностью в результате проведения промыслово-геофизических работ определён источник обводнения и его местоположение.

Ремонтируемая скважина должна удовлетворять следующим необходимым техническим требованиям:

- интервал перфорации и зумпф должны быть свободны от осадка предметов;
- обсадная колонна скважин за исключением интервала перфорации должна быть герметична;
- на стенках эксплуатационной колонны не должны быть отложения парафина, минеральных солей, продуктов коррозии металла;
- шаблон, имеющий диаметр на $(6 \div 7) \cdot 10^{-3}$ м меньше, чем внутренний диаметр обсадных труб, должен проходить до искусственного забоя;
- приёмистость по воде превышает $180 \text{ м}^3/\text{сут.}$ при давлении нагнетания на устье не более 10 МПа.

При проведении данной технологии водоизоляционных работ применяют тампонажный цемент, состоящий из смеси вяжущих веществ (портландцемента, шлака, извести и т.д.), минеральных (кварцевого песка, асбеста, глины и других) или органических (отходов целлюлозного производства и других) добавок, способствующих образованию после затворения с водой или другой жидкостью раствора, затвердевающего в прочный цементный камень.

Для цементирования скважин используют различные сорта портландцемента, показатели которого определяются техническими условиями (табл. 4).

Таблица 4 – Свойства тампонажных цемента, применяемых при проведении РИР

Показатель	ПЦТ I-G		ПЦТ I-50	
	22 ± 2 °С	75 ± 3 °С	22 ± 2 °С	75 ± 3 °С
Водоцементное отношение	0,44	–	0,5	
Удельная поверхность, м ² /кг	370	–	305	
Выход цементного раствора из 1000 кг материала, м ³	0,77	–	0,83	
Плотность раствора, кг/м ³	1900	–	1810	
Условная водоотдача, см/30 мин.	210	–	200	
Водоотделение, %	0,8	–	0	
Сроки схватывания, ч.-мин.				
начало	5–00	2–45	4–55	2–15
конец	6–40	3–30	6–40	2–45
Прочность цементного камня через 24 часа при 75 °С				
изгиб	–	4,0	–	2,7
сжатие	–	37,4	–	17,3

Тампонажные цементы должны обладать замедленным началом схватывания, ускоренным началом твердения с соответствующей этому моменту высокой прочностью, низкой проницаемостью после схватывания и твердения, а также большой текучестью.

На схватывание цементного раствора в скважине влияет водоцементное соотношение, степень помола, присутствие и состав воды, нефти и газа, температура и давление. С помощью различных химических реагентов можно регулировать плотность тампонажного раствора (для уменьшения – гипан, бентонитовые глинопорошки и т.д.; для увеличения – барит, магнетит, гематит, кварцевый песок и другие) и прочность цементного камня.

При проведении цементировочных работ применяется следующая техника:

- цементировочный агрегат ЦА-320 для закачки и продавливания тампонажных растворов в скважину;
- цементосмесительная машина СМ-4М для транспортирования сухих тампонажных материалов и механизированного приготовления;
- автоцистерны АЦ для доставки жидкости затворения и продавочной жидкости.

Проведению изоляции водопритоков предшествуют подготовительные работы, аналогичные вышеприведённым технологиям. При этом обвязка устья спецтехникой немного проще за счёт того, что нет необходимости использования буфера при закачке изолирующего материала.

После осуществления этих операций низ заливочных труб устанавливается на глубину не менее 20 м выше интервала изолируемого пласта. Расчётный объём цемента доводится до башмака НКТ при открытой затрубной задвижке на 1/3 или не менее в зависимости от объёма раствора (иначе его скорость течения по трубам будет ниже производительности ЦА-320), тем самым исключается получение вакуумной пробки.

Далее затрубная задвижка закрывается, тампонажный материал продавливается в пласт под давлением, не превышающим опрессовочное. Не меняя глубины, производится срезка цементного раствора с противодавлением на пласт (4–5 МПа). Колонна НКТ поднимается на безопасную глубину, и скважина оставляется под давлением ОЗЦ.

После этого проводят перфорацию нефтенасыщенных интервалов пласта, определяют их приёмистость и при необходимости производят обработку призабойной зоны пласта с целью увеличения их продуктивности.

Последним этапом ремонта по ограничению притока воды в скважину являются заключительные работы, которые заканчиваются запуском скважинного оборудования.

Анализ эффективности применения технологий по отключению обводнившихся пропластков на Южно-Ягунском месторождении

Ремонтно-изоляционные работы составляют 30–40 % от всего объёма капитальных ремонтов, производимых в НГДУ «Когалымнефть», при этом их доля в последние годы постоянно увеличивается, что связано с длительными сроками эксплуатации скважин и вытекающими отсюда разнообразными причинами. Данный вид работ проводится как на неработающем фонде скважин (бездействие, консервация) с целью ввода их в работу, так и на действующем для улучшения режимов выработки продуктивных пластов.

В 2016 году наибольшее количество ремонтов составили работы по селективной изоляции с целью отключения притока воды. Это 33 ремонта или 55 % от всех РИР. При этом применялось несколько видов реагентов, различных по принципу своего действия: в 25 скважинах (75 %) для изоляции обводнившихся пропластков использовали кремнийорганическое соединение АКОР-Б100, в 4 скважинах (12,5 %) впервые применяли в качестве эксперимента инвертную эмульсию на основе материала «Полисил» и на 4 скважинах (12,5 %) отключение водопроявляющих интервалов пласта проводили закачкой цементного раствора (табл. 5).

Нельзя не сказать, что в 2015 году около половины ремонтов, связанных с селективной изоляцией пластов, проводили с помощью цементной заливки, а в 2014 году – более 70 %. Такое сокращение использования этого материала, несмотря на низкую стоимость для данного вида работ, объясняется тем, что цементирование может дать положительные результаты при изоляции притока воды только в некоторых случаях, например, когда требуется отсечь какой-то участок пласта и перейти на вышележащий горизонт. Однако со временем, когда перфорация будет сделана у кровли пласта, оставшаяся в обводнившемся пласте нефть окажется потерянной.

Использование цементных растворов для ограничения притока воды не может быть высокоэффективным из-за:

- их низкой фильтруемости и невозможности проникновения в пласт на достаточную глубину;
- высокой плотности, что может вызвать их поглощение и гидроразрыв пласта;
- высокой фильтратоотдачи (ухудшения подвижности раствора, кольматации продуктивной зоны и усложнения освоения скважины);
- низкой механической и ударной прочности (растрескивание камня при повторной перфорации, приложении депрессий);
- низкой коррозионной стойкости и т.д.

Даже если работы прошли успешно, то продолжительность ремонтно-изоляционных работ довольно большая (в 2016 году составила в среднем 626 часов), что часто связано с трудностью закачки дисперсного материала, повторной перфорацией, трудностью освоения (часто не удаётся освоить скважину), повторностью закачек; небольшим приростом добычи нефти, если он есть (1,32 тонн/сут. в 2016 году); низкой успешностью (в среднем 30–60 %), надёжностью (продолжительность эффекта не превышает 6 месяцев) и экономическому эффекту, который достигается не более чем на 20 % скважин. Отмеченное ставит под сомнение экономическую целесообразность таких работ. При продолжительности ремонта 20 дней или больше или при повторной закачке прибыль может быть отрицательной даже при дополнительной добыче нефти. Несмотря на низкую стоимость цемента, затраты на устранение причин обводнения могут быть весьма значительными и не окупятся.

Поэтому на Южно-Ягунском месторождении в последние годы для повышения эффективности водоизоляционных работ стали применять новые реагенты. Как уже было сказано выше, в 2016 году впервые использовали на 4 скважинах инвертную

эмульсию на основе материала «Полисил», при этом все ремонты оказались успешными (затраченное время на одну обработку – 463 часа), прирост дебита в среднем составил 2,58 тонн/сут., обводнённость продукции упала на 2,18–12,84 %, продолжительность эффекта по скважине № 5046 превысила 8,8 месяцев, по остальным он также продолжается. Дополнительная добыча нефти на конец 2016 года за счёт данного мероприятия составила 1612,6 тонн. Для внедрения данной технологии и оценки её эффективности необходимо большее количество отремонтированных скважин и более длительный срок эксплуатации в послеремонтный период.

За последние годы на Южно-Ягунском месторождении в качестве основного реагента по ограничению притока воды в добывающие скважины из продуктивных пластов стали применять АКОР-Б100 и в 2016 году его использовали при 25 ремонтах. Это обусловлено тем, что этот кремнийорганический компонент по своим свойствам и объёмам применения занимает одно из ведущих мест среди водоизоляционных материалов, что определяется целым комплексом его физико-химических и технологических свойств. Составы широко испытаны и доказали свою эффективность при всех видах обводнения (по прослоям, пласту, подошвенном).

За 2016 год при использовании данного реагента средний прирост дебита нефти составил 2,82 тонн/сут., обводнённость была снижена в некоторых случаях со 100 % до 63,81 % (скважина № 3101), при этом дополнительно добыто 19967 тонн нефти. Успешность ремонтов, проведённых в этом году, равна 88 % (22 скважины из 25). На одну скважино-операцию в среднем затрачено 408 часов, что на 35 % меньше, чем при цементировании. Эффект завершился на 5 скважинах и в среднем составил 275 сут., т.е. более 9 месяцев.

Анализируя изменение профилей притока до и после проведения ремонта, можно сказать, что наибольшее увеличение дебита нефти наблюдается в тех случаях, когда высокообводнёнными являются средние или верхние пропластки (скважины №№ 3101, 1820 и 1768). Интервал перфорации является неоднородным по толщине, в результате этого произошло обводнение высокопроницаемых пропластков, по которым вода поступает в скважину. После закачки АКОР-Б100 происходит изменение профиля притока, и в разработку включаются новые нефтенасыщенные интервалы пласта, после этого увеличился дебит нефти, а приток воды снизился.

Рассматривая остальные успешные ремонты, в которых рост дебита нефти не превысил 2 тонн/сут., в большинстве случаев полной изоляции обводнённых интервалов не происходило, наблюдалось лишь процентное перераспределение притока жидкости между ними, за счёт чего незначительно увеличивался дебит нефти, а невыработанные пропластки так и не включались в фильтрацию. Типичным примером данного процесса является РИР на скважине № 566.

Анализируя ремонты на скважинах №№ 2736, 5085 и 804, можно сказать, что основной причиной их неуспешности является относительная однородность перфорированного продуктивного пласта. В результате этого приток воды происходил по всему интервалу перфорации, поэтому после закачки водоизолирующего реагента произошло снижение продуктивности по всей толщине, из-за этого снижался дебит жидкости, а обводнённость оставалась на прежнем уровне или даже увеличивалась.

В заключение анализа эффективности применения АКОР-Б100 для селективной изоляции водопроявляющих пластов, можно сделать вывод о достаточно приемлемых результатах, получаемых после проведения РИР данным реагентом. Но нельзя не сказать, что этот кремнийорганический материал использовался и на других месторождениях, расположенных в различных частях нашей страны, в том числе и на Покачевском, которое находится относительно недалеко от Южно-Ягунского и разрабатывается ТПП «Лангепаснефтегаз». При этом эффективность использования АКОР-Б100 была выше: продолжительность эффекта превышала 12 месяцев, дебит нефти увеличивался с 2 до 32 тонн/сут., обводнённость падала с 92 до 33 %.

Таким образом, достигнутый уровень эффективности применения АКОР-Б100 на Южно-Ягунском месторождении – не предел, поэтому необходимо проводить научные и промысловые исследования в данном направлении, так как оно в будущем является достаточно перспективным.

Таблица 5 – Сведения о результатах РИР по отключению обводнившихся пропластков проведенных на Южно-Ягунском месторождении за 2016 год

Скважина	Материал	Дебит нефти, тонн/сут.		Обводненность, %		Дополнительная добыча нефти на конец года, ТОНН	Продолжительность эффекта, сут.	Затраченное время, час.	Затраты на ремонт, тыс. руб.
		до	после	до	после				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1820	АКОР-Б100	0	7,50	100	84,39	2536,0	324	330	681,50
860	АКОР-Б100	0,20	1,89	99	97,50	892,4	314, продол.	312	815,88
869	АКОР-Б100	0	1,44	100	94,43	752,8	276	432	752,30
951	АКОР-Б100	0,22	4,65	99	96,29	1446,3	267, продол.	364	859,04
5029	АКОР-Б100	1,00	4,85	97	82,33	1693,8	214, продол.	452	634,21
3101	АКОР-Б100	0	12,18	100	63,81	2965,5	268, продол.	530	736,16
1013	АКОР-Б100	0	1,62	100	98,00	783,2	286	432	756,42
1768	АКОР-Б100	0	6,20	100	90,24	1961,4	276	360	941,40
448	АКОР-Б100	0,50	5,32	99	92,00	1420,0	242, продол.	528	657,34
566	АКОР-Б100	0	1,24	100	96,75	582,4	216	336	878,64
2736	АКОР-Б100	0,16	0,11	99	99,17	0	не успеш.	456	821,37
1481	АКОР-Б100	4,00	7,60	82	53,91	889,7	164, продол.	312	815,88
606	АКОР-Б100	1,00	3,42	98	90,74	602,2	152, продол.	384	689,37
805	АКОР-Б100	2,00	5,07	90	84,12	1014,5	184, продол.	366	957,09
5085	АКОР-Б100	7,00	5,70	93	93,38	0	не успеш.	484	923,46
1803	АКОР-Б100	1,00	4,68	97	93,11	653,3	126, продол.	408	672,34
883	АКОР-Б100	0,30	1,23	99	96,11	212,0	94, продол.	324	847,26
804	АКОР-Б100	3,00	0,36	93	99,04	0	не успеш.	526	926,50
748	АКОР-Б100	0,57	1,64	99	97,03	315,7	86, продол.	358	693,72
992	АКОР-Б100	1,00	4,00	97	84,00	425,9	82, продол.	386	724,61
586	АКОР-Б100	0,50	1,62	99	97,17	156,2	72, продол.	504	824,26
1500	АКОР-Б100	0,20	3,64	95	87,60	264,2	63, продол.	432	934,47
452	АКОР-Б100	1,00	4,00	97	84,00	196,3	42, продол.	384	657,33
1747	АКОР-Б100	0,30	3,83	99	89,77	136,1	28, продол.	410	787,54

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2431	АКОР-Б100	0,20	0,98	99	97,50	68,0	18, продол.	456	687,25
5046	Полисил	0,33	1,68	99	96,31	536,4	264, продол.	480	865,32
1089	Полисил	0,54	4,43	99	86,16	624,2	186, продол.	532	761,24
1111	Полисил	2,00	5,50	96	95,69	324,4	146, продол.	432	802,79
741	Полисил	2,00	3,04	93	90,82	127,6	96, продол.	408	941,32
1623	цемент	0,80	98,00	2,24	92,00	658,4	268	724	1320,10
1452	цемент	0,42	99,00	0,4	99,00	0	не успеш.	546	1067,23
854	цемент	0,66	99,00	1,23	98,00	462,1	224, продол.	601	985,34
5154	цемент	2,00	95,00	4,03	82,40	200,0	116, продол.	634	1236,14

Определение и прогнозирование условий эффективного применения АКОР-Б100 на Южно-Ягунском месторождении

Как уже было сказано ранее, ремонтно-изоляционные работы по отключению обводнившихся высокопроницаемых пропластков являются технологически сложно исполняемым и дорогостоящим мероприятием, поэтому необходимо повышать их успешность и эффективность. Для этого нужно знать оптимальные геолого-физические условия применения данной технологии, чётко представлять механизм процессов, происходящих при формировании водоизоляционного экрана, и факторы, влияющие на его качество.

Результат отключения водопроявляющих интервалов продуктивного пласта зависит от различных по значимости неуправляемых (глубина, нефтенасыщенность, температура и т.д.) и управляемых (давление закачки, приёмистость и др.) факторов. Их многообразие обуславливает стохастическую природу успешного исхода данной операции. Методы математической статистики позволяют оценить факторы по значимости и выявить пределы их изменения, сопутствующие эффективному проведению ремонта.

Для процессов подобного рода особую важность приобретает задача классификации, т.е. распознавание образов скважин с успешными (в нашем случае увеличение дебита нефти после ремонта более 2 тонн/сут.) и менее успешными (прирост дебита нефти меньше 2 тонн/сут.) ремонтами.

При построении классификатора необходимо выделить те факторы, которые несут информацию, специфичную для каждого класса, т.е. являются информативными. Для этого необходимо проверить наличие различий в средних значениях данных в выборках, взятых из каждого класса по этому фактору. Если различия не будет, то данный фактор для обоих классов принимает в среднем одинаковые значения.

Одним из методов для подобной проверки является метод Манна-Уитни, сущность которого заключается в том, что берутся две выборки, состоящие из n и m наблюдений, для скважин с приростом дебита нефти после ремонта меньше и больше 2 тонн/сут. Все эти наблюдения записываются в порядке возрастания значений, и в результате получаем некоторый ряд, содержащий n данных из первой выборки и m – из второй. Если две выборки неразличимы по средним значениям, то получение различных последовательностей равновероятно; если они берутся из разных совокупностей, то следует ожидать, что возникнет ряд, в котором значения из одной выборки будут скапливаться на одном конце ряда, а данные из другой – на втором.

Чтобы установить это, необходимо вычислить значение критерия Манна-Уитни U , которое связано с вычислением меньшей величины числа инверсий для двух совокупностей. Инверсиями для подобных рядов являются нарушения в порядке расположения чисел.

После определения инверсий для двух выборок выбирают наименьшую и вычисляют величину Z , которая представляет собой нормированную величину, распределённую по нормальному закону. Зная число Z , по графику (рис. 4) определяют уровень значимости для полученного Z . Таким образом, можно с определённым уровнем вероятности ответить на вопрос о наличии у данных двух совокупностей различия в средних значениях, т.е. насколько анализируемый фактор информативен для использования в задаче распознавания образов.

Для построения классификатора отбирают факторы, у которых по критерию Манна-Уитни есть различия в средних значениях больше, чем с 70 % уровнем вероятности.

Для анализа возьмём те факторы, которые традиционно фиксируются при эксплуатации скважины и проведении ремонтно-изоляционных работ:

- X_1 – глубина продуктивного пласта, м;
- X_2 – перфорированный интервал пласта, м;
- X_3 – обводнённая часть пласта, доли ед.;
- X_4 – дебит нефти до ремонта, тонн/сут.;
- X_5 – дебит жидкости до ремонта, тонн/сут.;
- X_6 – обводнённость продукции скважины, %;
- X_7 – накопленный отбор нефти, тонн;
- X_8 – водонефтяной фактор (ВНФ), ед.;

- X_9 – температура в интервале изоляционных работ, °С;
 X_{10} – приёмистость продуктивного пласта, м³·сут./МПа;
 X_{11} – объём закачанного реагента АКОР-Б100, м³;
 X_{12} – давление продавки водоизолирующего компонента, МПа;
 X_{13} – давление ожидания застывания состава (ОЗС), МПа.

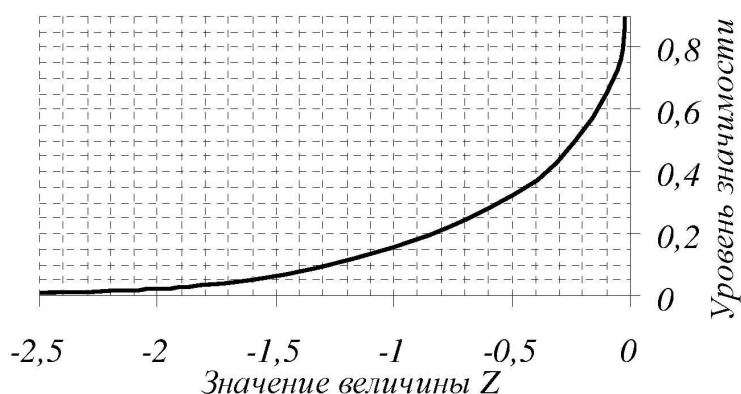


Рисунок 4 – Зависимость уровня значимости от величины Z

Данные по ремонтам скважин, проведённых с целью отключения интервалов притока воды в 2016 году, приведены в таблице 6.

В качестве примера рассчитаем по критерию Манна-Уитни информативность фактора. Для этого из классов скважин с приростом дебита менее и более 2 тонн/сут. случайным образом отберём по 10 объектов. Для X_5 имеем следующие значения в выборках:

- дебит нефти до 2 тонн/сут. – 16, 30, 57, 20, 57, 30, 50, 60, 50, 20;
- дебит нефти более 2 тонн/сут. – 22, 51, 4, 51, 110, 26, 34, 58, 44, 41.

Составим ряд (табл. 7) и для значений X_5 определим инверсии.

Таблица 7 – Определение инверсии для выборки по фактору X_5

Инверсии	Дебит нефти до 2 тонн/сут.	Дебит нефти более 2 тонн/сут.	Инверсии
		4	
1	16		
1	20		
1	20		
		22	3
		26	3
3	30		
3	30		
		34	5
		41	5
		44	5
6	50		
6	50		
		51	7
		55	7
8	57		
8	57		
		58	9
9	60		
		110	10

Таблица 6 – Данные по ремонтно-изоляционным работам, проведённым на Южно-Ягунском месторождении в 2016 году

№ скважины	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆	X ₇	X ₈	X ₉	X ₁₀	X ₁₁	X ₁₂	X ₁₃	Y
860	2532,0	7,6	0,64	0,20	20	99	59840	2,31	65	4,23	3,0	12	10	1,89
951	2563,0	14,2	0,50	0,22	22	99	66908	1,22	67	2,15	2,4	12	12	4,65
1820	2467,5	7,0	0,51	0	51	100	64199	0,88	69	2,21	3,2	12	12	7,50
3101	2633,0	8,0	0,23	0	34	100	20707	2,57	78	2,60	4,0	10	8	12,18
869	2506,0	12,0	0,24	0	50	100	161991	0,42	74	4,32	2,3	12	12	1,44
5029	2682,0	4,0	1,00	1,00	33	97	31286	0,26	79	3,44	2,0	12	12	4,85
1013	2598,5	17,0	1,00	0	57	100	113718	1,12	73	2,72	1,7	10	8	1,62
1768	2593,8	14,8	0,41	0	41	100	126729	1,24	72	5,23	2,0	9	9	6,20
448	2389,8	4,5	0,56	0,50	55	99	25346	0,58	64	2,64	2,2	12	12	5,32
566	2565,5	6,0	0,57	0	30	100	65231	1,16	69	3,56	2,4	10	10	1,24
2736	2468,0	3,0	1,00	0,16	16	99	137374	1,04	71	2,86	2,0	10	8	0,11
1481	2415,5	5,0	1,00	4,00	35	82	49463	0,46	68	3,42	2,7	10	10	7,60
606	2562,4	8,8	0,68	1,00	58	98	35698	0,72	71	3,86	3,2	12	12	3,42
805	2635,0	7,0	1,00	2,00	26	90	28653	0,93	66	3,21	2,5	10	8	5,07
5085	2420,5	7,0	0,93	7,00	110	93	26487	0,70	64	6,23	4,0	9	8	5,70
1803	2542,5	11,0	0,93	1,00	35	97	46328	0,92	70	3,16	2,0	10	10	4,68
883	2589,0	6,4	0,44	0,30	30	99	71236	0,79	67	2,83	2,0	12	12	1,23
804	2569,8	2,5	0,60	3,00	50	93	124563	1,14	74	3,62	3,0	12	10	0,36
748	2442,0	8,9	0,83	0,57	57	99	49365	1,26	73	4,31	2,6	10	8	1,64
992	2634,0	9,6	0,90	1,00	44	97	15364	0,67	69	3,52	2,7	10	10	4,00
586	2634,0	7,2	1,00	0,50	60	99	58647	0,83	76	4,23	2,0	8	8	1,62
1500	2518,0	10,0	0,20	0,20	4	95	37694	0,65	71	2,20	2,0	12	12	3,64
452	2407,5	15,0	0,82	1,00	44	97	59873	0,77	65	3,52	3,0	10	8	4,00
1747	2446,6	16,6	0,45	0,30	30	99	36579	0,39	68	2,84	2,2	12	10	3,83
2431	2565,5	3,0	1,00	0,20	20	99	114374	1,10	72	2,61	2,0	12	10	0,98

Из таблицы 7 следует:

$$U_1 = 1+1+1+3+3+6+6+8+8+9 = 46;$$

$$U_2 = 3+3+5+5+5+7+7+9+10 = 54;$$

$$U = 46.$$

По найденному минимальному значению U рассчитываем величину Z по следующей формуле:

$$Z = \frac{U - \frac{m \cdot n}{2} - \frac{1}{2}}{\sqrt{\frac{m \cdot n \cdot (m + n + 1)}{12}}} = \frac{46 - \frac{10 \cdot 10}{2} - \frac{1}{2}}{\sqrt{\frac{10 \cdot 10 \cdot (10 + 10 + 1)}{12}}} = 0,58. \quad (2)$$

По графику (рис. 4) находим уровень значимости, равный 0,29, следовательно, с уровнем вероятности 0,71 можно утверждать о существовании различия в средних значениях фактора X_5 в выборках.

Результаты расчёта различия в средних значениях для выбранных факторов сведены в таблицу 8, из которой видно, что для них всех наблюдается различие в средних значениях с уровнем вероятности больше 70 %, т.е. они информативны для использования их в построении классификатора.

Таблица 8 – Различие в средних значениях выбранных факторов

Фактор	Z критерий	Уровень вероятности	Фактор	Z критерий	Уровень вероятности
X_1	- 2,31	0,97	X_8	- 1,17	0,82
X_2	- 1,10	0,86	X_9	- 1,32	0,87
X_3	- 1,63	0,93	X_{10}	- 1,10	0,86
X_4	- 1,93	0,97	X_{11}	- 2,15	0,97
X_5	- 0,58	0,71	X_{12}	- 1,85	0,89
X_6	- 0,96	0,83	X_{13}	- 1,90	0,90
X_7	- 2,99	0,98			

Задачу распознавания образов будем решать при помощи диагностической процедуры в следующей последовательности:

- разбиваем значения i -го фактора на 10 интервалов и фиксируем частоту попадания его значений по интервалам в классы A и B n_{iA} и n_{iB} , при этом к классу A отнесём скважины, у которых прирост дебита за счёт проведения ремонта увеличился менее чем на 2 тонн/сут., а к B – более;
- рассчитываем вероятностные частоты по формулам:

$$P(X_{iA}) = \frac{n_{iA}}{\sum n_{iA}}; \quad (3)$$

$$P(X_{iB}) = \frac{n_{iB}}{\sum n_{iB}}; \quad (4)$$

- при вычислении диагностических коэффициентов пользуются сглаженными частотами, которые считают следующим образом:

$$\bar{P}(X_{iA}^j) = \frac{1}{10} \cdot [P(X_{iA}^{j-2}) + 2P(X_{iA}^{j-1}) + 4P(X_{iA}^j) + 2P(X_{iA}^{j+1}) + P(X_{iA}^{j+2})]; \quad (5)$$

$$\bar{P}(X_{iB}^j) = \frac{1}{10} \cdot [P(X_{iB}^{j-2}) + 2P(X_{iB}^{j-1}) + 4P(X_{iB}^j) + 2P(X_{iB}^{j+1}) + P(X_{iB}^{j+2})]; \quad (6)$$

- определяем диагностические коэффициенты по формулам:

$$DK(X_i) = 10 \cdot \log \frac{P(X_{iA})}{P(X_{iB})}; \quad (7)$$

Таблица 9 – Расчёт информативности фактора X_2

№ интервала	Интервал		Частота попадания		Частота, %						$\frac{P(X_{1A})}{P(X_{1B})}$	DK	I(X_1)
	от	до	A	B	вероятная			сглаженная					
					A	B	A	B	A	B			
1	1,4	3,3	5	0	0,50	0,00	0,21	0,06	3,500	5,441	0,408		
2	3,3	5,2	0	3	0,00	0,20	0,14	0,13	1,050	0,212	0,001		
3	5,2	7,1	1	3	0,10	0,20	0,13	0,16	0,813	-0,902	0,014		
4	7,1	9,0	2	2	0,20	0,13	0,11	0,15	0,750	-1,249	0,023		
5	9,0	10,9	0	2	0,00	0,13	0,07	0,12	0,583	-2,341	0,059		
6	10,9	12,8	1	1	0,10	0,07	0,06	0,10	0,600	-2,218	0,044		
7	12,8	14,7	0	1	0,00	0,07	0,03	0,09	0,321	-4,929	0,156		
8	14,7	16,6	0	3	0,00	0,20	0,03	0,10	0,300	-5,229	0,183		
9	16,6	18,5	1	0	0,10	0,00	0,04	0,05	0,857	-0,669	0,002		
10	18,5	20,4	0	0	0,00	0,00	0,02	0,02	1,000	0,000	0,000		
Итого			10	15	1,00	1,00	0,84	0,98	Σ /		0,889		

- находим информативность фактора по интервалам:

$$I(X_i) = \frac{1}{2} \cdot DK(X_i) \cdot [\bar{P}(X_{iA}) - \bar{P}(X_{iB})]; \quad (8)$$

- информативность фактора в целом находится как сумма его информативностей по интервалам:

$$I(X_i) = \sum I(X_i); \quad (9)$$

В качестве примера проведём расчёт информативности для фактора X_2 , который сведём в таблицу 9.

Аналогичным образом проводим расчёт диагностических коэффициентов и информативности по всем факторам и сводим результат в диагностическую таблицу 10.

Таблица 10 – Диагностическая таблица

Фактор X_i	Интервал изменения X_i		Диагностический коэффициент $DK(X_i)$	Информативность I
	от	до		
1	2	3	4	5
X_7	0	17	- 11,027	0,643
	17	34	- 6,564	0,580
	34	51	- 3,388	0,220
	51	68	- 0,177	0,001
	68	85	1,761	0,038
	85	102	4,771	0,159
	102	119	7,782	0,389
	119	136	6,154	0,256
	136	153	8,751	0,379
	153	170	10,212	0,323
Информативность по фактору $X_7 = 2,989$				
X_1	2389,7	2436,1	5,149	0,429
	2436,1	2482,5	2,953	0,182
	2482,5	2528,9	- 1,091	0,022
	2528,9	2575,3	- 4,523	0,332
	2575,3	2621,7	- 9,700	0,808
	2621,7	2668,1	- 1,249	0,002
	2668,1	2714,5	0,792	0,003
	2714,5	2760,9	4,771	0,191
	2760,9	2807,3	4,771	0,032
	2807,3	2853,7	0	0
Информативность по фактору $X_1 = 2,0$				
X_9	60	62	5,378	0,439
	62	64	1,549	0,046
	64	66	- 0,628	0,007
	66	68	- 2,553	0,102
	68	70	- 3,010	0,105
	70	72	- 5,229	0,183
	72	74	- 6,021	0,090
	74	76	- 6,021	0,090
	76	78	1,761	0,018
	78	80	5,441	0,272
Информативность по фактору $X_9 = 1,354$				

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5
X_6	90	91	- 7,782	0,195
	91	92	- 3,010	0,030
	92	93	- 0,669	0,002
	93	94	- 1,249	0,004
	94	95	- 7,782	0,195
	95	96	0	0
	96	97	- 3,882	0,168
	97	98	0,300	0,001
	98	99	2,730	0,191
	99	100	2,775	0,157
Информативность по фактору $X_6 = 0,940$				
X_5	0	6	- 4,260	0,035
	6	12	3,010	0,030
	12	18	4,771	0,159
	18	24	2,430	0,073
	24	30	0	0
	30	36	- 4,437	0,237
	36	42	- 5,006	0,217
	42	48	- 2,576	0,073
	48	54	1,461	0,029
	54	60	1,761	0,047
Информативность по фактору $X_5 = 0,900$				
X_2	1,4	3,3	5,441	0,408
	3,3	5,2	0,212	0,001
	5,2	7,1	- 0,902	0,014
	7,1	9,0	- 1,249	0,023
	9,0	10,9	- 2,341	0,059
	10,9	12,8	- 2,218	0,044
	12,8	14,7	- 4,929	0,156
	14,7	16,6	- 5,229	0,183
	16,6	18,5	- 0,669	0,002
	18,5	20,4	0	0
Информативность по фактору $X_2 = 0,889$				
X_4	0	0,4	1,899	0,108
	0,4	0,8	1,035	0,024
	0,8	1,2	- 2,449	0,102
	1,2	1,6	- 6,368	0,212
	1,6	2,0	0	0
	2,0	2,4	- 1,249	0,002
	2,4	2,8	4,771	0,032
	2,8	3,2	4,771	0,064
	3,2	3,6	- 1,249	0,004
	3,6	4,0	- 7,270	0,158
Информативность по фактору $X_4 = 0,705$				

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5
X_3	0,20	0,28	- 3,802	0,133
	0,28	0,36	- 3,979	0,119
	0,36	0,44	- 2,576	0,073
	0,44	0,52	- 2,576	0,073
	0,52	0,60	0,714	0,006
	0,60	0,68	1,303	0,015
	0,68	0,76	2,553	0,034
	0,76	0,84	2,272	0,042
	0,84	0,92	2,730	0,064
	0,92	1,00	2,926	0,122
Информативность по фактору $X_3 = 0,681$				
X_8	0	0,3	- 4,523	0,166
	0,3	0,6	- 1,871	0,065
	0,6	0,9	- 1,037	0,029
	0,9	1,2	1,761	0,079
	1,2	1,5	2,041	0,061
	1,5	1,8	4,191	0,091
	1,8	2,1	1,761	0,003
	2,1	2,4	1,761	0,003
	2,4	2,7	1,761	0,006
	2,7	3,0	1,761	0,012
Информативность по фактору $X_8 = 0,580$				
X_{10}	2,0	2,5	- 0,310	0,002
	2,5	3,0	- 1,112	0,026
	3,0	3,5	- 2,632	0,088
	3,5	4,0	1,154	0,027
	4,0	4,5	4,357	0,276
	4,5	5,0	4,771	0,159
	5,0	5,5	0,792	0,003
	5,5	6,0	0	0
	6,0	6,5	0	0
	6,5	7,0	0	0
Информативность по фактору $X_{10} = 0,518$				
X_{11}	1,60	1,84	0	0
	1,84	2,08	0	0
	2,08	2,32	1,249	0,025
	2,32	2,56	0,435	0,003
	2,56	2,80	- 0,378	0,002
	2,80	3,04	0,134	0
	3,04	3,28	- 3,291	0,093
	3,28	3,52	- 6,990	0,280
	3,52	3,76	0	0
	3,76	4,00	0	0
Информативность по фактору $X_{11} = 0,403$				

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5
X ₁₃	8,0	8,4	1,498	0,035
	8,4	8,8	0,792	0,005
	8,8	9,2	0	0
	9,2	9,6	0,792	0,005
	9,6	10,0	1,498	0,035
	10,0	10,4	- 3,010	0,120
	10,4	10,8	- 3,010	0,060
	10,8	11,2	- 3,010	0,030
	11,2	11,6	1,761	0,012
	11,6	12,0	1,761	0,020
Информативность по фактору X ₁₃ = 0,326				
X ₁₂	8,0	8,4	4,771	0,064
	8,4	8,8	- 1,249	0,004
	8,8	9,2	- 2,711	0,059
	9,2	9,6	- 1,249	0,017
	9,6	10,0	- 0,348	0,002
	10,0	10,4	0	0
	10,4	10,8	0	0
	10,8	11,2	0,300	0
	11,2	11,6	0,300	0,001
	11,6	12,0	0,300	0,002
Информативность по фактору X ₁₂ = 0,149				

Для повышения эффективности и успешности РИР по изоляции притока воды из продуктивного пласта недостаточно знать наиболее информативные и оптимальные условия и параметры применения данной технологии, необходимо уметь прогнозировать результат проводимых работ. Это также можно сделать с помощью различных методов статистической обработки промысловой информации, в частности, методом регрессионного анализа.

Анализируя результаты проведённых расчётов, можно увидеть, что наиболее информативными факторами оказались геологические свойства пласта и режим работы скважины до ремонта. Накопленный отбор нефти (X₇) наиболее значимый, чем остальные, при этом из регрессии видно, что он оказывает достаточно высокое отрицательное влияние на результат ремонтно-изоляционных работ. Вероятно, это объясняется тем, что чем больше отобрано нефти из прискважинного участка, тем меньше, соответственно, остаточные запасы, приходящиеся на данную скважину, и вероятность эффективности изоляции притока воды.

Следующий информативный фактор – глубина залегания продуктивного горизонта (X₁), также проявляющий негативное действие. Это, возможно, связано с геологическими характеристиками залежей Южно-Ягунского месторождения, имеющих пластовое сводовое или массивное строение, т.е. они подстилаются подошвенными водами. Чем больше глубина, тем ближе и ВНК, при приближении к которому призабойной зоны добывающей скважины может образоваться «конус» обводнения и в этом случае обычно достаточно сложно и малоэффективно удаётся изолировать приток воды.

Немаловажную роль играют упругие свойства пород, т.е. горное давление, обуславливающее напряжённое состояние в области изоляции. Поэтому при прочих равных условиях нагрузка, разрушающая водоизолирующий экран, увеличивается с глубиной. Но эффект не будет большим и со значительным уменьшением данного фактора. Из таблицы 10 следует, что наилучшие результаты получены в интервале 2480–2670 м.

Это можно объяснить влиянием следующего по информативности параметра – температуры в интервале работ, так как с её увеличением, вероятно, создаются благоприятные условия для проникновения реагента в глубь пласта и формирования водоизоляционного экрана. Улучшаются также и свойства пластовых флюидов, т.е. уменьшается вязкость нефти и увеличивается, соответственно, её подвижность. Оптимальная температура, согласно диагностической таблице, находится в промежутке 66–76 °С.

Рассматривая обводнённость (X_6) продукции и ВНФ (X_8), можно отметить, что их повышенные значения отрицательно влияют на эффект мероприятия. А такие параметры, как величина интервала перфорации (X_2), дебит нефти (X_4) и жидкости (X_5) до ремонта, наоборот, способствуют получению лучших результатов после изоляционных работ.

Следующий информативный фактор – выработанная или обводнённая часть пласта (X_3), который оказывает отрицательное влияние. Это объясняется тем, что чем он больше, тем меньше, соответственно, нефтенасыщенная толщина пласта, а, следовательно, и его потенциальные возможности после проведения ремонта.

Достаточно информативным фактором по результатам расчёта является и приёмистость изолируемого пласта (X_{10}), которая оказывает негативное действие на получение высокого дебита нефти в послеремонтный период. Из диагностической таблицы следует, что лучшие результаты получены в интервале до $3,5 \text{ м}^3 \cdot \text{сут./МПа}$.

Из анализа эффективности РИР с применением кремнийорганических систем следовало, что в малоэффективных случаях в основном не происходило полной изоляции высокообводнённых пропластков. Это можно объяснить недостаточностью водоизолирующего реагента, закачанного в пласт, об этом свидетельствует и положительное влияние объёма продавленной смеси в зону притока воды (X_{11}). Поэтому для увеличения эффективности селективной изоляции АКОР-Б100 необходимо пересмотреть существующие нормативы расчёта количества закачиваемого изоляционного компонента.

Следующим информативным технологическим параметром, положительно влияющим на исход мероприятия, является давление ожидания затвердевания смеси (X_{13}), которому следует уделять повышенное внимание. Многие исследователи считают необходимым поддержание избыточного давления над пластовым при ОЗС, тем самым предотвращается обратный переток продавленного реагента в скважину. Но при этом нельзя бесконечно повышать значение данного фактора, так как после разгрузки обсадной колонны (ОК), испытывающей во время проведения ремонта избыточное внутреннее давление, она будет сжиматься под действием нагрузки от горных пород. Поэтому возможно образование зазора между стенкой ОК и водоизолирующим экраном в зоне изолируемого интервала пласта. Следовательно, есть вероятность возникновения заколонного перетока, в результате которого может в скважину поступать вода из выше- или нижележащих водоносных горизонтов, тем самым уменьшается эффект от ремонта. Оптимальное давление при ОЗС должно быть от 10,0 до 11,2 МПа.

Последним информативным фактором является устьеовое давление при нагнетании реагента, величина которого обуславливает степень заполнения поровых каналов. Согласно таблице 10, существуют некоторые наилучшие значения давления продавки (в данном случае до 10 МПа), превышение которых ухудшает результаты водоизоляционных работ.

Таким образом, проведённый анализ позволил выявить факторы, влияющие на исход данного мероприятия. Управляя ими и подбирая соответствующие условия применения этой технологии, можно повысить эффективность и успешность изоляционных работ с использованием АКОР-Б100.

В заключение следует отметить, что при регрессионном анализе средняя ошибка прогнозируемого дебита нефти от фактического составила 22,8 %, отклонения были как в меньшую, так и в большую сторону. Это связано с недостаточным объёмом выборок (25 скважин) и факторов, влияющих на результат ремонта. Поэтому для более точного прогнозирования и определения эффективности ремонтно-изоляционных работ на Южно-Ягунском месторождении необходим значительно больший объём промысловой информации о режимах работы скважин в послеремонтный период, а также о ремонтах, которые будут проведены в последующие годы.

Совершенствование технологии изоляции обводнённых пропластков кремнийорганическими системами

Совершенствование технологии, а, следовательно, повышение её эффективности и успешности можно осуществлять в различных направлениях, одним из которых и является вышеприведённый, т.е. поиск оптимальных условий и параметров применения существующей технологии.

К другим направлениям можно отнести постоянное стремление увеличить эффект от мероприятия за счёт внедрения новой техники или реагентов, имеющих более лучшие показатели и свойства в области их применения.

Так, например, в последнее время научно-производственной фирмой «НИТПО» разработан новый модифицированный кремнийорганический реагент АКОР-БН102, который также применяют в товарном виде (заводской готовности), но при этом он обладает рядом преимуществ по сравнению с АКОР-Б100:

- лучшая совместимость с водой, водными растворами солей и полимеров;
- практически не образует осадок при совмещении с водой;
- водные растворы обладают лучшими фильтрационными характеристиками в пористых средах;
- обладают более высокими селективными (избирательными) свойствами в отношении обводнённых интервалов пласта;
- имеют более высокие прочностные характеристики и обладают повышенной гидrolитической стойкостью (табл. 11).

Таблица 11 – Сравнение свойств АКОР-Б100 с АКОР-БН102

Показатель	АКОР-Б100	АКОР-БН102
Плотность при 20 °С, кг/м ³	980–1100	980–1100
Динамическая вязкость, 10 ⁻³ Па·с	2–8	3–25
Температура замерзания, °С	ниже – 50	ниже – 50
Способность образования с водой однородной системы	нерасслаивающаяся жидкость	нерасслаивающаяся жидкость
Образование осадка при смешивании с водой при соотношении 1:3, %	< 6,8	0,7–2,0
Коррозионная активность при 20 °С, г/м ² ·ч:		
в товарном виде	1,13	0,38
с водой 1:3	1,17	0,58
Коэффициент селективности, доли ед.	3,1	5,5
Время гелеобразования состава (1:3), ч	5	4–7
Срок хранения, мес.	12	12

Этой же фирмой на основе материала АКОР-Б100 разработан состав АКОР-5, с помощью которого возможно проводить кислотно-изоляционное воздействие на пласт. Всем известны осложнения, которые могут вызвать кислотные обработки пласта с целью интенсификации добычи нефти. В первую очередь, это разрушение призабойной зоны и прорывы воды. Поглощения кислоты наиболее проницаемыми интервалами пласта, что вызывает преждевременное обводнение скважин, увеличивает приток воды в малообводнённые скважины или приводит к их полному обводнению.

Для того чтобы эти осложнения отсутствовали при проведении ОПЗ и предлагается метод кислотно-изоляционного воздействия на пласт с использованием кремнийорганического состава АКОР-5 и закачиваемой за ним кислоты, цель которого – увеличение зоны охвата нефтеносного пласта кислотой для повышения продуктивности скважин, в том числе высокообводнённых, при одновременном ограничении притока воды.

Действие состава АКОР-5 основано:

- на образовании на поверхности частиц породы полисилоксановой плёнки, предохраняющей породу от растворения кислотой, что обеспечивает более глубокую закачку кислоты в пласт;

- на ограничении притока воды в скважину за счёт гидрофобизации и частичного тампонирования водоносного интервала, что улучшает условия закачки кислоты в нефтеносный пласт и глубокого его дренирования.

Таким образом, данный метод помогает решить проблемы равномерной выработки продуктивного пласта за счёт направленного кислотного воздействия; защиты породы в пристволевой части пласта от разрушающего действия кислоты; сохранения реакционной активности кислоты более длительное время для подключения в эксплуатацию наиболее удалённых участков пласта.

Данный материал был применён в необводнённых и высокообводнённых низкодебитных скважинах Краснодарского края. По 14 скважинам после закачки состава АКОР-5, а затем кислоты успешность работ составила 80 % при увеличении дебитов нефти в 3–4 раза и снижении обводнённости в среднем на 15 %.

Таким образом, использование АКОР-БН102 и АКОР-5 на Южно-Ягунском месторождении не потребует значительных капитальных и экономических затрат, за исключением, возможно, стоимостной разницы между реагентами. При этом необходимо отметить, что перед внедрением этих кремнийорганических компонентов следует провести комплекс исследований, направленных на определение оптимальных условий и параметров применения данных реагентов на скважинах Южно-Ягунского месторождения.

Выводы

Текущее состояние разработки Южно-Ягунского месторождения характеризуется наличием большого количества как высокообводнённого, так и бездействующего фонда скважин, многие из которых имеют значительный объём остаточных извлекаемых запасов, но были отключены из-за низкого дебита нефти и высокого процента воды в добываемой продукции.

Для улучшения режимов работы скважин и ввода их в эксплуатацию необходимо проводить РИР по ограничению притока воды. Одной из основных причин роста обводнения скважин является поступление закачиваемой воды в пласт по высокопроницаемым пропласткам.

Для решения этой проблемы на Южно-Ягунском месторождении применяются различные методы. До последнего времени основным из них было цементирование, которое имеет низкие показатели по успешности (30–60 %), надёжности и экономическому эффекту. Поэтому чтобы повысить эти параметры РИР, стали внедрять новые технологии. В 2016 году впервые использовали при 4 ремонтах инвертную эмульсию на основе материала «Полисил». В результате средний прирост нефти составил 2,58 тонн/сут., дополнительная добыча на конец года – 1612,6 тонн.

В последние годы наибольшее применение для изоляции обводнённых интервалов пласта на Южно-Ягунском месторождении получили кремнийорганические системы, в частности, АКОР-Б100, который занимает одно из ведущих мест среди водоизоляционных материалов.

За 2016 год при использовании данного реагента средний прирост дебита нефти составил 2,82 тонн/сут., обводнённость была снижена в некоторых случаях со 100 % до 63, при этом дополнительно добыто 19,7 тыс. тонн нефти. Успешность ремонтов, проведённых в этом году, равна 88 %.

Анализ эффективности показал, что наилучшие результаты получены при отключении верхних и средних пропластков. Применение данной технологии в относительно однородных пластах неэффективно.

Сравнивая результаты использования данного компонента на других месторождениях, можно сказать, что они превышают эффект от ремонтов, проведённых на Южно-Ягунском месторождении. Поэтому необходимо определить оптимальные параметры проведения этой технологии и условия её применения.

Расчёт с помощью метода Манна-Уитни, многофакторного и регрессионного анализа позволил выявить области наиболее эффективного использования АКОР-Б100:

- количество отобранной нефти не более 50 тонн;
- глубина залегания пласта 2480–2670 м;
- температура в интервале работ 66–76 °С;

- дебит жидкости 30–50 м³/сут.;
- интервал перфорации более 5 м;
- ВНФ менее 0,9 раз;
- приёмистость пласта менее 3,5 м³ · сут./МПа;
- давление ОЗС 10,0–11,2 МПа;
- давление продавки менее 10 МПа.

Из анализа применения данного реагента следовало, что у многих скважин не происходило полного отключения водопроявляющих интервалов. Поэтому учитывая данный факт и то, что по результатам расчёта объём закачанного изоляционного компонента положительно влияет на эффект, можно сделать вывод о несоответствии предусмотренного регламентом количества продавливаемого в пласт материала.

К полученным в результате проведённых расчётов выводам следует относиться с определённой степенью достоверности, так как при регрессионном анализе ошибка прогноза эффекта составляет 22,8 %.

Повышение эффективности РИР возможно и путём применения более новых реагентов, например, АКОР-БН102, который обладает более лучшими изоляционными свойствами, или АКОР-5, позволяющий осуществлять кислотно-изоляционное воздействие на пласт. Но их внедрение требует проведения комплекса исследований, направленных на определение оптимальных условий и параметров применения данных реагентов на скважинах Южно-Ягунского месторождения.

Литература:

1. Проект разработки Южно-Ягунского месторождения. – Уфа : БашНИПИнефть, 1995.
2. Авторский надзор за разработкой Южно-Ягунского месторождения. – Тюмень : СибНИИ НП, 2002.
3. Технология проведения РИР с использованием кремнийорганических систем : СТП 5804465-117-2000. – Когалым : УПНП и КРС, 2000. – 76 с.
4. Применение инвертной эмульсии на основе материала «Полисил ДФ» для селективной изоляции обводнённых пластов : СТП 58044-186-2002. – Когалым : УПНП и КРС, 2002. – 63 с.
5. Технология проведения РИР с использованием цементных растворов : СТП 5804465-016-89. – Когалым : УПНП и КРС, 1989. – 87 с.
6. Сведения о проведённых РИР на добывающих скважинах Южно-Ягунского месторождения за 2016 год. – Когалым : НГДУ «Когалымнефть», 2016.
7. Сведения о проведённых промыслово-геофизических исследованиях на добывающих скважинах Южно-Ягунского месторождения за 2016 год. – Когалым : НГДУ «Когалымнефть», 2016.
8. Планы работ на проведение ремонтно-изоляционных работ. – Когалым : УПНП и КРС, 2016.
9. Годовой отчёт деятельности НГДУ «Когалымнефть» за 2016 год. – Когалым : НГДУ «Когалымнефть», 2016. – 143 с.
10. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. – М. : Недра, 1999. – 286 с.
11. Скородиевская Л.А., Строганов А.М., Рябоконт С.А. Повышение эффективности водоизоляционных работ путём использования материала АКОР-Б100 // Нефтяное хозяйство, 1999. – № 2. – С. 16–19.
12. Аветисов А.Г., Кошелев А.Т., Крылов В.И. Ремонтно-изоляционные работы при бурении нефтяных и газовых скважин. – М. : Недра, 1981. – 216 с.
13. Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математические теории эксперимента в добыче нефти и газа. – М. : Недра, 1977. – 228 с.
14. Строганов А.М., Дадыка В.И., Михеева И.В. АКОР-БН – кремнийорганические тампонажные материалы // Нефтяное хозяйство, 2000. – № 5. – С. 48–49.
15. Савенок О.В. Разработка и совершенствование специальных тампонажных составов для предупреждения и ликвидации осложнений при бурении и эксплуатации нефтяных и газовых скважин : диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук. – Краснодар, 2002. – 198 с.
16. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2010. – 522 с.
17. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2010. – 539 с.

18. 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 : ООО «Просвещение - Юг», 2011. – 603 с.

19. Усов С.В., Савенок О.В., Климов В.В. Капитальный ремонт скважин. Восстановление герметичности обсадных колонн : методические указания к практическим занятиям по дисциплинам «Реконструкция и восстановление скважин» (профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти») и «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин») для студентов всех форм обучения направления 131000.62 Нефтегазовое дело. – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2013. – 63 с.

20. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.

21. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.

22. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.

23. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.

24. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.

References:

1. Project of development of the Southern Yagunsky field. – Ufa : Bashnipineft, 1995.
2. Architectural supervision of development of the Southern Yagunsky field. – Tyumen : Sib-NIINP, 2002.
3. Technology of carrying out RIR with use the kremniyorganicheskikh of systems : STP 5804465-117-2000. – Kogalym : UPNP and KRS, 2000. – 76 p.
4. Application of an invert emulsion on the basis of the material «Polisil DF» for selective isolation of the flooded layers : STP 58044-186-2002. – Kogalym : UPNP and KRS, 2002. – 63 p.
5. Technology of carrying out RIR with use of cement mortars: STP 5804465-016-89. – Kogalym : UPNP and KRS, 1989. – 87 p.
6. Data on the carried-out RIR on production wells of the Southern Yagunsky field for 2016. – Kogalym : NGDU Kogalymneft, 2016.
7. Data on the conducted trade geophysical surveys on production wells of the Southern Yagunsky field for 2016. – Kogalym : NGDU «Kogalym oil», 2016.
8. Plans of works for carrying out repair and insulating works. – Kogalym : UPNP and KRS, 2016.
9. The annual report of activity of NGDU Kogalymneft for 2016. – Kogalym : NGDU Kogalymneft, 2016. – 143 p.
10. Gazizov A.Sh., Gazizov A.A. Increase in efficiency of development of oil fields on the basis of restriction of the movement of waters in layers. – M. : Nedra, 1999. – 286 p.
11. Skorodiyevskaya L.A., Stroganov A.M., Ryabokon S.A. Increase in efficiency in-doizolyatsionnykh works by use of the material AKOR-B100 // Oil economy, 1999. – No. 2. – P. 16–19.
12. Avetisov A.G., Koshelev A.T., Krylov V.I. Repair and insulating works when drilling oil and gas wells. – M. : Nedra, 1981. – 216 p.
13. Mirzadzhanzade A.H., Stepanova G.S. Mathematical theories of an experiment in oil and gas production. – M. : Nedra, 1977. – 228 p.
14. Stroganov A.M., Dadyka V.I., Mikheyeva I.V. AKOR-BN – kremniyorganichesky grouting materials // Oil economy, 2000. – No. 5. – P. 48–49.
15. Savenok O.V. Razrabotka and improvement of special grouting structures for prevention and elimination of complications during the drilling and operation of oil and gas wells : the thesis for a degree of Candidate of Technical Sciences. – Krasnodar, 2002. – 198 p.
16. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction oil and gas wells. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 522 p.
17. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2010. – 539 p.
18. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.

19. Usov S.V., Savenok O.V., Klimov V.V. Workover. Restoration of tightness of upsetting columns: methodical instructions to a practical training on disciplines «Reconstruction and restoration of wells» («Operation and Service of Facilities for Production of Oil» profile) and «Technology of drilling of oil and gas wells» («Drilling of Oil and Gas Wells» profile) for students of all forms of education of the direction 131000.62 Oil and gas business. – Krasnodar : Prod. KubGTU, 2013. – 63 p.

20. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical surveys at construction and operation of wells on oil and gas fields : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 274 p.

21. Priests V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov G.V., Shvets V.V. Geophysical researches and works in wells : manual. – Novocherkassk : Lik publishing house, 2017. – 326 p.

22. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.

23. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – Т. 1–4.

24. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» : in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014. – Т. 1–4.

УДК 622.276.64

**АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ
НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ
НА ЯНГУРЧИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**ANALYSIS OF THE APPLICATION
OF ENHANCED OIL RECOVERY METHODS
AT THE YANGURCHINSKOYE FIELD**

Кошта Торкуату Родригеш Да
студент,
Кубанский государственный
технологический университет
avodacosta22@hotmail.com

Очередько Татьяна Борисовна
кандидат химических наук,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
a-ocheredko@mail.ru

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

Аннотация. Проблемы увеличения нефтеотдачи актуальны для месторождений Башкирии, где сравнительно высокий вес трудноизвлекаемых запасов. На месторождениях Башкортостана испытывают и внедряют многие известные методы увеличения нефтеотдачи пластов. Однако уровень текущей добычи нефти с помощью МУН остаётся сравнительно невысоким. В связи с этим разработана и осуществляется комплексная программа применения новых МУН на месторождениях Башкортостана. Критерием подбора методов увеличения нефтеотдачи послужили методические подходы, разработанные институтом «БашНИПИ-нефть», в соответствии с которыми рассматривается метод увеличения нефтеотдачи – нефтеПАВ и оценивается экономическая и технологическая целесообразность применения данного метода.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи пластов; анализ эффективности применения МУН; обоснование и выбор метода воздействия на пласт; механизм увеличения нефтеотдачи при использовании нефтеПАВ; особенности метода воздействия на пласт нефтеПАВ; техника и технология проведения метода; оценка технологической эффективности процесса воздействия.

Costa Torguato Rodrigues Da
Student,
Kuban state technological university
avodacosta22@hotmail.com

Ocheredko Tatyana Borisovna
Candidate of chemical sciences,
Associate professor of department
oil and gas business
by name of the professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
a-ocheredko@mail.ru

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

Annotation. The problems of increasing oil recovery are relevant for the fields of Bashkortostan, where relatively high weight of hard-to-recover reserves. Bashkortostan fields experience and implement many well-known methods of increasing oil recovery. However, the level of current oil production with the help of the methods of increasing oil recovery remains relatively low. In this regard, a comprehensive program for the application of new methods of increasing oil recovery at the fields of Bashkortostan has been developed and is being implemented. The methodical approaches developed by the «BashNIPIneft» Institute served as a criterion for selecting methods for increasing oil recovery, in accordance with which the method of increasing oil recovery is considered – neftePAV, and the economic and technological feasibility of using this method is estimated.

Keywords: methods for increasing oil recovery; analysis of methods for increasing oil recovery application efficiency; justification and choice of the method of impact on the reservoir; mechanism for increasing oil recovery when using neftePAV; peculiarities of the method of influence on the reservoir by neftePAV; technique and technology of the method; assessment of technological effectiveness of the process of impact.

Янгурчинское нефтяное месторождение расположено на территории Стерлитамакского и Стерлибашевского районов республики Башкортостан, 60 км к западу, северо-западу от г. Ишимбая и разрабатывается ООО НГДУ «Ишимбайнефть» с 1991 года. Месторождение было открыто и введено в разработку в 1991 году. На сегодняшний день

месторождение находится на стадии падающей добычи, характеризующейся увеличением обводнённости продукции. Основные начальные запасы приурочены к пашийскому горизонту D_1 (более 60 % геологических запасов) и муллинскому горизонту $D_{бск}$ (18 %). Средняя глубина залегания пластов 1545 м. Нефти данного месторождения вязкие, сернистые с содержанием парафинов и асфальтенов.

Анализ методов увеличения нефтеотдачи пластов, применяемых на Янгурчинском месторождении

Разработка основных месторождений нефти АНК «Башнефть» характеризуется высокой степенью обводнённости добываемой продукции скважин. Опыт разработки месторождений при различных геолого-промысловых условиях свидетельствует, что основной причиной опережающего обводнения является слоистая неоднородность объектов разработки, а также естественная и техногенная трещиноватость коллектора, характерная для призабойной зоны нагнетательных скважин. Применение обычных технологий заводнения уже не может обеспечить достаточной высокой эффективности выработки запасов нефти на указанных месторождениях. В связи с этим сохраняет актуальность поиск и внедрение осадкогелеобразующих технологий, механизм действия которых заключается в избирательном снижении проницаемости коллектора на путях опережающего продвижения воды от нагнетательных скважин к добывающим. Вследствие повышения фильтрационного сопротивления снижается расход воды по промытым каналам и уменьшается обводнённость продукции добывающих скважин, также происходит изменение направления фильтрационных потоков, растёт их разветвлённость, что приводит к увеличению охвата заводнением слабопроницаемых, но более нефтенасыщенных зон пласта и к увеличению дебитов по нефти.

Для условий Янгурчинского месторождения (пласт D_1) разработаны и внедряются различные осадкогеле- и эмульсеобразующие технологии. Следующие две технологии повышения нефтеотдачи – применение цеолита и композиции нефтеПАВ – результат научного поиска и разработки совместной идеи специалистов института «БашНИПИнефть» и НГДУ. В ЦНИПРе НГДУ были выполнены лабораторные исследования по определению оптимальных концентраций компонентов разрабатываемых эмульсе- и гелеобразующих композиций, определена эффективность снижения проницаемости на моделях пласта. Технология нефтеПАВ применяется для обработки нагнетательных скважин нефтяных залежей, коллекторы которых приурочены к терригенному девону.

Эта технология основана на создании в условиях пласта зон с повышенным фильтрационным сопротивлением в высокопроницаемых, промытых зонах коллектора путём закачки нефти с глинопорошком и водного раствора неонала АФ₉₋₁₂; позволяет регулировать как приёмистость нагнетательных скважин, так и увеличить охват пласта заводнением путём отключения обводнённых пропластков и приобщения ранее не разрабатываемых зон.

В 2016 году была проведена технология нефтеПАВ (на основе неонала) в скважинах №№ 88, 89 и 390 Янгурчинского месторождения. При этом было закачено 4,5 тонн реагента. Технологический эффект от данного мероприятия составил 2667,2 тонн дополнительно добытой нефти. Экономический эффект по данному мероприятию составил 1233,6 тыс. руб.

В 2016 году на трёх нагнетательных скважинах №№ 88, 89 и 390 Янгурчинского месторождения применяется биоконплексное воздействие с целью повышения охвата пласта заводнением. Технология разработана для применения на месторождениях на поздней стадии разработки с терригенными и карбонатными коллекторами с проницаемостью не менее 0,04 мкм², с температурой пласта 25–65 °С. Закачка реагента САИ в пласт через нагнетательные скважины позволяет создать экран из биобразований и продуктов их жизнедеятельности в среде высокоминерализованных сточных вод, который изменяет направление фронта закачки воды, тем самым увеличивает охват заводнением, уменьшает объём попутно добываемой воды и повышает нефтеотдачу пласта. При использовании данной технологии было закачено в пласт 1,3 тонны реагента САИ, дополнительная добыча нефти за 2016 год от применения данной технологии составила 1115 тонн и экономический эффект – 704,7 тыс. руб.

На Янгурчинском нефтяном месторождении осуществляется технология осадкообразующего действия на основе дистиллерной жидкости – отхода содового производства ОАО «Сода» г. Стерлитамака.

Применение дистиллерной жидкости в качестве вытесняющего агента на месторождениях было регламентировано РД 39-1-1293-85, разработанным институтом «БашНИПНефть» (автор Гарифуллин Ш.С.) в 1984 году. Химический состав, рН, удельный вес дистиллерной жидкости приведён в таблице 1.

Таблица 1 – Химический состав дистиллерной жидкости

Дистиллерная жидкость	КВЧ, г/л	рН	Плотность при 20 °С, кг/м ³	Вязкость при 20 °С, мПа·с	Массовая доля (г/л), не более				
					Cl ⁻	Ca ²⁺	SO ₄ ²⁻	K ⁺ + Na ⁺	HCO ₃ ⁻
Щелочная	0,02	11,0	1,120	1,32	100	37,1	0,72	223,4	0,1
Карбонизирующая	0,03	7,2–9,0	1,087–1,130	1,1–1,3	100	40	0,9	330	0,1

Лабораторными исследованиями было установлено, что при взаимодействии дистиллерной жидкости с рН 7–9 с промышленной сточной водой образуется нерастворимая соль, выпадающая в мелкодисперсный осадок (табл. 2), причём количество выделившегося осадка зависит от соотношения объёмов оторочек.

Таблица 2 – Результаты исследования осадкогелеобразования при смешивании сточной воды и дистиллерной жидкости

Объёмная доля в смеси, %		Количество осадка, мг/л
сточная вода	дистиллерная жидкость	
10	90	12
20	80	12
33,3	66,7	18
40	60	145
50	50	72
60	40	48
80	20	33
90	10	44

Разработанная с учётом вышеуказанных особенностей технология для увеличения нефтеотдачи пластов заключается в циклическом закачивании в пласт чередующихся оторочек дистиллерной жидкости рН 7–9 и попутно добываемой сточной воды в соотношении 2 : 1 до 4 : 1.

Возможность достижения положительного эффекта при осуществлении технологии связана с увеличением охвата пласта заводнением вследствие постоянного изменения направления фильтрационных потоков закачиваемой воды за счёт выпадения осадка при контакте дистиллерной жидкости со сточной водой. Технологическая эффективность применения дистиллерной жидкости на Янгурчинском месторождении приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Технологическая эффективность воздействия дистиллерной жидкости на Янгурчинском месторождении

Месторождение	Пласт	Дополнительная добыча нефти, тонн			Сокращение объёма попутно добываемой воды, тыс. м ³
		от снижения обводнённости	от изменения темпа отбора	всего	
Янгурчинское	Д ₁	13203,0	– 2372,0	10831,0	21,6

Для дальнейшей разработки Янгурчинского месторождения предлагается технология, основанная на совместном применении осадкогелеобразующих реагентов (КОГОР) – жидкого стекла и глинопорошка. Эта технология отличается тем, что базируется на широком наборе доступных и проверенных осадкообразующих реагентов,

позволяющем получать композиции с различной закупоривающей способностью. Перспективным для увеличения эффективности воздействия на пласт являются системные обработки, когда воздействие осуществляется одновременно через нагнетательные и добывающие скважины. С 2017 года на Янгурчинском месторождении предполагается проведение системного воздействия на пласт. Основные реагенты: жидкое стекло и глинопорошок – для нагнетательных скважин; нефтенол – для добывающих скважин. Введение маслорастворимого поверхностно-активного вещества (нефтенол-НЗ в углеводородной жидкости) в промытый коллектор позволяет гидрофобизировать скелет коллектора уменьшением его фазовой проницаемости для воды.

Обоснование и выбор метода воздействия на пласт с целью увеличения нефтеотдачи

Важным условием эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи пластов является правильный выбор объекта для метода или, наоборот, метода – для объекта.

Критерии применимости методов определяют диапазон благоприятных свойств флюидов и пласта, при которых возможно эффективное применение метода или получение наилучших технико-экономических показателей разработки. Эти критерии определены на основе анализа технико-экономических показателей применения метода, обобщения опыта его применения в различных геолого-физических условиях, а также использования широких теоретических и лабораторных исследований.

Обычно выделяются три категории критериев применимости методов:

1) геолого-физические (свойства пластовых жидкостей, глубина залегания и толщины нефтенасыщенного пласта), параметры и особенности нефтесодержащего коллектора (насыщенность порового пространства пластовыми жидкостями, условия залегания) и другие;

2) технологические (размер оторочки, концентрация агентов в растворе, размещение скважин, давление нагнетания и т.д.);

3) материально-технические (обеспеченность оборудованием, химическими реагентами, их свойства и др.).

Критерии первой категории являются определяющими, наиболее значимыми и независимыми. Технологические критерии зависят от геолого-физических свойств и выбираются в соответствии с ними. Материально-технические условия большей частью также являются независимыми, остаются неизменными и определяют возможность выполнения технологических критериев.

В начале разработки Янгурчинское нефтяное месторождение разрабатывалось на режиме истощения пластовой энергии, вследствие того, что было очень трудно перевести некоторые скважины под нагнетание. С большими проблемами и экономическими затратами скважины №№ 88, 89 и 390 были переведены под нагнетание и закачку дистиллерной жидкости ОАО «Сода». Но впоследствии проявилась следующая проблема – произошёл «кинжальный» прорыв закачиваемой дистиллерной жидкости в добывающие скважины, вследствие этого произошло увеличение обводнённости извлекаемой жидкости, уменьшение охвата пласта воздействием дистиллерной жидкости и, как следствие, уменьшение отборов по нефти. Требовалась технология, которая бы «мягко» перекрыла промытые зоны в нагнетательных скважинах, но в то же время полностью не закупорила нефтенасыщенные толщи пласта, что привело бы к потере воздействия на пласт. Поставленная задача была решена сотрудниками института «БашНИПНефть», и данная технология стала называться нефтеПАВ.

В ЦНИПРе НГДУ были выполнены лабораторные исследования по определению оптимальных концентраций компонентов разрабатываемых эмульсе- и гелеобразующих композиций, определена эффективность снижения проницаемости на моделях пласта. Технология нефтеПАВ применяется для обработки нагнетательных скважин нефтяных залежей, коллекторы которых приурочены к терригенному девону. По имеющемуся опыту в НГДУ с целью повышения эффективности обработок рекомендуется проводить повторные закачки через 5–6 месяцев в одну скважину. Для проведения технологии были выбраны 3 нагнетательные скважины №№ 88, 89 и 390 Янгурчинского месторождения (пласт Д₁). Продуктивный пласт Д₁ представлен песчаниками

кварцевыми, мелкозернистыми порового типа. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта изменяется от 4,4 до 8,5 м. Коэффициент песчаности – 0,81 доли ед., коэффициент расчленённости – 1,3 доли ед., проницаемость пласта – 0,145 мкм², пористость – 17 %.

Обоснование эффективности применения концентрированных растворов нефтеПАВ для Янгурчинского нефтяного месторождения проводилось на основе лабораторных опытов по вытеснению нефти и результатов математического моделирования.

Лабораторные исследования были проведены при различных стадиях вытеснения с учётом современных требований лабораторного моделирования процессов вытеснения нефти согласно ОСТ 39-195-86.

Модели пласта были представлены естественными песчаниками пласта Д₁ Янгурчинского месторождения.

В лабораторных условиях определены следующие физико-химические показатели:

- 1) коэффициенты нефтевытеснения, перепады давлений, относительные фазовые проницаемости при вытеснении нефти промысловой сточной водой, растворами неонала АФ₉₋₁₂ различных концентраций и композициями с глинопорошком, нефтью и водой при различной нефтенасыщенности моделей пласта и размера оторочки агента;
- 2) величины сорбции АФ₉₋₁₂, входящего в состав композиции нефтеПАВ, параметры соллюбилизации в зависимости от концентрации химического реагента в закачиваемой жидкости и нефтенасыщенности породы.

В результате проведённых испытаний выявились следующие закономерности:

- 1) средний коэффициент вытеснения нефти водой для Янгурчинского месторождения составляет 0,71 (остаточная нефтенасыщенность моделей пласта 25 %);
- 2) растворы АФ₉₋₁₂, входящие в состав композиции нефтеПАВ, обладают лучшими нефтевытесняющими свойствами, чем промысловая вода (в таблице 4 приведены характеристики вытеснения нефти композициями АФ₉₋₁₂);
- 3) определяющее влияние на эффективность вытеснения нефти оказывает массовая доля АФ₉₋₁₂ в растворе;
- 4) слабokonцентрированные растворы (0,05 %) обладают незначительной эффективностью вытеснения нефти. Прирост коэффициента вытеснения остаточной нефти составляет 1–2 %. При закачивании растворов АФ₉₋₁₂ с массовой долей 50 г/дм³ прирост вытесненной нефти составляет 17,5 %. При этом происходит сильная соллюбилизация нефтяной фазы с образованием микроэмульсии типа «нефть в воде»;
- 5) закачивание 0,05 % раствора АФ₉₋₁₂ снижает стабилизированный перепад давления по сравнению с водой в 1,4 раза, а 5 % растворов – в 3,7 раза;
- 6) при закачивании оторочек (0,5 поровых объёмов) растворов АФ₉₋₁₂ с массовой долей 50 г/дм³ с последующей фильтрацией воды, то прирост дополнительно вытесненной нефти незначителен (2–3 %);
- 7) эффективным процессом для повышения нефтеотдачи низкопроницаемых пластов девонских отложений являются композиция из водных растворов неонала АФ₉₋₁₂, глинопорошка, нефти и воды, которая обеспечивает более высокое повышение проницаемости нефтенасыщенной породы и отмывающую способность, чем раствор индивидуального неонала АФ₉₋₁₂.

Характеристика метода и механизм увеличения нефтеотдачи при использовании нефтеПАВ

Первые результаты экспериментальных и промысловых исследований по применению поверхностно-активных веществ (ПАВ) как добавок при заводнении нефтяных пластов опубликованы в США в 40-х, 50-х годах прошлого столетия. В нашей стране эта проблема изучается более 40 лет. За это время разработаны в основном физико-химические и технологические основы метода, обоснованы приближённые критерии применимости ПАВ, произведены испытания метода в различных геолого-промысловых условиях.

Однако до настоящего времени многие аспекты этой проблемы до конца не изучены, требуют уточнения и дальнейшего исследования. Механизм нефтеотдачи при воздействии водных растворов ПАВ на остаточную нефть в коллекторах различных типов сложен и многогранен, что предопределяет необходимость дальнейших экспериментальных и промысловых исследований на современной научной основе.

Таблица 4 – Характеристики вытеснения нефти композициями АФ₉₋₁₂

Проницаемость, мкм ² по воздействию	Проницаемость, мкм ² по нефти		Начальная нефтенасыщенность, %	Остаточная нефтенасыщенность, %	Вытесняющий агент	Коэффициент вытеснения, %	Проницаемость, мкм ²
	0,266	0,265					
0,266	0,055	31,5	18,1	АФ ₉₋₁₂ + глинопоршок + нефть + вода	0,767	0,460	
0,265	0,056	78,0	34,6	Вода	0,558	0,110	
0,265	0,056	34,6	18,0	АФ ₉₋₁₂ + глинопоршок + нефть + вода	0,769	0,280	

Под ПАВ понимают химические соединения, способные вследствие положительной адсорбции изменять фазовые и энергетические взаимодействия на различных поверхностях раздела «жидкость – воздух», «жидкость – твёрдое тело», «нефть – вода». Поверхностная активность, которую в определённых условиях могут проявлять многие органические соединения, обусловлена как химическим строением, в частности, дифильностью (полярностью и поляризуемостью) их молекул, так и внешними условиями (характером среды и контактирующих фаз, концентрацией ПАВ, температурой).

Обычно ПАВ представляют собой органические вещества, содержащие в молекуле углеводородный радикал и одну или несколько полярных групп.

По ионной характеристике все ПАВ обычно разделяют на две большие группы: неионогенные соединения, которые при растворении в воде не диссоциируют на ионы, и ионогенные соединения. В зависимости от того, какие ионы обуславливают поверхностную активность ионогенных веществ, их принято подразделять на анионоактивные (АПАВ), катионоактивные (КПАВ) и амфолитные. Анионные ПАВ более активны в щелочных растворах, катионные – в кислых, амфолитные – в тех и других.

По растворимости в воде и маслах ПАВ подразделяют на три группы: водо-, водомасло- и маслорастворимые.

Водорастворимые ПАВ состоят из гидрофобных углеводородных радикалов и гидрофильных полярных групп, обеспечивающих растворимость всего соединения в воде. Характерная особенность этих ПАВ – их поверхностная активность на границе раздела «вода – воздух».

Водомаслорастворимые ПАВ применяют в основном в системах «нефть – вода». Гидрофильные группы в молекулах таких веществ обеспечивают их растворимость в воде, а достаточно длинные углеводородные радикалы – растворимость в углеводородах.

Наиболее широкое применение в технологии повышения нефтеотдачи нашли неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ).

Этот вид ПАВ насчитывает более 50 веществ различных групп. Среди них наибольшее распространение получили оксиэтилированные изонилфенолы типов ОП-10, АФ₉₋₄, АФ₉₋₆, АФ₉₋₁₀, АФ₉₋₁₂, в основном из-за больших объёмов их промышленного производства.

Преимущество НПАВ заключается в их совместимости с водами высокой минерализации и значительно меньшей адсорбции по сравнению с ионогенными ПАВ. Однако многолетний опыт применения индивидуальных ПАВ типа ОП-10 для увеличения нефтеотдачи не дал однозначных результатов. Об эффективности применения НПАВ как метода увеличения нефтеотдачи существуют различные мнения, как положительные, так и отрицательные.

С позиций сегодняшнего дня это можно объяснить слабой поверхностной активностью на границе раздела «нефть – вода», незначительными нефтеотмывающими свойствами, большими потерями в пласте, неопределённостями в оценке технологической эффективности метода по промысловым данным. Кроме того, метод далёк от универсальности. Он может эффективно использоваться в строго определённых геолого-физических условиях, о чём свидетельствует многолетний опыт (с 1971 года) применения ПАВ в Татарии для повышения нефтеотдачи пластов залежей терригенного девона. По объёмам внедрения метод заводнения с применением ПАВ в объединении «Татнефть» занимает второе место после закачки серной кислоты. На месторождениях Татарстана закачано около 60 тыс. тонн водорастворимых и около 20 тыс. тонн маслорастворимых ПАВ. Только на Ромашкинском месторождении за счёт закачки ПАВ добыто более 3 млн тонн нефти, или 47,5 тонн на 1 тонну.

Многочисленные экспериментальные исследования, выполненные в институте «ТатНИПИнефть», показали, что применение концентрированных растворов ПАВ в условиях первичного вытеснения нефти из моделей терригенных пород существенно улучшает процесс вытеснения нефти. Максимальный прирост коэффициента вытеснения по сравнению с водой составил 2,2–2,7 %.

В процессе вытеснения нефти поверхностно-активные вещества оказывают влияние на следующие взаимосвязанные факторы: межфазное натяжение на границе

«нефть – вода» и поверхностное натяжение на границах «вода – порода» и «нефть – порода», обусловленное их адсорбцией на этих поверхностях раздела фаз. Кроме того, действие поверхностно-активных веществ проявляется в изменении избирательного смачивания поверхности породы водой и нефтью, разрыве и отмывании с поверхности пород плёнки нефти, стабилизации дисперсии нефти в воде, приросте коэффициентов вытеснения нефти водной фазой при принудительном вытеснении и при капиллярной пропитке, в повышении относительных фазовых проницаемостей пористых сред.

Одним из эффективных методов воздействия на пласт в условиях Янгурчинского месторождения для повышения нефтеотдачи является применение неионогенных поверхностно-активных веществ (НПАВ) типа неонола АФ₉₋₁₂ и композиций, совместимых с закачиваемыми и пластовыми минерализованными водами данного объекта. Основные физико-химические свойства растворов АФ₉₋₁₂ в закачиваемой воде приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные физико-химические свойства растворов АФ₉₋₁₂ в закачиваемой воде

Межфазное натяжение (мН/м) на границе растворов «АФ ₉₋₁₂ – нефть» при 45 °С для концентрации АФ ₉₋₁₂ (г/дм ³)			Температура помутнения АФ ₉₋₁₂ в закачиваемой воде, °С
0,5	5,0	50,0	
4,5	1,0	1,0	

В обычных условиях неонол АФ₉₋₁₂, входящий в композицию нефтеПАВ, совместим с закачиваемой и пластовой минерализованной водами Янгурчинского месторождения, температура помутнения его растворов не превышает температуру пласта и не происходит выделение его из водного раствора в самостоятельную фазу с ухудшением свойств.

Неонол АФ₉₋₁₂ при обычных условиях представляет собой высоковязкую жидкость, труднорастворимую в закачиваемой воде. При разбавлении водой АФ₉₋₁₂ с массовой долей 400–800 г/дм³ он образует гелеобразную малоподвижную массу, плавящуюся при температуре 40–50 °С. Неонол АФ₉₋₁₂ не оказывает влияния на изменение коррозионной активности воды и не требует специальных дополнительных мер по защите оборудования от коррозии.

Особенности метода воздействия на пласт нефтеПАВ

Процесс вытеснения нефти из трудноизвлекаемых низкопроницаемых девонских отложений (среднее значение пористости – 15,6 %, проницаемости – 0,142 мкм², эффективная и нефтенасыщенная толщина – до 6,4 м), содержащих маловязкую нефть (вязкость нефти в пластовых условиях 5,4 МПа·с), с содержанием в нефти смол 13,2 %, парафинов 3,5 %, асфальтенов 4,9 %, сопряжён со значительными капиллярными силами, противодействующими давлению нагнетания воды. При этом одним из факторов, осложняющих вытеснение нефти водой, является структурирование адсорбционных слоёв в системе «нефть – порода – вода», которые ухудшают фильтрацию воды в пласте и снижают полноту извлечения нефти.

Применение для заводнения в указанных условиях неонола АФ₉₋₁₂, совместимого с пластовыми минерализованными водами, обеспечивает по сравнению с обычным заводнением эффективность воздействия на призабойную зону и увеличение степени извлечения нефти из пласта.

Метод основан на закачивании в пласт водных растворов неонола АФ₉₋₁₂ с массовой долей 50–100 г/дм³ с добавкой глинопорошка, нефти и воды. Эта композиция обеспечивает в условиях данного объекта низкое межфазное натяжение на границе «нефть – водный раствор композиции», образование и стабилизацию нефтяной микроэмульсии, деструктурирование адсорбционных слоёв нефти на породе и её гидрофилизацию, приводящее к снижению перепада давления и хорошей отмывающей способности. Эмульсия снижает проницаемость обводнённого коллектора и приводит к перераспределению фронта вытеснения и включению в разработку застойных зон. Это способствует улучшению процесса нефтевытеснения, интенсификации работы нагнетательных скважин и повышению нефтеотдачи.

Техника и технология проведения метода

Технология проведения метода

Технология предполагает применение в качестве первого рабочего агента жидкого углеводорода, представленного сырой нефтью, содержащей до 25 % глинопорошка. Для снижения вязкости рабочего агента менее 30 МПа·с в него может добавляться растворитель (неффрас и др.).

Механизм действия технологии заключается в образовании водонефтяной эмульсии в пластовых условиях, стабилизированной взвешенными частицами глинопорошка. Образование эмульсии в пласте происходит по мере прокачивания рабочих агентов в пласт при их смешении в поровом пространстве. Закачиваемая эмульсия со взвешенными частицами снижает проницаемость обводнённого коллектора и приводит к перераспределению фронта вытеснения и включению в разработку застойных зон.

Технология применяется в водонагнетательных скважинах с приёмистостью более 50 м³/сут. при средней обводнённости продукции добывающих скважин более 50 %.

Перед закачкой композиции нефтеПАВ скважина проверяется на герметичность опрессовкой, производится промывка закачиваемой водой для удаления грязи из ствола скважины. Производится обвязка наземного оборудования, опрессовка его на полтора кратное ожидаемое рабочее давление.

До воздействия проводят:

- 1) снимают кривые падения давления (КПД);
- 2) измеряют пластовое давление;
- 3) снимают профиль приёмистости;
- 4) замер приёмистости скважины.

Перед обработкой проводят подготовительные работы (приготовление рабочих агентов, определение потребного объёма реагента и т.д.). К подготовительным работам относятся:

1) приготовление жидкого углеводорода производится в мерниках цементировочного агрегата:

а) для снижения вязкости нефти до 30 МПа·с добавляют растворитель и перемешивают до полного растворения. Содержание взвешенных частиц доводят до 20–25 % путём добавления глинопорошка;

б) образующуюся смесь жидкого углеводорода перед подачей в скважину перемешивают в течение 10 минут;

2) сточную (пресную) воду и жидкий товарный раствор ПАВ подают в скважину последовательно без перемешивания;

3) определяют потребный объём жидкого углеводорода по формуле:

$$V = (2 \div 5) \cdot H,$$

где H – суммарная работающая толщина эксплуатируемых пластов, м;

4) определяют потребный объём сточной воды и ПАВ, равный объёму жидкого углеводорода (нефти), объёмное соотношение «пресная вода : ПАВ» составляет 4 : 1.

После подготовительных работ начинается закачка необходимого количества рабочих агентов в скважину. В скважину закачиваются две осадкообразующие оторочки:

- 1) товарная нефть + глинопорошок (приготовленный в мерниках ЦА-320);
- 2) неонол АФ₉₋₁₂ + пресная вода.

Реагенты каждой оторочки перед закачиванием загружаются в отдельную ёмкость и перемешиваются в течение 10–15 минут. Приготовленные оторочки закачивают в скважину одним циклом.

Технологический процесс заканчивается закачиванием продавочной жидкости (8 м³ воды). После завершения технологического процесса скважину останавливают на реагирование в течение 24 часов.

Через одни сутки скважина переводится под закачку с помощью агрегата ЦА-320, посредством чего обеспечивается постепенный переход на установившийся режим работы скважины.

Используемая техника и оборудование

Для осуществления технологического процесса применяется следующий перечень технических материалов и средств:

- 1) автоцистерны АЦ-8 или АЦ-11-257 по ТУ 26-16-32-77;
- 2) цементировочный агрегат ЦА-320М по ТУ 26-16-213-87 или АС-400 по ТУ 26-02-30-75;
- 3) нефть сырая по ГОСТ 9965-76;
- 4) растворитель нефрас С 50/170 по ГОСТ 8505-80 или нефрас ИО 150/210 по ТУ 38-1011188-88, нефрас АР 120/200 по ТУ 38-101809-90, смола пиролизная лёгкая по ТУ 38-10285-83, СНОС-21 по СТП 010101-401409-83, СНОС-22 по СТП 010101-403505-84;
- 5) ПАВ марок ОП-7 и ОП-10 по ГОСТ 8433-81 или неонол АФ₉₋₁₂ по ТУ 38.103625-85, нефтенол-НЗ по ТУ 2483-007-17197708-93, нефтенол-НЗН по ТУ 2483-012-17197708-93, нефтехимеко-1 по ТУ 2483-022-17197708-94, сульфенол НП-1 по ТУ 6-01-862-75;
- 6) глинопорошок по ГОСТ 25795-83 любой марки.

Для перевозки реагента с места хранения до мест закачки используются автоцистерны типа АЦ-8, АЦН-10 или АЦ-11-257 Новочеркасского машзавода, которые смонтированы на шасси автомашины КраЗ-257. Автоцистерны должны быть снабжены паровыми подогревателями. Техническая характеристика автоцистерны марки АЦН-10 приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристика автоцистерны марки АЦН-10

Показатель	Значение
Монтажная база	Урал-4320-1912-30
Ёмкость цистерны, м ³	10
Наибольшая масса транспортируемой жидкости, кг	9500
Наибольшее избыточное давление в цистерне, МПа, не более	0,016
Наибольшая плотность транспортируемой жидкости, кг/м ³	1000
Концентрация твёрдых частиц, %	2
Максимальный размер частиц, мм	5
Допустимая высота всасывания (от уровня по оси насоса) до, м	8
Забор жидкости	гибкий рукав с фильтром
Вакуумирование насоса (заполнение ёмкости)	при помощи эжектора, через заборный рукав и через обратный клапан
Способы заполнения цистерны	закрытый, собственным или посторонним насосом или наливом
Способы опорожнения цистерны	самотёком, собственным или посторонним насосом
Привод насоса	от коробки дополнительного отбора мощности шасси
Насос	ОДН-120-100-65 оседиагональный шнековый
Время заполнения (опорожнения) цистерны водой, не более, мин.	30
Габаритные размеры	
длина	9300
ширина	2500
высота	3400
Снаряжённая масса автоцистерны, кг, не более	10870
Завод-изготовитель	ОАО «Нефтемаш», г. Новочеркасск

Закачивание реагента проводится с помощью передвижного агрегата ЦА-320 ТУ 26-02-30-75 или АН-700 непосредственно на устье нагнетательной скважины.

Схема обустройства и закачки композиции НПав приведена на рисунке 1.

Автоцистерна нефтепромысловая АЦН-10 (рис. 2) предназначена для сбора и транспортировки пролитых неагрессивных технологических жидкостей (воды, нефти, нефтепродуктов, конденсата и др.), кроме сжиженных углеводородных газов.

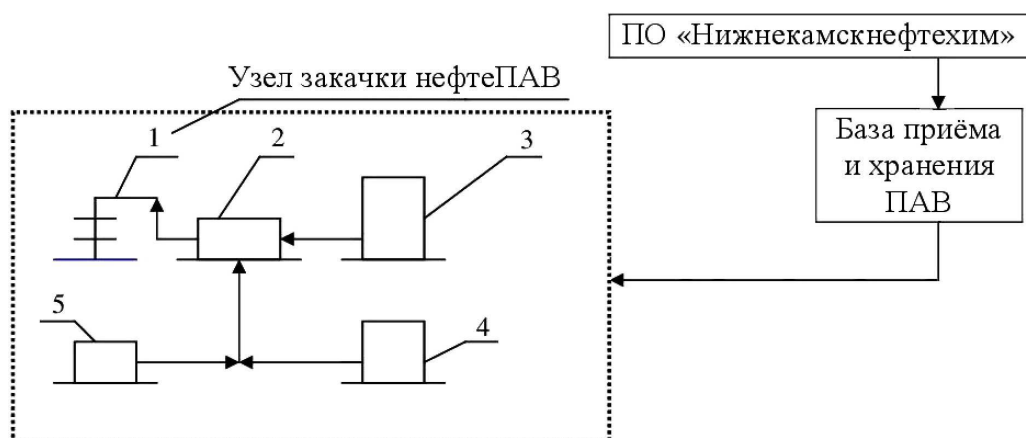


Рисунок 1 – Схема обустройства и закачки композиции нефтеПАВ:
 1 – устье нагнетательной скважины; 2 – устройство для перемешивания и закачивания раствора нефтеПАВ (ЦА-320); 3 – ёмкость с ПАВ; 4 – нефтевоз; 5 – глинопорошок в мешках



Рисунок 2 – Автоцистерна нефтепромысловая АЦН-10

Автоцистерна предназначена для эксплуатации в макроклиматических районах с умеренным и холодным климатом.

Автоцистерна не предназначена для работы в качестве топливозаправщика и проведения транспортных операций, связанных с доставкой ГСМ на нефтебазы, АЗС и розничным потребителям.

Основной функцией автоцистерны является заправка цистерны жидкостью, её транспортировка и слив в заданном месте. Дополнительной рабочей функцией автоцистерны является работа в качестве заправочной и перекачивающей станции.

Агрегат ЦА-320 предназначен для промывки скважин через спущенные в них трубы, обработки призабойной зоны скважин и опрессовки труб и оборудования (рис. 3).

Основные узлы цементирующего агрегата: насос высокого давления для закачивания растворов и жидкостей в скважину, водоподающий блок для подачи жидкости (воды и т.д.) в смесительное устройство при приготовлении тампонажного раствора, манифольд с запорной арматурой на самом агрегате, разборный металлический трубопровод для подсоединения насоса с устьем скважины, мерные ёмкости. Изготовитель – Грозненский машиностроительный завод «Красный молот» (г. Грозный). Техническая характеристика агрегата ЦА-320 приведена в таблице 7.



Рисунок 3 – Агрегат ЦА-320

Расчёт основных параметров закачки реагента в пласт

Расчёты состава и объёма композиции проводятся с помощью «Программы расчёта объёма закачки и состава композиции на основе нефти, глинопорошка, неона-ла и воды».

Таблица 7 – Техническая характеристика агрегата ЦА-320

Основные показатели	ЦА-320
Монтажная база	Шасси автомобиля КрАз-257Б1А (КрАз 250)
Насос высокого давления	9Т – горизонтальный, двухстороннего действия
Ход поршня, мм	250
Полезная мощность, кВт	105
Водоподающий насос	ЦНС38-154 – предназначен для подачи воды в цементомешалку
Частота вращения вала, мин. ⁻¹	2950
Подача, дм ³ /с	10
Давление, МПа (кгс/см ²)	1,54 (15,4)
Вспомогательный двигатель	ГАЗ-52А – предназначен для привода насоса ЦНС, установлен на общей раме с насосом
Мощность, кВт, не более	51,5
Крутящий момент, Н · м, не более	205
Частота вращения вала двигателя, мин. ⁻¹	2800
Манифольд	состоит из приёмной и нагнетательной линий
Диаметр приёмных линий насосов, мм	100
Диаметр нагнетательных линий насосов, мм	50
Вместимость мерного бака, м ³	6,4
Габаритные размеры, мм	10425 × 2700 × 3225
Масса агрегата, кг	15640

Исходные данные для расчётов представлены в таблице 8, а результаты расчёта – в таблице 9 (по геолого-промысловой информации скважины № 390 Янгурчинского месторождения).

Таблица 8 – Исходные данные для расчёта объёма закачки и состава композиции на основе нефти, неонола, глинопорошка и воды

№№ n/n	Параметр	Исходные данные
1	Приёмистость скважины до воздействия, м ³ /сут.	141,7
2	Давление закачки воды, атм.	< 25
3	Эффективная нефтенасыщенная мощность пласта, м	4,7
4	Коэффициент вариации проницаемости	0,6
5	Средняя обводнённость продукции для участка окружающих добывающих скважин, %	76,4
6	Температура закачиваемой воды, °С	20
7	Текущая пластовая температура в прискважинной зоне, °С	25
8	Часовая производительность установки по закачке композиции нефтеПАВ в пласт, м ³ /ч	3,6

Таблица 9 – Рекомендуемые объёмы закачки и состав композиции

Параметры	Значения
Первая оторочка (объём закачки, м ³)	
I цикл	6,4
II цикл	3,35
Вторая оторочка (объём закачки, м ³)	
I цикл	6,4
II цикл	1,6
Продавочная жидкость, м ³	8
Общий объём закачки, м ³	25,75
Время закачки композиции, час.	8

Оценка технологической эффективности процесса воздействия

Оценка технологической эффективности применения нефтеПАВ осуществляется согласно РД 39-0147035-209-87 «Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов».

Эффективность исследования нефтеПАВ Янгурчинского месторождения оценивается сопоставлением показателей разработки до (базовый вариант) и в процессе испытания метода (при внедрении процесса).

Анализируются следующие параметры:

- приёмистость и коэффициент приёмистости нагнетательных скважин;
- обводнённость добываемой продукции;
- текущая добыча нефти, жидкости;
- охват пласта заводнением по толщине;
- фильтрационные характеристики по нагнетательным скважинам.

Распространёнными методами оценки технологической эффективности применения МУН в настоящее время являются характеристики вытеснения и динамика показателей эксплуатации скважин.

Эффективность характеризуется приростом нефтеотдачи, добычей и темпом отбора нефти и жидкости, удельным расходом агента, изменением приёмистости нагнетательных скважин, изменением охвата пласта воздействием. При этом различают следующие виды технологического эффекта: увеличение нефтеотдачи пластов, интенсификация добычи нефти, уменьшение обводнённости добываемой продукции, уменьшение объёма закачки воды при добыче одинакового количества накопленной нефти. Для качественной оценки эффективности применения метода может быть также использовано сравнение фактических показателей разработки опытного и контрольного участков в безразмерных величинах.

Для оценки количественной величины дополнительной добычи нефти при до-разработке месторождений с применением МУН широко используют способ линейной экстраполяции различных характеристик вытеснения по данным за предпрогнозный

период применения химвеществ и сравнением фактических данных с экстраполированным показателем базового варианта. Количественная величина эффекта от МУН определяется как разность между фактическими показателями и показателями по базовому варианту на одинаковый отбор жидкости за указанный период.

Дополнительную добычу нефти с помощью характеристик вытеснения рекомендуется в целом определять согласно РД 39-147035-209-87 «Методическое руководство по определению технологической эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов» с применением различных зависимостей типа «накопленная добыча нефти, доля нефти – накопленная добыча жидкости, воды». При обычной системе разработки зависимости имеют прямолинейный характер. При получении дополнительной нефти происходит отклонение фактических значений и показателей по базовому варианту, уменьшение обводнённости добываемой жидкости. Для повышения точности и достоверности определения технологической эффективности по данным зависимостям целесообразно вести расчёты по группе скважин, очагов воздействия.

Выбор характеристики вытеснения должен осуществляться наилучшей сходимостью расчётных и фактических показателей при применении базового метода. В такой ситуации обычно анализируют применимость нескольких (иногда до 10) характеристик, которые нередко отличаются друг от друга в 2–3 раза и более. Поэтому осредняют результаты двух-трёх, наиболее близких между собой и приемлемых для конкретных условий и стадии разработки. Однако несмотря на большой объём вычислительных работ, точность результатов остаётся невысокой. Так, в действующих руководствах не учитывается разница в добыче жидкости по варианту разработки объекта с применением метода повышения нефтеотдачи по сравнению с добычей жидкости при разработке по базовому варианту. Кроме того, значительное влияние на нарушение условий применения характеристик вытеснения оказывают изменения коэффициентов эксплуатации скважин до и после воздействия, систематические ошибки при интервальной оценке добычи нефти от увеличения охвата и др. Поэтому требуется дальнейшее совершенствование методик расчётов с целью повышения надёжности результатов и снижения возможности субъективных оценок.

Анализ вероятностей и точностей использования существующих кривых вытеснений показал, что для случая, когда базовым методом разработки является заводнение, для экстраполяции фактических данных могут рекомендоваться следующие наиболее распространённые характеристики:

$$Q_H = A + \frac{B}{Q_{ж}} \quad (\text{предложена Камбаровым Г.С.}); \quad (1)$$

$$Q_H = \frac{A}{Q_{ж}^{0,5}} + B \quad (\text{предложена Пирвердяном А.М.}); \quad (2)$$

$$Q_H = A \cdot \ln Q_{ж} + B \quad (\text{предложена Сазоновым Б.В.}); \quad (3)$$

$$Q_H = A \cdot \ln Q_{в} + B \quad (\text{предложена Максимовым М.И.}); \quad (4)$$

$$\frac{Q_{ж}}{Q_H} = A \cdot Q_{ж} + B \quad (\text{предложена «БашНИПНефть»}); \quad (5)$$

$$Q_{ж} \cdot Q_H = A \cdot Q_{ж} + B \quad (\text{предложена Камбаровым Г.С.}); \quad (6)$$

$$\frac{Q_H}{Q_{ж}} = A \cdot Q_{ж} + B \quad (\text{предложена Ткаченко Н.Я.}), \quad (7)$$

где Q_H , $Q_{ж}$ и $Q_{в}$ – накопленная с начала разработки добыча нефти, жидкости и воды соответственно; A , B – постоянные коэффициенты.

Для нахождения коэффициентов A и B в уравнениях пользуются методами наименьших квадратов. Ищется уравнение прямой линии:

$$Y = A \cdot X + B. \quad (8)$$

Коэффициенты A и B рассчитываются по формулам:

$$A = \frac{n \cdot \sum_{i=1}^{i=n} (X_i \cdot Y_i) - \sum_{i=1}^{i=n} X_i \cdot \sum_{i=1}^{i=n} Y_i}{n \cdot \sum_{i=1}^{i=n} X_i^2 - \left(\sum_{i=1}^{i=n} X_i \right)^2}; \quad (9)$$

$$B = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} X_i^2 \cdot \sum_{i=1}^{i=n} Y_i - \sum_{i=1}^{i=n} X_i \cdot \sum_{i=1}^{i=n} (Y_i \cdot X_i)}{n \cdot \sum_{i=1}^{i=n} X_i^2 - \left(\sum_{i=1}^{i=n} X_i \right)^2}, \quad (10)$$

где X_i, Y_i – значение параметров в i -той точке; n – число исследуемых точек.

Оценивается соответствие каждой модели исходным данным по рассматриваемому коэффициенту корреляции. Коэффициент корреляции определяется по формуле:

$$r = \frac{n \cdot \sum_{i=1}^{i=n} (X_i \cdot Y_i) - \sum_{i=1}^{i=n} X_i \cdot \sum_{i=1}^{i=n} Y_i}{\sqrt{\left[n \cdot \sum_{i=1}^{i=n} X_i^2 - \left(\sum_{i=1}^{i=n} X_i \right)^2 \right] \cdot \left[n \cdot \sum_{i=1}^{i=n} Y_i^2 - \left(\sum_{i=1}^{i=n} Y_i \right)^2 \right]}}. \quad (11)$$

Определяются три модели, имеющие самые высокие коэффициенты корреляции. По каждой из этих выбранных моделей определяется эффект от применения метода:

- прирост добычи нефти, полученный за счёт повышения нефтеотдачи пласта;
- прирост добычи нефти, полученный за счёт интенсификации разработки, определяемый в результате ввода понятия прогнозного темпа отбора жидкости (данный эффект может быть отрицательным, если реальный темп отбора жидкости снижается по сравнению с прогнозным);
- снижение объёмов попутно добываемой воды на одно и то же время, а также на одинаковое количество добытой нефти.

Объект воздействия на Янгурчинском месторождении представлен двумя очагами: очаг № 1 – скважины №№ 88 и 89, очаг № 2 – скважина № 390. Реагирующие скважины в очаге № 1 – №№ 100, 86 и 93, в очаге № 2 – №№ 85, 82, 81, 80 и 34.

Расчёт технологической эффективности от применения нефтеПАВ

Расчёт дополнительной добычи нефти проводился на основании известных методик Камбарова Г.С., Пирвердяна А.М., Сазонова Б.В., Максимова М.И., заключающихся в построении характеристик вытеснения.

Кривые зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости (характеристики вытеснения) строились для каждой скважины. На каждой характеристике выбирался базовый вариант, представляющий собой прямолинейный участок кривой, соответствующий данным добычи до закачивания нефтеПАВ. Координаты точек этого прямолинейного участка определялась по эмпирическим формулам методик вытеснения.

Базовый вариант продлевался на период после закачки. После проведения опытно-промышленных работ фактические точки отклоняются по вертикали от прямой линии. Дополнительная добыча нефти рассчитывалась по формуле:

$$\Delta Q_H = Q_{H(\text{факт})} - Q_{H(\text{баз})}, \quad (12)$$

где ΔQ_H – дополнительная добыча нефти, тыс. тонн; $Q_{H(\text{факт})}$ – фактическая добыча нефти, тыс. тонн; $Q_{H(\text{баз})}$ – прогнозируемая добыча нефти без проведения мероприятия закачки нефтеПАВ, тыс. тонн.

Таким образом, величина положительного отклонения в масштабе графика составила дополнительную добычу нефти. Дополнительная добыча нефти определялась по каждой из указанных зависимостей.

По исходным данным были построены характеристики вытеснения по четырём статистическим методам: метод Сазонова, метод Максимова, метод Камбарова и метод Пирвердяна. Результаты расчётов представлены в таблице 10. Причём при осреднении результатов расчёта по всем методам значение, наиболее сильно отличающееся от остальных, было отброшено.

Таблица 10 – Дополнительная добыча по методам (очаги №№ 1 и 2)

№ скважины	Сазонов	Пирвердян	Максимов	Камбаров	Среднее	Добыча нефти на 1 тонну композиции
Очаг № 1 (скважины №№ 88 и 89)						
86	89,5	78,1	121,6	70,2	79,3	
93	49,3	59,6	98,7	45,6	47,1	
100	37,7	46,4	114,9	54,7	46,3	
по очагу					57,6	1,2
Очаг № 2 (скважина № 390)						
34	169,1	173,1	199,4	175,9	172,7	
80	0	0	0	0	0	
81	3402,7	4501,6	2031,7	5521,9	3312,0	
82	– 814,4	– 762,9	– 753,6	– 716,5	– 776,9	
85	– 98,9	– 36,5	– 312,1	25,8	– 36,5	
по очагу					2619,6	100,8
Всего по двум очагам					2677,2	

Анализ применения и способы повышения эффективности от применения нефтеПАВ в НГДУ «Ишимбайнефть»

Оценка технологической эффективности от применения нефтеПАВ производилась при помощи статистических методов прогнозирования. По добывающим скважинам №№ 34, 80, 81, 82, 85, 86, 93 и 100 были построены кривые вытеснения по методам Сазонова, Максимова, Камбарова и Пирвердяна. В расчётах рассматривался период с января 2015 года по декабрь 2016 года. Дополнительная добыча рассчитывалась за 2016 год.

После проведения закачки нефтеПАВ среднегодовая обводнённость продукции скважины № 34 снизилась с 94,2 % в 2015 году до 82 % в 2016 году, а среднесуточная добыча нефти возросла с 11,6 тонн/сут. в 2015 году до 28,5 тонн/сут. в 2016 году. Хороший результат получен и по скважине № 85, у которой среднегодовая обводнённость снизилась на 16,7 %, а среднегодовой дебит вырос на 0,8 тонн/сут. Также был получен эффект по скважине № 81 – среднегодовой дебит вырос на 0,36 тонн/сут.

Не был получен эффект по следующим скважинам: скважина № 82 – среднегодовая обводнённость увеличилась на 11,5 %, среднегодовой дебит уменьшился на 3,6 тонн/сут.; скважина № 80 – по причине выхода из строя глубинно-насосного оборудования в августе 2016 года.

Всего по очагу нагнетательной скважины № 390 (очаг № 2) осреднённая дополнительная добыча по всем методам составила 2619,6 тонн, а дополнительная добыча нефти на 1 м³ закачки равна 100,8 тонн.

По очагу № 1 технологический эффект почти нулевой. По скважине № 86 среднегодовая обводнённость продукции увеличилась на 3,8 % и среднегодовой дебит по нефти уменьшился на 0,4 тонн/сут., а по скважине № 93 среднегодовая обводнённость снизилась на 0,83 % и среднегодовой дебит уменьшился на 0,7 тонн/сут. По скважине № 100 наблюдается небольшое снижение среднесуточного дебита по нефти и жидко-

сти, хотя среднегодовая обводнённость снизилась на 1,1 %. Уменьшение дебита скважины по жидкости может быть связано с расположением скважины в низкопроницаемой зоне пласта. Анализируя результаты расчётов по скважине № 86, можно сделать предположение, что скважина была выбрана реагирующей на нагнетательную скважину № 89 ошибочно.

Дополнительная добыча нефти по очагу № 1 составила 57,6 тонн. Дополнительная добыча нефти на 1 м³ закачки композиции нефтеПАВ составила 1,2 тонн.

Итого по первому очагу дополнительная добыча нефти оказалась на порядок ниже, чем по второму.

Такое сильное различие в технологическом эффекте может быть связано с тем, что среднегодовая обводнённость по очагу № 2 в 2016 году составляла 67,9 %, а по очагу № 1 – 73,6 %, т.е. на 5,7 % больше.

Надо также учитывать, что объём закачки нефтеПАВ в очаг № 1 был на 23 м³ больше, чем в очаг № 2. Можно предположить, что участок нагнетательных скважин №№ 89 и 88 подвержен влиянию подошвенных и законтурных вод, так как воздействовать на естественные потоки через нагнетательные скважины очень сложно и снижение давления в районе добывающей скважины (как результат закачки нефтеПАВ) увеличит поток таких вод в её сторону.

В целом по двум очагам получен хороший технологический эффект от закачки нефтеПАВ. Дополнительная добыча нефти за 2016 год по двум очагам составила 2667,2 тонны. Среднегодовая обводнённость по первому очагу за 2016 год составила 73,6 %, что на 1,2 % меньше, чем в 2015 году, а по второму очагу среднегодовая обводнённость снизилась на 5,1 %.

Анализируя данные, полученные в результате расчётов и обобщая опыт применения нефтеПАВ по месторождениям НГДУ «Ишимбайнефть», можно предложить несколько способов повышения эффективности от закачки нефтеПАВ на месторождениях. Для более быстрого прорыва «кольца» оторочки в направлении добывающих скважин, на которые нагнетательная скважина влияла мало (вероятно, скважина № 86), необходимо увеличивать отбор по этим скважинам. Одновременно можно увеличить ширину оторочки в сторону наиболее влияющей скважины за счёт остановки добывающих скважин, на которые данная нагнетательная скважина влияет мало. Наиболее сильно реагирующие скважины при этом должны оставаться в работе. Этот механизм потокоотклонения основной при обработке очаговой скважины, естественно не исключая и воздействия потоков на окружающие скважины из других зон повышенного давления вне данного участка.

Обработке должна подвергаться скважина, наиболее сильно влияющая на добывающие, а остальные нагнетательные скважины должны оставаться в работе или же по части необходимо провести работы по увеличению приёмистости, т.к. именно за счёт закачки воды в них должна увеличиться добыча нефти за счёт потокоотклонения.

Прогнозирование закачки нефтеПАВ

Для прогнозирования закачки нефтеПАВ был выбран участок № 3 (нагнетательная скважина № 91). Для построения фактической кривой были использованы базовые данные по очагу № 1.

Расчёт дополнительной добычи нефти проводился на основании известной методики Камбарова Г.С., заключающейся в построении характеристик вытеснения. На рисунке 4 представлена характеристика вытеснения для объекта внедрения нефтеПАВ, которая достаточно наглядно показывает характер вытеснения нефти из продуктивного пласта. Кривые зависимости накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости (характеристики вытеснения) строились для каждого участка. На каждой характеристике выбирался базовый вариант, представляющий собой прямолинейный участок кривой, соответствующий данным добычи до закачивания композиции нефтеПАВ. Координаты точек этого прямолинейного участка определялась по эмпирической формуле Камбарова Г.С.

Таким образом, величина положительного отклонения в масштабе графика составила дополнительную добычу нефти. Дополнительная добыча нефти определялась по зависимости (12).

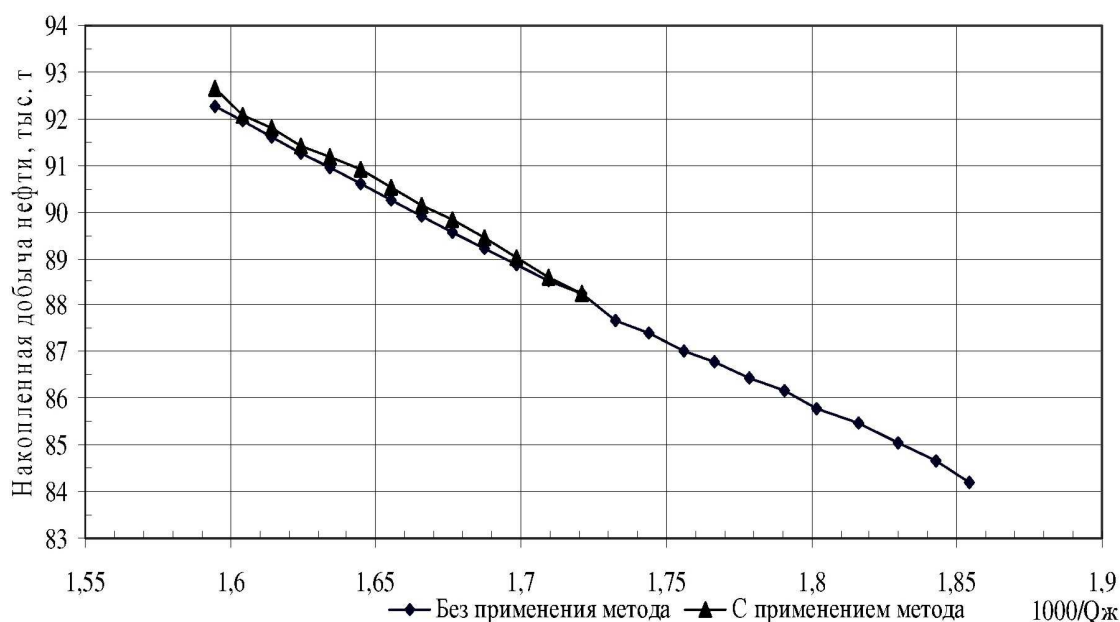


Рисунок 4 – Характеристика вытеснения Камбарова по очагу № 3 (дополнительная добыча нефти 340 тонн)

Анализируя рисунок 4, можно увидеть, что после проведения обработки происходит постепенное увеличение накопленной добычи нефти, отличающееся от базового варианта, что, в конечном итоге, привело к дополнительной добыче нефти, равной 340 тоннам.

На рисунке 5 приведена динамика обводнённости по очагу № 3.

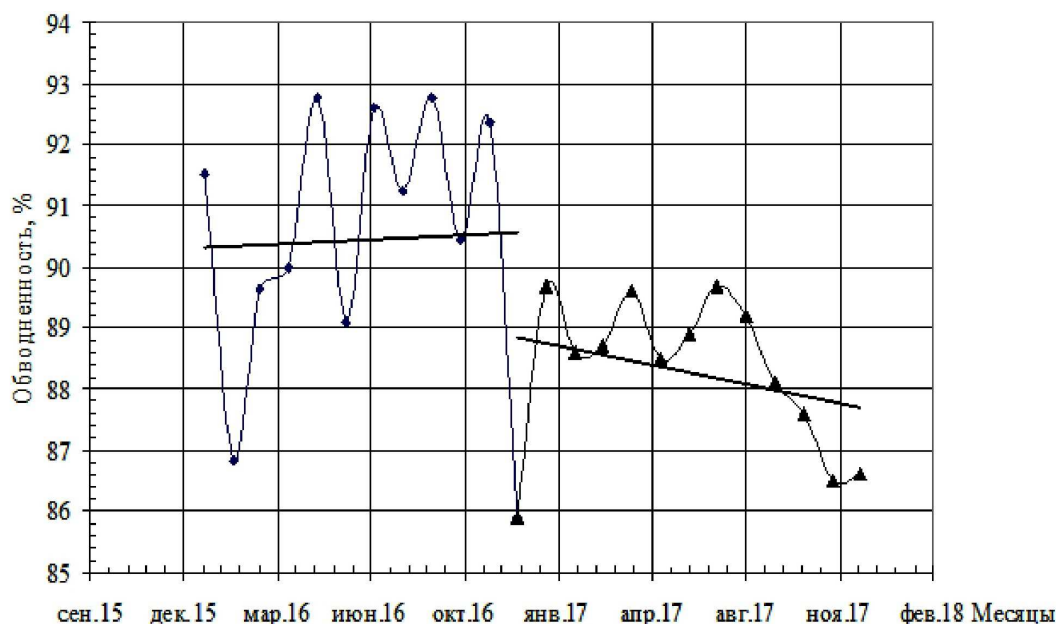


Рисунок 5 – Динамика обводнённости по очагу № 3

Из рисунка 5 также можно заметить, что произошло некоторое уменьшение обводнённости по очагу № 3 вследствие закачки нефтеПАВ.

Литература:

1. Хатмуллин Ф.К., Назмиев И.М., Андреев В.Е. Геолого-технические особенности разработки нефтяных месторождений северо-запада Башкортостана. – М. : ОАО ВНИИОЭНГ, 1999. – 284 с.
2. Сафонов Е.Н., Алмаев Р.Х. Методы извлечения остаточной нефти на месторождениях Башкортостана. – Уфа : РИЦ АНК «Башнефть», 1997. – 247 с.

3. Лозин Е.В. Тектоника и нефтеносность платформенного Башкортостана. – М. : ВНИИОЭНГ, 1994. – 65 с.
4. Лозин Е.В. Эффективность доработки нефтяных месторождений. – Уфа : Башкнигоиздат, 1987. – 150 с.
5. Галлямов М.Н., Рахимкулов Р.Ш. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин на поздней стадии разработки месторождений. – М. : Недра, 1978. – 278 с.
6. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение - Юг», 2011. – 203 с.
7. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
8. 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.
9. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Петрушин Е.О. Разработка нефтяных месторождений: методические указания по выполнению курсовой работы для студентов всех форм обучения и МИППС направления 21.03.01 Нефтегазовое дело (профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»). – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2015. – 39 с.
10. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Сиротин Д.Г. Разработка нефтяных месторождений: методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Разработка нефтяных месторождений» для студентов-бакалавров всех форм обучения и МИППС направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 56 с.
11. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Сиротин Д.Г. Разработка нефтяных месторождений : методические указания по изучению дисциплины «Разработка нефтяных месторождений» для студентов-бакалавров всех форм обучения и МИППС по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 44 с.
12. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Яковлев А.Л. Управление продуктивностью скважин : методические указания по изучению дисциплины «Управление продуктивностью скважин» для студентов-бакалавров всех форм обучения и МИППС по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 68 с.
13. Савенок О.В., Борисайко Я.Ю., Петрушин Е.О. Системы разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений : методические указания по выполнению курсовой работы для студентов всех форм обучения и МИППС направления 21.03.01 Нефтегазовое дело (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). – Краснодар : Изд-во КубГТУ, 2016. – 43 с.
14. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
15. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
16. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
17. 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 : ООО «Просвещение - Юг», 2011. – 603 с.

References:

1. Hatmullin F.K., Nazmiyev I.M., Andreyev V.E. Geological and technical features of development oil field of the northwest of Bashkortostan. – M. : JSC VNIIOENG, 1999. – 284 p.
2. Safonov E.N., Almayev R.H. Methods of extraction of residual oil on fields of Bashkortostan. – Ufa : RITs ANC «Bashneft», 1997. – 247 p.
3. Lozin E.V. Tectonics and oil-bearing capacity of platform Bashkortostan. – M. : VNIIOENG, 1994. – 65 p.
4. Lozin E.V. Efficiency of further development of oil fields. – Ufa : Bashkni-goizdat, 1987. – 150 p.
5. Gallyamov M.N., Rakhimkulov R.Sh. Increase in efficiency of operation of oil wells at a late stage of development of fields. – M. : Nedra, 1978. – 278 p.
6. Antoniadis D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.

7. 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.
8. Antoniyadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Methods of increase in oil recovery of layers: methodical instructions on 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 business». – Krasnodar : Prod. KubGTU, 2011. – 75 p.
9. Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Petrushin E.O. Development of oil fields : methodical instructions on implementation of the term paper for students of all forms of training and MIPPS of the direction 21.03.01 Oil and gas business («Operation and Service of Facilities for Production of Oil» profile). – Krasnodar : Prod. KubGTU, 2015. – 39 p.
10. Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Sirotn D.G. Development of oil fields : methodical instructions to a practical training on discipline «Development of oil fields» for students bachelors of all forms of education and MIPPS of the direction 21.03.01 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 56 p.
11. Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Sirotn D.G. Development of oil fields : methodical instructions on studying of discipline «Development of oil fields» for students bachelors of all forms of education and MIPPS in the direction 21.03.01 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 44 p.
12. Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Yakovlev A.L. Management of efficiency of wells : methodical instructions on studying of discipline «Management of efficiency of wells» for students bachelors of all forms of education and MIPPS in the direction 21.03.01 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 68 p.
13. Savenok O.V., Borisayko Ya.Yu., Petrushin E.O. Systems of development and operation of oil and gas fields : methodical instructions on implementation of the term paper for students of all forms of education and MIPPS of the direction 21.03.01 Oil and gas business («Drilling of Oil and Gas Wells» profile). – Krasnodar : Publishing house of KubGTU, 2016. – 43 p.
14. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – T. 1–4.
15. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» : in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014. – T. 1–4.
16. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.
17. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.

УДК 656.1

УСИЛЕНИЕ РОЛИ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ В РАЗВИТИИ ТРАНСПОРТНОЙ ОТРАСЛИ

STRENGTHENING THE ROLE OF SCIENTIFIC AND TECHNICAL SUPPORT IN THE DEVELOPMENT OF THE TRANSPORT INDUSTRY

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

Nadiryan Sofia Levonovna
Kuban state technological university
sofi008008@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрен вопрос усиление роли научно-технического обеспечения в развитии транспортной отрасли. Экономика Российской Федерации в наше время столкнулась перед чередой вызовов, качество и характер которых зависят от сочетаний трёх фундаментальных факторов. Для превращения Российской Федерации из экспортёра углеводородов в экспортёра высокотехнологичной и глубоко переработанной продукции необходимо придерживаться пути развития транспортной системы по инновационному варианту.

Annotation. In the article the question of strengthening the role of scientific and technical support in the development of the transport industry. The economy of the Russian Federation in our time met in front of a succession of calls, the quality and nature of which depend on combinations of three fundamental factors. To transform the Russian Federation from an exporter of hydrocarbons to a net exporter of high-tech and deep processed products must adhere to the development of the transport system for the innovative option.

Ключевые слова: инновации, экономик, транспортная инфраструктура, транспортная стратегия, капитал, услуга.

Keywords: innovation, economies, transport infrastructure, transport strategy, capital and services.

Экономика Российской Федерации в наше время столкнулась перед чередой вызовов, качество и характер которых зависят от сочетаний трёх фундаментальных факторов, а именно:

- усиление мировой конкуренции, которая охватывает обширные рынки товаров, капитала и услуг;
- увеличение роли человеческого капитала в социально-экономическом развитии страны;
- исчерпание источников экспортно-сырьевого типа развития, базирующихся на интенсивном наращивании топливного и сырьевого экспорта.

Основными системными проблемами развития транспортной отрасли РФ являются:

- территориальные и структурные диспропорции в развитии транспортной инфраструктуры страны;
- слабый уровень мобильности населения и доступности транспортных услуг;
- низкое качество оказания транспортных услуг;
- недостаточный рост экспорта транспортных услуг, и соответственно использования транзитного потенциала страны;
- низкий уровень обеспечения транспортной безопасности;
- постоянный рост отрицательного влияния транспорта на экологическую обстановку [1, 2].

Существует два варианта развития транспортной системы РФ – это базовый (консервативный) и инновационный.

Базовый (консервативный) вариант строится на ускоренном росте транспортной инфраструктуры страны, преимущественно для транспортного обеспечения, а также освоения новых месторождений полезных ископаемых и увеличение топливно-сырьевого экспорта, осуществление преимущественного потенциала страны в сфере транспорта и роста экспорта транспортных услуг.

Особенности данного варианта состоят в:

- диверсификации направлений экспортных поставок российских углеводородов, в том числе в Китай, и строительство соответствующей инфраструктуры;

- реализации крупномасштабных транспортных проектов, обеспечивающих разработку месторождений полезных ископаемых в новых районах добычи, а именно на континентальном шельфе, в Сибири и на Дальнем Востоке»;

- росте экспортного потенциала сжиженного природного газа до 60 млрд куб. метров в 2030 году;

- развитии транспортной инфраструктуры, позволяющей обеспечивать транзитный потенциал страны;

- росте потребления, и соответственно внутригосударственных перевозок угля;

- низком росте объема экспортных перевозок и резком увеличении объема импортных перевозок товаров с высокой степенью обработки, а именно продукции высокотехнологичных секторов экономики;

- увеличении объемов перевозок как пассажирских, так и грузовых, и разнообразия продуктов переработки сырья и топлива, а также продукции машиностроения;

- неспадающих темпах роста численности парка личных транспортных средств при более высоких темпах роста объемов перевозок пассажиров транспортом общего пользования;

- увеличении потребности в реконструкции и строительстве транспортной сети, соединяющей новые и старые жилые районы в крупных городах и пригородные зоны городов с местами приложения рабочей силы [3, 4].

В ходе реализации данного варианта развитие транспортной системы страны будет осуществляться в основном в мегаполисах и прилегающей к ней территории, и в регионах с постоянными темпами роста - это юг страны, Сибирь и Дальний Восток.

Базовый (консервативный) вариант имеет ряд негативных последствий для будущего социально-экономического развития страны и обеспечения общенациональной безопасности, а именно:

- потребность в создании больших запасов пропускной способности транспортной сети на ключевых направлениях из-за вероятно резких колебаний спроса на перевозки экспортных массовых грузов по объемам, номенклатуре и направлениям в связи с изменением конъюнктуры на мировых рынках сырьевых и топливных товаров;

- существенное уменьшение показателей экономической эффективности перевозок из-за роста неуравновешенности в экспортно-импортных грузовых потоках;

- недостаточный рост мобильности населения страны, что является одной из причин недостаточного роста качества человеческого капитала в РФ;

- доступность транспортных услуг для регионов страны и населения будет значительно различаться;

- увеличение нагрузки на бюджет страны, в связи с финансированием ремонта и строительства автомобильных дорог, а также их содержанием.

Инновационный вариант строится на ускоренном и сбалансированном развитии транспортного комплекса России, что позволит в будущем обеспечить условия для роста экономики, перехода к полицентрической модели пространственного развития страны, а также улучшения качества жизни населения.

Отличительные особенности развития транспортной системы по инновационному варианту от базового:

- резкий рост экспортных перевозок товаров высокой степени обработки, темпы роста которых будут в два с половиной раза выше темпов роста перевозок аналогичных импортных грузов;

- соответствующий базовому (консервативному) варианту объем экспорта сжиженного природного газа;

- усиление роли транспортно-логистической инфраструктуры в организации движения товаров;

- увеличение пользования общественного транспорта населением страны;

- потребность в строительстве и реконструкции транспортной сети страны;

- увеличение зависимости экономики и населения страны от скорости и времени доставки пассажиров и грузов [4, 5].

В ходе освоения данного варианта, развитие транспортной системы РФ наряду со столичными агломерациями будет сосредоточено также в городах, где имеются мощный человеческий и инновационный капитал.

Инновационный вариант характеризуется значительным увеличением расходов на развитие транспортной инфраструктуры страны. Он предполагает намного более сложную модель, предназначенную для управления и развития транспорта как для бизнеса, так для государства, связанную с инвестициями в высокотехнологичные проекты. Но в большей части основные барьеры вызваны не проблемами недостаточной доходности, а дефицитом конкурентоспособных по мировым меркам профессиональных кадров на уровне государства и на уровне корпораций, а также неэффективностью механизмов координации усилий.

Освоение инновационного варианта даст возможность решить основные задачи, которые стоящие перед РФ, а именно:

- мобильность населения страны будет на уровне развитых стран, что станет важнейшим фактором улучшения качества человеческого капитала в России. Транспортная мобильность социальных групп будет увеличиваться опережающими темпами по сравнению с ростом внутреннего валового продукта и составит в 2030 году 15,5 тыс. пасс.-км на одного человека (223 процента к уровню 2011 года);

- усилится конкурентоспособность российских услуг и товаров на мировых рынках из-за равномерного развития транспортной системы страны. Посредством опережающего роста высокотехнологичных, а также других секторов экономики при дальнейшем увеличении объемов перевозок грузов и пассажиров, а доля транспорта в структуре добавленной стоимости сократится с 6,2 процента в 2010 году до 4–4,5 процента внутреннего валового продукта в 2030 году, что означает относительное снижение транспортных издержек;

- уменьшится различие в доступности услуг транспорта для регионов и населения страны;

- оптимизация транспортных издержек экономики, посредством роста экономической эффективности грузовых и пассажирских перевозок и повышение доступности транспортных услуг для граждан.

При переходе к инновационному варианту развития транспортной системы необходимо обеспечить:

- честную конкуренцию рынка транспортных услуг;
- доступность транспортных услуг для граждан;
- рост количества внутригосударственных перевозок и перевозок готовой продукции в общем транспортном балансе России;

- разнообразие и улучшение качества транспортных услуг с помощью применения современных логистических, транспортных, а также информационно-телекоммуникационных технологий, использование передовых форм организации транспортного процесса и взаимодействия между видами транспорта;

- рост производительности труда, а также энергоэффективности транспортного комплекса;

- превращение РФ в лидера по экспортеру транспортных услуг;

- интеграцию транспортной системы страны в евразийское транспортное пространство, развитие многовекторных транспортных связей с мировыми экономическими центрами;

- высокую мобильность населения;

- заинтересованность транспортных компаний в инновационной активности, замена на современные технические и транспортных средств с учетом развития российского автопрома;

- улучшение профессионализма и квалификации работников, участвующих в транспортной деятельности, улучшение их социального и материального обеспечения, а также создание безопасных условий труда;

- рост надежности и безопасности транспортной системы, за счет улучшения экологии, снижения количества катастроф и аварий, травм и смертности в ДТП;

- создание и применение эффективных механизмов государственного регулирования функционирования и развития транспорта;

- привлечение больших инвестиций в транспортную отрасль [5].

Главными приоритетами Транспортной стратегии в отношении видов транспортной деятельности являются:

- 1) общесоциальные:
 - высокая доступность транспортных услуг, а также мобильность населения страны;
 - снижение ДТП, повышение безопасности транспорта;
 - улучшение экологической обстановки в стране, посредством снижения загрязнения транспортом окружающей среды;
- 2) общеэкономические:
 - осуществление транспортной отрасли, в полной мере, высококачественных транспортных услуг, позволяющих обеспечить запланированные темпы роста ВВП страны;
 - максимально возможное сокращение удельных транспортных издержек, входящих в конечную цену продукции;
 - рост ритмичности и скорости продвижения партий товаров;
 - применение новых технологий в строительстве и содержании транспортной инфраструктуры;
 - проведение новой эффективной тарифной политики государством;
 - применение передовых механизмов развития экономической конкурентной среды, не исключая государственно-частное партнерство;
 - координация со стратегиями и программами развития смежных отраслей;
- 3) общетранспортные:
 - выход в рентабельность транспортных систем;
 - применение инновационных товаротранспортных технологий, которые будут соответствовать лучшим мировым достижениям;
 - подготовка к обеспечению перевозок высокотехнологичной продукции;
 - рост производительности, так и качества труда на транспорте;
 - создание приоритетных конкурентных условий для национальных перевозчиков и повышение их конкурентоспособности;
 - снижение энергоемкости;
 - создание инвестиционных условий для транспортной отрасли страны, что обеспечит ее развитие высоким темпом;
 - повышение фондоотдачи инфраструктуры транспорта страны;
 - развитие отечественного машиностроения и отраслей до уровня, который будет необходим для плановой реализации Транспортной стратегии страны [3].

Для превращения Российской Федерации из экспортёра углеводородов в экспортера высокотехнологичной и глубоко переработанной продукции необходимо придерживаться пути развития транспортной системы по инновационному варианту. Что позволит сделать экономику страны более разноплановой и менее зависимой от международной обстановки. Но реализация данной стратегии потребует большое количество как денежных, так и человеческих ресурсов.

Литература:

1. 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.
2. Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Методические основы оценки эффективности системы управления безопасностью движения на автотранспортных предприятиях. – Краснодар, 2015. – С. 242.
3. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Запривода А.В. Методика оценки эффективности обеспечения безопасности движения на предприятиях автомобильного транспорта // Энерго- и ресурсосбережение: промышленность и транспорт. – 2013. – Т. 6. – № 10 (113). – С. 69–71.
4. Кузьмина М.А., Надирян С.Л., Парневая А.И. Развитие терминальной системы при международных перевозках // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2015. – № 4. – С. 11–14.
5. Кузьмина М.А., Надирян С.Л., Адамян Г.В. Ответственность перевозчика по договору международной автомобильной перевозки // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2015. – № 4. – С. 1–10.

References:

1. Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Nedashkovskaya A.O. Features of system of transport service of manufacturing enterprises in the region // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2015. – No. 3. – P. 120–122.
2. Konovalova T.V., Nadiryan S.L. Methodical bases of assessment of efficiency of a control system of traffic safety at the motor transportation enterprises. – Krasnodar, 2015. – P. 242.
3. Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Zaprivoda A.V. Metodika of assessment of efficiency of safety of the movement at the enterprises of the motor transport // Energo and resource-saving: industry and transport. – 2013. – T. 6. – No. 10 (113). – P. 69–71.
4. Kuzmina M.A., Nadiryan S.L., Parnevaya A.I. Development of terminal system at international transport // Scientific works of the Kuban state technology university. – 2015. – No. 4. – P. 11–14.
5. Kuzmina M.A., Nadiryan S.L., Adamyan G.V. Otvetstvennost of carrier under the contract of the international automobile transportation // Scientific works of the Kuban state technology university. – 2015. – No. 4. – P. 1–10.

УДК 656.073

ПРЕВРАЩЕНИЕ РОССИИ В КРУПНЕЙШЕГО ЭКСПОРТЕРА ТРАНСПОРТНЫХ УСЛУГ

THE TRANSFORMATION OF RUSSIA IN TO A MAJOR EXPORTER OF TRANSPORT SERVICES

Кузьмина Марина Анатольевна

Кубанский государственный
технологический университет

Надирян София Леоновна

Кубанский государственный
технологический университет
sofi008008@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрен вопрос о превращение России в крупнейший транспортный узел. Выявленная мировым экономическим кризисом ограниченность экспортно-сырьевой модели экономики России, показала совершенно другой уровень требований к гибкости и мобильности экономики.

Ключевые слова: транспортный узел, экономик, транспортная инфраструктура, транспортная стратегия.

Kuzmina Marina Anatol'evna
Kuban state technological university

Nadiryan Sofia Levonovna
Kuban state technological university
sofi008008@yandex.ru

Annotation. In the article the question about the transformation of Russia into a major transportation hub. Identified the global economic crisis, the limitations of raw materials export model of the Russian economy, showed a completely different level of requirements for flexibility and mobility of the economy.

Keywords: transport hub, economies, transport infrastructure, transport strategy.

Выявленная мировым экономическим кризисом ограниченность экспортно-сырьевой модели экономики России, показала совершенно другой уровень требований к гибкости и мобильности экономики.

Нужно понимать, что значительными препятствиями для выхода российской экономики из экономического кризиса и дальнейшего устойчивого роста являются низкий уровень развития, как инфраструктуры транспорта, так и транспортной системы РФ в целом. Прежде всего, данные ограничения связаны с наличием структурных и территориальных диспропорций. в развитии транспортной инфраструктуры, низким уровнем доступности транспортных услуг для населения, недостаточной подвижностью и мобильностью основных факторов производства, низким уровнем экспорта транспортных услуг и использования транзитного потенциала как конкурентного преимущества.

Главной идеей в Транспортной стратегии РФ на период до 2030 г. является то, что транспортная система России, особенно в современных условиях, не должна замедлять темпы роста экономики. «Одним из приоритетных направлений развития транспортного комплекса является интеграция в мировой рынок транспортных услуг и развитие транзитного потенциала» [1].

Поэтому одной из целей развития транспортной системы России является интеграция в мировое транспортное пространство и реализация транзитного потенциала страны.

Выполнение данной цели позволит сформировать основу для интеграции России в мировую транспортную систему, распространения доступа российских поставщиков транспортных услуг на иностранные рынки, усиления роли России в формировании международной транспортной политики и превращение экспорта транспортных услуг в один из крупнейших источников доходов страны.

Реализация поставленной цели означает, прежде всего развитие технологических и технических параметров международных транспортных коридоров (МТК), которые обеспечивают их конкурентоспособность на уровне зарубежных аналогов. Для этого следует проводить мониторинг рынка экспорта транспортной продукции, исследовать преимущества конкурентов, разработать комплекс мероприятий по улучшению технологических и технических параметров МТК, прогнозирование их развития и согласование в рамках международного сотрудничества по транспортным коридорам.

Для того чтобы увеличить долю участия российских транспортных компаний-перевозчиков в перевозках отечественных импортных и экспортных грузов, а также грузов между третьими странами, необходима разработка и реализация соответствующих законодательных и других методов регулирования, которые позволят не только поддержать, но и повысить конкурентоспособность российского транспорта. С целью увеличения доходов валютных средств от экспорта транспортной продукции, учитывая зарубежный опыт и интересы экономики по защите транспортных услуг на отечественном и международном рынках, следует внести изменения в нормативно-правовую базу.

Одними из основных задач Транспортной стратегии РФ являются повышение конкурентоспособности российских поставщиков транспортной продукции на зарубежных рынках и увеличение экспорта транспортных услуг. Развитие экспорта сферы транспортных услуг также является важной составляющей национального продукта РФ, как и экспорт товаров. Безусловным лидером по экспорту транспортной продукции являются Соединённые Штаты Америки, доля которых в 2004 г. составляла почти 12 % мирового экспорта транспортной продукции, а в 2010 г. – 9,07 % (Рассчитано на основе данных: URL : <http://stat.wto.org/StatisticalProgram/WSDBViewData>). Нельзя не обратить внимание на лидирующую роль таких стран, как Дания, Япония, Германия, Корея, общая доля которых составляет более 25 %. Доля России на мировом рынке транспортных услуг устойчива и составляет 1,6–1,9%. Значительная часть российского экспорта транспортных услуг приходится на воздушный транспорт (43,9 % в 2009 г. и 49,2 % в 2010 г.), на долю водного транспорта приходится 25,2 % и 22,6 %, соответственно, а на железнодорожный и автомобильный транспорт приходится 31 % и 28,2 %.

Распределение перевозок российских внешнеторговых и международных грузов между видами транспорта на момент 2010 г. показывает, что роль железнодорожного транспорта сокращается, но усиливается значение автомобильного и морского видов транспорта в доставке внешнеторговых и международных грузов, при этом большая часть экспорта транспортной продукции (40,8 % в 2009 г. и 38,5 % в 2010 г.) приходится на грузовые перевозки, что так или иначе связано с обслуживанием транспортом российского экспорта энергоносителей и сырья [1].

Основными партнерами по экспорту российских услуг (с годовым объемом выше 1 млрд долл.), как показывают данные об объемах экспорта/импорта транспортных услуг, являются США, Великобритания, Швейцария, Германия, Кипр. Турция, Финляндия, Германия, США, Великобритания являются главными партнерами России по импорту (с годовым объемом выше 2 млрд долл.). Более 50 % объема торговли услугами приходится на 12 стран, у которых стоимость годового потребления российского экспорта превышает рубеж в 500 млн долл., а предоставление услуг Россией – 800 млн долларов. Кипр, Швейцария и Германия являются лидерами среди стран-потребителей российских транспортных услуг. В том числе, по потреблению услуг водного транспорта – Кипр, Швейцария, Виргинские острова, услуг воздушного транспорта – Германия, Китай, Великобритания. Лидирующие позиции Кипра, Швейцарии и Виргинских островов главным образом можно объяснить тем, что именно там располагаются посреднические структуры, оплачивающие перевозку российскими судами грузов иностранных фрахтователей. В общей стоимости транспортных услуг в 2010г. страны дальнего зарубежья по экспорту занимали 84,5 %, по импорту – 85,65 %. Соответствующие цифры по услугам водного транспорта – 97,7 % и 98,4 %, воздушного транспорта – 87,7 % и 89,8 %, автомобильного транспорта – 82,4 и 61,9 %.

Такой показатель как удельный вес участия российских перевозчиков в доставке экспортных грузов на зарубежные рынки, транзитных, импортных грузов, а также грузов третьих стран и зарубежных фрахтователей относится к числу показателей, демонстрирующих изменение конкурентоспособности российских транспортных компаний-перевозчиков и в целом экспортного потенциала национальной транспортной системы.

Следует проделать огромную работу по присоединению ко многим международным конвенциям и соглашениям, которые во многом определяют современный облик безопасной и эффективной мировой транспортной системы [2]. Неучастие в них может угрожать изоляцией и снижением уровня конкурентоспособности российских транспортных коммуникаций и компаний-перевозчиков на мировом рынке транспортных услуг.

Защита интересов России в отношении участия в деятельности международных организаций и многостороннее взаимодействие являются наиболее эффективными механизмами в области решения проблем и выработки соответствующей политики в транспортной сфере на мировом уровне. В пределах международных организаций происходит осуществление и организация многостороннего взаимодействия в сфере транспорта, разрабатываются и принимаются международные конвенции и соглашения, поэтому активная позиция России в этих организациях, содействует наиболее эффективному отстаиванию и продвижению интересов национальной транспортной системы и российских компаний-перевозчиков.

Многостороннее взаимодействие РФ в сфере транспорта реализуется в пределах органов регионального сотрудничества в области транспорта; международных неправительственных организаций; международных специализированных и универсальных межправительственных организаций.

Особое значение имеет принятие активного участия РФ в работе таких международных организаций, как Комитет по внутреннему транспорту Европейской экономической комиссии. ООН, Международная организация гражданской авиации, Международная морская организация, Экономическая и социальная Комиссия. ООН для Азии и Тихого Океана, Международный транспортный форум – орган Организации экономического сотрудничества и развития, Межправительственный совет дорожников государств СНГ, Организация сотрудничества железных дорог [3].

Крупнейшие российские транспортные организации и их ассоциации принимают активное участие в работе международных неправительственных организаций, поэтому их основа служит для осуществления стратегии расширения доступа российских компаний-перевозчиков на зарубежные рынки и роста экспортного потенциала. С этой стороны наиболее весомыми для интересов России будут являться Международный союз автомобильного транспорта, Международный совет аэропортов, Международная ассоциация воздушного транспорта, Международный союз железных дорог, Международная федерация экспедиторских ассоциаций и другие международные неправительственные организации.

Эффективность многостороннего взаимодействия в транспортной сфере в пределах международных организаций будет определяться не только конкретными достижениями в интересах отечественной транспортной системы, но и повышением престижа РФ в мире как великой транспортной державы.

Предполагается повышение двустороннего взаимодействия в транспортной сфере между РФ и иностранными государствами, залогом которого являются соглашения между Россией и иностранными государствами, в особенности соглашения о морском судоходстве, автомобильном сообщении и воздушном сообщении. Использование преференциальных режимов перевозок, предоставляемых в соответствии с этими соглашениями, по-прежнему будет являться главным достоинством для российских транспортных перевозчиков. Для более устойчивого и быстрого развития транспортной системы, а, следовательно, и экономики России, требуется комплексное совершенствование систем всех видов транспорта, касающихся сотрудничества с иностранными государствами.

В сфере международных автотранспортных перевозок модернизация системы двусторонних межправительственных соглашений будет основана на закреплении норм, которые будут способствовать реализации преимуществ автомобильного транспорта в области международных грузовых и пассажирских перевозок (устранение квотирования количества выдаваемых разрешений, обеспечение свободы транзита и т.д.).

В сфере гражданской авиации следует продолжать работу по улучшению системы межправительственных соглашений о международном воздушном сообщении, приведение её в соответствие с тенденциями современного этапа развития мирового авиа рынка, стандартами и рекомендуемой практикой Международной организации гражданской авиации [4, 5]. Необходимо начать работу по заключению договоров об открытом небе, которые смогут предоставить определённым авиаперевозчикам дополнительные коммерческие права на осуществление международных воздушных сообщений.

В сфере международного морского торгового судоходства также ведётся работа по заключению новых двусторонних межправительственных соглашений. Работа по расширению системы двусторонних межправительственных соглашений должна вестись в согласовании с многосторонним переговорным процессом по либерализации международного морского транспорта в пределах Всемирной торговой организации.

Необходимо существенно усовершенствовать систему международных соглашений в области использования внутреннего водного транспорта, в частности о плавании по внутренним водным путям, главным образом в условиях открытия отдельных участков внутренних водных путей России для допуска судов под иностранным флагом. Разрабатывать и заключать новые двусторонние соглашения следует с теми странами, с которыми возможно осуществление прямых грузовых и пассажирских перевозок по внутренним водным путям. В них должны быть условия и порядок взаимного доступа судов под флагом государств – сторон по соглашению на внутренние водные пути и в речные порты, порядок выдачи разрешений и коммерческие права судоходных компаний.

Также необходимо усовершенствовать систему двусторонних межправительственных соглашений в области железнодорожного сообщения, сформированную в годы СССР. Далее после определения целесообразности, соглашения о железнодорожном сообщении должны быть перезаключены с отдельными государствами, с которыми существует наиболее интенсивный грузо- и пассажирообмен.

В заключение можно сказать, что, с одной стороны, экономика РФ обладает достаточно высоким потенциалом экспорта транспортных услуг. Об этом говорит тот факт, что доля российской экономики на мировом рынке транспортных услуг стабильна и составляет 1,6–1,9 %, а вклад экспорта транспортных услуг в прирост ВВП страны равен 1,7 %.

С другой стороны, развитие экспортного потенциала РФ опирается в ряд существенных ограничений, важнейшими из которых являются: изношенность основных производственных фондов, неразвитость транспортной инфраструктуры, сильная региональная дифференциация, институциональные ограничения в форме российской внешнеэкономической поддержки экспорта.

Литература:

1. 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.
2. Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Методические основы оценки эффективности системы управления безопасностью движения на автотранспортных предприятиях. – Краснодар, 2015. – С. 242
3. Коновалова Т.В., Надирян С.Л., Запривода А.В. Методика оценки эффективности обеспечения безопасности движения на предприятиях автомобильного транспорта // Энерго- и ресурсосбережение: промышленность и транспорт. – 2013. – Т. 6. – № 10 (113). – С. 69–71.
4. Кузьмина М.А., Надирян С.Л., Парневая А.И. Развитие терминальной системы при международных перевозках // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2015. – № 4. – С. 11–14.
5. Кузьмина М.А., Надирян С.Л., Адамян Г.В. Ответственность перевозчика по договору международной автомобильной перевозки // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2015. – № 4. – С. 1–10.

References:

1. Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Nedashkovskaya A.O. Features of system of transport service of manufacturing enterprises in the region // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2015. – No. 3. – P. 120–122.
2. Konovalova T.V., Nadiryan S.L. Methodical bases of assessment of efficiency of a control system of traffic safety at the motor transportation enterprises. – Krasnodar, 2015. – P. 242
3. Konovalova T.V., Nadiryan S.L., Zaprivoda A.V. Metodika of assessment of efficiency of safety of the movement at the enterprises of the motor transport // Energo and resource-saving: industry and transport. – 2013. – T. 6. – No. 10 (113). – P. 69–71.

4. Kuzmina M.A., Nadiryan S.L., Parnevaya A.I. Development of terminal system at international transport // Scientific works of the Kuban state technology university. – 2015. – No. 4. – P. 11–14.

5. Kuzmina M.A., Nadiryan S.L., Adamyan G.V. Otvetstvennost of carrier under the contract of the international automobile transportation // Scientific works of the Kuban state technology university. – 2015. – No. 4. – P. 1–10.

УДК 656.1

ОСОБЕННОСТИ МЕЖДУНАРОДНЫХ ПЕРЕВОЗОК СКОРОПОРТЯЩИХСЯ ГРУЗОВ НА ПРИМЕРЕ КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ

THE FEATURES OF INTERNATIONAL TRANSPORTATION OF PERISHABLE CARGOES ON THE EXAMPLE OF KRASNODAR REGION

Коновалова Татьяна Вячеславовна

Кубанский государственный
технологический университет

Миронова Мария Петровна

Кубанский государственный
технологический университет

Миронова Юлия Петровна

Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы особенности международных перевозок скоропортящихся грузов на примере Краснодарского края. Одна из наиболее важных сторон человеческой жизни является продовольственная сфера. Она заключается в потреблении продуктов, необходимых для жизнедеятельности человека.

Ключевые слова: международные перевозки, экономика, транспортная инфраструктура, груз, капитал, услуга.

Konovalova Tatyana Vyacheslavovna
Kuban state technological university

Mironova Maria Petrovna
Kuban state technological university

Mironova Yuliya Petrovna
Kuban state technological university

Annotation. The article considers the peculiarities of international transport of perishable goods on the example of Krasnodar region. One of the most important aspects of human life is the food industry. It is the consumption of products necessary for human life.

Keywords: international transport, economies, transport infrastructure, goods, capital and services.

Одна из наиболее важных сторон человеческой жизни является продовольственная сфера. Она заключается в потреблении продуктов, необходимых для жизнедеятельности человека. Большинство из данных продуктов относятся к категории скоропортящихся товаров, доставка которых должна быть организована таким образом, чтобы перевозимый груз не потерял своих качественных свойств, то есть не был испорчен [1].

Все скоропортящиеся грузы для удобства можно разделить на:

- 1) грузы растительного происхождения (фрукты, овощи, орехи, ягоды, грибы);
- 2) грузы животного происхождения (мясо различных сельскохозяйственных животных, молоко, яйца);
- 3) продукты переработки (сметана, творог, сыры, йогурты, колбасные изделия и другие мясные продукты);
- 4) живые растения: саженцы, цветы;
- 5) прочие скоропортящиеся грузы (пиво, вино, безалкогольные напитки, минеральная вода, маргарин, кухонные жиры, дрожжи).

Доставка данной группы товаров осложняется несколькими факторами, а именно: ограниченность сроков доставки грузов оказывает существенное влияние на качество перевозимого груза; перевозка скоропортящихся продуктов – это, зачастую, моноперевозка, так как существует проблема совместимости скоропортящихся товаров различных групп [2, 3].

Скоропортящиеся грузы в международном сообщении доставляются всеми основными видами транспорта. При этом железнодорожным транспортом предпочтительно перевозится мясо, рыба овощи и фрукты. Данный вид транспорта наиболее часто используется из-за наличия подвижного состава с нагревательными и охлаждающими установками. Однако есть проблема невозможности доставки «от двери до двери», так как заказчики зачастую не имеют необходимых путей сообщения.

Автомобильным транспортом перевозятся скоропортящиеся грузы от места их производства до места их потребления при условии, что перевозка осуществляется на

короткие и средние расстояния. Однако скорость доставки при перевозке скоропортящихся грузов привлекает производителей к использованию именно автомобильного транспорта.

Наиболее эффективным по скорости доставки видом транспорта при транспортировке скоропортящейся продукции является воздушный транспорт. Во многом это связано с тем, что перевозка, совершаемая по воздуху по своей продолжительности, занимает значительно меньше времени в сравнении с другими видами транспорта, а также авиатранспорт имеет весомое преимущество, которое заключается в том, что при перевозке скоропортящихся товаров в грузовом отсеке устанавливается температура, подходящая для их хранения. Но массовые перевозки этим видом транспорта не осуществляются из-за высокой стоимости.

Помимо подходящего подвижного состава при организации международной перевозки скоропортящихся грузов необходимо учитывать и характеристики маршрута перевозки. Оптимальный маршрут при такой перевозке определяется возможностью соблюсти все необходимые условия перевозки груза и сроки его доставки.

Согласно данным статистики, в Краснодарский край осуществляется ввоз различных зарубежных товаров.

Таблица 1 – Объем импорта различных товаров в Краснодарский край, млн дол. США

Номенклатура ввозимых товаров	Млн долл. США	В % к итогу
Всего	3713,0	100
овощи и некоторые съедобные корнеплоды и клубнеплоды	239,0	6,4
съедобные фрукты и орехи; кожура и корки цитрусовых или дынь	831,7	22,4
кофе, чай, мате, или парагвайский чай, и пряности	139,5	3,8
жиры и масла животного или растительного происхождения и продукты их расщепления; готовые пищевые жиры; воски животного растительного происхождения	432,4	11,6
черные металлы и изделия из них	251,6	6,8
реакторы ядерные, котлы, оборудование и механические устройства и их части	347,6	9,4

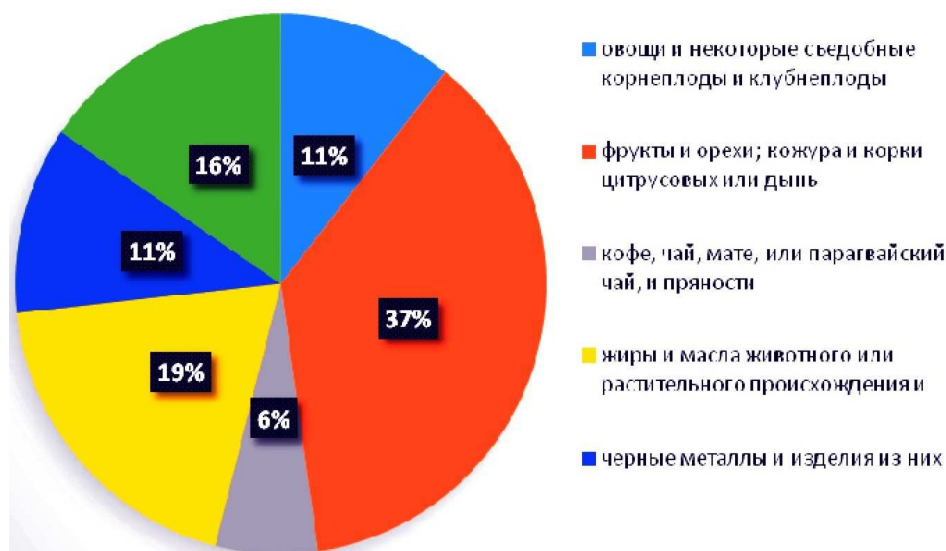


Рис. 1 – Объемы товаров, ввозимых в Краснодарский край

Анализируя представленные данные, можно сделать вывод о том, что 37 % всех ввозимых товаров на Кубань приходится на долю фруктов и орехов, 19 % – масла животного и растительного происхождения и только 6 % ввозится кофе и чая. Эти данные показывают, что Краснодарский край хоть и является «житницей России», но ей так же не обходимы дополнительные объемы продовольствия, не производимые в

регионе [4, 5]. Такая ситуация объясняется тем, что Кубань является основным поставщиком фруктов и овощей, а также некоторых других продуктов для различных регионов нашей страны.

Фрукты, ввозимые на внутренний рынок России в своем преобладающем большинстве, происходят из Египта, Турции, Абхазии, Армении, ЮАР, Марокко, Испании, Италии и Эквадора. Основными схемами их доставки в Россию из Турции является перевозка двумя видами транспорта – морским и автомобильным (пример данной перевозки приведен на рис. 2).

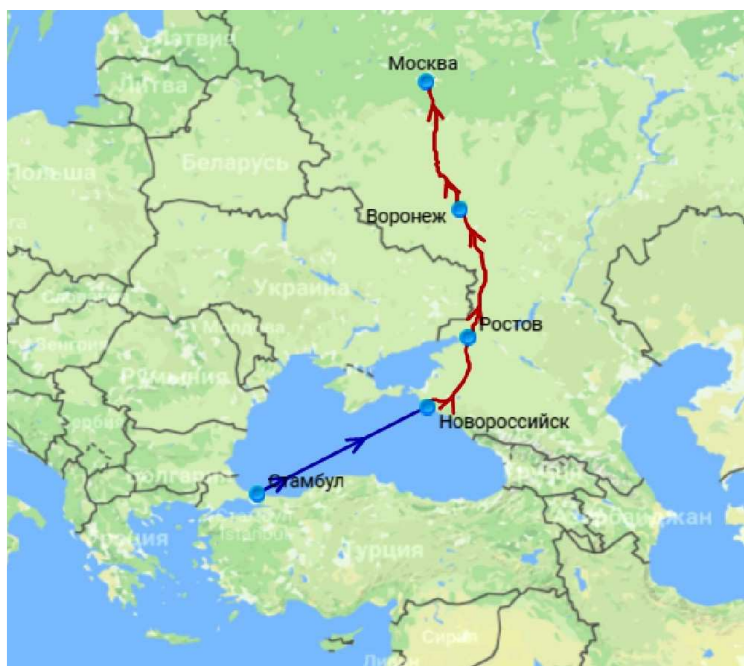


Рис. 2 – Маршрут доставки скоропортящихся грузов из Турции

Как видно из схемы маршрута, в перевозке участвует несколько видов транспорта, у каждого из которых есть свои технические, технологические и экономические особенности.

В связи со спецификой скоропортящихся товаров существуют определенные условия и правила их перевозки.

Компании-перевозчики, при осуществлении перевозки должны установить соответствующую температуру в транспортных средствах, где будет происходить перевозка скоропортящихся продуктов.

Свежие продукты или овощи можно перевозить летом, осенью и весной при температуре не ниже 0 градусов по Цельсию, но не более шести часов, при этом зелень можно перевозить в неспециализированном транспорте не более 3 часов.

Все санитарные требования, предъявляемые к подвижному составу должны быть соблюдены.

Транспортные средства, предоставляемые перевозчиком должны быть оборудованы специальными устройствами для охлаждения летом и подогрева грузов зимой.

Скоропортящиеся грузы должны быть упакованы согласно требованиям и перевозиться в исправной таре, пригодной для данного вида груза. Фрукты и овощи необходимо перевозить исключительно в таре.

Все продукты нужно уложить так, чтобы они плотно прилегали друг к другу, но тем не менее они не должны биться или тереться о потолок тс.

Правилами перевозки скоропортящихся грузов, предусмотрены документы, которые необходимо иметь с собой перевозчику при транспортировке товаров. К ним относятся: транспортная накладная является главным документом, так как в ней указываются все необходимые условия для перевозки; путевой лист, договор заключенный с перевозчиком, фактура и свидетельство о качестве продукта.

Исходя из сказанного, а также учитывая постоянно изменяющуюся политическую ситуацию, можно утверждать, что проблема организации международных перевозок скоропортящихся грузов весьма актуальна, является комплексной и требует дополнительных экономических и технологических исследований.

Литература:

1. Коновалова Т.В., Кузьмина М.А., Надирян С.Л. Подходы к выбору вида транспорта при осуществлении международных транспортных операций // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2017. – № 1. – С. 153–156.
2. Кирий К.А., Коновалова Т.В., Надирян С.Л. Оценка эффективности инвестиций в транспортно-логистических системах // Гуманитарные, социально-экономические и общественные науки. – 2014. – № 8. – С. 285–287.
3. Коновалова Т.В., Котенкова И.Н. Транспортная инфраструктура : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВПО «КубГТУ», 2013. – 264 с.
4. Коновалова Т.В., Макаренко В.П. Проблемы и перспективы развития транспортной инфраструктуры и транспортных средств в России // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 2. – С. 148–150.
5. Коновалова Т.В., Котенкова И.Н. Рынок транспортных услуг и качество транспортного обслуживания : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВПО «КубГТУ», 2015. – 248 с.

References:

1. Konovalova T.V., Kuzmina M.A., Nadiryan S.L. Approaches to the choice of a type of transport at implementation of the international transport operations // Humanitarian, social and economic and social sciences. – 2017. – No. 1. – P. 153–156.
2. Kiry K.A., Konovalova T.V., Nadiryan S.L. Assessment of efficiency of investments in transport logistics systems // Humanitarian, social and economic and social sciences. – 2014. – No. 8. – P. 285–287.
3. Konovalova T.V., Kotenkova I.N. Transport infrastructure: manual. – Krasnodar : Prod. FGBOU VPO of «KubGTU», 2013. – 264 p.
4. Konovalova T.V., Makarenko V.P. Problems and the prospects of development of transport infrastructure and vehicles in Russia // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2016. – No. 2. – P. 148–150.
5. Konovalova T.V., Kotenkova I.N. Market of transport services and quality of transport service : manual. – Krasnodar : Prod. FGBOU VPO of «KubGTU», 2015. – 248 p.

УДК 528

ЗНАЧИМОСТЬ ТАХЕОМЕТРИЧЕСКИХ РАБОТ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ В ШАНХАЕ

THE ROLE OF TACHEOMETRIC WORKS DURING CONSTRUCTION IN SHANGHAI

Ирадукунда Джоси

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
iradukundajosee@gmail.com

Аннотация. Тахеометрическая съемка-это быстрый метод, который предназначен для измерения расстояний по горизонтали и вертикали, определения превышений, без использования ленты или других обособленных приспособлений уровня, с использованием прибора- тахеометра.

Это не самый точный метод определения горизонтальных расстояний, но он наиболее часто применяемый для проведения работ в горной местности, где трудно использовать другие методы, однако этот метод не точный.

Метод тахеометрической съемки широко используется во всем мире в строительстве при проведении обследования. Он используется в различных странах, таких как: США, Канада, Россия, Европа, Руанда, а также в Китае. К примеру, в западных странах тахеометрия неотъемлемая часть в геодезии, так в последнее время первоначальные измерения всегда проводятся с использованием тахеометров и записываются в журналы данных. Позиции расположения также определяются с использованием системы ГНСС (глобальная навигационная спутниковая система).

Ключевые слова: методы тахеометрической съемки, места использования тахеометров.

Iradukunda Josee

Student,
Kuban state technological university
iradukundajosee@gmail.com

Annotation. Tacheometry is the rapid method that is assigned for measuring the horizontal distance and vertical altitude with the angular from the surface of the earth point to another point without using chain, tape or other separated level instrument and the measurement is done by applying tacheometer instrument.

It is not so accurate method of finding the horizontal distances as the Chaining is, but it is most applicable for carrying out the surveys to find the distances in the mountainous area where it is hard to use other methods however it is not accurate.

The tacheometry method is commonly used over the world in construction during survey.it has been used in different countries like USA, Canada, Russia, Europe, RWANDA and also China. For instance, in western countries, tacheometry is fundamentally in surveying, as professional measurement recently is always carried out applying total stations and recorded using data collectors. Location positions are also determined using GNSS(global navigation satellite system).

Keywords: Tacheometric method ,the place where it's used.

Tacheometry is the rapid method that is assigned for measuring the horizontal distance and vertical altitude with the angular from the surface of the earth point to another point without using chain, tape or other separated level instrument and the measurement is done by applying tacheometer instrument.

It is not so accurate method of finding the horizontal distances as the Chaining is, but it is most applicable for carrying out the surveys to find the distances in the mountainous area where it is hard to use other methods however it is not accurate.

It has a wide number of uses:

- Check the more accurate taped distances to uncover error or mistakes.
- Determine differences of elevation between points.
- Carry lines of levels where Low order accuracy is required.
- Measure the length of traverse lines.
- Compile plan metric and topographic maps.
- Locate details for hydrographic (John mofire may 2013 tacheometry).

The tacheometry method is commonly used over the world in construction during survey.it has been used in different countries like USA, Canada, China, Russia and Europe even in RWANDA. For instance, in western countries, tacheometry is fundamentally in surveying, as professional measurement recently is always carried out applying total stations and recorded using data collectors. Location positions are also determined using GNSS(global navigation satellite system) <https://en.wikipedia.org/wiki/Tacheometry>.

In this paper, the study of Advantages of using tacheometry during survey comparing to other methods in Shanghai is presented.

Literature review

Talking about of rapid method of measuring setup for the big number of controlled orientation points on great height and others types of constructions. This opinion is involved of taking measurements in one position of the telescope.

The most profitable would be, if the possible deviations from planar could be discovered right after casting of a concrete floor

and before installation of finishing material. This way, wasting of expensive finishing material like parquet, could be avoided.

Simultaneously it is assumed that every check point will be measured from a minimum of two different tachymeter stations. It is also assumed that the observation will survey the difference in elevation between the horizon of the instrument and the aiming mark representing a given controlled point.

The calculations take into consideration the following factors: residual index error of the vertical circle, influence of the Earth's curvature, and atmospheric refraction. Furthermore, it is proposed that direct levelling needs to be executed on each level of the construction.

The chain, tape and leveling instrument were ordinary methods of surveying failed satisfactory on the ground when related with clear of obstruction and bad precipitous.

Principles of Tacheometry:

The advantages of tacheometry

There are many advantages of doing survey by Tacheometry which is as follow:

- It is not necessary to do chain operation that is required in other method of surveying.
- We can do survey in area like Hill and mountain where it is very difficult to do survey by other methods.
- If we not need very high standards and accuracy, then this is right method.
- It requires low amount of time compare to other ways of surveying.
- Because Tacheometry is indirect method that we do not require some instrument that is necessary in plan table surveying or in theodolite surveying.

Disadvantages of tacheometry:

- Marking of the points is lost during time, maintenance is expensive.
- For the prescript comparison of the measurements with the initial measurement marking of the points is necessary at building completion.

The tools of tacheometry:

The instruments required for carrying out the Tacheometric survey are:

- A Tacheometer.
 - A Stadia Rod.
- **Tacheometer:** Tacheometer is more or less a Theodolite installed with a stadia diaphragm
 - **Stadia diaphragm** is equipped with three horizontal hairs and one vertical hair. So we can take three vertical staff reading at the same instruments setting, lower most hair reading, central hair reading and the top hair reading. The difference between the lower hair reading and the upper hair reading gives the staff intercept.

Stadia rod used in the determination of distance by observing the intercept on the rod subtending a small known angle at the point of observation; the angle usually is defined by two fixed lines in the reticle of a telescope (transit or telescopic alidade).

Литература: / Reference:

1. URL : <https://en.wikipedia.org/wiki/Tacheometry>.
2. John Mofire may 2013 tacheometry.
3. Peng M.X., Liu J.J., and Wang C.K. Deformation monitoring technique for ccTV main tower during construction Building Science. – 2009. – 25 (11), P. 92–94.

4. Brownjohn J.M.W. «Structural health monitoring of civil infrastructure», *Philosophical Transactions of The Royal Society A*. –2007. – 365 (1851), P. 589–622.
5. Gura D.A., Shevchenko G.G., Gura A.Y. Development research methodology elastic deformation total station // *Journal of Engineering and Applied Sciences*. – 2016, Vol. 11, Issue 13. – P. 2885–2888.
6. Gura T.A., Tatiana M.A. On the necessity of permanent monitoring of deformations of unique objects of capital construction : In the book: INTERNATIONAL INNOVATION RESEARCH collection of articles of the winners of the V International scientific-practical conference. – Penza, 2016. P. 191–195.
7. Gribkov A.L., Skripkin A.I., Shabanova I.G., Lychagin D.V., Gorbenko V.V., Salnikov Y.O. Geodetic deformation monitoring of technical condition of unique buildings and structures // *Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin)*. – 2016. – No. 2. – P. 104–108.
8. Kupriyanov A.A., Maksimova M.V. Monitoring of the technical condition of high-rise buildings with application of modern approaches // *Slavic forum*. – 2015. – No. 2 (8). – P. 153–167.
9. Liaschenko P.A., Denisenko V.V. Calculation of microstructure characteristics of soil in the experiment with compression compression of the sample // *Polythematic network electronic scientific journal of the Kuban state agrarian University*. – 2009. – № 45 (01). – P. 66–82. – URL : <http://ej.kubagro. EN/2009/01/pdf/03.pdf>
10. Lyashenko P.A., Denisenko V.V. contact interaction of elements of the microstructure of clay soil // *Polythematic network electronic scientific journal of the Kuban state agrarian University*. – 2012. – № 78 (04). – P. 291–318. – URL : <http://ej.kubagro.ru/2012/04/pdf/25.pdf>
11. Denisenko V.V., Lyashenko P.A. Analysis of methods of compression testing of soils // *proceedings of Kuban state technological University*. – 2015. – № 2. – P. 104–125. – URL : <http://ntk.kubstu.ru/file/337>
12. Gura D.A., Shevchenko G.G., Kirilchik L.F., Petrenkov D.V., Gura T.A. Application of inertial measuring unit in air navigation for als and dap // *Journal of Fundamental and Applied Sciences*. – 2017. – Vol. 9. – No 1S. – P. 732–741. – URL : <http://dx.doi.org/10.4314/jfas.v9i1s.727>
13. Zheltko Ch.N., Gura D.A., Shevchenko G.G., Berdzenishvili G.S. Experimental investigations of the errors of measurements of horizontal angles by means of electronic tacheometers // *Measurement Techniques*. – 2014. – T. 57. – No. 3. – P. 277–279.
14. Autumn E.D., Khakhuk A.B., Gura D.A. Accounting and technical inventory of Capital construction projects // *Analysis of the current system of technical registration and inventory of capital construction objects*. – Krasnodar : Kuban state technological University, 2012. – T. 1.
15. Gura D.A., E.A. Verezubova MOBILE - a MOBILE SCANNING SYSTEM : In the book: *earth Science at the present stage of the VIII international scientific-practical conference*. – 2013. – P. 56–58.

УДК 528

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ РАЗДЕЛА ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА НА МЕСТНОСТИ

MODERN METHODS OF THE PARTITION OF THE LAND PLOT INTO AREAS

Кудрявцев Владислав Сергеевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Kudryavcev Vladislav Sergeevich

Student,
Kuban state technological university

Емельянов Максим Валерьевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
emel-maks-va@yandex.ru

Emelyanov Maxim Valeryevich

Student,
Kuban state technological university
emel-maks-va@yandex.ru

Каргопольцев Андрей Евгеньевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Kargopolcev Andrey Evgenyevich

Student,
Kuban state technological university

Бахтарова Елизавета Николаевна

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Bahtarova Elizaveta Nikolaevna

Student,
Kuban state technological university

Эмирян Армен Витальевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Emiryan Arsen Vitalyevich

Student,
Kuban state technological university

Титова Ксения Александровна

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Titova Ksenia Aleksandrovna

Student,
Kuban state technological university

Аннотация. Данная статья посвящена обзору современных методов раздела земельного участка и так же используемым для этого приборам.

Annotation. This article is devoted to a review of modern methods of dividing land and also used for this device.

Ключевые слова: межевание, раздел, участок.

Keywords: land surveying, section, section.

Межевание. Основные сведения и технология

С помощью межевания земель устанавливаются границы. Это обязательная процедура для совершения сделок с участком. Все дело в том, что раньше законодательство не требовало точного установления границ. И даже после введения межевания, сначала оно было не инструментальным, на местности, а картографическим, с помощью имеющихся у землеустроителей карт и материалов. Границы в результате такого межевания получались довольно неточные. Сейчас картографическое межевание проводится редко, лишь в исключительных случаях, которые определяет закон [1, с. 7].

На основании приблизительных планов участков оформлялись права на землю по советскому законодательству, да и позже, до введения в действие закона «О государственной регистрации прав на недвижимое имущество и сделок с ним». Один из основных принципов права гласит, что закон не имеет обратной силы. Поэтому признаются действительными все права на земельные участки, возникшие до вступления в силу упомянутого закона (а момент вступления в силу индивидуален для каждого муниципального образования и датируется открытием подразделения учреждения юстиции по регистрации прав на недвижимость в конкретном городе или районе) [3, с. 7].

И при совершении сделки закон обязывает собственника произвести первичную регистрацию объекта в реестре. И лишь затем регистрируется договор аренды или переход права собственности к другому лицу. Для первичной регистрации как раз и необходимо межевание – без него нельзя изготовить проект границ, а следовательно и кадастровый план местности, на основании его и вносятся сведения в Единый государственный реестр прав (ЕГРП) [3, с. 7].

При создании участка любым способом обязательно делается межевание. Иначе не удастся внести сведения об этом участке кадастр и зарегистрировать право собственности на него [1, с. 7].

Вынос границ земельного участка происходит в 3 этапа:

1. *Подготовительный*. Представляет собой получение и изучение документов о границе земельного участка и определение методики проведения работ [5, с. 7].

2. *Полевой*. Эта процедура подразумевает определения границ земельного участка инструментальными методами и установка выбранных Вами межевых знаков. Так же возможна установка столбов будущего забора конкретно в день проведения работ. При проведении работ специалисты часто используют геодезические спутниковые приемники и тахеометр, которые прошли все необходимые поверки и пригодны для работы [5, с. 7].

3. *Камеральный*. Это оформление акта выноса в натуру земельного участка, фотоотчет или заключения кадастрового инженера [5, с. 7].

Закрепление границ земельного участка происходит в помощью межевых знаков. Они в свою очередь могут быть временными. Так же стоит отметить, что так называемые долгосрочные межевые знаки (типы и порядок установки которых определены приказом Минэкономразвития России) используются чаще всего для закрепления границ объектов землеустройства (к которым в настоящее время земельные участки не относятся) [4, с. 7].

Для закрепления границ земельных участков практически во всех случаях используются временные межевые знаки, которые представляют собой либо кольца (деревянные или из металлической арматуры), так как это позволяет достигнуть целей, стоящих перед заказчиком работ с наименьшими финансовыми затратами. Однако, по желанию заказчика, которое оформляется путем включения соответствующего условия в договор подряда, могут быть установлены долгосрочные межевые знаки любого из трех типов, установленных вышеупомянутым приказом Минэкономразвития) [8, с. 7].

Использование гражданскими бытовых приборов, использующих данные спутниковых систем позиционирования (GPS, ГЛОНАСС) очень распространено, поэтому необходимо отметить, что вынос границ земельного участка в натуру на местности должен производиться квалифицированными специалистами в области геодезии и кадастров, использующими специализированное оборудование (спутниковые GNSS приемники, электронные тахеометры) и программное обеспечение. Это связано с тем, что точность работ должна соответствовать нормативным требованиям, которые, например в отношении земельных участков, отнесенных к землям населенных пунктов, очень высоки и допустимая средняя квадратичная *погрешность* местоположения характерных точек составляет *не более 10 см*. [8, с. 7].

Какие приборы используются?

В настоящее время используется такое оборудование: тахеометр, штативы, вешка, комплект спутниковых приемников GPS/ГЛОНАСС (не всегда применяется), рулетка [10, с. 7].

Что является объектом измерения?

Как проводятся сами геодезические работы? Для межевания участка нужно определить местоположение его будущих границ. По факту бывает два способа при измерениях, вне зависимости вида межевания (раздел, перераспределение, уточнение и т.д):

1. Если земельный участок обладает определенными границами, типа забора, стены дома или просто колышки. Тогда инженеры определяют координаты поворотных точек границы для последующего нанесения на межевой план. В свою очередь грани-

цы будут проходить по согласованным заборам, стенам или колышкам. Стоит понимать, что если граница участка проходит внутри строения (например, при разделе дома), то специалисты должны знать его планировку или померить самостоятельно. Это необходимо для разграничения земельного участка под домом [10, с. 7].

2. В том случае, если на местности заказчик не имеет возможности определить точные границы участка. Это может быть из-за различных причин, таких как: отсутствие забора или его уничтожение, при том как земля выделялась, при разделе участка на несколько частей разных собственников. Без точных измерений правильного раздела участка не получится. В случае отсутствия границ, кадастровые специалисты проводят замеры всех близлежащих значимых объектов (граница леса, заборы, строения и т.д), заносят все данные в специализированные программы и отображают все в графическом виде. После чего используется кадастровая информация на участок работ (КПТ) и приглашается собственник или собственники участка. И уже на получившемся цифровом плане можно будет точно нанести границы участков. То есть размежевать в камеральных условиях, руководствуясь данными заказчика и кадастра недвижимости.

В этом случае земельный участок будет иметь виртуальные границы. То есть на основании этого межевого плана его поставят на учет, но при этом на местности границы участка будут неизвестны. Чтобы установить их по кадастровым данным необходимо воспользоваться услугами кадастрового инженера и провести вынос границ земельного участка. Это отдельная услуга, которая не входит в процедуру межевания.

Как определяют местоположение участка?

Рассмотрим самую распространенную методику, которая используется 90 % кадастровых инженеров.

Сначала определяют координаты съемочных точек тахеометрического хода (это те точки, на которых стоит прибор). Как это сделать? Для проложения и уравнивания хода нужно как минимум два пункта с известными координатами (лучше, конечно же, использовать три и более пунктов для уменьшения погрешностей и избежания ошибок). Пункты бывают двух видов:

1. Пункты государственной геодезической сети (ГГС). Это могут быть стенные, грунтовые репера, геодезические пирамиды и так далее. В Москве и крупных городах таких пунктов очень много и их часто обновляют. В других, менее заселенных городах и населенных пунктах гораздо хуже. Плотность пунктов может достигать 1 точку на несколько квадратных километров.

2. В случае неудобного расположения или нехватки пунктов ГГС применяют GPS координирование. Это представляет собой определение местоположения исходных пунктов (может быть труба забора, бетонный дюбель, арматура и тому подобное) – временной геодезической опоры.

Между опорными пунктами прокладывают полигонометрический ход измеряя на станции углы и расстояние до пунктов и между точками. Попутно проводят координирование межевых знаков и других объектов местности (это выполняется при необходимости). После выполнения полевых работ измерения уравнивают на специализированных программах и определяют координаты всех измеренных объектов, в том числе границ участка.

Геодезическая съемка земельного участка

Геодезическая съемка земельного участка делается для того, что бы сформировать границы нового участка или уточнить границы старого участка с определением их в системе координат и вычисления площади. Также геодезию земельного участка делают для подготовки межевого плана или при изыскательских работах.

В процессе геодезической съемки земельного участка идет создание опорно-межевой сети, определение фактических границ участка в координатной системе и его площади, отдельно составляется схема расположения участка относительно смежных участков земли. Геодезия земли, съемка земельного участка при строительстве проводится на основании проекта, она составляет геодезическую подготовку проекта с выносом его в натуру в плане и в вертикальной планировке. Первым этапом геодезиче-

ской съемки земельного участка являются разбивочные работы с созданием разбивочных сетей и детальной разбивкой очередности сооружения объектов. Далее следует этап выверки строительных конструкций в плане и по высоте. Очень важен этап камеральной обработки полученных результатов с последующим составлением топографического плана, сводных схем инженерных сетей, технического отчета и экспертизы материалов геодезических работ [10, с. 7].

Сейчас геодезическую съемку производят при помощи электронных тахеометров и спутникового GPS-оборудования. При работе используется полевого кодирование объектов геодезической съемки для минимизации времени выполнения работ и облегчения камеральной обработки материалов, что в свою очередь существенно повышает производительность работ. Геодезическая съемка подземных инженерных сетей ведется с применением высокочувствительного трасоискателя с двумя локаторами и цифровой обработкой сигнала [13, с. 7].

Геодезическая съемка земельного участка широко применяется при составлении земельного кадастра и землеустроительных работах. В любом случае тут нужен обмер и съемка земельного участка. Съёмочные работы так же проводятся при разделе и объединении земельных участков, оформлении дополнительной площади, например в случае возникновения земельных споров [12, с. 7].

Геодезическая съемка – это широкий комплекс геодезических работ. Её начальный этап проводится на местности, непосредственно, как съемка конкретного земельного участка, а основная расчетная и графическая работа проводится в камеральных условиях. Такая камеральная обработка результатов требуется практически при любых работах по геодезической съемке – для работ по строительной геодезии, для обработки измерений триангуляции, полигонометрии, трилатерации. Различие тут не в методах а больше в объеме работ – при работах строительной геодезии он относительно невелик, а вот при обработке результатов классной триангуляции и других высокоточных геодезических работ объем камеральных вычислений очень большой. При требовании высокой точности геодезической съемки нужны специальные методы проведения измерений, а также высокоточное исполнение камеральной обработки с применением специальных методов уравнивания и введения большого числа поправок. К тому же нужен постоянный мониторинг промежуточных результатов, что создает определенные проблемы по отслеживанию и исправлению ошибок, увеличивает время самой обработки, поскольку объем измерений просто огромен [11, с. 7].

В результате геодезических работ получается подробный план земельного участка со всеми строениями, выделением границ и привязкой к границам соседних земельных участков и различным техническим коммуникациям. Такой подробный генеральный план земельного участка носит название геоподосновы, он выполняется в фиксированном масштабе М 1 :500. После выполнения и проверки такая геоподоснова имеет срок годности в четыре года, за это время должно быть проведено проектное решение и нанесены новые сооружения на такой генеральный план участка. После окончания срока необходимо заказать обновление генерального плана, поскольку старые сведения и замеры могут уже фактически очень существенно измениться [6, с. 7].

Литература:

1. Пастухов М.А., Вербицкий М.В., Пастухова О.И., Гура А.Ю. Методологические проблемы инженерного обустройства территории населённых пунктов // Научные труды КубГТУ. – 2017. – № 2. – С. 67–77.
2. Podkolzin O., Zhihareva M., Odintsov S., Perov A., Khalin I. Passport of the evaluated area as a basis of the improvement of the state evaluation of agricultural land // Вестник АПК Ставрополя. – 2014. – № 1S. – С. 116–118.
3. Gura D.A., Shevchenko G.G., Kirilchik L.F., Petrenkov D.V., Gura T.A. Application of inertial measuring unit in air navigation for als and dap // Journal of Fundamental and Applied Sciences. – 2017. – Vol 9. – No 1S. – P. 732–741. – URL : <http://dx.doi.org/10.4314/jfas.v9i1s.727>
4. Gura D.A., Shevchenko G.G., Gura A.Y. Development research methodology elastic deformation total station // Journal of Engineering and Applied Sciences. – 2016. – Vol. 11. – Issue 13. – P. 2885–2888.
5. Zheltko Ch.N., Gura D.A., Shevchenko G.G., Berdzenishvili S.G. Experimental investigations of the errors of measurements of horizontal angles by means of electronic tacheometers // Measurement Techniques. – 2014. – T. 57. – № 3. – С. 277–279.

6. Рудик Е.А., Гура Д.А. Проведение топографической съемки с применением спутниковых систем и электронных тахеометров / в сборнике: Науки о земле на современном этапе Материалы IV Международной научно-практической конференции. – 2012. – С. 118–120.

7. Осенняя А.В., Осенняя Е.Д., Хахук Б.А., Гура Д.А., Коломыцев А.А. Совершенствование институционально-экономического механизма оценки земель в современных условиях. – Краснодар, 2013.

8. Корелов С.Н., Гура Д.А., Шевченко Г.Г., Желтко Ч.Н., Желтко С.Ч., Бердзенишвили С.Г., Нелюбов Ю.С. Геодезические работы при ведении кадастра // Методические указания к практическим занятиям для студентов всех форм обучения специальности 120303 Городской кадастр и направления 120700.62 Землеустройство и кадастры. – Краснодар, 2011.

9. Желтко Ч.Н., Бердзенишвили С.Г., Корелов С.Н., Гура Д.А., Шевченко Г.Г., Пастухов М.А. Учебная геодезическая практика // Методические указания по организации и контролю учебной практики для студентов всех форм обучения направлений 120700 Землеустройство и кадастры, 130500 Нефтегазовое дело, 270800 Строительство, 271101 Строительство уникальных зданий и сооружений. – Краснодар, 2013. – Ч. 3: Решение геодезических задач.

10. Гура Д.А., Кусова С.И., Кравцова Т.В. О проблемах современного кадастра / в сборнике: Науки о Земле на современном этапе VI Международная научно-практическая конференция. – 2012. – С. 73–75.

11. Бердзенишвили С.Г., Гура Д.А., Желтко Ч.Н., Кравченко Э.В. Картография : справочное пособие к лабораторным работам и контрольной работе для студентов всех форм обучения направления бакалавриата 120700 – «Землеустройство и кадастры» / ФГБОУ ВПО «КубГТУ». – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014.

12. Гура Д.А., Вerezубов Е.А. Мобильному миру – мобильные сканирующие системы / в сборнике: Науки о земле на современном этапе VIII Международная научно-практическая конференция. – 2013. – С. 56–58.

13. Гура Д.А., Алкачев Т.Э. Создание 3D кадастра объекта недвижимости для постановки на кадастровый учет на примере железнодорожного вокзала Адлерского района г. Сочи // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2015. – № 11. – С. 362–369.

Reference:

1. Pastukhov M.A., Verbitsky M.V., Pastukhova O.I., Gura A.Yu. Methodological problems of engineering arrangement of the territory of settlements // Scientific works of KubGTU. – 2017. – No. 2. – P. 67–77.

2. Podkolzin O., Zhihareva M., Odintsov S., Perov A., Khalin I. Passport of the evaluated area as a basis of the improvement of the state evaluation of agricultural land // Bulletin of agrarian and industrial complex of Stavropol Territory. – 2014. – No. 1S. – P. 116–118.

3. Gura D.A., Shevchenko G.G., Kirilchik L.F., Petrenkov D.V., Gura T.A. Application of inertial measuring unit in air navigation for ALS and DAP // Journal of Fundamental and Applied Sciences. – 2017. – Vol 9. – No 1S. – P. 732–741. – URL : <http://dx.doi.org/10.4314/jfas.v9i1s.727>

4. Gura D.A., Shevchenko G.G., Gura A.Y. Development research methodology elastic deformation total station // Journal of Engineering and Applied Sciences. – 2016. – Vol. 11. – Issue 13. – P. 2885–2888.

5. Zheltko Ch.N., Gura D.A., Shevchenko G.G., Berdzenishvili S.G. Experimental investigations of the errors of measurements of horizontal angles by means of electronic tachometers // Measurement Techniques. – 2014. – T. 57. – No. 3. – P. 277–279.

6. Rudik E.A., Gura D.A. Carrying out survey with use of satellite systems and electronic tachometers / in the collection: Sciences about the earth at a modern stage Materials IV of the International scientific and practical conference. – 2012. – P. 118–120.

7. Osenny A.V., Osenny E.D., Hakhuk B.A., Gura D.A., Kolomytsev A.A. Improvement of the institutional and economic mechanism of assessment of lands in modern conditions. – Краснодар, 2013.

8. Karelians S.N., Gura D.A., Shevchenko G.G., Zheltko Ch.N., Zheltko S.Ch., Berdzenishvili S.G., Nelyubov Yu.S. Geodetic works when maintaining the inventory // Methodical instructions to a practical training for students of all forms of education of specialty 120303 the City inventory and the Land management directions 120700.62 and inventories. – Краснодар, 2011.

9. Zheltko Ch.N., Berdzenishvili S.G., Korolov S.N., Gura D.A., Shevchenko G.G., Pastukhov M.A. Educational geodetic practice // Methodical instructions on the organization and control of educational practice for students of all forms of education of the Land management directions 120700 and inventories, 130500 Oil and gas case, 270800 Construction, 271101 Construction of unique buildings and constructions. – Краснодар, 2013. – P. 3: Solution of geodetic tasks.

10. Gura D.A., Kusova S.I., Kravtsova T.V. About problems of the modern inventory / in the collection: Sciences about Earth at the present stage the VI International scientific and practical conference. – 2012. – P. 73–75.

11. Berdzenishvili S.G., Gura D.A., Zheltko Ch.N., Kravchenko E.V. Kartografiya : the handbook to laboratory works and an examination for students of all forms of education of the direction of a bachelor degree 120700 – «Land management and inventories» / FGBOU VPO «KubGTU». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014.

12. Gura D.A., Verezubov E.A. To the mobile world – the mobile scanning systems / in the collection: Sciences about the earth at the present stage the VIII International scientific and practical conference. – 2013. – P. 56–58.

13. Gura D.A., Alkachev T.E. Creation of the 3D inventory of a real estate object for statement on the cadastral registration on the example of the railway station of Adlensky District of Sochi // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2015. – No. 11. – P. 362–369.

УДК 528

ВЫПОЛНЕНИЕ ВЫСОКОТОЧНЫХ УГЛОВЫХ ИЗМЕРЕНИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

PERFORMANCE OF HIGH-PRECISION ANGULAR MEASUREMENTS AT CONSTRUCTION OF BUILDINGS AND CONSTRUCTIONS

Грибкова Лариса Алексеевна

ассистент,
Кубанский государственный
технологический университет
arisa.gri2012@mail.ru

Овсиенко Екатерина Александровна

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
89528376195@mail.ru

Демин Александр Андреевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
sasha-demin-1998@mail.ru

Реброва Анастасия Дмитриевна

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
nastya.samber@mail.ru

Хасанов Тембулат

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
Xasanov@mail.ru

Аннотация. В данной статье рассматривается выполнение высокоточных угловых измерений при строительстве зданий и сооружений. Освещены способы выполнения измерений, а также приведены параметры при вычислении угловых измерений с помощью такого геодезического инструмента, как электронный тахеометр.

Ключевые слова: строительство, геодезия, здания и сооружения, электронные тахеометры, угловые измерения, высокоточные измерения, тахеометры.

Gribkova Larisa Alekseevna

Assistant,
Kuban state technological university
arisa.gri2012@mail.ru

Ovsiyenko Ekaterina Aleksandrovna

Student,
Kuban state technological university
89528376195@mail.ru

Dyomin Alexander Andreevich

Student,
Kuban state technological university
sasha-demin-1998@mail.ru

Rebrova Anastasia Dmitriyevna

Student,
Kuban state technological university
nastya.samber@mail.ru

Khasanoff Tembulat

Student,
Kuban state technological university
Xasanov@mail.ru

Annotation. In this article performance of high-precision angular measurements at construction of buildings and constructions is considered. Ways of performance of measurements are lit and also parameters at calculation of angular measurements by means of such geodetic tool as the electronic tacheometer are specified.

Keywords: construction, geodesy, buildings and constructions, electronic tacheometers, angular measurements, high-precision measurements, tacheometers.

При строительстве гражданских и промышленных сооружений, а также при высотном строительстве необходимо вести геодезические работы. Организацию этих работ следует осуществлять в соответствии со СНиП 3.01.03-84 «Геодезические работы в строительстве» и ГОСТ 22268-76*, ГОСТ 24846-81 [1, 2, 12].

Геодезические работы необходимо выполнять с колоссальной точностью и в полном объеме. Это делается для того, чтобы обеспечить размещение возводимых сооружений соответственно проектам генеральных планов строительства [14].

Чтобы обеспечить исходными данными геодезических построений и измерений, которые выполняются на всех этапах возведения здания, создается геодезическая разбивочная основа, включающая в себя:

- Построение разбивочной сетки строительной площадки.
- Вынос в натуру основных или главных осей.

- Построение внешней разбивочной сетки.
- Вынос в натуру осей магистральных и внеплощадочных линейных сооружений.

Для выполнения высокоточных угловых измерений используют прибор для проведения геодезических работ, который называется тахеометр [3, 5].

Тахеометр – геодезический прибор, позволяющий измерять расстояния, вертикальные и горизонтальные углы. Его часто используют для вычисления высот точек, координат при топографической съемке местности, для получения съемки заданного участка «в плане» с полной картиной рельефа [8].

В нынешнее время существует огромное множество средств, дабы улучшить точность геодезических измерений. Электронные тахеометры дают возможность измерить горизонтальные, вертикальные углы, а также расстояния. Точность измерений электронных тахеометров зависит как от внешних, так и от внутренних факторов воздействия на прибор. Они позволяют улучшить технические и функциональные характеристики [7, 4].

Из-за технических характеристик электронные тахеометры могут заменять множество других геодезических приборов, таких как теодолит, светодальномер и электронный регистратор. Прибор предназначен для проведения геодезических и инженерных работ, требующих точного результата и минимума затраченного времени [9].

По назначению электронные тахеометры разделяются на строительные и полевые. По принципу действия – на электронные и оптические [15].

Тахеометры могут классифицироваться по назначению, по принципу действия и по конструкции [10, 7].

Внешняя разбивочная сеть сооружения создается в виде геодезической сети.

Геодезические сети не могут быть приняты, если значение хотя бы одного из контролируемых Параметров отличается от приведенного в отчете более чем на $3m$ (где m – средняя квадратичная погрешность измерений, принимаемая по таблицам 1).

Таблица 1 – СНиП 3.01.03-84

Характеристика зданий, сооружений, строительных конструкций	Величины средних квадратических погрешностей построения внешней и внутренней разбивочных сетей здания и других разбивочных работ		
	линейные измерения	угловые измерения, с	определение превышения на станции, мм
1	2	3	4
Металлические конструкции с фрезерованными контактными поверхностями; сборные железобетонные конструкции, монтируемые методом самофиксации в узлах; сооружения высотой св. 100 до 120 м или с пролетами св. 30 до 36 м	1:15000	5	1
Здания св. 15 этажей, сооружения высотой св. 60 до 100 м или с пролетами св. 18 до 30 м	1:10000	10	2
Здания св. 6 до 15 этажей, сооружения высотой св. 15 до 60 м или с пролетами св. 6 до 18 м	1:5000	20	2,6
Здания до 5 этажей, сооружения высотой до 15 м или с пролетами до 6 м	1:3000	30	3
Земляные сооружения, в том числе вертикальная планировка	1:1000	45	10

Электронные тахеометры, поступающие на рынок геодезии имеют высокую степень надежности и точности, вместе с тем некоторые исследования оптических теодолитов и электронных тахеометров показывают, что результаты измерений одного и того же угла, полученного при разных положениях подставки на штативе несколько различаются между собой. Было установлено, что ошибки носят, в основном, гармонический характер, поэтому для их анализа применены разложения в ряды Фурье [5].

Подводя итоги, надо сказать, что выполнение высокоточных измерений при строительстве зданий и сооружений практически невозможно без работы электронного тахеометра, ведь он позволяет с наибольшей точностью и наименьшими затратами выполнять различные изыскания на данном типе объекта.

Литература:

1. Желтко Ч.Н., Гура Д.А., Пастухов М.А., Шевченко Г.Г. Об исследованиях угломерных погрешностей электронных тахеометров. – Краснодар, 2016. – 143 с.
2. Пастухов М.А., Денисенко В.В., Гура Д.А., Шевченко Г.Г. Определение погрешности геодезических приборов за неправильность формы цапф и боковое гнутие зрительной трубы // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2016. – № 11. – С. 155–171.
3. Шевченко Г.Г., Гура Д.А., Муранов И.Д., Бахтарова Е.Н. Обеспечение высокоточных измерений электронными тахеометрами / Theoretical & Applied Science. – 2017. – № 4 (48). – С. 64–69.
4. Гура Т.А., Бобух Д.Н. Сравнительная характеристика электронных тахеометров Sokkia, Nikon и Topcon : в сборнике: International Innovation Research / сборник статей победителей V Международной научно-практической конференции. – Пенза, 2016. – С. 170–175.
5. Гура Т.А., Мокрицкий А.А. Особенности работы в координатах и с использованием линейно-угловой засечки при определении осадок сооружений : в сборнике: Европейские научные исследования / сборник статей Международной научно-практической конференции; под общей редакцией Г.Ю. Гуляева. – 2016. – С. 195–199.
6. П126.13330.2012 «Геодезические работы в строительстве. Актуализированная редакция СНиП 3.01.03-84». – 2012 г.
7. Гура Д.А. Разработка методов исследования электронных тахеометров в условиях производства для оценки и повышения точности измерения горизонтальных углов : автореферат на соискание ученой степени кандидата технических наук. – М. : Московский государственный университет геодезии и картографии, 2016.
8. Желтко Ч.Н., Гура Д.А., Пастухов М.А., Шевченко Г.Г. История проблемы исследования погрешностей измерений углоизмерительных приборов // Известия высших учебных заведений. Геодезия и аэрофотосъемка. – 2013. – № 5. – С. 43–45.
9. Гура Д.А., Аветисян Г.Г., Желтко Ч.Н. Исследования упругих деформаций электронных тахеометров // Геодезия и картография. – 2011. – № 5. – С. 10–12.
10. Грибкова И.С., Юрий А.В., Бедин Г.В., Низовских А.С., Москвина О.В. Обзор современных геодезических приборов для выполнения деформационного мониторинга // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 2. – С. 91–94.
11. Желтко Ч.Н., Пастухов М.А., Гура Д.А., Шевченко Г.Г. Оценка погрешности измерения горизонтальных углов при геодезическом сопровождении высотного строительства : в сборнике: Региональные аспекты развития науки и образования в области архитектуры, строительства, землеустройства и кадастров в начале III тысячелетия / Научные чтения памяти профессора В.Б. Федосенко. – 2015. – С. 389–394.
12. Желтко Ч.Н., Гура Д.А., Шевченко Г.Г., Бердзенишвили С.Г. Экспериментальные исследования погрешностей измерений горизонтальных углов электронными тахеометрами // Метрология. – 2014. – № 2. – С. 17–20.
13. Gura D.A., Shevchenko G.G., Gura A.Y. Development research methodology elastic deformation total station // Journal of Engineering and Applied Sciences. – 2016. – Vol. 11. – Issue 13. – P. 2885–2888.
14. Гура Т.А., Ивлев М.Г. Сравнение современных геодезических приборов для выполнения деформационного мониторинга : в сборнике: International Innovation Research / сборник статей победителей V Международной научно-практической конференции. – Пенза, 2016. – С. 182–186.
15. Шевченко А.А., Кривцов Я.А. Требования к проведению исследований электронных тахеометров в условиях отсутствия специальной лаборатории : в сборнике: Европейские научные исследования / сборник статей Международной научно-практической конференции; под общей редакцией Г.Ю. Гуляева. – 2016. – С. 200–203.

References:

1. Zheltko Ch.N., Gura D.A., Pastukhov M.A., Shevchenko G.G. About researches of goniometric errors of electronic tacheometers. – Krasnodar, 2016. – 143 p.
2. Pastukhov M.A., Denisenko V.V., Gura D.A., Shevchenko G.G. Definition of an error of geodetic devices for abnormality of a form of pins and side bending of the telescope // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2016. – No. 11. – P. 155–171.
3. Shevchenko G.G., Gura D.A., Muranov I.D., Bakhtarova E.N. Ensuring high-precision measurements with electronic tacheometers / Theoretical & Applied Science. – 2017. – No. 4 (48). – P. 64–69.
4. Gura T.A., Bobukh D.N. Comparative characteristic of electronic Sokkia, Nikon and Topcon tacheometers : in the collection: International Innovation Research / collection of articles of winners of the V International scientific and practical conference. – Penza, 2016. – P. 170–175.

5. Gura T.A., Mokritsky A.A. Features of work in coordinates and with use linearly - an angular notch when determining a deposit of constructions : in the collection: European scientific research / collection of articles of the International scientific and practical conference; under the general edition of G.Yu. Gulyaev. – 2016. – P. 195–199.
6. P126.13330.2012 «Geodetic works in construction. The staticized editorial office Construction Norms and Regulations 3.01.03-84». – 2012.
7. Gura D.A. Development of methods of a research of electronic tacheometers in conditions of production for assessment and increase in accuracy of measurement of horizontal corners : the abstract for a degree of Candidate of Technical Sciences. – M. : Moscow state university of geodesy and cartography, 2016.
8. Zheltko Ch.N., Gura D.A., Pastukhov M.A., Shevchenko G.G. Istoriya of a problem of a research of errors of measurements ugroizmeritelnykh of devices // News of higher educational institutions. Geodesy and aerial photography. – 2013. – No. 5. – P. 43–45.
9. Gura D.A., Avetisyan G.G., Zheltko Ch.N. Researches of elastic deformations of electronic tacheometers // Geodesy and cartography. – 2011. – No. 5. – P. 10–12.
10. Gribkova I.S., Yury A.V., Bedin G.V., Nizovskikh A.S., Moskvina O.V. The review of modern geodetic devices for performance of deformation monitoring // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2016. – No. 2. – P. 91–94.
11. Zheltko Ch.N., Shepherds M.A., Gura D.A., Shevchenko G.G. Otsenk of an error of measurement of horizontal corners at geodetic maintenance of high-rise construction : in the collection: Regional aspects of development of science and education in the field of architecture, constructions, land management and inventories at the beginning of the III millennium / Scientific readings memory of professor V.B. Fedosenko. – 2015. – P. 389–394.
12. Zheltko Ch.N., Gura D.A., Shevchenko G.G., Berdzenishvili S.G. Experimental researches of errors of measurements of horizontal corners electronic tacheometers // Metrology. – 2014. – No. 2. – P. 17–20.
13. Gura D.A., Shevchenko G.G., Gura A.Y. Development research methodology elastic deformation total station // Journal of Engineering and Applied Sciences. – 2016. – Vol. 11. – Issue 13. – P. 2885–2888.
14. Gura T.A., Ivlev M.G. Comparison of modern geodetic devices for performance of deformation monitoring : in the collection: International Innovation Research / collection of articles of winners of the V International scientific and practical conference. – Penza, 2016. – P. 182–186.
15. Shevchenko A.A., Krivtsov Ya.A. Requirements to carrying out researches of electronic tacheometers in the conditions of absence of special laboratory : in the collection: European scientific research / collection of articles of the International scientific and practical conference; under the general edition of G.Yu. Gulyaev. – 2016. – P. 200–203.

УДК 528

**ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРОННЫХ ТАХЕОМЕТРОВ
ПРИ ГЕОДЕЗИЧЕСКОМ ОБЕСПЕЧЕНИИ ВОЗВЕДЕНИЯ ОБЪЕКТОВ
КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА**

**USE OF ELECTRONIC TACHEOMETERS AT GEODETIC SUPPORT
OF CONSTRUCTION OF CAPITAL CONSTRUCTION PROJECTS**

Грибкова Лариса Алексеевна
ассистент,
Кубанский государственный
технологический университет
arisa.gri2012@mail.ru

Овсиенко Екатерина Александровна
студент,
Кубанский государственный
технологический университет
89528376195@mail.ru

Тамилина Кристина Алексеевна
студент,
Кубанский государственный
технологический университет
kristina.alison@gmail.ru

Тарзян Антон
студент,
Кубанский государственный
технологический университет
anToshalovely@mail.ru

Аннотация. 21 век – время научно-технического прогресса. Поэтому в статье пойдет речь об электронных тахеометрах и подробное объяснение их применения в строительстве. Освещены методы и способы разбивочных работ, такие как: метод прямоугольных координат, полярных, линейных и угловых засечек. Помимо всего прочего, рассказывается о технических характеристиках прибора. Благодаря этому агрегату облегчается процесс возведения капитальных объектов и проведения различных геодезических работ.

Ключевые слова: тахеометр, строительство, капитальный объект, засечка, геодезия, оборудование, электронный тахеометр.

Gribkova Larisa Alekseevna
Assistant,
Kuban state technological university
arisa.gri2012@mail.ru

Ovsiyenko Ekaterina Aleksandrovna
Student,
Kuban state technological university
89528376195@mail.ru

Tamilina Christina Alekseevna
Student,
Kuban state technological university
kristina.alison@gmail.ru

Tarzyan Anton
Student,
Kuban state technological university
anToshalovely@mail.ru

Annotation. The 21st century – time of scientific and technical progress. Therefore in article the speech about electronic tacheometers and a detailed explanation of their application in construction will go. Methods and ways of marking works, such as are lit: method of rectangular coordinates, polar, linear and angular notches. In addition, it is told about technical characteristics of the device. Thanks to this unit process of construction of capital objects and carrying out various geodetic works is facilitated.

Keywords: tacheometer, construction, capital object, notch, geodesy, equipment, electronic tacheometer.

Тахеометр – геодезический прибор, позволяющий измерять расстояния, вертикальные и горизонтальные углы. Его часто используют для вычисления высот точек, координат при топографической съемке местности.

Из-за технических характеристик электронные тахеометры могут заменять множество других геодезических приборов. Они предназначены для проведения геодезических и инженерных работ, требующих средней и высокой точности измерений [4,12].

В тахеометре реализованы самые передовые в индустрии технологии, позволяющие получить качественные и надежные измерения в максимально сжатые сроки. Наличие возможности работы с графической информацией и картами/подложками значительно облегчает работу инженера при строительстве капитальных объектов. Так выглядит прибор:



Рисунок 1 – Электронный тахеометр

Основными преимуществами перед другими приборами является: цветной сенсорный экран, непревзойденная точность линейных измерений: 1,5 мм + 2 мм/км, непревзойденная скорость измерения расстояний: 1,0 с, бесконечные наводящие винты, двухпозиционная программируемая боковая клавиша измерений Trigger, расширенный набор функций полевого ПО FlexField plus (включая Дорога 3D), возможность работы с графической информацией и dxf подложками, внутренняя память 100000 точек / 60000 измерений, индустриальная USB-флэш память ёмкостью 1ГБ (в комплекте; –40 °С), Bluetooth, USB, mini-USB, RS232 [2, 8].

Цветной сенсорный экран, быстрая навигация по меню с помощью сенсорного экрана, иконок и вкладок, цветной дисплей с высоким разрешением детально и наглядно отображает всю информацию, пошаговое управление минимизирует процесс обучения, понятные иконки и графические подсказки, узкий и яркий видимый лазерный луч, соосный с оптической системой измерение именно той точки, на которую было выполнено наведение, надежные измерения на кромки, углы и точечные объекты, быстрое наведение на цель по видимому лучу на значительном расстоянии, гарантированные измерения на поверхность под острым углом, гарантированные измерения на поверхность с низким коэффициентом отражения. Также обладает способностью обмена информацией с портативным компьютером, полевым накопителем USB-флеш, что позволяет импортировать и экспортировать проекты, загрузки системных файлов [11].

Электронные тахеометры бывают 1, 2, 3, 5, 6 и 7-ми секундные, что показывает их угловую точность. Один из видов тахеометров – безотражательные. Они могут измерять расстояние до любой поверхности. Чем больше диапазон измеряемых расстояний в безотражательном режиме, тем удобнее работать с прибором [7, 9].

Электронный тахеометр автоматически снимает отсчеты, измеряет расстояния и вычисляет координаты точек, после чего заносит их во внутреннюю память прибора. Далее оператор передает данные на офисный ПК для последующей отрисовки местности. Электронный тахеометр автоматизирует работу, что позволяет ускорить процесс строительства капитального объекта [1, 14].

По сути, электронный тахеометр – это электронный теодолит со встроенным дальномером. За счет присутствия в тахеометре лимба, прибор может снимать отсчеты по горизонтальному и вертикальному кругам. Кроме того, на тахеометре можно заметить зрительную трубу с лазерным дальномером, дающим возможность навестись на цель и измерить расстояние до нее [3, 15].

В данной статье рассматривается суть применения современного электронного тахеометра при строительстве капитальных объектов. Для выполнения разбивочных

работ при строительстве капитальных объектов рекомендуется использовать разные методы. Среди них метод прямоугольных координат, метод обхода, угловых, створных, линейных, а также полярных засечек [13,14] (Рис. 2).

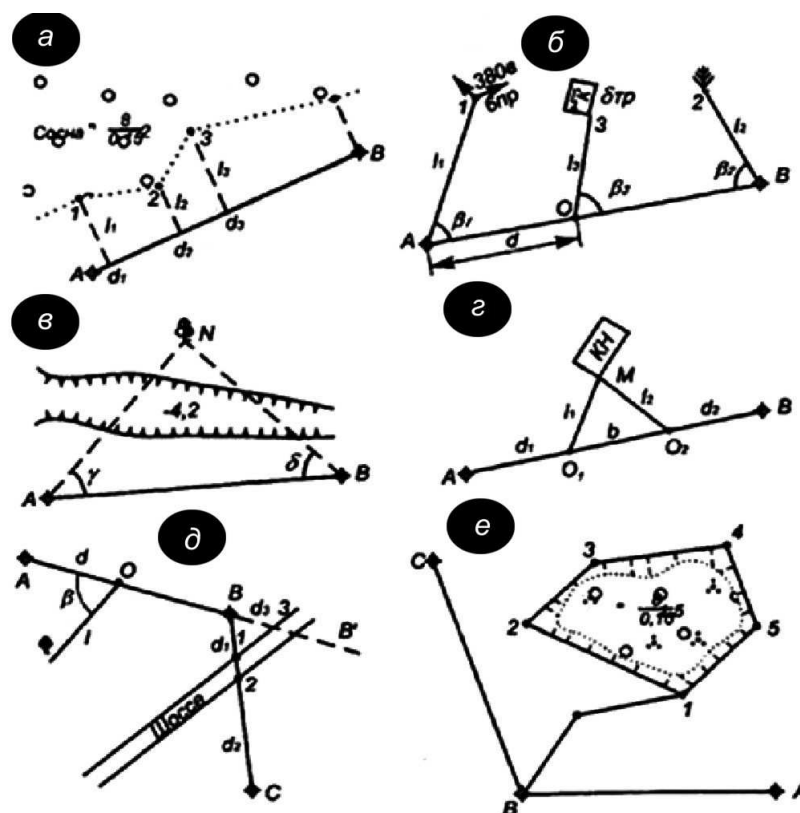


Рисунок 2 – Методы обхода, полярных, створных, угловых и линейных засечек, метод прямоугольных координат

Таким образом, наличие современных приборов намного облегчило работу геодезистам при строительстве капитальных объектов. В нынешнее время выполнение огромного количества геодезических работ ведется при помощи использования электронных тахеометров, а полученные результаты обрабатываются в более совершенных программных обеспечениях. Всё это и многое другое даёт возможность выполнить работу с максимальной точностью в сжатые сроки. Наука и техника не стоит на месте, она с каждым днём всё больше и больше развивается в лучшую сторону, что наилучшим образом сказывается на эффективности работы [5, 10].

Литература:

1. Пинчук А.П., Шевченко А.А., Голотина Ю.И., Астахова И.А. Основные геодезические работы при строительстве зданий и сооружений // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2016. – № 8. – С. 75–84.
2. Грибкова И.С., Логинова П.А., Андриянова З.С., Чеботова А.А., Саид А.Н., Раздора Д.А. Геодезические приборы и технологии при строительстве автомобильных дорог // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 2. – С. 128–132.
3. Хорцев В.Л., Проскура Д.В., Шевченко Г.Г., Гура Д.А. Наблюдения за горизонтальными и вертикальными смещениями сооружений : Сборник трудов конференции: Науки о Земле на современном этапе / VI Международная научно-практическая конференция. – 2012. – С. 120–123.
4. Желтко Ч.Н., Гура Д.А., Шевченко Г.Г., Бердзенишвили С.Г. Экспериментальные исследования погрешностей измерений горизонтальных углов электронными тахеометрами // Метрология. – 2014. – № 2. – С. 17–20.
5. Желтко Ч.Н., Гура Д.А., Пастухов М.А., Шевченко Г.Г. Исследования влияния внецентричности алидады электронных тахеометров // Известия высших учебных заведений. Геодезия и аэрофотосъемка. – 2015. – № 6. – С. 18–23.

6. Гура Д.А., Шевченко Г.Г., Гура Т.А., Муриев Т.А. О прохождении учебной геодезической практики в КубГТУ студентами направлений «Строительство» // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2016. – № 12. – С. 180–194.
7. Брын М.Я. и др. Инженерная геодезия : учебное пособие / Гос. образовательное учреждение высш. проф. образования «Петербургский гос. ун-т путей сообщ.»; под ред. В.А. Когугия. – Санкт-Петербург, 2007.
8. Желтко Ч.Н., Гура Д.А., Пастухов М.А. Об исследованиях угломерных погрешностей электронных тахеометров. – Краснодар, 2016.
9. Гура Д.А. Разработка методов исследования электронных тахеометров в условиях производства для оценки и повышения точности измерения горизонтальных углов : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – М. : Московский государственный университет геодезии и картографии, 2016.
10. Пастухов М.А., Денисенко В.В., Гура Д.А., Шевченко Г.Г. Определение погрешности геодезических приборов за неправильность формы цапф и боковое гнутие зрительной трубы // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2016. – № 11. – С. 155–171.
11. Пастухов М.А., Вербицкий М.В., Пастухова О.И., Гура А.Ю. Методологические проблемы инженерного обустройства территории населённых пунктов // Научные труды КубГТУ. – 2017. – № 2. – С. 67–77.
12. Шевченко Г.Г., Гура Д.А., Гура Т.А., Мавропуло М.Д. О стоимости работ по выполнению геодезического мониторинга в г. Краснодаре и Краснодарском крае // Научные труды КубГТУ. – 2017. – № 1. – С. 54–64.
13. Гура Т.А., Мокрицкий А.А. Особенности работы в координатах и с использованием линейно-угловой засечки при определении осадок сооружений : в сборнике: Европейские Научные Исследования / сборник статей Международной научно-практической конференции; под общей редакцией Г.Ю. Гуляева. – 2016. – С. 195–199.
14. Гура Д.А., Гура Т.А., Абушенко С.С., Кусова С.И., Флоровская А.С. Программа для обработки результатов исследования методики калибровки горизонтальных углов электронных тахеометров Nikon NPL332 (св. 20136122336) // Программы для ЭВМ. Базы данных. Топологии интегральных микросхем. – 2013. – № 3. – С. 7.
15. Гура Т.А., Ремизов И.И. Полевое программное обеспечение для обработки данных измерений при осадках зданий и сооружений. Исследований электронных тахеометров : в сборнике: International Innovation Research / сборник статей победителей V Международной научно-практической конференции. – Пенза, 2016. – С. 187–190.

References:

1. Pinchuk A.P., Shevchenko A.A., Golotina Yu.I., Astakhova I.A. The main geodetic works at construction of buildings and constructions // Scientific works of the Kuban state technology university. – 2016. – No. 8. – P. 75–84.
2. Gribkova I.S., Loginova P.A., Andriyanova Z.S., Chebotova A.A., Said A.N., Razdora D.A. Geodetic devices and technologies at construction of highways // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2016. – No. 2. – P. 128–132.
3. Hortsev V.L., Proskura D.V., Shevchenko G.G., Gura D.A. Observations of horizontal and vertical shifts of constructions : Collection of works of a conference: Sciences about Earth at the present stage / the VI International scientific and practical conference. – 2012. – P. 120–123.
4. Zheltko Ch.N., Gura D.A., Shevchenko G.G., Berdzenishvili S.G. Experimental researches of errors of measurements of horizontal corners electronic tacheometers // Metrology. – 2014. – No. 2. – P. 17–20.
5. Zheltko Ch.N., Gura D.A., Pastukhov M.A., Shevchenko G.G. Researches of influence of the extra prices-trennosti of an alidade of electronic tacheometers // News of higher educational institutions. Geodesy and aerial photography. – 2015. – No. 6. – P. 18–23.
6. Gura D.A., Shevchenko G.G., Gura T.A., Muriyev T.A. About passing of educational geodetic practice in KubGTU students of the Construction directions // Scientific works of the Kuban state technology university. – 2016. – No. 12. – P. 180–194.
7. Bryn M.Ya., etc. Engineering geodesy : manual / State. educational establishment higher prof. of education «The St. Petersburg state. un-t of ways of messages»; under the editorship of V.A. Kouguiya. – St. Petersburg, 2007.
8. Zheltko Ch.N., Gura D.A., Pastukhov M.A. About researches of goniometric errors of electronic tacheometers. – Krasnodar, 2016.
9. Gura D.A. Development of methods of a research of electronic tacheometers in conditions of production for assessment and increase in measuring accuracy of horizontal corners : the abstract of the thesis for a degree of Candidate of Technical Sciences. – M. : Moscow State University of geodesy and cartography, 2016.

10. Pastukhov M.A., Denisenko V.V., Gura D.A., Shevchenko G.G. Definition of an error of geodetic devices for abnormality of a form of pins and side bending of the telescope // Scientific works of the Kuban state technology university. – 2016. – No. 11. – P. 155–171.

11. Pastukhov M.A., Verbitsky M.V., Pastukhova O.I., Gura A.Yu. Methodological problems of engineering arrangement of the territory of settlements // Scientific works of KubGTU. – 2017. – No. 2. – P. 67–77.

12. Shevchenko G.G., Gura D.A., Gura T.A., Mavropulo M.D. About the cost of works on performance of geodetic monitoring in Krasnodar and Krasnodar Krai // Scientific works of KubGTU. – 2017. – No. 1. – P. 54–64.

13. Gura T.A., Mokritsky A.A. Features of operation in coordinates and with use of a linear and angular cut in case of determination of settlements of constructions : in the collection: European Scientific research / collection of articles of the International scientific and practical conference; under the general edition of G.Yu. Gulyaev. – 2016. – P. 195–199.

14. Gura D.A., Gura T.A., Abushenko S.S., Kusova S.I., Florovskaya A.S. Program for processing of results of a research of a technique of calibration of horizontal angles of electronic tacheometers of Nikon NPL332 (St. 20136122336) // Computer programs. Databases. Topology of integrated microcircuits. – 2013. – No. 3. – P. 7.

15. Gura T.A., Remizov I.I. The field software for data handling of measurements in case of precipitates of buildings and constructions. Researches of electronic tacheometers : in the collection: International Innovation Research / collection of articles of winners of the V International on an uchno-practical conference. – Penza, 2016. – P. 187–190.

УДК 62.83.52:62.503.56

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ОПТИМАЛЬНОЙ ПО БЫСТРОДЕЙСТВИЮ ТРЕТЬЕГО ВИДА ДИАГРАММЫ ПРИ НЕБОЛЬШИХ ПЕРЕМЕЩЕНИЯХ ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ОРГАНА ЭЛЕКТРОПРИВОДА ПОСТОЯННОГО ТОКА С ЗАВИСЯЩИМ ОТ СКОРОСТИ МОМЕНТОМ СОПРОТИВЛЕНИЯ

THE DEFINITION OF OPTIMAL PARAMETERS OF THE THIRD TYPE SCHEME WITH A SLIGHT DISPLACEMENT OF THE EXECUTIVE BODY OF THE DC MOTOR WITH A SPEED-DEPENDENT RESISTIVE TORQUE

Добробаба Юрий Петрович

кандидат технических наук, доцент,
профессор кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Кубанский государственный
технологический университет
itstimetoprivod@yahoo.com

Кошкин Гордей Анатольевич

кандидат технических наук,
начальник цеха,
НКУ, ООО «Прогресс»

Прохоренко Никита Ярославович

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
classyadvets@gmail.com

Аннотация. В статье решается задача оптимального по быстродействию управления небольшими перемещениями исполнительного органа электропривода постоянного тока с зависящим от скорости моментом сопротивления, согласно оптимальной по быстродействию третьей вида диаграммы. Для четырёх этапов определены аналитические зависимости контролируемых координат электропривода постоянного тока с зависящим от скорости моментом сопротивления, который совершает небольшие перемещения своего исполнительного органа в соответствии с оптимальной по быстродействию диаграммой третьего вида. Получены шесть уравнений, при совместном решении которых определяются длительности четырёх этапов перемещения исполнительного органа электропривода постоянного тока с зависящим от скорости моментом сопротивления и конечные значения угла поворота исполнительного органа и его первой производной. Для оптимальной по быстродействию третьей вида диаграммы при небольших перемещениях исполнительного органа электропривода постоянного тока с зависящим от скорости моментом сопротивления установлена область существования. При построении зависимостей контролируемых координат электропривода постоянного тока с зависящим от скорости моментом сопротивления от времени при небольших перемещениях его исполнительного органа в соответствии с оптимальной по быстродействию диаграммой третьего вида применялись следующие программные продукты: MATLAB, Mathcad.

Ключевые слова: электропривод; постоянный ток; небольшие перемещения; диаграмма перемещения; исполнительный орган.

Dobrobaba Yury Petrovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate professor, professor of department
of power supply industrial enterprises,
Kuban state technological university
itstimetoprivod@yahoo.com

Koshkin Gordey Anatolyevich

Candidate of technical sciences,
Foreman,
NKU, LLCProgress

Prokhorenko Nikita Yaroslavovich

Student,
Kuban state technological university
classyadvets@gmail.com

Annotation. In the article the problem of time-optimal control of slight movements of the Executive body of the DC motor with a speed-dependent resistance torque according to optimal third graph. For the four stages identified analytical dependences of coordinates of controlled DC drive with speed-dependent resistance torque, which makes a slight displacement of its Executive body in accordance with the optimal diagram of the third kind. Obtained six equations, with the joint solution of which determines the duration of the four stages of movement of the Executive body of the DC motor with a speed-dependent resistive torque and end values of the rotation angle of the Executive body and its first derivative. For optimal performance the third type of chart when slight movements of the Executive body DC electric drive with speed-dependent torque resistance established area of existence. When you build the dependencies of coordinates of controlled DC drive with speed-dependent resistive torque on the time with slight movements of its Executive body in accordance with the optimal diagram of the third kind used the following software: MATLAB, Mathcad.

Keywords: electric drives; direct current; slight displacement; chart movement; the executive body.

В предыдущей работе разработана оптимальная по быстродействию первого вида диаграмма при небольших перемещениях исполнительного органа электропривода постоянного тока с зависящим от скорости моментом сопротивления [1].

Данная работа является продолжением исследований небольших перемещений электропривода (ЭП) постоянного тока (ПТ) с зависящим от скорости моментом сопротивления. Авторами решается задача по определению параметров оптимальной по быстродействию третьего вида диаграммы при небольших перемещениях исполнительного органа (ИО) ЭППТ с зависящим от скорости моментом сопротивления. В данном случае характеристическое уравнение системы ЭППТ с зависящим от скорости моментом сопротивления имеет три корня один нулевой и два комплексных с отрицательной действительной частью [2].

На рисунке 1 и 2 представлены оптимальные по быстродействию третьего вида диаграммы при небольших перемещениях ИО ЭП ПТ с зависящим от скорости моментом сопротивления. На рисунке 1 и 2 приняты следующие обозначения:

- U – напряжение, приложенное к якорной цепи электродвигателя, В;
- $I_{я}$ – ток якорной цепи электродвигателя, А;
- φ – угол поворота исполнительного органа электропривода, рад;
- $\varphi^{(1)}$ – первая производная угла поворота исполнительного органа электродвигателя, $\frac{\text{рад}}{\text{с}}$;
- $\varphi^{(2)}$ – вторая производная угла поворота исполнительного органа электродвигателя, $\frac{\text{рад}}{\text{с}^2}$;
- $\varphi^{(3)}$ – третья производная угла поворота исполнительного органа электродвигателя, $\frac{\text{рад}}{\text{с}^3}$.

Для оптимальной по быстродействию диаграммы третьего вида при небольших перемещениях ИОЭП ПТ с зависящим от скорости моментом сопротивления, состоящей из четырёх этапов, справедливы следующие соотношения:

$$C_M \cdot I_{доп} = M_{со} + K_c \cdot \left[1 - \frac{\xi}{\sqrt{1-\xi^2}} \cdot e^{-\xi \cdot \frac{t_1}{T}} \cdot \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_1}{T}\right) - e^{-\xi \cdot \frac{t_1}{T}} \cdot \cos\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_1}{T}\right) \right] \times \\ \times \left[\frac{U_{доп*}}{C_e} - \frac{R_{я} M_{со*}}{C_e C_M} \right] + \frac{J}{T} \cdot \frac{1}{\sqrt{1-\xi^2}} \cdot \left[\frac{U_{доп*}}{C_e} - \frac{R_{я} M_{со*}}{C_e C_M} \right] \cdot e^{-\xi \cdot \frac{t_1}{T}} \cdot \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_1}{T}\right); \quad (1)$$

$$\varphi_1 = -\frac{1-2\xi^2}{\sqrt{1-\xi^2}} \cdot T \cdot \left[\frac{U_{доп*}}{C_e} - \frac{R_{я} M_{со*}}{C_e C_M} \right] \cdot e^{-\xi \cdot \frac{t_1}{T}} \cdot \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_1}{T}\right) + 2\xi T \cdot \left[\frac{U_{доп*}}{C_e} - \frac{R_{я} M_{со*}}{C_e C_M} \right] \times \\ \times e^{-\xi \cdot \frac{t_1}{T}} \cdot \cos\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_1}{T}\right) \cdot t_1 + \varphi_{нач} - 2\xi T \cdot \left[\frac{U_{доп*}}{C_e} - \frac{R_{я} M_{со*}}{C_e C_M} \right]; \quad (2)$$

$$\varphi_1^{(1)} = \left[1 - \frac{\xi}{\sqrt{1-\xi^2}} \cdot e^{-\xi \cdot \frac{t_1}{T}} \cdot \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_1}{T}\right) - e^{-\xi \cdot \frac{t_1}{T}} \cdot \cos\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_1}{T}\right) \right] \cdot \left[\frac{U_{доп*}}{C_e} - \frac{R_{я} M_{со*}}{C_e C_M} \right]; \quad (3)$$

$$\varphi_{кон} = \varphi_1 + \frac{J}{K_c} \cdot \varphi_1^{(1)} + \frac{C_M I_{доп} - M_{со}}{K_c} \cdot \left[2\xi T - \frac{J}{K_c} + t_2 \right] + \left[\frac{J}{K_c} - T \cdot \left(2\xi - \frac{K_c}{J} \cdot T \right) \right] \times \\ \times \left[\frac{C_M I_{доп} - M_{со}}{K_c} - \varphi_1^{(1)} \right] \cdot e^{-\frac{K_c}{J} \cdot t_2} + \frac{U_{доп*}}{C_e} \cdot (-t_3 + t_4) - \frac{R_{я} M_{со*}}{C_e C_M} \cdot (t_3 + t_4); \quad (4)$$

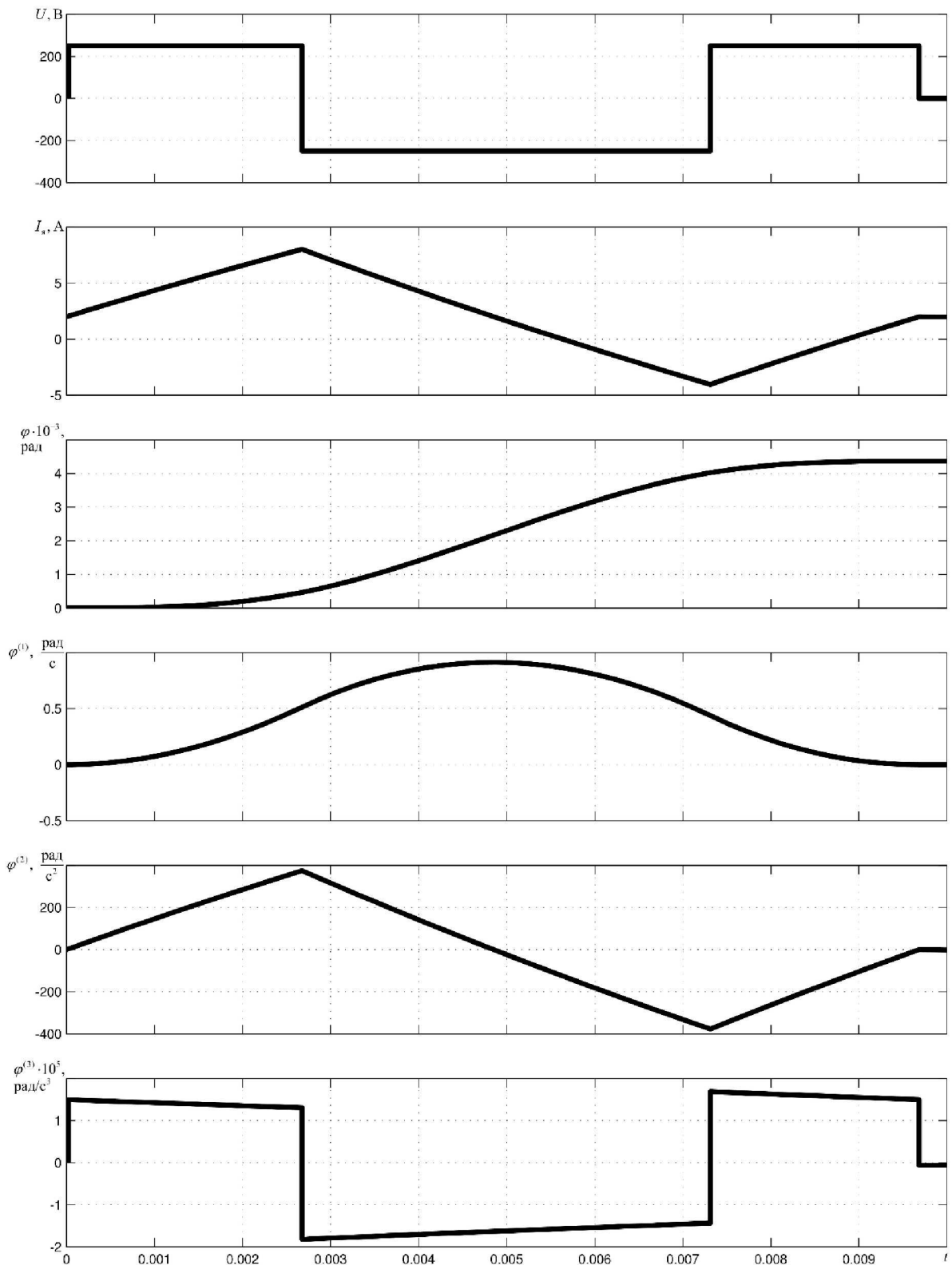


Рисунок 1 – Оптимальная по быстродействию третьего вида диаграмма при небольших перемещениях ИО ЭП ПТ с зависящим от скорости моментом сопротивления

при $\varphi_{\text{вр.1}} = 0,004348 \text{ рад}$, $M_{\text{со}} = 2,5 \text{ Н} \cdot \text{м}$; $K_c = 0,015625 \frac{\text{Н} \cdot \text{м} \cdot \text{с}}{\text{рад}}$.

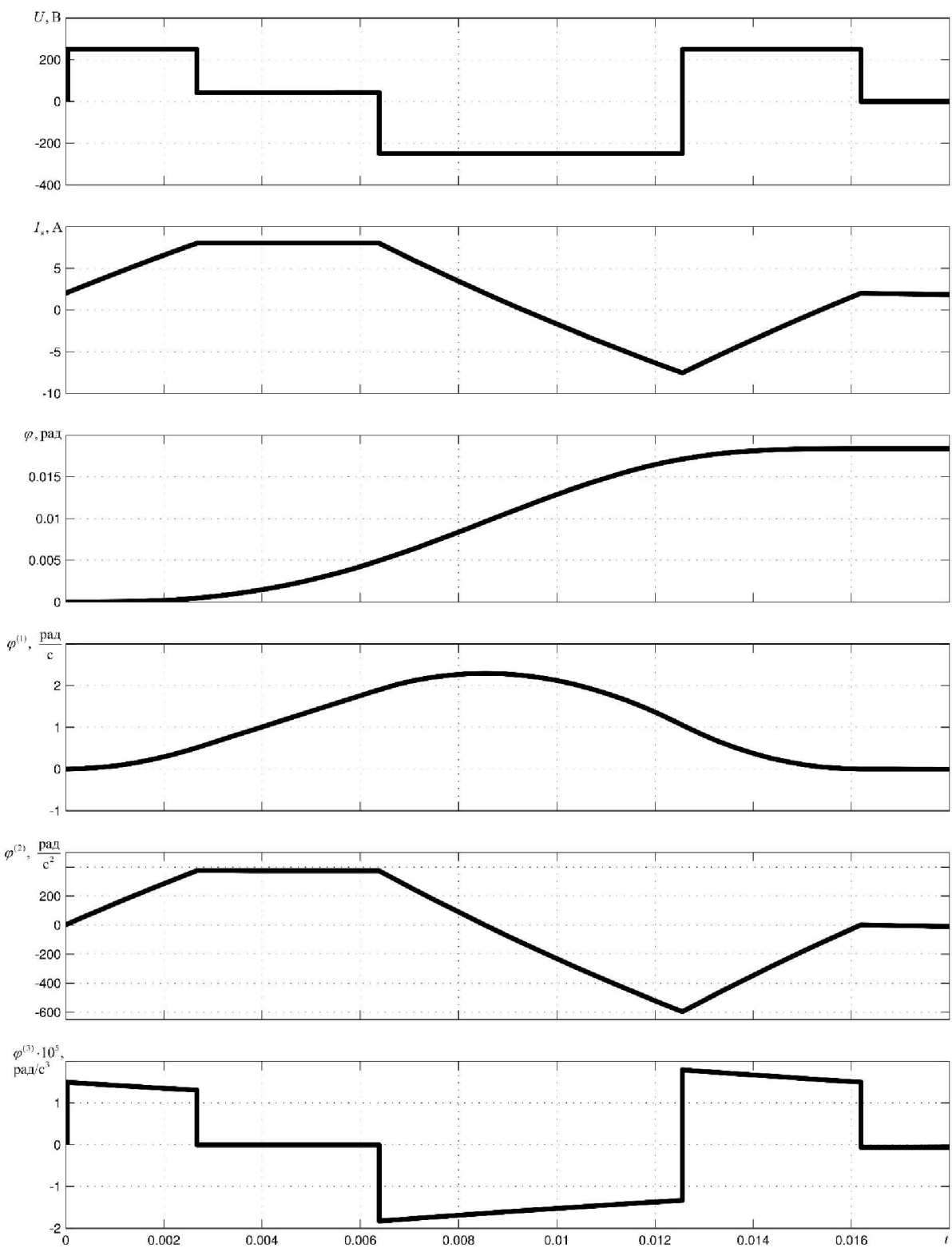


Рисунок 2 – Оптимальная по быстродействию третьего вида диаграмма при небольших перемещениях ИО ЭП ПТ с зависящим от скорости моментом сопротивления

при $\varphi_{\text{зр.2}} = 0,018385 \text{ рад}$, $M_{\text{со}} = 2,5 \text{ Н} \cdot \text{м}$; $K_c = 0,015625 \frac{\text{Н} \cdot \text{м} \cdot \text{с}}{\text{рад}}$

$$\begin{aligned}
 & \left\{ \frac{(1-2\xi^2) \cdot \left(2\xi - \frac{K_c}{J} \cdot T \right) + \frac{K_c}{J} \cdot T}{2\xi \cdot \sqrt{1-\xi^2}} \cdot \left[\varphi_1^{(1)} - \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{K_c} \right] \cdot e^{-\frac{K_c}{J} \cdot t_2} + \frac{1-2\xi^2}{\sqrt{1-\xi^2}} \cdot \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{K_c} + \right. \\
 & \left. + \frac{1-2\xi^2}{\sqrt{1-\xi^2}} \cdot \left[\frac{U_{\text{доп}^*}}{C_e} + \frac{R_{\text{я}} M_{\text{со}^*}}{C_e C_M} \right] \right\} \cdot e^{-\xi \cdot \frac{t_3}{T}} \cdot \cos \left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_3}{T} \right) + \left\{ \left(2\xi - \frac{K_c}{J} \cdot T \right) \times \right. \\
 & \times \left[\varphi_1^{(1)} - \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{K_c} \right] \cdot e^{-\frac{K_c}{J} \cdot t_2} + 2\xi \cdot \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{K_c} + 2\xi \cdot \left[\frac{U_{\text{доп}^*}}{C_e} + \frac{R_{\text{я}} M_{\text{со}^*}}{C_e C_M} \right] \left. \right\} \cdot e^{-\xi \cdot \frac{t_3}{T}} \times \\
 & \times \sin \left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_3}{T} \right) - 2 \cdot \frac{1-2\xi^2}{\sqrt{1-\xi^2}} \cdot \frac{U_{\text{доп}^*}}{C_e} = 2\xi \cdot \left[\frac{U_{\text{доп}^*}}{C_e} + \frac{R_{\text{я}} M_{\text{со}^*}}{C_e C_M} \right] \cdot e^{-\xi \cdot \frac{t_4}{T}} \cdot \sin \left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_4}{T} \right) - \\
 & - \frac{1-2\xi^2}{\sqrt{1-\xi^2}} \cdot \left[\frac{U_{\text{доп}^*}}{C_e} + \frac{R_{\text{я}} M_{\text{со}^*}}{C_e C_M} \right] \cdot \cos \left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_4}{T} \right); \quad (5)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 & \left\{ \frac{(1-2\xi^2) \cdot \left(2\xi - \frac{K_c}{J} \cdot T \right) + \frac{K_c}{J} \cdot T}{2\xi \cdot \sqrt{1-\xi^2}} \cdot \left[\varphi_1^{(1)} - \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{K_c} \right] \cdot e^{-\frac{K_c}{J} \cdot t_2} + \frac{1-2\xi^2}{\sqrt{1-\xi^2}} \cdot \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{K_c} + \right. \\
 & \left. + \frac{1-2\xi^2}{\sqrt{1-\xi^2}} \cdot \left[\frac{U_{\text{доп}^*}}{C_e} + \frac{R_{\text{я}} M_{\text{со}^*}}{C_e C_M} \right] \right\} \cdot e^{-\xi \cdot \frac{t_3}{T}} \cdot \sin \left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_3}{T} \right) - \left\{ \left(2\xi - \frac{K_c}{J} \cdot T \right) \times \right. \\
 & \times \left[\varphi_1^{(1)} - \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{K_c} \right] \cdot e^{-\frac{K_c}{J} \cdot t_2} + 2\xi \cdot \frac{C_M I_{\text{доп}} - M_{\text{со}}}{K_c} + 2\xi \cdot \left[\frac{U_{\text{доп}^*}}{C_e} + \frac{R_{\text{я}} M_{\text{со}^*}}{C_e C_M} \right] \left. \right\} \cdot e^{-\xi \cdot \frac{t_3}{T}} \times \\
 & \times \cos \left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_3}{T} \right) + 4\xi \cdot \frac{U_{\text{доп}^*}}{C_e} = 2\xi \cdot \left[\frac{U_{\text{доп}^*}}{C_e} + \frac{R_{\text{я}} M_{\text{со}^*}}{C_e C_M} \right] \cdot e^{-\xi \cdot \frac{t_4}{T}} \cdot \cos \left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_4}{T} \right) + \\
 & + \frac{1-2\xi^2}{\sqrt{1-\xi^2}} \cdot \left[\frac{U_{\text{доп}^*}}{C_e} + \frac{R_{\text{я}} M_{\text{со}^*}}{C_e C_M} \right] \cdot e^{-\xi \cdot \frac{t_4}{T}} \cdot \sin \left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_4}{T} \right); \quad (6)
 \end{aligned}$$

где $T = \sqrt{\frac{L_{\text{я}} J}{C_e C_M + R_{\text{я}} K_c}}$; $\xi = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{\left(\frac{R_{\text{я}}}{L_{\text{я}}} + \frac{K_c}{J} \right) \cdot \frac{R_{\text{я}} J + L_{\text{я}} K_c}{C_e C_M + R_{\text{я}} K_c}}$; $U_{\text{доп}^*} = U_{\text{доп}} \cdot \frac{C_e C_M}{C_e C_M + R_{\text{я}} K_c}$;

$M_{\text{со}^*} = M_{\text{со}} \cdot \frac{C_e C_M}{C_e C_M + R_{\text{я}} K_c}$; $U_{\text{доп}}$ – максимально допустимое значение напряжения,

приложенного к якорной цепи электродвигателя, В; $I_{\text{доп}}$ – максимально допустимое значение тока якорной цепи электродвигателя, А; $M_{\text{со}}$ – постоянный по величине момент сопротивления ЭП Н·м; φ_1 – угол поворота ИО ЭП ПТ в конце первого этапа, рад; $\varphi_1^{(1)}$ – первая производная угла поворота ИО ЭП ПТ в конце первого этапа, $\frac{\text{рад}}{\text{с}}$; C_e – коэффициент пропорциональности между угловой скоростью и ЭДС

электродвигателя, $\frac{\text{В} \cdot \text{с}}{\text{рад}}$; $R_{\text{я}}$ – сопротивление якорной цепи электродвигателя, Ом;

$L_{\text{я}}$ – индуктивность якорной цепи электродвигателя, Гн; C_M – коэффициент пропорциональности между током и моментом электродвигателя, В·с; K_c – коэффициент пропорциональности между скоростью и моментом сопротивления электроприво-

да, $\frac{H \cdot c \cdot m}{\text{рад}}$; J – момент инерции исполнительного органа электропривода, кг · м;

t_1 – длительность перемещения ИО ЭП на первый этап, с; t_2 – длительность перемещения ИО ЭП на второй этап, с; t_3 – длительность перемещения ИО ЭП на третий этап, с; t_4 – длительность перемещения ИО ЭП на четвертый этап, с.

Из уравнений 1–6 определяются параметры диаграммы $t_1, \varphi_1, \varphi_1^{(1)}, t_2, t_3$ и t_4 .

Если $t_2 = 0$, то $(\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}) = \varphi_{\text{зр.1}}$.

Из уравнений 1–3 и 5, 6; определяются параметры диаграммы $t_1, \varphi_1, \varphi_1^{(1)}, t_2, t_3$ и t_4 .

Из зависимости 4 определяется первое граничное значение угла поворота $\varphi_{\text{зр.1}}$.

Если $I_{\text{мин}} = -I_{\text{доп}}$ то $(\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}) = \varphi_{\text{зр.2}}$.

При этом справедливо уравнение:

$$-C_M I_{\text{доп}} = M_{\text{со}} + K_c \cdot \left[1 - \frac{\xi}{\sqrt{1-\xi^2}} \cdot e^{\xi \cdot \frac{t_4}{T}} + \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_4}{T}\right) - e^{\xi \cdot \frac{t_4}{T}} \cdot \cos\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_4}{T}\right) \right] \times \\ \times \left[\frac{U_{\text{доп}*}}{C_e} + \frac{R_{\text{я}} M_{\text{со}*}}{C_e C_M} \right] - \frac{J}{T} \cdot \frac{1}{\sqrt{1-\xi^2}} \cdot \left[\frac{U_{\text{доп}*}}{C_e} + \frac{R_{\text{я}} M_{\text{со}*}}{C_e C_M} \right] \cdot e^{\xi \cdot \frac{t_4}{T}} + \sin\left(\sqrt{1-\xi^2} \cdot \frac{t_4}{T}\right); \quad (7)$$

Из уравнений 1–3 и 5–7; определяются параметры диаграммы $t_1, \varphi, \varphi_1^{(1)}, t_2, t_3, t_4$.

Из зависимости 4 определяется второе граничное значение угла поворота $\varphi_{\text{зр.2}}$.

В данной работе рассматривается ЭППТ с зависящим от скорости моментом сопротивления, который имеет следующие параметры и ограничения контролируемых координат: $C_e = 1,25 \text{ В} \cdot \text{с/рад}$; $C_M = 1,25 \text{ В} \cdot \text{с}$; $R_{\text{я}} = 5 \text{ Ом}$; $L_{\text{я}} = 0,1 \text{ Гн}$; $J = 0,02 \text{ кг} \cdot \text{м}$; $U_{\text{доп}} = 250 \text{ В}$;

$I_{\text{доп}} = 8 \text{ А}$; $\omega_{\text{доп}} = 160 \frac{\text{рад}}{\text{с}}$.

На рисунке 1 представлена оптимальная по быстродействию третьего вида диаграмма при небольших перемещениях ИО ЭППТ с зависящим от скорости моментом сопротивления при $\varphi_{\text{зр.1}} = 0,004348 \text{ рад}$, $M_{\text{со}} = 2,5 \text{ Н} \cdot \text{м}$; $K_c = 0,015625 \frac{\text{Н} \cdot \text{м} \cdot \text{с}}{\text{рад}}$.

При этом длительности интервалов времени имеют следующие значения:

$$t_1 = 0,002673 \text{ с}; t_2 = 0 \text{ с}; t_3 = 0,004632; t_4 = 0,002368 \text{ с}.$$

На рисунке 2 представлена оптимальная по быстродействию третьего вида диаграмма при небольших перемещениях ИО ЭП ПТ с зависящим от скорости моментом сопротивления при $\varphi_{\text{зр.2}} = 0,018385 \text{ рад}$, $M_{\text{со}} = 2,5 \text{ Н} \cdot \text{м}$; $K_c = 0,015625 \frac{\text{Н} \cdot \text{м} \cdot \text{с}}{\text{рад}}$.

При этом длительности интервалов времени имеют следующие значения:

$$t_1 = 0,002673 \text{ с}; t_2 = 0,003710 \text{ с}; t_3 = 0,006176; t_4 = 0,003631 \text{ с}.$$

Для данной системы ЭП ПТ с зависящим от скорости моментом сопротивления угол поворота ИО и его первая производная имеют следующие значения:

$$\varphi_1 = 0,000462 \text{ рад}; \varphi_1^{(1)} = 0,512284 \text{ рад}.$$

Установлена область существования оптимальной по быстродействию третьего вида диаграммы при небольших перемещениях ИО ЭП ПТ с зависящим от скорости моментом сопротивления: $\varphi_{\text{зр.1}} \leq (\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}) \leq \varphi_{\text{зр.2}}$.

Вывод

Разработан алгоритм, позволяющий определять параметры оптимальных по быстродействию диаграмм третьего вида при небольших перемещениях ИО ЭП ПТ с зависящим от скорости моментом сопротивления.

Литература:

1. Добробаба Ю.П. Определение параметров оптимальной по быстродействию первого вида диаграммы пренебольших перемещениях исполнительного органа электропривода постоянного тока с зависящим от скорости моментом сопротивления / Ю.П. Добробаба, Г.А. Кошкин, Н.Я. Прохоренко // Научные труды КубГТУ. – 2017. – № 4. – URL : <http://ntk.kubstu.ru/file/1597>
2. Добробаба Ю.П. Оптимальное по быстродействию управление малыми перемещениями исполнительного органа электропривода постоянного тока с зависящим от скорости моментом сопротивления / Ю.П. Добробаба, Г.А. Кошкин, Н.Я. Прохоренко // 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. – 109–114 с.

References:

1. Dobrobab Yu.P. Determination of parameters of the chart, optimum on speed of the first look, the prinebolshikh movements of executive body of the electric drive of a direct current with resistance moment depending on speed / Yu.P. Dobrobab, G.A. Koshkin, N.Ya. Prokhorenko // Scientific works of KubGTU. – 2017. – No. 4. – URL : <http://ntk.kubstu.ru/file/1597>
2. Dobrobab Yu.P. Management of small movements of executive body of the electric drive of a direct current, optimum on speed, with resistance moment depending on speed / Yu.P. Dobrobab, G.A. Koshkin, N.Ya. Prokhorenko // 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. – 109–114 p.

УДК 62.83.52:62.503.56

СИНТЕЗ МОДЕРНИЗИРОВАННОЙ АСТАТИЧЕСКОЙ ВТОРОГО ПОРЯДКА СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ПОЛОЖЕНИЯ ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ОРГАНА ЭЛЕКТРОПРИВОДА ПОСТОЯННОГО ТОКА

THE SYNTHESIS OF THE UPGRADED ASTATIC SECOND ORDER SYSTEM OF AUTOMATIC CONTROL OF THE POSITION OF THE ACTUATOR DC ELECTRIC DRIVE

Добробаба Юрий Петрович

кандидат технических наук, доцент,
профессор кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Кубанский государственный
технологический университет
itstimetoprivod@yahoo.com

Кошкин Гордей Анатольевич

кандидат технических наук,
начальник цеха,
НКУ, ООО «Прогресс»

Прохоренко Никита Ярославович

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
classyadvets@gmail.com

Аннотация. Модернизированная астатическая первого порядка система автоматического регулирования положения исполнительного органа электропривода постоянного тока состоит из трёх контуров: тока, скорости и положения. Контур тока содержит регулятор тока; контур скорости содержит регулятор скорости, корректор контура скорости и фильтр контура скорости; контур положения содержит регулятор положения. За счет замены закона регулирования в регуляторе положения с пропорционального на пропорционально интегральный и введения фильтра контура положения удалось получить систему автоматического регулирования положения исполнительного органа электропривода постоянного тока, обеспечивающую астатизм второго порядка.

Ключевые слова: электропривод; постоянный ток; астатизм; САР.

Dobrobaba Yury Petrovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate professor, professor of department
of power supply industrial enterprises,
Kuban state technological university
itstimetoprivod@yahoo.com

Koshkin Gordey Anatolyevich

Candidate of technical sciences,
Foreman,
NKU, LLCProgress

Prokhorenko Nikita Yaroslavovich

Student,
Kuban state technological university
classyadvets@gmail.com

Annotation. Modernized first-order astatic system of automatic control of position of the actuator DC electric drive consists of three circuits: current, speed and position. The current loop includes the current controller; the speed loop includes a speed controller, the corrector circuit speed and filter the speed loop; the position loop contains the controller status. Due to the replacement of the control law in the position controller with proportional integral and proportional on the introduction of the filter of the position loop managed to get a system for automatic regulation of the position of the actuator DC electric drive, which provides the astaticism of the second order.

Keywords: electric motor drives; direct current; astatic; SAR.

В монографии [1] представлена модернизированная система автоматического регулирования положения исполнительного органа электропривода постоянного тока, обеспечивающая астатизм первого порядка.

В данной работе синтезирована модернизированная система автоматического регулирования положения исполнительного органа электропривода постоянного тока, обеспечивающая астатизм второго порядка. Система состоит из трёх контуров: тока, скорости и положения.

На рисунке 1 представлена структурная схема модернизированной астатической второго порядка системы автоматического регулирования положения исполнительного органа электропривода, где приняты следующие обозначения:

- КУ – компенсирующее устройство;
- ФКП – фильтр контура положения;
- РП – регулятор положения;
- ФКС – фильтр контура скорости;

РС	– регулятор скорости;
ККС	– корректор контура скорости;
РТ	– регулятор тока;
ИП	– импульсный преобразователь;
$U_{зп}$	– задающее напряжение контура положения, В;
$U_{зс}$	– задающее напряжение контура скорости, В;
$U_{зт}$	– задающее напряжение контура тока, В;
$U_{упр}$	– напряжение управления, В;
U	– напряжение, приложенное к якорной цепи электродвигателя, В;
$I_{я}$	– ток якорной цепи электродвигателя, А;
$M_{со}$	– постоянный по величине момент сопротивления электропривода, Н·м;
ω	– угловая скорость исполнительного органа электропривода, $\frac{\text{рад}}{\text{с}}$;
φ	– угол поворота исполнительного органа электропривода, рад;
$K_{уп}$	– коэффициент усиления импульсного преобразователя;
C_e	– коэффициент пропорциональности между угловой скоростью исполнительного органа электропривода и ЭДС электродвигателя, $\frac{\text{В} \cdot \text{с}}{\text{рад}}$;
C_m	– коэффициент пропорциональности между током и моментом электродвигателя, В·с;
$R_{я}$	– сопротивление якорной цепи электродвигателя, Ом;
$L_{я}$	– индуктивность якорной цепи электродвигателя, Гн;
J	– момент инерции электропривода, кг·м ² .
$K_{от}$	– коэффициент обратной связи по току, Ом;
$K_{ос}$	– коэффициент обратной связи по скорости, $\frac{\text{В} \cdot \text{с}}{\text{рад}}$;
$K_{оп}$	– коэффициент обратной связи по положению, $\frac{\text{В}}{\text{рад}}$;

$$W_{ку}(p) = \frac{C_e}{\beta_{рп}} \cdot \frac{\tau_{рп} p}{\tau_{рп} p + 1} \cdot \frac{1}{K_{уп}};$$

$$W_{фкл}(p) = \frac{1}{\tau_{рп} p + 1};$$

$$W_{рп}(p) = \beta_{рп} \cdot \frac{\tau_{рп} p + 1}{\tau_{рп} p};$$

$$W_{фкс}(p) = \frac{1}{\tau_{рс} p + 1};$$

$$W_{рс}(p) = \beta_{рс} \cdot \frac{\tau_{рп} p + 1}{\tau_{рс} p};$$

$$W_{ккс}(p) = \frac{\tau_c p + 1}{T_c p + 1};$$

$$W_{рп}(p) = \beta_{рп} \cdot \frac{\tau_{рп} p + 1}{\tau_{рп} p};$$

$\tau_{рп}$	– постоянная времени регулятора положения, с;
$\beta_{рп}$	– динамический коэффициент регулятора положения;
$\tau_{рс}$	– постоянная времени регулятора скорости, с;
$\beta_{рс}$	– динамический коэффициент регулятора скорости;
τ_c, T_c	– постоянные времени корректора контура скорости, с;
$\tau_{рп}$	– постоянная времени регулятора тока, с;
$\beta_{рп}$	– динамический коэффициент регулятора тока;
p	– комплексный параметр преобразования Лапласа, 1/с.

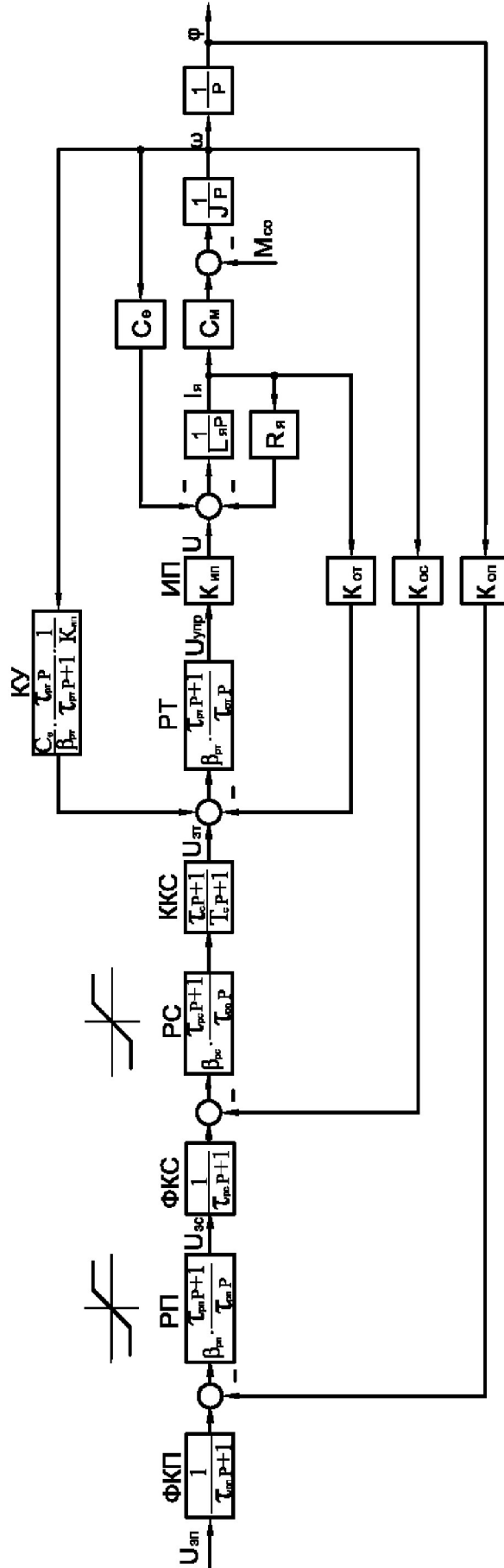


Рисунок 1 – Структурная схема модернизированной астатической второго порядка системы автоматического регулирования положения исполнительного органа электропривода

Контур тока содержит регулятор тока с передаточной функцией:

$$W_{pm}(p) = \beta_{pm} \cdot \frac{\tau_{pm}p + 1}{\tau_{pm}p}.$$

Если выбрать параметры регулятора тока равными: $\beta_{pm} = \frac{L_{я}}{K_{уп}K_{ом}K_{\mu}}$, то передаточная функция контура тока по каналу «задающее напряжение контура тока – ток якорной цепи электродвигателя» имеет вид передаточной функции первого порядка с постоянной времени T_{μ} :

$$\frac{I_{я}(p)}{U_{зм}(p)} = \frac{1}{K_{ом}} \cdot \frac{1}{T_{\mu}p + 1}.$$

Контур скорости содержит регулятор скорости, корректор контура скорости и фильтр контура скорости с передаточными функциями: $W_{pc}(p) = \beta_{pc} \cdot \frac{\tau_{pm}p + 1}{\tau_{pc}p}$;

$$W_{ккс}(p) = \frac{\tau_c p + 1}{T_c p + 1}; W_{фкс}(p) = \frac{1}{\tau_{pc}p + 1}.$$

Если выбрать параметры регулятора скорости, корректора контура скорости и фильтра контура скорости равными: $\beta_{pc} = 2 \cdot \frac{K_{ом}J}{K_{ос}C_M T_{\mu}}$; $\tau_{pc} = T_{\mu}$; $\tau_c = T_{\mu}$; $T_c = \frac{1}{4}T_{\mu}$, то передаточные функции контура скорости по каналам «задающее напряжение контура скорости – угловая скорость исполнительного органа электропривода» и «момент сопротивления электропривода – угловая скорость исполнительного органа электропривода» принимают вид:

$$\frac{\omega(p)}{U_{зс}(p)} = \frac{1}{K_{ос}} \cdot \frac{1}{\frac{1}{8}T_{\mu}^3 p^3 + \frac{1}{2}T_{\mu}^2 + T_{\mu}p + 1};$$

$$\frac{\omega(p)}{M_{ос}(p)} = \frac{1}{2} \cdot \frac{T_{\mu}}{J} \cdot \frac{\frac{1}{4}T_{\mu}^2 p^2 + T_{\mu}p}{\frac{1}{8}T_{\mu}^3 p^3 + \frac{1}{2}T_{\mu}^2 + T_{\mu}p + 1}.$$

Передаточная функция контура скорости по каналу «задающее напряжение контура скорости – угловая скорость исполнительного органа электропривода» соответствует эталонной передаточной функции третьего порядка с постоянной времени T_{μ} .

Контур положения содержит регулятор положения и фильтр контура положения с передаточными функциями:

$$W_{pl}(p) = \beta_{pl} \cdot \frac{\tau_{pm}p + 1}{\tau_{pm}p};$$

$$W_{фкл}(p) = \frac{1}{\tau_{pm}p + 1}.$$

Если выбрать параметры регулятора положения и фильтра контура положения равными: $\beta_{pl} = \frac{1}{2} \cdot \frac{K_{ос}}{K_{оп}T_{\mu}}$; $\tau_{pl} = 4T_{\mu}$, то передаточные функции контура положения по каналам «задающее напряжение контура положения – угол поворота исполнительного органа электропривода» и «момент сопротивления электропривода – угол поворота исполнительного органа электропривода» принимают вид:

$$\frac{\varphi(p)}{U_{зп}(p)} = \frac{1}{K_{оп}} \cdot \frac{1}{T_{\mu}^5 p^5 + 4T_{\mu}^4 p^4 + 8T_{\mu}^3 p^3 + 8T_{\mu}^2 p^2 + 4T_{\mu} p + 1};$$

$$\frac{\varphi(p)}{M_{ос}(p)} = \frac{1}{2} \cdot \frac{T_{\mu}^2}{J} \cdot \frac{2T_{\mu}^3 p + 8T_{\mu}^2 p^2}{T_{\mu}^5 p^5 + 4T_{\mu}^4 p^4 + 8T_{\mu}^3 p^3 + 8T_{\mu}^2 p^2 + 4T_{\mu} p + 1}.$$

Передаточная функция контура положения по каналу «задающее напряжение контура положения – угол поворота исполнительного органа электропривода» имеет вид передаточной функции пятого порядка с постоянной времени $4T_{\mu}$.

Так как передаточная функция контура положения по каналу «момент сопротивления электропривода – угол поворота исполнительного органа электропривода» имеет в числителе члены второго и третьего порядка, то модернизированная система автоматического регулирования исполнительного органа электропривода постоянного тока обеспечивает астатизм второго порядка.

Литература:

1. Добробаба Ю.П., Коноплин В.И. Микропозиционный программно-управляемый электропривод с упругим валопроводом : Монография / Кубан. гос. технол. ун-т. – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2008. – 156 с.

References:

1. Dobrobab Yu.P., Konoplin V.I. The microposition program-controlled electric drive with the elastic shaft line : Monograph / Kuban state technological university. – Krasnodar : Prod. KubGTU, 2008. – 156 p.

**ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
В ОБРАЗОВАНИИ**



**INNOVATIVE TECHNOLOGIES
IN EDUCATION**

УДК 378.147:378.018.43

**ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ АЛГОРИТМЫ КАК ОСНОВА МОДЕЛИРОВАНИЯ
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СТУДЕНТОВ****INTELLIGENCE ALGORITHMS AS A BASE
FOR STUDENTS INVESTIGATE ACTIVITY MODELING****Романова Марина Леонидовна**кандидат педагогических наук, доцент,
кафедра физики, доцент,
Кубанский государственный
технологический университет**Савченко Владислав Геннадьевич**студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Авторами обосновано, что технологии искусственного «интеллекта» включают математические методы, полностью пригодные для моделирования и диагностики исследовательской деятельности студентов. Это следующие группы алгоритмов: нейросетевые методы обработки информации, генетические алгоритмы, роевые алгоритмы и системно-когнитивный анализ. В данной работе нас интересуют, прежде всего, роевые алгоритмы – алгоритм интеллектуальных капель воды, алгоритм колонии муравьев и алгоритм летучих мышей. Применение указанных алгоритмов в моделировании исследовательской деятельности студентов неразрывно связано с применением таких математических методов, как методы теории множеств, отношений и графов, методы теории вероятностей и математической статистики, кластерный анализ данных.

Ключевые слова: исследовательская деятельность, студент, технологии искусственного «интеллекта», роевые алгоритмы, моделирование, диагностика.

Romanova Marina LeonidovnaCandidate of pedagogical sciences,
Associate professor, department
of physics, Associate professor,
Kuban state university technology**Savchenko Vladislav Gennadyevich**Student,
Kuban state technological university

Annotation. The authors proved, that the artificial intelligence technologies includes the mathematical methods, prepared for students investigate activity modeling and assessment. It is such kinds of algorithms, as information processing neural network methods, genetic algorithms, swarm algorithms and system-cognitive analysis. In this paper we interested to swarm algorithms, such as intelligent water drops algorithm, heuristic algorithm and bat algorithm. The using of those algorithms during students investigate activity modeling interrelated with using to such mathematical methods, as methods of sets, relations and graphs theory, methods of probabilistic theory and mathematical statistics, also data clustering.

Keywords: investigate activity, student, artificial intelligence technologies, swarm algorithms, modeling, assessment.

Введение

В настоящее время ни у кого не вызывает сомнений, что исследовательская деятельность студентов – важнейший фактор (механизм) становления их исследовательской компетентности, а формирование этого личностно-профессионального качества – социальный заказ системе профессионального образования [1–6]. Научной основой проектирования технологий педагогического сопровождения исследовательской деятельности студентов являются её модели.

Известно, что высшей формой знания о системах реального мира (объектах или процессах) являются математические модели [1–5]. Математические модели всех видов исследовательской работы студентов (УИРС, НИРС и научно-практической работы) разработаны значительно слабее, чем концептуальные и структурно-функциональные модели.

Несмотря на бурное развитие методов прикладной математики (а методы прикладной математики необходимо рассматривать только в контексте современных информационных технологий, в том числе искусственного «интеллекта»), они по-прежнему слабо используются в моделировании исследовательской работы студентов.

Проблема исследования

Вопрос: каковы возможности интеллектуальных алгоритмов в моделировании исследовательской работы студентов?

Цель исследования

Обоснование целесообразности применения интеллектуальных алгоритмов в моделировании исследовательской деятельности студентов.

Анализ разработанности проблемы

Ранее одним из авторов статьи была обоснована возможность моделирования преемственности исследовательской деятельности студентов на основе генетических алгоритмов [5]. Это обусловлено тем, что научно-практическая работа студентов (НПРС) отличается от УИРС преемственностью результатов на разных этапах образовательного процесса, однако преемственность не означает «жесткости», а, наоборот, предполагает вариацию путей дальнейших исследований (результаты исследовательской деятельности на предыдущем этапе могут быть основой для огромного множества последующих исследовательских работ). Генетические алгоритмы позволяют определять варианты дальнейшей учебно-профессиональной и исследовательской деятельности, но ничего не говорят об оптимальных (для конкретного обучающегося в конкретных условиях!) направлениях этой деятельности.

Анализ существующих «интеллектуальных» методов обработки информации показал, что их можно подразделить на следующие категории: нейросетевые методы, методы эволюционных вычислений (генетические алгоритмы), автоматизированный системно-когнитивный анализ (связан с применением решающих правил) и гибридные методы. Нейросетевые методы необходимы, прежде всего, для факторного анализа исследуемых процессов (т.е. при наличии фактических значений факторов-детерминантов и величины-отклика, в нашем случае – параметров результативности исследовательской деятельности студентов и её факторов), когда факторный анализ традиционными методами затруднителен (бывают ситуации, когда исследователь априори не имеет ни малейшего представления о взаимосвязи между факторами и откликом). Автоматизированный системно-когнитивный анализ необходим для диагностики, т.е. общей идентификации состояния исследуемого объекта или процесса (в нашем случае – исследовательской деятельности студентов), на основе знания состояния компонентов либо частных критериев. В нашей работе нас будут интересовать, прежде всего, роевые алгоритмы.

Общая суть роевых алгоритмов в том, что они имитируют поведение объектов реального мира (их называют агентами, или боидами), причём объектов много, они обладают определенными свойствами и поведением. Для алгоритма интеллектуальных капель воды боидами (однородными агентами) являются капли воды (идут по пути, где вынесено наибольшее количество почвы), алгоритма колонии муравьев – муравьи (идут по пути, где оставлено наибольшее количество специального вещества – феромона), алгоритма летучих мышей – летучие мыши (обладают отличной способностью к эхолокации).

Результаты исследования

Для авторов статьи несомненно, что исследовательская деятельность студентов – многоаспектный феномен, поэтому даже самый мощный универсальный математический метод не в состоянии её полностью отразить; каждый метод может отразить лишь те или иные аспекты. Генетические алгоритмы отражают множество возможных вариантов логических продолжений исследовательской деятельности студента. Но одни и те же варианты могут быть выбраны с разной вероятностью разными студентами (обладающих разными личностно-профессиональными характеристиками и работающими в разных условиях); различной будет и вероятность успешного выполнения того или иного варианта (при условии, если он будет выбран).

Наиболее прост в использовании муравьиный алгоритм (алгоритм колонии муравьев) в моделировании исследовательской деятельности студентов. Суть алгоритма в том, что муравьи, следующие по определенному пути, оставляют специальное вещество – феромон; чем больше феромона будет оставлено на некотором пути, тем большее число боидов (т.е. муравьев) последуют по этому пути. С точки зрения авторов, информационно-вероятностная модель поведения таких боидов будет выглядеть следующим образом:

Пусть M – число муравьев, прошедших по некоторому пути, то количество оставленного феромона будет:

$$N = \sum_{i=1}^M n_i ,$$

где n_i – количество феромона, оставленного i -м муравьем.

Пусть R – число путей, на которых оставлен феромон, тогда прогнозируемая относительная частота (вероятность) выбора боидами j -го пути

$$p_j = \frac{r_j}{\sum_{k=1}^R r_k} ,$$

где r_j – количество феромона на j -м пути.

Предложенная модель отражает вероятность выбора студентами того или иного направления исследовательской деятельности (с одной и той же исходной точки), но не отражает вероятности достижения цели (получения новых научных результатов и т.д.). Более того, подобная модель характерна для конформного социального поведения («я как все»). Но истинная конкурентоспособность личности в том и состоит, чтобы «выбирать свои пути». В данной ситуации аналогом феромона являются не новые научные результаты и даже не когнитивные предпосылки (накопленные научные знания для дальнейшего ведения исследований в конкретной области), а всевозможные портфолио, которые будут просто отражать результаты (пусть даже очень похожие!) деятельности.

Алгоритм интеллектуальных капель воды предполагает, что совокупность боидов – река – движется по определенному руслу, оказывает эффект на внешнюю среду (почву), имеет изгибы и смены направлений движения, испытывает воздействие гравитации (гравитационная сила заставляет двигаться капли воды с ускорением) и т.д. Применительно к моделированию исследовательской деятельности студентов, это означает, что вероятность выбора и реализации студентом той или иной траектории исследовательской деятельности зависит от его склонностей (в целом – компетенций), существующих социокультурных условий (играют роль русла, т.е. выщербленной почвы), целевых ориентиров (играют роль гравитационного притяжения). Социокультурные условия – не уже проведенные исследования в данном направлении (как феромон в муравьином алгоритме), а когнитивные предпосылки для исследования (накопленное обществом научное знание, в том числе из смежных областей, которое может стать научно-теоретической основой исследования), инженерно-технологические предпосылки (например, свободный доступ в Интернет, наличие компьютерных программ для обработки информации, связанной с решением исследовательских задач) и т.д. Целевые ориентиры детерминируются либо социумом, либо жизненными целями, планами и ценностями, мотивами. Например, если индивид хочет устроиться на работу на предприятия пищевой промышленности, то ему целесообразно вести исследования в области ускоренной оценки порчи пищевых продуктов и т.д. Иначе говоря, в модели интеллектуальных капель воды выбор направлений исследовательской деятельности детерминирован не конформизмом, а объективными факторами (точнее, сочетанием объективных и субъективных факторов при доминирующей роли первых).

С точки зрения авторов, именно алгоритм летучих мышей позволяет моделировать исследовательскую деятельность студентов как процесс, детерминированный их личностными факторами (не путать с субъективными факторами!) и социокультурными факторами, точнее, их взаимодействием. Сформированность компетенций и личностно-профессиональных качеств, необходимых для успешного ведения исследовательской деятельности, также являются объективными факторами (как и мотивированность студента к повышению их уровня за счёт исследовательской деятельности). Вероятность выбора того или иного направления исследований зависит от взаимодействия объектив-

ных и субъективных факторов при доминирующей роли первых, успешной реализации выбора – от личностных (объективных) факторов. Обоснуем данную точку зрения.

Известно, что алгоритм летучих мышей характеризуется следующими правилами: летучие мыши используют эхолокацию, чтобы анализировать расстояние, а также определять различие между едой и природными препятствиями; перемещаются случайным образом с определенной скоростью с определенной с определенной стартовой позиции, с фиксированной частотой, но варьируемой длиной волны и громкостью, чтобы найти добычу [3]. Аналогом добычи являются результаты исследовательской деятельности, характеризующиеся определенными параметрами (новизной, теоретической или практической значимостью и т.д.). Иначе говоря, алгоритм летучих мышей позволяет подбирать перспективные и в то же время реализуемые направления исследовательской деятельности, при известных текущих условиях.

Заключение

Современные направления прикладной математики открывают широкие перспективы для моделирования больших (очень сложных) систем, к числу которых относятся все разновидности исследовательской работы студентов (УИРС, НИРС и НПРС). Важнейшее достоинство математических методов в моделировании исследовательской работы студентов – их универсальность, инвариантность по отношению к специальностям или направлениям подготовки.

Литература:

1. Изотова Л.Е. Портфолио в системе мониторинга личностно-профессионального развития педагога / Л.Е. Изотова, Д.А. Романов, С.В. Потёмкина, Е.А. Федоренко, О.Л. Сычёва // Ученые записки университета им. П.Ф. Лесгафта. – 2014. – № 12 (118). – С. 92–95.
2. Матвейчук Л.В. Технологии разработки новых образовательных инструментов / Л.В. Матвейчук, Д.А. Романов, Т.Л. Шапошникова, М.Л. Романова // Ученые записки университета им. П.Ф. Лесгафта. – 2012. – № 12 (94). – С. 97–102.
3. Романов Д.А. Математическое моделирование в структуре информатизации физического воспитания // Ученые записки университета им. П.Ф. Лесгафта. – 2011. – № 1 (71). – С. 90–95.
4. Романов Д.А. Математические модели формирования личностно-профессиональных качеств студентов / Д.А. Романов, А.А. Ковтун, Е.С. Киселёва, Л.Н. Караванская // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2014. – № 3. – С. 106–120.
5. Хорошун К.В. Моделирование учебно-исследовательской работы студентов как компонента образовательного процесса / К.В. Хорошун, Н.А. Тарасенко, М.Л. Романова // Известия высших учебных заведений. Пищевая технология. – 2013. – № 5–6. – С. 108–110.
6. Шапошникова Т.Л. Формирование готовности студентов к исследовательской деятельности / Т.Л. Шапошникова, М.Л. Романова, А.Е. Карасева (Федюн) // Среднее профессиональное образование. – 2015. – № 9. – С. 3–10.

References:

1. Izotova L.E. A portfolio in the system of monitoring of personal and professional development of the teacher / L.E. Izotova, D.A. Romanov, S.V. Potyomina, E.A. Fedorenko, O.L. Sychyova // Scientists of a note of the university of P.F. Lesgaft. – 2014. – No. 12 (118). – P. 92–95.
2. Matveychuk L.V. Technologies of development of new educational tools / L.V. Matveychuk, D.A. Romanov, T.L. Shaposhnikova, M.L. Romanova // Scientists of a note of the university of P.F. Lesgaft. – 2012. – No. 12 (94). – P. 97–102.
3. Romanov D.A. Mathematical modeling in structure of informatization of physical training // Scientific notes of the university of P.F. Lesgaft. – 2011. – No. 1 (71). – P. 90–95.
4. Romanov D.A. Mathematical models of formation of personal and professional qualities of students / D.A. Romanov, A.A. Kovtun, E.S. Kiselyova, L.N. Karavanskaya // Scientific works of the Kuban state technological university. – 2014. – No. 3. – P. 106–120.
5. Horoshun K.V. Modeling of educational research of students as component of educational process / K.V. Horoshun, N.A. Tarasenko, M.L. Romanova // News of higher educational institutions. Food technology. – 2013. – No. 5–6. – P. 108–110.
6. Shaposhnikova T.L. Formation of readiness of students for research activity / T.L. Shaposhnikova, M.L. Romanova, A.E. Karasyova (Fedyun) // Average professional education. – 2015. – No. 9. – P. 3–10.

СОВРЕМЕННЫЕ МОДЕЛИ СЭМПЛ-БИБЛИОТЕК КАК КОМПОНЕНТА ЭЛЕКТРОННЫХ ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ РЕСУРСОВ

SAMPLE LIBRARIES MODERN MODELS AS INFORMATIONAL EDUCATIONAL RESOURCES COMPONENT

Романова Марина Леонидовна

кандидат педагогических наук, доцент,
кафедра физики, доцент,
Кубанский государственный
технологический университет

Мишков Даниил Андреевич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Кононенко Дмитрий Игоревич

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Сэмпл-библиотека, как составляющая электронных образовательных ресурсов, представляет собой исчерпывающую подборку образцов решений с пояснениями; в свою очередь, электронные образовательные ресурсы – неотъемлемая составляющая информационных систем дистанционного обучения – телекоммуникационных учебно-методических комплексов. Авторами предложена методика квалиметрической оценки сэмпл-библиотеки, как составляющей электронных образовательных ресурсов. С точки зрения авторов, сэмпл-технология дистанционного образования с четырехмерной оценкой образовательного контента и сэмпл-консультантами позволит вывести дистанционное образование на новый уровень. Методы исследования: анализ научно-методической литературы и практики информатизации образовательного процесса, моделирование, методы теории множеств, отношений и графов, методы квалиметрии.

Ключевые слова: сэмпл-технологии, дистанционное обучение, диагностика, моделирование, образовательная среда.

Romanova Marina Leonidovna

Candidate of pedagogical sciences,
Associate professor, department
of physics, Associate professor,
Kuban state university technology

Mishkov Daniil Andreevich

Student,
Kuban state technological university

Kononenko Dmitry Igorevich

Student,
Kuban state technological university

Annotation. The sample-library, as informational educational resources component, reflect the full set of solutions patterns with remarks; also, the informational educational resources is important component of distant education computer-aided systems, such as Telecommunication learning-methodical systems. The authors offered the method of quality measurement evaluation of sample-library, as informational educational resources component. To accordance with authors review, the distant education sample technology, included the educational content four-measurement evaluation and sample experts, allowed to increases the distant education to new level. The methods of investigation: analysis of scientific-methodical literature and educational process computerization practice, modeling, methods of sets, relations and graphs theory, methods of quality measurement.

Keywords: sample technologies, distance education, assessment, modeling, educational environment.

Постановка и анализ состояния проблемы

В настоящее время ни у кого не вызывает сомнений необходимость разработки и применения систем дистанционного обучения [1–7]. Дистанционное обучение рассматривают как значимый фактор решения многих дидактических задач, прежде всего – индивидуализации и дифференциации обучения, формирования информационной компетентности обучающихся, модернизации дидактических методов и приемов (например, учебный проект трансформируется в учебный телекоммуникационный проект), реализации идеи непрерывного образования (образования «через всю жизнь»), обеспечения возможности получения образования для лиц с ограниченными возможностями здоровья, психологической помощи социально незащищенным лицам и т.д.

Существующие системы и технологии дистанционного обучения не всегда гарантируют должный уровень качества образовательного процесса. Одна из важнейших

причин – недостаточная разработанность электронных образовательных ресурсов, которые должны содержать не только учебную информацию (причем в разных формах и режимах функционирования), педагогические задания (как традиционного типа, или информационно-аналитические, так и инновационного, т.е. контрольно компетентностные оценочные задания), но и обучающие примеры выполнения заданий. Это связано не только с тем, что без наличия паттернов (образцов) выполнения заданий трудно осваивать материал; обучающийся также должен понимать требования к результатам выполнения заданий. Далеко не всегда электронные образовательные ресурсы содержат реальные практические (производственные) задачи с примерами их решений, хотя именно этого, прежде всего, требует компетентностный подход [1–7].

Согласно современным воззрениям, сэмпл-технология дистанционного обучения (англ. sample – пример, образец), использующая возможности современных информационных технологий и учитывающая психологию пользователя Интернет, позволяет объединить административные меры (по повышению качества образования) с технологическими и тем самым обеспечить важные изменения в дистанционном обучении [3, 5, 7]. Современные специалисты выделяют четыре условия, позволяющие повысить эффективность дистанционного обучения на основе применения сэмпл-технологий: наличие сэмпл-библиотеки, интерактивных программ решения примеров из библиотеки, оценивание обученности как потенциала самостоятельного решения задач из библиотеки, повышение актуальности образовательного контента. Данные условия можно представить как четыре цифровых измерения дистанционного обучения: перечень решений, практика решений, потенциал решений и период актуальности. Современные специалисты также утверждают, что сэмпл-библиотека должна содержать примеры решения производственных задач, с целью обеспечения связи науки, образования и производства [3, 5, 7]. Однако по-прежнему не в полной мере разработаны модели сэмпл-библиотек как составляющей электронных образовательных ресурсов.

Проблема исследования

Вопрос: какими должны быть сэмпл-библиотеки, чтобы их применение содействовало решению дидактических задач, связанных с дистанционным обучением?

Цель исследования

Разработка моделей дистанционного обучения, основанного на сэмпл-технологиях.

Результаты исследования

С точки зрения авторов, сэмпл-библиотеки должны быть обязательной составляющей электронных образовательных ресурсов, а образцы решений должны охватывать как задания традиционного типа, так и контрольно-компетентностные оценочные задания (в их числе – реальные производственные задачи).

Критерием оценки сэмпл-библиотеки можно считать показатель:

$$\eta = \frac{N''}{N'}$$

где N'' – фактическое число примеров выполнения заданий в сэмпл-библиотеке, N' – должное (минимально необходимое).

Вместе с тем, представленный показатель не может адекватно отразить качество сэмпл-библиотеки: например, для заданий одного типа может быть избыток примеров выполнения, для другого типа – недостаток; для одних дидактических единиц может быть избыток примеров выполнения, для других – недостаток; образцы выполнения заданий могут находиться не на должном уровне качества и т.д. Поэтому более объективные показатели качества сэмпл-библиотек следующие.

Пусть m – число типов заданий (контрольно-компетентностные оценочные задания также бывают разных типов, например, задания на доказательство, на моделирование деятельности и т.д.), n – число дидактических единиц учебной дисциплины.

Тогда вторым критерием оценки сэмпл-библиотек будет:

$$\xi = \frac{m'}{m},$$

где m' – число типов заданий, для которых число образцов выполнения не ниже порогового уровня.

Третьим критерием будет:

$$\zeta = \frac{n'}{n},$$

где n' – число дидактических единиц, для которых число образцов выполнения не ниже порогового уровня.

Например, учебная дисциплина включает четыре дидактические единицы, необходимое число для которых образцов заданий с решениями соответственно 9, 8, 7 и 7, а фактическое соответственно 8, 8, 7 и 7. Иначе говоря, на должном уровне обеспечены образцами (примерами) только 3 дидактические единицы из 4, поэтому коэффициент обеспеченности образцами $\zeta = \frac{3}{4} = 0,75$.

Для авторов очевидна возможность формирования матричной модели информационно-методического обеспечения учебной дисциплины, горизонтальное измерение которой – дидактические единицы учебной дисциплины, вертикальное – типы учебных заданий. Если R – множество учебных заданий, то:

$$R = \bigcup_{i=1}^m \bigcup_{j=1}^n r_{i,j}.$$

Здесь U – символ объединения множеств, $r_{i,j}$ – множество заданий, соответствующих i -му типу и j -й дидактической единице. Аналогичной будет модель образцов (примеров решений).

На кафедре физики Кубанского государственного технологического университета ведется большая работа по созданию сэмпл-библиотек для информационно-методического обеспечения всех учебных дисциплин, преподаваемых бакалаврам, магистрантам и аспирантам. Так, например, ни одна учебная дисциплина (точнее, её информационно-методическое обеспечение) не обходится без образцов выполнения заданий на доказательство (контрольно-компетентностные оценочные задания!).

Вместе с тем, специфика современных компьютерных систем учебного назначения обуславливает иной облик электронных образовательных ресурсов по сравнению с традиционным представлением, в соответствии с которым они включают в себя инструктивный, информационный, коммуникативный и контрольный блоки [5]. Согласно авторской модели, добавляется контрольно-информационный блок (включает в себя как реальные производственные задачи с решениями, так и всевозможные информационные материалы – о предприятиях, реальной стажировке студентов и т.д.), что необходимо учесть при ведении образовательных ресурсов.

Контрольно-информационный блок содержит информацию о работодателях (ссылки на работодателей), отчёты студентов по производственным практикам, видео- и иные материалы, отражающие реальную стажировку студентов на предприятиях, видео- и иные материалы о предприятиях (реальных и потенциальных работодателях выпускников), реальные производственные задачи с их решениями, компьютерные дидактические (ролевые, деловые и т.д.) игры и т.д.

Представим критерии оценки контрольно-информационного блока, которые можно считать и критериями оценки сэмпл-библиотек. следующие (очевидно, что он

является динамическим, т.е. пополняемым). Параметр Q' – индекс качества сэмпл-материалов по решению производственных задач:

$$Q' = \frac{\Phi_5 + 0,8 \cdot \Phi_4 + 0,6 \cdot \Phi_3 + 0,4 \cdot \Phi_2 + 0,2 \cdot \Phi_1}{q}$$

Здесь $\Phi_1, \Phi_2, \Phi_3, \Phi_4$ и Φ_5 – число сэмпл-материалов (по решению производственных задач) соответственно на пятом, четвёртом, третьем, втором и первом уровнях качества, q – число реальных производственных задач, соответствующих специальности или направлению подготовки.

Параметр Q'' – индекс качества совокупности паттернальных (образцовых) отчётов по производственной практике:

$$Q'' = \frac{\Gamma_5 + 0,8 \cdot \Gamma_4 + 0,6 \cdot \Gamma_3 + 0,4 \cdot \Gamma_2 + 0,2 \cdot \Gamma_1}{g}$$

Здесь $\Gamma_1, \Gamma_2, \Gamma_3, \Gamma_4$ и Γ_5 – число отчётов по производственным практикам соответственно на пятом, четвёртом, третьем, втором и первом уровнях качества, g – общее число образцовых электронных отчётов о производственной практике.

Градации качества сэмпл-материалов по решению производственных задач и качества паттернальных электронных отчётов по производственной практике представлены в работе [7].

Для авторов очевидно, что параметры ζ и ξ отражают насыщенность сэмпл-библиотеки, но ничего не говорят о качестве образцов. С точки зрения авторов, оценивать примеры выполнения лабораторных работ (реальных и виртуальных), отчёты о выполнении лабораторных работ, учебных проектов и исследовательских работ студентов, следует в соответствии с той же логической схемой, что и отчеты по производственным практикам и примеры решения практических (производственных) задач.

Заключение

Предложенные модели диагностики сэмпл-библиотек, как обязательной составляющей электронных образовательных ресурсов, со временем должны быть уточнены, а набор критериев – дополнен.

Литература:

1. Вязанкова В.В. Квалиметрическая диагностика степени информатизации образовательного процесса / В.В. Вязанкова, М.Л. Романова // Открытое образование. – 2013. – № 4 (99). – С. 4–8.
2. Вязанкова В.В. Информатизация образования как фактор формирования информационной компетентности студентов / В.В. Вязанкова, М.Л. Романова // Открытое и дистанционное образование. – 2014. – № 1 (53). – С. 54–59.
3. Матвейчук Л.В. Технологии разработки новых образовательных инструментов / Л.В. Матвейчук, Д.А. Романов, Т.Л. Шапошникова, М.Л. Романова // Ученые записки университета им. П.Ф. Лесгафта. – 2012. – № 12 (94). – С. 97–102.
4. Романов Д.А. Математическое моделирование в структуре информатизации физического воспитания // Ученые записки университета им. П.Ф. Лесгафта. – 2011. – № 1 (71). – С. 90–95.
5. Черных А.И. Квалиметрическая оценка электронных образовательных ресурсов / А.И. Черных, К.В. Хорошун, М.Л. Романова // Ученые записки университета им. П.Ф. Лесгафта. – 2011. – № 12 (82). – С. 186–194.
6. Шапошникова Т.Л. Диагностика сформированности компетенций / Т.Л. Шапошникова, В.Г. Миненко, К.В. Хорошун, Д.А. Романов // Ученые записки университета им. П.Ф. Лесгафта. – 2015. – № 3 (121). – С. 180–184.
7. Шапошникова Т.Л. Сэмпл-технологии дистанционного обучения в учебно-экспериментальной деятельности студентов / Т.Л. Шапошникова, Е.А. Котлярова, М.Л. Романова // Среднее профессиональное образование. – 2016. – № 10. – С. 16–19.

Reference:

1. Vyazankova V.V. Qualimetric diagnostics of extent of informatization of educational process / V.V. Vyazankova, M.L. Romanova // Open education. – 2013. – No. 4 (99). – P. 4–8.
2. Vyazankova V.V. Education informatization as factor of formation of information competence of students / V.V. Vyazankova, M.L. Romanova // Open and remote education. – 2014. – No. 1 (53). – P. 54–59.
3. Matveychuk L.V. Technologies of development of new educational tools / L.V. Matveychuk, D.A. Romanov, T.L. Shaposhnikova, M.L. Romanova // Scientists of a note of the university of P.F. Lesgaft. – 2012. – No. 12 (94). – P. 97–102.
4. Romanov D.A. Mathematical modeling in structure of informatization of physical training // Scientific notes of the university of P.F. Lesgaft. – 2011. – No. 1 (71). – P. 90–95.
5. Chernykh A.I. Qualimetric assessment of electronic educational resources / A.I. Chernykh, K.V. Horoshun, M.L. Romanova // Scientists of a note of the university of P.F. Lesgaft. – 2011. – No. 12 (82). – P. 186–194.
6. Shaposhnikova T.L. Diagnostics of formation of competences / T.L. Shaposhnikova, V.G. Minenko, K.V. Horoshun, D.A. Romanov // Scientists of a note of the university of P.F. Lesgaft. – 2015. – No. 3 (121). – P. 180–184.
7. Shaposhnikova T.L. A sample technology of distance learning in educational and experimental activity of students / T.L. Shaposhnikova, E.A. Kotlyarova, M.L. Romanova // Secondary professional education. – 2016. – No. 10. – P. 16–19.

УДК 378.147:378.018.43

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ УЧЕБНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СТУДЕНТОВ

MODERN ASSESSMENT METHODS OF STUDENT'S LEARNING-EXPERIMENTAL ACTIVITY

Романова Марина Леонидовна

кандидат педагогических наук, доцент,
кафедра физики, доцент,
Кубанский государственный
технологический университет

Бевз Екатерина Александровна

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Березина Анастасия Игоревна

студент,
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. Согласно современным воззрениям, учебно-экспериментальная деятельность студентов – важнейший механизм интеграции их теоретической и практической подготовки, а информатизация образования открывает для неё принципиально новые возможности. Современными специалистами также выделены критерии успешности учебно-экспериментальной деятельности студентов, учитывающие её взаимосвязь с освоением теоретического материала. Тем не менее, по-прежнему отсутствует метод интегративной диагностики учебно-экспериментальной деятельности студентов. Авторами выделены и охарактеризованы уровни учебно-экспериментальной деятельности студентов; в основу диагностики уровней учебно-экспериментальной деятельности студентов положен автоматизированный системно-когнитивный анализ. Предложенный метод интегративной диагностики универсален, т.е. инвариантен по отношению к профилю образовательной среды и направления подготовки студентов.

Ключевые слова: студент, учебно-экспериментальная деятельность, диагностика, уровни.

Romanova Marina Leonidovna

Candidate of pedagogical sciences,
Associate professor, department
of physics, Associate professor,
Kuban state university technology

Bevz Ekaterina Aleksandrovna

Student,
Kuban state technological university

Berezina Anastasia Igorevna

Student,
Kuban state technological university

Annotation. To accordance with contemporary reviews, the student's learning-experimental activity is most important mean of their theoretical and practical training integration, also the education computerization give to it the principally new opportunities. The contemporary specialists selected the new criterions of student's learning-experimental activity successfulness, regards its connection with theoretical part studying. However, nowadays is absent the integrative assessment method of student's learning-experimental activity. The authors selected and characterized the levels of student's learning-experimental activity; the assessment of levels of student's learning-experimental activity based on computer-aided system-cognitive analysis. The offered integrative assessment method is universal, invariant to educational environment kind and student's future occupation.

Keywords: student, learning-experimental activity, assessment, levels.

Введение

Для современных специалистов несомненно, что совершенствование учебно-экспериментальной деятельности студентов – актуальная педагогическая проблема [1–10]. Действительно, учебный лабораторный эксперимент обладает огромным креативно-дидактическим потенциалом, а учебно-экспериментальная деятельность студентов – важнейший механизм интеграции их теоретической и практической подготовки. В условиях информатизации образования учебно-экспериментальная деятельность студентов обладает ещё большим потенциалом, т.к. применение современных информационных технологий открывает для неё принципиально новые возможности (достаточно сказать о растущей популярности виртуальных лабораторий и автоматизированных лабораторных практикумов с удалённым доступом). Благодаря учебно-эксперимен-

тальной деятельности на основе применения современных информационных систем возможно сопряжённое развитие исследовательской и информационной компетентности студентов, формирование их общекультурных компетенций (например, способность работать в коллективе) и т.д. Современными специалистами также выделены критерии успешности учебно-экспериментальной деятельности студентов, учитывающие её взаимосвязь с освоением теоретического материала; это, прежде всего, коэффициент охвата дидактических единиц теоретического материала лабораторными экспериментами [1–4, 6, 8, 9].

Анализ научно-методической литературы показал, что проблеме совершенствования учебно-экспериментальной деятельности студентов уделяют всё большее внимание, однако по-прежнему слабо разработаны методы её интегративной диагностики.

Проблема исследования

Вопрос: каковы уровни учебно-экспериментальной деятельности студентов и в чём их отличие друг от друга?

Цель исследования

Разработка метода интегративной диагностики учебно-экспериментальной деятельности студентов.

Актуальность

Решения указанной проблемы и достижения поставленной цели детерминирована, прежде всего, необходимостью реализации компетентностного подхода в образовании, а она, в свою очередь, немыслима без интеграции теоретической и практической подготовки студентов [1–10].

Объект исследования

Учебно-экспериментальная деятельность студентов инженерного вуза в условиях информатизации образования.

Предмет исследования

Уровни учебно-экспериментальной деятельности студентов.

Результаты исследования

С точки зрения авторов, известная система критериев (представлена в работе [3]), отражающих взаимосвязь теоретического курса и лабораторных работ, должна быть дополнена.

Известно, что коэффициент охвата лабораторным практикумом элементарных дидактических единиц (элементов теоретического курса)

$$\chi = \frac{P(H)}{P(Z)},$$

где P – мощность множества, H – множество элементов теоретического курса, охватываемых совокупностью лабораторных работ, Z – множество элементарных дидактических единиц учебной дисциплины [1].

С точки зрения авторов настоящей статьи, индекс охвата учебно-экспериментальной деятельностью элементов теоретического курса равен F , если не менее чем F элементарных дидактических единиц были использованы в такой деятельности не менее чем F раз каждая. Более «мягкий» индекс равен f , если не менее чем f элементарных дидактических единиц были охвачены учебно-экспериментальной деятельностью в сумме не менее чем f^2 раз.

Ещё раз напомним, что информатизация обучения, в целом, и применение информационных систем (электронных образовательных ресурсов, виртуальных лабораторий и автоматизированных лабораторных практикумов удалённого доступа) в учебно-экспериментальной деятельности, в частности, радикально меняет «облик» последней, а также открывает принципиально новые возможности [1–4, 6, 8, 9]. Коэффициентом информатизации учебно-экспериментальной деятельности назовём отношение числа лабораторных работ (учебных лабораторных экспериментов), обеспеченных современными техническими средствами информатизации, к их общему числу. Данный коэффициент отражает экстенсивный путь информатизации учебно-экспериментальной деятельности, отражая охват лабораторного курса современными информационными технологиями, но он ничего не говорит о качестве информационно-технологического обеспечения этой деятельности.

Индекс информатизации учебно-экспериментальной деятельности:

$$k = \frac{\sum_{j=1}^N \sum_{i=1}^{m_j} w_{i,j}}{N \cdot B} .$$

Здесь N – число лабораторных работ (экспериментов), m_j – число видов информационно-технологического обеспечения j -й лабораторной работы, $w_{i,j}$ – уровень качества (по линейной шкале) i -го обеспечения j -й лабораторной работы, B – максимальный балл по линейной шкале.

К видам информационно-технологического обеспечения относят не только виртуальные лаборатории или автоматизированные лабораторные практикумы удалённого доступа, управляющие лабораторным оборудованием, но также электронные ресурсы, особенно сэмпл-технологии учебно-экспериментальной деятельности студентов, например, информационные материалы по решению учебно-экспериментальных задач [1–4, 6, 8, 9].

Наличие ранее и вновь обоснованных критериев позволило выделить и охарактеризовать уровни учебно-экспериментальной деятельности студентов в условиях информатизации образования.

Низший уровень учебно-экспериментальной деятельности характеризуется тем, что в ней не применяются современные технические средства информатизации, работа происходит на физически и морально (особенно морально!) устаревшем оборудовании; в ходе деятельности происходит формирование отдельных практических умений, но не происходит интеграции теоретической и практической подготовки, учебно-экспериментальная не является значимым фактором развития у обучающегося системы теоретических знаний; не происходит становления ни исследовательской, ни информационной компетентности, а обучающийся поставлен в положение пассивного «созерцателя» явлений (процессов). На данном уровне отсутствует сопровождение учебно-экспериментальной деятельности студентов сэмпл-технологиями, а формируемые отчёты содержат минимально необходимые сведения (т.е. формируются отчёты низшего, пятого уровня). Кроме того, на данном уровне слаба мотивация обучающегося к системному овладению практическими умениями, к совершенствованию деятельности.

Низкий уровень отличается от низшего тем, что наблюдается определённый уровень интеграции теоретической и практической подготовки обучающегося в ходе учебно-экспериментальной деятельности: уровень сформированных теоретических знаний является фактором успешного выполнения учебных лабораторных экспериментов, а последнее, в свою очередь, механизмом закрепления имеющихся теоретических знаний и формирования новых. Наблюдается мотивация обучающегося к системному овладению практическими умениями, но отсутствует – к совершенствованию деятельности.

Средний уровень характеризуется высоким уровнем интеграции теоретической и практической подготовки обучающегося в ходе учебно-экспериментальной деятельности, выраженной мотивацией как к системному овладению практическими умениями,

так и к совершенствованию деятельности. На данном уровне происходит применение компьютерных систем учебного назначения в учебно-экспериментальной деятельности, но оно не носит тотального характера. Обучающийся, в основном, по-прежнему находится в положении пассивного созерцателя, а не активного исследователя. Имеет место формирование электронных отчётов четвёртого или даже третьего уровней, но по-прежнему доминирует формирование электронных отчётов пятого уровня.

Уровень «выше среднего» характеризуется тотальной информатизацией учебно-экспериментальной деятельности: имеет место информационно-технологическое обеспечение для всех учебных лабораторных экспериментов (т.е. индекс информатизации равен 1,0 или предельно близок к ней); благодаря этому происходит становление информационной компетентности обучающихся в ходе учебно-экспериментальной деятельности (по меньшей мере, её поведенческого компонента). Происходит формирование отчётов не ниже чем четвёртого или третьего уровней.

Высокий уровень характеризуется не просто тотальной информатизацией учебно-экспериментальной деятельности (и, как следствие, интенсивным формированием информационной компетентности), но и высоким уровнем информационно-технологического обеспечения (т.е. высоким индексом информатизации). Для одной и той же темы учебного лабораторного эксперимента лабораторные работы варьируются по уровню трудности, имеет место взаимозаменяемость виртуальных лабораторий и автоматизированных лабораторных практикумов удалённого доступа, что позволяет дифференцировать и индивидуализировать обучение. Информационно-технологическое обеспечение включает сэмпл-технологии учебно-экспериментальной деятельности, в том числе информационные материалы для имитации учебно-экспериментальной деятельности (первого или второго уровней [6]), а также информационные материалы по решению учебно-экспериментальных задач, не ниже чем третьего уровня. Преимущественно формируются электронные отчёты второго уровня, имеет место формирование отчётов первого (высшего) уровня. На данном уровне раскрывается социально-креативный потенциал учебного лабораторного эксперимента в условиях информатизации образования, обучающийся превращается из пассивного созерцателя в активного исследователя, что содействует формированию его исследовательской компетентности (готовности к исследовательской деятельности).

Очень высокий уровень характеризуется полной обеспеченностью всех учебных лабораторных экспериментов всеми видами информационно-технологического обеспечения высшего качества. На данном уровне происходит формирование отчётов высшего уровня, а деятельность обучающихся становится фактором пополнения сэмпл-библиотек учебно-экспериментальной деятельности для будущих поколений обучающихся (т.е. пополнения информационно-образовательной среды). Также на данном уровне систематически происходит комплексное применение эксперимента и измерения совместно с другими методами исследования (например, моделированием и т.д.).

Высший уровень характеризуется сопряжённым становлением исследовательской и информационной компетентности благодаря учебно-экспериментальной деятельности. На данном уровне учебно-экспериментальная деятельность становится ведущим механизмом личностно-профессионального развития обучающегося (формирования его компетенций и личностно-профессиональных качеств) в условиях информационно-образовательной среды. На данном уровне учебно-экспериментальная деятельность студента становится важнейшим механизмом его исследовательской деятельности, фактором трансформации его учебно-исследовательской деятельности в научно-практическую и научно-исследовательскую.

Заключение

Предложенный метод интегративной диагностики учебно-экспериментальной деятельности студентов нуждается в совершенствовании. Но уже на данном этапе очевидно, что высшие уровни данного компонента профессиональной подготовки неразрывно связаны с формированием компетенций и личностно-профессиональных качеств, востребованных в информационном обществе.

Литература:

1. Вязанкова В.В. Квалиметрическая диагностика степени информатизации образовательного процесса / В.В. Вязанкова, М.Л. Романова // Открытое образование. – 2013. – № 4 (99). – С. 4–8.
2. Вязанкова В.В. Информатизация образования как фактор формирования информационной компетентности студентов / В.В. Вязанкова, М.Л. Романова // Открытое и дистанционное образование. – 2014. – № 1 (53). – С. 54–59.
3. Киселева Е.С. Интеграция теоретической и практической подготовки студентов / Е.С. Киселева, Л.Н. Караванская, М.Л. Романова, Р.В. Терюха // Ученые записки университета им. П.Ф. Лесгафта. – 2012. – № 8 (90). – С. 63–68.
4. Матвейчук Л.В. Технологии разработки новых образовательных инструментов / Л.В. Матвейчук, Д.А. Романов, Т.Л. Шапошникова, М.Л. Романова // Ученые записки университета им. П.Ф. Лесгафта. – 2012. – № 12 (94). – С. 97–102.
5. Романов Д.А. Математическое моделирование в структуре информатизации физического воспитания // Ученые записки университета им. П.Ф. Лесгафта. – 2011. – № 1 (71). – С. 90–95.
6. Черных А.И. Квалиметрическая оценка электронных образовательных ресурсов / А.И. Черных, К.В. Хорошун, М.Л. Романова // Ученые записки университета им. П.Ф. Лесгафта. – 2011. – № 12 (82). – С. 186–194.
7. Шапошникова Т.Л. Диагностика сформированности компетенций / Т.Л. Шапошникова, В.Г. Миненко, К.В. Хорошун, Д.А. Романов // Ученые записки университета им. П.Ф. Лесгафта. – 2015. – № 3 (121). – С. 180–184.
8. Шапошникова Т.Л. Формирование готовности студентов к исследовательской деятельности / Т.Л. Шапошникова, М.Л. Романова, А.Е. Карасева (Федюн) // Среднее профессиональное образование. – 2015. – № 9. – С. 3–10.
9. Шапошникова Т.Л. Сэмпл-технологии дистанционного обучения в учебно-экспериментальной деятельности студентов / Т.Л. Шапошникова, Е.А. Котлярова, М.Л. Романова // Среднее профессиональное образование. – 2016. – № 10. – С. 16–19.
10. Шлюбуль Е.Ю. Квалиметрическая оценка дисциплинированности студентов вуза / Е.Ю. Шлюбуль, Н.А. Синельникова, М.Л. Романова, Д.А. Романов // Ученые записки университета им. П.Ф. Лесгафта. – 2012. – № 7 (89). – С. 145–150.

Reference:

1. Vyazankova V.V. Qualimetric diagnostics of extent of informatization of educational process / V.V. Vyazankova, M.L. Romanova // Open education. – 2013. – No. 4 (99). – P. 4–8.
2. Vyazankova V.V. Education informatization as factor of formation of information competence of students / V.V. Vyazankova, M.L. Romanova // Open and remote education. – 2014. – No. 1 (53). – P. 54–59.
3. Kiselyova E.S. Integration of theoretical and practical training of students / E.S. Kiselyova, L.N. Karavanskaya, M.L. Romanova, R.V. Teryukh // Scientists of a note of the university of P.F. Lesgaft. – 2012. – No. 8 (90). – P. 63–68.
4. Matveychuk L.V. Technologies of development of new educational tools / L.V. Matveychuk, D.A. Romanov, T.L. Shaposhnikova, M.L. Romanova // Scientists of a note of the university of P.F. Lesgaft. – 2012. – No. 12 (94). – P. 97–102.
5. Romanov D.A. Mathematical modeling in structure of informatization of physical training // Scientific notes of the university of P.F. Lesgaft. – 2011. – No. 1 (71). – P. 90–95.
6. Chernykh A.I. Qualimetric assessment of electronic educational resources / A.I. Chernykh, K.V. Horoshun, M.L. Romanova // Scientists of a note of the university of P.F. Lesgaft. – 2011. – No. 12 (82). – P. 186–194.
7. Shaposhnikova T.L. Diagnostics of formation of competences / T.L. Shaposhnikova, V.G. Minenko, K.V. Horoshun, D.A. Romanov // Scientists of a note of the university of P.F. Lesgaft. – 2015. – No. 3 (121). – P. 180–184.
8. Shaposhnikova T.L. Formation of readiness of students for research activity / T.L. Shaposhnikova, M.L. Romanova, A.E. Karasyova (Fedyun) // Average professional education. – 2015. – No. 9. – P. 3–10.
9. Shaposhnikova T.L. A sample technology of distance learning in educational and experimental activity of students / T.L. Shaposhnikova, E.A. Kotlyarova, M.L. Romanova // Secondary professional education. – 2016. – No. 10. – P. 16–19.
10. Shlyubul E.Yu. Qualimetric assessment of discipline of students of higher education institution / E.Yu. Shlyubul, N.A. Sinelnikova, M.L. Romanova, D.A. Romanov // Scientists of a note of the university of P.F. Lesgaft. – 2012. – No. 7 (89). – P. 145–150.

УДК 373.6

**ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ САМООПРЕДЕЛЕНИЕ УЧАЩИХСЯ
НА УРОКАХ ТЕХНОЛОГИИ В СРЕДНЕЙ ШКОЛЕ****PROFESSIONAL SELF-DETERMINATION OF PUPILS
AT TECHNOLOGY LESSONS AT HIGH SCHOOL****Булыга Т.М.**учитель технологии,
МБОУ СОШ № 37

Аннотация. Статья знакомит с понятием «профессиональное самоопределение», рассказывает о необходимости включения работы по профессиональной ориентации учащихся в общую систему учебно-воспитательной работы общеобразовательных учреждений. На примере СОШ № 37 города Краснодара раскрывает возможности проведения данной работы во время уроков технологии.

Ключевые слова: формирование профессионального самоопределения в школе, профессиональная ориентация учащихся на уроках технологии, профориентационная подготовка в общеобразовательной школе.

Bulyga T.M.Teacher of technology,
NO. 37 MBOU SOSH

Annotation. Article acquaints with the concept «professional self-determination», tells about need of inclusion of work on vocational guidance of pupils in the general system of teaching and educational work of educational institutions. On the example of SOSH No. 37 of the city of Krasnodar opens the chance of carrying out the given work during technology lessons.

Keywords: formation of professional self-determination at school, vocational guidance studying at technology lessons, professional orientation preparation at comprehensive school.

Как известно, термин «профессиональное самоопределение» подразумевает сложный динамический процесс формирования личностью системы своих основополагающих отношений к профессионально-трудовой среде, развитие и самореализацию духовных и физических возможностей, выработку адекватных профессиональных намерений и планов, создание реалистического образа себя как профессионала.

Выбор будущей работы старшеклассником – это один из важнейших моментов, определяющих его жизненный путь. К тому же это один из основных факторов общего самоопределения в жизни. Поэтому нельзя рассматривать профессиональный выбор как нечто отдельное, ни с чем не связанное. Найти себя в мире профессий означает получить возможность достаточно зарабатывать, чувствовать себя нужным людям, максимально полно раскрыть свои возможности и со временем заслужить уважение.

В последнее время, с изменением экономических условий в России, изменился и рынок труда. Сегодня молодым людям стало труднее определиться с будущей профессией, однако этот выбор им всё же приходится делать. Причем самостоятельно.

Поиск профессии – дело серьезное, к нему надо относиться осмысленно и стоит задумываться о перспективе будущей работы ещё в школьные годы. Завершая обучение в 9 классе, выпускники должны определиться с жизненными и профессиональными ориентирами и тем самым заложить фундамент своего будущего. Для этого школьнику следует разобраться в собственных интересах и склонностях, оценить свои способности, побольше узнать о будущей профессии, о требованиях, которые она предъявит ему, а также о конкретных способах достижения мастерства в избранной области.

Именно поэтому необходимой составляющей учебно-воспитательной работы в средней школе сегодня является профессиональная ориентация учащихся, цель которой – активизация процесса самопознания и самоопределения, а также формирование у учащихся способности выбирать сферу профессиональной деятельности, соответствующей личностным особенностям и запросам рынка. Профориентационная работа призвана подготовить школьников к осознанному выбору будущей профессии, при этом совершенно необязательно, чтобы учащиеся сразу выбрали узкую профессиональную сферу, важно, чтобы они ориентировались в более широких профессиональных направлениях, чтобы понимали, какая деятельность близка им по интересам, способностям, особенностям характера.

Надо отметить, что в нашей школе вопросам оказания действенной помощи учащимся в выборе профессии уделяется много внимания. Разработано положение о кабинете профориентации, в учебные программы вводится курс, в котором предусмотрено ознакомление с некоторыми психологическими понятиями, касающимися выбора жизненного пути, проводятся соответствующие консультации.

В целях координации работы по формированию профессионального самоопределения в школе создана творческая группа в составе замдиректора по УМР, замдиректора по ВР, педагога-психолога, библиотекаря школы, социального педагога и учителей технологии. Мы разработали план деятельности и модель организации трудового обучения как основы работы по профессиональной ориентации учащихся.

Профессиональная ориентация на уроках технологии проводится в общей системе учебно-воспитательной работы в школе. В процессе занятий ведется наблюдение за учащимися с целью изучения их характера, морально-волевых качеств, творческой активности, глубины знаний и практических навыков. Для изучения профессиональных намерений и профессиональных планов школьников мы используем специальные анкеты, опросники, проводим беседы и сочинения на тему о выборе профессии. При этом нам необходимо выяснить, есть ли у учащегося предпочитаемые профессии, продуманы ли пути овладения ими и пр.

Это позволяет нам ориентировать подростков на выбор будущей профессии в соответствии с личными возможностями и склонностями. Во внимание принимается и то, насколько добросовестно и творчески относятся школьники к выполнению заданий. Учитывается самостоятельность, навыки культуры труда, умение пользоваться чертежами, инструкционными картами, инструментами, знание технологического процесса, качество изготавливаемого изделия, интерес к работе. Постепенно, к 8-му классу, создается определенное представление о профпригодности, намерениях учащихся.

Учащиеся с выраженными интересами и склонностями обычно практически не испытывают затруднений в выборе профессии, ориентируются на содержание труда, его процесс и результаты. Однако тем школьникам, которые проявляют особый интерес к той или иной сфере деятельности, нужен особый индивидуальный подход. С такими детьми проводятся дополнительные беседы информационного характера. Знания о профессиях, видах труда, их специфических особенностях и т.д. углубляются и расширяются постепенно.

Работа по профориентационной подготовке в нашей школе проводится на базе кабинета технологии, оборудованного в соответствии с требованиями к образовательному процессу, и реализуется в основном через образовательные процессы, а также во время внеурочной и внешкольной работы с детьми и взаимодействие с учреждениями среднего профессионального образования. В кабинете собрана наглядная информация об учебных заведениях города, имеются списки рекомендуемой литературы (что читать о профессиях) для различных возрастных групп: учащихся младших классов, 5–6-х и 7–8-х классов.

Ориентация учащихся на профессии различных отраслей, особенно сферы обслуживания, имеет важное значение и в настоящее время является одной из основных задач средней школы. Т.к. примерно треть учащихся, окончивших 9 классов, поступает в средние специальные учебные заведения, уроки технологии (обслуживающего труда) сегодня для многих становятся первым шагом к овладению будущей профессией. Специфика этого предмета позволяет включать профориентационную информацию в структуру урока с использованием тематического видеоматериала. Это делает занятия более насыщенными, познавательными, интересными и наряду с формированием у школьников трудовых навыков воспитывает позитивное отношение к рабочим профессиям.

Помогает в проведении профориентационной работы и проведение занятий типа «Многообразный мир профессий», когда учащиеся знакомятся с какой-либо новой профессией или уточняют свои знания об уже знакомой, и упражнения по составлению резюме и формированию портфолио, во время которых учащиеся должны научиться правильно себя подать, прорекламировать на рынке труда.

По статистике, в нашей стране более 50 % от общего числа работающего населения – женщины, поэтому необходимость и важность проведения профориентацион-

ной работы среди девочек-подростков сегодня очевидна. И прежде всего это воспитание стремления трудиться в сфере обслуживания.

Изменения, происходящие в содержании труда, повышение требований к культуре обслуживания вызывает необходимость совершенствовать подготовку учащихся. Особенности труда в сфере обслуживания проявляются прежде всего в том, что сам процесс общения с потребителями услуг входит в круг профессиональных обязанностей работников сервиса, что и определяет особую социальную значимость этих профессий. На уроках технологии дети получают новые знания, развивают вкус и воспитывают культуру поведения, столь необходимые работникам сферы обслуживания.

Так как область интересов предмета технологии – это в основном текстильная, швейная и пищевая промышленность, то в зависимости от изучаемого раздела программы на занятиях учащиеся знакомятся со спецификой соответствующей сферы обслуживания, с характером профессионального труда. Особое внимание уделяется общественной значимости того или иного рода деятельности, возможностям творческого и служебного роста. Сведения о самой профессии и содержании профессионального труда даются с учетом возраста и понимания ими необходимости определить свой жизненный путь.

На уроках используются различные формы организации труда и методы обучения: комбинированные уроки, круглые столы, индивидуальные и групповые занятия и беседы, диспуты, решение профессиональных кроссвордов, демонстрации видеоматериалов и видеоэкскурсий. При этом учащиеся знакомятся с группой родственных или смежных профессий, с технологией определенных работ, с правилами безопасности труда, с санитарией и гигиеной.

Наряду с выполнением учебных программ учащиеся принимают участие в благоустройстве школьного двора и прилегающей территории. В каникулярное время ребята работают в составе трудовых бригад, проходят практику на пришкольном участке.

Трудности профессионального самоопределения связаны еще и с отсутствием знаний о том, что такое профессиональная пригодность, как она формируется. Поэтому к проведению некоторых занятий мы привлекаем профессионалов, которые на личном примере демонстрируют мастерство и рассказывают школьникам о требованиях профессий к качествам человека.



В работе по формированию профессионального самоопределения некоторую помощь оказывает Служба занятости населения, обеспечивая нас полезной информацией и консультациями. Ведь именно дефицит знаний является основной проблемой при выборе профессии.

В школу регулярно приглашаются представители средних специальных учебных заведений с целью проведения ознакомительных бесед. Так, с нашими учащимися были проведены встречи специалистов таких образовательных учреждений, как Краснодарский политехнический техникум, Краснодарский техникум управления, информатизации и сервиса, Пашковский сельскохозяйственный колледж. Кроме того, в День открытых дверей наши школьники посещают средние специальные учебные заведения. В этом году они побывали в Краснодарском колледже электронного приборостроения.

Немало способствуют формированию у школьников представления о профессиях экскурсии на действующие предприятия. Поэтому по нашей инициативе были организованы выезды учащихся нашей школы на такие производства, как ЗАО «Александрия» и Филиал № 1 ЗАО МПБК «Очаково». С этой же целью проводятся посещения ежегодной традиционной выставки-ярмарки «Трудовые резервы Кубани».

Весной текущего года в рамках программы профориентационной работы в Краснодаре проводился конкурс профессионального мастерства среди студентов средних профессиональных учебных заведений в формате «World Skills». Его целью являлось повышение статуса и стандартов профессиональной подготовки и квалификации, популяризация рабочих профессий через проведение международных соревнований. В этот раз впервые на мероприятие такого масштаба были приглашены школьники, где они могли вживую посмотреть, как соревнуются в своем мастерстве их старшие товарищи, ведь студенты ссузов, участвующие в конкурсе, по возрасту всего на 2–3 года старше сегодняшних 9-классников.

Научно-методическую помощь и поддержку учителям технологии регулярно оказывает Краснодарский краевой институт развития образования (ИРО), проводя совещания по организации профориентационной работы.

Центр молодежной политики регулярно проводит встречи с представителями различных средних специальных учебных заведений, которые посещают наши учащиеся. Эти мероприятия направлены на профессиональное самоопределение и занятость молодежи.

Для наших школьников, желающих трудоустроиться, Центр занятости населения проводит ознакомительные встречи, на которых специалисты информируют учащихся о состоянии рынка труда, об уровне заработной платы, о востребованных профессиях и оказывают помощь в оформлении на работу.

Общеизвестно, что сознательный правильный профессиональный выбор свидетельствует о социальной и нравственной зрелости личности. Школьник, выбирая профессию, находит свое место в производственных отношениях общества. Таким образом, ориентация на профессиональный труд и выбор своего профессионального будущего, которая является неотъемлемой частью всего учебно-воспитательного процесса в нашей школе, и уроков технологии в частности, сегодня насущная потребность. Конечная цель этой работы – подведение школьника к принятию самостоятельного, обдуманного, осознанного решения о выборе деятельности и обеспечение, насколько это возможно в условиях общеобразовательной школы, начальной подготовки к профессии.

Опираясь на результаты наших внутришкольных исследований, можно сказать, что сегодня система работы по профессиональной ориентации оказывает должное воздействие на изменение личностных качеств учащихся подросткового возраста, вследствие чего повышается уровень их профессионального самоопределения.

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)

2017, № 3

SCIENTIFIC MULTIDISCIPLINARY MAGAZINE
SCIENCE. ENGINEERING. TECHNOLOGY
(polytechnical bulletin)

2017, № 3

www.id-yug.com

Редактор — А.С. Семенов

Editor — A.S. Semenov

Оригинал-макет — Н.Р. Исаян

Dummy — N.R. Isayan

Дизайн обложки — Н.Р. Исаян

Design of a cover — N.R. Isayan

Сдано в набор 10.10.2017.
Подписано в печать 12.10.2017.
Формат 60 x 84¹/₈.
Бумага офсетная.
Печать riso.
Уч.-изд. л. 16,9.
Тираж 500 экз.

It is handed over in a set 10.10.2017.
It is sent for the press 12.10.2017.
Format 60 x 84¹/₈.
Offset paper.
Riso press.
Ed.-prod. l. 16,9.
Circulation is 500 pieces.

Отпечатано в ООО «Издательский Дом – Юг»
Россия, 350072, г. Краснодар,
ул. Московская, 2

It is printed in JSC «Izdatelsky Dom – Yug»
Russia, 350072, Krasnodar,
Moskovskaya St., 2

Заказ № 1775

Order No. 1775

Тел.: +7(918) 41-50-571
e-mail: id.yug2016@gmail.com
Сайт: www.id-yug.com

Ph.: +7(918) 41-50-571
e-mail: id.yug2016@gmail.com
Site: www.id-yug.com