

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

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

№ 1

2017

НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ

(политехнический вестник)

2017, № 1

**(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, № 1

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

www.id-yug.com

It is founded in 2013.

ISSN 2309-3250 (print)

ISSN 2309-3269 (on-line)

Certificate on registration of mass media:

ПИ № ФС77-53093 of March 07, 2013.

Эл № ФС77-53092 of March 07, 2013.

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

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

БЕРЕЖНОЙ Сергей Борисович,

академик Инженерной академии РФ, доктор технических наук, профессор, Почетный работник высшего образования РФ, Заслуженный машиностроитель Кубани, Заслуженный деятель науки Республики Адыгея, заместитель председателя методической комиссии Министерства образования и науки РФ по деталям машин, основам конструирования, технической и прикладной механике, член учебно-методического объединения по подъемно-транспортным машинам и оборудованию в Московском государственном техническом университете им. Н.Э. Баумана, член экспертно-консультативного совета по вопросам промышленности, строительства и жилищно-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 Shagidullovich,

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

КОЛЕСНИКОВ Сергей Ильич,

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

KOLESNIKOV Sergey Ilyich,

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

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 Sergeyeovich,

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 Kuvatovich,

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

УРТЕНОВ Махамет Али Хусеевич,

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

URTENOV Makhamet Ali Huseevich,

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

УСАТИКОВ Сергей Васильевич,

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

USATIKOV Sergey Vasilyevich,

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

ЧЕРНЫХ Анатолий Иосифович,

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

CHERNYKH Anatoly Iosifovich,

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

ЧЕШЕВ Анатолий Степанович,

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

CHESHEV Anatoly Stepanovich,

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

ШАЗЗО Аслан Юсуфович,

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

SHAZZO Aslan Yusufovich,

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

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

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

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

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

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

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

УЧРЕДИТЕЛЬ

ООО «Издательский Дом — Юг»

FOUNDER

JSC «Publishing House — South»

**АДРЕС РЕДАКЦИИ И
ИЗДАТЕЛЯ:**

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

**ADDRESS OF EDITION
AND PUBLISHER:**

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

ЗАВЕДУЮЩИЙ РЕДАКЦИЕЙ

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

MANAGER OF EDITION

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

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

ДИРЕКТОР ИЗДАТЕЛЬСТВА

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

DIRECTOR OF PUBLISHING HOUSE

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

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

www.id-yug.com

СОДЕРЖАНИЕ / CONTENTS

ОТРАСЛЕВЫЕ НАУЧНЫЕ И ПРИКЛАДНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

BRANCH SCIENTIFIC AND APPLIED RESEARCHES

Физико-математические науки Physical and mathematical sciences

А.И. Смелягин

Применение теоремы об изменении кинетической энергии
для исследования механических систем с несколькими степенями свободы 19

A.I. Smelyagin

Application of theorem of kinetic energy
for research of mechanical systems with many degrees of freedom

Л.А. Пережогин, В.В. Терехов, Е.В. Выскубов

О влиянии значения коэффициента Пуассона
на изменение объема стержней при их одноосной деформации 27

L.A. Perezhogin, V.V. Terekhov, E.V. Vyskubov

On the influence of the values of Poisson's
ratio on the volume change of rods during their uniaxial deformation

Науки о земле

Sciences about the earth

Д.А. Березовский, Г.В. Кусов, О.В. Савенок, Э.Р. Джозефс

Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений 33

D.A. Berezovsky, G.V. Kusov, O.V. Savenok, E.R. Josephs

Technology and design principles multilayer fields

Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян, Л.А. Сезар, И.А.Т. Ганга

Анализ гидродинамических исследований скважин
на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении 51

E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan, L.A. Cesar, I.A.T. Ganga

Analysis of hydrodynamic well test at the Urengoy oil, gas and condensate field

Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян, М. Абдулсалам, А.О. Чуквуемека

Анализ применения методики определения параметров пласта
по данным исследования горизонтальных скважин
для решения практических задач 77

E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan, M. Abdulsalam, A.O. Chukwuemeke

Analysis of the application of methods for determining reservoir parameters according
to a study of horizontal wells to solve practical problems

Г.В. Кусов, О.В. Савенок, Ж.Г. Оливейра, Н.Ж. Жару

Анализ обустройства Вынгайхинского нефтегазового месторождения 89

G.V. Kusov, O.V. Savenok, G.G. Oliveira, N.J. Jaro

Analysis of construction by Vyngayakhinskoye oil and gas field

А.Л. Яковлев, А.С. Самойлов, Ф. Мустафа, С.О. Ибегбуле
Мероприятия по интенсификации добычи нефти
на Мишкинском нефтяном месторождении 111

A.L. Yakovlev, A.S. Samoylov, F. Mustafa, S.O. Ibegbule
Events for intensification of oil production at the oil field Mishkinskoye

А.Л. Яковлев, Г.В. Кусов, М.Л.Б. Машаду, Т.Б. Очередько
Анализ эффективности применения ГРП
на Ельниковском нефтяном месторождении 128

A.L. Yakovlev, G.V. Kusov, M. Machado, T.B. Ocheredko
Analysis of the efficiency of hydraulic fracturing at the Yelnikovskoye oil field

Строительство. Транспорт Construction. Transport

В.Т. Головеров, Э.Е. Кюлян
Особенности региональной планировки квартир жилых домов средней этажности
в советский период на примере г. Сочи 152

V.T. Goloverov, E.E. Kyulyan
Features of the regional apartment layout of the medium-rise apartment houses during
the soviet period in the case of Sochi

В.Т. Головеров, А.П. Фролов
Исследование формирования оснований архитектуры 159

V.T. Goloverov, A.P. Frolov
Research of formation of the bases of architecture

Н.П. Пармухин, С.Л. Надирян, Т.Н. Черная, Л.Г. Зайкова
К вопросу о наличии и функционировании интеллектуальных транспортных систем
в городе Краснодаре 165

N.P. Parmukhin, S.L. Nadiryan, T.N. Chernaya, L.G. Zaykova
The question of the presence and operation of intelligent transport systems
in the city of Krasnodar

Топливо-энергетический комплекс Fuel and energy complex

Ю.П. Добробаба, Г.А. Кошкин, Н.В. Чуб
Восемнадцатиступенчатая оптимальная по быстродействию диаграмма
для средних перемещений исполнительного органа прецизионного
электропривода постоянного тока с упругим валопроводом 169

Yu.P. Dobrobaba, G.A. Koshkin, N.V. Chub
Eighteen-stage time-optimal chart for medium movements of the executive body
of the precision direct current electric drive with elastic shafting

Ю.П. Добробаба, Г.А. Кошкин, Н.В. Чуб
Девятнадцатиступенчатая оптимальная по быстродействию диаграмма
для больших перемещений исполнительного органа прецизионного
электропривода постоянного тока с упругим валопроводом 174

Yu.P. Dobrobaba, G.A. Koshkin, N.V. Chub
Nineteen-stage time-optimal chart for large movements of the executive body
of the precision direct current electric drive with elastic shafting

Р.Р. Саакян, И.А. Шпехт

Информационно-аналитическая система управления качеством образования
на региональном и муниципальном уровнях 179

R.R. Saakian, I.A. Shpekht

Information-analytical system of education quality anagement
at the regional and municipal levels

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РАЗРАБОТКИ

TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT

Г.И. Касьянов

Перспективы стерилизации сырья холодной аргоновой плазмой 185

G.I. Kasyanov

Prospects of sterilization of raw materials cold argon plasma

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ОБРАЗОВАНИИ

INNOVATIVE TECHNOLOGIES IN EDUCATION

Будагова Н.И.

Курсовое проектирование по системам водоснабжения
как инструмент формирования профессиональных компетенций выпускников 197

Budagova N.I.

Course design for water-supply systems as a tool
of formation of professional competencies of graduates

**ОТРАСЛЕВЫЕ НАУЧНЫЕ
И ПРИКЛАДНЫЕ
ИССЛЕДОВАНИЯ**



**BRANCH SCIENTIFIC
AND APPLIED
RESEARCHES**

УДК 531.8

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕОРЕМЫ ОБ ИЗМЕНЕНИИ КИНЕТИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ СИСТЕМ С НЕСКОЛЬКИМИ СТЕПЕНЯМИ СВОБОДЫ

APPLICATION OF THEOREM OF KINETIC ENERGY FOR RESEARCH OF MECHANICAL SYSTEMS WITH MANY DEGREES OF FREEDOM

Смелягин Анатолий Игоревич

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

Smelyagin Anatoly Igorevich

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

Аннотация. Известно, что теорема об изменении кинетической энергии была выведена из второго закона Ньютона для материальной точки и системы материальных точек без учета их фактической подвижности. Поэтому на практике она применялась только тел и механических систем с одной степенью свободы. Показано, что теорема об изменении кинетической энергии может эффективно применяться и для исследования, как материальных тел, так и механических систем со многими степенями свободы. Так, с помощью ранее выведенной теоремы исследована реальная механическая система с тремя степенями свободы. Это делает теорему об изменении кинетической энергии универсальной, эффективной и значительно расширяет области её применения.

Annotation. It is known that the change of kinetic energy theorem was derived from Newton's second law for a material point and system of material points without taking into account their actual mobility. Therefore, in practice it has been applied only bodies and mechanical systems with one degree of freedom. It is shown that the theorem of change of kinetic energy can be effectively used for the study of bodies and mechanical systems with many degrees of freedom. So with the previously derived theorems studied real mechanical system with three degrees of freedom. This makes the theorem of change of kinetic energy of the universal, efficient, and significantly expands the area of its application.

Ключевые слова: теорема, кинетическая энергия, степень свободы, тело, механическая система, работа, сила, момент, скорость, закон движения.

Keywords: theorem, the kinetic energy, the degree of freedom of the body, a mechanical system, work, force, speed, motion law.

Введение

Все машины состоят только из материальных тел (звеньев, деталей), которые, чтобы совершать требуемые движения, определенным образом взаимосвязаны между собой. В настоящее время существует множество разных механических систем у которых звенья (тела) имеют много степеней свободы. К таким системам относятся манипуляторы, роботы, обрабатывающие станки, грузоподъемные машины и другие аналогичные устройства. При разработке, создании и исследовании таких объектов обязательно проводится их динамический анализ. При динамическом анализе машин с несколькими степенями свободы чаще всего используют уравнения Лагранжа II рода или законы Ньютона [1–8].

Анализ оригинальных и современных формулировок аксиом или законов движения И. Ньютона в [4–6] показал, что они сформулированы для не существующего в природе объекта, а именно материальной точки. Следовательно, применять законы Ньютона для анализа динамики машин, роботов, манипуляторов некорректно. Поэтому в работах [7, 8] сформулированы основные аксиомы, принципы и следствия и выведены теоремы, принципы и уравнения механики для реальных объектов природы, а также показана эффективность их применения для исследования материальных тел и механических систем [9–19].

В [6] показано, что энергия является основным, первичным понятием, определяющим движение и взаимодействие материальных объектов, а также доказана тео-

теорема об изменении кинетической энергии материального тела, которая утверждает, что изменение кинетической энергии тела при его перемещении равно работе сил и моментов сил, действующих на него на этом перемещении.

То есть

$$T + T_0 = A, \quad (1)$$

где A – работа сил и моментов сил, действующих на тело, на исследуемом перемещении; T и T_0 – кинетическая энергия исследуемого объекта в конечном и начальном положении, соответственно.

Как следует из [6], теорема об изменении кинетической энергии всегда выводилась для материальной точки и для системы материальных точек без учета их фактической подвижности. Поэтому уравнение (1) фактически пригодно только для описания движения тел и механических систем с одной степенью свободы.

В [19] доказана теорема об изменении кинетической энергии для тел и механических систем с несколькими степенями свободы. Показано, что в общем случае для механической системы с несколькими степенями свободы теорема об изменении кинетической энергии имеет вид:

$$\begin{cases} T_{\Pi xi} - T_{\Pi 0 xi} = A_{\Pi xi}; \\ T_{\Pi yi} - T_{\Pi 0 yi} = A_{\Pi yi}; \\ T_{\Pi zi} - T_{\Pi 0 zi} = A_{\Pi zi}; \\ T_{B xi} - T_{B 0 xi} = A_{B xi}; \\ T_{B yi} - T_{B 0 yi} = A_{B yi}; \\ T_{B zi} - T_{B 0 zi} = A_{B zi}; \end{cases} \quad (2)$$

где $T_{\Pi x}, T_{\Pi 0 x}, T_{\Pi y}, T_{\Pi 0 y}, T_{\Pi z}, T_{\Pi 0 z}, T_{B x}, T_{B 0 x}, T_{B y}, T_{B 0 y}, T_{B z}$ – кинетические энергии тел при их движении вдоль и вокруг соответствующих осей, соответственно; $A_{\Pi xi}, A_{\Pi yi}, A_{\Pi zi}, A_{B xi}, A_{B yi}, A_{B zi}$ – работы сил и моментов сил, действующих на тела, на исследуемых перемещениях; i – число степеней свободы механической системы.

Отметим, что число уравнений, входящих в систему (2), должно равняться числу обобщенных координат.

Из (2) следует, что если механическая система имеет несколько степеней свободы, то изменения кинетической энергии тел, входящих в эту систему, вдоль и вокруг осей равно соответствующим работам.

Рассмотрим практическое применение выведенной теоремы при исследовании механических систем с несколькими степенями свободы.

Механическая система с тремя степенями свободы

Исследуем, например, движения тел механической системы приведенной на рисунке 1.

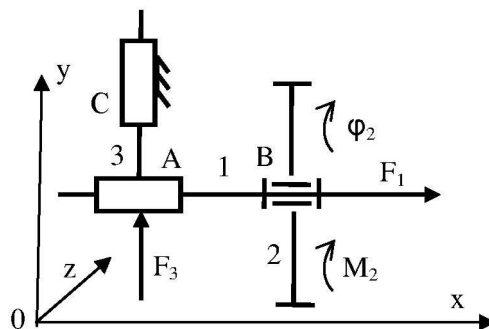


Рисунок 1 – Расчетная схема

Исследуемая механическая система состоит из трёх подвижных звеньев (тел) 1, 2, 3 которые взаимосвязаны между собой с помощью кинематических пар A , B , C . Пусть звенья имеют, соответственно, массы m_1 , m_2 и m_3 .

Звено 1 представляет собой стержень, который перемещается под действием силы F_1 вдоль кинематической пары A .

Звено 2 (колесо) образует со звеном 1 кинематическую вращательную пару B и выполнено таким образом, что оно под действием приложенного к нему момента M_2 вращается вокруг оси x . При исследовании движения системы примем, что колесо 2 представляет собой кольцо.

Звено 3 представляет собой стержень, который перемещается под действием силы F_3 вдоль кинематической пары C .

Для широты исследования примем, что на звенья 1, 2, 3 действуют:

- сила $F_1 = \text{const}$;
- сила $F_3 = bt^2$;
- момент $M_2 = M - k\omega^2$,

где b и k – постоянные коэффициенты; M – движущий момент; $k\omega^2$ – момент сопротивления.

Движение механической системы исследуем при следующих начальных условиях, что при $t = 0$:

- линейные V и угловая ω скорости, соответственно, равны $V_{1x} = 0$, $V_{2x} = 0$ и $\omega_3 = 0$;
- перемещения, x_1 , y_3 и φ_2 , равны, соответственно, $x_1 = 0$, $y_3 = 0$, $\varphi_2 = 0$.

Из расчетной схемы следует, что звенья 1 и 2 совершают поступательные движения вдоль осей x и y , а колесо 3 вращается вокруг оси x . Движения всех звеньев системы являются независимыми. Следовательно, исследуемая механическая система имеет три степени свободы [1–3, 16].

Для определения законов движения звеньев механической системы (рис. 1) уравнение (2) примет вид

$$T_{\Pi x} - T_{\Pi 0x} = A_{\Pi x}, \quad (3)$$

$$T_{\Pi y} - T_{\Pi 0y} = A_{\Pi y}, \quad (4)$$

$$T_{Bx} - T_{B0x} = A_{Bx}, \quad (5)$$

где $T_{\Pi x}, T_{\Pi 0x}, T_{\Pi y}, T_{\Pi 0y}, T_{Bx}, T_{B0x}$ – соответственно, кинетические энергии тел 1, 2, 3 при их движении вдоль и вокруг соответствующих осей; $A_{\Pi x}, A_{\Pi y}, A_{Bx}$ – соответственно, работы сил и моментов сил, действующих на тела, на исследуемом перемещении.

Анализ уравнений (3–5) показывает, что они представляют собой теоремы об изменении кинетической энергии, тел (звеньев) 1, 2 и 3 при их независимых движениях вдоль и вокруг осей x и y .

При принятых начальных условиях, что при $t = 0$ скорости и положения звеньев равны нулю, кинетическая энергия этих тел в начальный момент времени будет равна нулю, то есть

$$T_{\Pi 0x} = 0, \quad (6)$$

$$T_{\Pi 0y} = 0, \quad (7)$$

$$T_{B0x} = 0. \quad (8)$$

С учетом (6–8) уравнения (3–5) примут вид:

$$T_{\Pi x} = A_{\Pi x}, \quad (9)$$

$$T_{\Pi y} = A_{\Pi y}, \quad (10)$$

$$T_{Bx} = A_{Bx}. \quad (11)$$

Последовательно раскроем уравнения (9–11).

Кинетическая энергия тела 1 в исследуемый момент времени при его движении вдоль оси x определится

$$T_{Пх1} = \frac{m_{11}V_x^2}{2}, \quad (12)$$

где $m_{11} = m_1 + m_2$ – масса первого и второго тела исследуемой механической системы.

Работа силы F , действующей на тело 1 при его движении вдоль оси x , будет

$$A_{Пх} = F_1x. \quad (13)$$

Подставим (12) и (13) в (9)

$$\frac{m_{11}V_x^2}{2} = F_1x. \quad (14)$$

Из (14) найдем скорость звена 1 при его движении вдоль оси x

$$V_x = \sqrt{\frac{2F_1}{m_{11}}x}. \quad (15)$$

Для определения закона движения тела 1 вдоль оси x представим (15) в виде

$$\frac{dx}{dt} = \sqrt{\frac{2F_1}{m_{11}}x}. \quad (16)$$

Разделив в (16) переменные и проинтегрировав полученное уравнение, после ряда преобразований найдем

$$2\sqrt{x} = \sqrt{\frac{2F_1}{m_{11}}}t + C_1, \quad (17)$$

где C_1 – постоянная интегрирования.

Подставив в (17) начальные условия, определим C_1

$$C_1 = 0. \quad (18)$$

С учетом (18), из (17) найдем закон движения тела 1 вдоль оси x

$$x = \frac{F_1}{2m_{11}}t^2. \quad (19)$$

Теперь выразим скорость звена 1 через время t , для чего подставим (19) в (15). После ряда преобразований получим:

$$V_x = \frac{F_1}{m_{11}}t. \quad (20)$$

Формулы (19) и (20) для определения перемещения и скорости звена 1 при его свободном перемещении вдоль оси x полностью совпадают с формулами, которые можно найти из второго закона Ньютона для материальной точки. Это свидетельствует о правильности применяемых для исследования движения уравнений.

Так как тело 1 совершает сложное движение, то есть движется одновременно относительно двух систем координат, то используя теоремы о сложении скоростей и ускорений можно найти абсолютные движения всех его точек.

Теперь рассмотрим движение третьего звена вдоль оси y . Кинетическая энергия тела 2 в исследуемый момент времени при его движении вдоль оси y определится:

$$T_{Пy} = \frac{m_{33}V_y^2}{2}, \quad (21)$$

где $m_{33} = m_1 + m_2 + m_3$ – масса тел, которые перемещаются вместе с звеном 3.

Работа силы F_3 , действующей на тело 3 при его движении вдоль оси x_1 , будет

$$A_{\Gamma y} = F_3 y. \quad (22)$$

Подставим (21) и (22) в (9) и, учитывая, что $F_3 = bt^2$, получим:

$$\frac{m_{33} V_y^2}{2} = bt^2 y. \quad (23)$$

Из (23) найдем скорость звена 3 при его движении вдоль оси y

$$V_y = \sqrt{\frac{2b}{m_{22}} y t}. \quad (24)$$

Для определения закона движения тела 3 вдоль оси y представим (24) в виде

$$\frac{dy}{dt} = \sqrt{\frac{2b}{m_{22}} y t}. \quad (25)$$

Разделив в (25) переменные и проинтегрировав полученное уравнение, после ряда преобразований найдем

$$2\sqrt{y} = \sqrt{\frac{2b}{m_{22}}} \frac{t^2}{2} + C_2, \quad (26)$$

где C_2 – постоянная интегрирования.

Подставив в (26) начальные условия, определим C_2

$$C_2 = 0. \quad (27)$$

С учетом (27), из (26) найдем закон движения тела 3 вдоль оси y

$$y = \frac{b}{8m_{22}} t^4. \quad (28)$$

Теперь выразим скорость звена 3 через время t , для чего подставим (28) в (24). После ряда преобразований получим

$$V_x = \frac{b}{2m_{33}} t^3. \quad (29)$$

Формулы (28) и (29) для определения перемещения и скорости звена 3 при его свободном перемещении вдоль оси y полностью совпадают с формулами, которые можно найти из второго закона Ньютона для материальной точки. Это свидетельствует о правильности применяемых для исследования движения уравнений.

Исследуем движение колеса 2. Из расчетной схемы (рис.1) видно, что колесо 2 вращается вокруг оси x . Тогда кинетическая энергия тела 2 в исследуемый момент времени при его вращении вокруг оси x определится

$$T_{Bx3} = \frac{I_2 \omega_2^2}{2}, \quad (30)$$

где $I_2 = m_2 r_2^2$ – момент инерции колеса; ω_2 – угловая скорость колеса; r_2 – радиус колеса.

Работа момента силы M_2 , действующей на тело 3 при его вращении вокруг оси x , будет:

$$A_{Bx} = M_2 \varphi_2. \quad (31)$$

Подставим (30) и (31) в (11) и, учитывая, что $I_2 = m_2 r_2^2$ и $M_2 = M - k\omega_3^2$, получим

$$\frac{m_2 r_2^2 \omega_2^2}{2} = \varphi_2 (M - k\omega_2^2). \quad (32)$$

Преобразуем (32)

$$\omega_2^2 \left(1 + \frac{2k\varphi_2}{m_2 r_2^2} \right) = \frac{2M\varphi_2}{m_2 r_2^2}. \quad (33)$$

Из (33) найдем угловую скорость колеса 2 при его вращении вокруг оси x

$$\omega_2 = \sqrt{\frac{\varphi_2}{\frac{k}{M}\varphi_2 + \frac{m_2 r_2^2}{2M}}}. \quad (34)$$

Приведем (34) к удобному виду, для чего введем обозначения

$$A = \frac{m_2 r_2^2}{2M}, \quad (35)$$

$$B = \frac{k}{M}. \quad (36)$$

С учетом (40) и (41) угловая скорость колеса 3 (38) будет

$$\omega_2 = \sqrt{\frac{\varphi_2}{B\varphi_2 + A}}. \quad (37)$$

Для определения закона вращения тела 2 вокруг оси x представим (37) в виде

$$\frac{d\varphi_2}{dt} = \sqrt{\frac{\varphi_2}{B\varphi_2 + A}}. \quad (38)$$

Разделив переменные в (38) и проинтегрировав полученное уравнение, после ряда преобразований найдем

$$\sqrt{(A + B\varphi_2)} \varphi_2 - \frac{A}{2} \left[\frac{1}{\sqrt{B}} \ln \left(\sqrt{(A + B\varphi_2)} + \sqrt{B\varphi_2} \right) \right] = t + C, \quad (39)$$

где C – постоянная интегрирования, которая при принятых начальных условиях определится:

$$C = -\frac{A}{2\sqrt{B}} \ln \sqrt{A}. \quad (40)$$

С учетом (40), из (39) найдем закон вращения тела 2 вокруг оси x

$$\sqrt{(A + B\varphi_2)} \varphi_2 - \frac{A}{2} \left[\frac{1}{\sqrt{B}} \ln \left(\sqrt{(A + B\varphi_2)} + \sqrt{B\varphi_2} \right) \right] + \frac{A}{2\sqrt{B}} \ln \sqrt{A} = t. \quad (41)$$

Формулы (37), (38) и (41) определяют угловую скорость и угол поворота колеса 2 при его вращении вокруг оси x.

Так как тело 2 совершает сложное движение, то есть движется одновременно относительно трех систем координат, то, если это необходимо, используя теоремы о сложении скоростей, можно найти абсолютное движение любых точек колеса 2.

Итак, теорема об изменении кинетической энергии позволяет найти законы движения всех тел (звеньев) механической системы с тремя степенями свободы. Это свидетельствует об универсальности и эффективности этой теоремы.

Выводы

Доказано, что теорема об изменении кинетической энергии может применяться как для тел, так и для механических систем с любым числом степеней свободы.

Теорема об изменении кинетической энергии является универсальной теоремой, которая может эффективно применяться для исследования всех видов механического движения.

Литература:

1. Смелягин А.И. Теория механизмов и машин : курсовое проектирование. – Москва-Новосибирск : ИНФРА-М, 2003. – 263 с.
2. Смелягин А.И. Теория механизмов и машин : курсовое проектирование. – Москва-Новосибирск : ИНФРА-М, 2006. – 263 с.
3. Смелягин А.И. Теория механизмов и машин : курсовое проектирование. – Москва-Новосибирск : ИНФРА-М, 2008. – 263 с.
4. Смелягин А.И. Объекты, для которых сформулированы аксиомы или законы классической механики // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 1. – С. 21–25.
5. Смелягин А.И. Аксиомы или законы движения сформулировал И. Ньютон // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 11–16.
6. Смелягин А.И. Основные, первичные понятия механики // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 17–26.
7. Смелягин А.И. Аксиомы движения материальных тел // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 3. – С.19–34.
8. Смелягин А.И. Теоремы, принципы и уравнения механики // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 4. – С. 21–29.
9. Смелягин А.И. Применение новых аксиом и следствий из них для исследования движений материальных тел // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 1. – С. 19–27.
10. Смелягин А.И. О необоснованности применения законов Ньютона для исследования динамики машин или современные аксиомы движения материальных тел и следствия из них : в сборнике: проблемы механики современных машин / материалы VI международной конференции; ответственный редактор В.С. Балбаров. – 2015. – С. 344–350.
11. Смелягин А.И. Современные аксиомы движения материальных тел и следствия из них : в сборнике / 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.
12. Смелягин А.И. Современные аксиомы и следствия из них для исследования динамики машин : в сборнике: 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.
13. Смелягин А.И. Применение новых аксиом и следствий для исследования движений механических систем // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 2. – С. 19–26.
14. Смелягин А.И. Применение новых аксиом и следствий для исследования механических систем вращательного движения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 3. – С. 19–27.
15. Смелягин А.И. Применение новых аксиом и следствий для исследования движения колесницы / научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2015. – № 10. – С. 47–62.
16. Смелягин А.И. Теория механизмов и машин. Курсовое проектирование. – М. : ИНФРА-М, 2017. – 263 с.
17. 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.
18. Смелягин А.И. Применение аналогов скоростей для исследования механических систем вращательного движения. Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2016. – № 10. – С. 125–139.

19. Смелягин А.И. Теорема об изменении кинетической энергии тел и механических систем с несколькими степенями свободы // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 3. – С. 26–34.

References:

1. Smelyagin A.I. Theory of mechanisms and machines : course design. – Moscow-Novosibirsk : INFRA-M, 2003. – 263 p.
2. Smelyagin A.I. Theory of mechanisms and machines : course design. – Moscow-Novosibirsk : INFRA-M, 2006. – 263 p.
3. Smelyagin A.I. Theory of mechanisms and machines : course design. – Moscow-Novosibirsk : INFRA-M, 2008. – 263 p.
4. Smelyagin A.I. Objects for which axioms or laws of classical mechanics // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2014. – No. 1. – P. 21–25.
5. Smelyagin A.I. Axioms or laws of movement were formulated by I. Nyyuton // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2014. – No. 2. – P. 11–16.
6. Smelyagin A.I. Basic, primary concepts of mechanics // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2014. – No. 2. – P. 17–26.
7. Smelyagin A.I. Axioms of movement of the material bodies // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2014. – No. 3. P. 19–34.
8. Smelyagin A.I. Theorems, principles and equations of mechanics // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2014. – No. 4. – P. 21–29.
9. 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). – 2015. – No. 1. – P. 19–27.
10. 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 the collection: problems of mechanics of the modern machines / materials VI of the international conference; editor-in-chief V.S. Balbarov. – 2015. – P. 344–350.
11. Smelyagin A.I. The modern axioms of movement of the material bodies and the investigation from them : in the collection / 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.
12. Smelyagin A.I. The modern axioms and the investigations from them for a research of dynamics of machines : in the collection: Innovations in mechanical engineering (INMASH-2015) / collection of works VII of the International scientific and practical conference. Kuzbass state technical university of name T.F. Gorbachev, Altai state technical university of I.I. Polzunov, Novosibirsk state technical university, Biysk institute of technology, MIP Tekhmash; under edition V.Yu. Blyumenstein, A.A. Bakanova, O.A. Ostanina. – 2015. – P. 526–529.
13. 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.
14. Smelyagin A.I. Application of new axioms and the investigations for a research of mechanical systems of rotary motion // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2015. – No. 3. – P. 19–27.
15. Smelyagin A.I. Application of new axioms and the investigations for a research of the movement of the chariot / scientific works of the Kuban state technological university. – 2015. – No. 10. – P. 47–62.
16. Smelyagin A.I. Theory of mechanisms and cars. Course design. – M. : INFRA-M, 2017. – 263 p.
17. 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.
18. Smelyagin A.I. Application of analogs of speeds for a research of mechanical systems of rotary motion. Scientific works of the Kuban state technological university. – 2016. – No. 10. – P. 125–139.
19. Smelyagin A.I. The theorem of change of kinetic energy of bodies and mechanical systems with several degrees of freedom // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2016. – No. 3. – P. 26–34.

УДК 550.8

О ВЛИЯНИИ ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПУАССОНА НА ИЗМЕНЕНИЕ ОБЪЕМА СТЕРЖНЕЙ ПРИ ИХ ОДНООСНОЙ ДЕФОРМАЦИИ

ON THE INFLUENCE OF THE VALUES OF POISSON'S RATIO ON THE VOLUME CHANGE OF RODS DURING THEIR UNIAXIAL DEFORMATION

Пережогин Леонид Анатольевич

кандидат технических наук, доцент,
профессор 105 кафедры механики,
Краснодарское высшее военное
авиационное училище летчиков

Терехов Владимир Валерьевич

кандидат технических наук, доцент,
заведующий 105 кафедры механики,
Краснодарское высшее военное
авиационное училище летчиков

Выскубов Евгений Владимирович

кандидат технических наук,
доцент 105 кафедры механики,
Краснодарское высшее военное
авиационное училище летчиков

Аннотация. В последнее время появилось много работ, посвященных теоретическим и прикладным исследованиям по проблеме создания материалов с аномальными величинами коэффициента Пуассона и методам его измерения. Однако ни в одной из подобных работ не приводятся данные о том, как связано изменение объема тела при его деформации со значением коэффициента Пуассона материала этого тела. Этот вопрос часто возникает при изучении основ сопротивления материалов и поэтому важно дать ему простую и доступную для понимания интерпретацию. Задачей настоящей работы является анализ влияния величины коэффициента Пуассона на изменение объема стержней при их одноосной деформации, который основан на геометрической интерпретации процесса растяжения-сжатия.

Ключевые слова: Прикладные исследования, коэффициент Пуассона, методы измерения, деформация, сопротивление материалов, растяжение-сжатие.

Perezhogin Leonid Anatolyevich

Candidate of technical sciences,
Associate professor,
Professor of the 105th
department of mechanics,
Krasnodar highest military
aviation school of pilots

Terekhov Vladimir Valeryevich

Candidate of technical sciences,
Associate professor,
manager of the 105th
department of mechanics,
Krasnodar highest military
aviation school of pilots

Vyskubov Evgeny Vladimirovich

Candidate of technical sciences,
Associate professor of the 105th
department of mechanics,
Krasnodar highest military
aviation school of pilots

Annotation. Recently, a lot of works devoted to theoretical and applied research on the development of materials with anomalous values of Poisson's ratio and methods of its measurement. However, in none of these works is not provided data about how changes in the amount of deformation of bodies of different materials depending on their inherent values of Poisson's ratio. This question often arises in the study of the foundations of strength of materials, and therefore it is important to give it a simple and understandable interpretation.

The purpose of this paper is to analyze the impact of the magnitude of Poisson's ratio on the volume bars at their uniaxial deformation, which is based on a geometric interpretation of the stress-strain.

Keywords: Applied research, Poisson's ratio, measurement, deformation, strength of materials, tensile-compression.

Классическая теория упругости основывается на идеально-упругой модели деформируемого твёрдого тела и в ней принимается, что:

- перемещения тела малы по сравнению с его линейными размерами;
- деформации тела (линейные и угловые) малы по сравнению с единицей.

Закон Гука устанавливает линейную зависимость между упругой деформацией твёрдого тела и напряжением, которое возникает в нем от приложенной внешней нагрузки.

В записи для деформации растяжения-сжатия закон Гука устанавливает, что нормальное напряжение пропорционально относительному удлинению, то есть:

$$\sigma = \varepsilon \cdot E,$$

где E – коэффициент пропорциональности, называемый модулем упругости при растяжении, или модулем Юнга.

При сдвиге касательное напряжение пропорционально угловой деформации:

$$\tau = G \cdot \gamma,$$

где G – модуль упругости при сдвиге (модуль упругости второго рода).

Модули упругости E и G определяются опытным путем и характеризуют меру жёсткости материала при растяжении-сжатии и сдвиге. Они имеют размерность напряжения.

Из опытов по одноосному растяжению стержней установлен закон, связывающий относительные удлинения (укорочения) в продольном и поперечном направлениях: $\varepsilon_y = \varepsilon_z = -\nu \cdot \varepsilon_x$.

Коэффициент пропорциональности ν называется коэффициентом поперечной деформации или коэффициентом Пуассона. Он представляет собой величину отношения относительного поперечного сжатия к относительному продольному растяжению и является одной из фундаментальных констант для каждого конкретного материала.

Между тремя упругими постоянными E , G и ν существует зависимость, вытекающая из закона Гука: $G = \frac{E}{2(1+\nu)}$, поэтому одну из трех этих фундаментальных кон-

стант можно определить по приведенной формуле, если две другие были найдены опытным путем.

Относительная объёмная деформация в записи обобщенного закона Гука определяется как: $\theta = \varepsilon_x + \varepsilon_y + \varepsilon_z$ и может быть выражена через нормальные напряжения

$$\text{формулой } \theta = \frac{1-2\nu}{E} \cdot (\sigma_x + \sigma_y + \sigma_z).$$

В случае всестороннего (гидростатического) сжатия материала, когда напряжения $\sigma_x = \sigma_y = \sigma_z = -\sigma$, относительная объёмная деформация определяется выражением

$$\theta = -3 \cdot (1-2\nu) \cdot \frac{\sigma}{E}.$$

При анализе приведенных формул отмечают [1, 2], что коэффициент Пуассона ν не может быть больше 0,5, поскольку в противном случае объём тела при его всестороннем сжатии будет увеличиваться.

В последние десятилетия было установлено, что многие кубические кристаллы чистых металлов имеют аномальные значения коэффициента Пуассона [1]. Кроме того были разработаны новые материалы с аномальными значениями коэффициентов Пуассона, к числу которых относятся некоторые виды полимеров и керамики, композиционные материалы, слоистые структуры и другие специально синтезируемые искусственные материалы [1, 3, 4]. Общее название таких материалов – ауксетики (auxetics).

Для естественных изотропных материалов значения коэффициентов Пуассона находятся в пределах $0 \leq \nu \leq 0,5$. Для большинства металлов и сплавов диапазон его изменения составляет 0,25–0,35.

При объяснении физического смысла коэффициент Пуассона принято считать [1, 2, 3], что у абсолютно хрупкого материала $\nu = 0$, а у абсолютно несжимаемого – $\nu = 0,5$. При таком толковании физического смысла коэффициента Пуассона получается, что в процессе деформации тел со значениями $\nu = 0$ и $\nu = 0,5$ их объём не может изменяться, поскольку абсолютно хрупкое тело при сколь угодно малой деформации разрушится, не изменив своего начального объёма, а абсолютно несжимаемое не может изменить свой начальный объём по определению. Вопрос о том, как меняется объём при деформации тел с промежуточными ($0 < \nu < 0,5$) и с аномальными значениями коэффициента Пуассона обычно опускается, хотя при изучении курса сопротивления материалов такой вопрос часто возникает.

Проанализировать изменение объёма стержня при одноосной деформации можно на простом примере, используя иллюстрацию, приводимую для пояснения понятия о коэффициенте Пуассона.

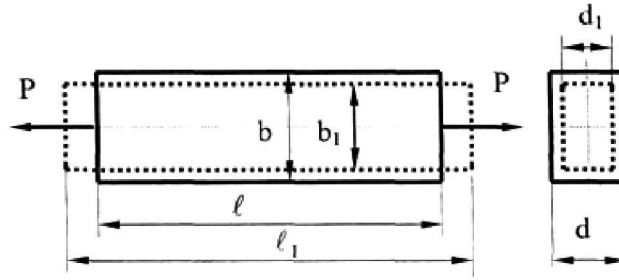


Рисунок 1

Рассмотрим одноосную деформацию цилиндрического стержня (см. рис. 1).

Объем стержня до деформации выразим в размерах с индексом «0», после деформации – без индекса. Исходный (до деформации) объем равен,

$$V_0 = \frac{\pi}{4} \cdot d_0^2 \cdot l_0. \quad (1)$$

Поскольку коэффициент Пуассона ν равен отношению относительной продольной деформации $\varepsilon = (l_0 - l)/l_0$ к относительной поперечной деформации $\varepsilon' = (d_0 - d)/d_0 = \Delta d/d_0$, то в принятых обозначениях для коэффициента Пуассона получим выражение:

$$\nu = \frac{\varepsilon'}{\varepsilon} = \left(\frac{\Delta d}{d_0} \right) / \left(\frac{\Delta l}{l_0} \right) = \frac{\Delta d}{\Delta l} \cdot \frac{l_0}{d_0}. \quad (2)$$

При растяжении $\Delta l > 0$ и $\Delta d < 0$, а при сжатии $\Delta l < 0$ и $\Delta d > 0$, и если от начального размера вычитать конечный, знак ν всегда будет отрицательным.

Таким образом, приращения Δl и Δd связаны выражениями

$$\Delta l = -\Delta d \cdot \frac{1}{|\nu|} \cdot \frac{l_0}{d_0} \quad \text{или} \quad \Delta d = -\Delta l \cdot |\nu| \cdot \frac{d_0}{l_0}. \quad (3)$$

Формула для вычисления объема стержня в растянутом состоянии имеет вид

$$V_{расм} = \frac{\pi}{4} \cdot (l_0 + \Delta l) \cdot \left[d_0 - \Delta l \cdot |\nu| \cdot \frac{d_0}{l_0} \right]^2. \quad (4)$$

Если принять в качестве материала стержня каучук, для которого удвоение длины от начального значения, равного l_0 , до конечного значения $2 \cdot l_0$ является приемлемым, т.е. принимая $\Delta l = l_0$, то, подставив в формулу для $V_{расм}$ принятые значения $\Delta l = l_0$ и $\nu = 0,5$, получим:

$$V_{расм} = \frac{\pi}{4} \cdot (l_0 + l_0) \cdot \left[d_0 - l_0 \cdot |0,5| \cdot \frac{d_0}{l_0} \right]^2 = \frac{\pi}{4} \cdot 2l_0 \cdot \left[\frac{d_0}{2} \right]^2 = \left(\frac{\pi}{4} \cdot l_0 \cdot d_0^2 \right) \cdot \frac{1}{2}, \quad (5)$$

т.е. при удвоении длины стержня (относительное удлинение $\varepsilon = l_0/l_0 = 1$) его объем уменьшится вдвое ($V_0/V_{расм} = 2$), поэтому материал со значением $\nu = 0,5$ нельзя считать несжимаемым.

Для случая сжатия, получим:

$$V_{сж} = \frac{\pi}{4} \cdot (l_0 - l_0/2) \cdot \left[d_0 + (l_0/2) \cdot |0,5| \cdot \frac{d_0}{l_0} \right]^2 = \frac{\pi}{4} \cdot \frac{l_0}{2} \cdot d_0^2 \cdot \left(1 + \frac{1}{4} \right)^2 = \frac{\pi}{4} \cdot l_0 \cdot d_0^2 \cdot \frac{25}{32},$$

т.е. при сжатии каучукового стержня и уменьшении его начальной длины вдвое (относительное удлинение $\varepsilon = -0,5 \cdot l_0/l_0 = -0,5$), его объем уменьшится в 0,781 от начального значения ($V_0/V_{сж} = 1,28$).

Полученный результат показывает, что при одноосной деформации тел их объем может изменяться в достаточно больших пределах. Особо отметим, что приведенный расчет справедлив именно для каучука - материала с $\nu = 0,5$. В данном случае ос-

новые допущения классической теории упругости о малости линейных перемещений и деформаций соблюдаются, поскольку деформация является обратимой благодаря уникальным свойствам материала, у которого $\sigma_{\text{пл}} > E$. Это позволяет считать приведенный расчет корректным. Вместе с тем, интересно проследить, какими будут результаты расчетов для материалов с другими значениями коэффициентов Пуассона. Рассмотрим достаточно большой интервал относительных деформаций $-0,5 \leq \varepsilon \leq 1,0$. При этом будем помнить, что для большинства естественных материалов величина модуля продольной упругости E , как правило, на 2–3 порядка превышает значение напряжения предела пропорциональности $\sigma_{\text{пл}}$, т.е. интервала, в котором действителен закон Гука.

Отношение выражения (1) к выражению (4) даст формулу для вычисления относительного объема стержня:

$$\frac{V_0}{V} = \frac{l_0}{(l_0 + \Delta l) \cdot \left[1 - \Delta l \cdot |\nu| \cdot \frac{1}{l_0} \right]^2}.$$

Разделив числитель и знаменатель этой формулы на l_0 получим:

$$\frac{V_0}{V} = \frac{1}{(1 + \varepsilon) \cdot [1 - \varepsilon \cdot \nu]^2}. \quad (6)$$

При расчетах положительное значение относительного удлинения ε соответствует процессу растяжения, а отрицательное – процессу сжатия.

Результаты расчетов, проведенных по зависимости (6) при значениях коэффициента Пуассона $0 \leq \nu \leq 0,5$ и значениях относительного удлинения $-0,5 \leq \varepsilon \leq 1$ приведены на рисунке 2.

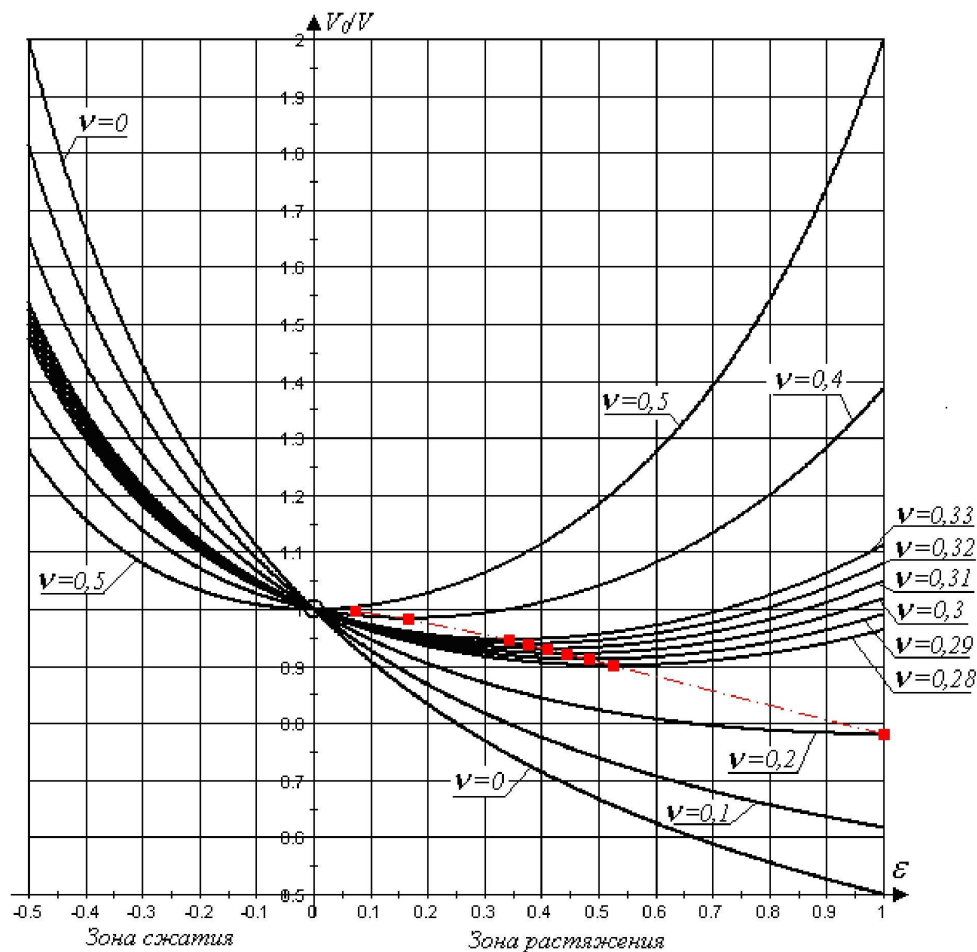


Рисунок 2 – Результаты расчетов относительного объема V_0 / V для величин $0 \leq \nu \leq 0,5$ в диапазоне относительных деформаций $-0,5 \leq \varepsilon \leq 1$

Для кривой, соответствующей значению $\nu = 0,5$, на границах диапазона изменений относительного удлинения $\varepsilon = -0,5$ и $\varepsilon = 1$ мы видим результаты, полученные при расчете в приведенном выше примере. Эта кривая является единственной из всего семейства кривых, обе ветви которой начинаются в точке $\varepsilon = 0$ и $V_0/V = 1$ (точке с нулевой деформацией) и которая имеет минимум в этой точке. Это означает, что при $\nu = 0,5$ объем деформируемого стержня уменьшается как при растяжении, так и при сжатии. В зоне растяжения темп увеличения относительного объема, описываемого этой кривой, наибольший из всего семейства кривых в правой части графика, а в зоне сжатия (левая часть графика) темп увеличения объема меньше, чем у всех кривых семейства. Кривая, соответствующая $\nu = 0$, не имеет физического смысла. Она при $\varepsilon \rightarrow \infty$ асимптотически приближается к значению $V_0/V = 0$, но на рисунке 2 это не показано. Все промежуточные кривые семейства (как и кривая с $\nu = 0,5$) имеют в зоне растяжения минимумы, по точкам которых проведена штрих – пунктирная линия. Группе кривых с $\nu = 0,28-0,33$ соответствуют значения ν , характерные для большинства металлов и сплавов. Минимальное изменение относительного объема в приведенной на рисунке зоне растяжения с диапазоном $0 \leq \varepsilon \leq 1$ имеет кривая, соответствующая $\nu = 0,32$.

Рассмотренный диапазон изменения относительного удлинения $-0,5 \leq \varepsilon \leq 1$ у кривых, приведенных на диаграмме рисунка 2, многократно превышает диапазон ограничений деформаций, допустимый в классической теории деформации для большинства естественных материалов. Однако в этой диаграмме всегда можно выделить такую зону, в которой ограничения соблюдаются и диаграмма имеет практический смысл.

Поскольку диапазон отношения модуля продольной упругости E к пределу пропорциональности $\sigma_{пл}$ для большинства естественных материалов находится в пределах $\pm(0,0005-0,02)$, что соответствует области малых приращений, описываемых законом Гука, то имеет смысл рассмотреть именно такой диапазон относительных удлинений.

На рисунке 3, приведен график (аналогичный графику рис. 2) для материалов с $0 \leq \nu \leq 0,5$ в диапазоне изменения относительных удлинений $-0,01 \leq \varepsilon \leq 0,02$.

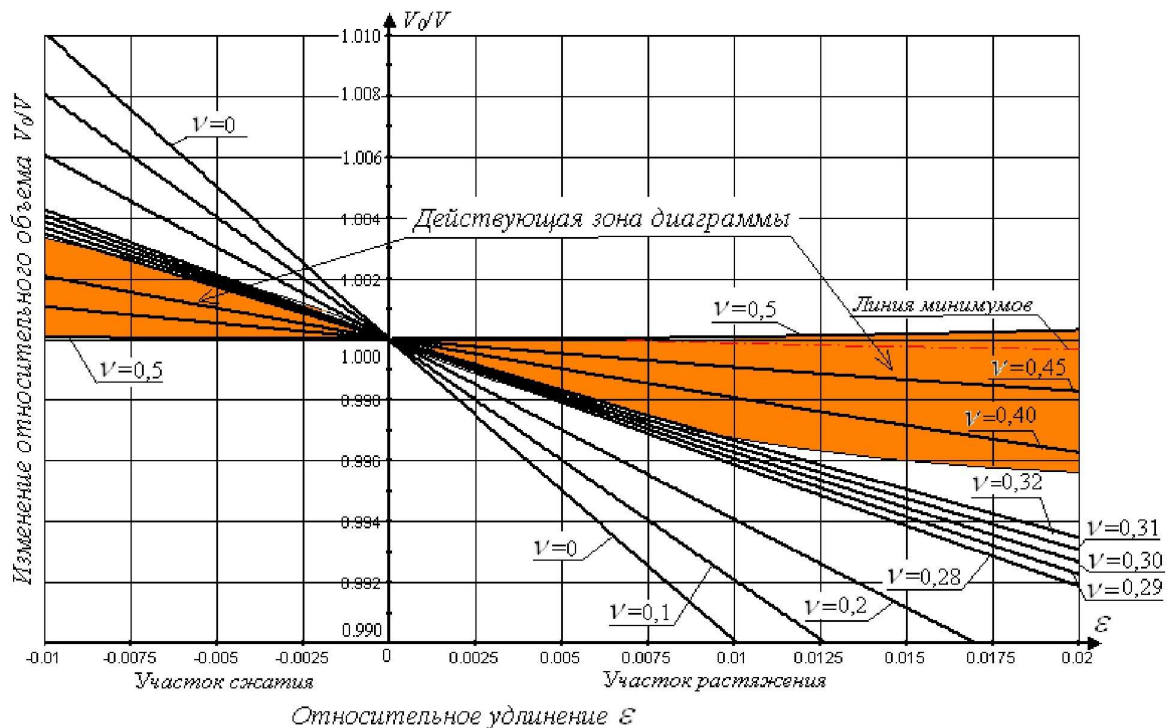


Рисунок 3 – Результаты расчетов относительного объема V_0/V для $0 \leq \nu \leq 0,5$ в диапазоне относительных деформаций $-0,01 \leq \varepsilon \leq 0,02$

На этом графике выделена затемненная зона (действующая зона диаграммы), в любой точке которой, определяемой парой значений ε и ν , соблюдается принцип малых перемещений и деформаций. С одной стороны затемненная зона прилегает к кри-

вой, соответствующей $\nu = 0,5$, а с другой ограничена кривой, построенной по точкам пересечения кривых $\nu = \text{const}$ с линиями значений ε , рассчитанных по формуле,

$$\varepsilon = \frac{\sigma_T}{E},$$

где E – модуль продольной упругости материала с соответствующим значением ν ; σ_T – предел текучести данного материала.

Отметим, что вторая кривая, ограничивающая затемненную зону, показана приблизительно. Для точного построения этой кривой необходимо иметь достаточный объем достоверных экспериментальных данных.

Выводы

При одноосной деформации объем стержней, выполненных из материалов со значением коэффициента Пуассона $\nu \approx 0,5$, уменьшается как при растяжении, так и при сжатии.

У материалов со значениями $\nu < 0,5$ в диапазоне $-0,01 \leq \varepsilon \leq 0,02$ деформация растяжения сопровождается увеличением объема растягиваемых стержней.

При сжатии объем стержней, выполненных из естественных изотропных материалов, уменьшается при всех значениях коэффициента Пуассона и при любых значениях коэффициента относительной продольной деформации. В связи с бурным развитием технологий создания новых материалов с заданными свойствами, можно ожидать появления материалов, свойства которых существенно расширят выделенную действующую зону диаграммы.

Литература:

1. Беломестных В.Н., Соболева Э.Г. Коэффициенты Пуассона щелочно-галогидных кристаллов // Известия Томского политехнического университета. – 2015. – Т. 326. – Ч. III: Галогениды калия. – № 3.
2. Сивухин Д.В. Общий курс физики. – М. : Физматлит, 2005. – Т. I: Механика. – С. 414.
3. Трусделл К. Первоначальный курс рациональной механики сплошных сред / пер. с англ. – М. : «Мир», 1975.
4. Шилько С.В., Старжинский В.Е., Петроковец Е.М. Анализ влияния коэффициента Пуассона материала на деформативность зубчатых колес / Вісник НТУ «ХПІ». – 2013. – № 41 (1014) 183.

References:

1. Belomestnykh V.N., Soboleva E.G. Poisson's coefficients of alkaline and haloid crystals // News of the Tomsk polytechnical university. – 2015. – Т. 326. – P. III: potassium Halogenides. – No. 3.
2. Sivukhin D.V. General course of physics. – M. : Fizmatlit, 2005. – Т. I: Mechanic's – P. 414.
3. Trusdell K. An initial course of rational mechanics of continuous environments / lanes with English – M. : «World», 1975.
4. Shilko S.V., Starzhinsky V.E., Petrokovets E.M. Analysis of influence of coefficient of Poisson of material on a deformativnost Cogwheels / Visnik NTU «HPI». – 2013. – No. 41 (1014) 183.

УДК 622.276

ТЕХНОЛОГИИ И ПРИНЦИПЫ РАЗРАБОТКИ МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

TECHNOLOGY AND DESIGN PRINCIPLES MULTILAYER FIELDS

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

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

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

Джозефс Эджемен Рэйчел
студентка,
Кубанский государственный
технологический университет
radiantrachael@yahoo.com

Аннотация. В статье рассмотрены общие принципы раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной. Приведены некоторые схемы оборудования скважин для раздельной эксплуатации пластов. Показана раздельная закачка воды в два пласта через одну скважину. Проведён анализ особенностей взаимодействия эксплуатационных объектов при разработке многопластовых месторождений.

Ключевые слова: разработка многопластовых месторождений; раздельная эксплуатация нескольких пластов одной скважиной; оборудование для раздельной эксплуатации пластов; схема установки для раздельной эксплуатации двух пластов; раздельная закачка воды в два пласта через одну скважину; требования к оборудованию для раздельного отбора нефти; взаимодействие эксплуатационных объектов при разработке многопластовых месторождений.

Berezovsky Denis Aleksandrovich
Deputy head of the department of branch,
LLC Gazprom добыча Krasnodar
Kanevsky gas-field management
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Kusov Gennady Vladimirovich
Graduate student,
North Caucasian federal university
de_france@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna
Doctor of technical science,
Associate professor,
Associate professor of oil
and gas business
name of professor G.T. Vartumyan
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Josephs Ejemen Rachael
Student,
Kuban state technological university
radiantrachael@yahoo.com

Annotation. The article deals with the general principles of operation of several separate layers through one well. We present some schemes wells equipment for separate operation of reservoirs. Water injection is shown in two layers one through hole. The analysis of the interaction of operational facilities in developing multilayer fields.

Keywords: development of multilayer fields; separate operation of multiple layers through one well; equipment for the separate operation of reservoirs; installation scheme for the production of two layers; water injection in two layers one through hole; hardware requirements for separate extraction of oil; interaction in the development of production facilities multilayer fields.

Общие принципы раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной

При добыче нефти часто приходится встречаться с проблемой одновременной эксплуатации нескольких нефтеносных горизонтов, имеющих различные характеристики (пластовое давление, проницаемость, пористость, давление насыщения, вязкость нефти, наличие неньютоновских свойств и др.) одной скважиной. К тому же каждый горизонт иногда содержит несколько пластов с различными характеристиками, требующими индивидуального подхода к их разработке. Даже в пределах одного пласта, отличающегося достаточной геологической однородностью, всегда присутствуют про-

пластики с различной проницаемостью, разделённые тонкими непроницаемыми прослоями. Фильтрация по таким пропласткам может происходить независимо. Более того, в отдельных пластах могут существовать различные давления и нефти с различными свойствами, что обуславливает необходимость отдельной эксплуатации пластов. Наличие нескольких горизонтов или пластов с различными характеристиками вызывает необходимость разрабатывать их самостоятельными сетками скважин.

Опыт разработки нефтяных месторождений показывает, что более половины всех капитальных вложений приходится на бурение скважин. В связи с этим всегда возникает проблема объединения тех или иных пропластков, пластов или горизонтов в один или несколько объектов разработки, которые могли бы эксплуатироваться одной сеткой скважин. Решать эту задачу обычно приходится на первых стадиях разработки, а иногда и на стадии разведки или опытной эксплуатации месторождения, когда информация о геологическом его строении ограничена, вследствие малого числа скважин. В связи с этим в скважинах приходится перфорировать несколько пластов и эксплуатировать их, как говорят, «общим фильтром». Это позволяет экономить значительные средства и материальные ресурсы на бурении скважин. Однако в дальнейшем на более поздних стадиях разработки по мере поступления дополнительной геологической информации, а также сведений о взаимодействии скважин, участии отдельных прослоев в процессе разработки, выявляется более детальная пластовая обстановка на забое скважин. Иногда некоторые нефтенасыщенные прослои или пласты, вместо того чтобы отдавать жидкость, поглощают её в результате вскрытия общим фильтром. Такие явления легко обнаруживаются при снятии профилей притоки скважинными дебитомерами. Поглощение происходит вследствие того, что в разных пластах существует разное давление в результате наличия или отсутствия связи их с нагнетательными скважинами. Лишь сильным понижением забойных давлений удаётся отбирать жидкость из пласта с пониженным пластовым давлением или из пласта, в котором нефть обладает большим начальным напряжением сдвига. В этом случае депрессии на такие пласты будут различны, а, следовательно, и доля их участия в процессе разработки будет неодинаковой. Обычно это приводит к отставанию выработки запасов нефти из таких пластов, преждевременному обводнению одних, с хорошей проницаемостью, и консервации запасов нефти в других, с плохой проницаемостью или слабым участием в процессе разработки по тем или иным причинам.

Наилучшим выходом из такого положения было бы создание независимых систем разработки со своими сетками скважин на каждый пласт, и это делается, когда пласты со схожими характеристиками группируются в один объект разработки и эксплуатируются общим фильтром, но это не снимает вопроса о целесообразности отдельной эксплуатации или закачки воды в разные пласты через одну скважину.

С этой целью на первых этапах развития технологии отдельной эксплуатации предлагались и осуществлялись проекты многорядных скважин. При этом в один пробуренный ствол увеличенного диаметра спускались две или три малогабаритные обсадные колонны, которые цементировались и перфорировались каждая против своего пласта с помощью направленной перфорации для предотвращения прострела соседней колонны. Это оказалось возможным при малых глубинах залегания пластов и вызывало существенные осложнения при последующей их эксплуатации, ремонтных работах и т.д. Дальнейшее развитие технологии отдельной эксплуатации нескольких пластов пошло по пути создания специального оборудования, спускаемого в скважину, вскрывающую два или три пласта. Основным элементом такого оборудования является пакер, изолирующий пласты друг от друга, с отдельными каналами для выхода жидкости на поверхность.

Оборудование для отдельной эксплуатации пластов через одну скважину должно допускать:

- создание и поддержание заданного давления против каждого вскрытого пласта;
- измерение дебита жидкости, получаемой из каждого пласта;
- получение на поверхности продукции разных пластов без их смешивания в скважине, так как свойства нефтей (сернистые и несернистые) могут быть различными;
- исследование каждого пласта, например, методом пробных откачек или методом снятия КВД;

- ремонтные работы в скважине и замену оборудования, вышедшего из строя;
- регулировку отбора жидкости из каждого пласта;
- работы по вызову притока и освоению скважины.

Другими словами, технология и соответствующее оборудование для отдельной эксплуатации должны допускать осуществление всех тех технологических мероприятий, которые применяют при вскрытии этих пластов отдельными скважинами. Полностью выполнить эти требования практически не удаётся даже в простейшем случае, т.е. при отдельной эксплуатации двух пластов через одну скважину. Возможности отдельной эксплуатации через одну скважину существенно зависят от размера эксплуатационной колонны. При больших диаметрах (168 мм и больше) легче удовлетворить большую часть изложенных требований и создать достаточно надёжное оборудование.

Раздельно эксплуатировать два пласта в зависимости от условий притока жидкости в скважину можно следующими способами:

- 1) оба пласта фонтанным способом;
- 2) один пласт фонтанным, другой – механизированным способом;
- 3) оба пласта механизированным способом.

Согласно установившейся терминологии принято для краткости именовать ту или иную технологическую схему совместной эксплуатации названием способа эксплуатации сначала нижнего, а затем верхнего пласта. Например, схема «насос – фонтан» означает, что нижний пласт эксплуатируется насосным способом, а верхний – фонтанным. В соответствии с этим теоретически возможны следующие комбинации способов эксплуатации: «фонтан – фонтан»; «фонтан – газлифт»; «газлифт – фонтан»; «насос – фонтан»; «фонтан – насос»; «насос – газлифт»; «газлифт – насос»; «насос – насос»; «газлифт – газлифт».

Раздельная эксплуатация трех пластов через одну скважину возможна только в особых наиболее простых случаях и поэтому применяется крайне редко.

Некоторые схемы оборудования скважин для отдельной эксплуатации пластов

Наиболее простой схемой оборудования скважины для одновременной эксплуатации двух пластов одной скважиной является система с двумя параллельными рядами НКТ 2 (рис. 1), работающая по схеме «фонтан – фонтан». Один ряд труб имеет на конце пакер 1, устанавливаемый в промежутке между двумя пластами. На колонне НКТ, эксплуатирующей нижний пласт, устанавливаются малогабаритные пусковые клапаны 3 с принудительным открытием.

В НКТ, по которым поступает продукция верхнего пласта, также устанавливаются клапаны 4 специальной конструкции, которые открывают принудительно с поверхности спуском в НКТ оправки на проволоке, отжимающей пружинные клапаны для впуска газа из обсадной колонны. Оборудование устья состоит из тройника 5 для сообщения с пространством обсадной колонны и планшайбы, на которой подвешиваются оба ряда НКТ и уплотняются двухрядным сальником 6. Продукция из каждого пласта поступает на поверхность без смешивания и через тройники 7 отводится в нефтесборную сеть. Оба пласта осваиваются закачкой газа в обсадную колонну через тройник 5, причём освоение можно проводить раздельно. После перехода на нормальный режим фонтанирования подача газа в колонну прекращается. Борьба с отложениями парафина может осуществляться закачкой пара в пространство обсадной колонны от передвижной паровой установки (ППУ) или с малогабаритными скребками, спускаемыми на проволоке через лубрикатор с помощью автоматической лебёдки. Работа обоих пластов регулируется, как обычно, сменой штуцеров на арматуре устья.

При спуске двух параллельных рядов труб с использованием оборудования, показанного на рисунке 1, можно осуществить раздельную эксплуатацию двух пластов по схемам фонтан-насос или насос-фонтан. В этом случае одна из колонн НКТ, предназначенная для эксплуатации верхнего или нижнего пласта с помощью ШСН, берётся большего диаметра, допускающего спуск в них вставного насоса. Сначала спускается колонна НКТ, предназначенная для эксплуатации нижнего пласта с разделительным пакером для изоляции пластов друг от друга. Затем спускается вторая колонна. На колонне НКТ, предназначенной для фонтанной эксплуатации, устанавливаются шарико-

вые малогабаритные пусковые клапаны с принудительным открытием с поверхности с помощью оправки, спускаемой на проволоке через лубрикатор. На второй колонне НКТ большего диаметра, предназначенной для насосной эксплуатации на заранее определённой глубине, устанавливается замковая опора для посадки на неё вставного насоса, спускаемого на штангах. Для того чтобы при спуске или подъёме колонны НКТ не происходило зацепление муфт, над последними устанавливаются конические кольца (по одному кольцу над каждой муфтой обеих колонн). На устье скважины специальная арматура должна обеспечивать выход продукции пласта, эксплуатируемого фонтанным способом, и установку тройника и сальника для полированного штока штанговой насосной установки, эксплуатирующей второй пласт. Борьба с отложениями парафина проводится при этой схеме, как обычно: в фонтанной колонне – малогабаритными скребками, а в насосной колонне – с помощью установки на штангах пластинчатых скребков и штанговращателя. Пласты при работе по схеме «фонтан – насос» исследуют следующим образом: нижний пласт, фонтанный – малогабаритным манометром, спускаемым на проволоке в НКТ, а изменение отбора достигается сменой штуцеров; верхний пласт, насосный – с помощью эхолота. При этом отбор регулируется изменением режима откачки, т.е. длины хода или числа качаний станка-качалки. При работе по схеме «насос – фонтан» измерение динамического уровня нижнего, насосного пласта становится невозможным, так как он перекрывается пакером. Таким образом, исследование нижнего пласта может ограничиваться только получением зависимостей подачи насоса от длины хода или числа качаний. Построение индикаторной линии исключается из-за невозможности измерения забойных давлений. Исследование верхнего, фонтанного пласта осуществимо в полном объёме обычными способами, так как доступ к верхнему пласту через фонтанные трубы открыт.

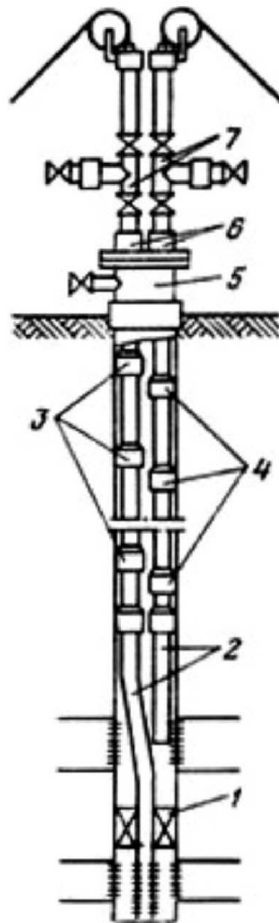


Рисунок 1 – Схема установки для раздельной эксплуатации двух пластов с двумя параллельными рядами труб по схеме «фонтан – фонтан»:

1 – пакер; 2 – НКТ; 3 – пусковые клапаны; 4 – клапаны; 5 – тройник; 6 – двухрядный сальник

Применение описанных установок ограничено трудностями спуска двух параллельных рядов труб, герметизации устья, отсутствием выхода отсепарированного подпакерного газа при работе по схеме «насос – фонтан» и необходимостью его пропуска через насос, а также малыми габаритами обсадных колонн. Однако установки подобного типа обладают важным достоинством – наличием отдельных каналов для продукции обоих пластов. Это может иметь решающее значение при эксплуатации двух пластов, когда один из них даёт сернистую нефть, которую, как правило, собирают, транспортируют и перерабатывают отдельно, без смешивания с обычными парафинистыми или масляными нефтями.

Сложнее установки для раздельной эксплуатации, в которых используют погружной центробежный электронасос (рис. 2). Подземное оборудование состоит из пакера 1, устанавливаемого в промежутке между двумя пластами, центробежного насоса 2, заключённого в специальный кожух 3 для перевода жидкости нижнего пласта из-под пакера к приёмной сетке ПЦЭН, находящейся над электродвигателем и гидрозащитным устройством насоса; разобшителя 4, позволяющего с помощью плунжера 5 сообщать межтрубное пространство скважины с внутренней полостью НКТ. Жидкость нижнего пласта через пакер поднимается по кольцевому зазору между кожухом 3 и насосом 2, охлаждает при этом электродвигатель и попадает по каналу в переводнике на приём центробежного насоса, расположенного выше переводника кожуха. Далее минуя обратный клапан и разобшитель 4, жидкость нижнего пласта попадает в НКТ. Жидкость верхнего, фонтанного пласта проходит по кольцевому зазору между обсадной колонной и кожухом ПЦЭН, достигает разобшителя 4 и через боковое отверстие в разобшителе и плунжере 5 попадает в НКТ. Таким образом, жидкости обоих пластов выше разобшителя смешиваются и поднимаются по НКТ. Разобшитель 4 имеет сменный плунжер 5, в котором заблаговременно устанавливается штуцер заданного размера, зависящий от установленной нормы отбора жидкости из верхнего фонтанного пласта.

Плунжер 5 спускается в НКТ на обычной скребковой проводке через лубрикатор с помощью ловильного или посадочного приспособления. Наличие двух обратных клапанов (один под пакером, второй над ПЦЭН) и разобшителя 4 позволяет осуществлять промывку либо через межтрубное пространство в НКТ, либо через НКТ в межтрубное пространство (прямую или обратную) и, таким образом, осваивать верхний пласт. После освоения фонтанного пласта, установления его режима работы и спуска плунжера 5 с соответствующим штуцером осваивается нижний пласт запуском насоса.

Описанное подземное оборудование спускается в скважину на НКТ и подвешивается в обсадной колонне на специальном плашечном трубном якоре 6, в котором предусмотрен проход для электрокабеля 8. Трубный якорь 6 воспринимает нагрузку от веса НКТ 7 и не передаёт её на подвешенное насосное оборудование благодаря подвижному сальниковому сочленению нижней и верхней частей НКТ в якоре 6. На устье скважины устанавливается обычная фонтанная арматура 9 и станция управления ПЦЭН 10 с автотрансформатором 11. Установка не позволяет исследовать скважину традиционными способами. Однако допускает обычное измерение манометром давления в НКТ над разобшителем 4. Зная это давление и потери давления в штуцере плунжера 5 (по результатам его тарировки), можно косвенно определить давление против верхнего, фонтанного пласта. Сменой штуцеров и повторными измерениями давления над разобшителем можно получить зависимость изменения суммарного дебита обоих пластов от забойного давления верхнего, фонтанного пласта. Однако такая информация не позволяет построить индикаторные линии для обоих пластов.

Благодаря наличию одного канала для движения жидкости довольно просто решается проблема борьбы с отложениями парафина.

С этой целью могут быть применены либо остеклованные трубы, либо другие методы очистки парафиновых отложений. При работе по схеме «фонтан – насос» (рис. 3) пласты разобщаются пакером 1, который повернут резиновой манжетой вниз в сторону фонтанного пласта, имеющего большее давление. Это способствует самоуплотнению пакера. Вся сборка, состоящая из ПЭД 2, ПЦЭН 5, разобшителя 4 обводного канала 12, а также трубного якоря 6, спускается в скважину на НКТ вместе с кабелем 8. Хвостовая

часть сборки входит в канал пакера 1 и уплотняется там с помощью резиновых манжет. На поверхности, как обычно, устанавливается арматура 9, станция управления 10 и автотрансформатор 11.

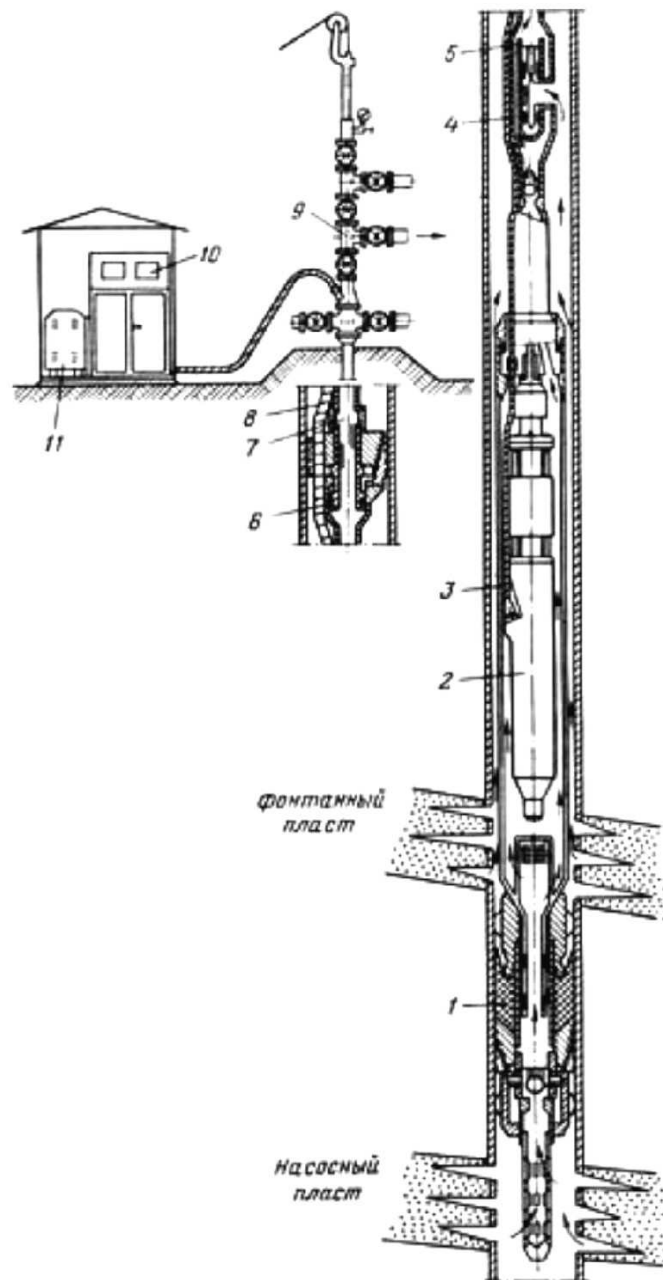


Рисунок 2 – Схема установки для раздельной эксплуатации двух пластов типа «насос – фонтан» с применением ПЦЭН:

1 – пакер; 2 – центробежный насос; 3 – кожух; 4 – разобщик; 5 – плунжер; 6 – трубный якорь; 7 – НКТ; 8 – электрокабель; 9 – фонтанная арматура

В данной установке вместо кожуха используется обводная трубка 12 для прохода жидкости из нижнего, фонтанного пласта к штуцерному сменному плунжеру 5 в разобщике 4. Жидкость из верхнего, насосного пласта по кольцевому зазору между обсадной колонной и корпусом ПЭД и ПЦЭН поднимается вверх и достигает приёмной сетки насоса. Через обратный шариковый клапан жидкость подаётся в НКТ, минуя разобщик 4. Выше разобщика жидкости смешиваются. Над центробежным насосом снаружи НКТ устанавливается трубный якорь 6, воспринимающий нагрузку от веса труб 7 и передающий её посредством шлицевого сцепления на обсадную колонну. В пакере разобщика 1, в его нижней части имеется подпружиненный шариковый кла-

пан, который при подъёме сборки освобождается хвостовиком и перекрывает доступ жидкости из нижнего, фонтанного пласта в скважину. Это позволяет ремонтировать без предварительного глушения скважины тяжёлой жидкостью. В случае работы подобного оборудования по схеме «насос – фонтан» при подъёме оборудования возникает необходимость глушения верхнего, фонтанного пласта прямой или обратной промывкой скважины и закачкой в неё тяжёлой жидкости. Жидкость при промывке циркулирует через боковое отверстие в разобщике 4, которое всегда открыто для прохода жидкости верхнего фонтанного пласта. Поглощение промывочной жидкости нижним, насосным пластом предотвращается разделительным пакером и обратным клапаном в нижней его части, так как пакер при подъёме оборудования остаётся в скважине. Спуск и посадка разделительного пакера 1 проводится заблаговременно с помощью специального посадочного инструмента, спускаемого на НКТ.

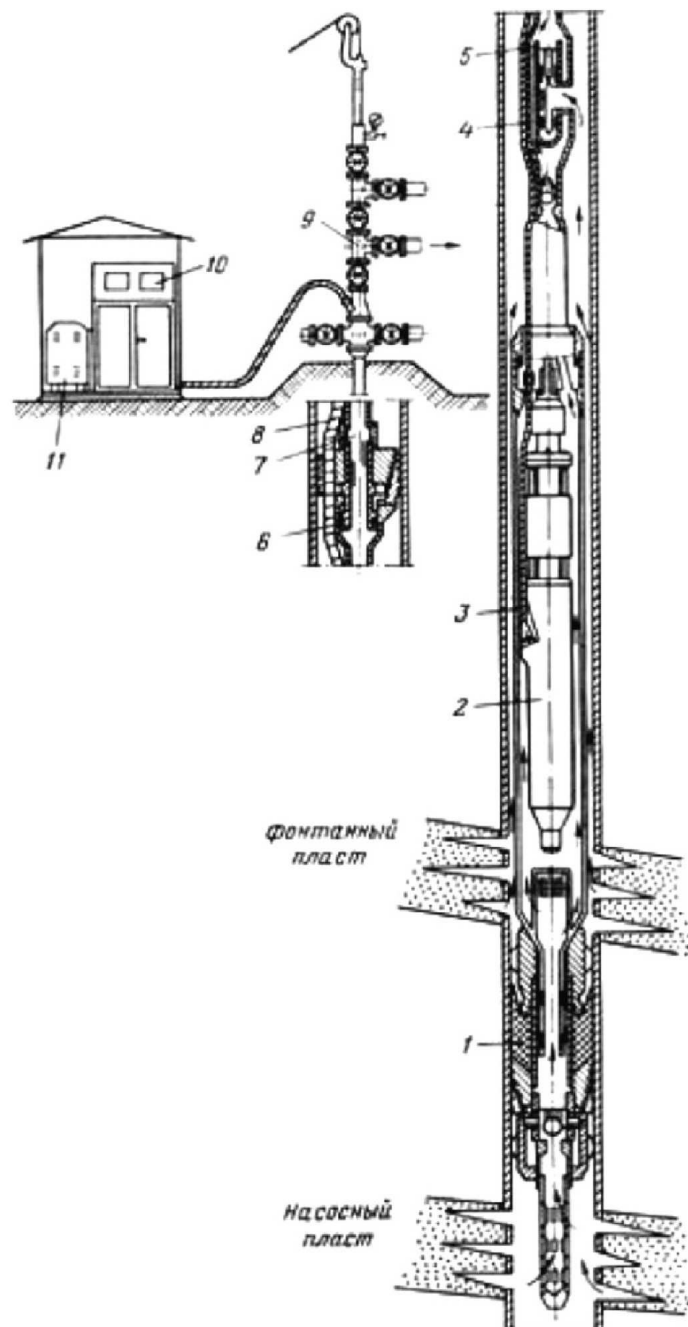


Рисунок 3 – Схема установки для отдельной эксплуатации двух пластов типа «фонтан – насос» с применением ПЦЭН:

1 – пакер; 2 – ПЭД; 4 – разобщик; 5 – ПЦЭН; 6 – трубный якорь; 7 – НКТ; 8 – кабель; 9 – арматура; 10 – станция управления; 11 – автотрансформатор

Не менее сложны установки для отдельной эксплуатации обоих пластов штанговыми насосами.

Специальными конструкторскими бюро и проектными институтами разработано много установок для отдельной эксплуатации двух пластов через одну скважину.

Как правило, все эти конструкции основаны на принципе наиболее полного использования стандартного оборудования, вставных и невставных насосов, ПЦЭН и пр. При возможно малом добавлении специальных узлов и деталей трудности с установкой или извлечением оборудования при ремонтных работах; захваты пакеров; трудности при промывках для удаления механических осадков и солей; невозможность отдельного определения дебита каждого пласта и их исследования; сложности с отводом подпакерного газа для улучшения коэффициента наполнения и низкий коэффициент эксплуатации скважин с установленным оборудованием для отдельной эксплуатации привели к тому, что несмотря на большое число подобных конструкций на практике они не нашли широкого применения.

Откачка жидкости из каждого пласта по схеме ШСН-ШСН (рис. 4) производится спаренными штанговыми насосами, подвижные части которых соединены специальной штангой. Оба насоса спускаются на одной колонне труб и приводятся в действие одной колонной штанг от станка-качалки. Нижний ШСН 1 забирает жидкость из-под пакера 2 из нижнего пласта и подает её в пространство НКТ над верхним ШСН 3 через обводные каналы, имеющиеся в посадочном устройстве 4 верхнего ШСН. Из верхнего пласта жидкость поступает на приём верхнего насоса через боковое отверстие 5, имеющееся в посадочном устройстве 4. Жидкость из верхнего ШСН также подаётся в НКТ. Таким образом, жидкости обоих пластов смешиваются и подаются на поверхность по колонне НКТ. Пласты, как обычно, изолированы друг от друга разделительным пакером. Посадочное устройство верхнего ШСН может быть оборудовано каналами для отвода в затрубное пространство подпакерного газа из нижнего пласта. В этом случае в промежутке между насосами подвешивается дополнительная колонна НКТ 6. По межтрубному пространству, образованному этой дополнительной колонной, отсепарированный газ от приёма нижнего насоса отводится в затрубное пространство через каналы посадочного устройства верхнего ШСН 4. Необходимость установки дополнительной колонны НКТ для отвода газа уменьшает размеры насоса при сохранении внешних габаритов оборудования. Другими словами, отвод подпакерного газа для увеличения коэффициента наполнения насоса достигается существенным усложнением конструкции и ущемлением его технологических возможностей (подачи). В подземное оборудование включают ещё дополнительные устройства, такие как автосцеп для насосных штанг и плунжерные клапаны для слива жидкости из НКТ при их подъёме из скважины. Смещением штанг за пределы обычного их хода достигается перемещение плунжерного клапана сливного устройства, при этом боковые отверстия совмещаются, и жидкость из НКТ сливается через газоотводные каналы в посадочном устройстве верхнего ШСН в межтрубное пространство скважины. Во всех установках для отдельной эксплуатации скважин типа «насос – насос» (рис. 4а и 4б) нижние насосы вставные и подвешиваются на обычных замковых посадочных опорах, установленных в верхней части насосов. Верхние ШСН в установках также вставные с замковыми посадочными опорами в нижней части насосов.

Некоторые разновидности установок УГР типа «насос – насос» имеют верхние ШСН невставного типа, снабженные автосцепами штанг. Невставные ШСН позволяют увеличить диаметр рабочего плунжера и подачу насоса. Разработаны стандартные установки для отдельной эксплуатации скважин насосным способом типа УГР1-В и УГРТ1-В вставного исполнения с отводом газа (см. рис. 4а), накопившегося под разделительным пакером, и УГР2-В и УГРТ2-В вставного исполнения без отвода подпакерного газа (см. рис. 4б), а также УГР1-Н и УГРТ1-Н невставного исполнения с отводом подпакерного газа и УГР2-Н и УГРТ2-Н невставного исполнения без отвода подпакерного газа. Наземное оборудование при использовании установок типа УГР обычное. Это стандартное устьевое оборудование и станок-качалка соответствующей грузоподъёмности. Очистка НКТ от парафина осуществляется с помощью пластинчатых

скребков и штанговращателя с обязательным применением штангового вертлюжка в нижней части колонны штанг, так как вращение соединительной штанги между верхним и нижним ШСН недопустимо из-за конструктивных особенностей установки. Отложения парафина, если они неинтенсивные, можно ликвидировать с помощью прогрева верхней части НКТ паром от передвижной паровой установки (ППУ).

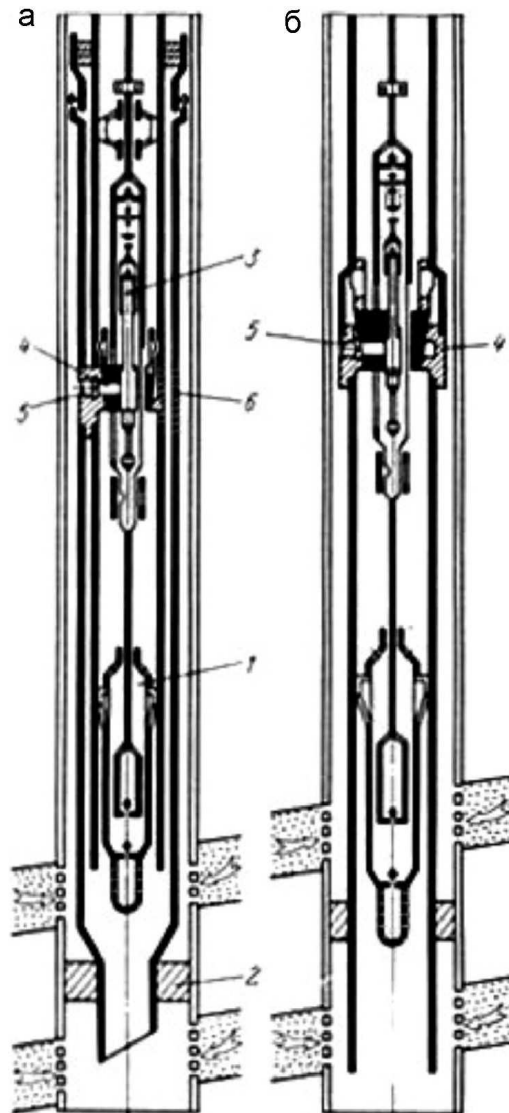


Рисунок 4 – Схемы установок для раздельной эксплуатации двух пластов типа «насос – насос» с применением ШСН:

1 – нижний ШСН; 2 – пакер; 3 – верхний ШСН; 4 – посадочное устройство; 5 – боковое отверстие; 6 – НКТ
 а – установка типа УГР1-В с отводом подпакерного газа;
 б – установка типа УГР2-В без отвода подпакерного газа

Раздельная закачка воды в два пласта через одну скважину

Оборудование для раздельной закачки воды (ОРЗ) в два пласта через одну скважину предусматривает возможность закачки по двум независимым каналам при различных давлениях нагнетания. Дифференциация давлений достигается либо прокладкой двух водоводов от ближайшей кустовой насосной станции с различным давлением нагнетаемой воды (разные насосы), либо дросселированием давления путём пропуска части воды общего водовода через штуцер непосредственно на устье скважины. В последнем случае давление в общем водоводе должно быть равно или больше давления нагнетания в плохо проницаемый пласт. Однако дросселирование давления связано с потерей энергии и с энергетической точки зрения невыгодно. Разработаны конструкции подземного оборудования для раздельной закачки в два пласта при

колонне 146 мм (ОРЗ-2П-5) (рис. 5) и колонне 168 мм (ОРЗ-2П-6). На колонне насосных труб 1 в скважину опускается шлицовый пакер 3 специальной конструкции. В дополнение к обычным узлам пакер 3 имеет муфту перекрестного течения 2, подпружиненный промывочный клапан 9 и центральный патрубок 6, нижний конец которого пропущен через сальник 8.

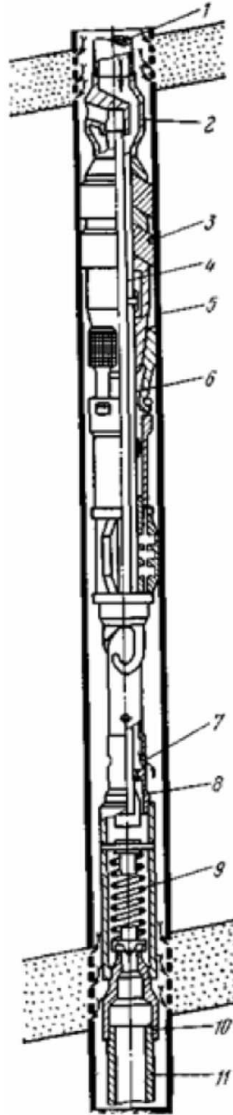


Рисунок 5 – Схема оборудования для раздельной закачки воды в два пласта с одним разделительным пакером типа ОРЗ-2П-5:

1 – НКТ; 2 – перекрёстная муфта; 3 – пакер; 4 – межтрубный канал; 5 – обсадная колонна; 6 – центральный патрубок; 7 – отверстия; 8 – сальник; 9 – клапан; 10 – переводник; 11 – башмак

Оборудование для аздельной закачки воды должно обеспечивать периодическую промывку фильтров водопоглощающих пластов для восстановления или повышения их приёмистости, которая всегда имеет тенденцию к затуханию вследствие заиливания. По схеме предусматривается закачка воды через межтрубное пространство в верхний водопоглощающий пласт и по центральным трубам в нижний водопоглощающий пласт. Давление воды, нагнетаемой в верхний пласт, по каналам перекрёстной муфты 2 и далее по центральному патрубку 6 пакера 3 передаётся вниз на подпружиненный тарельчатый промывочный клапан 9, который при этом закрывается, что предотвращает переток воды в нижний пласт внутри скважины. Вода, закачиваемая по НКТ, через межтрубный канал 4 между центральным патрубком и основной трубой в пакере и далее через отверстия 7 попадает в нижний пласт. Промывочный клапан позволяет нагнать промывочную воду в НКТ. В этом случае вода через НКТ, пройдя

межтрубный канал 4 и отверстия 7, промывает фильтр нижнего пласта и далее через башмак 11 попадет под промывочный клапан 9. Если давление под клапаном 9 будет больше, чем над ним, он откроется и даст доступ промывочной воде в промывочный патрубок 6 и далее через каналы перекрестной муфты 2 в обсадную колонну. При этом одновременно будет происходить промывка фильтровой части верхнего пласта. На поверхность промывочная вода поступает по межтрубному пространству. Для того чтобы промывочный клапан открылся, кольцевое сечение обсадной колонны 5 отключается от водовода и давление падает. Для того чтобы промывочный клапан был закрыт при нормальной работе, необходимо в верхний пласт по межтрубному пространству закачивать воду с более высоким давлением, так как в этом случае давление над клапаном 9 будет больше, чем под ним, и он будет закрыт. Если вода с более высоким давлением должна закачиваться не в верхний, а в нижний пласт, то перед спуском оборудования в скважину необходимо перевернуть корпус промывочного клапана 9 и присоединить его к переводнику 10. При такой компоновке оборудования ствол скважины и фильтры обоих пластов промываются закачкой воды в межтрубное пространство (обратная промывка). Расходы воды в оба пласта замеряются на поверхности. Если в большинстве случаев 146-мм обсадная колонна обеспечивает нужную прочность при нагнетании воды в пласт, то в колонных диаметром 168 мм, прочность на разрыв которой меньше, нагнетание возможно только при низких давлениях.

Для защиты 168-мм обсадной колонны от давления воды разработана конструкция ОРЗ-2П-6 с двумя разделительными пакерами, обращенными раструбом вниз. При спуске оборудования в скважину для защиты манжеты на неё надевается предохранительный металлический кожух, который сбрасывается с неё давлением жидкости при опрессовке оборудования в скважине. Выше самоуплотняющейся манжеты на сердечнике пакера устанавливаются ограничительные втулки с резиновыми манжетами, которые сжимаются весом колонны труб и фиксируют пакер по центру эксплуатационной колонны, обеспечивая нормальную работу самоуплотняющейся манжеты. Конструкция оборудования ОРЗ-2П-6 под колонну 168 мм похожа на ранее описанную. Технологической схемой использования оборудования ОРЗ-2П-6 предусматривается закачка воды с более высоким давлением в верхний пласт по НКТ, а с низким давлением – в нижний пласт по эксплуатационной колонне. Очистка скважины проводится обратной промывкой. Если давление воды, закачиваемой в верхний пласт, опасно для обсадной колонны, то оборудование ОРЗ-2П-6 опускается в скважину только с одним нижним разделительным пакером. Верхний пакер с самоуплотняющейся манжетой не ставится.

Подземное оборудование скважин должно позволять контролировать и регулировать отбор жидкости из залежи на всех этапах её разработки. Исходя из этого, а также учитывая особенности разработки продуктивных пластов, можно сформулировать следующие основные требования к оборудованию для отдельного отбора нефти из нескольких (двух) эксплуатационных объектов через одну скважину:

- 1) обеспечение возможности отдельного отбора жидкости из двух пластов по любой из технологических схем;
- 2) надёжное разобщение пластов на протяжении всего времени работы оборудования, недопущение межпластовых перетоков жидкости при длительной остановке скважины.

Кроме того, оборудование должно отвечать и другим требованиям:

- позволять производить специальные операции, такие как опрессовку пакера и освоение каждого из пластов;
 - быть работоспособным при добыче парафинистой нефти;
 - надёжным в эксплуатации как обычных, так и наклонных скважин;
 - термо- и морозоустойчивым;
 - возможным к применению в обсадных колоннах диаметром 168 и 146 мм;
- 3) обеспечение повышенных отборов жидкости по каждому из пластов и суммарных дебитов скважин;
 - 4) возможность проведения глубинных исследований и отдельного регулирования отборов по каждому из пластов.

Определим, насколько отвечают этим требованиям существующие конструкции оборудования для раздельной эксплуатации скважин.

Оборудование для раздельного отбора жидкости из двух пластов фонтанным способом – наиболее простое и достаточно надежное. В основном существующие конструкции оборудования разработаны именно для этой схемы.

В общем случае конструкции оборудования для раздельного отбора нефти из двух пластов через одну скважину можно объединить в следующие две группы:

- 1) с одной подъёмной колонной;
- 2) с автономными колоннами для подъёма жидкости из каждого пласта.

К первой группе следует отнести те конструкции оборудования, которые предусматривают подъём жидкости из каждого пласта по одной колонне фонтанных труб: оборудование институтов ВНИИ и ТатНИИ (рисунки 6а и 6б).

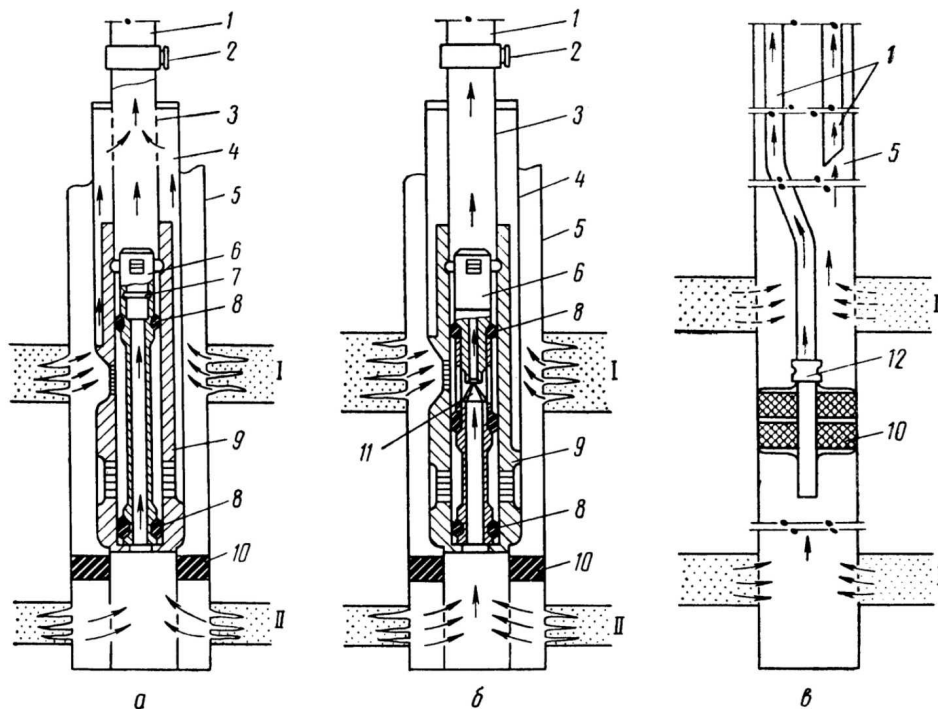


Рисунок 6 – Компонка подземного оборудования для одновременно-раздельного отбора нефти двух пластов одной скважиной (I – верхний пласт; II – нижний пласт):

- 1 – колонна фонтанных труб; 2 – аварийная муфта; 3 – центральная труба; 4 – обводная труба;
 5 – эксплуатационная колонна; 6 – плунжер; 7 – забойный штуцер; 8 – уплотнительные манжеты;
 9 – разобщик; 10 – пакер; 11 – струйный насос (эжектор); 12 – пусковой клапан
 а – оборудование ОРЭ-2Ф (ВНИИ); б – оборудование ТатНИИ;
 в – оборудование Азинмаша с параллельными рядами труб

В этом случае в скважину на колонне труб спускается пакер и специальный разобщик с плунжером; отбор жидкости по каждому из пластов регулируется двумя штуцерами: устьевым и плунжерным. Плунжер (вместе со штуцером) спускается в скважину и устанавливается в разобщик с помощью специального замкового устройства на скрепковой проволоке. Оборудование позволяет проводить в скважине необходимые исследования: замерять и регулировать дебит по каждому пласту, определять текущие пластовые и забойные давления, а также очищать подъёмные трубы любым из существующих способов. В оборудовании конструкции ТатНИИ (с встроенным струйным эжектором), кроме того, предусматривается некоторая интенсификация отбора жидкости из низкопродуктивного пласта за счёт частичного использования энергии высоконапорного пласта.

Из оборудования второй группы известна конструкция Азинмаша (см. рис. 6в), предусматривающая спуск в скважину двух параллельных или концентричных колонн

подъёмных труб для отдельного отбора жидкости из двух эксплуатационных объектов (пластов), разобщение пакерное; устье скважины оборудуется специальной фонтанной арматурой. Оборудование подобного типа широко применяется за рубежом. Конструкция оборудования позволяет контролировать разработку каждого из пластов (при наличии глубинных приборов малого диаметра), регулировать её, а также производить другие работы, связанные с освоением пластов.

К недостаткам оборудования второй группы следует отнести:

- 1) повышение удельного расхода металла (в условиях Усть-Балыкского месторождения расход труб на скважину увеличивается на 9–12 тонн);
- 2) лимитирование отборов жидкости по пластам диаметрами подъёмной и эксплуатационной колонн и трудность в проведении исследовательских работ;
- 3) сложность монтажа подземного оборудования.

Анализ особенностей взаимодействия эксплуатационных объектов при разработке многопластовых месторождений

При разработке многопластовых месторождений углеводородов одним из основных подходов к анализу процесса нефтегазодобычи является рассмотрение эксплуатационных объектов как единого целого. Процесс нефтегазодобычи при данном подходе определяется наличием комплекса взаимодействующих и взаимосвязанных процессов, изучение которых позволяет оценить степень самоорганизации и устойчивости пластовой системы.

Следует также отметить, что значительные трудности возникают при долгосрочном прогнозировании технологических показателей разработки, так как необходимо учитывать множество параметров, что не всегда возможно на практике, особенно в месторождениях приуроченных к неоднородным коллекторам. Это предопределяет применение модельных представлений для описания динамики процессов нефтегазодобычи.

Данный подход даёт возможность более обоснованно производить процедуры долгосрочного прогнозирования и принимать решения по изменению стратегии и тактики разработки с учётом динамики взаимодействия рассматриваемых эксплуатационных объектов, что позволяет повысить эффективность разработки многопластовых месторождений.

Степень выработки нефтяных пластов в процессе разработки и пути продвижения и фильтрации жидкости обычно определяют по результатам гидродинамических и геофизических исследований. Однако зачастую сложные условия процессов нефтегазодобычи, ограниченность проводимых исследований и недостаточная геолого-промысловая информация, не позволяет получить однозначные и определённые ответы на вопросы, связанные с динамикой изменения водонефтяных потоков. По этой причине важное значение имеют косвенные методы динамического анализа промысловых данных, позволяющие с достаточной степенью надёжности осуществлять диагностирование текущего состояния разработки, как по отдельным объектам, так и в целом по залежи.

С этой целью используется подход к управлению и контролю за разработкой месторождения, основанный на кибернетических принципах анализа и интерпретации геолого-промысловых данных, получаемой в процессе освоения и разработки нефтегазовых месторождений.

Методика динамического анализа включает в себя следующую последовательность процедур:

- выявление характерных особенностей взаимодействия между эксплуатационными объектами;
- диагностирование характерных особенностей в их разработке;
- принятие решений по выбору стратегии разработки с учётом комплекса взаимодействующих и взаимосвязанных процессов нефтедобычи.

Традиционный подход к организации работы систем отбора предполагает проведение комплекса гидродинамических исследований. Сложность проведения таких исследований, а также значительные объёмы проводимых на промыслах мероприятий, как правило, не позволяют иметь необходимый для проведения анализа и расчётов оперативный информационный массив.

В связи с этим используются методы математической статистики, дающие возможность принятия решений по ограниченному объёму текущей геолого-промысловой информации, основу которых составляют дебиты нефти, воды и объёмы закачиваемой жидкости в процессах заводнения.

В процессе анализа геолого-промысловой информации и при принятии решений по рациональной организации систем отбора-нагнетания перечисленные диагностические критерии используются в комплексе. При этом выделяются следующие группы критериев:

- для определения степени взаимодействия объектов и текущего состояния разработки;
- для анализа технологических особенностей работы эксплуатационных объектов.

Отличительной особенностью этого подхода является возможность совершенствования системы разработки на основе выявления характерных особенностей развития пластовых систем в процессе их разработки. Такой подход необходим при регулировании процессов нестационарных отборов и гидродинамического воздействия на залежь.

Многочисленные геофизические и геолого-промысловые исследования свидетельствуют о наличии перетоков флюидов в продуктивных объектах многопластовых месторождений углеводородов. Причинами указанного являются особенности геологического строения, проявление начальных градиентов давления и эффектов неравномерности при фильтрации многофазных потоков и т.п.

Существующие методы выявления таких эффектов, включающие в себя гидропрослушивание, закачку меченых жидкостей, анализ в сопоставлении дебитов скважин не позволяют одновременно оценивать воздействие всей совокупности скважин рассматриваемого объекта с позиции единой системы взаимодействующих элементов.

Применяемый способ лишён отмеченного недостатка, так как позволяет установить степень взаимовлияния для любого количества объектов на рассматриваемый промежуток времени. Здесь в качестве исходного информационного массива используются временные ряды дебитов жидкости, нефти, воды и водного воздействия, по согласованности изменений которых определяется степень взаимодействия эксплуатационных объектов.

Назначение объектов для регулирования нестационарных отборов определяется посредством учёта характерных особенностей и переходных состояний процесса нефтедобычи, присущих конкретным объектам и пластовой системе в целом.

Для оценки степени взаимодействия эксплуатационных объектов в работе применяется коэффициент ранговой корреляции Спирмена, когда абсолютные значения анализируемых параметров заменяются величинами соответствующих им рангов, широко применяемый в задачах нефтегазодобычи.

Это позволяет повысить надёжность результатов анализа геолого-промысловой информации, обусловленную рассмотрением последней, не как количественных оценок, а как тенденции их изменения.

Критерием оценки степени связи между анализируемыми параметрами по значениям коэффициентов корреляции служит значение показателя его значимости.

Процедура расчёта для установления степени взаимодействия между скважинами производится в следующей последовательности:

- 1) рассчитываются парные коэффициенты ранговой корреляции r_s между технологическими показателями горизонтов многопластового месторождения на определённый период времени;
- 2) на основе показателя значимости коэффициента ранговой корреляции определяется степень взаимодействия горизонтов;
- 3) эксплуатационные объекты разбиваются по взаимодействующим группам;
- 4) принятие решений по регулированию процесса «отбор – закачка» в целом по месторождению с учётом характера взаимодействия.

Так как один и тот же эксплуатационный объект может взаимодействовать с ниже и вышележащим объектом (объектами) необходимо использование множественных коэффициентов корреляции.

При взаимодействии нескольких объектов, для анализа парных связей между i -м и j -м объектами в линейных системах обычно используется частный коэффициент корреляции $r_{ij}, m (m = i, j)$, позволяющий исключить влияние остальных элементов системы. Множественный коэффициент корреляции $r_i, m (m = i)$, выражает степень связи между одной величиной и всеми остальными и изменение его характеризует изменение степени совокупного влияния на изучаемую величину всех других величин.

Без дополнительного анализа множественные коэффициенты корреляции не могут быть использованы для количественной оценки степени гидродинамического взаимодействия объектов, а носят качественный характер и позволяют определить основные тенденции взаимодействия, установить характер развития процесса нефтедобычи и выбрать пути регулирования воздействия на пласт.

В основу анализа были взяты временные ряды отборов и закачки по горизонтам в отдельности.

Множественный коэффициент корреляции i -ой скважины с учётом её взаимодействия с m объектов определяется из следующего соотношения:

$$r_{i,m} = \left(1 - \frac{R}{R_{ii}}\right)^{\frac{1}{2}}, \quad (1)$$

где R_{ij} – минор i -го элемента корреляционной матрицы; R – определитель корреляционной матрицы:

$$R = \det[r_{ij}] \begin{vmatrix} 1 & r_{12} & r_{1n} \\ r_{j1} & r_{i2} & r_{in} \\ r_{m1} & r_{n2} & 1 \end{vmatrix}. \quad (2)$$

Определение парных коэффициентов множественной корреляции двух объектов i и j с учётом их взаимодействия с другими объектами рассматриваемой группы из m объектов производится по следующей формуле:

$$r_{ij,m} = \left(\frac{R_{ij}}{R_{ii} \cdot R_{jj}}\right)^{\frac{1}{2}}. \quad (3)$$

В качестве анализируемых объектов были рассмотрены показатели разработки горизонтов Балаханской свиты месторождения «Гум-дениз» (Азербайджан).

В результате расчётов установлены характерные особенности взаимодействия между объектами.

В качестве примера рассмотрим разработку 8 горизонта Балаханской свиты месторождения «Гум-дениз» и его взаимодействие с ниже- (9 горизонт) и вышележащим (7 горизонт) объектами (рис. 7).

Как следует из полученных результатов, здесь наблюдается изменение значения коэффициента корреляции в зависимости от рассматриваемого промежутка времени. При этом в период до 130 месяца анализируемого интервала времени разработки не наблюдается взаимодействие между рассматриваемыми объектами (7 и 8 горизонты), что позволяет рассматривать их в данный период времени как самостоятельные объекты. По мере развития процесса разработки происходит неравномерное изменение состояния пластовых систем, что привело к появлению перетоков между объектами, что и отразилось на значении коэффициента корреляции. Так, в период времени после 130 месяца анализируемого интервала времени разработки значение коэффициента корреляции существенно увеличивается и на 170 месяц составляет порядка – 0,72, что позволяет рассматривать их разработку как единого объекта. Отрицательное значение коэффициента ранговой корреляции указывает на то, что увеличение отбора нефти по одному горизонту приводит к его уменьшению на другом горизонте.

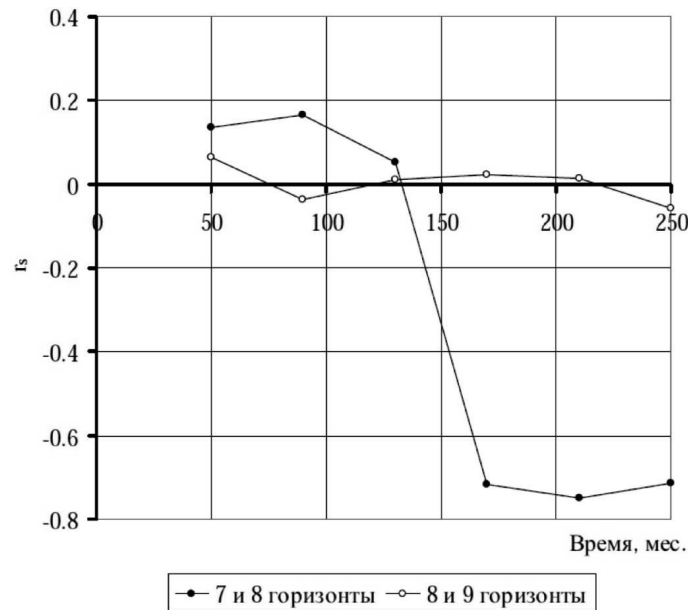


Рисунок 7 – Динамика коэффициента ранговой корреляции

Аналогичный анализ, проведённый для горизонтов 8 и 9, позволил определить, что в процессе разработки не наблюдаются периоды взаимосвязанной работы и их можно рассматривать как самостоятельные объекты. Полученные результаты хорошо согласуются с результатами расчётов коэффициента множественной корреляции. Так, если в период до 130 месяца значение коэффициента множественной корреляции составляло 0,12, то в последующий период времени оно составило – 0,85.

Для подтверждения достоверности полученных выводов была рассмотрена динамика темпов роста отборов по рассматриваемым горизонтам на основе применения экспоненциальной модели вида:

$$y = A + B \cdot e^{-\alpha \cdot t}, \quad (4)$$

где A , B и α – коэффициенты модели.

При этом коэффициент α характеризует темп роста отборов.

На рисунке 8 проиллюстрирована динамика показателя темпов роста отбора нефти по 7 и 8 горизонтам в период времени их взаимодействия.

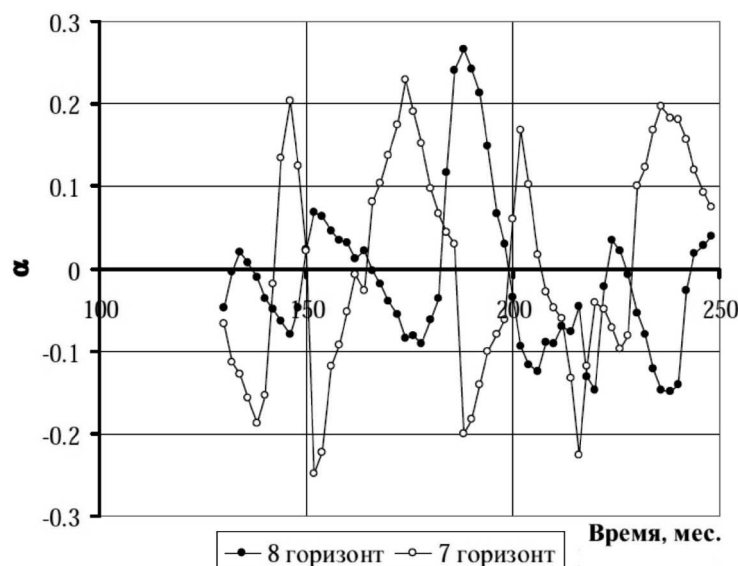


Рисунок 8 – Динамика темпов роста отборов нефти

Как видно из представленных зависимостей здесь наблюдается асинхронность темпов отбора, т.е. увеличение темпов роста отборов по одному горизонту приводит к его уменьшению на другом горизонте. Это свидетельствует о взаимосвязанности процесса нефтедобычи между горизонтами, что позволяет рассматривать их как единый объект в данный период времени.

В то же время сравнение темпов роста отборов нефти по 8 и 9 горизонтам указывает на самостоятельность процессов нефтедобычи по данным объектам и свидетельствует об отсутствии взаимодействия между ними (рис. 9).

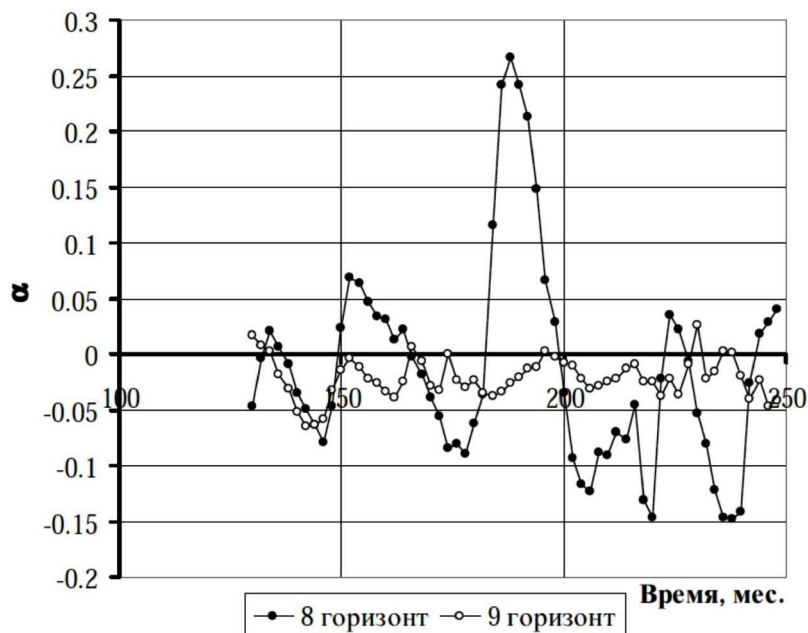


Рисунок 9 – Динамика темпов роста отборов нефти

Таким образом, проведённый анализ технологических показателей разработки неоднородных многопластовых месторождений на основе применения методов ранговой и множественной корреляции, а также оценки динамики темпов отбора флюидов с использованием экспоненциальной модели позволил выявить наличие характерных особенностей взаимодействия эксплуатационных объектов.

На основании проведенных исследований была определена возможность объединения целого ряда горизонтов в единый эксплуатационный объект, что дало возможность оценить прогнозные значения извлекаемых объёмов углеводородов.

Данный подход даёт возможность более обоснованно производить процедуры долгосрочного прогнозирования и принимать решения по изменению стратегии и тактики разработки с учётом динамики взаимодействия рассматриваемых эксплуатационных объектов, что позволяет повысить эффективность разработки многопластовых месторождений.

Литература:

1. Гиматудинов Ш.К. Справочная книга по добыче нефти. – М. : Недра, 1974. – 704 с.
2. Бухаленко Е.И., Абдуллаев Ю.Г. Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования. – М. : Недра, 1985. – 391 с.
3. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М. : Недра, 1987. – 347 с.
4. Гиматудинов Ш.К. Добыча нефти : Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. – М. : Недра, 1983. – 455 с.
5. Щуров В.И. Техника и технология добычи нефти : учебник для вузов. – М. : Недра, 1983. – 510 с.
6. Система и анализ разработки многопластовых месторождений URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b2bd79b5d53b89521206d27_0.html

7. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – Т. 1. – 540 с.
8. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – Т. 2. – 576 с.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – Т. 3. – 576 с.
10. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – Т. 4. – 512 с.
11. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2010. – 539 с. (Грант Российского фонда фундаментальных исследований по проекту № 10-05-07083).
12. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 т. : учеб. пособ. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – Т. 1. – 432 с.
13. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 т. : учеб. пособ. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – Т. 2. – 532 с.
14. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 т. : учеб. пособ. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – Т. 3. – 348 с.
15. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 т. : учеб. пособ. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – Т. 4. – 464 с.
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.

References:

1. Gimatudinov Sh.K. The reference book on oil production. – M. : Subsoil, 1974. – 704 p.
2. Bukhalenko E.I., Abdullaev Yu.G. Mounting, service and repair of the oil-field equipment. – M. : Nedra, 1985. – 391 p.
3. Shirkovsky A.I. Development and operation of gas and gas-condensate fields. – M. : Nedra, 1987. – 347 p.
4. Gimatudinov Sh.K. Oil production : The reference guide on design of development and operation of oil fields. – M. : Nedra, 1983. – 455 p.
5. Shchurov V.I. Technique and technology of oil production: the textbook for higher education institutions. – M. : Nedra, 1983. – 510 p.
6. System and analysis of development of multisheeted fields of URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b2bd79b5d53b89521206d27_0.html
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Major underground repair of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012. – Т. 1. – 540 p.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V. Major underground repair of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012. – Т. 2. – 576 p.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Major underground repair of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – Т. 3. – 576 p.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V. Major underground repair of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2015. – Т. 4. – 512 p.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : Education South, 2010. – 539 p. (Grant of the Russian Federal Property Fund on the project No. 10-05-07083).
12. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» : in 4 t. : studies manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – Т. 1. – 432 p.
13. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» : in 4 t. : studies manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – Т. 2. – 532 p.
14. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» : in 4 t. : studies manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013. – Т. 3. – 348 p.
15. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion oil and gas wells» : in 4 t. : studies manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – Т. 4. – 464 p.
16. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of mastering of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.

УДК 622.276.5.001.42

АНАЛИЗ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА УРЕНГОЙСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

ANALYSIS OF HYDRODYNAMIC WELL TEST AT THE URENGOY OIL, GAS AND CONDENSATE 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

Сезар Лину Андре

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
LinoCesar23@gmail.com

Ганга Иванов Адриану Табита

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
Ivanovganga1@gmail.com

Аннотация. В статье проанализированы газодинамические исследования скважин на нестационарных режимах, которые проводились на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении. В частности, были обработаны 10 исследований валанжинских скважин, выбранных случайным образом. Анализ результатов обработок позволил сделать следующие выводы: 1) решение задачи о нестационарном притоке газоконденсатной смеси в бесконечном пласте свидетельствует о правомочности обработки кривых восстановления давления в газоконденсатных скважинах по формулам для газовых скважин; 2) определяемые по кривым восстановления давления характеристики пласта представляют интегральные характеристики фильтрационно-емкостных свойств в зоне дренирования скважины: коэффициенты проводимости, проницаемости и пьезопроводности рассчитываются при условии работы всей эффективной перфорированной мощности по формулам для однородного пласта.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин; газодинамические исследования скважин; газоконденсатные исследования скважин; статические и глубинные замеры в газоконденсатных скважинах; специальные исследования; обработка кривых восстановления давления в ограниченных пластах; приток газа к скважине после закрытия.

Petrushin Evgeny Olegovich

Leading oil and gas production
technologist,
TsDNG1 of JSC Pechoraneft
eopetrushin@yahoo.com

Arutyunyan Ashot Strayevich

Candidate of technical sciences,
Associate professor
of applied mathematics,
Kuban state technological university
mereniya@mail.ru

Cesar Lino André

Student,
Kuban state technological university
LinoCesar23@gmail.com

Ganga Ivanov Adrianou Tabitha

Student,
Kuban state technological university
Ivanovganga1@gmail.com

Annotation. The article analyzes the gas-dynamic studies of wells in the non-stationary modes, which were held at the Urengoy oil, gas and condensate field. In particular, studies Valangin 10 wells were treated randomly selected. Analysis of treatment results led to the following conclusions: 1) solve the problem of non-stationary inflow of gas-condensate mixture in an infinite reservoir indicates eligibility of processing pressure-in condensate wells on the formulas for gas wells; 2) determine of the curve of pressure recovery characteristics of the reservoir are integral characteristics of reservoir properties in the drainage area of the well: conductivity coefficients, permeability and diffusivity are calculated on the condition of the entire perforated effective capacity formulas for homogeneous reservoir.

Keywords: hydrodynamic well testing; gas dynamic well testing; condensate well testing; static and in-depth measurements in gas-condensate wells; special studies; treatment of pressure recovery curves in limited layers; flow of gas to the well after closing.

Исследовательские работы в валанжинских скважинах Уренгойского НГКМ

В 2001 году выполнен обширный комплекс исследовательских работ по различным видам исследований составляет 100–123 %.

Исследовательские работы выполняются геологической службой УГПУ, бригадой по исследованию скважин УПНП и КРС и подрядными специализированными организациями. Промыслово-геофизические исследования проводились ГП «Севергазгеофизика». Специальные виды исследований (определение потенциального содержания $C_{5+в}$ в продукции газоконденсатных скважин) проводятся геологической службой совместно с НТЦ.

В перечень исследовательских работ вошли:

- замер статических давлений на устье эксплуатационных и наблюдательных скважин;

- исследования на продуктивность;
- запись забойных КВД;
- глубинные замеры $P_{пл}$, $P_{заб}$;
- газоконденсатные исследования;
- отбор устьевых проб;
- комплексные исследования на продуктивность;
- специальные исследования.

В текущем году выполнено 2183 различных видов исследований по контролю за разработкой газоконденсатных залежей, в том числе по зонам УКПГ:

УКПГ-1АВ – 883 иссл.;

УКПГ-2В – 490 иссл.;

УКПГ-5В – 438 иссл.;

УКПГ-8В – 542 иссл.

При этом охват исследованиями составил 4,93 иссл./скв. и по зонам УКПГ распределился следующим образом:

УКПГ-1АВ – 5,22 иссл./скв.;

УКПГ-2В – 3,58 иссл./скв.;

УКПГ-5В – 4,38 иссл./скв.;

УКПГ-8В – 4,46 иссл./скв.

Газодинамические исследования скважин

В течение 2001 года с целью определения продуктивных характеристик и основных параметров пласта проведено 47 газодинамических исследования скважин, эксплуатирующих валанжинскую залежь.

При оптимально-допустимых депрессиях до 5 МПа дебиты исследуемых скважин колебались в широком диапазоне:

УКПГ-1АВ – от 87 до 425 тыс. м³/сут.;

УКПГ-2В – от 98 до 410 тыс. м³/сут.;

УКПГ-5В – от 117 до 503 тыс. м³/сут.;

УКПГ-8В – от 108 до 637 тыс. м³/сут.

Средняя температура газа на устье скважин составляет 70–75 °С. Средняя депрессия при оптимальных температурных режимах колеблется в интервале 3,5–4,0 МПа.

Средние значения фильтрационных коэффициентов по УКПГ сведены в таблицу 1.

Также согласно плану работ, утверждённому главным геологом, в течение 2001 года записано 97 забойных КВД.

Параметры газоконденсатных залежей и скважин Уренгойского месторождения определяются в основном по данным кривых восстановления забойного давления. По результатам комплексной интерпретации данных ГКИС и ГДИС определяются текущие продуктивные характеристики скважин, фильтрационно-емкостные свойства в зонах их дренирования, которые необходимы для контроля за эксплуатацией скважин и разработкой неокомских залежей. Для оценки представительности результатов ГКИС рассчитываются по данным ГДИС скорости восходящего потока в подъёмниках скважин, определяются по результатам поинтервальных замеров давления наличие либо отсутствие уровней жидкости в стволе, истинные (замеренные) значения депрессий на пласт, а по КВЗТ – присутствие жидкой фазы в потоке и её накопление на забое при остановке скважины (по снижению забойной температуры в результате стекания вниз по НКТ более холодной жидкости). В таблице 2 показаны результаты обработки КВЗД.

Таблица 1 – Динамика средних значений коэффициентов фильтрационных сопротивлений в процессе эксплуатации скважин неокомской залежи УНГКМ

УКПГ	Объект	Принятые в уточнённом проекте	Коэффициент «А», МПа · сут./тыс. м ³									Среднее значение
			Фактические значения									
			01.07.1998 г.	01.01.1999 г.	01.07.1999 г.	01.01.2000 г.	01.07.2000 г.	01.01.2001 г.	01.07.2001 г.	01.01.2002 г.	01.07.2002 г.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9				
1-АВ	I	0,144	0,140	0,055	0,066	0,032	0,054					0,069
	II	0,179	0,021	0,107	0,107	0,066	0,125					0,085
	III	0,212	0,098	0,145	0,155	0,125	0,107					0,126
	IV	0,349	0,100	0,212	0,230	0,175	0,207					0,185
2-В	II	0,228	0,235	0,212	0,202	0,226	0,246					0,224
	III	0,360	0,395	0,325	0,363	0,401	0,398					0,376
	IV	0,288	0,200	0,237	0,288	0,340	0,325					0,278
	II	0,258	0,155	0,135	0,142	0,158	0,180					0,154
5-В	III	0,366	0,239	0,153	0,215	0,250	0,267					0,225
	IV	0,411	0,137	0,094	0,125	0,165	0,207					0,146
	1а	0,200										
	1б	0,126	0,144	0,118	0,137	0,125	0,102					0,125
8-В	II	0,189	0,094	0,07	0,082	0,082	0,065					0,079
	III	0,288	0,192	0,121	0,164	0,160	0,110					0,149
1-АВ	I	8 · 10 ⁻⁵	7,7 · 10 ⁻⁵	1,8 · 10 ⁻⁵	2,4 · 10 ⁻⁵	0,8 · 10 ⁻⁵	1,7 · 10 ⁻⁵					2,9 · 10 ⁻⁵
	II	12 · 10 ⁻⁵	0,4 · 10 ⁻⁵	5,1 · 10 ⁻⁵	5,1 · 10 ⁻⁵	2,4 · 10 ⁻⁵	6,5 · 10 ⁻⁵					3,9 · 10 ⁻⁵
	III	16 · 10 ⁻⁵	4,4 · 10 ⁻⁵	8,2 · 10 ⁻⁵	9,1 · 10 ⁻⁵	6,5 · 10 ⁻⁵	5,1 · 10 ⁻⁵					6,6 · 10 ⁻⁵
	IV	34 · 10 ⁻⁵	4,6 · 10 ⁻⁵	14,8 · 10 ⁻⁵	16,8 · 10 ⁻⁵	10,9 · 10 ⁻⁵	14,2 · 10 ⁻⁵					12,3 · 10 ⁻⁵

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2-B	II	$19 \cdot 10^{-5}$	$17,3 \cdot 10^{-5}$	$14,8 \cdot 10^{-5}$	$13,7 \cdot 10^{-5}$	$16,3 \cdot 10^{-5}$	$18,6 \cdot 10^{-5}$	$16,1 \cdot 10^{-5}$
	III	$32 \cdot 10^{-5}$	$39,0 \cdot 10^{-5}$	$28,8 \cdot 10^{-5}$	$34,2 \cdot 10^{-5}$	$39,9 \cdot 10^{-5}$	$39,4 \cdot 10^{-5}$	$36,2 \cdot 10^{-5}$
	IV	$25 \cdot 10^{-5}$	$13,5 \cdot 10^{-5}$	$17,6 \cdot 10^{-5}$	$23,8 \cdot 10^{-5}$	$30,9 \cdot 10^{-5}$	$28,8 \cdot 10^{-5}$	$22,9 \cdot 10^{-5}$
5-B	II	$22 \cdot 10^{-5}$	$9,1 \cdot 10^{-5}$	$7,3 \cdot 10^{-5}$	$7,9 \cdot 10^{-5}$	$9,3 \cdot 10^{-5}$	$11,4 \cdot 10^{-5}$	$9,0 \cdot 10^{-5}$
	III	$37 \cdot 10^{-5}$	$17,8 \cdot 10^{-5}$	$8,9 \cdot 10^{-5}$	$15,1 \cdot 10^{-5}$	$19,1 \cdot 10^{-5}$	$21,2 \cdot 10^{-5}$	$16,4 \cdot 10^{-5}$
	IV	$44 \cdot 10^{-5}$	$7,5 \cdot 10^{-5}$	$4,2 \cdot 10^{-5}$	$6,5 \cdot 10^{-5}$	$10,0 \cdot 10^{-5}$	$14,2 \cdot 10^{-5}$	$8,5 \cdot 10^{-5}$
8-B	1a	$13 \cdot 10^{-5}$						
	1б	$6,5 \cdot 10^{-5}$	$8,1 \cdot 10^{-5}$	$5,9 \cdot 10^{-5}$	$7,5 \cdot 10^{-5}$	$6,5 \cdot 10^{-5}$	$4,7 \cdot 10^{-5}$	$6,5 \cdot 10^{-5}$
	II	$13 \cdot 10^{-5}$	$4,2 \cdot 10^{-5}$	$2,6 \cdot 10^{-5}$	$3,4 \cdot 10^{-5}$	$3,4 \cdot 10^{-5}$	$2,3 \cdot 10^{-5}$	$3,2 \cdot 10^{-5}$
	III	$27 \cdot 10^{-5}$	$12,7 \cdot 10^{-5}$	$6,2 \cdot 10^{-5}$	$9,9 \cdot 10^{-5}$	$9,5 \cdot 10^{-5}$	$5,3 \cdot 10^{-5}$	$8,7 \cdot 10^{-5}$

Газоконденсатные исследования скважин

Ежегодно с начала разработки газоконденсатных залежей Уренгойского месторождения ведётся контроль за изменением текущей газоконденсатной характеристики объектов эксплуатации по зонам УКПГ. За период с 1983 по 2001 г. проведено 476 промысловых исследований скважин на газоконденсатность. На УКПГ-1АВ проведено 143 исследования, УКПГ-2В – 92 исследования, УКПГ-5В – 117 исследований и УКПГ-8В – 124 исследований. В 2001 году такого вида исследований было проведено 41. Контроль ведётся по данным исследований эксплуатационных скважин.

В процессе разведки Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения выполнен большой объём научно-исследовательских работ по изучению газоконденсатных залежей. Основной задачей исследований ставилось получение комплекса параметров, необходимых для подсчёта запасов углеводородов и получения исходной информации для составления проектов разработки месторождения. Продукция исследуемых скважин разделялась в сепараторах промыслового типа ГС-64, ГС-6.3-2000-2-И, УПГ-1 и ГС-63-1, из которых производился отбор газовой и жидкой фаз. Условия работы скважин, сепараторов, отбора и анализа проб оказали существенное влияние на полученные параметры пластовых систем не только по месторождению, но и в пределах отдельных залежей. Многопластовость месторождения, значительное распространение залежей по площади, наличие нефтяных оторочек осложнили установление истинных параметров пластовых флюидов. После неоднократного пересмотра и утверждения запасов, продолжалось дальнейшее изучение залежей как разведочными, так и эксплуатационными скважинами.

Основным параметром, характеризующим добываемые газоконденсатные системы, является потенциальное содержание конденсата Π_{C5+B} (рис. 1), а главным фактором, влияющим на снижение содержания Π_{C5+B} вследствие ретроградной конденсации, является постоянно снижающееся пластовое давление.

На основе установленных начальных величин потенциального содержания конденсата и пластовых давлений, используя результаты исследований скважин, построены графические зависимости изменения потенциального содержания конденсата в пластовом газе от текущего пластового давления по эксплуатационным объектам.

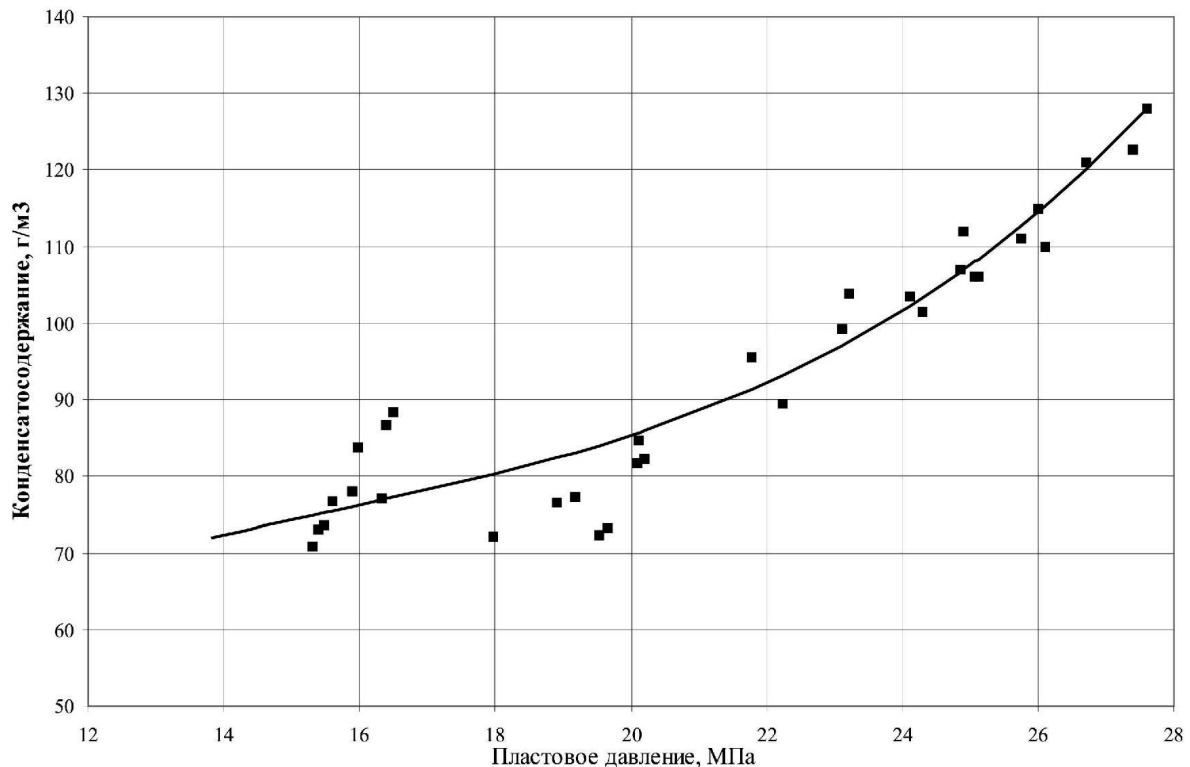


Рисунок 1 – Зависимость конденсатосодержания от $P_{пл}$

Статические и глубинные замеры в газоконденсатных скважинах

С целью контроля за динамикой падения пластового давления проведено 630 замеров статического давления, 110 глубинных замера пластового давления. Замеры статических давлений в скважинах, эксплуатирующих валанжинскую залежь, проводились один раз в полгода.

В 2001 году был охвачен практически весь эксплуатационный фонд скважин, за исключением некоторых скважин на кустах, где не было произведено статических замеров по следующим причинам:

- неудовлетворительное состояние фонтанной арматуры (технические неисправности);
- невозможность остановки скважин по технологическим причинам (низкие температуры шлейфа).

В результате проделанной работы было определено, что время восстановления статического давления на неокомских скважинах колеблется в пределах от 6 до 36 часов.

Глубинные исследования на УНГКМ в 2001 году проводились геологической службой с использованием автономных манотермометров АМТ-0,6 и АМТ-0,7 и на имеющейся технике, при помощи лебёдок ЛСГ-10А на базе автомобиля КАМАЗ-4310, АИС-1 (агрегат исследования скважин) со сменными барабанами лебёдок на базе автомобиля УРАЛ-5557-1112-10, а также ЛСВ-6 на базе ГАЗ-71.

В течение отчётного периода проведено 110 глубинных замера в эксплуатационных, а также выходящих из освоения, КРС и перед запуском в эксплуатацию скважинах; 25 исследований в наблюдательных: 5331 (3 раза), 5297 (4 раза), 1403 (4 раза), 1207 (2 раза), 2311, 412 (2 раза), 2413, 8214, 8115 (2 раза) и др.

По результатам исследований построены текущие карты изобар по I, II, III и IV эксплуатационным объектам

Проведено 68 замера уровня в пьезометрических скважинах. Для расчёта эксплуатационного рапорта по добыче попутной нефти отобрано 239 устьевых пробы нефtekонденсатной смеси с помощью УГМК.

Для определения характера насыщения пластов, профиля притока, интервалов поступления воды проведено 68 промыслово-геофизических исследований в перфорированных скважинах, в наблюдательных скважинах под давлением и 21 – в пьезометрических и неперфорированных скважинах.

Специальные исследования

В 2001 году было проведено 7 обработок твёрдыми ПАВ (ПАВ «Универсал») на шести газоконденсатных скважинах: 1334, 1339, 2314, 2315, 2316, 2278 и 5315. Для испытания были выбраны скважины, работающие в неустойчивом режиме, характеризующиеся нестабильными рабочими параметрами и, как правило, повторяющимися их остановками из-за скопления жидкости в стволе. На скважине № 2316, выбранной в качестве контрольной для отработки методики и технологии обработки ПАВ, были проведены исследования по полной программе.

Опыт исследований скважин показывает, что в зависимости от плотности флюида, каждые 10 метров столба жидкости связаны с потерями давления на преодоление дополнительного гидравлического сопротивления, оцениваемых значениями 0,05–0,1 МПа. Наличие столба жидкости (конденсационной или пластовой воды) является также определяющим фактором нарушения устойчивости коллектора и образования псевдооживленной пробки при недостаточной скорости восходящего потока для выноса продуктов разрушения). Уплотнение со временем пробки отключает часть эффективной перфорированной мощности, что приводит к росту несовершенства скважины по степени вскрытия, т.е. к ухудшению её продуктивных характеристик.

Применение ПАВ, в частности ПАВ «Универсал», для подъёма жидкостей с забоев скважин является одним из альтернативных решений, наиболее экономически привлекательным на сегодняшний момент, наряду с мероприятиями по ремонту скважин.

Цели и задачи исследований пластов и скважин

Исследования газовых пластов и скважин включают комплекс взаимосвязанных методов, различающихся теоретической основой, технологией и техникой исполнения.

Для изучения параметров пластов и скважин применяются газогидродинамические, геофизические и лабораторные методы исследования. При комплексном использовании эти методы дополняют друг друга и позволяют получить наиболее достоверные сведения и выяснить связь между отдельными параметрами и факторами, влияющими на них.

По данным этих исследований определяют следующие параметры:

1) геометрические характеристики залежи, в частности общие размеры газоносного резервуара, изменение общей и эффективной мощности пласта по площади и разрезу, границы газоносной залежи, размеры экранов и непроницаемых включений, положение ГВК и его изменение в процессе разработки;

2) коллекторские и фильтрационные свойства пласта (пористость, проницаемость, гидропроводность, пьезопроводность, сжимаемость пласта, газонасыщенность, пластовые, забойные и устьевые давления и температуры), их изменение по площади и разрезу пласта, а также по стволу газовой скважины;

3) физико-химические свойства газа и жидкостей (вязкость, плотность, коэффициент сжимаемости, влажность газа), условия образования гидратов и их изменение в процессе разработки залежи;

4) гидродинамические и термодинамические условия в стволе скважины в процессе эксплуатации;

5) изменение фазовых состояний при движении газа в пласте, стволе скважины и по наземным сооружениям в процессе разработки залежи;

6) условия скопления и выноса жидкости и твёрдых примесей из забоя скважины, эффективность их отделения;

7) условия процесса коррозии, степень и характер его изменения при исследовании и эксплуатации скважины, в продукции которых содержатся коррозионно-активные компоненты;

8) технологический режим работы скважин при наличии различных факторов, таких, как возможность разрушения призабойной зоны пласта, наличие подошвенной воды, влияние температуры продуктивного пласта и окружающей ствол скважины среды, многосластовость и неоднородность залежи, наличие агрессивных компонентов в добываемой продукции, конструкция и свойства применяемого оборудования скважин и наземных коммуникаций и др.

Лабораторные методы исследования сводятся в основном к изучению физико-химических свойств газосодержащих объектов и находящихся в них газа и жидкости. Условия определения параметров пласта, например пористости, проницаемости, газонасыщенности, по небольшим образцам в лаборатории в большинстве случаев существенно отличаются от определения этих параметров в естественных условиях, носят точечный характер, и их трудно распространить на всё месторождение.

Параметры, определяемые геофизическими методами, также характеризуют участок, непосредственно примыкающий к стволу скважин. В необсаженных скважинах с помощью геофизических методов выделяют газонасыщенные интервалы, кровлю и подошву пласта, определяют пористость, газонасыщенность, эффективную мощность, положение контакта «газ – вода» и др. Эти же параметры определяются ядерно-геофизическими методами в обсаженных скважинах в процессе разработки. Одно из существенных достижений промыслово-геофизических методов исследований – широко применяемые в настоящее время дебитометрия и термометрия, с помощью которых в эксплуатационных газовых скважинах под давлением выделяют работающие интервалы, определяют дебиты отдельных пропластков, коэффициенты фильтрационного сопротивления, проницаемость, пьезопроводность и др.

К газогидродинамическим методам исследования скважин относятся снятие КВД после остановки, снятие кривых стабилизации давления и дебита при пуске скважины в работу на конкретном режиме (с определённым диаметром шайбы, штуцера, диафрагмы) и снятие индикаторной кривой, отражающей зависимость между забойным давлением и дебитом при работе скважины на различных режимах.

Независимо от процесса, происходящего в скважине, можно получить различную информацию. В частности, если скважина простаивает длительное время, то в

большинстве случаев определяется пластовое давление, величина которого используется при обработке результатов исследования при стационарных и нестационарных режимах фильтрации. Если скважина только что остановлена, то снимается КВД, по которой определяются параметры пласта. Если скважина только что пущена в работу, то снимаются кривые стабилизации давления и дебита, также позволяющие определить параметры пласта. Если скважина эксплуатируется на определенном режиме, то данные этого режима можно использовать при гидродинамическом исследовании. Так, например, дебит скважины и продолжительность работы её с данным дебитом используются при обработке КВД. Если предстоит снятие индикаторной кривой, то режим, на котором работала скважина перед снятием индикаторной кривой, можно использовать как один из предполагаемых при стационарном методе исследования или как режим со стабилизированной характеристикой при применении ускоренных методов исследования скважин.

Отметим, что, помимо основных параметров, полезно измерять межколонные давления и их изменение в зависимости от процесса, проходящего в скважине. Такие исследования позволяют изучить межколонные перетоки газа, герметичность скважины и возможность перетока газа в вышележащие пласты. Таким образом, при любом состоянии газовой скважины можно получить определенную информацию, используемую в дальнейшем при определении тех или иных параметров пласта и скважины. Поэтому весь процесс исследования скважины должен фиксироваться во времени.

По своему назначению испытания газовых скважин подразделяются на следующие:

1) первичные исследования проводятся на разведочных скважинах после окончания бурения. Их назначение состоит в выявлении добываемых возможностей скважины, т.е. максимально допустимого дебита, который может быть получен, исходя из геолого-технических условий, оценки параметров пласта и установлении первоначальных рабочих дебитов для опытной эксплуатации;

2) текущие исследования применяют для установления и уточнения технологического режима работы и текущей проверки параметров призабойной зоны пласта и скважины (один раз в год или чаще, в зависимости от условий работы скважин);

3) контрольные исследования осуществляются периодически с целью проверки качества текущих исследований, определения параметров пласта для составления проекта разработки и анализа разработки месторождения;

4) специальные исследования проводятся перед остановкой скважины на ремонт или выходе из ремонта, перед консервацией скважины и при расконсервации, до и после работ по интенсификации притока газа. К специальным также относятся испытания газоконденсатных скважин и испытания, проводимые с целью выяснения влияния засорения призабойной зоны глинистым раствором, а также испытания по определению скопления жидкости в стволе и призабойной зоне при различных условиях работы скважины.

Газогидродинамические исследования скважин при нестационарных режимах фильтрации

Нестационарные методы исследования газовых скважин базируются на процессах перераспределения давления в пласте при их пуске в работу скважины и после остановки. Характер и темп распределения давления в пласте зависят от свойств газа и пористой среды. Между фильтрационными и емкостными параметрами пласта и характером распределения давления имеется функциональная зависимость.

В настоящее время используется два метода исследования газовых скважин при нестационарных режимах фильтрации:

1) снятие кривых восстановления забойного давления (КВД) после закрытия скважины;

2) снятие кривых стабилизации забойного давления и дебита при пуске скважины на определенном режиме.

Эти методы позволяют определить проводимость, пьезопроводность, пористость пласта, а также выявить зоны с резко выраженной неоднородностью, находя-

щиеся в области дренирования исследуемой скважины. Совместное использование кривых восстановления и стабилизации давления позволяет оценивать изменение параметров пласта в процессе работы скважины (очистка призабойной зоны и т.д.).

Немалое значение приобретают методы нестационарной фильтрации при зондировании и оценке эффективности воздействия на призабойную зону скважин и на весь продуктивный пласт.

При исследовании скважин часто встречаются кривые восстановления давления, по форме сильно отличающихся от идеальных теоретических кривых. Важным является объяснение и оценка факторов, определяющих форму кривых восстановления давления. К ним относятся:

- 1) приток газа после закрытия скважины;
- 2) допущения, принятые для решения исходного дифференциального уравнения;
- 3) неоднородность пористой среды по толщине и площади, неизотермичность процесса восстановления давления;
- 4) технологические процессы до остановки скважины;
- 5) изменение параметров газа и пористой среды от давления и температуры.

Методика проведения испытания газовых скважин и способы обработки КВД

Перед снятием КВД скважину подключают к газопроводу, соединяющему скважину с УКПГ, или к линии испытания с выпуском газа в атмосферу. При этом регистрируют изменение давления на устье скважины, в частности в затрубном пространстве, если оно не запакеровано, а также давление и температуру на измерителе расхода газа и на буфере. Перед снятием КВД давление и дебит должны быть полностью стабилизированы, так как при обработке результатов исследования на нестационарных режимах в качестве исходных данных используются стабилизированные значения забойного давления и дебита. После этого закрывают скважину и регистрируют изменение давления на забое или на устье в трубном и, если возможно, в затрубном пространствах, а также температуру газа.

Если работа скважины перед её закрытием на снятие КВД характеризуется частой сменой неустановившихся режимов, то необходимо фиксировать указанные параметры на всех режимах работы и остановок, предшествующих снятию КВД. В скважинах, не имеющих свободного затрубного пространства (при отсутствии фонтанных труб, оборудованных пакером, и т.д.), а также при наличии в стволе скважины значительного количества жидкости КВД должна сниматься на забое с помощью глубинных манометров или комплексов. Снятие КВД на забое предпочтительно во всех случаях, особенно в высокодебитных скважинах, работающих с малыми депрессиями и вскрывающих пласты с высокой температурой. Глубинные измерения давления после закрытия скважины обязательны при снятии КВД в газонефтяных скважинах. В газонефтяных скважинах КВД могут быть сняты на устье только при весьма низких дебитах скважины по нефти. При проведении гидродинамических исследований валанжинских скважин Уренгойского НГКМ обычно применяется схема обвязки скважин, показанная на рисунке 2.

Обработка КВД, снятой в скважине для условия «бесконечного» пласта, зависит от продолжительности её работы до остановки. На кривую восстановления давления большое влияние оказывает работа скважины на режиме, предшествующем режиму исследования. Время отработки скважины на режиме исследования зависит от продолжительности времени снятия кривой восстановления давления. В зависимости от времени отработки скважины на стационарном режиме кривую восстановления давления обрабатывают по стандартной методике в координатах $P_{заб}^2(t) - \lg t$ или по методу Хорнера в координатах $P_{заб}^2(t) - \lg\left(\frac{T+t}{t}\right)$. КВД обрабатывается методом Хорнера, когда продолжительность работы скважины перед закрытием $T \geq 20 \cdot t$, где t – продолжительность процесса восстановления давления.

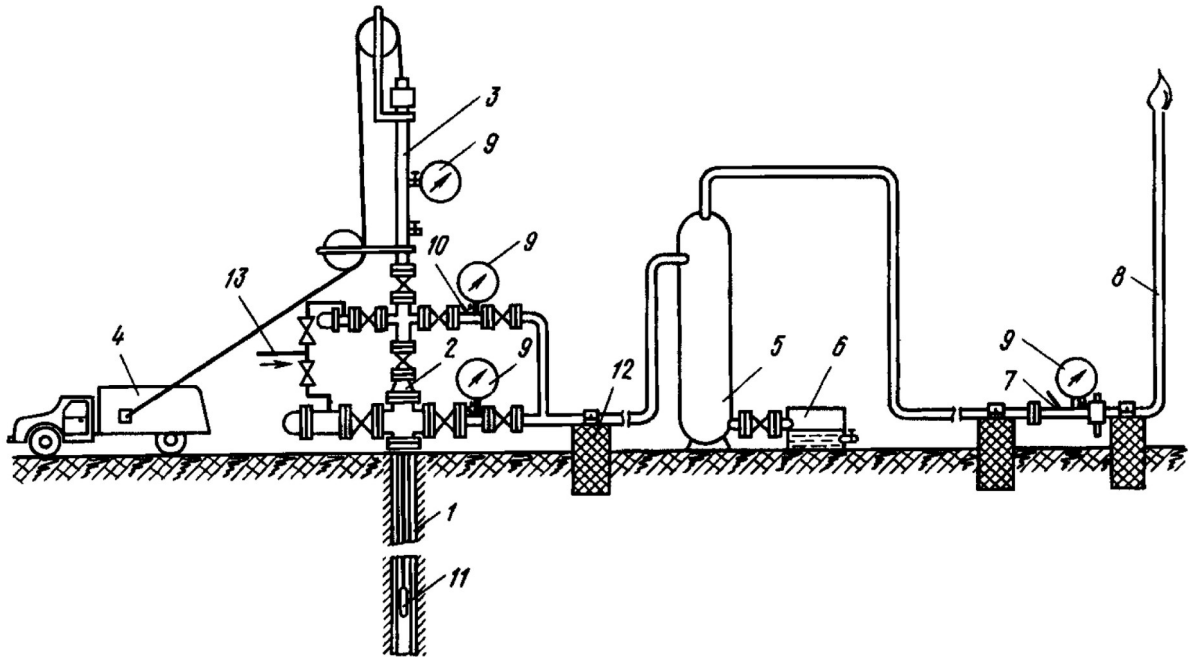


Рисунок 2 – Оборудование устья скважины, не подключённой к установке подготовки газа:

- 1 – скважина; 2 – фонтанная арматура; 3 – лубрикатор; 4 – лебёдка; 5 – сепаратор; 6 – ёмкость для замера жидкости; 7 – ДИКТ; 8 – факельная линия; 9 – манометры; 10 – термометр; 11 – глубинный прибор; 12 – крепление выкидной линии; 13 – линия ввода ингибитора

Для пласта конечных размеров процесс восстановления давления в скважине, когда сказывается условие на границе пласта КВД обрабатывается в координатах $\lg [P_{пл}^2 - P_{заб}^2(t)] - t$.

Методы обработки результатов газогидродинамических исследований скважин на нестационарных режимах фильтрации

Теоретические основы процесса восстановления давления после остановки скважины

Нестационарный процесс перераспределения давления, т.е. его изменение по радиусу и во времени после остановки скважины и изменение давления и дебита после её пуска, происходит, когда работающую скважину закрывают или остановленную скважину пускают в эксплуатацию. Эти процессы принято называть процессами восстановления давления и стабилизации давления и дебита. Неустановившийся режим фильтрации – это не какой-то произвольно меняющийся режим, а режим, изменение которого происходит только под действием упругих сил пласта и жидкости или газа.

Дифференциальное уравнение плоскорадиальной фильтрации идеального газа имеет вид:

$$\nabla^2 P^2 = \frac{1}{\chi(P)} \cdot \frac{\partial P^2}{\partial t}, \quad (1)$$

где $\chi(P)$ – коэффициент пьезопроводности для газового пласта.

$\chi(P)$ для газового пласта является функцией давления:

$$\chi = \frac{k \cdot P_{пл}}{\mu \cdot m}, \quad (2)$$

где $\nabla^2 P^2 = \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \cdot \left(r \cdot \frac{\partial P^2}{\partial r} \right)$ – оператор Лапласа в полярных координатах относительно квадрата давления для плоскорадиального движения.

Подставляя начальные и граничные условия и решая уравнение (1) получим:

$$P_{пл}^2 - P_{забR_0}^2(t) = \frac{Q_0 \cdot \mu_{пл} \cdot Z_{пл} \cdot P_{ам} \cdot T_{пл}}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot T_{см}} \cdot \left[-Ei \left(-\frac{R_0^2}{4 \cdot \chi \cdot t} \right) \right], \quad (3)$$

где $P_{забR_0}^2(t)$ – забойное давление укрупнённой фиктивной скважины радиусом R_0 , за пределами которой имеет место линейный закон фильтрации; $\mu_{пл}$, $Z_{пл}$ – коэффициенты вязкости и сверхсжимаемости газа, зависящие от давления и температуры в пределах границ фильтрации; Q_0 – дебит скважины; h – эффективная толщина пласта; χ – пьезопроводность; t – время;

$$\left[-Ei \left(-\frac{R_0^2}{4 \cdot \chi \cdot t} \right) \right] \approx \ln \frac{4 \cdot \chi \cdot t}{R_0^2} - 0,5772 \text{ – интегральная показательная функция.}$$

В пределах призабойной зоны, т.е. в интервале $R_c \leq R \leq R_0$, скорость фильтрации газа резко возрастает, что приводит к нарушению линейного закона. Учитывая нарушение линейного закона в ПЗП и интегральную показательную функцию, расчётная формула для процесса восстановления давления в реальной скважине может быть представлена в виде:

$$P_{заб}^2(t) - P_{заб0}^2 = \frac{Q_0 \cdot \mu_{пл} \cdot Z_{пл} \cdot P_{ам} \cdot T_{пл}}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot T_{см}} \cdot \ln \frac{2,25 \cdot \chi \cdot t}{R_{с.пр}^2} + B \cdot Q^2, \quad (4)$$

где $R_{с.пр}$ – приведённый радиус несовершенной по степени и характеру вскрытия скважины; $B = \frac{\rho_{см} \cdot P_{см} \cdot Z_{пл} \cdot T_{пл}}{2 \cdot \pi^2 \cdot h^2 \cdot \ell \cdot T_{см}} \cdot \left(\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_k} \right)$ – коэффициент нелинейного сопротивления в двухчленной формуле стационарного притока газа к скважине.

Решение уравнения (1) для пласта конечных размеров имеет вид:

$$P_{пл}^2 - P_{заб}^2(t) = \frac{1,28 \cdot Q_0 \cdot \mu_{пл} \cdot Z_{пл} \cdot P_{ам} \cdot T_{пл}}{\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{см}} \cdot \exp \left[-5,78 \cdot \frac{\chi \cdot t}{R_k^2} \right]. \quad (5)$$

Для обработки КВД существует несколько методов, определяющихся принятыми граничными условиями, а также режимом работы скважины до остановки.

При решении уравнения, описывающего процесс восстановления давления, используются два вида граничных условий: бесконечный пласт и ограниченный пласт с постоянным давлением на контуре.

Стандартная обработка КВД

Стандартная обработка КВД проводится для условия бесконечного пласта и если время работы скважины до снятия КВД T значительно больше времени восстановления давления t ($T \geq 20 \cdot t$). Формулы, полученные для бесконечного пласта, применяются в тех случаях, когда в процессе исследования скважины границы области дренирования не сказываются на поведении этой скважины.

КВД обрабатывается по формуле:

$$P_{заб}^2(t) = \alpha + \beta \cdot \lg t, \quad (6)$$

где $\alpha = P_{заб0}^2 - \beta \cdot \lg \frac{2,25 \cdot \chi}{R_{с.пр}^2} + B \cdot Q^2$; $\beta = \frac{2,3 \cdot Q_0 \cdot \mu_{пл} \cdot Z_{пл} \cdot P_{ам} \cdot T_{пл}}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot T_{см}}$; $P_{заб0}$, $P_{заб}(t)$ – начальное и текущее забойное давления соответственно, МПа; t – текущее время восстановления давления, с; Q_0 – дебит скважины перед остановкой, тыс. м³/сут.;

χ – коэффициент пьезопроводности, м²/с; m – пористость, доли ед.; B – коэффициент

циент двучленной формулы; h – эффективная мощность пласта, м; μ – вязкость газа в пластовых условиях, мПа · с; $z_{пл}$ – коэффициент сверхсжимаемости газа при $P_{пл}$ и $T_{пл}$.

При обработке КВД по формуле (6) её строят в координатах $P_{заб}^2(t) - \lg t$. Полученный при этом прямолинейный участок отсекает на оси ординат отрезок, равный α , и имеет угол наклона, тангенс которого равен β . По полученным α и β находят следующие параметры пласта:

- проводимость:

$$\frac{k \cdot h}{\mu} = \frac{4,24 \cdot Q_0 \cdot P_{см} \cdot T_{пл} \cdot z_{пл}}{\beta \cdot T_{см}}; \quad (7)$$

- проницаемость:

$$k = \frac{4,24 \cdot Q_0 \cdot P_{см} \cdot \mu \cdot T_{пл} \cdot z_{пл}}{\beta \cdot h \cdot T_{см}}; \quad (8)$$

- пьезопроводность:

$$\chi = 0,445 \cdot R_{с.пр}^2 \cdot \exp \left[2,3 \cdot \frac{\alpha - P_{заб0}^2 - B \cdot Q_0^2}{\beta} \right], \quad (9)$$

где $R_{с.пр} = R_c \cdot e^{-(C_1+C_2)}$; C_1 – дополнительное фильтрационное сопротивление, вызванное несовершенством скважины по степени вскрытия пласта; C_2 – дополнительное фильтрационное сопротивление, вызванное несовершенством скважины по характеру вскрытия.

Также может быть определено пластовое давление экстраполяцией прямолинейного участка кривой до координаты $\lg t = \lg T$ по формуле:

$$P_{пл} = \sqrt{P_{заб}^2(t) + 0,3 \cdot \beta}, \quad (10)$$

где $P_{заб}^2(t)$ – значение квадрата забойного давления при $\lg t = \lg T$ на КВД.

Метод Хорнера

В случае, когда продолжительность работы скважины перед закрытием T соизмерима с продолжительностью процесса восстановления давления t , т.е. $T < 20 \cdot t$, то обработку следует вести по формуле

$$P_{заб}^2(t) = P_{пл}^2 - \beta \cdot \lg \left(\frac{T+t}{t} \right). \quad (11)$$

При обработке результатов по формуле (6) искажается конечный участок КВД и может привести к ошибочным выводам о параметрах пласта и его однородности. Обработка результатов в координатах $P_{заб}^2(t) - \lg \left(\frac{T+t}{t} \right)$ позволяет определить величину β

и $P_{пл}$, если $\lg \left(\frac{T+t}{t} \right) = 0$.

Зная β также можно определить проводимость пласта $\frac{k \cdot h}{\mu}$ по формуле (7).

Экстраполяция прямолинейного участка кривой восстановления давления до координаты $P_{заб}^2(t)$ позволяет определить $P_{пл}^2$.

Обработка КВД в ограниченных пластах

И.А. Чарным был предложен метод обработки кривых восстановления давления в ограниченных пластах. Формулы, полученные для ограниченного пласта, можно использовать в тех случаях, когда в процессе исследования скважины на её поведении сказываются условия на границе пласта.

Обработка КВД проводится по формуле:

$$\lg[P_{пл}^2 - P_{заб}^2(t)] = \alpha_1 - \beta_1 \cdot t, \quad (11)$$

где $\alpha_1 = \lg 1,11 \cdot \beta$; $\beta_1 = \frac{2,51 \cdot \chi}{R_k^2}$; R_k – радиус контура, на котором давление во время снятия КВД остаётся постоянным.

Для определения α_1 и β_1 КВД строится в координатах $\lg[P_{пл}^2 - P_{заб}^2(t)] - t$. Далее определяют параметры пласта: проводимость пласта по формуле (7), учитывая, что $\beta = \frac{10^{\alpha_1}}{1,11}$, пьезопроводность $\chi = \frac{\beta_1 \cdot R_k^2}{2,51}$, а также газонасыщенный объём залежи, дренируемой исследуемой скважиной

$$V = \pi \cdot m \cdot h \cdot R_k^2 = 77,79 \cdot \frac{k \cdot h \cdot P_{пл}}{\mu \cdot \beta_1}, \quad (12)$$

Влияние и учёт различных факторов на форму КВД

Приведённые выше методы обработки КВД получены для условий мгновенного закрытия скважины, работающей в однородном пласте при стационарном распределении давления до остановки и изотермическом процессе восстановления давления. В реальных скважинах соблюдение этих и многих других условий невозможно. Поэтому КВД, обработанные в координатах соответствующих методов, имеют форму, отличающуюся от прямой в полулогарифмических графиках. Причём искажение формы КВД происходит на разных её участках в зависимости от того, каким фактором оно вызвано. Одной из основных задач практического применения нестационарных методов является выяснение причин отклонения КВД от стандартной их формы.

Приток газа к скважине после закрытия

Проведённые экспериментальные и промысловые исследования показали, что немгновенное прекращение притока существенно искажает кривые восстановления давления, особенно их начальные участки. При длительном наблюдении КВД асимптотически стремятся к кривой, соответствующей мгновенному закрытию скважины на забое. Искажение начальных участков за счёт притока приводит, к тому, что начальные участки, несущие информацию о призабойной зоне оказываются дефектными. В настоящее время отсутствуют технические средства, позволяющие закрыть скважину на забое, поэтому этот фактор нужно учитывать всегда при обработке кривых восстановления давления.

Методов обработки КВД с учётом притока газа к скважине после её закрытия несколько. Один из таких методов является дифференциальный. Согласно этому методу, КВД обрабатывается по формуле:

$$\frac{P_{заб}^2(t) - P_{заб0}^2}{1 - \frac{Q(t)}{Q_0}} = \alpha_0 + \beta \cdot \lg \varphi(t), \quad (13)$$

$$\text{где } \alpha_0 = \beta \cdot \lg \left(\frac{2,25 \cdot \chi}{R_{с.пр}^2} \right) + B \cdot Q_0^2; \quad \varphi(t) = \frac{t - \frac{V(t)}{Q_0}}{1 - \frac{Q(t)}{Q_0}}.$$

Здесь $V(t)$ – объём газа, поступившего в ствол скважины после её закрытия; $Q(t)$ – дебит скважины после её закрытия.

$$V(t) = \frac{\Omega_{зamp} \cdot T_{cm}}{P_{am}} \cdot \left[\frac{\bar{P}(t)}{z_{cp}(t) \cdot T_{cp}(t)} - \frac{\bar{P}(t=0)}{z_{cp}(t=0) \cdot T_{cp}(t=0)} \right]_{зamp} + \frac{\Omega_{mp} \cdot T_{cm}}{P_{am}} \cdot \left[\frac{\bar{P}(t)}{z_{cp}(t) \cdot T_{cp}(t)} - \frac{\bar{P}(t=0)}{z_{cp}(t=0) \cdot T_{cp}(t=0)} \right]_{mp}; \quad (14)$$

$$Q(t) = \frac{\Omega_{зamp} \cdot T_{cm}}{P_{am} [z_{cp} \cdot T_{cp}]_{зamp}} \cdot \left[\frac{\bar{P}(t_2) - \bar{P}(t_1)}{(t_2 - t_1)} \right]_{зamp} + \frac{\Omega_{mp} \cdot T_{cm}}{P_{am} [z_{cp} \cdot T_{cp}]_{mp}} \cdot \left[\frac{\bar{P}(t_2) - \bar{P}(t_1)}{(t_2 - t_1)} \right]_{mp}, \quad (15)$$

где $\Omega_{зamp}$, Ω_{mp} – объёмы затрубного и трубного пространств; $\bar{P}(t)$ – среднее текущее давление в стволе; $T_{cp}(t)$ – средняя температура во времени.

Если скважина запакерована, тогда первое слагаемое отсутствует.

$$\bar{P}(t) = \frac{P_{заб}(t) + P_{ycm}(t)}{2}; \quad (16)$$

$$T_{cp}(t) = \frac{T_{заб}(t) + T_{ycm}(t)}{2}, \quad (17)$$

где $P_{заб}(t)$, $P_{ycm}(t)$ – забойное и устьевое давления в момент t соответственно; $T_{заб}(t)$, $T_{ycm}(t)$ – температуры на забое и на глубине нейтрального слоя в момент времени t соответственно.

Для определения α_0 и β КВД строится в координатах $\frac{P_{заб}^2(t) - P_{заб0}^2}{1 - \frac{Q(t)}{Q_0}}$ от $\lg \varphi(t)$. Да-

лее определяют параметры пласта, в частности проводимость пласта по формуле (7) и другие параметры пласта.

Влияние неизотермичности процесса восстановления давления

Учёт изменения температуры газа в процессе восстановления давления производится в том случае, если рассчитывается по замеренным устьевым давлениям по барометрической формуле. Обычно при расчёте забойного давления по устьевым в качестве T_{cp} формулу (6) подставляется среднелогарифмическое значение по фактическим T_{ycm} и $T_{заб}$ в каждый момент времени. Если средние температуры газа в начальный период восстановления и к концу процесса различаются незначительно, то эти изменения практически не влияют на форму КВД.

Если пласт высокопроницаемый (десятые доли мкм²) и температура газа в пласте высокая (более 50 °С), то по истечении нескольких часов происходит уменьшение давления на устье скважины. Поэтому конечный участок КВД искривляется вниз к оси $\lg t$. Изменение температуры во времени после остановки скважины может быть определено двумя способами: путём непосредственного измерения на уровне нейтрального слоя или аналитическим путём по формуле:

$$T_{nc}(t) = T_{nc} + [T_z(t=0) - T_{nc}] \cdot \exp\left[-\frac{5,78 \cdot a \cdot t}{R_k^2}\right], \quad (18)$$

где T_{nc} – температура нейтрального слоя; $T_z(t=0)$ – температура газа на глубине нейтрального слоя перед остановкой скважины; a – температуропроводность пласта на уровне нейтрального слоя, м²/с; R_k – радиус теплового влияния скважины, м.

Далее обработка ведётся как при стандартной обработке КВД.

Влияние наличия столба жидкости на забое скважины

Наличие столба жидкости на забое создает некоторое давление δ , которое влияет на характер изменения давления в процессе восстановления. Если в стволе скважины перед остановкой имеется столб жидкости, не уходящей в пласт, или он образовался в связи с остановкой скважины, то забойное давление будет иметь вид:

$$P_{заб}(t) = P'_{заб}(t) + \delta. \tag{19}$$

Если столб образовался после остановки, то перед закрытием забойное давление будет определяться формулой:

$$P_{заб}(t) = P'_{заб0} - \delta, \tag{20}$$

где $P'_{заб}(t)$, $P'_{заб0}$ – давления, определенные без учёта наличия жидкости в стволе скважин; δ – давление создаваемое столбом жидкости.

Тогда формула (6) для бесконечного пласта будет иметь вид:

$$P_{заб}^2(t) - P_{заб0}^2 = \alpha + \beta \cdot \lg t - 2 \cdot [P'_{заб}(t) - P'_{заб0}]. \tag{21}$$

Ввод дополнительных поправок к формуле для обработки КВД в координатах $P_{заб}^2(t) - P_{заб0}^2$ от $\lg t$ в виде $[P'_{заб}(t) - P'_{заб0}]$ позволяет правильно интерпретировать результаты исследования при нестационарных режимах.

Учёт влияния неоднородности на форму КВД

Одним из основных факторов, влияющих на форму КВД, является неоднородность по площади. Под площадной неоднородностью понимают зоны с ухудшенной проницаемостью, тектонические и литологические изменения, выпадение конденсата в пласте, близость нефтяной оторочки и газоводяного контакта и др.

В тех случаях, когда фильтрационные параметры зоны дренируемой скважины изменяются непрерывно, КВД, обработанные в координатах, полученных для различных моделей задач и методов решения, имеют, как правило, стандартный вид и поддаются обработке. При этом чаще всего достоверно интерпретируются параметры призабойной зоны. Этим объясняется и то, что в неоднородных пластах по соседним скважинам получают различные параметры. В газоконденсатных скважинах в процессе исследования и эксплуатации в небольшой по размерам призабойной зоне выпадает конденсат, вызывая при этом снижение проводимости этой зоны. В ряде случаев на КВД, снятых в газоконденсатных скважинах, выпадение конденсата в призабойной зоне является причиной образования двух прямолинейных участков. Первый из этих участков более крутой, соответствует параметрам зоны двухфазной фильтрации, а второй – параметрам более удалённой части пласта, по которой движется только газообразная смесь.

В пластах с резко выраженной неоднородностью в зависимости от конфигурации и числа экранов и их размеров может быть несколько прямолинейных участков. Если исследуемый пласт имеет один экран бесконечной протяжённости или имеется зоны с улучшенными (ухудшенными) коллекторскими свойствами, то на КВД отмечаются два прямолинейных участка (рисунок 3).

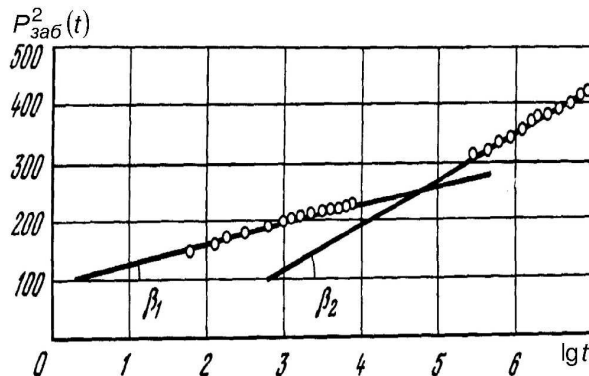


Рисунок 3 – КВД при неоднородном по площади пласте:

1 – зона с улучшенными свойствами коллекторами; 2 – зона с ухудшенными коллекторскими свойствами

Для определения расстояния до экрана или изменения свойств коллектора используется точка пересечения прямолинейных участков, т.е. подставляя время t_1 , соответствующее точке пересечения прямолинейных участков в секундах, определяем расстояние до экрана или изменения свойств по формуле:

$$l = \sqrt{0,5625 \cdot \chi_1 \cdot t_1}, \quad (22)$$

или если учесть продолжительность работы скважины перед закрытием T , то расстояние до экрана определяется по формуле:

$$l = \sqrt{0,5625 \cdot \chi_1 \cdot t_1 \cdot \frac{T}{T + t_1}}. \quad (23)$$

Если на КВД нет чётко выраженного второго участка, но заметна тенденция к искривлению первого участка, то расстояние до предполагаемой зоны изменения коллекторских свойств определяется формулой:

$$l \approx \sqrt{3,1415 \cdot \chi_1 \cdot t_1'}, \quad (24)$$

где t_1' – время, соответствующее началу искривления первого участка, с.

В целом КВД, снятые в пластах с непроницаемыми экранами, могут не иметь сложную форму. При небольшом расстоянии до неоднородности с высокой пьезопроводностью или при продолжительном притоке газа к скважине после закрытия может отсутствовать начальный прямолинейный участок. Конечный участок может отсутствовать при малой пьезопроводности и больших расстояниях до экрана или зоны улучшенной (ухудшенной) проводимости.

Для увеличения размера первого участка необходимо продлить время работы скважины до остановки на постоянном режиме, а размеры конечного участка можно увеличить путём увеличения продолжительности процесса восстановления. Наличие экрана в окрестности скважины может быть правильно спрогнозировано при условиях,

когда $T \geq \frac{2 \cdot l^2}{\chi}$ или $t \geq \frac{5 \cdot l^2}{\chi}$.

Характерные КВД скважин валанжинской залежи УНГКМ и причины аномального восстановления забойного давления

По результатам комплексного анализа материалов гидродинамических исследований, промысловых геофизических исследований и данных эксплуатации скважин определены основные причины аномального характера восстановления забойного давления в газоконденсатных скважинах Уренгойского месторождения являются следующие:

- межпластовые перетоки по негерметичному заколонному цементному камню, самой колонне и изоляционным цементным мостам;
- естественная неоднородность коллектора по площади и разрезу;
- различия фильтрационно-емкостных свойств призабойных и отдалённых зон в области дренирования скважин;
- присутствие в стволе скважин динамических уровней жидкости;
- наличие в разрезе нефтяных пропластков, подключающихся к работе с начальным градиентом давления.

Если для последних четырёх случаев разработаны приближенные методы обработки КВД, то первая причина является неустранимой, а количество таких скважин растёт в связи со старением эксплуатационного фонда (ухудшением их технического состояния) и несовершенством технологий ремонтных работ. К примеру, из исследованных в этом году скважин по трём скважинам (№№ 1260, 2302 и 2306) были получены аномальные КВД с явными признаками межпластовых перетоков (существенное снижение забойного давления после некоторого роста на начальном участке), которые не поддаются обработке. По скважинам №№ 1326, 2321, 2308, 2307 и 2322 перетоки

были зафиксированы в конце слежения за восстановлением забойного давления и КВЗД обрабатывались по начальным участкам.

На рисунках 4–9 представлена иллюстрация характерных для газоконденсатных скважин Уренгойского месторождения КВЗД.

Обработка КВД по скважине № 1584 (08.11.2000 г.)

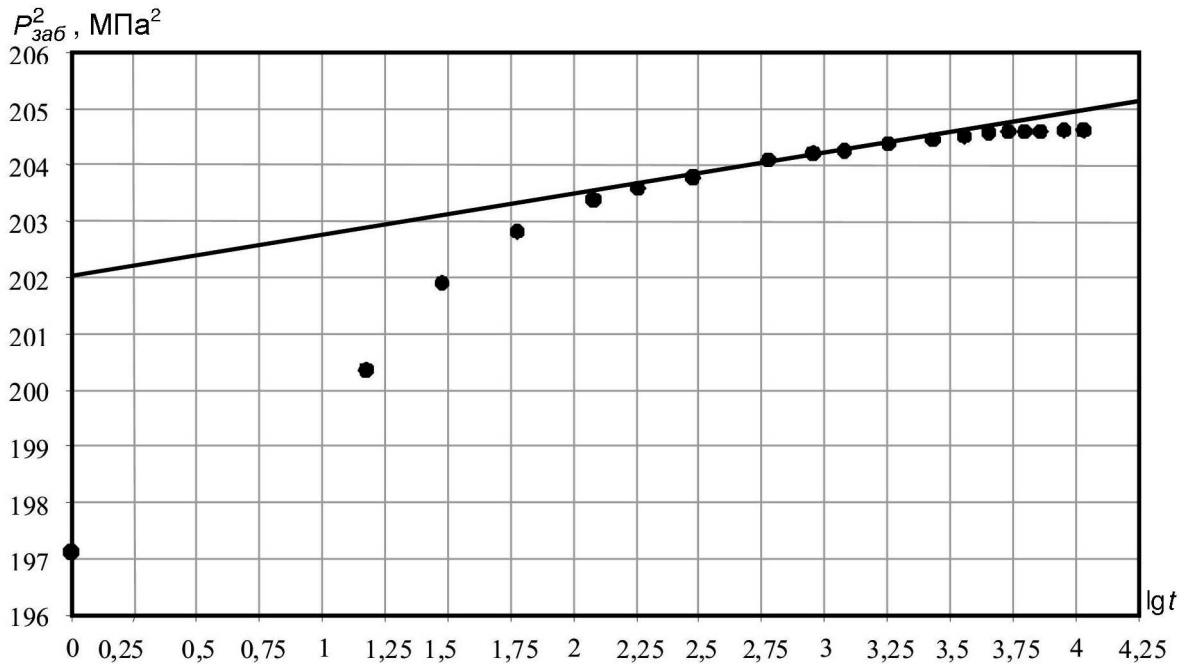


Рисунок 4 – Кривая восстановления давления без аномалий

Обработка КВД по скважине № 1585 (19.10.2000 г.)

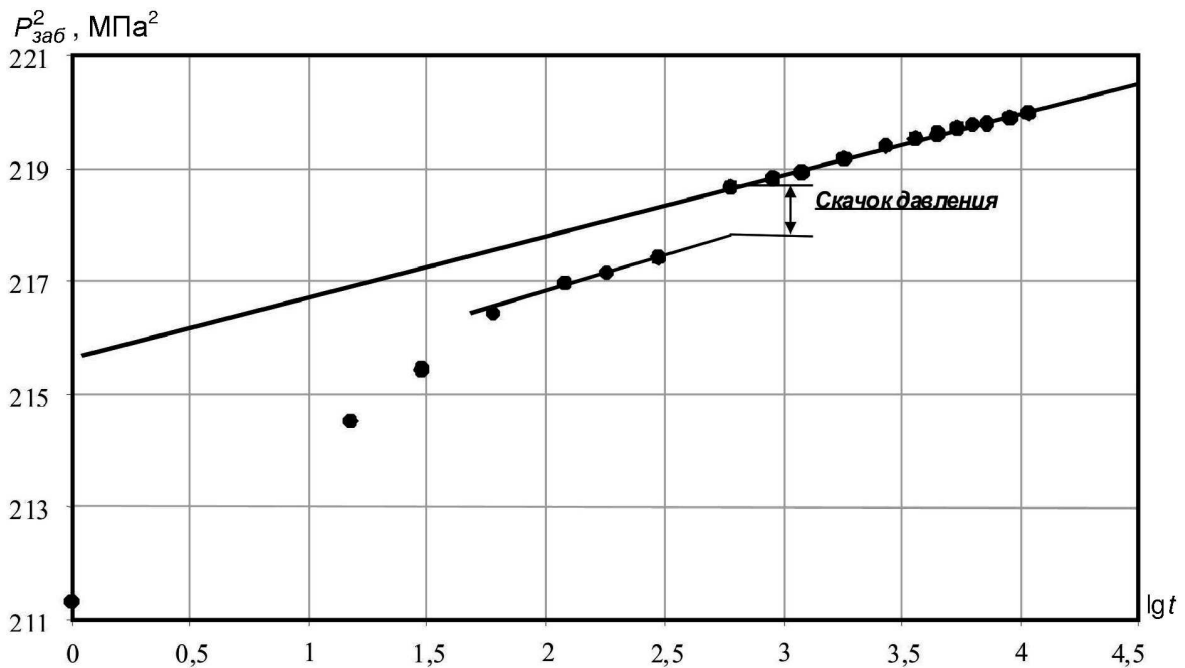


Рисунок 5 – Уровень жидкости над точкой регистрации КВЗД

Обработка КВД по скважине № 8299 (24.03.2000 г.)

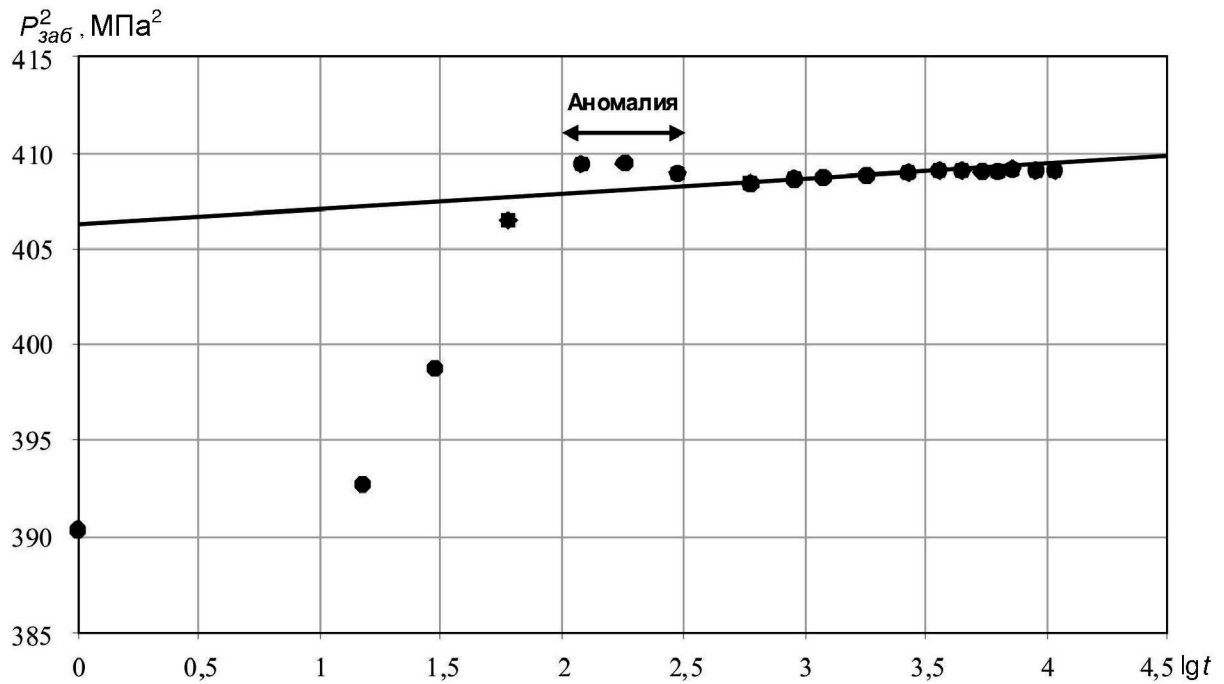


Рисунок 6 – Уровень жидкости и неоднородность коллектора

Обработка КВД по скважине № 2332 (06.08.1998 г.)

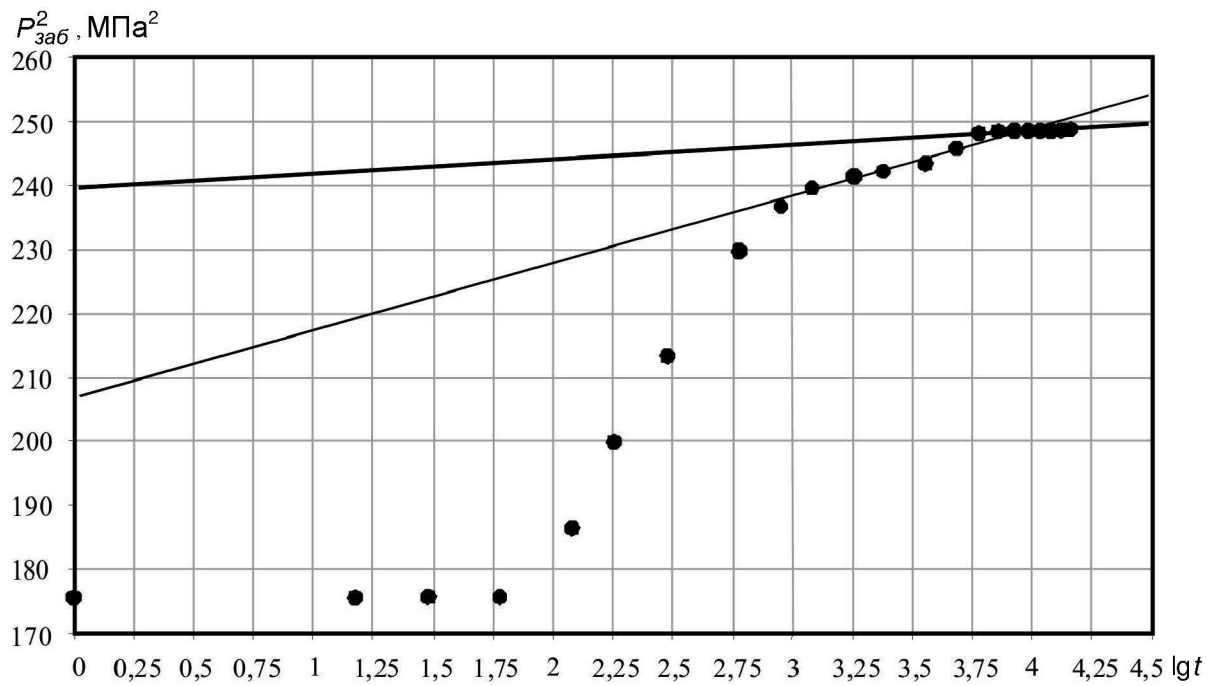


Рисунок 7 – Неоднородность коллектора в зоне дренирования

Обработка КВД по скважине № 1326 (05.10.2000 г.)

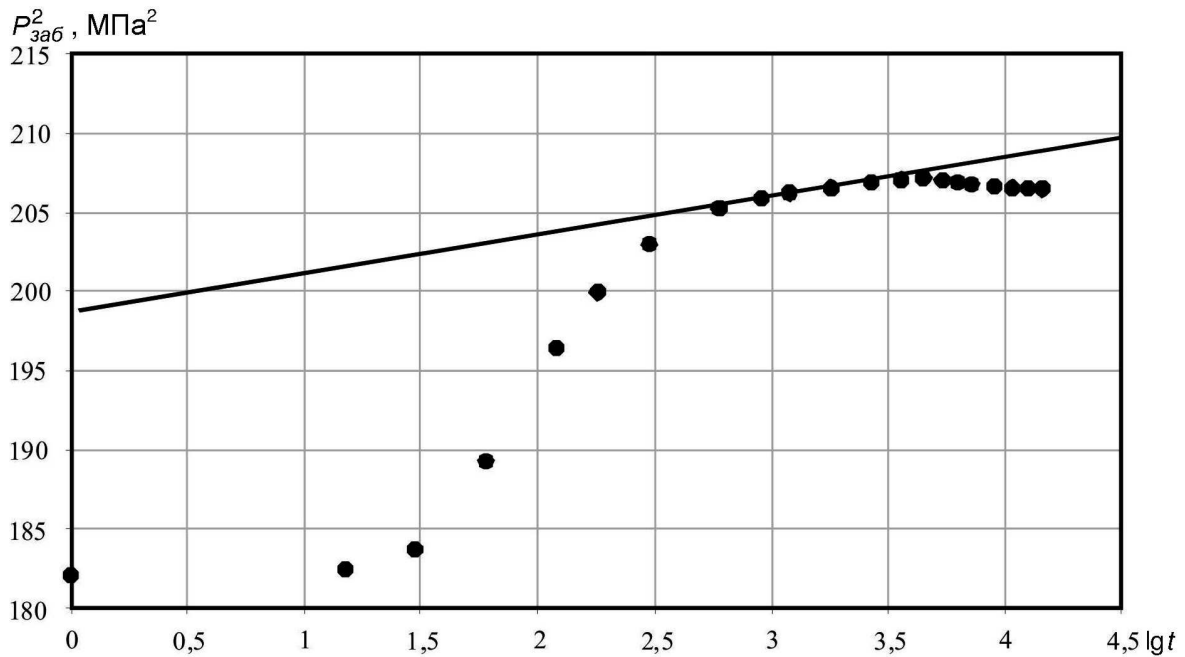


Рисунок 8 – Межпластовые перетоки в конце КВЗД

Обработка КВЗД по скважине № 2306 (09.02.2000 г.)

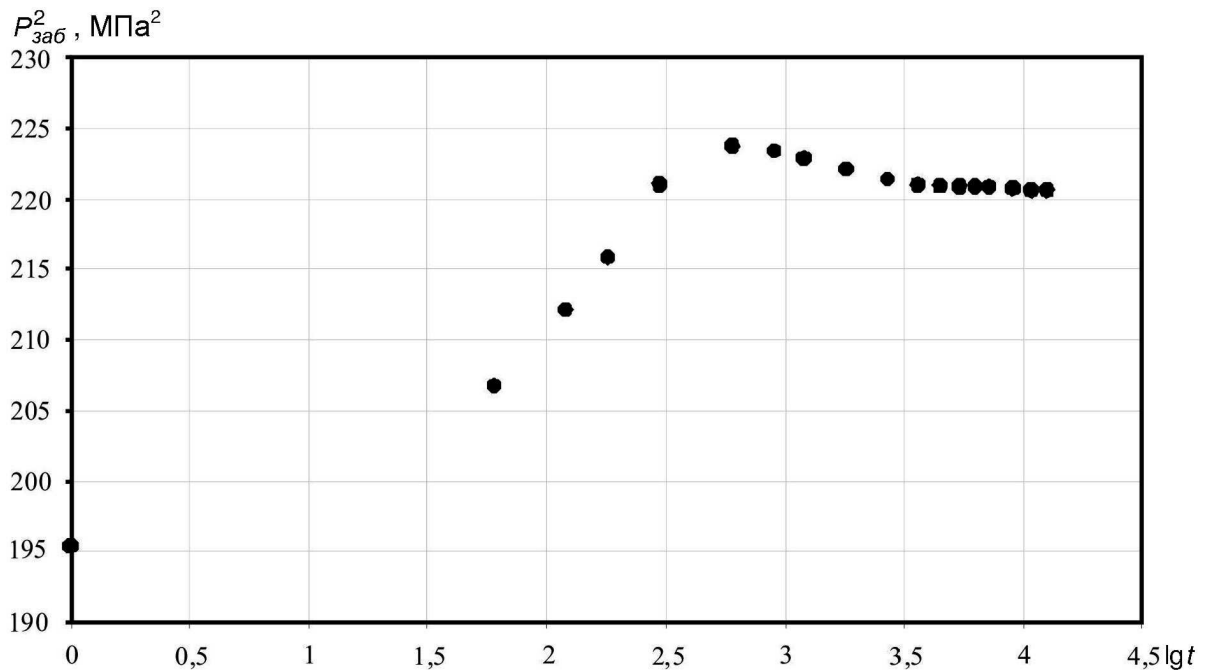


Рисунок 9 – Межпластовые перетоки в начале КВЗД

Опыт ГДИС при нестационарных режимах на УНГКМ показывает, что практически в 30–40 % случаев получаются аномальные КВЗД. Это вполне объяснимо, если иметь в виду, что по данным ПГИ (АКЦ, ГГК, ГИС-контроль) сцепление цементного камня с колонной и заполнение цементным раствором заколонного пространства в интервалах вскрытия продуктивных мощностей происследованных скважин характеризуются как неудовлетворительные. Это обстоятельство усугубляется и объединением в один эксплуатационный объект нескольких залежей с различными фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов и термобарическими параметрами.

Примеры обработки КВД скважин УКПГ-5В Уренгойского НГКМ

Для обработки были взяты 10 исследований валанжинских скважин УКПГ-5В, выбранных случайным образом. Исследования были обработаны в координатах $P_{заб}^2(t) - lgt$, из них три также обрабатывались с учётом времени отработки на стационарном режиме в координатах $P_{заб}^2(t) - lgt \left(\frac{T+t}{t} \right)$. Глубинные замеры забойного давления и температуры производились приборами типа АМТ. На скважине № 5324 проводилось комплексное исследование. В ходе проведения исследования скважина отработала на четырёх режимах и было снято 4 КВД.

Для примера проведём обработку скважины № 5324, второй кривой восстановления давления при комплексном исследовании. Для определения коэффициента В и параметров призабойной зоны пласта обрабатываем индикаторную кривую. Исходные данные для расчёта приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты исследования скважины на стационарных режимах

Номер скважины	Номер режима	Дата	$P_{пл}$, МПа	$P_{заб}$, МПа	$T_{заб}$, °С	ΔP , МПа	Q_3 , тыс. м ³ /сут.
5324	1	22.03.2001	17,34	14,46	76	2,88	887
	2	29.03.2001		13,668	75,29	3,645	886
	3	06.04.2001		14,452	76,12	2,877	831
	4	14.04.2001		15,182	76,70	2,145	831

Обработка индикаторной кривой велась по двучленной формуле притока в координатах $\frac{\Delta P^2}{Q}$ от Q. Для определения параметров пласта вводятся следующие необходимые данные:

- значение эффективной толщины пласта $H_{эф}$;
- параметры флюида z и μ ;
- значение пластовой температуры $T_{пл}$;
- диаметр эксплуатационной колонны $d_{эк}$;
- число перфорационных отверстий на один метр интервала перфорации.

Результаты расчёта приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты обработки индикаторной кривой

Номер скважины	Параметр	Значение	Единица измерения
5324	коэффициент А	0,2929547	МПа ² · сут./тыс. м ³
	коэффициент В	0,0004862292	(МПа · сут./тыс. м ³) ²
	проводимость	7,098358	мкм ² · м/МПа · с
	проницаемость	0,007605383	мкм ²

Для обработки КВД требуются следующие исходные данные:

- значения давления и времени при восстановлении давления;
- параметры работы скважины на стационарном режиме до остановки скважины Q_0 и $P_{заб}$;
- коэффициент сопротивления в двухчленной формуле стационарного притока газа В;
- значение эффективной толщины пласта $H_{эф}$;
- параметры пластового флюида $z_{пл}$ и $\mu_{пл}$;

- значение пластовой температуры $T_{пл}$;
- диаметр эксплуатационной колонны $d_{ЭК}$;
- коэффициенты несовершенства скважины C_1 и C_2 .

Исходные данные для обработки КВД приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Восстановление забойного давления

Номер скважины	Номер точки	t , с	$P_{заб}$, МПа	Номер точки	t , с	$P_{заб}$, МПа
5324	1	0	13,668	12	2700	17,165
	2	15	13,69	13	3600	17,186
	3	30	13,713	14	4500	17,198
	4	60	13,868	15	5400	17,207
	5	120	14,213	16	6300	17,213
	6	180	14,495	17	7200	17,220
	7	300	14,994	18	9000	17,229
	8	600	15,784	19	10800	17,235
	9	900	16,522	20	12600	17,239
	10	1200	16,884	21	14400	17,240
	11	1800	17,11	22	72000	17,260

Параметры работы скважины на стационарном режиме до остановки скважины и другие необходимые данные:

- $T = 144$ часа;
- $Q_0 = 273$ тыс. м³/сут.;
- $P_{заб0} = 13,668$ МПа;
- $B = 0,0004862292$ (МПа · сут./тыс. м³)²;
- $z_{пл} = 0,833$;
- $\mu_{пл} = 0,018$ мПа · с;
- $T_{пл} = 77,5$ °С;
- $H_{эф} = 16,8$ м;
- $d_{ЭК} = 0,168$ м;
- $C_2 = 4$.

Кривую восстановления забойного давления обрабатываем в координатах $P_{заб}^2(t) - \lg t$ и с учётом времени работы на стационарном режиме в координатах $P_{заб}^2(t) - \lg\left(\frac{T+t}{t}\right)$. Результаты обработки КВД представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты обработки КВД скважины № 5324 (29.03.2001 г.)

Параметр	Единица измерения	Метод обработки		Данные НТЦ
		$P_{заб}^2(t) - \lg t$	$P_{заб}^2(t) - \lg\left(\frac{T+t}{t}\right)$	$P_{заб}^2(t) - \lg t$
Коэффициент α	МПа ²	284,275862	–	283
Коэффициент β	МПа ²	3,253645	3,173732	3,39
Проводимость $\frac{k \cdot h}{\mu}$	мкм ² · м/мПа · с	35,92733	36,83146	35,36
Проницаемость k	мкм ²	0,0384935	0,0396227	–
Пьезопроводность χ	м ² /с	0,2387	–	0,1929
Пластовое давление $P_{пл}$	МПа	–	17,37378	17,313

Для проверки правильности определения коэффициентов α и β построим графики, на которых показаны точки КВД и проведены прямые по рассчитанным коэффициентам. Графики в координатах $P_{заб}^2(t) - \lg t$ и $P_{заб}^2(t) - \lg\left(\frac{T+t}{t}\right)$ показаны на рисунках 10–13.

Обработка КВД по скважине № 5324

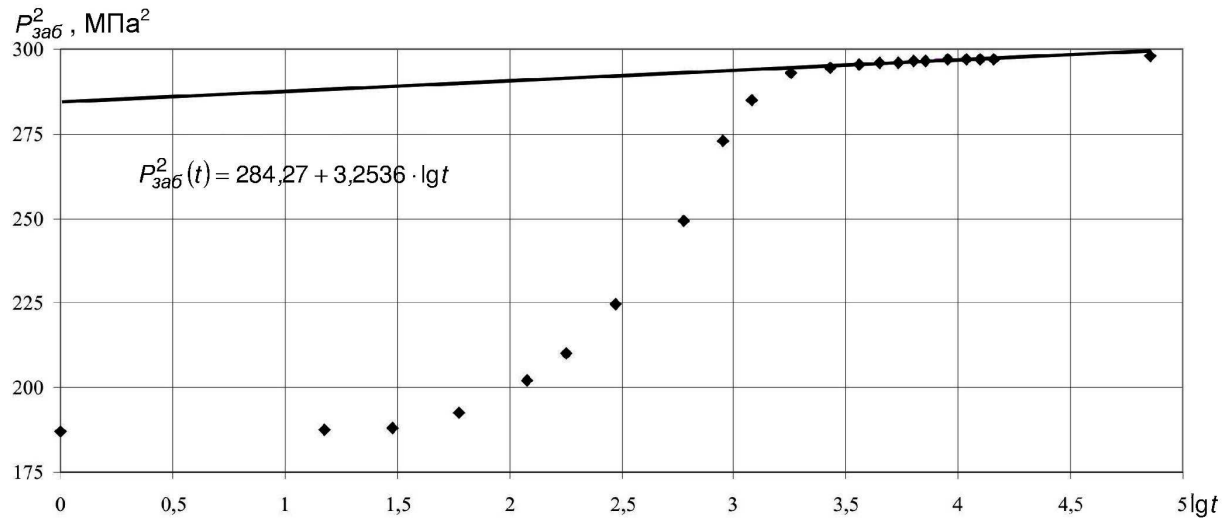


Рисунок 10 – КВД, обработанная в координатах $P_{заб}^2(t) - \lg t$

Обработка КВД по скважине № 5324

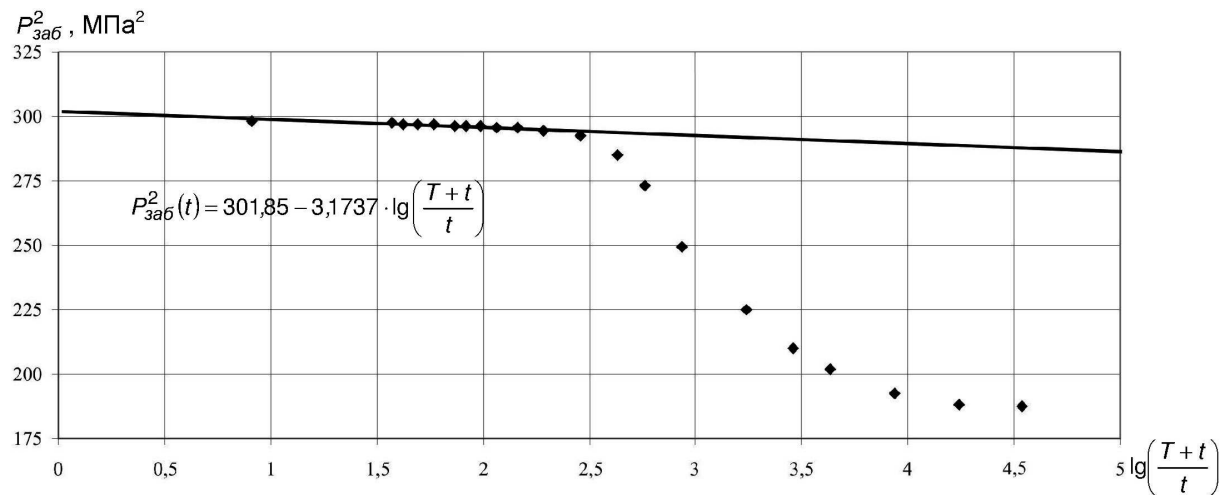


Рисунок 11 – КВД, обработанная в координатах $P_{заб}^2(t) - \lg\left(\frac{T+t}{t}\right)$

КВД скважины № 5324 (10.11.2000 г.)

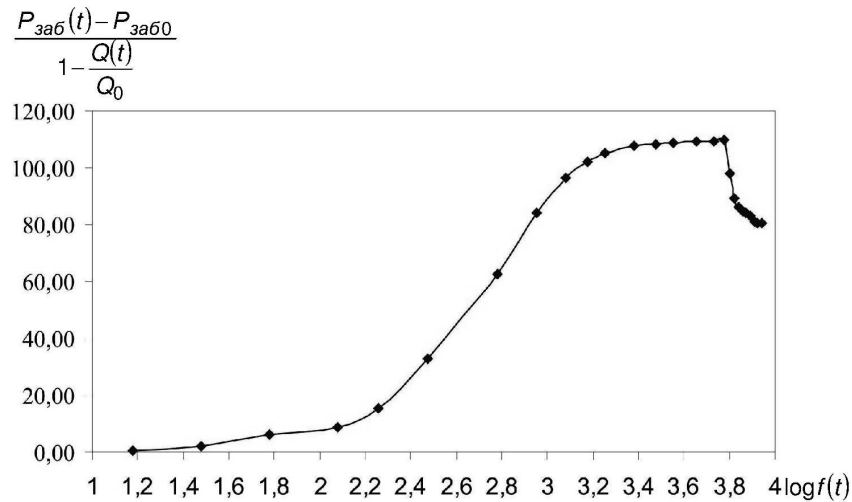


Рисунок 12 – КВД обработанная в координатах $\frac{P_{заб}(t) - P_{заб0}}{1 - \frac{Q(t)}{Q_0}} - \log f(t)$

Обработка КВД по скважине № 5324 (10.11.2000 г.)

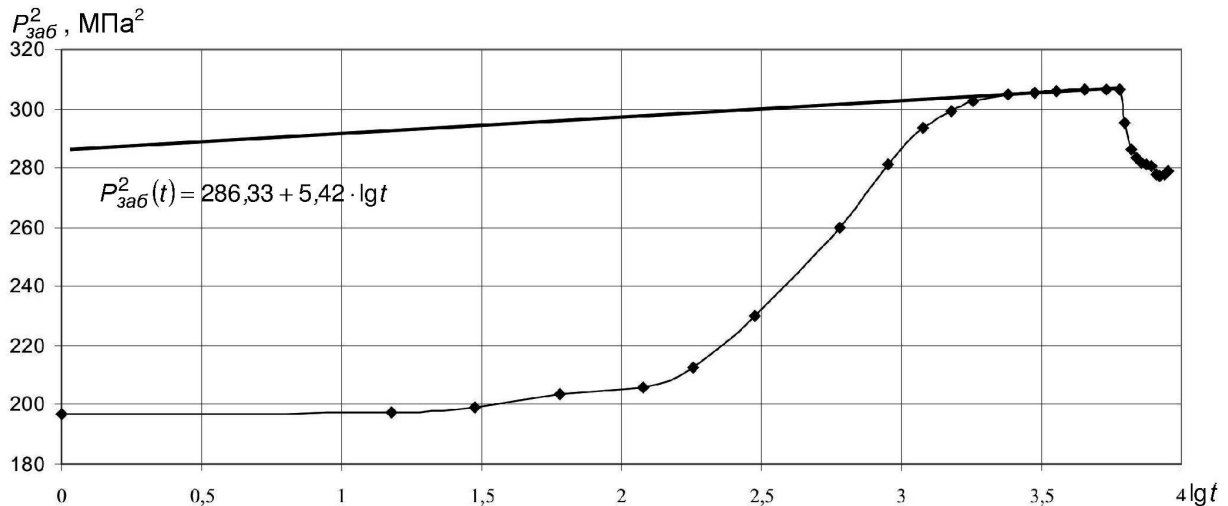


Рисунок 13 – Аномальная КВД при обработке скважины № 5324

Результаты обработок КВД скважин УКПГ-5В сведены в таблицу 7.

На основе полученных результатов можно сделать следующие выводы:

1. В целом полученные результаты близки с результатами НТЦ, но по скважине № 5299 имеется различие в полученных результатах 13 %. Рекомендуется повысить точность обработки результатов исследования.

2. Результаты гидродинамических исследований на стационарных и нестационарных режимах фильтрации скважины № 5324 показывают, что фильтрационно-емкостные свойства призабойной зоны пласта хуже в 4 раза ($\frac{k \cdot h}{\mu_{стац}} = 7,1 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м/МПа} \cdot \text{с}$

и $\frac{k \cdot h}{\mu_{нестат}} = 28 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м/МПа} \cdot \text{с}$) и необходимо проводить мероприятия по интенсификации.

3. Значительная разница в параметрах ФЕС скважины № 5324, проводимых 10.11.2000 г. и 22.03–14.04.2001 г. объясняется тем, что скважина была переведена из наблюдательного в эксплуатационный фонд незадолго перед ГДИ скважины 10.11.2000 г. и забой скважины к тому времени не очистился.

4. При обработке скважины № 5324 10.11.2000 г. присутствует аномалия восстановления давления на конечном участке КВД (рис. 11), которую можно объяснить как межпластовые перетоки. При снятии кривых восстановления давления исследования 22.03–14.04.2001 г. аномалии, связанных с перетоками, не наблюдается так как давление, при котором происходит прорыв газа, не было достигнуто ни одной КВД.

При обработке скважины № 5324 10.11.2000 г. дифференциальным методом, описанным ранее, выпрямление КВД не происходит (рис. 12). Это может быть связано с негерметичностью пакера или с другого рода перетоками. Данными о состоянии пакера и затрубного пространства мы не обладаем.

5. При анализе полученных результатов комплексного исследования скважины № 5324 видно, что с увеличением дебита и соответственно области дренирования скважины проводимость увеличивается (рис. 14). Это связано с тем, что определяемые параметры являются интегральными характеристиками как ПЗП, так и удалённой зоны пласта, и свидетельствует, что ФЕС удалённой зоны выше.

Зависимость проводимости от дебита на стационарном режиме до снятия КВД

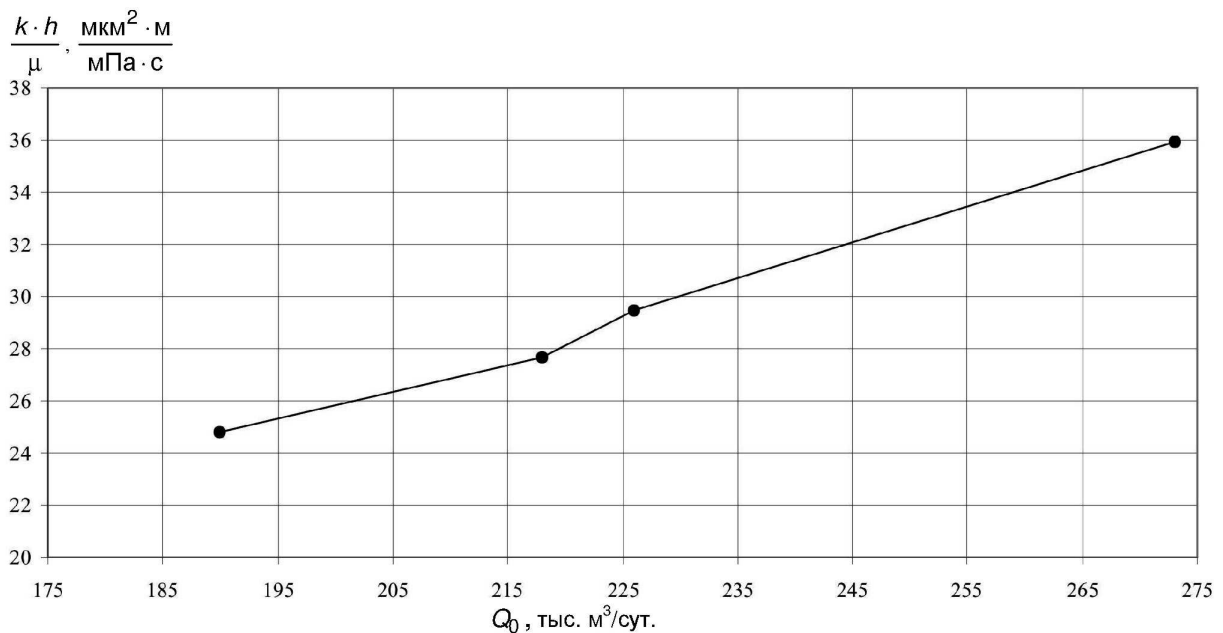


Рисунок 14 – Динамика изменения проводимости от дебита на стационарном режиме фильтрации до снятия КВД на скважине № 5324

6. Различие более чем на порядок результатов обработок КВД скважин №№ 5296 и 5429 эксплуатирующих II объект валанжинской залежи даёт основания предположить, что между этими скважинами существует неоднородности по площади.

Литература:

1. Проект опытно-промышленной эксплуатации нижнемеловых отложений Уренгойского газоконденсатного месторождения. – М., 1988. – 145 с.
2. Отчёт по геологии и разработке Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения за 2000 год. – г. Н. Уренгой, 2000. – 103 с.
3. Уточнённый проект разработки нижнемеловых отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. – М., 1998. – 115 с.
4. ОАО «Газпром», ООО «Уренгойгазпром». Технологический регламент на эксплуатацию установки комплексной подготовки газа и извлечения конденсата № 5В. – г. Н. Уренгой, 1998. – 101 с.
5. Отчёт о текущей газоконденсатной характеристике залежей I–IV эксплуатационных объектов УНГКМ. – г. Н. Уренгой, 2001. – 125 с.
6. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А. Руководство по исследованию скважин. – М. : Наука, 1995. – 523 с.

7. Коротаев Ю.П., Ширковский А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа : учебник для вузов. – М. : Недра, 1984. – 487 с.
8. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. – М. : Недра, 1981. – 248 с.
9. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. – М. : Недра, 1973. – 248 с.
10. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика : учебник для вузов. – М. : Недра, 1993. – 416 с.
11. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследования нефтяных и газовых скважин и пластов. – М. : Недра, 1984. – 269 с.
12. ООО «Уренгойгазпром». Планово-экономический отчёт работы УГПУ за 2000 г. – Н. Уренгой, 2001. – 124 с.
13. Зайцев Н.Л. Экономика организаций. – М. : Экзамен, 2000. – 768 с.
14. ООО «Уренгойгазпром». Коллективный договор. – Н. Уренгой, 2000. – 172 с.
15. ООО «Уренгойгазпром». Инструкция по охране труда для оператора по исследованию скважин. – Н. Уренгой, 2001. – 11 с.
16. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ современных технологий интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М. : Издательство «Горная книга», 2015. – № 10. – С. 397–405.
17. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Анализ гидродинамических исследований насосных скважин Восточно-Сургутского нефтяного месторождения // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 3. – С. 59–80.
18. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Интерпретация результатов испытания горизонтальных скважин и анализ полученных данных на примере Памятно-Сасовского нефтяного месторождения (Волгоградской области) // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М. : Издательство ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2015. – № 4. – С. 34–44.
19. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Гидродинамические исследования газовых скважин и их применение на Южно-Луговском газовом месторождении // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 4. – С. 24–44.
20. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин и оценка применимости полученных данных // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М. : ВНИИОЭНГ, 2016. – № 1. – С. 43–47.
21. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ существующих методов определения параметров пласта по данным гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Научно-технический журнал «Нефтепромысловое дело». – М. : ВНИИОЭНГ, 2016. – № 4. – С. 23–28.
22. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ применения методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин, её особенности и новые возможности // Научно-технический журнал «Наука и техника в газовой промышленности». – М. : Издательство ОАО «Газпром промгаз», 2016. – № 2. – С. 47–58.
23. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Гидродинамическое моделирование объекта ЮВ₁ Ван-Еганского нефтегазоконденсатного месторождения // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 3. – С. 73–95.

References:

1. Project of trial operation nizhnemelovykh of deposits of the Urengoy gas-condensate field. – М., 1988. – 145 p.
2. The report on geology and development of the Urengoy oil-gas condensate field for 2000. – N. Urengoy, 2000. – 103 p.
3. The specified project of development the nizhnemelovykh of deposits of the Urengoy oil-gas condensate field. – М., 1998. – 115 p.
4. JSC Gazprom, LLC Urengoygazprom. Production schedules on operation of the complex gas processing unit and extraction of condensate No. 5B. – N. Urengoy, 1998. – 101 p.
5. The report about current the gas-condensate characteristic of deposits of the I–IV operational objects of UNGKM. – N. Urengoy, 2001. – 125 p.
6. Gritsenko A.I., Aliyev Z.S., Ermilov O.M., Remizov V.V., Zotov G.A. Guide to well survey. – М. : Science, 1995. – 523 p.
7. Korotayev Yu.P., Shirkovsky A.I. Production, transport and underground storage of gas : the textbook for higher education institutions. – М. : Subsoil, 1984. – 487 p.

8. Zotov G.A., Aliyev Z.S. Instruction on a complex research of gas and gas-condensate layers and wells. – M. : Nedra, 1981. – 248 p.
9. Buzinov S.N., Umrikhin I.D. Hydrodynamic methods of well survey and layers. – M. : Nedra, 1973. – 248 p.
10. Basniyev K.S., Kochina I.N., Maximov V.M. Underground hydromechanics: the textbook for higher education institutions. – M. : Nedra, 1993. – 416 p.
11. Buzinov S.N., Umrikhin I.D. Researches of oil and gas wells and layers. – M. : Nedra, 1984. – 269 p.
12. LLC Urengoygazprom. The economical report of work of UGPU for 2000 – N. Urengoy, 2001. – 124 p.
13. Zaitsev N.L. Ekonomik's hares of the organizations. – M. : Examination, 2000. – 768 p.
14. LLC Urengoygazprom. Collective agreement. – N. Urengoy, 2000. – 172 p.
15. LLC Urengoygazprom. The instruction for labor protection for the operator on well survey. – N. Urengoy, 2001. – 11 p.
16. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Analysis of modern technologies of interpretation of results of hydrodynamic researches of horizontal wells // Mountain information and analytical bulletin (scientific and technical magazine). – M. : Mountain Book publishing house, 2015. – No. 10. – P. 397–405.
17. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Analysis of hydrodynamic researches of pump wells of the East Surgut oil field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2015. – No. 3. – P. 59–80.
18. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Interpretation of results of test of horizontal wells and the analysis of the obtained data on the example of the Memorable and Sasovsky oil field (Volgograd region) // the Scientific and technical magazine «Inzhener-neftyanik». – M. : LLC Ai Dee Es Drilling publishing house, 2015. – No. 4. – P. 34–44.
19. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Gidrodinamicheskiye of a research of gas wells and their application on the Southern Lugovsky gas field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2015. – No. 4. – P. 24–44.
20. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Development of a technique of determination of parameters of layer according to a research of horizontal wells and an assessment of applicability of the obtained data // the Scientific and technical magazine «Construction of Oil and Gas Wells by Land and by Sea». – M. : VNIIOENG, 2016. – No. 1. – P. 43–47.
21. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. The analysis of the existing methods of determination of parameters of layer according to hydrodynamic researches of horizontal wells // the Scientific and technical magazine «Oil-field Business». – M. : VNIIOENG, 2016. – No. 4. – P. 23–28.
22. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. The analysis of application of a technique of determination of parameters of layer according to a research of horizontal wells, her features and new opportunities // the Scientific and technical magazine «Science and Technology in the Gas Industry». – M. : JSC Gazprom promgaz publishing house, 2016. – No. 2. – P. 47–58.
23. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Hydrodynamic modeling of an object YuV1 of the Van-Yogansky oil-gas condensate field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2016. – No. 3. – P. 73–95.

УДК 622.276.5.001.42

**АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ
ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА ПО ДАННЫМ ИССЛЕДОВАНИЯ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН
ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАДАЧ**

**ANALYSIS OF THE APPLICATION OF METHODS
FOR DETERMINING RESERVOIR PARAMETERS ACCORDING
TO A STUDY OF HORIZONTAL WELLS
TO SOLVE PRACTICAL PROBLEMS**

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

Абдулсалам Мустафа

магистрант,
Кубанский государственный
технологический университет
Mr.abdulsalam183@yahoo.com

Чуквуемека Агустин Окечукву

магистрант,
Кубанский государственный
технологический университет
engine_aust@gmail.com

Аннотация. В статье показано, что месторождения, предлагаемые к эксплуатации, отличаются сложностью условий залегания, высокой степенью парафинизации нефтей и трещиноватостью вмещающих пород. Безусловно, развитие технических и технологических средств добычи соответствует необходимости повышения качества и интенсивности эксплуатационных мероприятий, но даже этого бывает недостаточно, поскольку на практике проведения работ возникает множество непреодолимых обстоятельств, которые в какой-то мере могли бы быть предсказаны по результатам моделирования. Тем не менее, нельзя забывать, что моделирование не является универсальным средством обоснования процессов нефтедобычи, но путём введения поправочных коэффициентов, а также специальных условий разработки можно добиться практически полной идентичности моделей реальным условиям.

Ключевые слова: моделирование пластовых процессов; качество комплексной технологии; оценка качества результатов исследований; система петрофизических уравнений; адаптивная интерпретация; методика определения параметров пласта; исследование горизонтальных скважин.

Petrushin Evgeny Olegovich

Leading oil and gas production
technologist,
TsDNG1 of JSC Pechoraneft
eopetrushin@yahoo.com

Arutyunyan Ashot Strayevich

Candidate of technical sciences,
Associate professor
of applied mathematics,
Kuban state technological university
mereniya@mail.ru

Abdulsalam Mustapha

Undergraduate,
Kuban state technological university
Mr.abdulsalam183@yahoo.com

Chukwuemeka Augustine Okechukwu

Undergraduate,
Kuban state technological university
engine_aust@gmail.com

Annotation. The article shows that the fields offered to the operation, are complex conditions of occurrence, high paraffin treatment of oils and fractured host rocks. Of course, the development of technical and technological means of production corresponds to the need to improve the quality and intensity of the operational activities, but even this is not enough, because in practice there are many works of compelling circumstances, which to some extent could be predicted by simulation results. Nevertheless, we must not forget that the simulation is not a universal means of justification oil production processes, but also by introducing correction factors, as well as the development of special conditions you can achieve almost complete identity models to real conditions.

Keywords: reservoir modeling processes; the quality of complex technology; evaluation of the quality of research results; petrophysical system of equations; adaptive interpretation; method of determining reservoir parameters; study of horizontal wells.

Ранее нами были рассмотрены теоретико-методологические аспекты гидродинамических исследований горизонтальных скважин [1–3], а также разработана методи-

ка определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин [4–7]. Проведём оценку применимости полученных данных.

Рассматривая проблему качества, следует отметить, что в соответствии с [8] понятия качества деятельности и её эффективности тесно взаимосвязаны. Во-первых, качество результата связано с экономической эффективностью: повышение качества результатов в этом случае приводит к увеличению степени их соответствия потребностям. Рост качества при этом, как правило, ведёт к росту затрат, и если темп их роста превышает темп роста качества, значит, качество достигается за счёт снижения эффективности (экономической). Преодоление этого противоречия возможно только путём интенсификации производства, т.е. лучшей организации деятельности и системной связи её компонентов. Во-вторых, качество результата деятельности связано и с другими видами эффективности: целевой – через степень осуществления цели и потребностной – через понятия цели и потребности. При этом потребностная эффективность определяется как степень отражения потребности в цели, тогда как качество результата – это соответствие качественной стороны результата имеющимся потребностям.

Переходя от понятия качества результата деятельности к качеству самой деятельности, следует отметить, что качество результата деятельности находится в прямой зависимости от качества деятельности и целиком им определяется. Последнее обязательно должно найти отражение при изучении проблемы качества применительно к качеству решения геологических задач с применением моделирования пластовых процессов.

Как известно, было принято, что подсистема моделирования пластовых процессов в соответствии с поставленными экономическими и геологическими целями должна обеспечивать качественное выполнение исследований утверждённого для каждого района оптимального комплекса моделирования пластовых процессов, решение задач оперативной интерпретации, определение необходимых параметров для оперативного (текущего) и полного подсчёта запасов. Предполагалось также, что подсистема обладает достаточными возможностями для автономного обеспечения решения этих задач с использованием опорных данных по результатам испытаний объектов в колонне и изучения керна.

Однако, как показано при рассмотрении функционирования подсистемы с позиций системного информационно-технологического подхода [9], это не так. Нужны существенные принципиальные изменения в подходе к вопросам качества изучения геологических объектов и геологической эффективности решения геологических задач с применением моделирования пластовых процессов, к вопросам оптимальных комплексов и оперативной интерпретации.

Представляется более предпочтительным подход с системных позиций, когда моделирование пластовых процессов рассматриваются как подсистема геологоразведочных работ, тесно взаимодействующая с подсистемами бурения, испытаний, сейсморазведки и других видов работ в процессе изучения геологических объектов на различных уровнях (пласт, интервал, скважина, залежь, месторождение). Применение такого подхода существенно меняет содержание и структуру проблем, целей, задач применительно к развитию моделирования пластовых процессов и предопределяет необходимость их рассмотрения во взаимосвязи с другими подсистемами разведки.

Одной из важнейших проблем для моделирования пластовых процессов является проблема качества и управления качеством. Подход к данной проблеме с системных позиций предусматривает определение качества как системы, анализ её структуры, состава компонентов и элементов, их взаимосвязей. Обычно в данной системе различают качество продукта труда, качество процесса его создания и качество труда. Между указанными компонентами существует определённая зависимость: качество труда при определённом качестве процесса создания продукции (включая качество исходных материалов, технических средств и т.п.) определяет качество конечного продукта. Само же качество продукта понимается как степень соответствия его потребительных свойств определённым потребностям и установленным требованиям [10, 11].

Применительно к моделированию пластовых процессов обычно рассматривалось качество результатов измерений, зарегистрированных на носителях информации,

качество разработки и изготовления технических средств, качество обработки данных и интерпретации [12, 13]. Однако, исходя из системного информационно-технологического подхода, проблему качества результатов моделирования пластовых процессов следует рассматривать в рамках более широкой проблемы – качества изучения разномасштабных геологических объектов с применением исследований скважин.

С общих позиций наиболее очевидным представляется подход, когда уровень качества изучения геологических объектов с применением моделирования пластовых процессов оценивается как мера соответствия процесса изучения (методик, технологий и т.д.) установленным нормативным требованиям, базирующимся на достижениях научно-технического прогресса и учитывающим конкретные геолого-технические условия изучаемых объектов.

Важнейшими компонентами системы качества изучения геологических объектов становятся качество выбранной сложной технологической схемы, а также качество её выполнения при реализации геологоразведочного процесса, т.е. качество труда.

Следующим компонентом качества является связь конечного геологического результата изучения объекта с выбранной комплексной технологией. В общем случае качество комплексной технологии будет определяться:

- а) качеством разработки технологии как совокупности операций;
- б) качеством разработки и изготовления технических и программно-методических (интерпретационных) средств, организационно-экономическим обеспечением и т.д., т.е. качеством элементов технологий;
- в) качеством выполнения технологий, т.е. качеством труда: соблюдением требований и условий эксплуатации технических и программно-методических средств, соблюдением стандартов на полноту комплекса (работ) и методик исследований, обработки и интерпретации, на организацию работ и их экономическое обеспечение.

Переходя к единичной скважине, отметим, что качественное изучение геологического разреза предусматривает выполнение запланированных в программе работ видов исследований в установленные сроки с соблюдением определённых технико-технологических, временных и геологических требований и условий по всему комплексу работ – по покрытию разреза бурением, отбору керна и шлама, проведению опробований в открытом стволе скважины, по спуску колонн и испытаниям в колонне, проведению геофизических исследований и т.д. со своевременной комплексной обработкой и интерпретацией всей полученной информации.

Рассмотрение факторов, влияющих на качество результатов исследований, показывает, что они имеют сложную природу. В частности, известно, что на качество исследований существенное влияние оказывают геолого-технические условия скважины (раствор, состояние ствола скважины), а при применении более сложных технологий, так называемых специальных исследований («два раствора», с «продавкой» и др.), – также и соблюдение специальных технологий буровыми службами. Отмеченное влияние усиливается с переходом к сложно-построенным разрезам и коллекторам, доля которых из года в год увеличивается, а также к большим глубинам скважин с усложнением термобарических условий. Практически получаемое качество моделирования пластовых процессов в такой трактовке существенно зависит и от технологии бурения (испытаний), а не только от технологии моделирования пластовых процессов. Дополнительно следует отметить, что технологические операции по вскрытию разреза, изменению свойств буровых растворов, спуску колонн, ликвидации аварий, поглощений и проявлений, по опробованию в открытом стволе и испытаниям в колонне, подготовке к каротажным работам оказывают на такие коллекторы значительное, меняющееся во времени физико-химическое и механическое воздействие.

Как уже отмечалось, в усложняющихся геолого-технических условиях традиционный подход к исследованиям скважин с применением стандартных некомплексных технологий в большинстве случаев не обеспечивает необходимое качество изучения разреза и эффективное решение геологических задач. Таким образом, для единичной скважины применительно к моделированию пластовых процессов в подсистеме качества процесса изучения разреза следует выделить три элемента: качество измерений,

качество исследований по комплексным технологиям, качество обработки и оперативной интерпретации. Аналогично для более высокого уровня изучаемых объектов (площадь, залежь, месторождение, район) нужно ввести понятие «качество исследования Объекта», характеризующее качество совокупности процессов труда и качество труда всех видов работ, выполняемых при реализации сложных, но логических схем моделирования и разведки. Применительно к выделенным элементам качества необходимо отметить следующее.

Качество моделирования пластовых процессов обеспечивается:

- научно-техническим уровнем аппаратуры, качеством её разработки и изготовления;
- уровнем метрологического обеспечения и качеством разработки и изготовления метрологического оборудования и инструмента;
- уровнем технологии (методики) выполнения измерений и метрологической подготовки;
- качеством труда исполнителей работ на всех этапах и стадиях технологического процесса моделирования пластовых процессов.

Оценка качества измерений осуществляется в соответствии с технологическими требованиями на проведение каждого вида исследований и инструкциями по эксплуатации (применению) аппаратуры (метода) и может быть выполнена на основе первичных результатов измерений. В то же время высокое качество измерений в комплексных технологиях исследования скважин не всегда может обеспечить необходимую точность измеряемых параметров, так как измерения могут быть выполнены в неоптимальных геолого-технологических или временных условиях для данного метода или аппаратуры. Это должно быть учтено качеством исследований объекта (скважины, интервала, пласта), которое обеспечивается:

- уровнем комплексной технологии исследований;
- качеством моделирования пластовых процессов;
- качеством других технологических процессов в комплексных технологиях;
- качеством труда исполнителей всех видов работ, реализующих комплексную технологию.

Оценка качества исследований объекта должна осуществляться на основе специально разработанных стандартов (сертификатов), дифференцированных для типов геологических объектов (разрезов), с учётом круга решаемых задач по совокупности результатов исследований, включая результаты моделирования пластовых процессов, а также по документации, подтверждающей полное выполнение стандартизированной комплексной технологии исследований.

Качество обработки и интерпретации результатов исследований определяется:

- качеством измерений и исследований;
- уровнем программно-методического (теоретического, алгоритмического, петрофизического) обеспечения комплексной обработки и интерпретации;
- уровнем обобщения и использования площадной (районной, региональной) геолого-геофизической и опорной негеофизической информации (результаты испытаний и др.), а также информации других систем наблюдения (наземная геофизика, аэрокосмические исследования);
- качеством труда исполнителей работ, включая полноту и комплексность использования знаний и информации.

Качество обработки и интерпретации результатов исследований необходимо оценивать по специально разработанным стандартам (сертификатам) для этапов эксплуатации, конкретных типов разрезов и геолого-технических условий (районов).

Конечным результатом может быть заключение (акт) моделирования пластовых процессов об изучаемом разрезе, дополненное необходимой информацией о процессе труда и его осуществлении исполнителями, основанное на указанных выше компонентах качества, оформленных в виде требований.

Тем не менее, несмотря на возникающие проблемы, для получения количественных оценок трещинной и кавернозной составляющих комплексирование данных

микроимиджеров и стандартных методов моделирования пластовых процессов необходимо. Прежде всего, алгоритм оценки раскрытости трещин и, соответственно, трещинной пористости требует масштабирования данных микроимиджеров к боковому каротажу, а оценка вторичной пористости производится при условии непрерывной (а не попластовой) оценки в интервале исследований общей пористости. При этом данные должны быть увязаны по глубине с сантиметровой точностью, требования же зачастую превосходят возможности субподрядчиков, особенно не знакомых со спецификой разреза в данном конкретном регионе и не имеющих достаточного опыта работы. Прежде всего, подобное ведение работ позволяет использовать дорогостоящие методы исследования скважин совместно с относительно дешёвыми стандартными исследованиями моделирования пластовых процессов, выполняемыми субподрядчиками, и, во-вторых, заказчик получает две независимые оценки.

К основным недостаткам же следует отнести необходимость координации работ двух субподрядчиков (начиная непосредственно с проведения работ на скважине и заканчивая предоставлением данных) и, к сожалению, отсутствие у российских подрядчиков ряда приборов, позволяющих повысить информативность комплекса. Дополнительные методы моделирования пластовых процессов должны подбираться с учётом конкретного разреза, для решения конкретных задач в условиях недостаточной информативности стандартного комплекса моделирования пластовых процессов. Например, метод оценки проницаемости по волне Лемба-Стоунли, реализованный в аппаратуре гирокопостной акустики при значениях пористости менее 10 % и развитии трещиноватости, не обеспечивает в силу физических ограничений количественную оценку проницаемости, хотя на качественном уровне проницаемые интервалы выделяются достаточно уверенно.

Таким образом, данный метод может применяться для решения специализированных задач привязки и калибровки сейсмических данных, так как позволяет получить качественные данные в зоне малых скоростей, а также для определения механических свойств пород, определения абсолютного значения минимального горизонтального напряжения и других задач, решаемых только при использовании данного метода. Задача определения направления распространения трещин при наличии в комплексе микроимиджеров решается этими методами и не требует дублирования. Использование метода моделирования пластовых процессов в карбонатных коллекторах для оценки проницаемости также невозможно из-за влияния трещин и каверн. Соответствующие алгоритмы рассчитаны исключительно на межзерновый тип коллектора. К оценкам остаточной водонасыщенности и каверновой составляющей по этому методу также необходимо подходить с большой долей осторожности, так как на них влияет выбор граничных значений, который зависит от множества причин и варьируется в значительных пределах.

Границы пластов и трещины в случае их горизонтального залегания выделяются на видеограммах в виде горизонтальных полос. Любое отклонение положения пласта или трещины от горизонтали или оси скважины от вертикали отобразится на видеограмме. В этом случае границы пластов трещины будут иметь синусоидальную форму, причём чем больше отклонение, тем больше амплитуда синусоиды. При рассмотрении планшетов в масштабе глубин 1:200 границы пластов и трещины на видеограмме отображаются в виде горизонтальных тёмных полос, на планшетах же с масштабом глубин 1:50 и 1:20 наклонные трещины отображаются в виде синусоиды. Для некоторых трещин по стволу скважины были подсчитаны углы наклона трещин [14].

Угол встречи слоя или трещины со скважиной α вычисляется с помощью формулы:

$$\alpha = \arctg \cdot \frac{H_2 - H_1}{d}, \quad (1)$$

где H_2 и H_1 – координаты максимума и минимума кривой по оси глубин; d – диаметр скважины по кавернометрии (номинальный $d = 76$ мм).

Для расчёта углов использовались значения кривой каверномера.

Идея компонентного анализа математически сводится к решению системы петрофизических уравнений (петрофизических моделей), которые здесь предполагаются линейными:

$$Y = AX + e, \quad (2)$$

где входной вектор Y (с погрешностью e) образован интерпретационными (петрофизическими) параметрами отдельных методов моделирования пластовых процессов; вектор решений X определяет объёмные содержания минеральных компонент породы (пласта).

Выражение (1) определено после того, как качественно задана компонентная модель породы и количественно – петрофизические характеристики компонент (матрица A). В качестве компонент могут рассматриваться скелет и глинистое вещество в целом, флюид, отдельные минералы, твёрдое органическое вещество и т.д.

Из-за изменений условий осадконакопления с глубиной (возрастом отложений) в принципе не существует фиксированной петрофизической настройки A , общей для всего разреза. Задача состоит в том, чтобы найти не только решение X с учётом погрешностей измерений e , но и элементы матрицы A петрофизических характеристик. Адаптивная настройка учитывает изменение геохимической обстановки и условий осадконакопления по разрезу посредством смены компонентной модели. При этом могут изменяться как компонентная модель в целом, так и петрофизические характеристики одной и той же компоненты. Для решения этой задачи разработан специальный итерационный алгоритм [15].

Математической проблемой, не менее важной (но более сложной), чем решение системы уравнений (1), является проблема оценки погрешностей её решения. Оценка погрешностей проводится методом имитационного математического моделирования решений прямых задач, соединённого с петрофизическим моделированием пород и наложением соответствующих помех.

Введение в выражение (1) гипотетических эмпирических связей вместо обоснованных петрофизических моделей эквивалентно введению дезинформации. Синергизм геологически интеллектуальной интерпретирующей системы проявляется в том, что действие закона накопления ошибок, вносимых модулями одномоментной интерпретации, гасится антиэнтропийным накоплением информации, вносимой законами надпорядного уровня.

Адаптивная интерпретация отличается от поправочных методик тремя принципиальными особенностями:

- 1) не требуется введения гипотетических петрофизических связей;
- 2) содержания всех минеральных компонент определяются одновременно без последовательного введения многочисленных поправок;
- 3) петрофизические связи, например, между динамической пористостью и содержаниями отдельных минералов, минералогической глинистостью или содержанием пелитовой фракции, парциальными вкладами различных глинистых минералов и т.д., выявляются (если они существуют) как результат петрофизической интерпретации.

Методика обработки диаграмм моделирования пластовых процессов (или результатов комплексной интерпретации, данных лабораторных исследований керна об изменениях с глубиной элементного, минералогического, гранулометрического состава, петрофизических свойств) включает следующие процедуры:

- анализ частотных спектров цикличностей;
- выявление в спектрах системы цикличностей, характеризующих геодинамические условия образования коллекторов данного месторождения;
- построение георитмограмм и выявление на них геотаймеров;
- выявление ритмических несоответствий, обусловленных перерывами осадконакопления, и оценка длительности перерывов, перевод периодов геотаймеров из масштаба глубин в масштаб геологического времени.

При определении граничных значений характеристик коллекторов, определённых по данным моделирования пластовых процессов, можно привлекать прямые качественные признаки (наличие глинистой корки, радиальный градиент сопротивлений,

измеренных зондами с разной глубиной исследований, изменение показаний методов моделирования пластовых процессов, выполненных по специальным методикам и фиксирующих формирование или расформирование зоны проникновения). На основании прямых качественных признаков по диаграммам моделирования пластовых процессов разрез дифференцируют на коллекторы и плотные интервалы. Таким образом, формируют статистические выборки.

При получении граничных значений характеристик коллекторов необходимо учитывать «Методические рекомендации по подсчёту геологических запасов нефти и газа объёмным методом», которые являются официальным документом ГКЗ РФ. В частности, в последнем издании (2003 г.) в разделе 3.3 освещается вопрос об использовании в качестве граничных значений не одной, а нескольких характеристик продуктивных отложений. Эксперты ГКЗ настаивают, что невозможно одновременно применять две и более характеристики в качестве граничных значений, если одна получена из первой напрямую с использованием петрофизических связей. С этим нельзя не согласиться. Для рассматриваемых пород граничное значение пористости, полученное по прямым качественным признакам, равно 6 %.

Суммарная эффективная толщина при этом будет складываться из пластов, лежащих на графике выше линии 1-1. Построим теперь связь «открытая пористость – абсолютная проницаемость». Из построенной связи легко установить граничное значение по проницаемости $K_{пр,гр} = 0,07$ мДарси. Для более достоверного выделения коллектора возможно использование в качестве критерия абсолютную проницаемость. Однако в этом случае из числа проницаемых пластов будут исключены пласты, лежащие на графике левее линии 2-2 и имеющие пористость выше кондиционной.

Отметим, что нельзя использовать две и более коррелируемых характеристики продуктивных отложений для поиска граничных значений. Но если имеются независимые характеристики продуктивных отложений, каждая из которых существенно влияет на наличие коллекторов в разрезе продуктивных отложений, их не только можно, но и нужно использовать в качестве характеристик, разделяющих коллекторы и неколлекторы. Иными словами, для выделения коллекторов нужно находить граничные значения таких характеристик. Так, например, для продуктивных карбонатных отложений Памятно-Сасовского нефтяного месторождения было отмечено отсутствие связей между пористостью и глинистостью (рис. 1). В то же время было показано, что относительная глинистость имеет существенные корреляционные связи с остаточной водонасыщенностью и проницаемостью. Поэтому второй критерий для выделения коллекторов (первый использовал для выделения коллекторов граничную пористость) базируется на граничной относительной глинистости коллекторов.

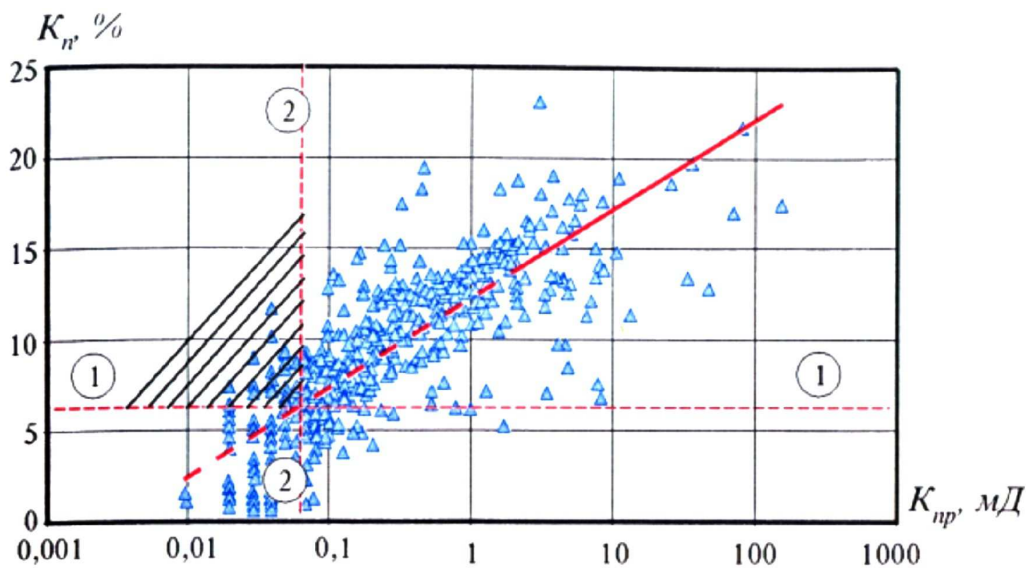


Рисунок 1 – Зависимость «пористость – абсолютная проницаемость» для Памятно-Сасовского нефтяного месторождения

Напомним, как выглядят универсальные критерии выделения коллекторов:

- если $K_e + K_{ОН_2} = 1$, то порода – неколлектор;
- если $K_e + K_{ОН_2} < 1$, то порода – коллектор для нефти (газа);
- если $K_e^* + K_{ОН_2} < 1$, то порода – коллектор для воды.

Определение характера насыщения коллектора. Если $K_e < K_e^* = (1 - K_{ОН_2})$, то коллектор отдаёт воду. Таким образом, для перехода от универсальных критериев выделения коллекторов к общепринятым критериям, использующих в качестве «разделяющих» (коллекторы и неколлекторы) характеристик пористость, аномалию СП и др., необходимо найти корреляционные связи между суммами $K_{ов} + K_{ОН_2}$ (выделение продуктивных коллекторов) и $K_e^* + K_{ОН_2}$ (выделение водоносных коллекторов), с одной стороны, и пористостью, аномалией метода СП и другими «привычными» характеристиками, с помощью которых разделяют коллекторы и неколлекторы в традиционных методиках.

Рассмотрим сопоставление расчётной и фактической проницаемостей пласта на примере двух интервалов (отложения верхнего мела и юры) разреза нефтегазовых скважин широтного Памятно-Сасовского нефтяного месторождения. Расчётная проницаемость получена при интерпретации данных разведки рассматриваемых пластов, фактическая – при вычислениях по результатам испытания пластов.

Сравнение данных интерпретации поровых коллекторов пластов группы А Памятно-Сасовского нефтяного месторождения с модельной проницаемостью по результатам испытания пластов показывает хорошую сопоставимость результатов (рис. 2).

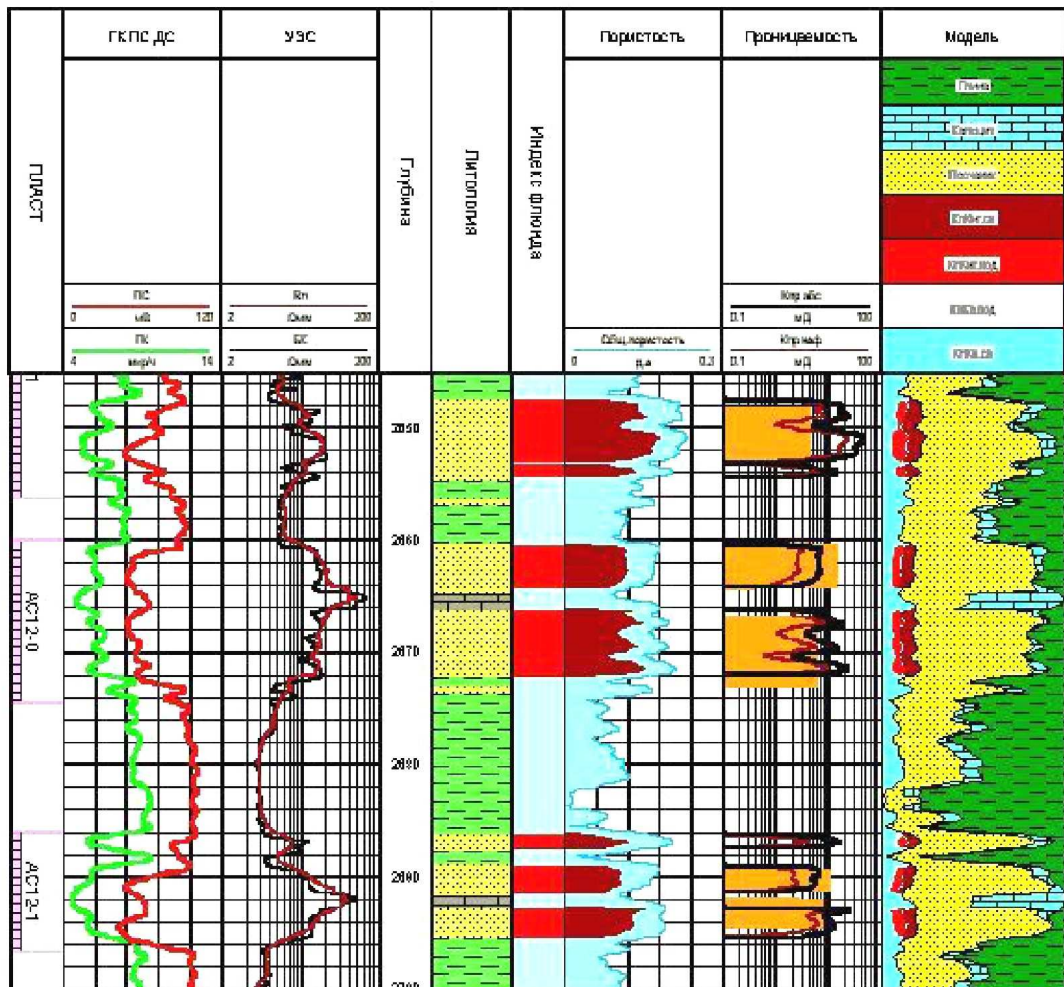


Рисунок 2 – Фрагмент планшета интерпретации данных ГИС пластов группы А Памятно-Сасовского нефтяного месторождения с нанесённой фактической их проницаемостью по результатам испытаний (показано штриховкой)

Коэффициенты абсолютной и фазовой проницаемостей интерпретации данных ГИС получены по рассмотренной выше методике с настраиваемыми скелетными параметрами. Фактическая проницаемость пластов по результатам испытаний рассчитана по установившемуся притоку в гидродинамически совершенную скважину для условий линейной фильтрации (закон Дарси), описываемой уравнением Дюпюи:

$$Q_{\phi} = \frac{B \cdot (2 \cdot \pi \cdot h \cdot K_{\text{прф}} \cdot dP \cdot g \cdot 0,864)}{\left(\mu_{\phi} \cdot \beta_{\phi} \cdot 10^3 \cdot \lg \frac{r_k}{r_c} \right)}, \quad (3)$$

где Q_{ϕ} – объёмный дебит фазового притока, м³/сут.; h – эффективная толщина пласта, м; $K_{\text{прф}}$ – фазовая проницаемость по нефти или воде, мДарси; dP – разность пластового и забойного давления, атм.; g – ускорение свободного падения ($g = 9,81 \text{ м/с}^2$); μ_{ϕ} – вязкость нефти или воды в пластовых условиях, сПз; β_{ϕ} – коэффициент сжимаемости нефти или воды; B – коэффициент совершенства вскрытия пласта; r_k , r_c – радиусы контура питания и скважины соответственно.

Как уже говорилось раньше, в ходе проведения исследований на скважине формируется набор цифрового материала (каротажные кривые, акт-заказ, акт выполненных работ, журнал операций и т.п.). Часть из них заполняются вручную начальником партии и содержат схожую информацию. Это:

- общие данные по месторождению и скважине (наименования площади, месторождения, номер куста, номер скважины, характер работ скважины, категория скважины и т.д.);
- информация по исследованию (каротажные кривые, цель исследования, дата начала и окончания работ, ФИО начальника производственной партии, номер производственной партии, применяемая аппаратура, методы исследований и т.д.);
- информация по конструкции скважины (глубина скважины, глубина спуска НКТ, данные перфорации, диаметр колонны, диаметр скважины, внешний, внутренний диаметры и прочее);
- условия проведения исследований в скважине (режим работы скважины при контроле за разработкой месторождений и т.д.);
- хронометраж работ.

Значительная часть вводимых показателей связана между собой и повторяется от исследования к исследованию. Но отсутствие единой базы данных и контроля за достоверностью и полнотой вводимой информации часто приводит к ошибкам в документах. Стоит заметить, что исследования на скважинах обычно ведутся от пары часов до нескольких суток. Начальник партии или инженер-геофизик кроме заполнения данных должны постоянно следить за работой приборов, цифровой регистрацией информации в компьютере, поэтому усталость является одним из наиболее частых факторов допущения ошибок. Конечно, после пересылки материала для обработки в контрольно-интерпретационную службу документы проверяются сотрудниками отдела. Однако многие ошибки остаются неисправленными, а в дальнейшем могут повлиять на точность и достоверность интерпретации, вследствие чего предприятие понесёт финансовые убытки. Вместе с тем, нефтяные компании стремятся получить результаты исследований от ГП с высокой степенью достоверности и в кратчайшие сроки. Это необходимо для быстрого принятия решений в дальнейшей работе на месторождениях (рис. 3). Важно отметить, что вышеперечисленные данные по исследованиям можно разделить на два больших блока в зависимости от последствий, которые влекут за собой допущенные в них ошибки:

1. Данные для интерпретации:
 - а) различные исходные геофизические характеристики (температура, давление, глубина скважины, удельная электрическая проводимость пород и т.п.);
 - б) технические характеристики скважинной аппаратуры (длина, диаметр, размеры зондовых устройств и прочее);
 - в) общая информация по скважине и условия проведения исследований.

Ошибки в информации этого блока влияют непосредственно на результаты интерпретации, т.е. на качество и достоверность итогового материала. Поэтому их необходимо проверять до начала обработки данных.

2. Цифровой материал для сохранения в базу данных (БД). Так как результирующие данные записываются по месторождениям после обработки и интерпретации, то на её основе строится структура базы данных. Она заносится в базу знаний (БЗ). Поэтому ошибки этого блока влекут за собой некорректную структуру БД и ложные данные в БЗ. Их проверку стоит проводить непосредственно перед сохранением в базы.

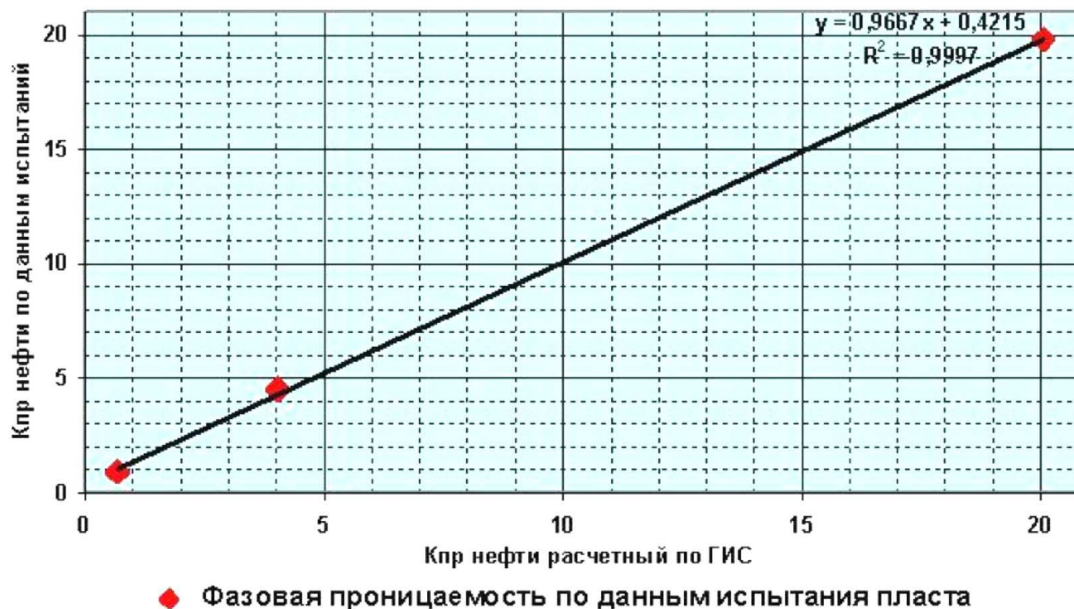


Рисунок 3 – Прогноз сопоставления данных интерпретации ГИС с результатами испытаний для широкого диапазона проницаемостей (от 0,5 до 20 мДарси). Пласты группы Ю по трём скважинам Памятно-Сасовского нефтяного месторождения

Если ознакомиться со схемой обработки материала, то можно заметить, что проверка осуществляется только после интерпретации перед формированием заключения, а значит, могут обрабатываться ошибочные данные. Проверка сохраняемого материала вообще не производится. Поэтому и возникает необходимость установления автоматизированного контроля над достоверностью и полнотой информации как при проведении исследований на скважине, так и при формировании заключений в контрольно-интерпретационной службе. Стоит заметить, что проверка, во-первых, должна быть автоматизированной, дабы исключить человеческий фактор и экономить время сотрудников. Во-вторых, система должна выдавать заключение и рекомендации по проверке, но не исправлять ошибки, поскольку контроль охватывает большое количество различных форматов данных.

Литература:

1. Петрушин Е.О. Современное состояние техники и технологии исследования пластов и особенности их применения в горизонтальных скважинах // Научно-практический журнал «Заметки учёного». – Ростов-на-Дону : ООО «Приоритет», 2015. – № 1. – С. 196–209. – URL : <http://nauka-prioritet.ru/wp-content/uploads/2015/09/Июль-2015-1.pdf>
2. Савенок О.В., Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Анализ существующих методов определения параметров пласта по данным гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Научно-технический журнал «Нефтепромышленное дело». – М. : ВНИИОЭНГ, 2016. – № 4. – С. 23–28.
3. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ современных технологий интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М. : Издательство «Горная книга», 2015. – № 10. – С. 397–405.

4. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка математической модели изменения давления в процессе исследования горизонтальных скважин // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М. : Издательство ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2015. – № 3. – С. 44–48.
5. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Определение дебита пластовой жидкости с учётом отклонения оси скважины от нормали к плоскости напластования пород // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М. : ВНИИОЭНГ, 2015. – № 11. – С. 9–13.
6. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ применения методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин, её особенности и новые возможности // Научно-технический журнал «Наука и техника в газовой промышленности». – М. : Издательство ОАО «Газпром промгаз», 2016. – № 2. – С. 47–58.
7. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Оценка достоверности методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин // Научно-технический журнал «Наука и техника в газовой промышленности». – М. : Издательство ОАО «Газпром промгаз», 2016. – № 4.
8. Струков А.С. Развитие системы геофизических исследований нефтегазоразведочных скважин. – М. : Недра, 1991. – 214 с.
9. Савенок О.В. Повышение эффективности базовых и информационно-управляющих технологий при разработке месторождений углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами : дис. ... д-ра техн. наук. – М. : Институт машиноведения имени А.А. Благонравова, 2013. – 432 с.
10. Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П. Разработка нефтяных месторождений с горизонтальными и многозабойными скважинами. – М. : Недра, 1964. – 364 с.
11. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде (перевод с английского). – М. : Гостоптехиздат, 1969. – 628 с.
12. Сидельников К.А., Васильев А.В. Решение матричных уравнений алгебраическим многосеточным методом при моделировании течения жидкости в нефтяных пластовых системах // Труды международного симпозиума «Надёжность и качество» / под ред. Н.К. Юркова. – Пенза : Издательство Пензенского государственного университета, 2005. – С. 224–226.
13. Сидельников К.А., Васильев В.В. Анализ современных способов увеличения эффективности моделирования нефтяных месторождений // Труды международного симпозиума «Надёжность и качество» / под ред. Н.К. Юркова. – Пенза : Издательство Пензенского государственного университета, 2005. – С. 227–230.
14. Петрушин Е.О., Чуйкин Е.П., Арутюнян А.С. Интерпретация результатов испытания горизонтальных скважин и анализ полученных данных // Сборник тезисов Юбилейной 70-ой Международной молодёжной научной конференции «Нефть и газ – 2016», приуроченной к III Национальному нефтегазовому форуму (18–20 апреля 2016 года, г. Москва). Секция 2 Разработка нефтяных и газовых месторождений. Бурение скважин. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2016. – Т. 1 – С. 267.
15. Ташкинов И.В. Оценка состояния нефтегазовых скважин по результатам интерпретации акустических и ядерно-геофизических исследований: автореф. ... канд. техн. наук. – Пермь : Горный институт Уральского отделения Российской академии наук, 2007. – 28 с.
16. Joshi S.D. Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells // J. of Petrol Techn. – 1988. – June. – P. 729–739.
17. Сохошко С.К., Колев Ж.М. Профиль притока к пологому стволу нефтяной скважины на стационарном режиме // Научно-технический журнал «Нефтепромысловое дело». – М. : ВНИИОЭНГ, 2014. – № 3. – С. 33–40.

References:

1. Petrushin E.O. The current state of the equipment and technology of a research of layers and feature of their application in horizontal wells // the Scientific and practical magazine «Scientist's Notes». – Rostov-on-Don : LLC Prioritet, 2015. – No. 1. – P. 196–209. – URL : <http://nauka-prioritet.ru/wp-content/uploads/2015/09/Июль-2015-1.pdf>
2. Savenok O.V., Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. The analysis of the existing methods of determination of parameters of layer according to hydrodynamic researches of horizontal wells // the Scientific and technical magazine «Oil-field Business». – М. : VNIIOENG, 2016. – No. 4. – P. 23–28.
3. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Analysis of modern technologies of interpretation of results of hydrodynamic researches of horizontal wells // Mountain information and analytical bulletin (scientific and technical magazine). – М. : Mountain Book publishing house, 2015. – No. 10. – P. 397–405.

4. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Development of mathematical model of change of pressure in the course of the research of horizontal wells // the Scientific and technical magazine «Inzhener-neftyanik». – M. : LLC Ai Dee Es Drilling publishing house, 2015. – No. 3. – P. 44–48.
5. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Definition of an output of reservoir liquid taking into account a well axis deviation from a normal to the plane of a bedding of breeds // the Scientific and technical magazine «Construction of Oil and Gas Wells by Land and by Sea». – M. : VNIIOENG, 2015. – No. 11. – P. 9–13.
6. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. The analysis of application of a technique of determination of parameters of layer according to a research of horizontal wells, her features and new opportunities // the Scientific and technical magazine «Science and Technology in the Gas Industry». – M. : JSC Gazprom promgaz publishing house, 2016. – No. 2. – P. 47–58.
7. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Otsenka of reliability of a technique of determination of parameters of layer according to a research of horizontal wells // the Scientific and technical magazine «Science and Technology in the Gas Industry». – M. : JSC Gazprom promgaz publishing house, 2016. – No. 4.
8. Strukov A.S. Development of system of geophysical surveys of oil and gas exploratory wells. – M. : Nedra, 1991. – 214 p.
9. Savenok O.V. Increase in efficiency of basic and management information technologies when developing fields of hydrocarbons with hardly removable stocks: yew. ... dr. sci. tech. – M. : Institute of engineering science of name A.A. Blagonravova, 2013. – 432 p.
10. Borisov Yu.P., Pilatovsky V.P., Tabakov V.P. Development of oil fields with horizontal and multibottomhole wells. – M. : Nedra, 1964. – 364 p.
11. Masket M. A current of uniform liquids in the porous environment (the translation from English). – M. : Gostoptekhizdat, 1969. – 628 p.
12. Sidelnikov K.A., Vasilyev A.V. The solution of the matrix equations by an algebraic multigrad method when modeling a current of liquid in oil sheeted systems // Works of the international symposium «Reliability and quality» / under the editorship of N.K. Yurkov. – Penza : Publishing house of the Penza state university, 2005. – C. 224–226.
13. Sidelnikov K.A., Vasilyev V.V. The analysis of modern ways of increase in efficiency of modeling of oil fields // Works of the international symposium «Reliability and quality» / under the editorship of N.K. Yurkov. – Penza : Publishing house of the Penza state university, 2005. – C. 227–230.
14. Petrushin E.O., Chuykin E.P., Arutyunyan A.S. Interpretation of results of test of horizontal wells and the analysis of the obtained data // the Collection of theses of the Anniversary 70th International youth scientific conference «Oil and Gas – 2016» dated for the III National oil and gas forum (on April 18–20, 2016, Moscow). Section 2 Development of Oil and Gas Fields. Well-drilling. – M. : RGU of oil and gas of name I.M. Gubkina, 2016. – T. 1 – P. 267.
15. Tashkinov I.V. An assessment of a condition of oil and gas wells by results of interpretation acoustic and nuclear geophysical surveys: yew. ... dr. sci. tech. – Perm : Mining institute of the Ural office of the Russian Academy of Sciences, 2007. – 28 p.
16. Joshi S.D. Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells // J. of Petrol Techn. – 1988. – June. – P. 729–739.
17. Sokhoshko S.K., Kolev Zh. M. Profil of inflow to a flat trunk of an oil well on the stationary mode // the Scientific and technical magazine «Oil-field Business». – M. : VNIIOENG, 2014. – No. 3. – P. 33–40.

УДК 622.276.054.5

АНАЛИЗ ОБУСТРОЙСТВА ВЫНГАЯХИНСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

ANALYSIS OF CONSTRUCTION BY VYNGAYAKHINSKOYE OIL AND GAS FIELD

Кусов Геннадий Владимирович

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

Савенок Ольга Вадимовна

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

Оливейра Жерсон Гонсалу

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
gersongoncalo92@gmail.com

Жару Нелсон Жоржину

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
nelsonjorginojaro2@gmail.com

Аннотация. В статье показано, что газовая залежь Вынгаяхинского месторождения является одним из наиболее привлекательных объектов для первоочередного освоения. Это связано, с одной стороны, с особенностями геологического строения (небольшая глубина залегания, большая продуктивность скважин, высокая степень подтвержденности запасов газа), с другой, – с выгодным географо-экономическим положением (наличие производственной инфраструктуры, системы магистральных газопроводов, свободных трудовых ресурсов). Показано, что экономические показатели освоения и эксплуатации могут быть улучшены за счёт комплексной разработки сеноманских газовых залежей Вынгаяхинского и прилегающего к нему Еты-Пуровского месторождений, разработка которого находится в настоящее время на начальной стадии.

Ключевые слова: обустройство куста газовых скважин; анализ эффективности системы подготовки газа; установка комплексной подготовки газа; дожимная компрессорная станция; установка очистки газа; установка компримирования газа; установка охлаждения газа.

Kusov Gennady Vladimirovich

Graduate student,
North Caucasian federal university
de_france@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of engineering,
Associate professor,
Associate professor of oil and gas
business name of professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Gerson Gonsalo Oliveira

Student,
Kuban state technological university
gersongoncalo92@gmail.com

Jaro Nelson Jorgino

Student,
Kuban state technological university
nelsonjorginojaro2@gmail.com

Annotation. The article shows that the gas reservoir of Vyngayakhinskoye field is one of the most attractive targets for priority development. This is due, on the one hand, with the peculiarities of the geological structure (small depth, large well productivity, high degree of verifiability gas reserves), on the other – with a favorable geographical and economic situation (presence of industrial infrastructure, the system of main gas pipelines, free labor). It is shown that the economic indicators of development and operation can be improved due to the integrated development of the senoman gas deposits Vyngayakhinskoye and adjacent Ety-Pur field, the development of which is currently in the initial stage.

Keywords: arrangement bush gas wells; analysis of the efficiency of gas treatment system; comprehensive gas; booster compressor station; installation of gas purification; installation of gas compression; gas cooler.

Вынгаяхинское нефтегазовое месторождение расположено на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области в 120 км к югу от п. Тарко-Сале. В географическом отношении месторождение находится в северной части Западно-Сибирской равнины, в зоне лесотундры. Гидрографически оно расположено в междуречье рек Вынгапур и Тырль-Яха, относящихся к бассейну р. Пур.

Обустройство куста газовых скважин

Эксплуатационные скважины группируются в кусты из 2–3 скважин с расстоянием между устьями не менее 40 м. Кустовая площадка сеноманских газовых скважин должна располагаться на расстоянии не менее 70 м от кустовой площадки нефтяных скважин.

Устье скважины обвязывается манифольдом, в состав которого должны входить, как минимум, устьевой клапан-отсекатель, быстросъёмное сужающее устройство, прямоточные задвижки. Устье скважины должно быть оборудовано двумя задавочными линиями с обратными клапанами и быстросъёмными соединениями, а также при необходимости метаноопроводом.

Куст скважин должен быть оборудован факельной линией с вертикальным или горизонтальным факельным устройством (ГФУ), а также измерительной установкой (коллектором) типа Надым-2 или сепаратором.

Газосборный коллектор от скважин куста выполнен в подземном исполнении.

Кустовая площадка оборудована фундаментами под подъёмные агрегаты для капитального ремонта скважин, якорями под оттяжки подъёмных агрегатов, емкостями под технологические растворы, необходимые для ремонта скважин. В целях предотвращения затопления талыми водами кустовая площадка должна быть отсыпана выше максимального подъёма воды, иметь уклон в сторону амбара ГФУ, а в целях исключения снеготранспортировки территории и образования «повышенных» объёмов талых вод, образующихся при весеннем таянии снега, – не обвалована и иметь подъездные пути.

Существуют принципиальные схемы обвязки устья скважин с различным расположением рабочих струн фонтанной арматуры относительно оси скважин и с использованием амбара ГФУ, построенного при бурении скважин:

- традиционная схема обвязки с расположением арматуры параллельно оси скважин;
- схема обвязки с расположением арматуры перпендикулярно оси скважин, обеспечивающая снижение потерь давления и некоторое уменьшение металлоёмкости за счёт устранения ряда поворотов обвязки;
- схема обвязки двух эксплуатационных скважин с расположением одной из арматур под углом к оси скважин, что обеспечивает снижение металлоёмкости при некотором увеличении размеров самой кустовой площадки;

Оптимальной схемой следует считать схему с расположением арматуры параллельно оси скважин с использованием уже имеющегося амбара ГФУ.

В проекте предусматривается обустройство 33 эксплуатационных скважин на 14 кустах. Наблюдательные скважины (6 шт.) размещаются в контуре газоносности для контроля за разработкой залежи, три из них размещаются на кустовых площадках.

Распределение скважин по кустовым площадкам приведено в таблице 1.

Таблица 1 – Распределение скважин по кустовым площадкам

Номер куста	Количество скважин в кусте, шт.		
	эксплуатационные	наблюдательные	всего
6–11, 14, 15	2	–	2
12	2	1	3
2, 4, 5, 13	3	–	3
3	3	1	4
одиочные (1Н, 2Н, 3Н, 4Н)	–	4	4

Устья скважин размещаются на расстоянии 40 м друг от друга.

Режим работы скважин – безгидратный.

Выкидные трубопроводы эксплуатационных скважин подключаются к шлейфу.

Обвязка кустов запроектирована на статическое давление газа.

В обвязке устьев скважин предусмотрены клапаны-отсекатели для отключения скважин в случае порыва шлейфа и устройства, регулирующие с дистанционным управлением УР 1610АЭ с электрическим приводом для выравнивания давления газа в выкидных трубопроводах скважин. Для обеспечения замера дебита скважин выкидные трубопроводы оборудуются сужающими быстросменными устройствами.

На трубопроводе выхода газа с куста устанавливается дистанционно управляемый шаровый кран наземной установки производства ООО «Самараволгомаш» класса давления 600 с электроприводом для отключения шлейфа.

Газ при выводе скважин на режим отводится для сжигания на горизонтальный факел. На факельном трубопроводе предусмотрен регулирующий штуцер для снижения давления газа. Для проведения работ по исследованию скважин на каждом кусте предусматривается установка коллектора «Надым-2М».

Газ при проведении работ по исследованию скважин возвращается в шлейф или сжигается на факеле.

При глушении скважин подача раствора хлористого кальция предусматривается от передвижного задавочного агрегата и емкостей через задавочные трубопроводы, выведенные к проезду куста. Каждый трубопровод заканчивается арматурой и гнездом конуса для подключения задавочного агрегата.

Проектом предусмотрены:

- местный замер давления и температуры газа по каждой скважине на выкидном трубопроводе и в шлейфах на выходе с куста, давления газа на факельном трубопроводе после редуцирующего устройства;
- дистанционный замер расхода, давления и температуры газа по каждой скважине на выкидном трубопроводе, давления и температуры газа в шлейфах на выходе с куста.

Технологические трубопроводы в пределах площадки куста прокладываются надземно на опорах в теплоизоляции, трубопроводы на факел и для подключения задавочного агрегата – без теплоизоляции.

Для обвязки кустов скважин применяются узлы трубопроводов заводского изготовления.

Защита надземных трубопроводов от коррозии предусмотрена лакокрасочными покрытиями, теплоизоляция трубопроводов предусмотрена плитами теплоизоляционными из минеральной ваты на синтетическом связующем.

Выбор труб произведён в соответствии с требованиями «Инструкции по применению труб в газовой и нефтяной промышленности», трубопроводы запроектированы из труб группы В, сталь 09Г2С, сортамент по ГОСТ 8732-78, технические условия на изготовление по ГОСТ 8731-74.

Выбор трубопроводной арматуры осуществлен с учётом статического давления, максимальных и минимальных температур, которые принимает арматура в процессе эксплуатации. Арматура принята исполнения «ХЛ».

Анализ вариантов схем сбора газа

На газовых месторождениях Тюменской области широкое распространение получили две основные схемы промыслового сбора газа – лучевая и коллекторная.

В проекте разработки были предложены четыре варианта промыслового сбора газа:

I вариант – коллекторная схема сбора, при которой газ от кустов по семи коллекторам подаётся на УКПГ. К одному коллектору подключается 2 куста (расчётная схема показана на рис. 1);

II вариант – коллекторная схема сбора, при которой газ от кустов по трём коллекторам подаётся на УКПГ. К одному коллектору подключается 4–6 кустов. Кусты № 4 и № 9 подключаются к коллектору в 1,3 км от УКПГ (расчётная схема показана на рис. 2);

III вариант – лучевая схема сбора газа, при которой газ от кустов по шлейфам подаётся на УКПГ (расчётная схема показана на рис. 3);

IV вариант – коллекторная схема сбора, при которой газ от кустов по двум коллекторам подаётся на УКПГ. К одному коллектору подключается 7 кустов (расчётная схема показана на рис. 4).

Каждая из рассмотренных схем имеет преимущества и недостатки. Если I и III варианты обеспечивают высокую надёжность, II вариант обеспечивает экономию материальных и трудовых ресурсов, то IV вариант обеспечивает значительную экономию материальных и трудовых ресурсов при достаточной надёжности.

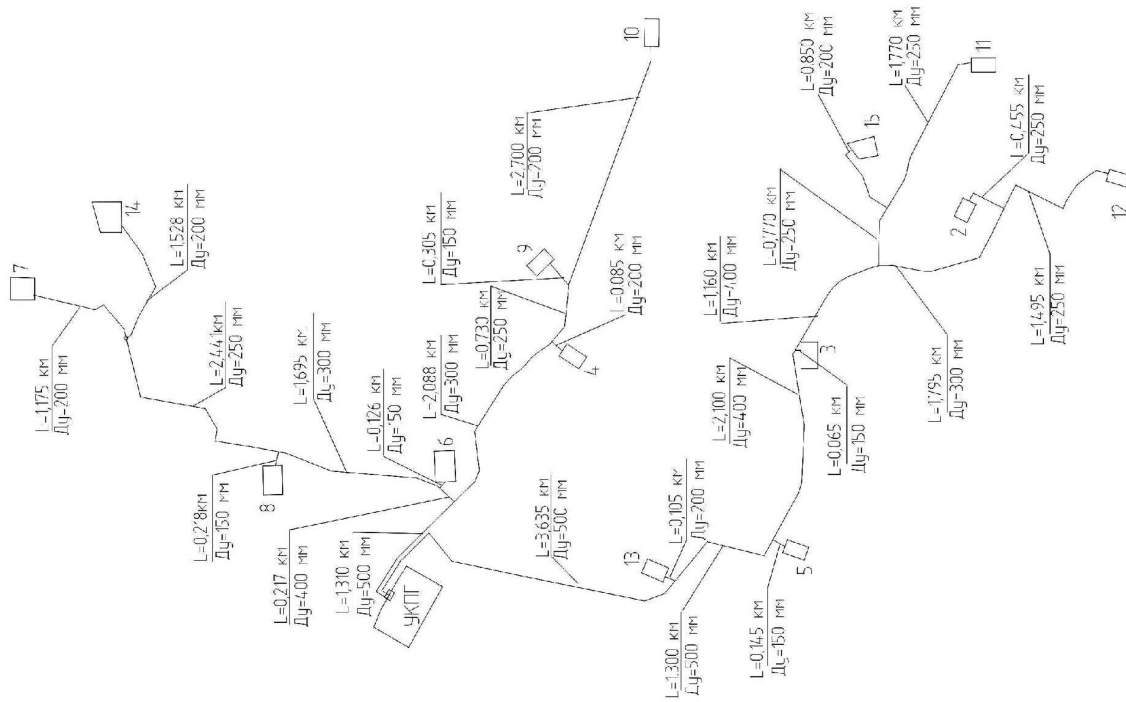


Рисунок 4 – Вариант расчётной схемы сбора газа (по 2 коллекторам)

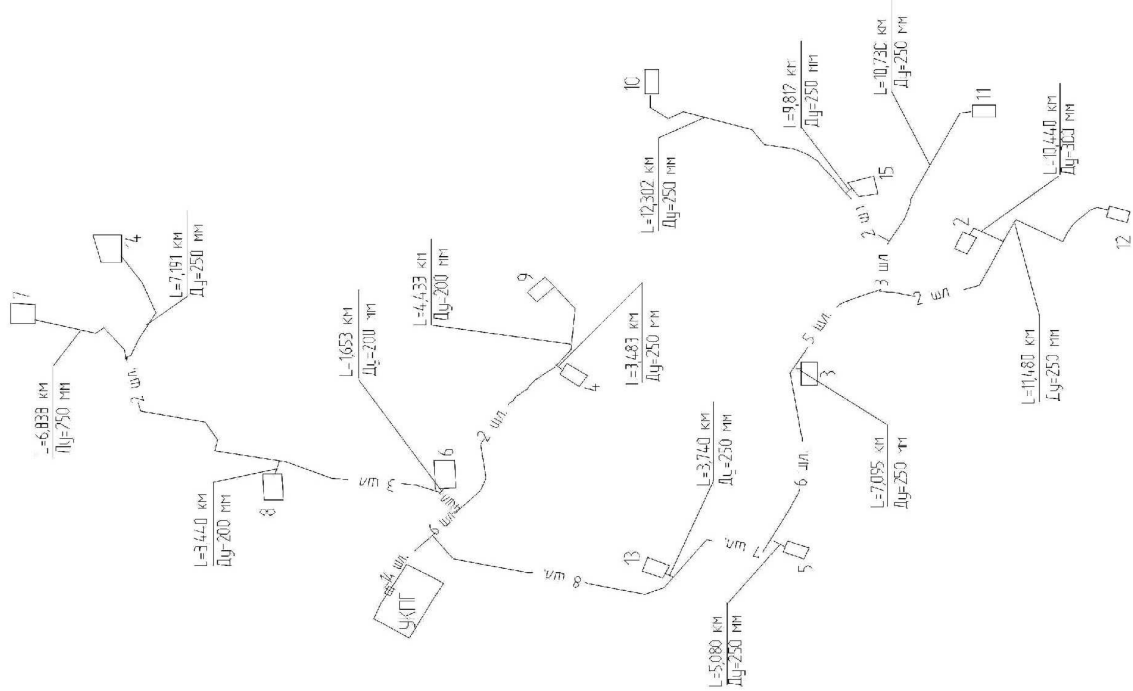


Рисунок 3 – Вариант сбора газа (по лучевой схеме)

На основании долговременного опыта эксплуатации систем сбора газа на северных месторождениях Тюменской области (Комсомольское, Губкинское месторождения) и, исходя из технико-экономического расчёта и анализа вероятности возможных аварий, для Вынгайхинского месторождения принята коллекторная схема сбора газа с подключением кустов к телескопическим коллекторам по IV варианту. Такая схема обеспечивает меньшую металлоёмкость, безгидратный, более благоприятный гидравлический и температурный режим транспорта газа и достаточную надёжность. Вероятность возможных аварий для коллектора от куста 7 составит $5,66 \times 10^{-3}$ случаев в год, для коллектора от куста 10 – $8,19 \times 10^{-3}$ случаев в год.

Потребное количество труб и металлоёмкость по вариантам показано в таблице 2.

Таблица 2 – Потребное количество труб и металлоёмкость по вариантам

Наружный диаметр и толщина стенки, мм	Количество, км			
	I вариант	II вариант	III вариант	IV вариант
Ø 159 × 4,5	1,651	0,639	–	0,859
Ø 219 × 6	24,742	8,728	9,526	6,443
Ø 273 × 7	16,717	6,791	81,096	7,661
Ø 325 × 8	18,945	4,650	7,680	5,578
Ø 426 × 9	–	17,517	–	3,477
Ø 530 × 9	–	–	–	6,245
Общая протяжённость, км	62,055	38,325	98,302	30,263
Металлоёмкость, тонн	2765	2511	4504	1965

На газовые месторождениях Тюменской области широкое распространение получили две основные схемы внутринефтепромыслового сбора газа – лучевая и коллекторная.

Каждая из применяемых схем имеет преимущества и недостатки. Если при лучевой схеме обеспечивается высокая надёжность системы и эффективный контроль за работой кустов и скважин, то при коллекторной достигается значительная экономия материальных и трудовых ресурсов при достаточной надёжности.

Рассмотрены три варианта внутринефтепромыслового сбора газа:

- 1) коллекторная схема сбора газа, при которой газ от кустов по семи коллекторам подаётся на УКПГ (к одному коллектору подключается 2–3 куста);
- 2) коллекторная схема сбора газа, при которой газ от кустов по пяти коллекторам подаётся на УКПГ (к одному коллектору подключаются 3–5 кустов);
- 3) лучевая схема сбора газа, при которой газ от кустов по 17–20 шлейфам подаётся на УКПГ.

Режим работы шлейфов и коллекторов по всем вариантам безгидратный. подача ингибитора гидрообразования от УКПГ к кустам скважин не требуется.

На основании долговременного опыта эксплуатации систем сбора газа на северных месторождениях Западной Сибири и исходя из технико-экономического расчёта для Еты-Пуровского месторождения принята коллекторная схема сбора газа с подключением кустов к пяти коллекторам. Такая схема обладает меньшей металлоёмкостью, достаточной надёжностью и обеспечивает благоприятный гидравлический и температурный режимы транспорта газа.

Гидравлический расчёт газосборных сетей выполнен в соответствии с требованиями ОНТП 51-1-85 с использованием ЭВМ по программе «ОЮКА 2». Расчёт произведён на весь период эксплуатации (32 года).

Расчёт схемы и подбор диаметров шлейфов и коллекторов выполнен из условия минимальной разницы давлений по более удалённым коллекторам на входе в УКПГ, минимальной разницы транзитного потока и потока от кустов в месте подключения, а также исходя из существующего сортамента труб. В расчётах принят допустимый перепад давления до 6 % от устьевого давления газа.

Потребное количество труб и общая металлоёмкость по вариантам приведено в таблице 3.

Таблица 3 – Потребное количество труб и металлоёмкость по вариантам

Наружный диаметр и толщина стенки, мм	Количество, км			
	I вариант	II вариант	III вариант	IV вариант
Ø 720 × 10	–	–	9,4	10,5
Ø 219 × 6	1,7	0,7	0,9	0,8
Ø 273 × 6	5,3	2,0	1,6	2,6
Ø 325 × 7	18,1	9,9	15,2	18,7
Ø 426 × 9	10,0	21,3	7,3	10,3
Ø 530 × 8	16,7	17,9	18,2	10,5
Общая протяжённость, км	51,8	51,8	52,6	58,8
Металлоёмкость, тонн	3902	4460	5122	5584

Сопоставление вариантов разработки при указанной цене на газ позволяет рекомендовать третий вариант разработки к практической реализации, предусматривающий уровень годовой добычи газа в объёме 13 млрд м³, для реализации которого потребуется 3639,91 млн руб. капитальных вложений, в т.ч. 1281,1 млн руб. в бурении и 2312,56 млн руб. в обустройстве.

Таким образом, III вариант обустройства промысла и эксплуатации месторождения характеризуется следующими технико-экономическими показателями:

- срок эксплуатации месторождения – 30 лет;
- накопленная добыча газа – 279,95 млрд м³;
- число эксплуатационных скважин – 75 шт.;
- количество кустов – 18 шт.;
- средний дебит скважин – 509 м³/сут.;
- объём кап. вложений в обустройство месторождения – 2312,56 млн руб.;
- эксплуатационные затраты за весь период разработки – 15513 млн руб.;
- средняя себестоимость добычи 1000 м³ газа – 56,2 руб.;
- дисконтированная накопленная денежная наличность – 361,44 млн руб.;
- внутренняя норма доходности – 11,44 %;
- срок окупаемости капвложений (с начала строительства) – 10 лет.

Газ от кустов скважин поступает на входные краны пункта переключющей арматуры (ППА), а затем через сборный коллектор условным диаметром 1000 мм подаётся на установку сепарации газа. Сборный коллектор служит одновременно для предварительной сепарации газа от жидкости, особенно при её пробковом поступлении из системы сбора, и защиты первичных сепараторов. Продувка сборного коллектора осуществляется в общую дренажную ёмкость.

Отсепарированный газ поступает на ДКС, где проходит вторую ступень очистки в фильтрах-сепараторах и компримируется до давления, обеспечивающего его подачу в магистральный газопровод. Согласно технологическим показателям разработки ввод ДКС необходим для 1 варианта – с третьего года эксплуатации, для 2, 3 и 4 вариантов – с первого года эксплуатации. Первые два года в первом варианте отсепарированный газ поступает сразу на установку осушки.

Температурный режим систем сбора определяет технологический режим газа на УКПГ, условия гидратообразования и меры по их предотвращению. Согласно термодинамическим расчётам устьевая температура потока газа в основной период оценивается в 17 °С. Температура смешанного потока в точках врезки кустов определялась на основе теплового баланса. Расчёт температурного режима проведён для характерных участков в точках смешения потоков и смены диаметров шлейфов. Результаты расчёта температурного режима для II варианта приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Температуры гидратообразования

Давление, кг/см ²	65	60	55	50	45	40
Температура гидратообразования, °С	7,6	6,9	6,1	5,3	4,4	3,4

При пуске кустов в зимний период необходима подача ингибитора (метанола) на время прогрева шлейфов.

Анализ эффективности системы подготовки газа

Подготовка газа к транспорту осуществляется в несколько этапов:

- 1) очистка от механических примесей;
- 2) осушка газа.

Очистка от механических примесей

К механическим примесям относятся частицы породы, выносимые газовым потоком из скважины, строительный шлак, оставшийся после окончания строительства промысловых газосборных сетей и магистральных трубопроводов, продукты коррозии и эрозии внутренних поверхностей и жидкие включения конденсата и воды.

Согласно техническим требованиям на природные и нефтяные газы содержание жидкой взвеси в транспортируемом газе не должно превышать 25–50 г на 1000 м³ газа. Ещё более жёсткие требования необходимо предъявлять к содержанию твёрдой взвеси (не более 0,05 мг/м³), которая способствует эрозионному износу технологического оборудования газопроводов. Так, при содержании 5–7 мг/м³ твёрдой взвеси КПД трубопроводов уменьшается на 3–5 % в течение двух месяцев эксплуатации, а при запылённости более чем 30 мг/м³ трубопровод выходит из строя через несколько часов из-за полного эрозионно-ударного износа.

По принципу работы аппараты для очистки газа от механических примесей подразделяются на:

- работающие по принципу «сухого» отделения пыли. В таких аппаратах отделение пыли происходит в основном с использованием сил гравитации и инерции (к ним относятся циклонные пылеуловители, гравитационные сепараторы, различные фильтры);
- работающие по принципу «мокрого» улавливания пыли. В этом случае удаляемая из газа взвесь смачивается промывочной жидкостью, которая отделяется от газового потока, выводится из аппарата для регенерации и очистки и затем возвращается в аппарат (к ним относятся масляные пылеуловители, шаровые скрубберы и т.д.);
- использующие принцип электроосаждения (данные аппараты почти не применяются для очистки природного газа).

Наиболее широко используются аппараты «мокрого» и «сухого» пылеулавливания.

Для ограничения выноса из месторождения породы призабойную зону оборудуют фильтром.

На промысле газ проходит очистку в наземных сепараторах, в которых сепарируется жидкость (вода и конденсат) и газ очищается от частиц породы и пыли. Промысловые очистные аппараты работают, используя свойства выпадения взвеси под действием силы тяжести при уменьшении скорости потока газа или используя действие центробежных сил при специальной закрутке потока. Поэтому промысловые аппараты очистки делятся на гравитационные и циклонные. Гравитационные аппараты бывают вертикальные и горизонтальные. Вертикальные гравитационные аппараты рекомендуются для сепарации газов, содержащих твёрдые частицы и тяжёлые смолистые фракции, так как они имеют лучшие условия очистки и дренажа.

Вертикальные сепараторы изготовляют диаметром 400–1650 мм, горизонтальные – диаметром 400–1500 мм при максимальном давлении 16 МПа. При оптимальной скорости эффективность сепарации составляет до 80 %.

Осушка газа

При больших объёмах транспортируемого газа его осушка является наиболее эффективным и экономичным способом предупреждения образования кристаллогидратов в магистральном газопроводе. Существующие способы осушки при промышленной подготовке газа к транспорту подразделяются на две основные группы: абсорбция и адсорбция и охлаждение газового потока.

В результате осушки газа точка росы паров воды должна быть снижена ниже минимальной температуры при транспортировании газа.

Сорбционные способы осушки газа

Жидкие сорбенты, применяемые для осушки природных и нефтяных газов, должны иметь высокую растворимость в воде, низкую стоимость, хорошую антикорро-

зионность, стабильность по отношению к газовым компонентам и при регенерации; простоту регенерации, малую вязкость и т.д.

Большинству этих требований наилучшим образом отвечают ДЭГ и ТЭГ и в меньшей степени ЭГ.

Этиленгликоль ($\text{CH}_2\text{OH}-\text{CH}_2\text{OH}$) – простейший двухатомный спирт, используется в основном как ингибитор, не применяется для осушки

Диэтиленгликоль ($\text{CH}_2\text{OH}-\text{CH}_2-\text{O}-\text{CH}_2-\text{CH}_2\text{OH}$) в химически чистом виде – бесцветная жидкость. Как показали эксперименты в лабораторных и промышленных условиях, максимальное понижение точки росы газа при осушке ДЭГ обычно не превышает 30–35 °С, что довольно часто оказывается недостаточным. В связи с разработкой более глубоких газовых месторождений, температура газа которых значительная и в летнее время почти не понижается в коммуникациях до газоосушительных установок, потребовался более сильный влагопоглотитель.

Триэтиленгликоль ($\text{CH}_2\text{OH}-\text{CH}_2-\text{O}-\text{CH}_2-\text{O}-\text{CH}_2-\text{CH}_2\text{OH}$) получают соединением трёх молекул ЭГ с образованием воды.

Гликоли хорошо вбирают влагу из газов в большом интервале температур.

При сравнении ДЭГ и ТЭГ необходимо иметь в виду, что ДЭГ более дешёвый. Однако при использовании ТЭГ можно получить большее снижение точки росы газа (на 45–50 °С). Потери ТЭГ при регенерации значительно меньше, чем потери ДЭГ вследствие более низкой упругости паров.

Экономичность работы абсорбционных установок в значительной степени зависит от потерь сорбента. Для их снижения в первую очередь необходимо строго поддерживать расчётный температурный режим десорбера, тщательно сепарировать газ и водяной пар и по возможности исключить пенообразование при контакте газа с сорбентом за счёт специальных добавок.

Осушка газа твёрдыми поглотителями

В качестве твердых поглотителей влаги в газовой промышленности широко применяются активированная окись алюминия и боксит, который на 50–60 % состоит из Al_2O_3 . Поглотительная способность боксита 4,0–6,5 % от собственной массы.

Преимущества метода: низкая точка росы осушенного газа (до – 65 °С), простота регенерации поглотителя, компактность, несложность и низкая стоимость установки.

Осушка газа молекулярными ситами

Для глубокой осушки применяют молекулярные сита, так называемые цеолиты. Цеолиты состоят из кислорода, алюминия, кремния и щелочноземельных металлов и представляют собой сложные неорганические полимеры с кристаллической структурой. Форма кристалла цеолита – куб, на каждой из шести сторон его имеются щели, через которые влага проникает во внутреннее пространство. Каждый цеолит имеет свой размер щелей, образованных атомами кислорода. Благодаря этому цеолиты способны резко избирательно сорбировать в основном мелкие молекулы, т.е. при адсорбции происходит как бы отсеивание более мелких от более крупных молекул. Мелкие молекулы проникают во внутреннее пространство кристалла и застревают в нём, а крупные молекулы не проходят и, следовательно, не будут адсорбироваться.

Цеолиты, применяемые в виде порошка или гранул размером до 3 мм, обладают высокой пористостью (до 50 %) и огромной поверхностью пор. Их активность достигает 14–16 г на 100 г цеолитов при парциальном давлении 0,4 мм рт. ст.

Для регенерации молекулярных сит используют сухой газ, нагретый до 200–300 °С, который пропускают через слой цеолита в направлении, обратном движению газа при осушке.

Цеолиты выдерживают до 5000 циклов, теряя при этом около 30 % своей поглотительной способности.

Осушка газа охлаждением

Охлаждение широко применяется для осушки и выделения конденсата и газа газоконденсатных месторождений на установках низкотемпературной сепарации, а также при получении индивидуальных компонентов газа сжижении газов и т.д.

Газ можно охлаждать путём расширения, когда необходимо снижать его давление, а также пропуская через холодильные установки. В условиях Крайнего Севера для охлаждения газа можно использовать низкую температуру окружающего воздуха (в зимнее время).

Процесс расширения с целью понижения температуры осуществляется двумя способами – дросселированием без совершения внешней работы (изоэнтальпийный процесс) или адиабатическим расширением с отдачей внешней работы (изоэнтروпийный процесс).

В тех случаях, когда давления газа на входе в установки низкотемпературной сепарации недостаточно для его охлаждения расширением, устанавливают холодильные установки, заменяющие или дополняющие узел расширения. Необходимая температура сепарации может обеспечиваться за счёт установки дополнительных теплообменников-рекуператоров и холодильников. Для предупреждения гидратообразования перед теплообменником в поток сырого газа впрыскивается гликоль. Предусмотрен также ввод ингибитора.

Рассматривая рациональную область применения указанных способов осушки и извлечения конденсата из природных и попутных газов, необходимо отметить, что осушку весьма тощих газов (чисто газовых месторождений) целесообразно вести с применением диэтиленгликоля и триэтиленгликоля, активированного боксита и цеолитов. Применять другие методы нерентабельно. Если же требуется только частичное удаление влаги из газа (получение точек росы не ниже – 10 °С), лучше применять гликоли. Для более глубокой осушки, а также при необходимости получения отдельных фракций желательна осушка вести активированным бокситом или цеолитом. Осушку и извлечение конденсата из газа газоконденсатных месторождений, в газах которых находится достаточно много конденсата, как правило, наиболее выгодно производить на установках низкотемпературной сепарации. При этом эффективность использования низкотемпературной сепарации газа зависит от начального давления и темпов его падения.

Для подготовки газа целесообразно применение метода абсорбционной осушки газа с использованием в качестве абсорбента триэтиленгликоля (ТЭГа) концентрации 98,5 % масс.

Метод абсорбционной осушки газа имеет ряд преимуществ:

- непрерывность, гибкость работы в условиях зимы и лета за счёт изменения концентрации и количества ТЭГа;
- полная автоматизация технологического процесса;
- меньшие потери давления в абсорберах;
- отсутствие низконапорного газа, подлежащего утилизации с применением компрессорных агрегатов;
- меньшая металлоёмкость основного оборудования;
- возможность работы в широком диапазоне давлений и нагрузок.

Применение для осушки газа ТЭГа, а не диэтиленгликоля (ДЭГа) основано на анализе сравнительных показателей абсорбентов (технические преимущества, физико-химические свойства, осушающая способность).

На основе анализа выявлены преимущества ТЭГа: более глубокая осушка газа, меньшие потери от уноса с газом и от термического разложения, лучшая регенерируемость, сокращение расхода топливного газа на регенерацию.

ТЭГ имеет более высокую температуру начала термического разложения (206 °С), ДЭГ – (164 °С). Применение ТЭГа позволяет использовать установку атмосферной регенерации, для регенерации ДЭГа необходима более дорогостоящая установка вакуумной регенерации. Возможность нагрева ТЭГа до более высоких температур позволяет уменьшить остаточное количество конденсата в регенерированном растворе.

Применение более вязкого ТЭГа позволяет сократить его унос с осушенным газом с 15 до 7 г/1000 м³. ТЭГ имеет по сравнению с ДЭГом более высокую температуру вспышки паров (158 °С и 135 °С соответственно) и воспламенения (170 °С и 143 °С), что снижает пожарную опасность объекта.

Гликоли относятся к веществам с относительно низкой токсичностью. При этом ТЭГ считается менее токсичным, что объясняется меньшим значением давления насыщенных паров. Таким образом, применение ТЭГа обеспечивает повышение безопасности эксплуатации и экологичности технологических установок.

Проектом предусматривается подготовка газа месторождения к транспорту совместно с газом Етыпуровского месторождения на УКПГ, расположенной на Вынгайхинском месторождении.

Рассматриваемый вариант совместной подготовки газа Вынгайхинского и Етыпуровского месторождений на УКПГ Вынгайхинского месторождения по сравнению с отдельной подготовкой газа на месторождениях имеет свои преимущества и недостатки.

К недостаткам относятся:

- строительство дополнительной установки сепарации для газа Етыпуровского месторождения на УКПГ;
- увеличение диаметра межпромыслового газопровода от Етыпуровского месторождения с Ду 1000 до Ду 1200 мм;
- увеличение мощности ДКС в связи с большими потерями давления в межпромысловом газопроводе при подаче газа с Етыпуровского месторождения под собственным давлением по сравнению с подачей под давлением ДКС;
- дополнительный расход метанола на ингибирование межпромыслового газопровода;
- увеличение ёмкости склада метанола на Етыпуровском месторождении.

К преимуществам относятся:

- концентрация мощностей по подготовке и компримированию газа на одной площадке с размещением объектов инфраструктуры и инженерного обеспечения;
- использование для осушки газа оборудования большой производительности;
- уменьшение количества резервного оборудования установки осушки газа, регенерации ТЭГа и ДКС;
- использование одного типа газоперекачивающих агрегатов;
- сокращение сроков строительства УКПГ и ДКС при размещении их на одной площадке;
- сокращение площадей застройки УКПГ, ДКС, ОБП при размещении их на одной площадке;
- возможность использования единой установки регенерации ТЭГа;
- отсутствие необходимости завоза ТЭГа для осушки газа на Етыпуровское месторождение;
- сокращение площадей строительства на Етыпуровском месторождении приводит к уменьшению экологического ущерба.

В проекте обустройства Вынгайхинского месторождения предусматриваются следующие объекты основного технологического назначения:

- кусты газовых скважин;
- УКПГ;
- дожимная компрессорная станция (ДКС).

Газ от кустов скважин по шлейфам и двум сборным коллекторам под собственным давлением подаётся на УКПГ. Прокладка газосборных сетей принята подземная, режим работы – безгидратный, запас температур газа от равновесной температуры гидратообразования составляет 2–4 °С.

Газ Етыпуровского месторождения из межпромыслового газопровода поступает на установку сепарации газа.

Газ обоих месторождений не содержит вредных примесей, содержание углеводородного конденсата незначительно, поэтому для его подготовки к транспорту в соответствии с ОСТ 51.40-93 необходима очистка от мехпримесей и воды до точки росы по воде в зимний период – минус 20 °С, в летний период – минус 10 °С.

Очистка газа от капельной влаги и мехпримесей на УКПГ производится в сепараторах производительностью 10 млн м³/сут. каждый, рекомендуемое число аппаратов выбирается с учётом разницы давлений отдельно для каждого месторождения: для Вынгайхинского – две штуки, для Етыпуровского – четыре штуки и один общий резервный сепаратор.

Для осушки газа предусмотрено семь абсорберов (один резервный) производительностью 10 млн м³/сут. каждый.

В связи с тем, что в составе газа после ДКС с пятого года эксплуатации появляется капельная жидкость (до 0,45 м³/час) в абсорберах необходимо увеличить высоту массообменной части по сравнению с аналогом (ГП 1467.02.00.000), для снижения уноса с газом ТЭГа – применить регулярную насадку.

Насыщенный триэтиленгликоль с концентрацией 95,4 % подаётся на установку атмосферной регенерации.

После регенерации ТЭГ возвращается в технологический процесс.

Для восполнения потерь ТЭГа предусмотрена его подача со склада. Величина потерь ТЭГа (10 г на 1000 м³ газа) принята согласно данных ООО «Ноябрьскгаздобыча», полученных при эксплуатации Губкинского УКПГ. Максимальный годовой расход ТЭГа составляет 200 тонн/год. Для осушки газа в технологическом процессе циркулирует от 23,5 тонн/сут. ТЭГа в первые годы до 456 тонн/сут. ТЭГа в конце периода постоянной добычи газа.

При работе без ДКС газ после установки сепарации поступает на установку осушки.

В связи с низким пластовым давлением газа Вынгаяхинского месторождения для обеспечения необходимого давления газа в точке врезки в магистральный газопровод требуется ввод ДКС с третьего года эксплуатации.

Подключение ДКС предусмотрено между установкой сепарации газа и установкой осушки газа. При работе с ДКС газ с расчётной температурой 25 °С (летом) и 15 °С (зимой) поступает в абсорберы для осушки.

Для комплексной подготовки газа применяется оборудование, разработанное ЦКБН и поставленное на промышленное производство.

Предусматривается коллекторная схема подключения сепараторов и абсорберов, позволяющая выполнять ремонтные работы одного аппарата без останова других. Для предупреждения гидратообразования в обвязке оборудования установки сепарации газа предусмотрена подача метанола во входные потоки газа перед арматурой, отключающей газосборные коллектора, и на вход каждого сепаратора. Подготовленный к транспорту газ подаётся через пункт измерения расхода в трубопровод внешнего транспорта Ду 1000 мм. Структурная схема УКПГ приведена на рисунке 5. Технологические показатели разработки и параметры газа Вынгаяхинского месторождения приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Технологические показатели разработки и параметры газа

Год разработки	Добыча, млрд. м ³	Дебит скважин, тыс. м ³ /сут.	Фонд скважин, шт.	Давление, МПа		Температура, °С		
				Устьевое	На входе в сепаратор	Устьевая	На входе в сепаратор	Гидратообразования в шлейфах
1	1	422	7	6,75	6,65	13,2	10,6	8,6
2	3,5	469	22	6,44	6,14	13,3	10,8	8,0
3	5,0	447	33	6,16	5,85	13,3	10,6	7,5
4	5,0	447	33	5,89	5,58	13,3	10,6	7,1
5	5,0	447	33	5,63	5,31	13,3	10,6	6,6
6	5,0	447	33	5,39	5,05	13,3	10,6	6,1
13	5,0	448	33	3,66	3,07	13,3	10,6	1,6
21	2,342	225	27	1,89	1,60	6,7	4,4	-4,2
28	0,662	86	20	1,00	0,92	2,6	0,8	-8,9

Пластовая вода из сепараторов направляется в дегазаторы и после разгазирования – на очистные сооружения, максимальная концентрация метанола составляет до 1,75 % объёмных.

В составе УКПГ для сброса газа перед ремонтами и при авариях предусмотрена свеча рассеивания, т.к. газ месторождения лёгкий (относительная плотность 0,564), постоянные сбросы газа отсутствуют, в сбросах отсутствуют вещества 1 и 2 класса опасности, кроме того, плата за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании газа превышает плату за выбросы без сжигания в 5 раз.

Для слива жидких продуктов из оборудования на период ремонтов предусмотрены дренажные ёмкости.

Установка комплексной подготовки газа

Технология комплексной подготовки газа к транспорту включает следующие процессы:

- сепарацию газа для очистки от капельной жидкости, выносимой из пласта;
- абсорбционную осушку газа раствором ТЭГа;
- регенерацию ТЭГа и возвращение его в технологический процесс осушки газа;
- дистанционное отключение коллекторов от УКПГ и переключение их на свечу;
- защиту технологического оборудования от превышения давления;
- подогрев и редуцирование газа на собственные нужды;
- замер количества осушенного газа и подачу в магистральный газопровод;
- аварийное опорожнение установок и рассеивание газа на свече;
- хранение ТЭГа, метанола и использование их в технологическом процессе.

Для осуществления названных процессов в составе УКПГ предусмотрены следующие технологические объекты:

- установка переключающей арматуры и сепарации газа;
- установка осушки и регенерации ТЭГа;
- пункт измерения расхода газа;
- дренажные ёмкости;
- свеча рассеивания;
- внутривозвращающие технологические трубопроводы.
- установка переключающей арматуры;
- оборудование для сепарации и осушки газа, регенерации ТЭГа, подготовки газа на собственные нужды;

- пункт измерения расхода газа размещаются в отдельных цехах (зданиях);
- дренажные ёмкости – на открытой площадке.

Цех входа и сепарации газа

Газ от кустов скважин Вынгаяхинского месторождения по коллекторам и газ Етыпуровского месторождения по трубопроводу Ду 1200 мм поступает на установку входа и сепарации газа, включающую узлы переключающей арматуры, семь сепараторов производительностью 10 млн. м³/сут. каждый, два дегазатора для сбора пластовой воды.

Узлы переключающей арматуры предназначены для:

- подключения газосборных коллекторов от кустов скважин к общему сборному коллектору и трубопровода Ду 1200 мм и распределения подачи газа по сепараторам;
- дистанционного отключения газосборных коллекторов от УКПГ и переключения их для продувки на свечу;
- распределения и регулирования подачи метанола.

Каждый коллектор входа газа в цех оборудуется пневмогидрокрansom, который служит для отключений коллектора и цеха, в том числе и аварийных; ручным краном для продувки газосборного коллектора на свечу; электроприводной арматурой для ввода метанола. Газосборные коллектора Вынгаяхинского месторождения дополнительно оборудуются ручными кранами-регуляторами для выравнивания давления на входе и подключаются к общему сборному коллектору Ду 700 мм.

На каждом коллекторе входа газа производится замер температуры и давления газа с передачей данных в операторную.

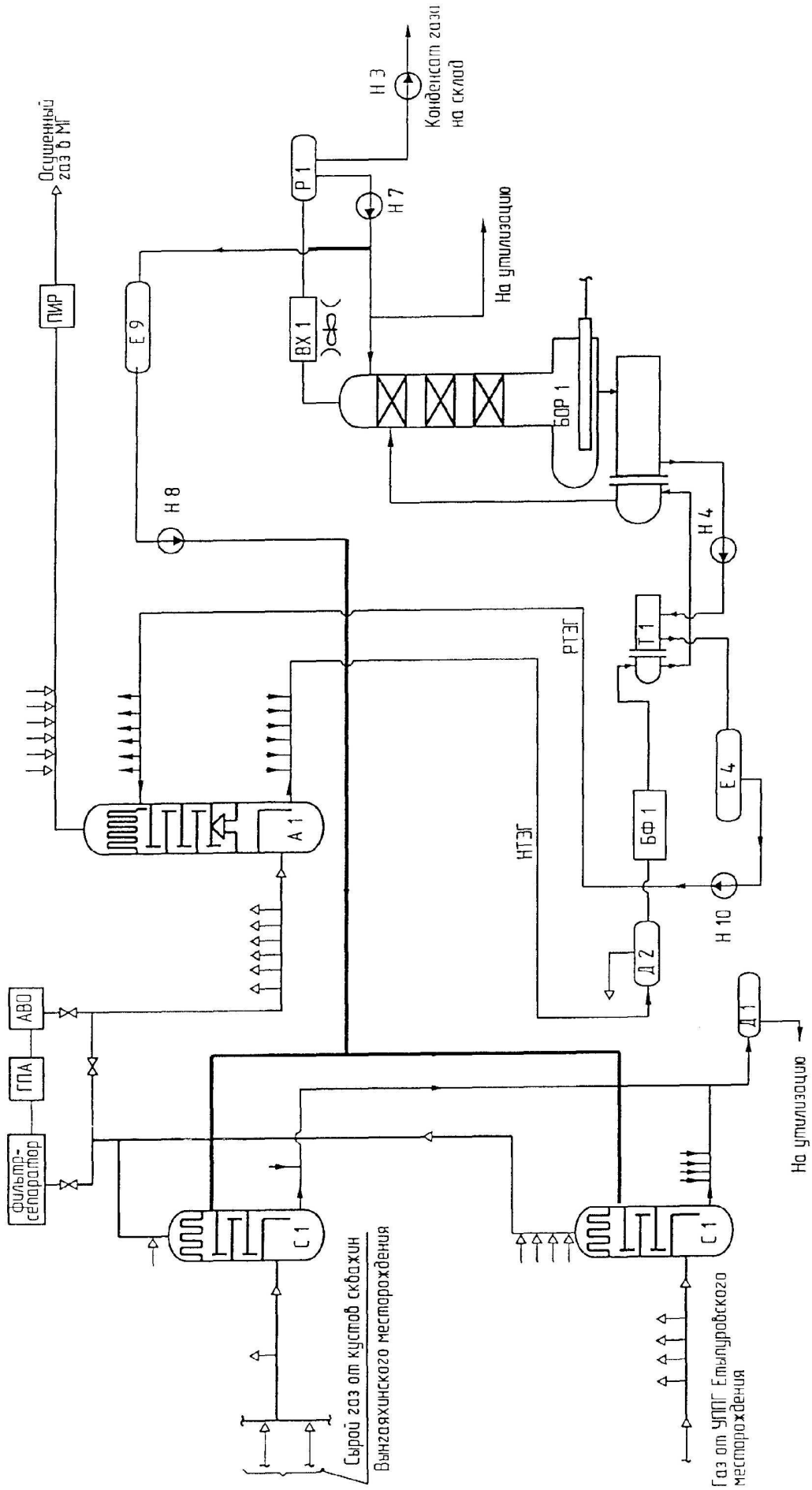


Рисунок 5 – Структурная схема УППГ Вынгайхинского месторождения

При падении давления газа в газосборных коллекторах до отсекающих кранов производится автоматическое отключение коллекторов, при превышении давления выше допустимого (7,5 МПа) выдаётся аварийный сигнал.

Общий сборный коллектор служит одновременно для предварительной сепарации газа от жидкости, особенно при её пробковом поступлении из системы сбора, и распределения газа по сепараторам. Слив жидкости из общего сборного коллектора осуществляется в дренажную ёмкость.

Из общего сборного коллектора газ поступает в сепараторы.

В сепараторах производится отделение механических примесей, солей, улавливание капельной жидкости, выносимой из пласта, и частично метанола путём промывки рефлюксной водой. Сепараторы применены по типу ГП 1467.02.00.000 с промывочной секцией для снижения засоления ТЭГа.

Равномерная загрузка сепараторов по сырому газу производится с помощью электроприводных кранов-регуляторов КлР 2.8–КлР 2.14, установленных на трубопроводах выхода газа из сепараторов, по расходу газа, за счёт отбора газа из общего сборного коллектора.

На входе и выходе газа из каждого сепаратора установлены пневмогидрокраны с дистанционным управлением для аварийной остановки сепаратора.

Газ после сепарации поступает на установку осушки газа или на ДКС.

Уловленная в сепараторах жидкость поступает в дегазатор Д1 и после разгазирования – на очистные сооружения.

Газ из дегазаторов используется на собственные нужды.

Предусмотрена подача метанола для предотвращения гидратообразования в общем сборном коллекторе и сепараторах.

Распределение подачи метанола осуществляется по системе трубопроводов с помощью электрозадвижек, регулирование – насосов с регулируемой подачей.

При ремонтах освобождение технологического оборудования и трубопроводов от газа осуществляется на свечу рассеивания, жидкость сливается в дренажную ёмкость. Предусмотрены узлы учёта всех сбрасываемых продуктов.

В качестве регулирующей арматуры применены: краны-регуляторы расхода газа – шаровые краны с электроприводом и краны-регуляторы давления Вынгаяхинского газа – ручные шаровые краны наземной установки производства ООО «Самараволго-маш» класса давления 600; регуляторы уровня жидкости в сепараторах и дегазаторах и давления газа в дегазаторах – арматура с электроприводом, входящая в состав блоков оборудования разработки ЦКБН.

Компоновка оборудования в помещении одноярусная. Для механизации грузоподъёмных работ при ремонтах установлен ручной подвесной кран.

Цех осушки газа и регенерации ТЭГа

В цехе выделены:

- помещение осушки газа;
- помещение огневых регенераторов;
- помещение насосно-ёмкостного оборудования.

Газ после сепарации или от ДКС поступает на общую установку осушки газа, состоящую из семи абсорберов (один резервный) с арматурными блоками.

Равномерная загрузка абсорберов производится с помощью электроприводных кранов-регуляторов КлР 3.15–КлР 3.21, установленных на трубопроводах выхода газа из абсорберов, по расходу газа; производится регулирование уровня насыщенного ТЭГа, замер и регулирование подачи регенерированного ТЭГа.

В абсорберах газ осушается РТЭГом концентрацией 98,5 %.

РТЭГ подаётся в абсорберы насосами, установленными для удобства обслуживания в помещении осушки газа. Регулирование подачи РТЭГа осуществляется с помощью замерных устройств и регулирующих клапанов, входящих в состав арматурных блоков.

НТЭГ из помещения осушки газа по коллектору подаётся на регенерацию.

Осушенный газ после абсорберов поступает на пункт измерения расхода газа.

На входе и выходе газа из каждого абсорбера установлены пневмогидрокраны с дистанционным управлением, позволяющие осуществить аварийную остановку абсорбера и цеха. Предусмотрено освобождение каждого абсорбера на свечу рассеивания, жидкость сливается в дренажную ёмкость.

В помещении осушки газа размещён узел подготовки газа на собственные нужды, включающий теплообменник, узлы редуцирования и замера количества газа.

В качестве дистанционной регулирующей арматуры применены: краны-регуляторы расхода газа – шаровые краны с электроприводом наземной установки производства ООО «Самараволгомаш» класса давления 600; регуляторы подачи РТЭГа и уровня НТЭГа в абсорберах – арматура с электроприводом, входящая в состав блоков оборудования разработки ЦКБН.

Компоновка оборудования в помещении осушки газа одноярусная. Для механизации грузоподъёмных работ при ремонтах установлен ручной подвесной кран.

Для слива ТЭГа при аварии и перед ремонтом оборудования рядом с помещением осушки газа размещается дренажная ёмкость.

В помещениях насосно-емкостного оборудования и огневых регенераторов размещены: дегазаторы, блоки фильтров и аппарата магнитной обработки, теплообменники, блоки регенерации, арматурные блоки, сборник солей, конденсаторы воздушные, ёмкость разделителя рефлюкса, насосы орошения, горячие насосы.

Для регенерации ТЭГа используются блоки с огневыми испарителями БОР 1 по типу ГП 1467.08.00.000-01 производительностью 20 м³/час каждый.

Предусматривается коллекторное подключение оборудования.

Компоновка оборудования в помещении насосно-емкостного оборудования одноярусная, в помещении огневых регенераторов – двухъярусная. На первом ярусе размещены блоки регенерации ТЭГа и блоки горячих насосов, на втором – установлены арматурные блоки и сборник солей.

Для механизации грузоподъёмных работ при ремонтах установлены ручные подвесные краны.

Оборудование, трубопроводы и арматура с температурой более 45 °С теплоизолируются.

Для слива ТЭГа при аварии и перед ремонтами оборудования рядом с помещением огневых регенераторов размещается дренажная ёмкость.

Пункт измерения расхода газа

После осушки газ поступает на пункт измерения расхода газа, предназначенный для коммерческого замера расхода.

Пункт измерения расхода газа выполнен в соответствии с нормами для коммерческого замера расхода – РД 50-213-80, ГОСТ 8.563.1-97–ГОСТ 8.563.3-97 и состоит из четырёх рабочих замерных линий (одна резервная), оборудованных устройствами быстросменными сужающими типа УСБ Ду 700 мм; Ру 8 МПа, предназначенными для измерения перепада давления на диафрагме, а в комплекте с дифманометром – для измерения расхода газа.

Замерные устройства расположены в отапливаемом здании, отключающая арматура – на открытой площадке.

Для проведения ремонтных работ предусматривается сброс давления с каждой линии на свечу.

Дренажные ёмкости

Для слива жидких продуктов (пластовой воды, ТЭГа) из оборудования и трубопроводов при аварии и перед ремонтом рядом с цехами предусмотрены подземные дренажные ёмкости объёмом 12,5 и 40 м³ с электронасосными агрегатами во взрывозащищённом исполнении и свечами рассеивания с огнепреградителем. По мере накопления продукт из емкостей откачивается: пластовая вода – на утилизацию через узел учёта, расположенный в цехе входа и сепарации газа, ТЭГ возвращается в технологический процесс.

Свеча рассеивания

Для освобождения от газа технологического оборудования при подготовке к ремонту, для продувки коллекторов и сброса газа в аварийных ситуациях предусматривается свеча рассеивания Ду 500 мм.

Диаметр свечи рассеивания определён по максимально допустимой скорости истечения газа в атмосферу в соответствии с требованиями ВНТП 01-81. Высота свечи, равная 40 м, обеспечивает эффективное рассеивание сбрасываемого газа, исключает образование взрывоопасных концентраций в зоне размещения технологического

оборудования, зданий и сооружений. Максимальная приземная концентрация метана (равная 0,98 ПДК) достигается на расстоянии 1700 м от свечи рассеивания.

Внутриплощадочные трубопроводы

На площадке УКПГ основные газовые коллекторы прокладываются подземно, трубопроводы замерных линий на пункте измерения расхода газа – надземно, технологические трубопроводы – надземно на отметке не менее 2,2 м от уровня земли и 5 м над дорогами.

Предусмотрена возможность временной подачи газа в газопровод, минуя цех осушки газа.

На газовом коллекторе предусмотрена установка крановых узлов в укрытии для подключения ДКС.

Все трубопроводы прокладываются с учётом их тепловых удлинений, которые компенсируются принятой конфигурацией или П-образными компенсаторами.

На трубопроводах входа метанола и ТЭГа в цеха устанавливаются электроприводные задвижки, автоматически закрывающиеся при пожаре.

Трубопроводы и арматура с температурой более 45 °С теплоизолируются.

Подземные трубопроводы покрываются антикоррозионной изоляцией усиленного типа согласно СНиП 2.05-06-85* и ГОСТ Р 51164-98, надземные трубопроводы – лакокрасочными покрытиями, теплоизоляция трубопроводов предусмотрена плитами теплоизоляционными из минеральной ваты на синтетическом связующем.

Выбор труб выполняется в соответствии с требованиями «Инструкции по применению труб в газовой и нефтяной промышленности», трубопроводы запроектированы из труб группы В сталь 09Г2С, сортамент по ГОСТ 8732-78, технические условия на изготовление по ГОСТ 8731-74.

Дожимная компрессорная станция

Дожимная компрессорная станция (ДКС) предназначена:

- для обеспечения необходимого давления газа в точке подключения к магистральному газопроводу;
- для поддержания давления газа и расчётной производительности абсорбторов установки осушки газа.

Подключение ДКС выполнено до УКПГ. ДКС размещается на площадке, смежной с УКПГ.

Преимущества использования газоперекачивающих агрегатов ГПА-Ц-16С следующие:

- агрегаты позволяют в одном и том же корпусе компрессора устанавливать сменные проточные части, что требуется для изменения степеней сжатия ДКС и полной загрузки рабочих ГПА на весь период эксплуатации месторождения;
- ГПА-Ц-16С является одним из наиболее экономичных агрегатов, выпускаемых в России. В «Концепции энергосбережения в ПАО «Газпром» представлены технические показатели ГПА нового поколения производства российских фирм. КПД ГПА-Ц-16С с двигателем ДГ-90 составляет 34 %.

Газодобывающие объекты Вынгаяхинского и Етыпуровского месторождения входят в состав ООО «Ноябрьскгаздобыча», где имеются аналогичные газоперекачивающие агрегаты на ДКС Комсомольского и Губкинского газовых месторождений. Унификация типов ГПА облегчает и делает более экономичным обслуживание и ремонт агрегатов.

В составе ДКС предусматриваются следующие здания и сооружения:

- установка очистки газа;
- установка компримирования газа;
- установка охлаждения газа;
- установка подготовки топливного и импульсного газа;
- ёмкость дренажная $V = 8 \text{ м}^3$;
- площадка свечей;
- маслохозяйство;
- вспомогательные объекты.

По предлагаемому варианту строительство ДКС осуществляется в три очереди. Первая очередь строительства предусматривает ввод:

- семи ГПА на конечное давление 7,45 МПа;
- установки очистки газа;
- установки охлаждения газа из тридцати семи АВО;
- установки подготовки топливного и импульсного газа на полное развитие ДКС;
- вспомогательных объектов, рассчитанных на полное развитие ДКС.

Вторая очередь строительства предусматривает ввод четырёх ГПА на конечное давление 5,49 МПа.

Прокладка основных технологических газопроводов по площадке ДКС предусматривается подземная, трубопроводы топливного и импульсного газа прокладываются надземно.

Узел подключения ДКС предусмотрен в составе УКПГ и состоит из входного крана № 7, выходного крана № 8, крана № 38 на байпасной линии и обводных кранов № 7', № 8' и № 38', предназначенных для заполнения контура ДКС и выравнивания давления перед открытием основных кранов.

Газ по газопроводу диаметром 1220 мм после первой ступени очистки на УКПГ поступает на установку второй ступени очистки (УОГ), затем по трубам диаметром 1020 мм поступает к ГПА.

Схема подключения ГПА – параллельная, коллекторная, с секционированием по ступеням сжатия, каждый агрегат имеет отключающую арматуру.

Для нормальной работы ГПА к ним подводятся:

- топливный и импульсный газ от установки подготовки топливного и импульсного газа;
- масла чистые со склада ГСМ.

Схемой предусматривается работа ГПА в режиме «кольцо» (краны № 6р, № 6'р и № 6''р) и защита от превышения давления газа на выходе.

Запуск ГПА производится через пусковой контур и систему противопомпажной защиты.

Для продувки технологических газопроводов на общую свечу при остановке ДКС предусматриваются краны № 17, № 18, для продувки ГПА на индивидуальные свечи – краны № 5, для продувки контуров ГПА на индивидуальные свечи – краны № 9.

После сжатия до расчётного давления газ по трубопроводам диаметром 1020 мм подаётся на установку охлаждения газа.

Обязка аппаратов воздушного охлаждения газа (АВО) предусмотрена коллекторной, с секционированием по ступеням сжатия, каждый аппарат имеет ручную отключающую арматуру. К установке охлаждения газа подводится импульсный газ для управления кранами.

Установка очистки газа

В состав установки очистки газа входят блоки фильтров-сепараторов по типу ГП 835.00.00.000-07 разработки ЦКБН. Основные технические характеристики указаны в таблице 6.

Таблица 6 – Основные технические характеристики фильтра-сепаратора

Наименование	Величина
Производительность по газу, млн. м ³ /сут.	25,0
Давление, МПа	
рабочее	7,5
расчётное	7,5
Расчётная температура стенки аппарата, находящегося под давлением, °С	80
Минимальная допустимая температура стенки элементов блока, находящегося под давлением, °С	-55
Масса, тонн	36,5

Фильтры-сепараторы предназначены для очистки природного газа от жидкости и механических примесей с целью защиты нагнетателей ГПА.

Фильтры-сепараторы устанавливаются в здании. Размеры здания 54,4 × 18,0 м. Для производства ремонтных работ в здании предусмотрена таль грузоподъёмностью 1 т.

Согласно графика зависимости производительности фильтра-сепаратора от рабочего давления на полное развитие ДКС (с 2014 года) требуется пять фильтров-сепараторов (4 рабочих, 1 резервный), на первую очередь строительства – 4 шт. (3 рабочих, 1 резервный).

Установка компримирования газа

В состав установки компримирования газа входит газоперекачивающий агрегат ГПА-16, который представляет собой блочно-контейнерный автоматизированный агрегат с газотурбинным приводом мощностью 16 МВт.

Агрегаты ГПА-16 позволяют в одном и том же корпусе компрессора устанавливать сменные проточные части (СПЧ) с отношением давлений входа и выхода газа 1,25; 1,44; 1,7 и 2,2.

Изменение степеней сжатия ДКС достигается своевременной заменой СПЧ нагнетателей.

В расчётах количества ГПА и подбора СПЧ учитывалось приращение температуры газа на выходе из нагнетателя.

В то же время при использовании ГПА со степенью сжатия 2,2 значительно увеличивается температура газа на выходе из нагнетателя. Если приращение температуры газа для ГПА со степенью сжатия 1,7 составляет 50 °С, то для ГПА со степенью сжатия 2,2 – 80 °С. При работе ДКС в две и более ступеней со степенью сжатия 2,2 и использованием АВО газа в жаркие дни летнего периода температура газа на входе второй и последующих ступеней может подняться до 40 °С, а на выходе 120 °С.

Выпускаемая предприятиями России трубопроводная арматура рассчитана на температуру газа не более 80 °С, монтаж трубопроводов необходимо будет заканчивать при положительных температурах воздуха, увеличатся размеры звеньев обвязки ГПА, компенсирующих температурные деформации.

Снизить температуру газа на входе второй и последующих ступеней ДКС до 0 °С, возможно используя в летний период станцию охлаждения газа, что значительно упростит ДКС и увеличит капитальные затраты.

Для упрощения обвязки ДКС и сокращения количества ступеней сжатия до трёх на первой ступени можно использовать агрегаты ГПА со степенью сжатия 2,08, на второй и третьей со степенью сжатия 1,7. При этом температура газа на выходе ГПА всех ступеней не превысит 80 °С. Запуск первого агрегата будет производиться по «большому» кольцу через установку охлаждения во избежание перегрева центробежного нагнетателя.

Исходя из вышеуказанного применение СПЧ со степенью сжатия 2,2 возможно только на первой ступени сжатия, в связи с тем, что температура газа на входе УКПГ не превышает 11 °С и имеется тенденция к понижению температуры входного газа по годам.

Установка охлаждения газа

После компримирования охлаждение газа производится для обеспечения теплового режима работы оборудования цеха осушки газа и газопровода внешнего транспорта газа.

Температура газа на входе цеха осушки газа допускается в пределах от 15 до 25 °С.

Максимальная температура газа, допустимая для нормальной работы газопровода внешнего транспорта, не должна превышать 40 °С.

Температура газа на входе в ГПА, согласно данным предприятия-изготовителя, допускается от минус 30 °С до плюс 45 °С, а при кратковременной работе на «кольцо» – до +60 °С.

Расчётная температура газа на входе в ДКС в летний период +11 °С.

Охлаждение газа предусматривается аппаратами воздушного охлаждения (АВО) сырого газа с рециркуляцией нагретого воздуха. Аппараты с рециркуляцией нагретого воздуха предназначены для предотвращения переохлаждения газа в нижних рядах труб секций при помощи системы автоматического управления положением створок входных, выходных и переточных жалюзи.

В проекте рассмотрены варианты применения двух типов АВО:

- 1) АВГБС-83Р разработки и поставки АО «Кедр»;
- 2) ГП 1911 разработки ЦКБН.

Основные технические характеристики указанных АВО представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Основные технические характеристики

Наименование	Величина	
	АВГБС-83Р	ГП 1911
Расчётная поверхность охлаждения, м ²	10500	9548
Коэффициент оребрения труб	20	4-х верхних рядов – 20 2-х нижних рядов – 14,6
Количество вентиляторов, шт.	6	
Мощность одного вентилятора, кВт	13	
Расчётное давление, МПа	8,30	7,7
Масса, тонн	41,00	76,24
Размеры в плане, м	12,15 × 9,35	11,61 × 10,40

При анализе технических характеристик указанных АВО выявлены преимущества аппарата АВГБС-83Р как по техническим показателям, так и по компактности размещения аппаратов на площадке ДКС.

Расчёт количества АВО выполнен при расчётной средней температуре воздуха тёплого периода года обеспеченностью 0,95 – 18,8 °С. Согласно ОНТП 51-1-85 «Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы» поправка на изменчивость климатических условий принята равной +2 °С. Расчётная температура газа после АВО принята равной +25 °С.

Повышение температуры газа после компримирования принималось в зависимости от степени повышения давления.

Установка подготовки топливного и импульсного газа

Основные технические характеристики технологического оборудования установки подготовки топливного и импульсного газа приведены в таблице 8.

Количество оборудования рассчитано на восемь рабочих ГПА.

Таблица 8 – Основные технические характеристики технологического оборудования УПТИГ

Обозначение	Наименование	Количество	Характеристика оборудования	Обозначение чертежа
БОГ	блок очистки газа	1	Q = 48930 н. м ³ /час P _{расч} = 7,8 МПа	по типу ГПР1225.01 ЦКБН
БЗГ	блок замера газа	1	Q = 48930 н. м ³ /час P _{расч} = 7,8 МПа	по типу ГПР1225.03-05 ЦКБН
БОИХГ	блок осушки и хранения импульсного газа	1	Q = 5000 н. м ³ /час P _{расч} = 7,8 МПа	по типу ГПР1225.07 ЦКБН
БРТГ	блок редуцирования топливного газа	1	Q = 48930 н. м ³ /час P _{расч} = 10,0 МПа	по типу ГПР1225.03-04 ЦКБН
БПТГ1, БПТГ3	блок подогревателя газа	3	Q = 22834 н. м ³ /час P _{расч} = 7,8 МПа	по типу ГПР1225.06 ЦКБН
Е1	ёмкость дренажная	1	V = 3 м ³ P _{расч} = 0,07 МПа	АО «Курган-химмаш»
Е2	ёмкость	1	V = 8 м ³ P _{расч} = 0,07 МПа	

Маслохозяйство

Масляное хозяйство предназначено для приема, хранения и подачи масла к газоперекачивающим агрегатам ГПА-Ц-16С с масляными уплотнениями. Проектом предусматривается использование двух сортов масла: Мс-8П для смазки узлов двигателя

и Тп-22с для смазки узлов компрессора. Потребность в смазочных материалах на эксплуатацию газоперекачивающих агрегатов определена по паспортным данным и приведена в таблице 9.

Таблица 9 – Годовой расход масла

Сорт масла	Количество рабочих агрегатов, шт.	Годовой расход масла на замену, м ³ (тонн)	Годовой расход масла на безвозвратные потери, м ³ (тонн)	Годовой расход масла, м ³ (тонн)
Мс-8П	8	70,722 (61,952)	42,00(36,792)	112,722 (98,744)
Тп-22с	8	161,067(141,095)	21,00 (18,396)	182,067(159,491)

В состав масляного хозяйства входят следующие сооружения:

- насосная масел со складом масел в таре;
- склад масел;
- дренажная ёмкость.

Для каждого сорта масла проектом предусмотрено по 3 резервуара объёмом 25 м³ каждый предназначенные для хранения резервного запаса. Для слива отработанного каждого сорта масла для последующей очистки и хранения чистого предусмотрено по две ёмкости по 25 м³. Общее количество резервуаров на складе масла – 10 единиц. Все резервуары надземного расположения обогреваются и теплоизолированы.

Литература:

1. Техничко-экономические предложения по разработке сеноманской залежи газа Вынгайхинского месторождения. – Тюмень : ТюменНИИГипрогаз, 1998.
2. Гришин Ф.А. Оценка разведанных запасов нефти и газа. – М. : Недра, 1969. – 246 с.
3. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. – М. : Недра, 1974. – 376 с.
4. Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. – М. : Недра, 1989. – 337 с.
5. Бекиров Т.М., Шаталов А.Т. Сбор и подготовка к транспорту природных газов. – М. : Недра, 1986. – 281 с.
6. Коротаев Ю.П., Ширковский А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. – М. : Недра, 1984. – 487 с.
7. Гацолаев А.С., Тышляр И.С. Оптимизация темпов разработки газовых месторождений. – М. : Недра, 1994. – 271 с.
8. Мирзаджанзаде А.Х., Зайцев Ю.В., Кучин Б.Л., Седых А.Д. Методы повышения эффективности процессов добычи и транспорта газа. – М. : Недра, 1979. – 238 с.
9. Рассохин Г.В., Леонтьев И.А. и др. Влияние обводнения многопластовых газовых и газоконденсатных месторождений на их разработку. – М. : Недра, 1979. – 272 с.
10. Анализ обустройства газового месторождения. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65635b3bd79b4c43b89421206d37_0.html
- 11.Алиев В.К., Савенок О.В., Сиротин Д.Г. Влияние надёжности нефтепромыслового оборудования на экологическую безопасность разработки северных нефтегазовых месторождений. – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2016. – 135 с.
- 12.Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учеб. пособ. для студентов вузов. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 603 с.
- 13.Кусов Г.В., Савенок О.В. Автоматизированная система управления установкой подготовки попутного нефтяного газа / Современные тенденции развития нефтегазовой и машиностроительной отраслей : сборник научных статей по материалам I Международной научно-практической конференции (25 мая 2016 года, г. Пермь) / под общ. ред. Т.М. Сигитова. – Пермь : ИП Сигитов Т.М., 2016. – С. 21–29. – URL : http://media.wix.com/ugd/cb673c_48d4c9a1e4dd497b894f3aad0af348dc.pdf
- 14.Кусов Г.В., Савенок О.В. Влияние систем автоматизации и контроля на надёжность функционирования систем сбора, подготовки и транспорта газа / Сборник статей международной исследовательской организации «Cognitio» по материалам XII Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы науки XXI века» (31 июля 2016 года, г. Москва). – М. : Международная исследовательская организация «Cognitio», 2016. – С. 45–48. – URL : http://www.mio-cognitio.com/archives/pdf/Mio-cognitio_july.pdf

15. Кусов Г.В., Савенок О.В., Бекетов С.Б. Выбор и обоснование показателей надёжности блочного автоматизированного нефтепромыслового оборудования // Научно-технический журнал «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса». – М. : ВНИИОЭНГ, 2016. – № 4. – С. 8–12.

16. Кусов Г.В., Богатырёв В.С., 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.

17. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ эффективности подготовки газа на УКПГ-9 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Технологическая часть // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 3. – С. 40–51.

18. Кусов Г.В., Савенок О.В. Анализ эффективности подготовки газа на УКПГ-9 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Модернизация аппаратов осушки газа // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2016. – № 3. – С. 52–72.

References:

1. Technical and economic offers on development of a Cenomanian deposit of gas of the Vyn-gayakhinsky field. – Tyumen : TyumenNIIgiprogaz, 1998.

2. Grishin F.A. Assessment of explored reserves of oil and gas. – М. : Nedra, 1969. – 246 p.

3. Zakirov S.N., Lapuk B.B. Design and development of gas fields. – М. : Nedra, 1974. – 376 p.

4. Zakirov S.N. Theory and design of development of gas and gas-condensate fields. – М. : Nedra, 1989. – 337 p.

5. Bekirov T.M., Shatalov A.T. Collecting and preparation for transport of natural gases. – М. : Nedra, 1986. – 281 p.

6. Korotayev Yu.P., Shirkovsky A.I. Production, transport and underground storage of gas. – М. : Nedra, 1984. – 487 p.

7. Gatsolayev A.S., Tyshlyar I.S. Optimization of rates of development of gas fields. – М. : Nedra, 1994. – 271 p.

8. Mirzadzhanzade A.H., Zaytsev Yu.V., Kuchin B.L., Sedykh A.D. Methods of increase in efficiency of processes of production and transport of gas. – М. : Nedra, 1979. – 238 p.

9. Rassokhin G.V., Leontyev I.A., etc. Influence of flood of multisheeted gas and gas-condensate fields on their development. – М. : Nedra, 1979. – 272 p.

10. Analysis of arrangement of the gas field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65635b3bd79b4c43b89421206d37_0.html

11. Aliyev V.K., Savenok O.V., Sirotin D.G. Influence of reliability of the oil-field equipment on ecological safety of development of northern oil and gas fields. – Krasnodar : KubGTU, 2016. – 135 p.

12. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells: studies manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : education the South, 2011. – 603 p.

13. Kusov G.V., Savenok O.V. Automated control system for installation of preparation of associated petroleum gas / Current trends of development of oil and gas and machine-building branches : the collection of scientific articles on materials I of the International scientific and practical conference (on May 25, 2016, Perm) / under a general edition of T.M. Sigitov. – Perm : IP Sigitov T.M., 2016. – P. 21–29. – URL : http://media.wix.com/ugd/cb673c_48d4c9a1e4dd497b894f3aad0af348dc.pdf

14. Kusov G.V., Savenok O.V. Influence of systems of automation and control on reliability of functioning of systems of collecting, preparation and transport gas / Collection of articles of the international research organization «Cognitio» for materials X II International scientific and practical conference «Urgent Problems of Science of HH_ of a Century» (on July 31, 2016, Moscow). – М. : International research organization «Cognitio», 2016. – P. 45–48. – URL : http://www.mio-cognitio.com/archives/pdf/Mio-cognitio_july.pdf

15. Kusov G.V., Savenok O.V., Beketov S.B. The choice and justification of indicators of reliability of the packaged automated oil-field equipment // the Scientific and technical magazine «Equipment and Technologies for an Oil and Gas Complex». – М. : VNIIOENG, 2016. – No. 4. – P. 8–12.

16. Kusov G.V., Bogatyryov V.S., 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 Neft. Gaz. Novatsii, 2016. – No. 7. – P. 64–68.

17. Kusov G.V., Savenok O.V. The analysis of efficiency of preparation of gas on UKPG-9 of Yamburg gas field. Technological part // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2016. – No. 3. – P. 40–51.

18. Kusov G.V., Savenok O.V. The analysis of efficiency of preparation of gas on UKPG-9 of Yamburg gas field. Modernization of devices of an osushka of gas // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2016. – No. 3. – P. 52–72.

УДК 622.276.6

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА МИШКИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

EVENTS FOR INTENSIFICATION OF OIL PRODUCTION AT THE OIL FIELD MISHKINSKOYE

Яковлев Алексей Леонидович

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

Самойлов Александр Сергеевич

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

Мустафа Фарид

студентка,
Кубанский государственный
технологический университет
minnie8996@yahoo.com

Ибегбуле Сандра Озиомачукву

студентка,
Кубанский государственный
технологический университет
sibegbule@yahoo.com

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы повышения эффективности проведения обработки призабойной зоны на Мишкинском нефтяном месторождении. Анализ эффективности проведённых геолого-технологических мероприятий по Мишкинскому месторождению показывает, что после проведения комплексных обработок РАСПО + ПСКО снижается эффект экранизации, увеличивается глубина проникновения в пласт кислоты, увеличивается степень охвата пласта воздействием, происходит недопущение образования агрегатированных структурообразующих жидкостей и как следствие снижение количества отказов оборудования. Рекомендуется проводить обработки РАСПО + ПСКО на скважинах, где в последнее время наблюдается снижение забойного давления и притока жидкости в скважину. Рассматриваемый вариант РАСПО + ПСКО является экономически более привлекательным по сравнению с обычными ПСКО за счёт увеличения дополнительной добычи нефти, увеличения индекса доходности и снижения периода окупаемости.

Ключевые слова: интенсификация добычи нефти; геолого-технические мероприятия; обработка призабойной зоны; асфальто-смоло-парафиновые отложения; призабойная зона пласта; показатели эффективности обработки призабойной зоны; расчёт технических показателей.

Yakovlev Alexey Leonidovich

Director of the department of design,
LLC KNGK-Group
yakovlev@i-npz.ru

Samoylov Alexander Sergeyevich

department of laboratory researches,
department of rationing of technological
losses and selection of formation fluids,
sector of selection of formation fluids,
LLC Rosneft — STC
sasamoylov@rn-ntc.ru

Mustafa Farida

Student,
Kuban state technological university
minnie8996@yahoo.com

Ibegbule Sandra Oziomachukwu

Student,
Kuban state technological university
sibegbule@yahoo.com

Annotation. The article deals with issues of improving the efficiency of the machining of effective drainage area on Mishkinskoye oil field. Analysis of the effectiveness of conducted geological and technical activities to Mishkinskoye field shows that, after carrying out complex treatments RASPO + PSKO reduced effect film adaptation, increases the depth of penetration in the acid formation, increases the degree of sweep exposure occurs prevent formation of aggregated structure-forming liquids and as a result reduce the number of equipment failures. It is recommended that treatment RASPO + PSKO wells, where recently there has been a decrease of bottomhole pressure and fluid influx into the well. Viewed option RASPO + PSKO is economically more attractive compared to conventional PSKO by increasing the additional oil production, increase the yield of the index and reduce the payback period.

Keywords: enhanced oil recovery; geological and technical measures; bottomhole treatment; asphalt-resin-paraffin deposits; bottomhole formation zone; indicators efficiency of bottomhole treatment; calculation of technical indicators.

Мишкинское месторождение нефти (рис. 1) было открыто в 1966 году. Оно расположено на границе Воткинского и Шарканского районов Удмуртской республики, в 60 км к северо-востоку от г. Ижевска, севернее г. Воткинска.



Рисунок 1 – Схема расположения месторождения

Текущее состояние разработки месторождения

На Мишкинском месторождении выделено 4 объекта разработки: верейский (I), башкирский (II), яснополянский (III) и турнейский (IV). В разработке находится два поднятия – Воткинское и Черепановское.

Мишкинское месторождение относится к числу низкопродуктивных по большинству объектов разработки в связи с неблагоприятными геолого-физическими параметрами пластов и нефтей. Нефть имеет повышенную вязкость по I, II и III объектам, и высокую по IV. Верейский, башкирский и турнейский объекты представлены залежами с карбонатными, кавернозно-трещиноватыми высокорасчленёнными коллекторами. Разработка их в условиях традиционных методов с закачкой воды протекает весьма неэффективно. Происходит опережающее обводнение добывающих скважин закачиваемой и пластовой водой.

Основная площадь Мишкинского месторождения охвачена треугольной сеткой с расстояниями между добывающими и нагнетательными скважинами 500 метров (7-точечный элемент). Северо-западная и западная части месторождения разбурены по уплотнённой сетке 250 x 500 метров (13-точечный элемент).

По состоянию на 31.12.2016 года в целом по месторождению добыто 28649 тыс. тонн нефти. Текущий коэффициент нефтеизвлечения составляет 0,127.

В 2016 году фактическая добыча нефти составила 994 тыс. тонн.

Все объекты Мишкинского месторождения разрабатываются с применением искусственного поддержания пластового давления. Реализованы площадные системы заводнения на I, II и III объектах. Основным агентом закачки является пресная вода. На IV объекте проводится промышленный эксперимент по закачке раствора полимера и воды. Опытные работы по закачке горячей воды на II объекте, проводимые с 1987 года, прекращены по техническим причинам (обычная конструкция нагнетательной скважины не позволяет использовать в качестве агента горячую воду). Эксперимент по закачке горячей воды на двух элементах III объекта не осуществлялся.

Для повышения эффективности обычного заводнения технологической схемой предусматривалось проведение закачки в циклическом режиме. Однако конкретных программ проведения нестационарного заводнения в проектном документе предложено не было. В 1995 году институтом «УдмуртНИПИнефть» в рамках отчёта «Системный авторский надзор за разработкой нефтяных месторождений АО «Удмуртнефть» за II квартал 1995 года» была разработана программа опытных работ по циклическому заводнению на Мишкинском месторождении. В настоящее время в безморозный пери-

од года циклическая закачка воды осуществляется на I и II объектах по программе, составленной ОАО «Удмуртнефть». Количественную оценку от внедрения циклической закачки выполнить затруднительно в связи с отсутствием методики разделения эффекта от проведения ГТМ и циклики.

Накопленный объём закачки по состоянию на 31.12.2016 года в целом по месторождению составил 70179 тыс. м³. В 2016 году закачено 3856 тыс. м³. Основные показатели разработки по Мишкинскому месторождению приводятся в таблице 1.

Таблица 1 – Показатели разработки по Мишкинскому месторождению

Показатели разработки	2012	2013	2014	2015	2016
Добыча нефти, всего, тыс. тонн	878	941	1041	1073	994
за счёт методов повышения нефтеотдачи (БГС), тыс. тонн	151	169	61	86	10
Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	24599	25540	26581	27654	28649
в т.ч. за счёт методов повышения нефтеотдачи (БГС), тыс. тонн	741	910	971	1057	1067
Добыча жидкости, всего, тыс. тонн	4672	5173	5793	6857,3	7332,5
Накопленная добыча жидкости, тыс. тонн	61153	66326	72119	78976	86308
Закачка рабочего агента, тыс. м ³	3204	3316	3317,5	3422	3856
Накопленная закачка, тыс. м ³	56266	59583	62901	66323	70179
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	930	938	897	874	879
Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	225	225	229	236	244
Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	863	771	771	802	806
Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	216	210	212	222	224
Среднесуточный дебит одной добывающей скважины по нефти, тонн/сут.	2,9	3,5	4,0	4,0	3,0
Среднесуточный дебит одной добывающей скважины по жидкости, тонн/сут.	15,5	19,3	21,5	25,6	25,67

Технико-эксплуатационная характеристика фонда скважин

По состоянию на 31.12.2016 г. на месторождении числится 1298 скважин. Из них 879 добывающих (806 действующих), 244 нагнетательных (224 действующих), 26 поглощающих скважин. Характеристика фонда скважин приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 31.12.2016 г.

Показатели	Количество скважин
1	2
Балансовый фонд скважин	1298
Нефтяной фонд скважин	
Эксплуатационный фонд, в том числе	879
УЭЦН	152
УШГН	723
газлифт	0
фонтан	0
прочие	4
Действующий фонд, в том числе	806
УЭЦН	144
УШГН	660
газлифт	0
фонтан	0
прочие	2

Продолжение таблицы 2

1	2
Дающий продукцию	770
Простаивающий	36
Бездействующий фонд	73
Нагнетательный фонд	
Эксплуатационный фонд	244
Действующий фонд	224
Под закачкой	218
Простаивающий фонд	6
Бездействующий фонд	18
Фонд освоения	2
Фонд прочих скважин (эксплуатационный)	26
водозаборный	0
газовый	0
поглощающий	26
Вне эксплуатационного фонда	
Всего	149
Законсервированный фонд	35
Пьезометрический фонд	0
Наблюдательный фонд	89
Фонд ликвидированный и в ожидании ликвидации	25

Таблица 3 – Распределение скважин по дебитам нефти и обводнённости

Интервал обводнённости, %	Диапазон дебитов нефти, тонн/сут.						Всего	
	0–5,0	5,1–10,0	10,1–20,0	20,1–35,0	35,1–60,0	>60	кол.	%
0–5	0	0	0	0	0	0	0	0,00
5,1–20	7	3	5	1	0	1	17	2,11
20,1–50	105	57	20	3	0	1	186	23,08
50,1–90	335	66	11	4	0	0	416	51,61
более 90	173	8	6	0	0	0	187	23,20
Всего	620	134	42	8	0	2	806	100
%	76,92	16,63	5,21	0,99	0,00	0,25	100	

Таблица 4 – Распределение скважин по дебитам жидкости и обводнённости

Интервал обводнённости, %	Диапазон дебитов жидкости, тонн/сут.						Всего	
	0–5,0	5,1–10,0	10,1–20,0	20,1–35,0	35,1–60,0	>60	кол.	%
0–5	0	0	0	0	0	0	0	0
5,1–20	7	2	5	2	0	1	17	2,11
20,1–50	72	58	47	13	1	1	192	23,82
50,1–90	74	130	111	66	28	7	416	51,61
более 90	35	15	34	35	22	40	181	22,46
Всего	188	205	197	116	51	49	806	100
%	23,33	25,43	24,44	14,39	6,33	6,08		

Анализируя таблицы 3 и 4, можно отметить следующее:

- большинство добывающих скважин (76,92 %) работает с дебитами по нефти менее 5 тонн/сут., что связано с низкой продуктивностью месторождения. Это подтверждается и распределением скважин по дебитам жидкости (48,78 % фонда работает с дебитами жидкости менее 10 тонн/сут.);
- все скважины добывающего фонда обводнены, 23,2 % скважин работают с обводненностью выше 90 %.

Анализ текущего состояния разработки Мишкинского месторождения

Сравнение проектных и фактических показателей разработки

Фактические показатели разработки существенно ниже проектных (табл. 5). Основной причиной отставания фактических уровней добычи нефти от проектных величин является дефицит пробуренного фонда добывающих скважин и низкие темпы разбуривания.

Таблица 5 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки

Показатели разработки	2009	2010	2011	2012	2013
Добыча нефти, всего, тыс. тонн	1377 981	1374 967	1351 915	1331 878	1298 941
Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	24769 21840	26143 22807	27494 23721	28825 24599	30123 25540
Кэффициент нефтеизвлечения, %	12 11	13 11	14 12	14 12	15 13
Добыча жидкости, всего, тыс. тонн	5948 3633	6205 3844	6562 4385	6847 4672	7067 5173
Накопленная добыча жидкости, тыс. тонн	63176 48252	69381 52096	75943 56481	82790 61153	89857 66326
Закачка рабочего агента, тыс. м ³	5788 2518	5965 2780	6327 2958	6619 3204	6840 3316
Накопленная закачка, тыс. м ³	65600 47325	71565 50105	77892 53063	84511 56266	91351 59583
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1246 928	1322 932	1398 946	1445 930	1445 938
Фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	282 225	282 225	282 225	282 225	282 225
Действующий фонд добывающих скважин на конец года, шт.	1236 889	1311 902	1386 902	1433 863	1433 771
Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, шт.	273 203	273 214	273 212	273 216	273 210
Среднесуточный дебит одной добывающей скважины					
по нефти, тонн/сут.	3,3 3,3	3,1 3,2	2,9 3,0	2,7 2,9	2,6 3,5
по жидкости, тонн/сут.	14,4 12,2	14,0 12,6	14,0 14,4	14,0 15,5	14,2 19,3

Существенно отстаёт от технологической схемы закачка рабочего агента на 31768 тыс. м³, что так же обусловлено дефицитом нагнетательного фонда скважин (отставание от технологической схемы на 57 скважин).

Среднесуточный дебит одной добывающей скважины по нефти превышает проектные показатели (на 0,9 тонн/сут. в 2013 году), что достигнуто за счёт проведения мероприятий по интенсификации добычи нефти, в первую очередь, таких как ЗБС, ОПЗ и оптимизация работы механизированного фонда. В то же время среднесуточный дебит добывающих скважин по жидкости выше плановых показателей.

Выбор и обоснование применения предлагаемых технических решений

Анализ применяемых на Мишкинском месторождении мероприятий по интенсификации добычи нефти

Эксплуатация нефтяных месторождений сопровождается ухудшением проницаемости пород-коллекторов в призабойной зоне скважин. Одной из причин такого ухудшения является отложение асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) на поверхности породы, обусловленное повышенным содержанием этих компонентов в высоковязких нефтях.

С целью восстановления проницаемости до величины, равной или близкой к первоначальной, применяют различные методы обработки призабойной зоны скважин (ОПЗ).

Ежегодно около половины объёма нефти на месторождении добывается за счёт геолого-технических мероприятий (ГТМ) текущего года и продолжающихся эффектов от ГТМ прошлых лет.

Общие итоги ГТМ по видам за пять последних лет представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Показатели эффективности ГТМ на добывающем фонде

Показатели	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
1	2	3	4	5	6
Всего ГТМ за год	233	367	305	186	226
Количество скважин от добывающего фонда, %	27	47,5	34,0	21,3	28,0
Дополнительная добыча нефти по ГТМ					
текущего года, тыс. тонн	75,78	163,45	195,13	127,38	83,68
от всей добычи за год, %	8,6	17,4	18,7	11,9	8,4
от ГТМ прошлых лет, тыс. тонн	432,8	536,5			
Удельная эффективность ГТМ					
по отработанному времени, тонн/сут. отр.	2,0	2,3	3,7	4,3	2,1
по продолжительности эффекта, тонн/сут. эф.	3,0	3,7	6,1	7,0	3,3
на 1 мероприятие, тонн/меропр.	325,2	445,4	639,8	684,8	370,3
продолжительность эффекта, сут.	25036	44573	31960	18128	25084
отработанное время, сут.	38030	70291	52975	29676	39271
Ввод из бездействия и из других категорий					
количество мероприятий	10	1	0	6	9
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	1,22	0,02	0	0,88	2,904
удельная эффективность, тонн/сут. эф.	0,5	0,3	0	1,0	1,4
тонн/сут. отр.	0,5	0,3	0	1,0	1,4
тонн/меропр.	122	20	0	146,7	322,7
продолжительность эффекта, сут.	2448	75	0	903	2037
отработанное время, сут.	2581	75	0	903	2037
Ввод боковых горизонтальных стволов					
количество мероприятий	1	4	11	18	3
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	2,14	25,04	61,1	85,985	9,896
удельная эффективность, тонн/сут. эф.	6,7	55,9	33,1	20,3	24,1
тонн/сут. отр.	6,7	55,9	33,1	20,3	24,1
тонн/меропр.	2140	6260	5553	4777	3298,7
продолжительность эффекта, сут.	319	448	1845	4240	410
отработанное время, сут.	319	448	1845	4240	410
Переход на новый горизонт					
количество мероприятий	13	0	0	23	16
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	3,75	0	0	15,454	1,91
удельная эффективность, тонн/сут. эф.	2,1	0,0	0	4,6	0,9
тонн/сут. отр.	2,1	0,0	0	3,9	0,8
тонн/меропр.	288,5	0	0	671,9	119,4
продолжительность эффекта, сут.	1807	0	0	3370	2164
отработанное время, сут.	1813	0	0	3971	2346

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6
Обработка призабойной зоны					
количество мероприятий	105	231	171	86	106
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	49,21	86,54	43,6	18,17	44,4
удельная эффективность, тонн/сут. эф.	3,9	2,8	2,2	2,6	3,3
тонн/сут. отр.	2,8	2,0	1,3	1,3	2,2
тонн/меропр.	468,7	374,6	255	211,3	418,6
продолжительность эффекта, сут.	12683	30463	19876	7066	13524
отработанное время, сут.	17439	43901	32952	14352	20427
Оптимизация механизированного фонда					
количество мероприятий	100	129	122	38	65
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	18,73	50,87	71,0	6,224	18,88
удельная эффективность, тонн/сут. эф.	2,5	3,8	6,9	3,1	3,7
тонн/сут. отр.	1,2	2,0	3,9	1,3	1,6
тонн/меропр.	187,3	394,3	582	163,8	290,5
продолжительность эффекта, сут.	7514	13305	10234	1995	5115
отработанное время, сут.	15358	25523	18173	4974	12099
Ремонтно-изоляционные работы					
количество мероприятий	4	2	1	8	5
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	0,73	0,98	0,0	0,6	0,82
удельная эффективность, тонн/сут. эф.	2,8	3,5	0,4	1,2	48,2
тонн/сут. отр.	1,4	2,8	0,4	0,5	17,4
тонн/меропр.	182,5	490	2	77	164,0
продолжительность эффекта, сут.	265	282	5	515	17
отработанное время, сут.	520	344	5	1175	47

Основное количество дополнительной нефти в последние пять лет получено за счёт трёх видов мероприятий по интенсификации добычи нефти: бурения боковых горизонтальных стволов, обработки призабойной зоны скважин, оптимизации механизированного фонда, и составило 591,7 тыс. тонн (по сумме эффектов за год проведения ГТМ).

ОПЗ, связанный с уменьшением числа мероприятий данного вида. Удельная эффективность ОПЗ по годам колеблется от 1,3 тонн/сут. в 2014–2015 гг. до 2,8 тонн/сут. в 2012 году. Количество вводимых БГС упало с 18 в 2015 году до 3 в 2016 году, удельная эффективность по годам изменялась в пределах 6,7–55,9 тонн/сут. на 1 мероприятие.

В 2016 году на добывающем фонде Мишкинского месторождения проведено 226 различных ГТМ; в год проведения дополнительно получено 83,7 тыс. тонн нефти или 8,4 % от всей добычи по месторождению. Охват скважин мероприятиями составил 28 %.

В 2016 году на Мишкинском месторождении проведено 106 мероприятий по ОПЗ, получено дополнительно 44,4 тыс. тонн нефти, соответственно, в 2,4 раза больше, чем за предыдущий год. При этом средняя удельная эффективность на 1 обработку повысилась с 211,3 до 418,6 тонн дополнительной нефти.

Результаты проведения ОПЗ в 2013–2016 гг. по видам приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Показатели эффективности ОПЗ на добывающем фонде

Показатели	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5
СКО				
количество	4	15	1	7
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	1,645	2,2	0,012	2,2
удельная эффективность, тонн/меропр.	411	148	12,0	318,7
СКО с КСПО-2				
количество	24	0	24	6
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	3,048	0,0	3,103	1,8
удельная эффективность, тонн/меропр.	127	0	129,3	292,7

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5
СКО с КСПО-4				
количество	0	0	9	2
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	0	0	2,026	0,4
удельная эффективность, тонн/меропр.	0	0	225,1	183,0
СКО с ОЭ				
количество	14	1	2	0
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	4,629	0,1	0,149	0,0
удельная эффективность, тонн/меропр.	331	101	74,5	0,0
СКВ				
количество	25	20	11	4
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	18,4	5,3	3,56	1,2
удельная эффективность, тонн/меропр.	736	267	323,6	299,3
СКВ с КСПО-2				
количество	13	0	14	2
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	9,1	0,0	4,354	1,8
удельная эффективность, тонн/меропр.	700,8	0,0	311,0	889,5
ВВВ+ГРП				
количество	0	0	11	19
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	0	0,0	3,19	8,9
удельная эффективность, тонн/меропр.	0	0	290,0	469,3
ПСКО				
количество	2	1	2	18
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	0,8	0,0	0,665	4,8
удельная эффективность, тонн/меропр.	400,0	40,0	332,5	268,8
ПСКО под давлением				
количество	51	109	0	1
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	33	31,3	0	0,05
удельная эффективность, тонн/меропр.	647,1	287,3	0,0	50,0
УДС кавернообразованием				
количество	17	2	1	0
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	7,888	0,6	0	0,0
удельная эффективность, тонн/меропр.	464	310	0,0	0,0
ОПЗ РАСПО				
количество	0	0	1	1
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	0	0,0	0,308	0,6
удельная эффективность, тонн/меропр.	0	0	308,0	624,0
ОПЗ с РТ-1				
количество	0	0	4	0
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	0	0,0	0,528	0,0
удельная эффективность, тонн/меропр.	0	0	132,0	0,0
ОПЗ растворителем + СКО с КСПО-2				
количество	0	0	3	0
дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	0	0,0	0,075	0,0
удельная эффективность, тонн/меропр.	0	0	25,0	0,0

Наибольшее распространение из физико-химических методов воздействия на карбонатные коллектора на Мишкинском месторождении получила солянокислотная обработка и её модификации. Так, в 2016 году количество таких ремонтов составило 56 %. Основными её преимуществами являются простота осуществления и низкая стоимость работ. Однако следует отметить, что процент успешности солянокислотного воздействия невысок и уменьшается с увеличением кратности обработок. Снижение успешности кислотных методов вызвано следующими причинами:

- высокая расчленённость и неоднородность по проницаемости разрабатываемых объектов. В этих условиях при проведении первоначальной кислотной обработки соляная кислота проникает в наиболее проницаемые пропластки и почти не поступает в малопроницаемые. При повторной солянокислотной обработке кислота снова, в первую очередь, поступает в наиболее проницаемые пропластки, расширяя и углубляя ранее образовавшиеся каналы, при этом увеличения профиля притока не происходит;
- высокой скоростью реакции кислоты с породой пласта и быстрой её нейтрализацией, которая происходит из-за эффекта экранизации поверхности порового пространства пород, за счёт АСПО или образования на поверхности экранирующего слоя из продуктов реакции кислоты с породой;
- блокированием порового пространства продуктами химических реакций, неполным их удалением из призабойной зоны пласта (ПЗП);
- неизменная технология проведения обработок.

Основной задачей в совершенствовании методов ОПЗ является обеспечение заданной глубины проникновения кислоты в пласт и степени охвата пласта воздействием, а также своевременный и полный вынос продуктов реакции из пласта после солянокислотной обработки. Рассмотрим некоторые способы решения данных задач.

1. Замедление скорости реакции соляной кислоты с карбонатной породой: перевод кислоты в эмульгированное состояние, получение пенокислотных растворов, модифицирование и понижение температуры кислотных растворов и др. Однако у всех этих методов есть свои недостатки. При проведении пенокислотной обработки происходит частичное расслоение пены при её транспортировке к забою и снижение стабильности пены при повышении температуры. Использование нефтекислотных эмульсий в низкопроницаемых коллекторах малоэффективно.

2. Улучшение фильтруемости рабочего раствора в условиях низкопроницаемых коллекторов, осложненных наличием АСПО. Для этих целей вводят в состав кислотоводородных растворов углеводороды, обладающие высокой растворяющей способностью по отношению к АСПО (органические отходы производства винилхлорида; алюмохлорида; дистиллят, содержащий бензин, керосин, соляровую фракцию). Однако данное направление не исключает один из основных недостатков обычных кислотных обработок – проникновение в пласт по участкам с наилучшими фильтрационными свойствами коллектора. Использование кислотных эмульсий для ОПЗ требует их приготовления на стационарных установках, состоящих из насосного оборудования, емкостей, системы обвязки, что весьма трудоёмко.

3. Широко используются для прогрева ПЗП и удаления из неё образований ПЗП, методы, основанные на закачке в пласт горячей воды, нефти, нефтепродуктов. Эти работы не требуют длительного периода их осуществления и способствуют повышению производительности скважин. Эффективность данных методов недостаточно высока. Наиболее перспективными в этом направлении являются методы, основанные на закачке в пласт горячих растворителей, однако данные методы в большинстве случаев являются экономически нецелесообразными из-за необходимого значительного количества реагента и затрат на его прогрев.

В целом по ОАО «Удмуртнефть» одним из наиболее эффективных способов воздействия на ПЗП остаётся метод поинтервальной солянокислотной обработки (ПСКО). Эффективность метода достигается за счёт целенаправленного действия кислоты в заданном интервале. Однако на Мишкинском месторождении удельная эффективность ПСКО с каждым годом всё больше снижается: с 400 тонн/мер. в 2013 году до 268,8 тонн/мер. в 2016 году. Причинами снижения эффективности являются:

1. Экранирующий эффект на поверхности порового пространства пород за счёт АСПО.

2. Кратность обработок. После 3–4-кратного воздействия на пласт эффективность обработок падает в 2–3 раза, а продолжительность эффекта снижается в 1,5 раза.

С целью увеличения эффективности проведения ПСКО на Мишкинском месторождении, предлагаю провести комплексные мероприятия по воздействию на призабойную зону пласта с предварительным использованием растворителя АСПО, из расчёта 0,7 м³ РАСПО на 1 м нефтенасыщенной толщины. Данный метод позволяет: снизить экранирующий эффект на поверхности порового пространства, и как следствие увеличить глубину проникновения кислоты в пласт и степень охвата пласта воздействием.

Так же существенное преимущество комплексной обработки РАСПО + ПСКО ещё и в том, что в условиях добычи высоковязкой нефти после СКО в призабойной зоне образуются аномально-вязкие структурированные эмульсии – нефть, вода, механические примеси, остатки кислоты, что во многих случаях приводит к неоднократному отказу насосного оборудования. Применение растворителя при ПСКО предохраняет от образования агрегированных структурообразующих жидкостей.

Для проведения обработки необходимо следующее оборудование: цементировочный агрегат (ЦА-320), агрегат для закачки кислоты, АПРС-40, ёмкости для воды.

Проведение обработок будет осуществляться по следующей схеме:

- 1) остановка и глушение скважины;
- 2) подъём ГНО и пропарка НКТ;
- 3) шаблонирование эксплуатационной колонны и промывка забоя;
- 4) ГИС;
- 5) спуск и посадка пакеров на НКТ;
- 6) обвязка устья скважины для проведения ПСКО;
- 7) закачка РАСПО из расчёта 0,7 м³ на 1 м нефтенасыщенной толщины;
- 8) выдержка на реакцию в течение 4 часов;
- 9) закачка и продавка в пласт раствора HCl, реакция;
- 10) спуск НКТ с воронкой, промывка скважины солёной водой с целью удаления продуктов реакции;
- 11) спуск оборудования, пуск скважины в работу.

Анализ эффективности применения выбранного технического решения на других месторождениях

Рассмотрим эффективность проведения комплексных ОПЗ с применением РАСПО в сравнении с ПСКО проведёнными по обычной технологии, на тех скважинах, где наблюдалось снижение забойного давления и притока жидкости в скважину. Для примера возьмём месторождение со схожими с Мишкинским месторождением физико-химическими характеристиками нефти и объектами разработки, например, Лозюльско-Зуриновское месторождение ОАО «Удмуртнефть».

Результаты проведения обычного ПСКО в 2015 году приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты проведения обычного ПСКО в 2015 году

Месторождение	№ скважины	Дебит нефти до ОПЗ, тонн/сут.	Прирост дебита нефти после ОПЗ, тонн/сут.	Прирост дебита нефти после ОПЗ, %
Лозюльско-Зуриновское	1235	1,7	1,3	76
	1013	8,8	2,0	23
	1055	2,1	0,0	0
	1036	4,7	3,6	77
	1023	4,3	1,8	42
	680	2,9	1,0	34
	1045	1,3	0,2	15
	1207	2,9	0,0	0

Результаты проведения ПСКО с предварительным использованием РАСПО в 2015 году приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты проведения РАСПО + ПСКО

Месторождение	№ скважины	Дебит нефти до ОПЗ, тонн/сут.	Прирост дебита нефти после ОПЗ, тонн/сут.	Прирост дебита нефти после ОПЗ, %
Лозолюкско-Зуринское	1034	5,3	5,8	109
	1208	6,3	4,3	68
	1160	4,4	2,7	61
	390	1,1	0,0	0
	1234	2,4	0,0	0
	1139	0,7	1,6	229
	1188	3,3	0,8	24
	1134	3,5	1,8	51
	1190	7,1	4,0	56
	1102	2,0	1,8	90
	1185	3,3	0,8	24

Сравним результаты проведения этих обработок в целом.

Таблица 10 – Результаты проведения РАСПО + ПСКО и ПСКО на Лозолюкско-Зуринском месторождении

	Количество обработок	Средний дебит нефти до ОПЗ, тонн/сут.	Средний дебит нефти после ОПЗ, тонн/сут.	Средний прирост дебита нефти после ОПЗ, тонн/сут.	Средний прирост дебита нефти после ОПЗ, %
РАСПО + ПСКО	11	3,6	5,7	2,1	58
ПСКО	8	3,6	4,8	1,2	33

Как видно из таблицы 10, средний дебит скважин до проведения ОПЗ был одинаковым, средний прирост дебита на скважинах, где была проведена комплексная обработка, был выше на 75 % по сравнению с дебитом тех скважин, где была проведена обычная ПСКО.

Также в 2015 году были проведены комплексные ПСКО на Кезском (3 обработки) и Михайловском (1 обработка) месторождениях ОАО «Удмуртнефть». Проводить сравнительный анализ данных обработок по отношению к обычным ПСКО было бы неправильно ввиду их незначительного количества.

Проектирование предлагаемого технического решения для Мишкинского месторождения

С целью создания единых правил подбора кандидатов на проведение, расчёта эффекта и оценки эффективности ГТМ, в ОАО «Удмуртнефть» принят стандарт компании НК «Роснефть» «Порядок подбора кандидатов на проведение, расчёта эффекта и оценки эффективности ГТМ». Задачами стандарта являются:

- единство принципов, требований и критериев при выборе кандидатов на проведение ГТМ;
- единообразие применяемых расчётов эффекта от ГТМ;
- однозначность оценки эффективности ГТМ;

- снижение затрат на выполнение не эффективных ГТМ, связанных с отсутствием чётких критериев оценки и методологии расчёта эффекта;
- основу для подтверждения обоснованности и объективности проектно-технологической документации, представляемой на ЦКР и ТКР.

Технологическая эффективность ГТМ количественно характеризуется следующими базовыми показателями:

- увеличение дебита нефти, тонн/сут. (с ним напрямую связан параметр увеличения темпа отборов, измеряется в процентах или долях от начальных извлекаемых запасов);
- суммарная дополнительная добыча нефти, тыс. тонн (рассчитывается за период);
- сокращение объёма попутно добываемой воды, тыс. тонн (рассчитывается за период, возможно определение в тонн/сут. на конкретную дату);
- увеличение КИН, доли ед. (за счёт подключения неразрабатываемых запасов).

Подбор кандидатов на проведение ОПЗ включает три основных этапа:

- 1) уточнение текущих параметров работы скважин, расчёт эффекта от ОПЗ и создание ранжированного списка кандидатов;
- 2) анализ геологии и текущего состояния разработки;
- 3) анализ технического состояния скважин и подбор оборудования для проведения ОПЗ.

Результатом подбора кандидатов должен быть ранжированный по планируемым приростам дебита нефти (рассчитанным на оборудование) список скважин-кандидатов на проведение ОПЗ.

Расчёт потенциала, уточнение текущих параметров работы скважин, расчёт эффекта от ОПЗ и создание ранжированного списка кандидатов.

Основной источник информации и инструмент для работы «Технологический режим работы скважин по состоянию на текущий месяц». Порядок выполнения работ:

- проверка текущих параметров работы, представленных в технологическом режиме (при необходимости уточнение параметров работы скважины с помощью методики проведения отжима динамического уровня);
- определяется целевое забойное давление;
- выполняется ранжирование кандидатов по расчётному приросту дебита нефти от ОПЗ;
- исключаются кандидаты с расчётным приростом дебита нефти меньше минимального, определённого с учётом экономической эффективности.

На основании рекомендаций стандарта «Порядок подбора кандидатов на проведение, расчёта эффекта и оценки эффективности ГТМ», а также «Технологического режима работы скважин по состоянию на май месяц» по НГДУ «Воткинск», произведём подбор скважин кандидатов на проведение комплексных ПСКО с предварительной обработкой РАСПО. При подборе скважин обращалось внимание на те скважины, где в последнее время произошло снижение забойного давления и притока жидкости в скважину. Таких скважин по Мишкинскому месторождению набралось 19. С целью минимизации рисков по проекту (неполучение запланированного эффекта) 9 скважин были исключены из списка по причине высокой кратности обработок. В результате получился список из 10 скважин-кандидатов на проведение комплексных обработок РАСПО + ПСКО. Перечень скважин отображён в таблице 11.

Таблица 11 – Скважины-кандидаты для проведения комплексных ПСКО

Месторождение	№ скважины	Пластовое давление, атм.	НД, м	Забойное давление, атм.	Добыча нефти, тонн/сут.	Добыча жидкости, м ³ /сут.	Обводнённость, %	Нефтенасыщенная толщина, м
Мишкинское	562	137	958	48	12,5	43,4	71	11,0
	504	117	1028	40	19,2	30,0	36	11,4
	510	123	1184	30	20,2	80,0	75	9,0
	514	117	900	54	13,7	29,0	53	12,1
	524	131	911	60	26,3	96,0	73	14,2
	533	124	1134	31	13,9	75,0	82	10,0
	2075	113	856	35	14,3	69,9	80	10,4
	347	132	988	56	12,7	18,0	30	1,8
	1505	118	1146	32	25,3	35,0	28	7,6
	1509	118	994	41	19,3	27,0	29	10,4

Расчёт технических показателей проекта

Согласно стандарта «Порядок подбора кандидатов на проведение, расчёта эффекта и оценки эффективности ГТМ», оценка эффекта от ОПЗ включает в себя три параметра:

- 1) планируемый дебит жидкости после ОПЗ;
- 2) планируемый дебит нефти после ОПЗ;
- 3) планируемый прирост дебита нефти после ОПЗ.

Добыча жидкости

Планируемый дебит жидкости после ОПЗ вычисляется по формуле:

$$Q_2^n = Q_1^n \cdot \frac{\Delta P(P_2^n)}{\Delta P(P_1^n)}, \quad (1)$$

где Q_2^n – планируемый дебит жидкости после ОПЗ, м³/сут.; Q_1^n – фактический дебит жидкости до ОПЗ, м³/сут.; $\Delta P(P_2^n)$ – депрессия на фактическое забойное давление после проведения ИДН, атм.; $\Delta P(P_1^n)$ – депрессия на фактическое забойное давление до проведения ОПЗ, атм.

Добыча нефти

Планируемый дебит нефти после ОПЗ вычисляется по формуле:

$$Q_{2H}^n = Q_{2Ж}^n \cdot \left(1 - \frac{WST_2^n}{100\%}\right) \cdot \rho_H, \quad (2)$$

где Q_{2H}^n – планируемый дебит нефти после ОПЗ, тонн/сут.; $Q_{2Ж}^n$ – планируемый дебит жидкости после ОПЗ, м³/сут.; WST_2^n – планируемое значение обводнённости после ОПЗ, %; ρ_H – плотность нефти в поверхностных условиях, г/см³.

Планируемый прирост дебита нефти после ОПЗ рассчитывается по формуле:

$$\Delta Q_H^n = Q_{2H}^n - Q_{1H}^f, \quad (3)$$

где $\Delta Q_H^П$ – планируемый прирост дебита нефти после ОПЗ, тонн/сут.; $Q_{2H}^П$ – планируемый дебит нефти после ОПЗ, тонн/сут.; $Q_{1H}^Ф$ – фактический текущий дебит нефти, тонн/сут.

Планируемые приросты дебита жидкости, нефти после проведения комплексных обработок представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Планируемые параметры работы скважин после проведения РАСПО + ПСКО

Месторождение	№ скважины	Параметры до ОПЗ			Планируемые параметры после РАСПО + ПСКО			
		Дебит жидкости, м ³ /сут.	Дебит нефти, тонн/сут.	Обводнённость, %	Дебит жидкости, м ³ /сут.	Дебит нефти, тонн/сут.	Прирост дебита нефти, тонн/сут.	Прирост дебита нефти, %
Мишкинское	562	43,4	12,5	71	59,5	17,2	4,6	37
	504	30,0	19,2	36	41,2	26,4	7,2	37
	510	80,0	20,2	75	106,1	26,8	6,6	33
	514	29,0	13,7	53	39,2	18,6	4,8	35
	524	96,0	26,3	73	128,7	35,2	8,9	34
	533	75,0	13,9	82	99,5	18,4	4,5	33
	2075	69,9	14,3	80	91,5	18,7	4,4	31
	347	18,0	12,7	30	24,2	17,1	4,4	35
	1505	35,0	25,3	28	45,9	33,1	7,8	31
	1509	27,0	19,3	29	37,3	26,6	7,3	38

В целом по проекту по 10 скважинам планируется прирост дебита в количестве 60,7 тонн/сут.

Коэффициент нефтеотдачи

Рассчитаем коэффициент нефтеотдачи по проекту при условии его реализации в июле 2017 года. Ожидаемая продолжительность эффекта от проведения РАСПО + ПСКО 1,5 года.

Все скважины кандидаты из списка проекта относятся к верейскому объекту разработки. Начальные балансовые запасы нефти по верейскому объекту разработки составляют 63,6 млн тонн. Плановая накопленная добыча на 2017 год составляет 10,296 млн тонн. Результаты расчёта отражены в таблице 13.

Таблица 13 – Сравнение КИН при реализации проекта

	2017 год	2018 год
Плановая накопленная добыча нефти, млн тонн	10,296	10,624
КИН	0,1619	0,1670
Плановая накопленная добыча нефти при реализации проекта ПСКО по 10 скважинам, млн тонн	10,359	10,814
КИН, при реализации проекта ПСКО	0,1629	0,1700
Плановая накопленная добыча нефти при реализации проекта РАСПО + ПСКО по 10 скважинам, млн тонн	10,406	10,956
КИН, при реализации проекта РАСПО+ПСКО	0,1636	0,1723

Реализация проекта РАСПО + ПСКО на 10 скважинах Мишкинского месторождения позволит увеличить КИН по верейскому объекту разработки в 2017 году на 0,0017, а в 2018 году – на 0,0053. При реализации проекта обычного ПСКО увеличение текущего КИН составит 0,001 и 0,003 соответственно.

Сравнение технологических показателей проектируемого варианта с базовым вариантом

Сравним показатели проведения комплексных обработок РАСПО + ПСКО с показателями, которые мы могли бы получить в том случае, если бы проводились ПСКО по обычной технологии. Результаты сравнения отражены в таблицах 14 и 15.

Таблица 14 – Сравнение проектных показателей с базовым вариантом по скважинам

Месторождение	№ скважины	Параметры после РАСПО + ПСКО (проект)				Параметры после ПСКО (базовый вариант)			
		Дебит жидкости, м ³ /сут.	Дебит нефти, тонн/сут.	Прирост дебита нефти, тонн/сут.	Прирост дебита нефти, %	Дебит жидкости, м ³ /сут.	Дебит нефти, тонн/сут.	Прирост дебита нефти, тонн/сут.	Прирост дебита нефти, %
Мишкинское	562	59,5	17,2	4,6	37	52,6	15,2	2,7	21,2
	504	41,2	26,4	7,2	37	36,4	23,3	4,1	21,2
	510	106,1	26,8	6,6	33	94,9	24,0	3,8	18,6
	514	39,2	18,6	4,8	35	34,8	16,5	2,8	20,1
	524	128,7	35,2	8,9	34	114,7	31,4	5,1	19,5
	533	99,5	18,4	4,5	33	89,0	16,5	2,6	18,7
	2075	91,5	18,7	4,4	31	82,2	16,8	2,5	17,6
	347	24,2	17,1	4,4	35	21,6	15,2	2,5	19,8
	1505	45,9	33,1	7,8	31	41,2	29,8	4,5	17,7
	1509	37,3	26,6	7,3	38	32,9	23,4	4,2	21,8

Таблица 15 – Сравнение проектных показателей с базовым вариантом в целом

	Количество обработок	Средний дебит нефти до ОПЗ, тонн/сут.	Средний дебит нефти после ОПЗ, тонн/сут.	Средний прирост дебита нефти, тонн/сут.	Общий прирост дебита нефти по проекту, тонн/сут.	Средний прирост дебита нефти, %
РАСПО + ПСКО (предлагаемый проект)	10	23,8	29,9	6,1	60,7	26
ПСКО (базовый вариант)	10	23,8	27,3	3,5	34,7	15

Как видно из таблицы 15, планируемый прирост Q нефти от обработок РАСПО + ПСКО на 2,6 тонн/сут. больше по сравнению с обычными ПСКО. В целом прирост Q нефти по предлагаемому проекту РАСПО + ПСКО на 26 тонн/сут. больше по сравнению с ПСКО по обычной технологии.

Литература:

1. Технологическая схема разработки Мишкинского нефтяного месторождения. – Бугульма: «ТатНИПИнефть», 1986.
2. Авторский надзор за разработкой Мишкинского месторождения нефти. – Ижевск: Филиал ОАО «Сиданко» в г. Ижевске «Ижевский нефтяной научный центр», 2004. – 293 с.
3. Сучков Б.М. Проведение СКО в динамическом режиме // Ежемесячный научно-технический и производственный журнал Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО Издательство Нефтяное хозяйство, 1987. – № 6. – С. 52–55.
4. Богомольный Е.И. Обработка призабойной зоны скважин композициями на основе соляной кислоты и водорастворимого ПАВ на месторождениях Удмуртской АССР / Тезисы докладов Всесоюзной конференции «Проблемы развития нефтегазового комплекса страны». – М., 1991. – С. 41.

5. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов. – Самара : Кн. изд., 1996. – 437 с.
6. Мустафин Г.Г., Лерман Б.А. Анализ эффективности методов воздействия на призабойную зону пласта // ВНИОЭНГ. РНТС Серия Нефтепромысловое дело, 1983. – № 7. – С. 7–8.
7. Богомольный Е.И. Интенсификация добычи высоковязких парафинистых нефтей из карбонатных коллекторов Удмуртии. – Москва-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2003. – 271 с.
8. Кудинов В.И., Дацик М.И., Зубов Н.В. и др. Промышленное развитие высокоэффективных технологий теплового воздействия на Гремихинском месторождении Удмуртии // Научно-технический журнал Нефтепромысловое дело. – М. : ВНИОЭНГ, 1993. – № 10. – С. 169–176.
9. Стандарт НК «Роснефть» Порядок подбора кандидатов на проведение, расчёта эффекта и оценки эффективности ГТМ. – М., 2005.
10. Технологический режим работы скважин по состоянию на май месяц по НГДУ «Воткинск».
11. Мероприятия по интенсификации добычи нефти на Мишкинском нефтяном месторождении. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b3ac68a4d53b89421216c27_0.html
12. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
13. 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.
14. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учеб. пособ. для студентов вузов. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 603 с.
15. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – Т. 1. – 540 с.
16. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – Т. 2. – 576 с.
17. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – Т. 3. – 576 с.
18. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – Т. 4. – 512 с.
19. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 т. : учебное пособие для студентов, обучающихся по специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» направления подготовки дипломированных специалистов 130500 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг. – Т. 1. – 2011. – 348 с.
20. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 т. : учебное пособие для студентов, обучающихся по специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» направления подготовки дипломированных специалистов 130500 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг. – Т. 2. – 2011. – 348 с.

References:

1. Technological scheme of development of the Mishkinsky oil field. – Bugulma : Tatnipineft, 1986.
2. Architectural supervision of development of the Mishkinsky oil field. – Izhevsk : Sidanko branch of JSC in Izhevsk «The Izhevsk oil scientific center», 2004. – 293 p.
3. Suchkov B.M. Carrying out SKO in the dynamic mode // the Monthly scientific and technical and production magazine Oil economy. – М. : CJSC Publishing House Oil economy, 1987. – No. 6. – P. 52–55.
4. Bogomolny E.I. Processing of a bottomhole zone of wells compositions on the basis of hydrochloric acid and water-soluble surfactant on fields Udmurt the ASSR / Theses of reports of the All-Union conference «Problems of Development of an Oil and Gas Complex of the Country». – М., 1991. – P. 41.
5. Kudinov V.I., Suchkov B.M. Intensifikation of extraction of viscous oil from carbonate collectors. – Samara : Book of prod., 1996. – 437 p.
6. Mustafin G.G., Lehrman B.A. Analysis of efficiency of methods of impact on a bottomhole zone of layer // VNIIOENG. RNTS Series Oil-field business, 1983. – No. 7. – P. 7–8.

7. Bogomolny E.I. Intensification of production high-viscosity paraffinic Udmurtia, nefty from carbonate collectors. – Moscow-Izhevsk : Institute of computer researches, 2003. – 271 p.
8. Kudinov V.I., Datsik M.I., Zubov N.V., etc. Industrial development of highly effective technologies of thermal influence on the Gremikhinsky field of Udmurtia // scientific and technical zhurnal Oil-field business. – M. : VNIIOENG, 1993. – No. 10. – P. 169–176.
9. Standard of Rosneft Order of selection of candidates for carrying out, calculation of effect and assessment of efficiency of GTM. – M, 2005.
10. A technological operating mode of wells as of May on NGDU «Votkinsk».
11. Actions for an oil production intensification on the Mishkinsky oil field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b3ac68a4d53b89421216c27_0.html
12. 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.
13. 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.
14. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : studies manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : Education - the South, 2011. – 603 p.
15. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012. – T. 1. – 540 p.
16. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012. – T. 2. – 576 p.
17. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – T. 3. – 576 p.
18. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2015. – T. 4. – 512 p.
19. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 t. : the manual for the students studying in the specialty 130503 «Development and operation of oil and gas fields» of the direction of training of certified specialists 130500 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug. – T. 1. – 2011. – 348 p.
20. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 t. : the manual for the students studying in the specialty 130503 «Development and operation of oil and gas fields» of the direction of training of certified specialists 130500 «Oil and gas business». – Krasnodar: Publishing house – the South. – T. 2. – 2011. – 348 p.

УДК 622.276

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГРП НА ЕЛЬНИКОВСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF HYDRAULIC FRACTURING AT THE YELNIKOVSKOYE OIL FIELD

Яковлев Алексей Леонидович

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

Кусов Геннадий Владимирович

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

Машаду Мартинью Лимбин Батишта

студент,
Кубанский государственный
технологический университет
martinrevistatudo@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

Аннотация. В статье показан анализ проведённых в 2014–2015 годах на ряде скважин Ельниковского месторождения гидравлических разрывов пластов, рекомендации по проведению программы гидравлического разрыва пласта. На основе этого выбрано десять скважин для проведения гидравлического разрыва пласта. Описана технология ГРП, применяемые материалы и техника. Подробно выполнен расчёт параметров гидравлического разрыва пласта, приведено сравнение текущих и прогнозируемых показателей до и после проведения гидроразрыва пласта.

Ключевые слова: анализ проведения гидравлического разрыва пласта; коэффициент увеличения добычи; параметры для оценки скважин-кандидатов для ГРП; технология проведения гидравлического разрыва пласта; дизайн гидравлического разрыва пласта; техника для гидравлического разрыва пласта; факторы, определяющие эффективность гидроразрыва пласта.

Yakovlev Alexey Leonidovich

Director of the department of design,
LLC KNGK-Group
yakovlev@i-npz.ru

Kusov Gennady Vladimirovich

Graduate student,
North Caucasian federal university
de_france@mail.ru

Machado Martinho

Student,
Kuban state technological university
martinrevistatudo@gmail.com

Ocheredko Tatyana Borisovna

Candidate of Chemistry,
Associate professor of Oil
and gas business
name of professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
a-ocheredko@mail.ru

Annotation. The article shows the analysis of hydraulic fracturing of layers conducted in 2014–2015 at several wells of the Yelikovskoye field, recommendations for carrying out a hydraulic fracturing program. Based on this, ten wells have been selected for hydraulic fracturing. The technology of hydraulic fracturing, applied materials and equipment is described. The hydraulic fracture parameters are calculated in detail, the current and predicted parameters are compared before and after the fracturing.

Keywords: analysis of hydraulic fracturing; coefficient of increase in production; parameters for evaluation of wells for fracturing; technology of hydraulic fracturing; hydraulic fracturing design; technique for hydraulic fracturing; factors determining the effectiveness of hydraulic fracturing.

Ельниковское нефтяное месторождение нефти наряду с другими месторождениями (Ончугинское, Котовское, Кырыкмасское, Заборское, Ломовское, Прикамское) разрабатывается силами НГДУ «Сарапул» ОАО «Удмуртнефть». Месторождение расположено на территории Каракулинского и Сарапульского районов Удмуртской республики, в 100 километрах от города Ижевска, в 35 километрах от города Сарапула (рис. 1). Вдоль восточной границы месторождения проходит железнодорожная линия Москва – Казань – Екатеринбург.

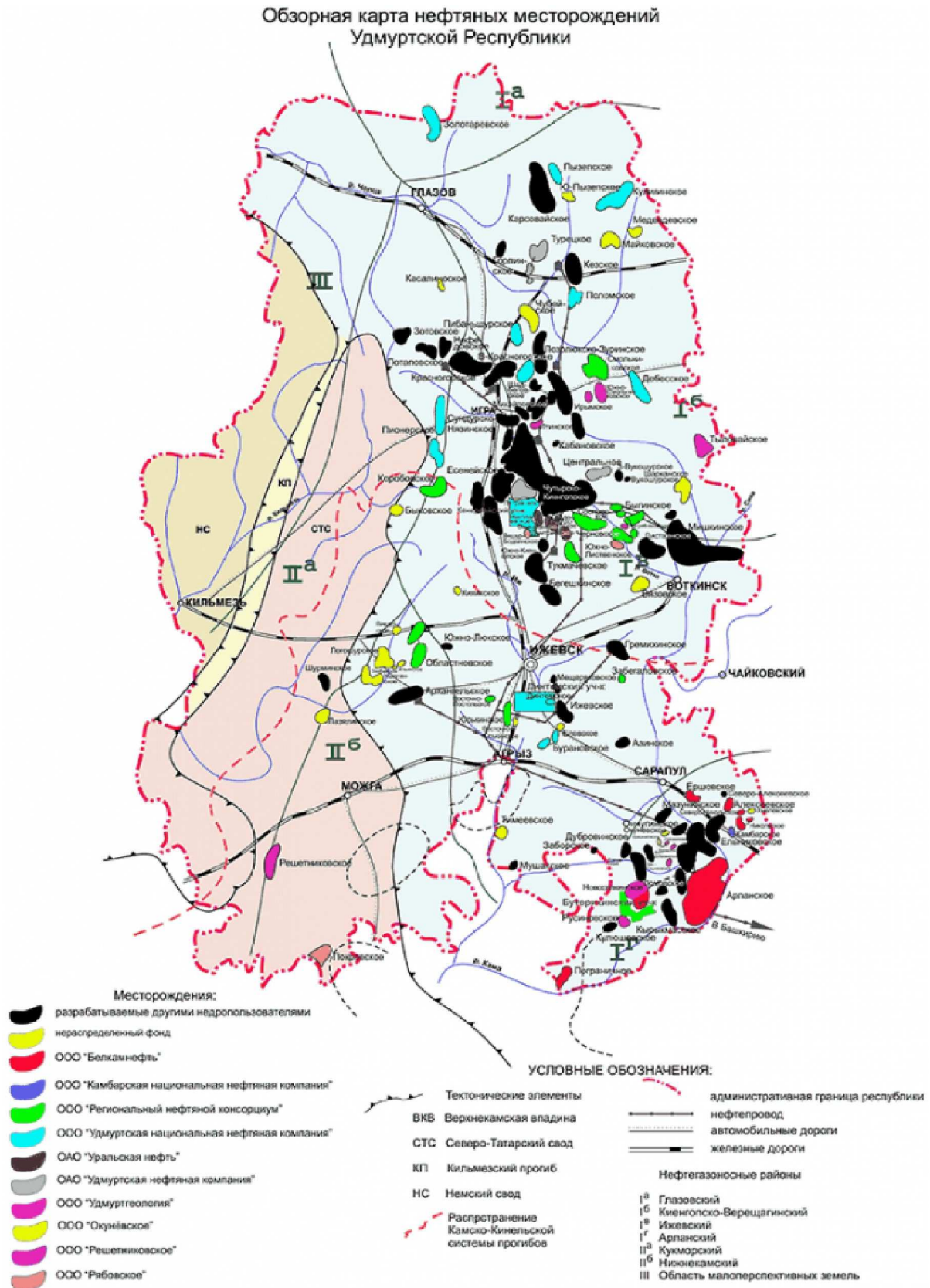


Рисунок 1 – Схема размещения месторождений Удмуртской Республики

Текущее состояние разработки Ельниковского месторождения

Ельниковское месторождение введено в разработку в 1977 году в соответствии с «Проектом опытно-промышленной эксплуатации Ельниковского месторождения. С 1991 года разработка ведётся на основании технологической схемы, составленной

«ТатНИПНефть». Месторождение многопластовое, промышленная нефтеносность выявлена в турнейских, визейских (пласты С-II, С-III, С-IV, С-V и С-VI) отложениях нижнего карбона, а также в каширо-подольских отложениях (пласты К1-4, КS-V и P1-P4) среднего карбона. Нефти всех пластов характеризуются повышенной вязкостью. Эти объективные факторы влияют на развитие процессов разработки и отрицательно влияют на степень выработки запасов нефти.

В промышленной эксплуатации находится визейский (по существовавшей ранее номенклатуре – яснополянский) объект, и каширо-подольский объект. Турнейский объект разрабатывается единичными скважинами.

На 01.01.2016 г. отобрано 21072,3 тыс. тонн нефти и 67287,7 тыс. тонн жидкости. Среднегодовая обводнённость добываемой продукции составила 82,4 %. Среднесуточный дебит по нефти – 4,6 тонн/сут., по жидкости – 26,2 тонн/сут. Текущий коэффициент извлечения нефти составляет 0,189.

Распределение добычи нефти по объектам разработки следующее:

- каширо-подольский – 99,4 тыс. тонн;
- визейский – 20927,7 тыс. тонн;
- турнейский – 45,2 тыс. тонн.

Разработка визейского объекта ведётся с поддержанием пластового давления, каширо-подольского и турнейского – на естественном режиме.

Выбор и обоснование применения гидравлического разрыва пласта для условий Ельниковского месторождения

ГРП – это одно из геолого-технических мероприятий (ГТМ) на добывающем фонде, направленное на восстановление производительности скважин и интенсификацию добычи нефти, а также на устранение притока воды в добывающие скважины. Исходя из этого, эффективность ГТМ оценивается по трём основным характеристикам:

- 1) прирост дебита нефти после мероприятия;
- 2) рост обводнённости продукции скважины после мероприятия;
- 3) длительность эффекта прироста дебита нефти после мероприятия.

С целью определения эффективности ГТМ, проведённых на Ельниковском месторождении за последние годы, выполнена статистическая обработка дебитов скважин по нефти и жидкости до и после мероприятий. Наиболее востребованными ГТМ являются различные виды воздействия на ПЗП. В силу высокой расчленённости продуктивного разреза при различии фильтрационных характеристик продуктивных пластов рекомендуется продолжение работ по селективному воздействию на пласты с целью увеличения притока в добывающих скважинах (интенсификация притока из отдельных пропластков и вовлечение в работу ранее не дренируемых пропластков с низкими фильтрационными характеристиками).

Для условий Ельниковского месторождения с высоковязкой нефтью и низкими коллекторскими свойствами метод ГРП наиболее применим.

Анализ проведения гидравлического разрыва пласта на скважинах Ельниковского месторождения в 2014–2015 гг.

В декабре 2014 – январе 2015 года в ОАО «Удмуртнефть» был проведён гидро-разрыв пласта на 9 скважинах Ельниковского месторождения (песчаники С-III Яснополянских отложений). Среднесуточный дебит скважин после ГРП в течение 12 месяцев составил 22 тонн/сут., что составляет 150 % прирост (13 тонн) от 9 тонн/сут. дебита скважин до ГРП. Фактические результаты оказались на 50 % выше прогнозируемых. Потенциально существует возможность увеличения дебитов за счёт программы оптимизации скважин. Если бы все скважины работали на гидродинамическом уровне, соответствующему уровню до ГРП, среднесуточный дебит мог составить 30, а не 22 тонн/сут. При значении гидродинамического уровня 1100 м дебит мог возрасти до 50 тонн/сут.

График изменения дебитов скважин до и после ГРП представлен на рисунке 2.

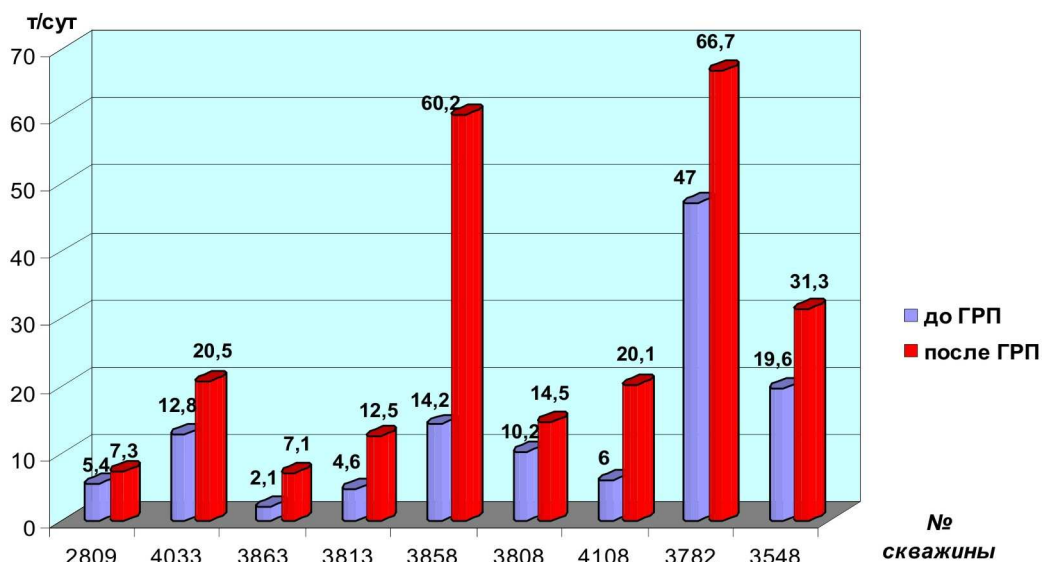


Рисунок 2 – График изменения дебитов скважин до и после ГРП

Ещё один успешный фактор данной кампании: на одной из скважин, участвовавших в мероприятиях 2011–2012 гг. (скважина № 3548), был проведён повторный ГРП. Увеличение дебита на 60 % свидетельствует о наличии большого потенциала увеличения добычи от повторного ГРП.

В таблице 1 показано изменение дебитов скважин до и после проведения ГРП.

Таблица 1 – Изменение дебитов скважин до и после проведения ГРП

№ скважины	до ГРП			после ГРП		
	Q_n , тонн/сут.	$Q_{ж}$, м ³ /сут.	% воды	Q_n , тонн/сут.	$Q_{ж}$, м ³ /сут.	% воды
2809	5,4	14,3	66,4	7,3	17,4	62,7
4033	12,8	22	48,2	20,5	27,8	34,4
3863	2,1	3,4	45,0	7,1	9,2	31,3
3813	4,6	9,4	56,4	12,5	22,3	50,1
3858	14,2	29	56,4	60,2	102,1	47,5
3808	10,2	22,8	60,2	14,5	23,1	44,1
4108	6	9,4	43,2	20,1	27,9	35,9
3782	47	68	38,5	66,7	92,6	35,9
3548	19,6	31,2	44,1	31,3	35,8	22,2
среднее	13,5	23,3	50,9	26,7	39,8	40,5

Коэффициент увеличения добычи (КУД) по проведённым 9 операциям составил 2,5, по 4 наиболее успешным операциям КУД составил 3,7, по 4 наименее успешным – 1,8. За исключением одной операции с полученным «стопом» и закачанном объёмом проппанта 10 % от запланированного, в целом КУД варьируется от 1,6 до 6,0. При проектировании последующих операций необходимо учитывать следующее:

- 1) рекомендуется провести технико-экономический расчёт замены ЭЦН для снижения гидродинамического уровня в скважинах;
- 2) снижение гидродинамического уровня, а также вероятность подтягивания конуса воды, вызовет увеличение напряжения на проппантную пачку;
- 3) рекомендуется проводить повторную перфорацию перед повторным ГРП;
- 4) рекомендуется проектировать ГРП с расчётом проводимости трещины не менее 20–30 кг/м²;

5) средняя длина трещины составила соответственно 60 и 85 м. По результатам компьютерного моделирования даже длина 60 м представляется избыточной. Рекомендуется проектировать ГРП с расчётом длины трещины, примерно равной 40 м;

6) согласно показаниям забойных манометров, в среднем расчётные давления оказались на 27 % выше фактических. В дальнейшем при расчёте следует закладывать значения пластовых давлений на 27 % ниже;

7) рекомендуется продолжать перестрел колонн перед каждым гидроразрывом посредством чередования глубоких прострелов зарядами малого диаметра и неглубоких прострелов зарядами большого диаметра (фазировка всех зарядов – 60 градусов);

8) обводнённость после ГРП снизилась по всем скважинам, кроме одной, № 2809, содержащий водоносный горизонт всего в 6 м от коллектора. По данной скважине отмечено увеличение обводнённости на 3 %. На скважине № 3858 обводнённость снизилась на 20 %, хотя водоносный горизонт расположен в 8 м;

9) на 9 скважинах эффективность мини-ГРП варьировалась от 27 до 53 %, что свидетельствует о необходимости продолжать выполнение мини-ГРП при последующих операциях;

10) для увеличения эффективности при закачке основного ГРП следует добавлять силикатную муку и песок фракции 100 меш. Силикатную муку добавлять в концентрации около 10 кг/м³ в течение всей операции, песок добавлять на последней трети мини-ГРП (и закачки подушки) в концентрации 40 кг/м³;

11) основной проппант, применявшийся на всех ГРП, – Форес 12–18. В целом даже более крупный проппант поможет улучшить проводимость трещины и снизить объём выноса проппанта. Если при перфорации образуются отверстия диаметром 24 мм, проппант 8–12 беспрепятственно проникает в пласт.

Подбор скважин для осуществления программы по проведению гидравлического разрыва пласта на Ельниковском месторождении

Подбор кандидатов является, вероятно, наиболее критичным этапом всего проекта ГРП. Успех ГРП в очень большой степени зависит от подбора скважины. Например, эффект от ГРП истощённого коллектора может оказаться весьма краткосрочным и неутешительным. Наоборот, такой ГРП на скважине с сильно повреждённой призабойной зоной, в коллекторе с большими запасами может привести к значительному и устойчивому приросту добычи.

Параметры для оценки скважин-кандидатов для ГРП: для корректной оценки скважины-кандидата ГРП требуется минимальный объём данных. Ниже приведён перечень параметров и данных, необходимых для проведения такой оценки.

1. Карта месторождения с указанием:

- расположения скважины-кандидата;
- расположения соседних скважин, включая нагнетательные;
- расположения скважин с выполненными ГРП;
- легендой, дающей возможность рассчитать расстояния до соседних скважин.

2. Данные по добыче прошлых лет:

- графики работы скважины по нефти, воде и газу, динамика давления на устье, данные по всем внутрискважинным работам;
- текущий режим эксплуатации;
- сведения по скважинам после ГРП в районе работ, в т.ч. данные ГИС.

3. Данные (диаграммы) ГИС в открытом стволе:

- ГК, ПС, пористость, сопротивление и/или данные акустического каротажа;
- содержать сведения об интервале как минимум на 50 м выше и 50 м ниже интересующей зоны;
- на диаграммах должны быть показаны зоны ПВР (в прошлом, настоящие и планируемые в будущем);
- текущий и планируемый искусственный забой;
- должна быть показана кровля всех зон.

4. Данные по целевому интересующему и соседним пластам:

- пластовое давление;
- пластовая температура;

- пористость;
 - литология;
 - местонахождение разломов;
 - естественная трещиноватость коллектора.
5. Данные по фильтрационным свойствам пласта, полученные при бурении:
 - модуль Юнга;
 - данные, свидетельствующие о том, будут ли прилегающие зоны являться барьером на пути развития трещины в высоту, или нет;
 - проектные кровля и подошва трещины;
 - требуется изоляция перфорационных отверстий для обеспечения развития трещины в целевой зоне;
 - представляет ли проблему близкорасположенный водоносный горизонт.
 6. Представляет ли проблему вынос проппанта.
 7. АКЦ с данными по 50 м выше и ниже целевого интервала.
 8. Схемы конструкции скважин с указанием расположения интервалов перфорации, высоты подъёма цемента, интервалов посадки и диаметров, цементных мостов-пробок, мест выполнения ловильных работ.
 9. Сведения по обсадным колоннам и НКТ:
 - диаметры, марки стали, интервалы спуска;
 - наличие хвостовика в скважине;
 - диаметр планируемой колонны ГРП;
 - выдержит ли колонна ГРП преждевременный «Стоп»;
 - выдержит ли затруб ожидаемые давления;
 - достаточно ли качество цементирования над предполагаемой высотой трещины;
 - достаточно ли сцепление цементного камня (качество и количество), чтобы избежать смятия обсадной колонны над пакером;
 - можно ли выполнить исследование с применением тетраборнокислого натрия или импульсного нейтронного каротажа для выявления воды в каналах цементного камня.
 10. Данные о перфорации:
 - тип перфоратора;
 - плотность перфорации (отв. на м);
 - диаметр и глубина отверстий (мм);
 - фазирование (град);
 - отношение диаметра к максимальному размеру частиц проппанта (меш).
 11. Искривление ствола:
 - глубина максимальной кривизны ствола;
 - отклонение от вертикали на кровле интервала перфорации.
 12. Полные данные по эксплуатации скважины.
 13. Наземные сооружения.
 14. Поддержка проекта со стороны ППД:
 - в состоянии ли нагнетательные скважины обеспечить повышенные объёмы нагнетания в связи с возросшим отбором нефти;
 - требуется карта (схема) заводнения.

При выполнении ГРП колонна подвергается экстремальным нагрузкам.

Аномальные давления. При выполнении ГРП давление на устье может превышать 680 атм. Очень важно, чтобы фонтанная арматура (ФА) была пригодна для работы с такими давлениями

Абразивные составы. Важно защитить ФА от чрезмерной эрозии.

Высокие нагрузки на НКТ и пакер.

Высокие нагрузки на обсадную колонну. Обсадная колонна должна выдерживать давления в затрубье, необходимые для выравнивания давлений ГРП в колонне ГРП.

Высокие нагрузки на хвостовик. Хвостовики должны выдерживать высокие забойные давления ГРП.

Жидкости – всегда следует проверять жидкости до начала КРС: качество, плотность, процент содержания соли, кальция и магния в воде, общее содержание взвешенных частиц и pH. В качестве основных жидкостей рекомендуется отфильтро-

ванная до 10 микрон вода с 3 % содержанием хлористого калия. «Чистую» нефть необходимо проверить на содержание воды и частиц песка. Для глушения скважин и КРС должна применяться только нефть с содержанием частиц песка < 0,003 %. Все ёмкости для хранения нефти должны быть очищены паром. Для транспортировки разрешается использование только очищенных емкостей. Перед применением все жидкости подлежат обязательной проверке.

Посадка пакера. Запрещается спуск скребков и пакеров ниже интервала перфорации. Обычно пакер устанавливается на расстоянии 35 мм над перфорационными отверстиями. В случае надёжного цементирования пакер может устанавливаться на высоте до 50 м над верхними перфорационными отверстиями. Одно соединение НКТ устанавливается ниже пакера. В ежедневный отчёт по КРС должны включаться данные по глубине посадки пакера и весу лифтовой колонны до и после установки. Отклонения от заданных параметров должны также фиксироваться в отчёте.

Интервал проработки обсадной колонны скребком. Проработка обсадной колонны скребком должна производиться на расстоянии от 40 м над пакером до 5 м над перфорационными отверстиями. При отсутствии перфорационных отверстий проработка скребком производится до планируемой нижней перфорации.

Размер шаблонов. Рекомендуется максимально возможный для заданной колонны размер шаблонов. Таким образом, шаблон должен быть больше диаметра пакера и иметь достаточную длину и наружный диаметр для установки скважинного насоса.

Выбор скважин-кандидатов

На основании вышеизложенного был проведён детальный анализ всего добывающего фонда скважин Ельниковского месторождения:

- работа скважины;
- проведённые на ней ремонты (аварии);
- проводимые на ней ГИС;
- конструкция скважин;
- проведённые на ней ГТМ, оптимизации;
- способ эксплуатации;
- расположение скважины по отношению к другим скважинам.

После этого были выбраны 10 скважин для осуществления программы по гидроразрыву пласта.

Мощность продуктивной зоны – очевидно, наиболее важная переменная величина коллектора, по нашему мнению, поскольку на её основе делаются оценочные расчёты общей проницаемости.

Кривизна ствола в зоне перфораций – часто проблемы с гидроразрывами возникают по причине увеличения угла отклонения ствола в интервале перфораций. На результат может влиять и модуль. Чем мягче порода, тем менее важен угол ствола. Однако если породы характеризуются предполагаемым модулем 3–6 млн psi, тогда кривизна является важной величиной.

Количество перфорированных зон – гидроразрыв может быть осложнён в результате неоднородности коллектора песчаных пропластков или по причине мощных перемычек между ними.

Проницаемость – поскольку значения приближённые, не следует полагаться на эту переменную при ранжировании скважин. Скважина может иметь низкое значение $K_{пр}$ по причине высокого скин-фактора.

Обводнённость – при подборе кандидатов на ГРП предпочтение не отдаётся скважинам с высокой обводнённостью продукции. Однако, по нашему мнению, можно руководствоваться тем, сколько нефти можно добыть со скважины даже при большом отборе воды.

Пластовое давление – опять-таки вопрос о точности оставляет место сомнениям совместимости данной переменной.

В таблице 2 приведена динамика добычи по скважинам-кандидатам.

В таблице 3 показана конструкция скважин.

В таблице 4 рассмотрены физико-химические свойства по скважинам-кандидатам.

Таблица 2 – Динамика добычи по скважинам-кандидатам

Дата	Скважина № 4006			Скважина № 4025			Скважина № 2806			Скважина № 4002			Скважина № 2805		
	Q _ж	Q _н	%	Q _ж	Q _н	%	Q _ж	Q _н	%	Q _ж	Q _н	%	Q _ж	Q _н	%
январь 2016	12,9	5,1	56	7,0	2,9	54	12,5	4,9	56	9,0	7,2	10	7,0	3,1	50
февраль 2016	12,7	5,1	55	7,1	2,9	54	13,0	5,2	55	8,8	7,0	10	7,5	3,4	50
март 2016	12,8	4,7	59	7,1	2,9	54	12,5	5,2	53	8,9	7,1	10	7,2	3,1	51
апрель 2016	11,2	4,9	51	7,0	2,9	54	12,1	5,1	53	9,2	7,4	10	7,2	3,1	52
май 2016	11,5	4,8	53	7,0	3,0	52	12,3	5,0	54	9,0	7,2	10	7,2	3,1	52
июнь 2016	11,5	4,7	54	7,0	2,8	55	12,4	5,1	54	9,3	7,4	11	7,4	3,0	55
июль 2016	11,9	4,9	54	7,1	2,8	55	12,5	4,9	56	9,3	7,4	11	7,0	2,8	55
август 2016	12,0	5,2	51	7,2	2,9	55	12,6	5,3	53	9,1	7,2	11	7,2	3,0	53
сентябрь 2016	12,0	5,0	53	7,3	3,1	53	12,3	4,9	55	9,0	7,2	11	7,2	2,9	55
октябрь 2016	11,4	4,4	56	7,3	3,1	52	12,4	4,9	56	9,6	7,5	12	7,6	3,0	55
ноябрь 2016	11,8	4,3	59	7,2	3,0	53	12,5	5,0	55	9,1	7,2	11	7,6	3,1	54
декабрь 2016	12,0	4,7	56	7,4	3,0	54	12,5	5,2	53	9,0	7,1	11	7,5	3,2	53

Продолжение таблицы 2

Дата	Скважина № 2792			Скважина № 2758			Скважина № 2814			Скважина № 3786			Скважина № 2817		
	Q _ж	Q _н	%	Q _ж	Q _н	%	Q _ж	Q _н	%	Q _ж	Q _н	%	Q _ж	Q _н	%
январь 2016	12,9	5,1	56	7,0	2,9	54	12,5	4,9	56	9,0	7,2	10	7,0	3,1	50
февраль 2016	12,7	5,1	55	7,1	2,9	54	13,0	5,2	55	8,8	7,0	10	7,5	3,4	50
март 2016	12,8	4,7	59	7,1	2,9	54	12,5	5,2	53	8,9	7,1	10	7,2	3,1	51
апрель 2016	11,2	4,9	51	7,0	2,9	54	12,1	5,1	53	9,2	7,4	10	7,2	3,1	52
май 2016	11,5	4,8	53	7,0	3,0	52	12,3	5,0	54	9,0	7,2	10	7,2	3,1	52
июнь 2016	11,5	4,7	54	7,0	2,8	55	12,4	5,1	54	9,3	7,4	11	7,4	3,0	55
июль 2016	11,9	4,9	54	7,1	2,8	55	12,5	4,9	56	9,3	7,4	11	7,0	2,8	55
август 2016	12,0	5,2	51	7,2	2,9	55	12,6	5,3	53	9,1	7,2	11	7,2	3,0	53
сентябрь 2016	12,0	5,0	53	7,3	3,1	53	12,3	4,9	55	9,0	7,2	11	7,2	2,9	55
октябрь 2016	11,4	4,4	56	7,3	3,1	52	12,4	4,9	56	9,6	7,5	12	7,6	3,0	55
ноябрь 2016	11,8	4,3	59	7,2	3,0	53	12,5	5,0	55	9,1	7,2	11	7,6	3,1	54
декабрь 2016	12,0	4,7	56	7,4	3,0	54	12,5	5,2	53	9,0	7,1	11	7,5	3,2	53

Таблица 3 – Конструкция скважин

Номер скважины	Эксплуатационная колонна		Забой		текущий, м	дата	интервал	тип перфоратора	плотность
	диаметр, мм	толщина стенок, мм	искусственный, м						
4006	146	8	1360	1358	1991	1278,0–1279,8; 1280,4–1282,4; 1283,6–1286,0	ПК-105	10	
4025	146	8	1480	1480	1988	1377,4–1378,8; 1380,2–1381,4; 1383,0–1385,6; 1389,0–1391,6; 1393,0–1396,0	ПК-105	10	
2806	146	8	1510	1500	1990	1436,4–1438,0; 1438,8–1440,4; 1444,4–1450,4	ПК-105	10	
4002	146	8	1520	1490	1985	1451,2–1452,8; 1459,4–1461,2; 1462,0–1464,2; 1468,0–1472,0	ПК-105	10	
2805	146	7	1488	1485	1987	1418,8–1420,4; 1422,0–1423,2; 1428,0–1431,6	ПК-105	10	
2792	146	8	1521	1515	1990	1423,2–1424,4; 1428,0–1429,2; 1436,4–1438,4; 1445,6–1447,2 1449,0–1451,6	ПК-105	10	
2758	146	8	1430	1420	1991	1346,8–1348,0; 1349,0–1350,0; 1352,4–1361,0; 1380,8–1384,0	ПК-105	10	
2814	146	7	1468	1460	1986	1403,0–1405,2; 1412,2–1413,8; 1418,4–1422,8	ПК-105	10	
3786	146	8	1503	1500	1988	1442,8–1445,2; 1453,0–1454,0; 1455,2–1457,6	ПК-105	10	
2817	146	8	1500	1500	1987	1430,8–1433,0; 1435,0–1436,0; 1437,0–1438,0; 1440,8–1446,0	ПК-105	10	

Таблица 4 – Физико-химические свойства по скважинам-кандидатам

Номер скважины	Пластовое давление, атм.	Забойное давление, атм.	Давление насыщения, атм.	Вязкость, мПа · с	Объёмный коэффициент	Скин-фактор	Эффективная мощность, м	Проницаемость, мД	Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³
4006	111	50	65	20,87	1,028	25,148	5,2	100	0,889
4025	124	48	62	21,30	1,100	23,146	10,0	87	0,889
2806	124	50	66	20,01	1,056	25,147	7,4	97	0,889
4002	138	52	68	20,90	1,080	24,657	22,2	81	0,889
2805	135	54	63	21,80	1,102	26,822	6,6	86	0,889
2792	125	51	62	21,89	1,112	25,444	10,0	79	0,889
2758	127	47	61	22,34	1,038	20,176	9,0	96	0,889
2814	127	31	65	20,08	1,097	26,688	6,6	100	0,889
3786	123	52	65	20,84	1,112	26,442	9,8	94	0,889
2817	135	54	66	23,41	1,084	25,233	12,0	83	0,889

Технология проведения гидравлического разрыва пласта

- 1) Геологической службой управления составляется информация установленной формы для расчёта ГРП.
- 2) Составляется программа проведения ГРП по результатам расчёта на ЭВМ.
- 3) На территории скважины подготавливается площадка для размещения оборудования и агрегатов по ГРП.
- 4) Устанавливается специальное устьевое оборудование на скважине.
- 5) Мастер КРС передаёт скважину ответственному по ГРП соответственно акта для проведения ГРП установленной формы.
- 6) Размещение агрегата и оборудования производится инженером ГРП согласно приложенной схеме.
- 7) Проводится испытание на герметичность устьевого оборудования, манифольдов и соединений нагнетательных линий от агрегатов к скважине под давлением 700 атм. в течение 10 мин.
- 8) При установлении герметичности соединений в скважину подаётся чистая загеленная жидкость разрыва для осуществления ГРП. Свидетельством достижения разрыва является увеличение приемистости скважины по диаграмме на компьютере.
- 9) После достижения разрыва в скважину, согласно программе, нагнетается от 10 до 40 м³ чистой загеленной жидкости разрыва.
- 10) За жидкостью разрыва производится закачка загеленной жидкости с подачей расчетной дозы проппанта от 100 до 900 кг/м³ до определённой стадии объёма закачки по намеченной программе при давлениях до 450 атм. Для закрепления трещин закачивается 4–30 тонн проппанта.
- 11) Непосредственно за смесью проппанта и жидкости закачивается жидкость продавки в объёме до кровли пласта. Управление процессом ГРП осуществляется с пульта управления и по радиосвязи.
- 12) Темп нагнетания жидкости выдерживается расчетный, в пределах 3–7 м³/мин. в зависимости от геолого-промысловых данных пласта.
- 13) Скважина оставляется на распад геля, на 24 часа под остаточным давлением, с регистрацией изменения давления в виде графика на ЭВМ.
- 14) В процессе ГРП ведётся непрерывная регистрация следующих параметров: давления нагнетания, темпа закачки, затрубного давления, количества проппанта, плотности жидкости, количества химреагентов. Регистрация параметров ведётся одновременно в виде графика на экране ЭВМ, записи в памяти ЭВМ, записи на дискету, распечатки на принтере и записи в таблицу данных. Выдача документации по ГРП с ЭВМ производится в форме: сводки ГРП, графиков изменения параметров в процессе ГРП, графика изменения остаточного давления после ГРП.

Гидравлический разрыв пласта – в скважине, выбранной для ГРП, определяется дебит (приёмистость), забойное и пластовое давление, содержание воды в добываемой продукции и газовый фактор. Осуществляются мероприятия по очистке забоя и ПЗП.

Хорошие результаты даёт предварительная перфорация в узком интервале пласта, намеченном для ГРП. Для этих целей применяется кумулятивную или гидропескоструйную перфорацию. Такие мероприятия снижают давление разрыва и повышают его эффективность.

Проверяется герметичность эксплуатационной колонны и цементного кольца. Спускают НКТ (как можно большего диаметра для уменьшения потерь давления) с пакером и якорем. Пакер устанавливается на 5–10 м выше разрываемого пласта против плотных непроницаемых пород (глина, аргиллит, алевролит). Ниже пакера устанавливаются НКТ (хвостовик). Длину хвостовика выбирают максимальной возможной для того, чтобы песок двигался к трещине и не выпадал в зумпф скважины.

Промывают и заполняют скважину до устья собственной дегазированной нефтью в нефтяных добывающих и нагнетаемой водой – в нагнетательных скважинах. После посадки пакера опрессовку его производят путём закачки нефти или воды в НКТ при открытом затрубном пространстве. При обнаружении пропусков в пакере его срывают и производят повторную посадку и опрессовку. Если и в этом случае не достигается герметичность пакера, то его заменяют или изменяют место посадки.

Оборудование, необходимое для ГРП, расставляется персоналом бригады ГРП на площадке перед скважиной согласно технологической схемы, производится обвязка оборудования трубопроводами (для низкого давления мягкими рукавами, для высокого давления – стальными трубами) между собой, емкостями и скважиной. После закрепления всех трубопроводов производится их опрессовка на давление ожидаемое рабочее плюс коэффициент запаса, зависящий от величины ожидаемого рабочего (например, при ожидаемом рабочем давлении более 650 атм., коэффициент запаса будет равен 1,25). Производится приготовление рабочей жидкости разрыва путём перемешивания технологической жидкости, находящейся в емкостях, с химическими реагентами, повышающими вязкость. Продолжительность подготовки жидкости разрыва зависит от её объёма, качества и температуры.

Процесс ГРП начинается с закачки жидкости разрыва в скважину с расходами и давлением, соответствующим рабочему проекту. Разрыв пласта отмечается падением давления закачки и увеличением приемистости скважины

Давление ГРП на забое скважины $P_{зab}$ определяется по формуле:

$$P_{зab} = P_{гор} + \sigma_p, \quad (1)$$

где σ_p – предел прочности пород продуктивного пласта на разрыв, МПа;

$P_{гор}$ – величина горного давления, определяется по формуле:

$$P_{гор} = H \cdot \rho \cdot 10^{-6}, \quad (2)$$

где H – глубина обрабатываемого пласта, м; ρ – плотность пород, слагающих разрез скважины, кг/м³.

Давление ГРП на устье скважины $P_{уст}$ определяется по формуле:

$$P_{уст} = P_{гор} + \sigma_p + P_{тр} - P_{пл}, \quad (3)$$

где $P_{тр}$ – потери давления из-за трения жидкости в трубах, МПа; $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа.

После разрыва пласта для увеличения приемистости скважины увеличивают расход жидкости и поднимают давление разрыва. При получении величины трещины, соответствующей проектной, начинается закачка расклинивающего материала в трещину для её закрепления. Эта стадия проходит при максимальных давлениях и производительности для обеспечения максимального раскрытия созданных трещин.

Непосредственно после закачки расклинивающего материала без снижения темпов производится его продавка в пласт чистой жидкостью в объёме, равном объёму труб; затем останавливаются все агрегаты, закрывается устьевая задвижка, и скважина не менее суток находится на распределении давления и распаде геля.

Во время процесса ГРП в затрубном пространстве скважины поддерживается давление от 80 до 130 МПа с целью уменьшения перепада давления на НКТ и пакер.

Все параметры ГРП (давление на насосных агрегатах, мгновенные и накопленные расходы жидкости и закрепляющего материала, давление в затрубном пространстве, суммарный расход жидкости, плотность смеси) выводятся на станцию контроля и управления процессом и регистрируются в памяти компьютеров. В процессе ГРП используется следующая техника:

- специальные насосные агрегаты высокого давления;
- смеситель (блендер);
- станция контроля и управления процессом; песковоз;
- пожарный автомобиль;
- блок манифольдов;
- автомобиль для перевозки химреагентов;
- вакуумная установка.

Схема расстановки наземного оборудования при производстве ГРП показана на рисунке 3.

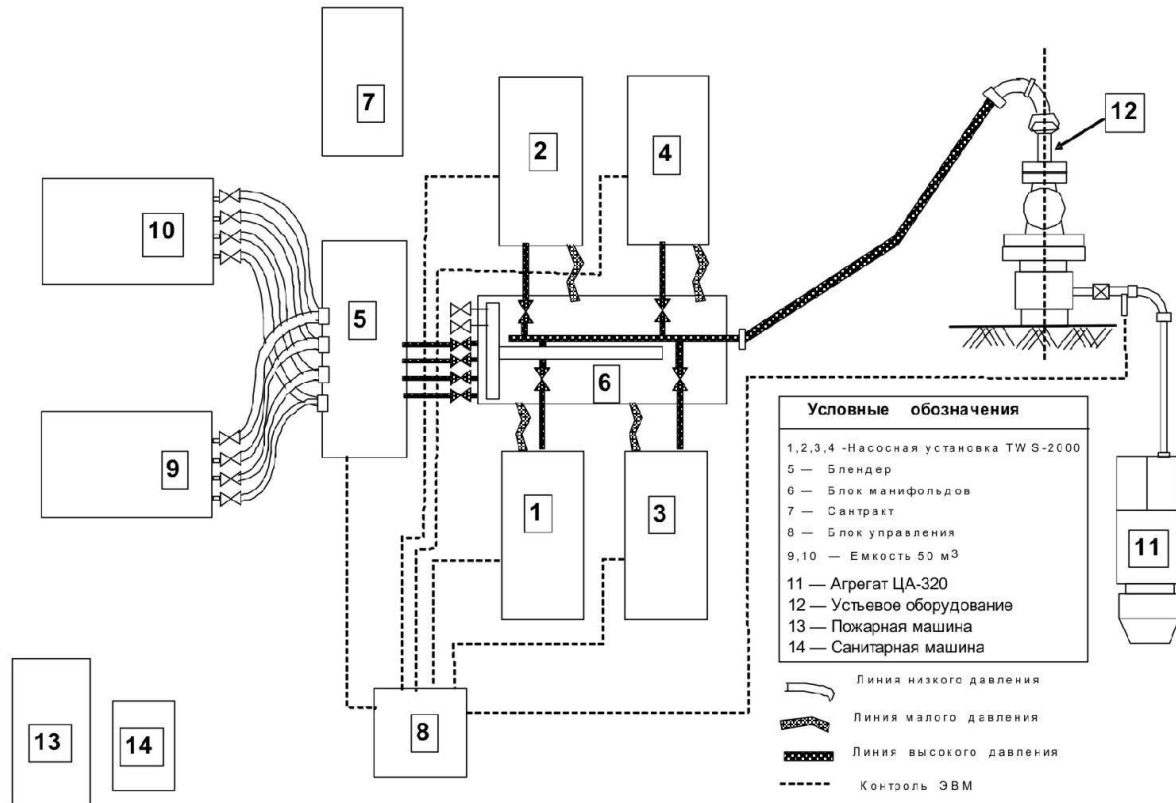


Рисунок 3 – Схема расстановки наземного оборудования при производстве ГРП

Схема расположения подземного оборудования при проведении ГРП на примере скважины № 4006 Ельниковского месторождения приведена на рисунке 4.

Проведение перфорации

При проведении скважинных работ важно не допустить закупорки перфорационных отверстий. Все операции, которые могут привести к осыпям (цементирование, установка песчаных заглушек, проработка скребком и др.) должны проводиться до перфорирования. Затем жидкости в скважине вытесняются чистыми жидкостями. Эта операция также проводится до перфорирования.

За исключением случаев ограниченной перфорации, ПВР на скважине должно выполняться таким образом, чтобы минимизировать давления трения в пристволье и риск преждевременного «Стопа» при закачке ГРП, падение давления в призабойной зоне и вынос проппанта при эксплуатации, а также чтобы обеспечить хорошее перекрытие продуктивной зоны, избежав в то же время контакта трещины с зонами нежелательных флюидов.

Важно, чтобы диаметр перфорационных отверстий соответствовал размеру проппанта. Во многих случаях, особенно при осадконакоплениях, рекомендуется повторное перфорирование до начала ГРП. В отсутствие надёжной информации в целях безопасности скважины рекомендуется ПВР с плотностью 20 отв./м, фазированием 60 град., с входным диаметром отверстий 12 мм.

Длина интервала перфорации может оказать влияние на трещину. Для вертикальных скважин ограничение по интервалу перфорации 15–30 м. На наклонно-направленных скважинах интервал ПВР должен прогрессивно уменьшаться при нарастании отхода от вертикали. В случае если зенитный угол ствола составляет 45 град и более, рекомендуемый интервал не должен превышать 10 м. Интервал перфорации должен быть ограничен на скважинах с большим отходом и горизонтальных. Меньшие интервалы ПВР следует предусмотреть и в случае жестких пород, а также при неблагоприятной ориентации стрессов в призабойной зоне. Для горизонтальных скважин в меловых породах рекомендуемый интервал перфорации составляет от 0,7 до 2,5 м в зависимости от ориентации ствола. В более жёстких породах интервал ПВР должен быть сокращён до 0,7 м.

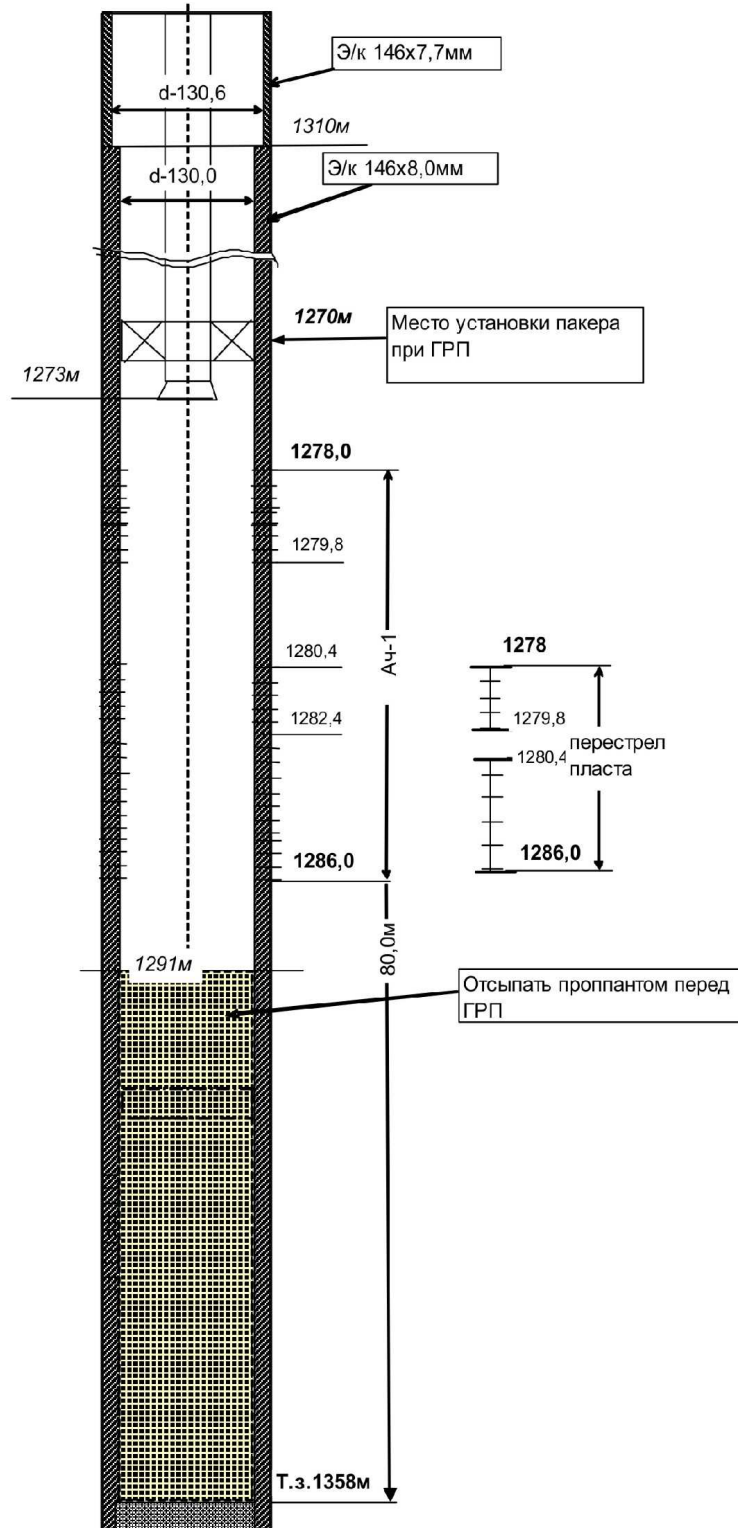


Рисунок 4 – Схема расположения подземного оборудования при проведении ГРП на примере скважины № 4006

На вертикальных скважинах и скважинах с зенитным углом менее 45 град прострел выполняется с фазированием 60 град. При больших углах отхода и на горизонтальных скважинах прострел выполняется с фазированием от 0 до 180 град с ориентацией кровли и подошвы интервала перфорации по вектору силы тяжести. За исключением случаев частичной (ограниченной) перфорации плотность ПВР должна быть как минимум 10 отв./м. Как правило, глубина отверстий в 100–150 мм является достаточной.

Депрессия на пласт может снизить начальное давление разрыва на 68 атм. и, вероятно, даст возможность привлечения к ГРП большей части интервала перфорации. Вызов притока перед ГРП имеет такой же эффект. В иных случаях избыточное (репрессия) или сбалансированное давление может быть достаточным. Перфорирование на очень высокой репрессии перед ГРП может помочь минимизировать проблемы с искривлением каналов, обусловленным некачественными работами ПВР, однако, как правило, не рекомендуется.

Дизайн гидравлического разрыва пласта

Традиционно рассматриваемые моменты включают:

Зенитный угол и азимут. В идеальном случае желательно рассматривать в качестве кандидатов для ГРП вертикальные скважины, поскольку отход даже в 15 град ведёт к росту давления закачки и риску преждевременного «Стопа», а также к резкому снижению продуктивности после ГРП. Другим вариантом является подбор скважины с отходом, траектория которой находится в плоскости трещины.

Траектория скважины. Данное обстоятельство критично и при работах с ГНКТ и операциях (ГИС) на кабеле, без исключения требуемых при проведении ГРП. Важно, чтобы траектория скважины не ограничивала выполнение этих работ.

Расчёт проницаемости коллектора. Обычной проблемой (к сожалению, не ограничивающейся разработкой месторождения и интенсификацией притока после ГРП) является то обстоятельство, что проницаемость коллектора известна лишь в широком диапазоне. Следует предпринять все усилия к исследованию скважины перед ГРП для получения точных (в разумных пределах) значений проницаемости и скина. Какая полудлина и проводимость трещины должна учитываться при подготовке дизайна? Если необходимо рассчитать дизайн ГРП, исходя из соображений максимального дебита, то, грубо говоря, длина трещины рассчитывается по нижней границе проницаемости, а проводимость – по верхней. Это обеспечивает оптимизацию параметров трещины с точки зрения дебита, хотя и потребует дополнительных затрат из-за большего объёма проппанта.

Повторный ГРП может привести к изменениям стрессов породы или росту фильтрации в призабойной зоне, что окажет влияние на будущие ГРП.

Качество цементирования (целостность сцепления). Чаще всего, качеству цементирования не придаётся той важности, которой оно заслуживает. Качественный цемент в зоне эксплуатационного хвостовика и интервала перфорации является обязательным условием для того, чтобы не допустить развития трещины за колонной в нежелательные зоны. Это особенно важно при ГРП вблизи зон контактов или при закачке кислоты перед ГРП.

Данные по соседним скважинам – Соберите данные по ранее выполненным ГРП в районе работ, включая данные по градиенту разрыва по нагнетательным скважинам и испытаниям на гидроразрыв по данным бурения. Это послужит хорошей оценкой при расчете давлений ГРП и прочих параметров дизайна, таких как фильтрация и время до получения ТСО. При ГРП в районах с естественным трещинообразованием важно обеспечить наличие понизителей фильтрации, таких как песок с размером частиц 100 меш и/или силикатной муки, для включения в состав жидкости ГРП и мини-ГРП.

Забойные манометры (ЗМ) с работой в реальном времени или записью в блок памяти. При ГРП сложных пластов с необычными стрессами в тектонически-активных зонах или при ГРП в скважинах с большим отходом и горизонтальных, применение ЗМ с выдачей данных в реальном времени является в высшей мере рекомендуется. Такие ЗМ могут размещаться на колонне ГРП или на НКТ сразу под пакером, с кабелем с другой стороны. Аналогично, если предусматривается сравнительно простой ГРП, например, в приуроченном коллекторе с нормальными режимами стрессов, достаточно использовать ЗМ с записью данных в блок памяти. Такие ЗМ легко извлекаются через скважинные камеры газлифтной установки, либо в промежутке между мини-ГРП и основным ГРП. Данные ЗМ критичны для оптимизации дизайнов ГРП и оценки работы скважины впоследствии.

Полудлина и проводимость трещины. Обычно рассчитываются, чтобы добиться максимальной продуктивности с учётом затрат.

Высота трещины. Критичное влияние на успешность ГРП может оказать прогноз развития трещины в высоту на новых скважинах, с возможным проникновением в нижележащие водоносные или вышележащие газоносные пласты. В низкопродуктивных зонах проблемой может являться чрезмерное увеличение высоты трещины. Использование линейных гелей или сшитой нефти может быть оптимальным для этих целей.

Заключительные работы

После проведённого гидроразрыва и спада давления из скважины извлекается подземное оборудование и замеряется забой. При наличии песчаной пробки производится промывка её.

В том случае, если для контроля местоположения трещин и оценки их раскрытия закачивался меченый изотопами материал, производится повторный замер гамма-каротажа. Сопоставление контрольного и проведённого замеров гамма-каротажа позволяет установить интервалы разрыва, а по величине зернистого «меченого» материала оценивают раскрытие трещин.

Освоение и эксплуатация скважины после процесса в большинстве случаев производятся тем же способом, как и до гидроразрыва.

После установления постоянного отбора жидкости из скважины производится исследование методами установившегося и не установившегося отбора для определения коэффициента продуктивности по добывающим или коэффициента приёмистости по нагнетательным скважинам и других параметров пласта, призабойной зоны скважины. Для выявления качественных изменений, происшедших в скважине после гидроразрыва, следует производить замеры дебита нефти и газа, процента обводнённости, количества выносимого песка и т.д.

Для более полного представления о длительности эффекта в скважине при последующей эксплуатации ее, помимо замеров дебита нефти и газа, необходимо периодически (один раз в квартал) производить исследования по изучению динамики коэффициента продуктивности. Особенно такие исследования необходимы при значительных изменениях режима работы насосной установки (длины хода, числа качаний, глубины подвески и диаметра насоса) или режимов работы фонтанного или газлифтного подъёмников.

Техника для гидравлического разрыва пласта

Смеситель (блендер):

Смеситель монтируется на грузовом автомобиле типа «Kenworth» Т800 6 × 6 рассчитана на эксплуатацию в диапазоне температур окружающего воздуха от –40 °С до +40 °С.

Смесительная установка характеризуется следующими техническими данными:

- расход жидкости – 7,9 м³/мин.;
- максимальное давление на выходе – 5,3 атм.;
- максимальная плотность на выходе – 2,4 кг песка на 1 литр;
- максимальный расход сухих химических веществ – 0,074 м³/мин.;
- максимальный расход жидких химических веществ – 57 л/мин.;
- максимальная подача расклинивающего агента – 7260 кг/мин.

Привод смесительной установки – гидравлический. Привод насоса – от многоступенчатой коробки передач с гидроприводом от силовой установки на шасси автомобиля. Насос питает гидродвигатели, которые приводят в действие следующие агрегаты:

- всасывающий центробежный насос;
- нагнетательный центробежный насос;
- две системы сухих добавок;
- две системы жидких добавок;
- два шнека для подачи расклинивающего агента;
- один перемешиватель растворов;
- систему шнекового подъёма расклинивающего агента.

Смесительная система:

Смесительная система «Stewart & Stevenson» содержит цилиндрический смеситель, построенный на принципе «бак в баке» для обеспечения полного и равномерного

смешивания растворов. Чистая жидкость поступает в смесительный бак через всасывающий коллектор и далее проходит в радиальном направлении внутри наружной жидкостной камеры.

Циркулируя в наружной камере, жидкость перетекает через верхнюю радиальную кромку наружной стенки внутренней камеры, во внутреннюю смесительную камеру, смешиваясь с подаваемыми в неё расклинивающими агентами.

Благодаря большой поверхностной зоне наклонных стенок внутренней камеры, проппант тщательно увлажняется, не вызывая при этом ненужной аэрации раствора. В нижней части камеры установлен миксер с регулируемой скоростью вращения лопаток, который обеспечивает полное и равномерное смешивание раствора.

Смеситель содержит также систему автоматического регулирования уровня жидкости. В камеру смешивания также подаются химические добавки из соответствующих систем сухих и жидких добавок.

Шнеки для загрузки расклинивающего агента:

В задней части установки монтируются два шнека диаметром 30,5 см с переменной частотой вращения. У основания шнековых транспортеров установлен стальной бункер для загрузки проппанта.

На шнеках смонтированы электрические датчики для регистрации объема и скорости подачи проппанта.

Шнековый транспортёр поднимается и опускается в транспортное или рабочее положение. Имеется также механическое блокировочное устройство для фиксации шнеков в установленном гидромеханизмами положении.

Всасывающий насос и коллекторы:

Всасывающий центробежный насос «Mission Magnum» обеспечивает перекачивание жидкостей с интенсивностью 11 м³/мин, из емкостей в смесительный бак или к насосным установкам. На всасывающем коллекторе смонтировано девять входных штуцеров диаметром 4" с дроссельным затвором в каждом и соединительным фитингом с внутренней резьбой. Нагнетательная линия соединяется трубопроводами со смесительным баком.

Нагнетательный насос:

Нагнетательный центробежный насос «Mission Magnum» обеспечивает перекачивание жидкостей с интенсивностью 11 м³/мин., из смесительного бака, насыщенные проппантом смеси. На нагнетательном коллекторе смонтировано шесть входных штуцеров диаметром 4" с дроссельным клапаном в каждом и соединительным фитингом с внутренней резьбой.

Контрольные приборы (расходомеры и плотномеры):

Между всасывающим коллектором и смесительным баком устанавливается расходомер турбинного типа. Такой же расходомер устанавливается и в нагнетательной магистрали. Там же смонтирован плотномер наклонного типа 200MCI. Эти приборы оборудуются соответствующими датчиками и электрическими кабелями для соединения этих приборов с суммирующими цифровыми приборами.

Система сухих добавок:

Смеситель оснащён двумя системами сухих добавок с изменяемой частотой вращения. Для подачи сыпучих химикатов используются шнековые транспортёры с производительностью 0,037 м³/мин.

Система жидких химических добавок:

Смесительная установка оснащена двумя насосными системами жидких добавок с изменяемой частотой вращения каждая из них оборудована расходомерами в нагнетательной линии с датчиками и кабелями для соединения с сумматорами расхода добавок, которые смонтированы в кабине управления установкой.

Системы жидких добавок подают соответствующие химикаты с указанной ниже производительностью при давлении выше 5 кг/см²:

- система 1 : 19 л/мин;
- система 2 : 38 л/мин.

Блок манифольдов:

Установка смонтирована на грузовом а/м «Mercedes Bens 2629» и предназначена для работы в диапазоне температур от –40 °С до +40 °С.

На шасси смонтирован гидравлический кран «MFG» с поворотной стрелой, который используется для снятия и установки сетчатого короба с гибкими соединениями, а также для других погрузочно-разгрузочных работ.

Блок манифольдов состоит из двух частей: манифольда низкого давления и манифольда высокого давления. Манифольд низкого давления представляет собой сварную конструкцию из стальных труб диаметром 10". Манифольд имеет 8 точек ввода, соединяемых шлангами с нагнетательной линией смесителя и по 6 выводов диаметром 4" с каждой стороны манифольда для подсоединения всасывающих линий насосных установок. Каждое соединение имеет дроссельный клапан.

Манифольд высокого давления представляет собой конструкцию, собранную из стальных труб диаметром 3", жёстко закреплённую на салазках, и служит для подключения до шести насосных установок. На каждом из вводов установлен обратный клапан, что исключает переток жидкости из линии высокого давления в насос и задвижка поворотного типа.

Снятие показаний давления в манифольде производится через датчик, соединённый при помощи кабеля с аналого-цифровым преобразователем, установленным в станции управления.

Блок манифольдов оснащен комплектом труб диаметром 3" и гибких соединений диаметром 3" различной длины. Демонтаж и монтаж блока производится при помощи гидравлической лебедки, смонтированной на шасси автомобиля.

Насосная установка (4 ед.) (модель FC-2251):

Установка может нагнетать ингибированную кислоту и прочие расклинивающие растворы; управляется на расстоянии либо с пульта дистанционного управления, либо с помощью станции управления.

Установка рассчитана на эксплуатацию в длительном режиме нагнетания. Силовая установка – двухтактный дизельный двигатель «Detroit Diesel» 16У-149Т1В". Двигатель установки развивает мощность на маховике (по условиям SAE) до 2250 л.с. при 2050 об/мин в прерывистом и непрерывном режиме эксплуатации.

Трёхплунжерный насос SPM TWS 2000 развивает гидравлическую мощность не менее 2000 л.с.

Основные характеристики:

- диаметр плунжеров – 127 мм;
- ход плунжера – 203,2 мм;
- передаточное число – 6,353 : 1;
- максимальное рабочее давление - 802 кг/см² при расходе 772 л/мин.;
- максимальная производительность - 2547 л/мин.;
- корпус насосной установки и выкидная линия выдерживают давление до 1050 кг/см².

*Передвижная автоматизированная установка: Сбора данных и управления
Модель EC-22ACD*

Это установка с программным и техническим обеспечением, она включает вспомогательный пульт управления ГРП и компьютерные устройства для сбора и регистрации данных, обработки полученных результатов и т.д. Станция снабжена шестью катушками с кабелем (40 м каждый), предназначенными для подключения следующих потребителей и контроллеров:

- линии для ввода данных о темпе закачки жидкости;
- линии для ввода данных о давлении в НКТ;
- линии для ввода данных о давлении в затрубном пространстве;
- линии для ввода данных о плотности смеси рабочей жидкости и расклинивающего агента;
- линии для ввода данных о скорости оборотов шнеков;
- линии для ввода данных о скорости подачи жидких химреагентов.

Сигналы от внешних устройств поступают на стойку аналогово-цифрового преобразователя. Преобразованные сигналы поступают на 2 компьютера, где регистрируются в режиме реального времени.

Контроль за производством ГРП в режиме реального времени производится при помощи программы, регистрирующей сигналы от любых выше перечисленных внешних устройств что позволяет оперативно вносить необходимые коррективы в процесс ГРП.

Питание всех систем производится от генератора мощностью 6,4 кВт при частоте вращения 1500 об/мин. Привод генератора – дизельный двигатель «Generac Series».

Прочее оборудование:

Кроме того, в состав комплекта спецтехники для производства ГРП входят:

- а/м для транспортировки расклинивающего агента, смонтированный на базе «Mercedes Bens», грузоподъемностью 18 тонн;
- насосный агрегат ЦА-320;
- а/м для транспортировки химреагентов;
- вакуумная машина;
- вахтовая машина К-40.

Материалы, применяемые при ГРП

Технические жидкости:

Рабочие жидкости для ГРП представляют собой эмульсии и жидкости на углеводородной или водной основах.

Наиболее часто в процессе ГРП на промыслах применяют следующие рабочие жидкости. На углеводородной основе – дегазированная нефть, амбарная нефть, загущенная нефть, мазут или его смеси с нефтями, керосин или дизельное топливо, загущенное специальными реагентами. На водной основе – сульфит-спиртовая барда, вода, растворы соляной кислоты; вода, загущенная различными реагентами, загущенные растворы соляной кислоты. Эмульсии – гидрофобная водонефтяная, гидрофильная водонефтяная, нефтекислотные и керосинокислотные.

Расклинивающие материалы:

Песок для ГРП. К песку для ГРП предъявляются следующие требования: механическая прочность (достаточная, чтобы не разрушиться под весом вышележащих пород); отсутствие широкого разброса по фракционному составу.

Плотность укладки песка в созданной трещине определяется зазором трещины, фильтруемостью жидкости-песконосителя и концентрацией песка в этой жидкости.

Для ГРП чаще всего применяют отсортированный кварцевый песок (проппант) фракции 0,5–0,8 мм. Кроме того, применяются и более прочные материалы: стеклянные и пластмассовые шарики, корунд и агломерированный боксит.

Факторы, определяющие эффективность гидроразрыва пласта

Существует ряд факторов, которые следует учитывать при проектировании процесса ГРП.

1. Литологическая характеристика пласта, а именно тип коллектора, степень сцементированности зёрен, степень трещиноватости и кавернозности, степень глинистости. Из опыта ГРП по России известно, что наибольший эффект от проведения операций ГРП получается в карбонатах или сильно сцементированных песчаниках с низким содержанием глин и малой степенью трещиноватости. Неуспешные операции ГРП определялись некоторыми признаками и один из первых это разрушение глинистых экранов и, как следствие резкое, увеличение обводнённости скважин. Наличие в пласте трещин ставит под угрозу выполнение ГРП, так как возможен уход жидкости разрыва в естественные трещины и мы не получим никакого эффекта.

2. Литологическая неоднородность, характеризующаяся коэффициентами песчаности, расчленённости, анизотропии. Большой эффект получается при воздействии на однородный пласт с низким коэффициентом анизотропии по проницаемости.

3. Физические свойства пласта (пористость, проницаемость). Эффект будет положительным в пластах с низкими фильтрационными характеристиками, так как при высоких данных характеристиках нет смысла проводить ГРП.

4. Наличие газовой шапки и подошвенной воды. При их близости ставится под сомнение успешность ГРП. Известно также, что во избежание прорыва воды не рекомендуется осуществление ГРП в случаях, когда раздел между продуктивным и водоносным горизонтами менее 10 м.

5. Толщина продуктивного пласта. Для направленного ГРП необходимо пласт отпакеровать двумя пакерами. Поэтому достаточно проблематично осуществление данного процесса в пластах мощностью менее 2 м.

6. Глубина залегания пласта, а точнее величина пластового давления.

7. Степень закольматированности призабойной зоны пласта. В отдельных случаях невозможно провести иные ГТМ по повышению продуктивности, кроме ГРП.

8. Степень обводнённости продукции скважин, которая характеризует равномерность дренирования эффективной толщины пласта. При наличии в продуктивной толщине высокообводнённых пропластков эффективность ГРП низка.

9. Темп закачки и давление обработки иногда ограничивают в зависимости от градиента разрыва пласта и возможностей устьевого оборудования.

10. Жидкость разрыва оказывает сильное влияние на распределении и закачивание расклинивающих агентов и на общую эффективность воздействия на пласт. Высоковязкая жидкость создаёт более широкую трещину и лучше транспортирует расклинивающие агенты, но при её закачивании возникает более высокое давление, которое создаёт предпосылки для нежелательного роста трещины по вертикали.

11. Объём жидкости разрыва. От параметра зависит длина и раскрытость трещины.

12. Качество расклинивающего агента. Прочность расклинивающего агента должна быть достаточной, чтобы не быть раздавленной массой вышележащей толщии горных пород, и в то же время зернистые материалы не должны вдавливаться в поверхность трещины. Не допускается широкий разброс по фракционному составу. Считается, что с увеличением размера частиц увеличивается гидропроводность трещины, а с уменьшением их размера повышается транспортирующая способность жидкости-песконосителя.

13. Концентрация расклинивающего агента. Содержание песка либо другого агента определяется удерживающей способностью жидкости-песконосителя. При малом содержании агента имеем возможность того, что трещина полностью не заполнится, а при большом появляется возможность образования песчаной пробки.

14. Объём продавочной жидкости. Он определяет конечную глубину проникновения расклиненной трещины и её проводимость.

Все эти факторы можно разделить на геологические (исходная информация) – факторы, не поддающиеся корректировке и технологические, которые можно регулировать, используя промысловый опыт.

Проведённые исследования на месторождениях выявили стимулирующее воздействие ГРП в добывающей скважине на режимы работы соседних скважин, что противоречит результатам расчетов в рамках большинства существующих моделей.

Дополнительная добыча нефти от проведения ГРП в нагнетательных скважинах на 30 % выше, чем в добывающих. Это обусловлено более сильным влиянием достигнутого в результате ГРП увеличения дебита нагнетательной скважины на режим дренирования участка при равных с добывающими скважинами кратностях прироста продуктивности.

При выполнении ГРП по традиционной технологии происходит проникновение трещины вглубь экранов, а при небольшой толщине экранов в кровле или подошве пласта – нарушение их герметичности. В последующем при эксплуатации скважин это приводит к прорыву воды или газа по трещине на забой и уменьшению дебитов.

Сравнение текущих и прогнозируемых показателей до и после проведения гидроразрыва пласта

Итог проведения гидравлического разрыва пласта на предложенных десяти скважинах и влияние проекта на разработку представлен в таблице 5.

Таблица 5 – Сравнение текущих и прогнозируемых показателей разработки до и после ГРП (визейский объект)

Показатели	Текущие показатели			Прогнозируемые показатели
	2004 год	2005 год	2006 год	
Добыча нефти всего, тыс. тонн	399,7	452,7	431,2	408,2
Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	20927,7	21380,4	21811,7	22219,8
Отбор от НИЗ, %	73,9	75,5	77,1	78,5
Обводнённость среднегодовая по массе, %	83,2	82,8	84,6	86,1
Добыча жидкости всего, тыс. тонн/год	2381,0	2637,2	2805,2	2936,4
Закачка рабочего агента, тыс. м ³	2402,9	2662,8	2862,1	2980,5
Фонд действующих добывающих скважин	229	214	222	222
Среднесуточный дебит одной добывающей скважины, тонн/сут.				
по нефти	4,8	5,6	5,9	5,3
по жидкости	28,3	32,5	38,1	38,3

Литература:

1. Дополнение к технологической схеме разработки Ельниковского месторождения. – Ижевск : «ИННЦ», 2005. – Книга 1. – 441 с.
2. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Методы повышения производительности скважин. – Самара : Кн. изд-во, 1996. – 414 с.
3. Блажевич В.А. Практическое руководство по гидроразрыву пласта. – М. : Недра, 1961. – 131 с.
4. Усачёв П.М. Гидравлический разрыв пласта. – М. : Недра, 1986. – 165 с.
5. Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела. – Москва-Ижевск : Институт компьютерных исследований; Удмуртский госуниверситет, 2004. – 720 с.
6. Каневская Р.Д. Зарубежный и отечественный опыт применения гидроразрыва пласта. – М. : ВНИИОЭНГ, 1998. – 40 с.
7. Меликберов А.С. Теория и практика гидравлического разрыва пласта. – М. : Недра, 1967. – 139 с.
8. Мероприятия по интенсификации добычи нефти на Мишкинском нефтяном месторождении. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b3ac68a4d53b89421216c27_0.html
9. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
10. 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.
11. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : Просвещение-Юг, 2011. – 603 с.
12. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – Т. 1. – 540 с.
13. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012. – Т. 2. – 576 с.
14. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – Т. 3. – 576 с.
15. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015. – Т. 4. – 512 с.
16. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 т. : учебное пособие для студентов, обучающихся по специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» направления подготовки дипломированных специалистов 130500 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг. – Т. 1. – 2011. – 348 с.
17. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление : в 2 т. : учебное пособие для студентов, обучающихся по специальности 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» направления подготовки дипломированных специалистов 130500 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Издательский Дом – Юг. – Т. 2. – 2011. – 348 с.

References:

1. Addition to the technological scheme of development of the Elnikovsky field. – Izhevsk : «INNTs», 2005. – Book 1. – 441 p.
2. Kudinov V.I., Suchkov B.M. Methods of increase in productivity of wells. – Samara : Book publishing house, 1996. – 414 p.
3. Blazhevich V.A. Practical guidance on layer hydraulic fracturing. – M. : Nedra, 1961. – 131 p.
4. Usachyov P.M. Hydraulic fracturing. – M. : Nedra, 1986. – 165 p.
5. Kudinov V.I. Bases of oil and gas business. – Moscow-Izhevsk : Institute of computer researches; Udmurt State University, 2004. – 720 p.
6. Kanevskaya R.D. Foreign and domestic experience of application of hydraulic fracturing of layer. – M. : VNIIOENG, 1998. – 40 p.
7. Melikberov A.S. Theory and practice of hydraulic fracturing. – M. : Nedra, 1967. – 139 p.
8. Actions for an oil production intensification on the Mishkinsky oil field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b3ac68a4d53b89421216c27_0.html

9. 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.

10. 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.

11. 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 : Education South, 2011. – 603 p.

12. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012. – Т. 1. – 540 p.

13. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012. – Т. 2. – 576 p.

14. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2014. – Т. 3. – 576 p.

15. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells : in 4 t. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2015. – Т. 4. – 512 p.

16. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 t. : the manual for the students studying in the specialty 130503 «Development and operation of oil and gas fields» of the direction of training of certified specialists 130500 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug. – Т. 1. – 2011. – 348 p.

17. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyе deposits and hydrate formations: prevention and removal : in 2 t. : the manual for the students studying in the specialty 130503 «Development and operation of oil and gas fields» of the direction of training of certified specialists 130500 «Oil and gas business». – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug. – Т. 2. – 2011. – 348 p.

ОСОБЕННОСТИ РЕГИОНАЛЬНОЙ ПЛАНИРОВКИ КВАРТИР ЖИЛЫХ ДОМОВ СРЕДНЕЙ ЭТАЖНОСТИ В СОВЕТСКИЙ ПЕРИОД НА ПРИМЕРЕ Г. СОЧИ

FEATURES OF THE REGIONAL APARTMENT LAYOUT OF THE MEDIUM-RISE APARTMENT HOUSES DURING THE SOVIET PERIOD IN THE CASE OF SOCHI

Головеров В.Т.

доцент, заслуженный архитектор РФ,
Кубанский государственный университет
golvaltim@mail.ru

Кюлян Э.Е.

магистрант,
Кубанский государственный университет

Аннотация. В статье рассмотрен отечественный опыт планировки жилых домов средней этажности советского периода с 20-х годов прошлого столетия до Новейшего времени. При рассмотрении особое внимание уделено типам жилых домов и принципам планировки. Показана последовательность совершенствования планировочных решений квартир на основе индустриального домостроения. Выделены этапы развития жилищного строительства. Приведены руководящие документы, которые легли в основу архитектурных решений. Обобщён опыт планомерного повышения комфорта, основные принципы которого могут быть использованы в совершенствовании экономического жилищного строительства. Выводы могут быть предложены в качестве базовых для проектирования жилых домов инвестиционного уровня.

Ключевые слова: жилая среда, поколения, серия жилых домов, типовая застройка.

Goloverov V.T.

Associate professor, Honored architect
of the Russian Federation,
Kuban state university

Kyulyan E.E.

Undergraduate,
Kuban state university

Annotation. The article considers the domestic experience of the layout of medium-rise apartment houses of the Soviet period from the 1920s to contemporary history. Special attention has been devoted to types of dwelling houses and planning guidelines in dealing with this issue. The article shows the sequence of the improvement of planning solutions for apartments based on the industrial house-building. Stages of development of housing construction were presented. The guidance documents which were the basis of the architectural decisions were noted. This article generalizes experience of the systematic comfort increase; its main principle can be used in the perfection of economical housing. Conclusions can be proposed as basic for investment-grade housing design.

Keywords: living environment, generations, series of dwelling houses, typical layout.

20-е гг. XX в. ознаменовались значительными социальными переменами, которые коснулись всех сторон жизнедеятельности города, включая существенные вопросы архитектурной планировки массового жилищного строительства. С приходом к власти коммунистов и отменой частной собственности в городах весь жилищный фонд перешел в муниципальную собственность [1]. Этот период можно характеризовать как этап формирования модели жилой ячейки и структуры квартирного фонда, отвечающего новым социальным задачам общества.

Климатические особенности места строительства всегда оказывали существенное влияние на решение жилища. Квартиры такой секции имеют лоджии, веранды или балконы, а также солнцезащитные устройства. Секции таких жилых домов имеют меньшую ширину корпуса в целях повышения интенсивности проветривания.

Строительной комиссией во главе с М. Гинзбургом была предложена «Секция типизации», которая должна была заняться разработкой экономичной жилой ячейки на одну семью [2].

Прошедший II пленум правления советских архитекторов в конце 30-х гг. поставил ряд важных вопросов: нормы проектирования жилья, типы жилища, необходимость инсоляции в течение суток, а также активно обсуждались нормы планировочных параметров жилой ячейки [3].

Для двухкомнатной квартиры размер жилой площади был установлен в 20,0–25,0 м², для трёхкомнатной – в 35,0–40,0 м², следовательно, площади комнат для двухкомнатных квартир – минимум 15,0 и максимум 25,0 м², для трёхкомнатных – от 20,0 до 25,0 м².

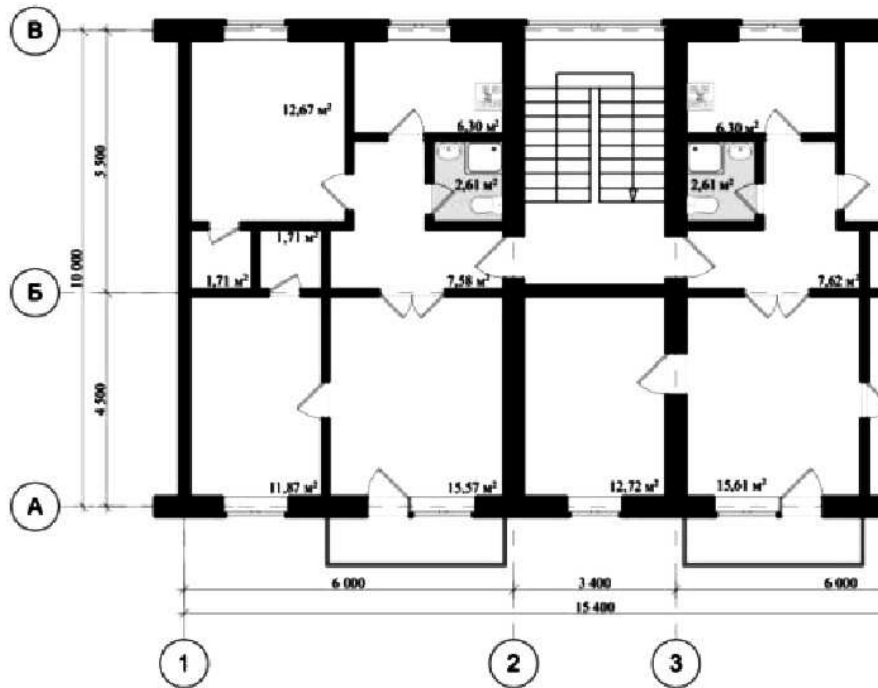


Рисунок 1 – Первая довоенная типовая жилая секция для IV климатической зоны

В 40-е гг. в соответствии с рекомендациями академии архитектуры СССР проводится большая научная работа по классификации жилых домов для города Сочи [4].

В июне 1944 г. в Академии архитектуры были обсуждены новые нормы, разработанные в Научно-исследовательском институте архитектуры массовых сооружений, который возглавлял И.П. Былинкин [5]. Нормы ориентировались на массовый тип квартиры с заселением одной семьёй в $6,0\text{--}6,5\text{ м}^2$ на одного человека и в домах повышенного комфорта – $10,0\text{--}11,0\text{ м}^2$.

**Жилые дома средней этажности первого поколения
(серия 1-С и 2-С, разработанные Сочинским филиалом Гипрокоммунстрой)**

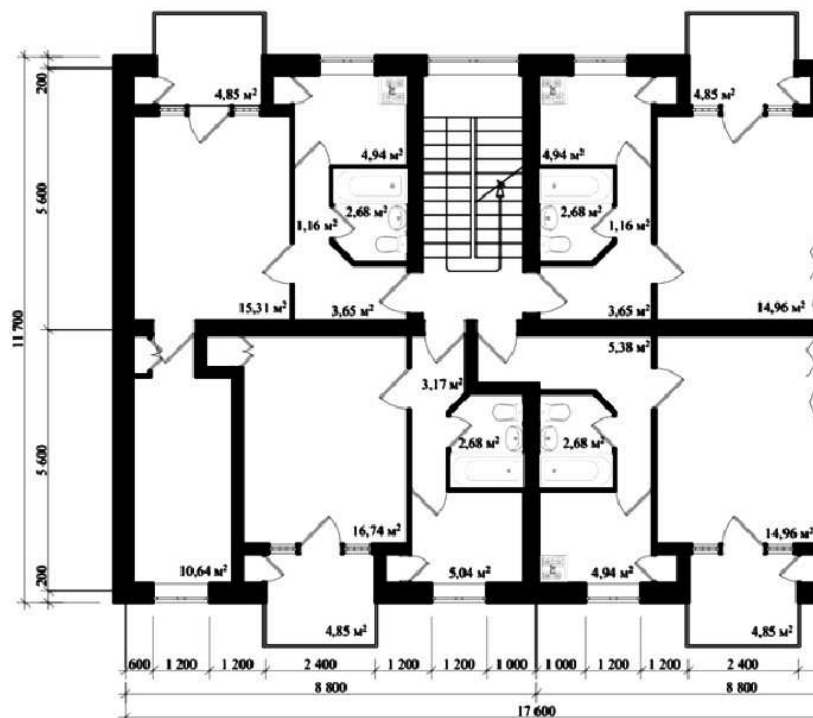


Рисунок 2 – План типовой секции 1-2-2-2 жилого дома серии 1-С

До середины 1950-х гг. большинство квартир строилось для покомнатного заселения несколькими семьями. Квартиры проектировали с большими комнатами и большими кухнями для нескольких семей с низкими нормами заселения (6–7 м² на человека). Такие квартиры больше не соответствовали потребностям советских людей.

Таблица 1 – Площади типовой секции серии 1-С

Количество комнат	Общая, м ²	Жилая, м ²	Кухня, м ²	С/У, ванная, м ²	Прихожая м ²	Балкон, лоджия, м ²	Общая + балкон, м ²
1-комнатная	25,83	16,74	5,04	2,68	3,17	4,85	30,68
2-комнатная	30,12	25,95	4,94	2,68	3,65	4,85	34,87

В конце 1960-х годов для домов с посемейным заселением были введены новые нормативные требования, которые содержали изменения в виде: использование проходных общих комнат, объединенные санузлы, уменьшенные размеры кухонь и других подсобных помещений. Минимальная жилая площадь квартиры, соответственно, была снижена. Появились показатели нижних пределов общей площади по типам квартир.

Жилые дома средней этажности второго поколения (серия 1-335С и 1-335АС)

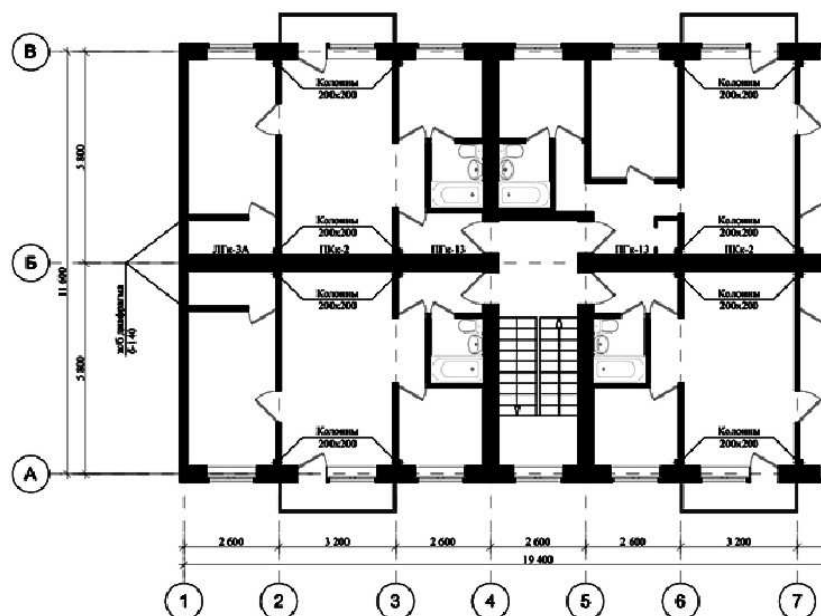


Рисунок 3 – План типовой серии 2-3-2-2 жилого дома серии 1-335 АС

Значительную долю в жилой застройке г. Сочи занимают дома первой массовой панельной серии 1-335, строительство которых началось с 1967 г. и продолжалось до 1983 г. К середине 70-х и началу 80-х годов прошлого столетия в городе вводилось более 150 тыс. м² жилья.

Жилые дома этой серии имеют неполный каркас и продольные несущие стены. Количество шагов в секции равняется 7 (в рядных секциях), 6 (в торцовых) с размером шага 2,6 м и 3,2 м. Ширина корпуса составляет 11,6 м. Сейсмические нагрузки вдоль здания воспринимаются самонесущими наружными стеновыми панелями.

Таблица 2 – Площади квартир серии 1-335С или 1-335АС

Количество комнат	Общая, м ²	Жилая, м ²	Кухня, м ²	С/У, ванная, м ²	Прихожая м ²	Балкон, лоджия, м ²	Общая + балкон, м ²
1-комнатная	27,85	16,30	4,75	2,60	2,40	2,48	30,33
2-комнатная	41,01	27,28	5,17	2,61	2,28	2,48	43,49
3-комнатная	51,71	35,37	5,28	2,61	4,09	2,48	54,19

Несущие стены исполнены в сочетании колонн и наружных керамзитобетонных стен толщиной 400 мм. Встречающиеся типы кровель в данной серии: 4-скатная, плоская и плоско-скатная. Тип секции: рядовые с набором квартир на этаже (количество комнат), 2-2-3-2 и торцовые 1-2-2-3. Высота потолков помещений 2,70 м.

Со второй половины 60-х годов проведены корректировки типовых проектов, было сокращено число проходных комнат, увеличены площади подсобных помещений, разделены санузлы. Во всех сериях появились лоджии, что повышало бытовые качества квартир и обогащало пластику фасада. Все это позволило улучшить расселение семей различного состава не только по количеству членов семьи, но и по возрастным и гендерным ограничениям.

Жилые дома средней этажности третьего поколения (переход на блок-секции и улучшенные планировки)

С начала 70-х гг. началось строительство комплексной серии 135 для применения в IV климатическом районе в условиях с сейсмичностью 7–8 баллов. Первые дома в г. Сочи были адаптированы как для городской, так и для сельской местности.

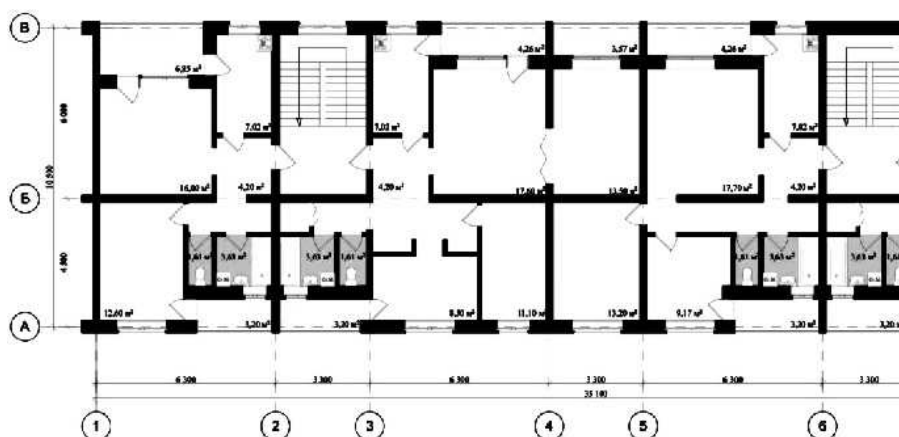


Рисунок 4 – План пятиэтажной блок - секции жилого дома (секция 2-4-3-3) серии 135

Квартиры в жилых домах запроектированы с функциональным зонированием помещений: зона общих комнат, кухни и передней, зона спальных комнат и санитарных узлов.

Конструктивная схема всех зданий основана на применении поперечных несущих стен с широким шагом. Учитывая разнообразные возможности производственной базы, в серии разработаны варианты сплошных и пустотных панелей перекрытий шириной 3,0 и 1,5 м, наружные стеновые панели однорядной и двухрядной разрезки.

Таблица 3 – Площади квартир серии 1-135

Количество комнат	Общая, м ²	Жилая, м ²	Кухня, м ²	С/У, ванная, м ²	Прихожая, м ²	Балкон, лоджия, м ²	Общая + балкон, м ²
1-комнатная	35,10	17,60	8,09	4,10	3,50	3,20	38,3
2-комнатная	48,29	28,60	7,02	5,24	4,20	10,50	58,86
3-комнатная	55,84	35,60	7,02	5,24	4,50	10,50	66,34
4-комнатная	77,26	50,70	7,02	5,24	4,60	7,50	84,76

Период 1970–1980-е гг. характеризовался постоянный ростом качественных характеристик жилых домов, увеличением числа типов квартир и площадей помещений. В зависимости от состава семей мог меняться размер общей и жилой площади, а также площадь вспомогательных помещений [6].

Жилые дома средней этажности четвертого поколения – типовая серия 127, 4–9 этажные дома (блок-секционные и галерейно-секционные типы жилья)

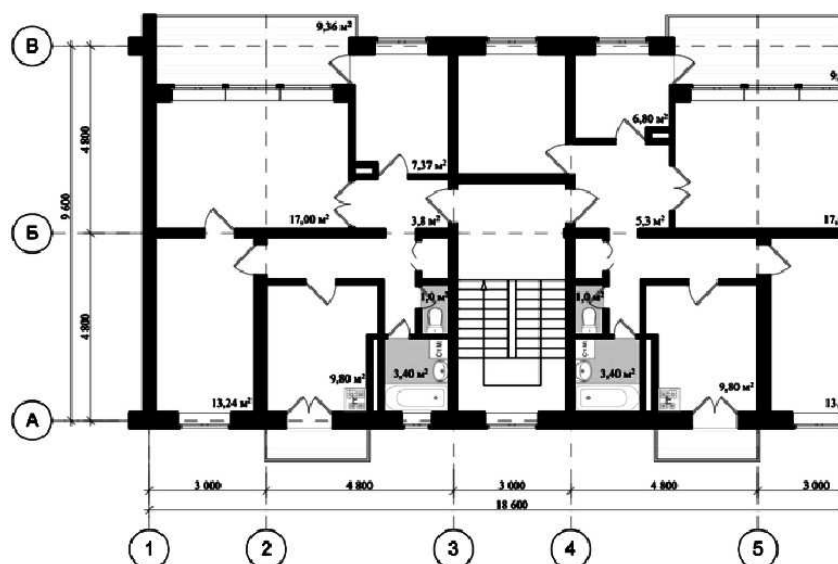


Рисунок 5 – План типовой четырехэтажной блок-секции жилого дома (секция 3-4) серии 127

Серия разработана ТбилЗНИИЭП для районов с расчетной сейсмичностью 7–8 баллов. Блок-секции с поперечными и продольными несущими стенами (шаги 3,0 и 4,8 м., пролеты 4,8 × 4,8 и 4,2 × 4,8), высота этажа 3 метра.

Первый жилой дом этой серии в г. Сочи был возведен в 1976 г. В частности, с этого периода заметно отличаются планы секций широтной и меридиональной ориентации, т.е. при планировании жилых помещений проектировщики начали учитывать, на какую сторону выходят окна жилых комнат. Минимальные площади кухонь в типовых домах четвертого поколения – 9,0 м² и 7,2 м².

Таблица 5. Площади блок-секционных квартир серии 127

Количество комнат	Общая, м ²	Жилая, м ²	Кухня, м ²	С/У, ванная, м ²	Прихожая м ²	Балкон, лоджия, м ²	Общая + балкон, м ²
1-комнатная	39,12	18,57	8,00	3,97	7,44	7,39	46,51
2-комнатная	51,85	30,43	7,73	4,10	4,97	9,05	60,90
3-комнатная	63,71	37,61	9,80	4,40	3,80	11,60	74,87
4-комнатная	75,96	47,66	9,80	4,40	5,30	11,16	87,12

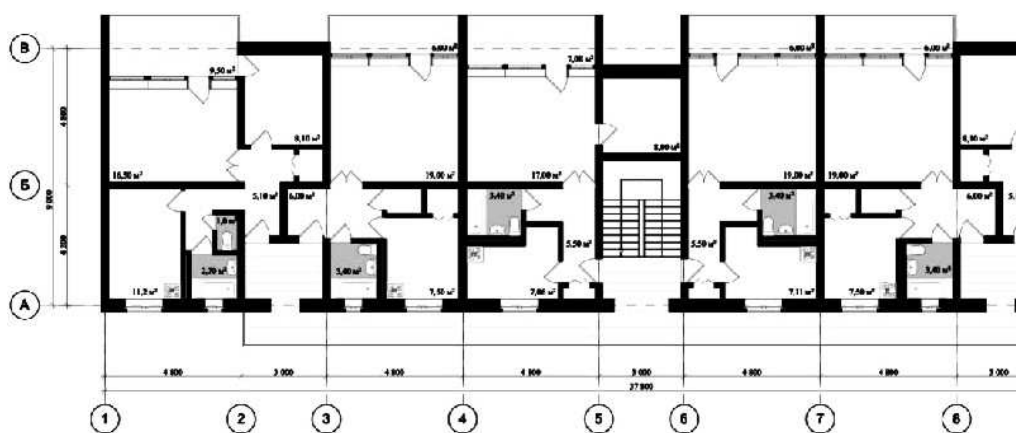


Рисунок 6 – План типового четырехэтажного галерейно-секционного жилого дома (секции 2-1-2-1-1-2) серии 127

Еще один тип – галерейно-секционный. По коммуникационной структуре данный тип жилого дома аналогичен коридорному. Различие между ними состоит в том, что

галерея располагается вдоль протяженной стороны здания, остается открытой и получает естественное освещение. Основное достоинство домов галерейного типа состоит в том, что все квартиры в них имеют двустороннюю ориентацию, что создает хорошие условия для инсоляции и сквозного проветривания.

Галерейные дома отличаются рациональной планировкой квартир: подсобные помещения, размещаясь со стороны галерей, как наиболее шумной части дома, могут иметь естественное освещение, а лоджии с жилыми комнатами, находясь с противоположной стороны дома, имеют оптимальную ориентацию по странам света.

В таких домах каждая лестница обслуживает короткие отрезки галерей. При этом создаются более благоприятные условия изоляции квартир, но увеличивается общее число лестниц.

Таблица 6 – Площади галерейно-секционных квартир серии 127

Количество комнат	Общая, м ²	Жилая, м ²	Кухня, м ²	С/У, ванная, м ²	Прихожая м ²	Балкон, лоджия, м ²	Общая + балкон, м ²
1-комнатная	41,20	19,00	7,50	3,40	6,00	6,12	47,50
2-комнатная	47,20	24,60	11,20	3,85	5,10	9,50	57,70

Период 1980–1990-е гг. отмечен вниманием к проблемам удовлетворения культурно-бытовых запросов населения, зависимости фактора комфорта от местоположения, связи с центром и природным ландшафтом. Таким образом, наметился новый подход к повышению качества жилой среды за счет комплексного решения архитектурных и градостроительных задач [6].

Практика жилищного строительства дает все больше примеров художественной выразительности. Индустриализация внесла много принципиально нового в методы проектирования, заставила переоценить средства художественной выразительности, поновому отнестись к решению всей проблемы архитектуры жилища в целом.

Анализ закономерностей, выявленных в процессе исследования проблем жилищного строительства, показал, что совершенствование комфорта жилища – процесс динамичный, связанный с развитием всей системы «жилой среды», определяемый ростом социальных запросов общества и экономических возможностей страны, совершенствованием техники и изменением эстетических взглядов.

Разнообразие архитектурных решений жилых зданий, применяемых в застройке, и творческий подход к использованию местных природных особенностей позволяет повысить эстетический уровень жилых комплексов и придать их облику индивидуальный характер.

Литература:

1. Декрет ВЦИК об отмене права частной собственности на недвижимости в городах // Жилищное законодательство. – М. : Н.К.Х, 1924. – С. 3–5.
2. Гинзбург М.Я. Проблемы типизации жилья РСФСР // Современная архитектура. – 1929. – № 1. – С. 4–9.
3. Фомин П.Е. Нормы проектирования и законодательства по жилищному строительству / Доклад на пленуме правления Союза советских архитекторов СССР. – М., 1937.
4. Зальцман А.М. Классификация жилых домов // Академия архитектуры СССР. – М., 1943. – Вып. 2.
5. Былинкин И.П. Принципы построения норм проектирования жилых домов для поселкового и городского строительства / VI сессия Академии архитектуры СССР : сб. науч. тр. – М., 1944.
6. Жданова И.В. Методы повышения качества серийной жилой застройки 70–80-х годов XX века // Вестник Московского государственного строительного университета. – М., 2012. – № 1. – С. 22–26.

References:

1. The decree of VTsIK about cancellation of the right of a private property on the real estate in the cities // the Housing legislation. – M. : H.K.X, 1924. – P. 3–5.
2. Ginzburg M.Ya. Problems of typification of housing of RSFSR // Modern architecture. – 1929. – No. 1. – P. 4–9.
3. Fomin P.E. Norms of design and the legislation on housing construction / the Report on a plenum of board of the Union of the Soviet architects of the USSR. – M, 1937.
4. Zaltzman A.M. Classification of houses // Academy of architecture of the USSR. – M, 1943. – Issue 2.
5. Bylinkin I.P. The principles of creation of norms of design of houses for settlement and city construction / the VI session of Academy of architecture of the USSR : collection of scientific works. – M, 1944.
6. Zhdanov I.V. Methods of improvement of quality of the serial residential development of the 70–80th years of the XX century // Bulletin of the Moscow state construction university. – M, 2012. – No. 1. – P. 22–26.

ИССЛЕДОВАНИЕ ФОРМИРОВАНИЯ ОСНОВАНИЙ АРХИТЕКТУРЫ

RESEARCH OF FORMATION OF THE BASES OF ARCHITECTURE

Головеров В.Т.

доцент, заслуженный архитектор РФ,
Кубанский государственный университет
golvaltim@mail.ru

Фролов А.П.

магистрант,
Кубанский государственный университет
lehainject60@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрен генезис архитектурных элементов (стена, колонна и декор), входящих в понятие «основания архитектуры». Для выявления изменения этих элементов, был использован формационный подход, который отражает социально-экономические отношения, активно влияющие на развитие архитектуры.

Ключевые слова: формации общества; основания, категории и теория архитектуры; элементы оснований: колонна, стена и декор.

Goloverov V.T.

Associate professor, Honored architect
of the Russian Federation,
Kuban state university
golvaltim@mail.ru

Frolov A.P.

Undergraduate,
Kuban state university

Annotation. The article discusses the Genesis of architectural (a wall, a column and a decor) entering a concept of «the architecture basis» is considered. For identification of change of these elements, formational approach which reflects the social and economic relations which are actively influencing development of architecture has been used.

Keywords: formations of society; bases, categories and theory of architecture; elements of the bases: column, wall and decor.

Исходя из истории развития общества, архитектурную науку представляют: история, теория архитектуры, архитектурная практика и др. Архитектурную теорию проще всего представить как сумму всех текстов, написанных архитекторами на протяжении длительного времени. Кроме этого в круг интересов теории включаются тексты, созданные философами, писателями, критиками и др. интеллектуальными представителями общества.

Большинство текстов архитекторов в явной или скрытой форме опираются на понятия «основания архитектуры», которые связывают архитектурную деятельность и теорию архитектуры. Основания архитектуры выявляются в теории, а формируются в практической деятельности, при взаимодействии ее с различными дисциплинами: социологией, экономикой, политикой и т.д. Основания подтверждают и поддерживают уверенность, что наше знание и понимание именно архитектурно, и выявляют их аспекты и принципы [1].

В основания архитектуры входят понятия, варьируя которыми, архитектор может воплощать идеальное представление в пространственное изображение.

В последние годы в теории архитектуры и в архитектурном проектировании укрепляется междисциплинарный подход, который использует различные предметные знания для создания оригинальных творческих концептуальных произведений. Возрастающую роль междисциплинарного, концептуального проектного подхода опирается не только на современное, но на историческое понимание действительности, которое расширяет необходимость архитектурного прогнозирования. Концептуальное проектирование предполагает необходимость использование научных принципов и методов, позволяющих не только синтезировать различные предметные знания, но и глубоко вскрывать проблемы, предшествующие формированию идейного архитектурного замысла. Поэтому рассмотрение истоков формирования оснований с учетом их изменения при прохождении через большой исторический пласт представляет собой условие, позволяющее значительно повысить достоверность проектного исследования.

Витрувий выделяет три основные категории архитектуры: «польза», «прочность» и «красота», которые в современной традиции могут быть представлены в виде оснований: функциональность, конструктивная устойчивость и художественные качества объекта [2]. (В данной статье категории понимаются как основания проектирования).

Эволюцию оснований архитектуры целесообразно проследить через конструктивные и художественные элементы, представляющие колонну, стену и декор (рис. 1).

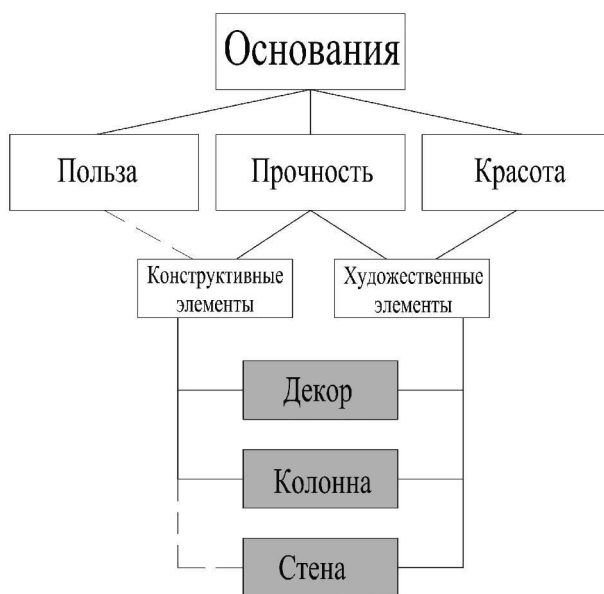


Рисунок 1 – Схема логической связи элементов и оснований

Целью исследования является рассмотрение качественных изменений произошедших в понимании и использовании художественных элементов.

Исследование опирается на гипотезу предполагающую, что изменение социально-экономического строя в значительной мере оказывают влияние на формирование ментального смысла и на восприятие элементов.

В исследовании был использован формационный подход. В нём, по нашему мнению, отражаются вся совокупность отношений, активно влияющих на восприятие элементов [4].

Характер практического применения оснований раскрывается в анализе использования стены, колонны и декора. Формирование оснований архитектуры рассмотрены в формациях: рабовладельческая, феодальная, капиталистическая / социалистическая [5].

Рабовладельческий строй. Общество, которое базировалось на социальных и экономических принципах неравенства и частной собственности.

Стена – это вертикальная ограждающая конструкция, отделяющая помещение от окружающего пространства или соседнего помещения. Применение стен в архитектуре определялось только функцией конструктивной или планировочной. Декоративную функцию она приобретает лишь к концу рабовладельческого периода – в древнем Риме.

В плане конструкций стена представляла собой простую кладку (материал и сложность кладки варьируется в зависимости от страны и местных климатических условий) (рис. 2). В древнем Риме начинает зарождаться тип многослойной стены [5].

Колонна – это часть архитектурного сооружения в виде высокого столба, служащая опорой для покрытия перекрытий, фронтонов и балок, пролётов и внутренних пространств. Использование колонны в качестве конструктивного и художественного элемента предопределяет особую конструктивную систему, получившую название сточно-балочная система.

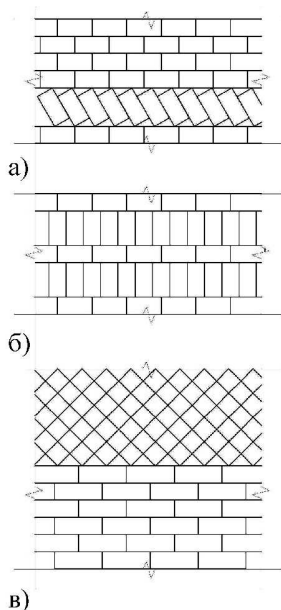


Рисунок 2 – Строение кладки в античности:
а; б) Схема кладки в древнем Египте; в) Схема кладки в древнем Риме

Строение колонны было сложной системой, которая состояла из множества элементов, подчиняющихся определённой архитектурно-стилистической обработке. В Древней Греции эта сложная архитектурная система получила название «ордер».

Декор – это декоративные элементы: орнамент, рельеф, барельеф, фреска, мозаика и другие. Декоративные композиции выполняли эстетическую и мифологическую функции. Простота наиболее распространённой конструктивной системы этого периода была недостаточно выразительна и потому часто к ней добавляли пластически сложные декоративные элементы. Скульптурные изображения, отображаемые на архитектурных сооружениях, всегда рассказывали о важных событиях, которым был посвящён объект [6].

Феодальный строй. В основе стоит господство натурального хозяйства, а так же принципы экономической и личной зависимости крестьян от феодала. Архитектура развивается на основе дифференцированного разделения труда. Труд рабов сменяется деятельностью ремесленников – профессионалов.

Стена. Конструкция усложняется, больше используются многослойные наружные стены. Кладка стены становится более совершенная (рис. 3). Художественная функция полностью закрепляется за стеной, она наполняется декором, приобретает более сложные формы в планах.

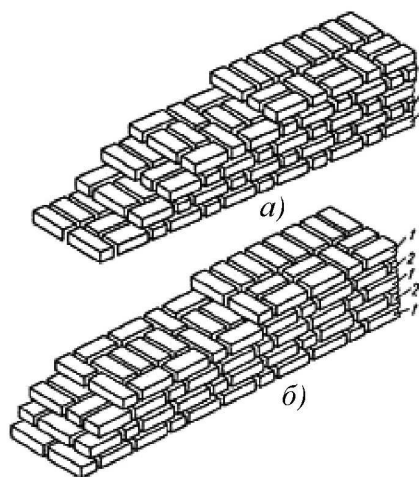


Рисунок 3 – Пример сложной кладки феодального периода:
а) готическая кладка; б) крестовая сложная кладка

Колонна. Теряет мифологическую и религиозную функцию. Отношение к пропорциям в ордере сильно изменяется – исчезает строгая пропорциональность (рис. 4). Но все так же она имеет важное формообразующее значение, декорируется, украшает здание, и несет на себе конструктивную нагрузку.

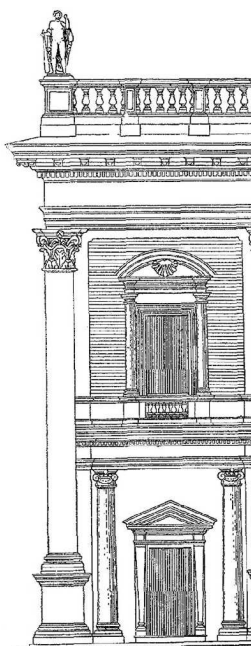


Рисунок 4 – пример применения ордера в феодальный строй:
Палаццио деи Консерватори в Риме

Декор. Декорирование приобретает иное значение – все чаще это украшение ради повышения художественности объекта. Сохраняются рельефы с их заданной композицией, смысловым содержанием. В храмовых постройках часто используются мозаики и фрески, передающие исторические или мифологические картины. Украшение поверхностей стен для разнообразия пластики в некоторых архитектурных стилях проявлялось чрезмерно, что сильно отражалось на смысловом значении декорирования [6].

Капиталистический / Социалистический строй.

Оба строя имеют общие тенденции в развитии индустриализации, науки, образовании. Капиталистический строй опирался на частное предпринимательство, социалистический – на развитие на основе общественной собственности.

В этот период проходит промышленная революция, серьезное развитие науки и технологий. Появляются новые современные материалы, что дает возможность использования их в новых конструкциях.

Стена. Многослойные стены входят в обиход, используется утеплитель, уменьшается толщина стены, и открываются новые возможности по использованию ее формы и пластики (рис. 5). Стена становится главным элементом восприятия формы.

Колонна. Приобретает исключительно функциональное значение, становясь лишь частью конструктивного решения. Колонна становится элементом архитектуры, в котором применяются самые современные материалы. Это позволяет использовать более маленькие сечения колонн и большие пролеты, что открывает больше возможностей для формирования объемно - пространственной композиции.

Декор. Во время глобальной индустриализации происходит появление огромного множества различных типов здания, в том числе и промышленных. Перекрытие огромных пролетов, формирование промышленных комплексов создает свой образ. Конструкция сама по себе становится не только системой, несущей на себе нагрузку, но и приобретает эстетическую функцию, обогащая образ здания. Она принимает на себя часть задач, выполняемых декором [7].



Рисунок 5 – конструкция современной стены

Рассмотрев изменения оснований архитектуры в различных периодах, можно утверждать, что архитектура прошла пик своего ремесленного развития, и с каждым годом идет в сторону усложнения конструкции.

На основании проведенного исследования можно сделать следующие выводы:

- социально-экономический подход позволил предположить устойчивую связь между развитием общества и характером изменения оснований архитектуры для различных исторических периодов;
- основания архитектуры приобретают новое наполнение, продиктованное изменением характера социально-экономических отношений;
- основания не имеют раз и навсегда данный смысл и содержание, они эволюционируют, трансформируются и изменяют проектную сущность или могут терять своё значение в формировании архитектурного образа (например, скульптура);
- архитектурные основания, меняя роль и значение в структуре архитектурной формы, в различные исторические формации наполняются новым художественным содержанием (рис. 6).

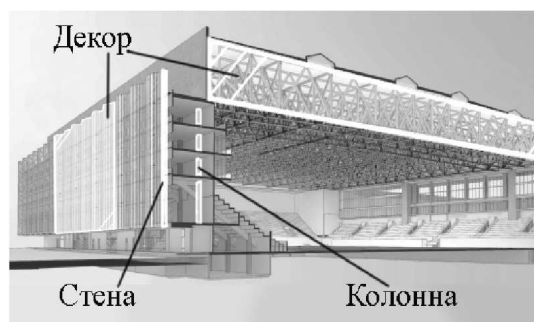


Рисунок 6 – следствие эволюции рассматриваемых оснований [8]

Литература:

1. Глазычев В.Л. Энциклопедия архитектуры. – М. : Астрель, АСТ, 2002. – 680 с.
2. Десять книг об архитектуре / Витрувий; Репринтное издание. – М. : Архитектура-С, 2014. – 380 с.
3. Раппапорт А.Г. К пониманию архитектуры : диссертационная работа. – М., 2000. – 98 с.
4. Савченко Ю.Т. Очерки истории теории архитектуры Нового и Новейшего времени / Рос. акад. архитектуры и строит. наук, НИИ теории архитектуры и градостр-ва; под ред. д-ра искусствоведения И.А. Азизян. – СПб. : Коло, 2009. – 656 с.
5. Шуази О. Всеобщая история архитектуры / пер. Н.С. Курдюкова, Е.Г. Денисовой. – М. : Эксмо, 2010. – 704 с.
6. Орнаменты. Египетский орнамент. Греческий орнамент. – 2009. – URL : http://gigas.com/publ/interer_dizajn/ornamenty_egipetskij_ornament_grecheskij_ornament/5-1-0-104

7. Пилявский В.И. История русской архитектуры : учебник для вузов / В.И. Пилявский, А.А. Тиц, Ю.С. Ушаков. – М. : Архитектура-С, 2014. – 512 с.
8. Обнимаемая периптер. – 2015. – URL : <http://fanat1k.ru/news-142571-obnimaya-peripter.php>

References:

1. Glazychev V.L. Encyclopedia of architecture. – М. : Astrel, nuclear heating plant, 2002. – 680 p.
2. Ten books about architecture / Vitruvius; Reprint edition. – М. : Architecture-C, 2014. – 380 p.
3. Rappaport A.G. To understanding of architecture : dissertation work. – М., 2000. – 98 p.
4. Savchenko Yu.T. Sketches of history of the theory of architecture of Modern and Latest times / Russian academy of architecture also builds. sciences, scientific research institute of the theory of architecture and town planning; under the editorship of doctor of art criticism I.A. Azizyan. – SPb. : Kolo, 2009. – 656 p.
5. Shuazi O. General history of architecture / N.S. Kurdyukov, E.G. Denisova's translation. – М. : Eksmo, 2010. – 704 p.
6. Ornaments. Egyptian ornament. Greek ornament. – 2009. – URL : http://gigas.com/publ/interer_dizajn/ornamenty_egipetskij_ornament_grecheskij_ornament/5-1-0-104
7. Pilyavsky V.I. History of the Russian architecture : the textbook for higher education institutions / V.I. Pilyavsky, A.A. Tits, Yu.S. Ushakov. – М. : Arkhitektura-C, 2014. – 512 p.
8. Embracing a peripter. – 2015. – URL : <http://fanat1k.ru/news-142571-obnimaya-peripter.php>

УДК 656.073

К ВОПРОСУ О НАЛИЧИИ И ФУНКЦИОНИРОВАНИИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ В ГОРОДЕ КРАСНОДАРЕ

THE QUESTION OF THE PRESENCE AND OPERATION OF INTELLIGENT TRANSPORT SYSTEMS IN THE CITY OF KRASNODAR

Пармухин Николай Петрович
Кубанский государственный
технологический университет

Надирян София Леоновна
Кубанский государственный
технологический университет

Черная Татьяна Николаевна
Кубанский государственный
технологический университет

Зайкова Лидия Григорьевна
Кубанский государственный
технологический университет

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы о наличии и функционировании интеллектуальных транспортных систем в городе Краснодаре. Интеллектуальная транспортная система представляет собой аппаратно-программный комплекс, который включает в себя уличное оборудование, коммуникации и программное обеспечение. Управление осуществляется из единого центра, где собирается и обрабатывается информация с контроллеров, датчиков, видеокамер на улично-дорожной сети. Применяемое программное обеспечение позволяет в режиме реального времени контролировать и регулировать ситуацию на дорогах в любой части города.

Ключевые слова: слова: интеллектуальные транспортные системы, транспортные потоки, анализ, интеллектуальные системы, моделирование.

Parmukhin Nikolai Petrovich
Kuban state university of technology

Nadiryan Sofiya Levonovna
Kuban state university of technology

Chernay Tatiana Nikolaevna
Kuban state university of technology

Zaikova Lydiya Gregorevna
Kuban state university of technology

Annotation. In the article the questions about the presence and function of intelligent transportation systems in the city of Krasnodar. Intelligent transportation system is a hardware and software complex, which includes outdoor equipment, communications and software. The control is exercised from a single center, which gathers and processes information from controllers, sensors, cameras on the road network. The applied software allows real-time control and regulate the situation on the roads in any part of the city.

Keywords: intelligent transport systems, traffic flows, analysis, intelligent systems, modeling.

Интеллектуальная транспортная система (ИТС) – то интеллектуальная система, использующая инновационные разработки в моделировании транспортных систем и регулировании транспортных потоков, предоставляющая конечным потребителям большую информативность и безопасность, а также качественно повышающая уровень взаимодействия участников движения по сравнению с обычными транспортными системами.

Несмотря на то, что фактически ИТС может включать все виды транспорта, европейское определение ИТС трактует ИТС как систему, в которой применяются информационные и коммуникационные технологии в сфере автотранспорта (включая инфраструктуру, транспортные средства, участников системы, а также дорожно-транспортное регулирование), и имеющую наряду с этим возможность взаимодействия с другими видами транспорта.

ИТС различаются по применяемым технологиям: от простых систем автомобильной навигации, регулирования светофоров, систем регулирования грузоперевозок, различных систем оповестительных знаков (включая информационные табло), систем распознавания автомобильных номеров и систем регистрации скорости транспортных средств, до систем видеонаблюдения, а также до систем, интегрирующих информационные потоки и потоки обратной связи из большого количества различных источников,

например из систем управления парковками (Parking guidance and information (PGI) systems), метеослужб, систем разведения мостов и прочих. Более того, в ИТС могут применяться технологии предсказания на основе моделирования и накопленной ранее информации.

Беспроводная связь. В ИТС могут использоваться различные виды беспроводной связи. Например, может использоваться радиосвязь на большие (ДМВ) и короткие (УКВ) расстояния. На небольших расстояниях может использоваться беспроводная связь по стандартам IEEE 802.11 (Wi-Fi), особенно стандарт IEEE 802.11p (WAVE). Также, например, в США используется стандарт DSRC, продвигаемый американской общественной организацией интеллектуального транспорта и департаментом транспорта США. Также могут использоваться технологии WiMAX, GSM, 3G или 4G.

Вычислительные технологии. Современные разработки в технологиях встраиваемых систем позволяют использовать операционные системы реального времени, а также более высокоуровневые приложения, дающие возможность применять разработки в области искусственного интеллекта [1, 2]. Рост мощностей процессоров, используемых во встраиваемых системах, а также повышение их совместимости с процессорами в персональных компьютерах, ведёт к расширению возможностей повторного использования кода и переносу более интеллектуальных сервисов с уровня ПК в уровень встраиваемой системы.

Световое табло номера маршрута микроавтобуса. Предлагается табло для маршрутных такси и других транспортных средств (автобусов, троллейбусов, трамваев и пр.) В светлое время суток табло может работать без подсветки, в темное время суток включается подсветка желтого цвета. Имеются две модификации табло: с оперативно переключаемым номером маршрута и с номером маршрута, устанавливаемым один раз (не оперативно возможно несколько раз переустановить информацию (номер) на табло). Табло имеет малые габариты и вес, крепится изнутри к лобовому стеклу с помощью присосок (возможно другое крепление, например с помощью двухсторонней клеящей ленты на вспененной основе), возможна установка на крышу микроавтобуса. Корпус и передняя панель табло выполнены из ударопрочных пластмасс. Тильная сторона корпуса (обращенная в салон) имеет декоративный рельеф. Табло имеет низкое энергопотребление, не дает засветки внутри салона, корпус при работе подсветки не нагревается. В качестве источников света используются светодиоды, обладающие высокой надежностью и светоотдачей. Количество индикаторов в табло – от одного до трех. Возможно использования дополнительных буквенных индексов – например «К». Конструкция табло защищена свидетельством на полезную модель.

Технические характеристики табло номера маршрута микроавтобуса. Габаритные размеры (для одного знакоместа с высотой знака 200 мм): 275 × 185 × 20 мм (табло из трех знакомест с высотой знака 150 мм): 190 × 335 × 20 мм. Вес (для одного знакоместа, не более): для модификации табло с разовой установкой информации: 0,2 кг (для знакоместа с высотой знака 200 мм) 0,15 кг (для знакоместа с высотой знака 150 мм) для модификации табло с возможностью смены информации: 0,4 кг (для знакоместа с высотой знака 200 мм). Высота цифры табло: 200 мм, 150 мм. Расстояние уверенного считывания информации: не менее 90 м (для табло с высотой знаков 200 мм) не менее 60 м (для табло с высотой знаков 150 мм). Напряжение питания 12 ± 4 В. Потребляемый ток (на одно знакоместо): не более 80 мА.

1. Комплекс инновационных решений в области анализа текущей ситуации, кратко- (до 1 часа) и среднесрочного (до 1 недели) прогноза и маршрутизации на базе современных транспортных моделей (программное решение PTV OPTIMA), которое является аналитическим ядром интеллектуальных транспортных систем и позволяет интегрировать различные данные, сервисы и услуги, в том числе:

- на входе: информация с детекторов, данные скорости движения транспортных средств (FCD), ремонтные работы, ДТП и т.д.;
- на выходе: скорости и время движения по сети для общественного и индивидуального транспорта, данные по маршрутизации для веб-сайтов и мобильных устройств, данные об актуальном состоянии дорожно-транспортной ситуации и его прогнозе, конвертация данных для передачи в навигационные табло, системы оповещения водителей (знаки переменной информации) и т.д.;

- PTV OPTIMA позволяет проводить расчет сценариев и определения их KPI (Key Performance Indicators – Ключевых показатели эффективности) для выбора наиболее оптимального решения по оперативному управлению транспортной ситуацией (в ситуационном центре).

2. Специализированная система для обработки, хранения и профессионального анализа массивов исторических транспортных данных:

- импорт, обработка и агрегация данных из различных источников (детекторы, FCD, «ручные» замеры и пр.) и различных типов (скорость, интенсивность, занятость, плотность и пр.);

- оценка (проверка корректности и качества данных) и анализ данных на основе современных математических принципов и профессиональных интерфейсов;

- предоставление данных другим системам обработки данных дорожного движения (например, АСУДД) [3].

3. Система адаптивного управления дорожным движением:

- оптимизация дорожного движения за счет контроля локальных светофорных объектов на базе общесетевых и местных параметров (время в пути, количество остановок и т.д.).

4. А также:

- разработка концепций развития и внедрения решений в области интеллектуальных транспортных систем;

- интеграция с другими системами, в том числе с существующими компонентами ИТС-системы, и разработка уникальных решений для каждого конкретного проекта с учетом требований Заказчика.

Совместное применение технологий стратегического транспортного планирования с ИТС-решений позволит наиболее рационально использовать возможности существующей транспортной инфраструктуры и выбирать правильное направление ее развития в будущем.

Интеллектуальные транспортные системы помогают в решении следующих задач:

- Оптимизация распределения транспортных потоков в сети во времени и пространстве.

- Увеличение пропускной способности существующей транспортной сети.

- Предоставление приоритетов для проезда определенному типу транспорта.

- Управление транспортом в случае возникновения аварий, катастроф или проведения мероприятий, оказывающих влияние на движение транспорта.

- Повышение безопасности на дорогах, что приводит к увеличению пропускной способности.

- Снижение отрицательного экологического воздействия транспорта.

- Предоставление информации о состоянии на дорогах всем заинтересованным лицам.

Основными составляющими и участниками Интеллектуальных транспортных систем являются:

- Транспортная инфраструктура.

- Транспортные средства.

- Телематическое оборудование элементов транспортной инфраструктуры и транспортных средств.

- Интеллектуальные информационные табло, дорожные знаки и светофоры с возможностью удаленного управления ими.

- Центры сбора и обработки информации.

- Центры принятия решения и управления дорожным движением.

Власти Краснодара заинтересовала интеллектуальная транспортная система нового поколения

Презентацию подобной ИТС провели сегодня в администрации города представители российского филиала испанской компании SICE, которые уже внедряют новые технологии в Москве и Рязани [4].

Интеллектуальная транспортная система представляет собой аппаратно-программный комплекс, который включает в себя уличное оборудование, коммуникации и программное обеспечение. Управление осуществляется из единого центра, где собирается и обрабатывается информация с контроллеров, датчиков, видеокамер на улично-дорожной сети. Применяемое программное обеспечение позволяет в режиме реального времени контролировать и регулировать ситуацию на дорогах в любой части города.

С особенностями транспортной инфраструктуры Краснодара специалисты компании уже ознакомились. Как один из вариантов, представители SICE предложили интегрировать все службы, контролируемые на данный момент дорожную ситуацию в городе, и использовать уже существующий транспортно-навигационный центр в качестве платформы для ИТС в Краснодаре [5]. С учетом его дооснащения и установки дополнительного контрольного оборудования на улично-дорожной сети.

Для начала городские власти решили отработать предложенные технологии на «пилотном» участке в Краснодаре, и если интеллектуальная транспортная система там приживется, то в дальнейшем постепенно распространить ее на всей территории города.

Литература:

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

References:

1. Izyumsky A.A., Nadiryan S.L., Xining I.S. Computer facilities and networks in branch : studies manual. – Krasnodar : Prod. KubGTU, 2014. – 275 p.
2. Izyumsky A.A., Nadiryan S.L. Systems of automation on the motor transport : studies manual. – Krasnodar : Prod. KubGTU, 2015. – 263 p.
3. Izyumsky A.A., Nadiryan S.L. Introduction of the automated system of transport logistics at the motor transportation enterprises // Ltd companies «Science and a review» the All-Russian scientific magazine Humanitarian, social and economic and social sciences. – 2014. – No. 10.
4. Izyumsky A.A., Nadiryan S.L., Xining I.S. Transport networks and possibilities of their modeling by means of modern packages of application programs // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2016. – No. 2. – P. 138–142.
5. Izyumsky A.A., Nadiryan S.L., Xining I.S. Use of network architecture of information systems in the car / Scientific works of the Kuban state technological university. – 2014. – No. 1. – P. 54–62.

УДК 62.83.52:62.503.56

**ВОСЕМНАДЦАТИЭТАПНАЯ ОПТИМАЛЬНАЯ ПО БЫСТРОДЕЙСТВИЮ
ДИАГРАММА ДЛЯ СРЕДНИХ ПЕРЕМЕЩЕНИЙ ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ОРГАНА
ПРЕЦИЗИОННОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА ПОСТОЯННОГО ТОКА С УПРУГИМ
ВАЛОПРОВОДОМ**

**EIGHTEEN-STAGE TIME-OPTIMAL CHART FOR MEDIUM MOVEMENTS OF THE
EXECUTIVE BODY OF THE PRECISION DIRECT CURRENT ELECTRIC DRIVE
WITH ELASTIC SHAFTING**

Добробаба Юрий Петрович

кандидат технических наук, доцент,
профессор кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Кубанский государственный
технологический университет

Кошкин Гордей Анатольевич

кандидат технических наук,
начальник цеха,
НКУ ООО «Прогресс»

Чуб Наталья Викторовна

студентка,
Кубанский государственный
технологический университет
natali.chub.95@mail.ru

Аннотация. Предлагается вместо известной оптимальной по быстродействию диаграммы для средних перемещений исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом, состоящей из двадцати шести этапов, использовать 18-этапную оптимальную по быстродействию диаграмму для средних перемещений исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом. Такое решение позволит уменьшить затраты при внедрении прецизионных электроприводов постоянного тока с упругим валопроводом, обрабатывающих средние перемещения исполнительного органа механизма.

Разработан алгоритм, позволяющий определить параметры 18-этапной оптимальной по быстродействию диаграммы для средних перемещений исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом.

Для 18-этапной оптимальной по быстродействию диаграммы для средних перемещений исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом определена область существования.

Ключевые слова: упругий валопровод, 18-этапная оптимальная по быстродействию диаграмма, средние перемещения, прецизионный электропривод постоянного тока.

Dobrobaba Yury Petrovich

Candidate of technical sciences,
Associate professor,
Professor of department
of power supply industrial enterprises,
Kuban state technological university

Koshkin Gordey Anatolyevich

Candidate of technical sciences,
Foreman,
NKU LLC Progress

Chub Natalya Viktorovna

Student,
Kuban state technological university
natali.chub.95@mail.ru

Annotation. Offers instead is known time-optimal chart for medium movements of the executive body of the precision direct current electric drive with elastic shafting, consisting of twenty-six stages, use of 18-stage time-optimal chart for medium movements of the executive body of the precision direct current electric drive with elastic shafting. This solution will allow to reduce costs in the implementation of precision direct current electric drives with elastic shafting, executed the medium movements of the executive body of the mechanism.

Developed algorithm to determine the parameters of the 18-stage time-optimal chart for medium movements of the executive body of the precision direct current electric drive with elastic shafting.

For the 18-stage time-optimal chart for medium movements of the executive body of the precision direct current electric drive with elastic shafting is determined the region of existence of.

Keywords: elastic shafting, 18-stage time-optimal chart, medium movements, the precision direct current electric drive.

Для многих промышленных механизмов, упруго соединенных с электродвигателем, не требуется ограничение на второй производной угловой скорости механизма.

Для таких механизмов предлагается группа малоэтапных оптимальных по быстродействию диаграмм для перемещений исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом:

- для малых перемещений с ограничением пятой производной угловой скорости механизма, состоящая из четырнадцати этапов;
- для средних перемещений с ограничениями первой и пятой производных угловой скорости механизма, состоящая из восемнадцати этапов;
- для больших перемещений с ограничениями угловой скорости механизма и её первой и пятой производных, состоящая из девятнадцати этапов.

Такое решение позволяет сократить количество этапов в каждой диаграмме, что упростит внедрение прецизионных электроприводов постоянного тока с упругим валопроводом в промышленность.

В статье [1] разработана 14-этапная оптимальная по быстродействию диаграмма для малых перемещений исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом.

В данной работе разрабатывается 18-этапная оптимальная по быстродействию диаграмма для средних перемещений исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом.

На рисунке 1 представлена 18-этапная оптимальная по быстродействию диаграмма для средних перемещений исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом.

На первом, третьем, седьмом, девятом, одиннадцатом, тринадцатом, пятнадцатом, и семнадцатом этапах пятая производная угловой скорости исполнительного органа механизма $\omega_2^{(5)}$ равна максимальному значению $\omega_{max}^{(5)}$; на втором, четвертом, шестом, восьмом, десятом, двенадцатом, шестнадцатом и восемнадцатом этапах пятая производная угловой скорости исполнительного органа механизма $\omega_2^{(5)}$ равна максимальному значению со знаком «минус» $-\omega_{max}^{(5)}$. На пятом и четырнадцатом этапах пятая производная угловой скорости исполнительного органа механизма $\omega_2^{(5)}$ равна нулю. Длительность первого, четвертого, шестого, девятого, десятого, восьмого и четырнадцатого этапов равна t_1 ; длительность второго, третьего, седьмого, восьмого, одиннадцатого, двенадцатого, шестнадцатого и семнадцатого этапов равна $(t_1 + t_2)$; длительность пятого и четырнадцатого этапов равна t_3 . В моменты времени t_1 , $(3t_1 + 2t_2)$, $(13t_1 + 6t_2 + 2t_3)$ и $(15t_1 + 8t_2 + 2t_3)$ четвертая производная угловой скорости исполнительного органа механизма $\omega_2^{(4)}$ достигает максимального значения $\omega_{max}^{(4)}$; в моменты времени $(5t_1 + 2t_2 + t_3)$, $(7t_1 + 4t_2 + t_3)$, $(9t_1 + 4t_2 + t_3)$ и $(11t_1 + 6t_2 + t_3)$ четвертая производная угловой скорости механизма $\omega_2^{(4)}$ достигает максимального значения со знаком «минус» $-\omega_{max}^{(4)}$; в моменты времени $(6t_1 + 3t_2 + t_3)$ и $(10t_1 + 5t_2 + t_3)$ четвертая производная угловой скорости исполнительного органа механизма $\omega_2^{(4)}$ достигает максимального значения $\omega_{max}^{(4)*}$; в моменты времени $(2t_1 + t_2)$ и $(14t_1 + 7t_2 + 2t_3)$ четвертая производная угловой скорости исполнительного органа механизма $\omega_2^{(4)}$ достигает максимального значения со знаком «минус» $-\omega_{max}^{(4)*}$. На третьем и четырнадцатом этапах четвертая производная угловой скорости исполнительного органа механизма $\omega_2^{(4)}$ равна нулю. В моменты времени $2t_1$, $(6t_1 + 4t_2 + t_3)$, $(10t_1 + 6t_2 + t_3)$ и $(14t_1 + 6t_2 + 2t_3)$ третья производная угловой скорости исполнительного органа механизма $\omega_2^{(3)}$ достигает максимального значения $\omega_{max}^{(3)}$; в моменты времени $(2t_1 + 2t_2)$, $(6t_1 + 2t_2 + t_3)$, $(10t_1 + 4t_2 + t_3)$ и $(14t_1 + 8t_2 + 2t_3)$ третья производная угловой скорости исполнительного органа механизма $\omega_2^{(3)}$ достигает максимального значения со знаком «минус» $-\omega_{max}^{(3)}$. На третьем и четырнадцатом этапах третья производная угловой скорости исполнительного органа механизма $\omega_2^{(3)}$ равна нулю. В моменты времени $(2t_1 + t_2)$ и $(14t_1 + 7t_2 + 2t_3)$ вторая про-

изводная угловой скорости исполнительного органа механизма $\omega_2^{(2)}$ достигает максимального значения $\omega_{max}^{(2)}$ в моменты времени $(6t_1 + 3t_2 + t_3)$ и $(10t_1 + 5t_2 + t_3)$ вторая производная угловой скорости исполнительного органа механизма $\omega_2^{(2)}$ достигает максимального значения со знаком «минус» $-\omega_{max}^{(2)}$. На третьем и четырнадцатом этапах вторая производная угловой скорости исполнительного органа механизма $\omega_2^{(2)}$ равна нулю. В момент времени $(4t_1 + 2t_2)$ первая производная угловой скорости исполнительного органа механизма $\omega_2^{(1)}$ достигает максимально допустимого значения $\omega_{доп}^{(1)}$; в момент времени $(12t_1 + 6t_2 + t_3)$ первая производная угловой скорости исполнительного органа механизма $\omega_2^{(1)}$ достигает максимально допустимого значения со знаком «минус» $-\omega_2^{(1)}$. В момент времени $(8t_1 + 4t_2 + t_3)$ угловая скорость исполнительного органа механизма ω_2 равна максимальному значению ω_{max} . За время цикла $T_\omega = 16t_1 + 8t_2 + 2t_3$ угол поворота исполнительного органа механизма изменяется от начального значения угла поворота $\varphi_{нач}$ до конечного значения угла поворота $\varphi_{кон}$.

Для 18-этапной оптимальной по быстродействию диаграммы для средних перемещений исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом справедливы следующие соотношения:

$$t_1 = (\sqrt{2} - 1) \cdot 4 \sqrt{6 \cdot \frac{\omega_{доп}^{(1)}}{\omega_{max}^{(5)}}}; \quad (1)$$

$$t_2 = (2 - \sqrt{2}) \cdot 4 \sqrt{6 \cdot \frac{\omega_{доп}^{(1)}}{\omega_{max}^{(5)}}}; \quad (2)$$

$$t_3 = \sqrt{\frac{\varphi_{кон} - \varphi_{нач}}{\omega_{доп}^{(1)}} + 2 \cdot \sqrt{6 \cdot \frac{\omega_{доп}^{(1)}}{\omega_{max}^{(5)}}}} - 3\sqrt{2} \cdot \sqrt{6 \cdot \frac{\omega_{доп}^{(1)}}{\omega_{max}^{(5)}}}; \quad (3)$$

$$T_\omega = 2 \cdot \sqrt{\frac{\varphi_{кон} - \varphi_{нач}}{\omega_{доп}^{(1)}} + 2 \cdot \sqrt{6 \cdot \frac{\omega_{доп}^{(1)}}{\omega_{max}^{(5)}}}} - 2\sqrt{2} \cdot \sqrt{6 \cdot \frac{\omega_{доп}^{(1)}}{\omega_{max}^{(5)}}}; \quad (4)$$

$$\omega_{max}^{(4)} = (\sqrt{2} - 1) \cdot 4 \sqrt{6 \cdot \omega_{доп}^{(1)} \cdot [\omega_{max}^{(5)}]^3}; \quad (5)$$

$$\omega_{max}^{(3)} = (3 - 2\sqrt{2}) \cdot \sqrt{6 \cdot \omega_{доп}^{(1)} \cdot \omega_{max}^{(5)}}; \quad (6)$$

$$\omega_{max}^{(2)} = (\sqrt{2} - 1) \cdot 4 \sqrt{\frac{8}{3} \cdot [\omega_{доп}^{(1)}]^3 \cdot \omega_{max}^{(5)}}; \quad (7)$$

$$\omega_{max} = \omega_{доп}^{(1)} \cdot \left[\sqrt{\frac{\varphi_{кон} - \varphi_{нач}}{\omega_{доп}^{(1)}} + 2 \cdot \sqrt{6 \cdot \frac{\omega_{доп}^{(1)}}{\omega_{max}^{(5)}}}} - \sqrt{2} \cdot 4 \sqrt{6 \cdot \frac{\omega_{доп}^{(1)}}{\omega_{max}^{(5)}}}} \right]; \quad (8)$$

$$\omega_{доп}^{(1)} = \frac{C_M I_{доп} - M_{со}}{J}, \quad (9)$$

где $I_{доп}$ – максимально допустимое значение тока якорной цепи, А; $I_{со}$ – момент сопротивления электропривода, C_M – коэффициент пропорциональности между током якорной цепи электродвигателя и его моментом, В·с; J – момент инерции электропривода, кг·м².

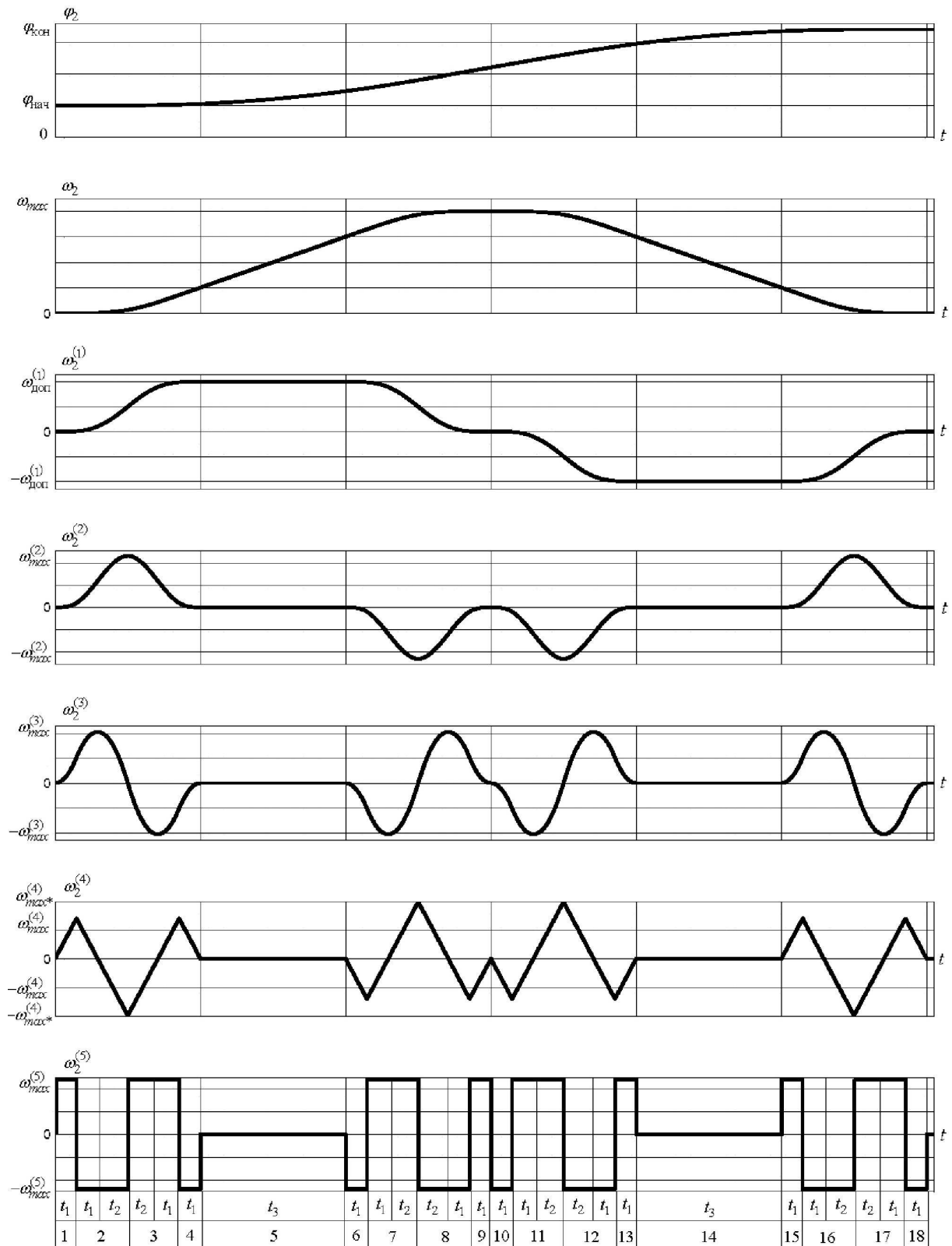


Рисунок 1 – 18-этапная оптимальная по быстродействию диаграмма для средних перемещений исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом

18-этапная оптимальная по быстродействию диаграмма для средних перемещений исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом справедлива при выполнении условия

$$\Phi_{гр.1} \leq (\Phi_{кон} - \Phi_{нач}) \leq \Phi_{гр.2}, \quad (10)$$

$$\text{где } \varphi_{зр.1} = 16 \cdot \omega_{доп}^{(1)} \cdot \sqrt{6 \cdot \frac{\omega_{доп}^{(1)}}{\omega_{max}^{(5)}}}; \quad \varphi_{зр.2} = \omega_{доп} \cdot \left[\frac{\omega_{доп}^{(1)}}{\omega_{доп}^{(1)}} \cdot 2\sqrt{2} \cdot \sqrt{6 \cdot \frac{\omega_{доп}^{(1)}}{\omega_{max}^{(5)}}} \right].$$

В работе рассматривается электропривод, имеющий следующее значение максимально допустимой величины тока якорной цепи $I_{доп} = 8\text{А}$ и следующее значение максимально допустимой величины угловой скорости исполнительного органа механизма $\omega_{доп} = 160 \frac{\text{рад}}{\text{с}}$.

Параметры силовой части электропривода: $C_M = 1,25\text{В} \cdot \text{с}$ и $J = 0,05 \text{кг} \cdot \text{м}^2$.

Момент сопротивления электропривода $M_{со} = 5\text{Н} \cdot \text{м}$.

При этом максимально допустимое значение первой производной угловой скорости исполнительного органа механизма равно $\omega_{доп}^{(1)} = 100 \frac{\text{рад}}{\text{с}^2}$.

Если максимальное значение пятой производной угловой скорости $\omega_{max}^{(5)} = 24000000 \frac{\text{рад}}{\text{с}^6}$, то граничные значения угла поворота исполнительного органа механизма $\varphi_{зр.1} = 8\text{рад}$ и $\varphi_{зр.2} = 288\text{рад}$.

На рисунке 1 представлена 18-этапная оптимальная по быстродействию диаграмма для средних перемещений исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом, на которой электропривод отрабатывает угол поворота исполнительного органа механизма $(\varphi_{кон} - \varphi_{нач}) = 24\text{рад}$ за время $T_u = 1,2\text{с}$. Остальные параметры диаграммы:

$$t_1 = 0,029289321\text{с}; \quad t_2 = 0,0414211356\text{с}; \quad t_3 = 0,2\text{с}; \quad \omega_{max} = 40 \frac{\text{рад}}{\text{с}}; \quad \omega_{max}^{(2)} = 1171,572875 \frac{\text{рад}}{\text{с}^3};$$

$$\omega_{max}^{(3)} = 20588,74503 \frac{\text{рад}}{\text{с}^4}; \quad \omega_{max}^{(4)} = 702943,7252 \frac{\text{рад}}{\text{с}^5}; \quad \omega_{max}^{(5)} = 24000000 \frac{\text{рад}}{\text{с}^6}.$$

Выводы

Для средних перемещений исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом разработана 18-этапная оптимальная по быстродействию диаграмма.

Для определения параметров 18-этапной оптимальной по быстродействию диаграммы для средних перемещений исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом найдены аналитические зависимости.

Установлена область существования 18-этапной оптимальной по быстродействию диаграммы для средних перемещений исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом.

18-этапная оптимальная по быстродействию диаграмма для средних перемещений исполнительного органа прецизионного электропривода с упругим валопроводом применима как для электроприводов постоянного, так и переменного тока.

Литература:

1. Добробаба Ю.П., Кошкин Г.А., Чуб Н.В. Четырнадцать этапная оптимальная по быстродействию диаграмма для малых перемещений исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом / Научные труды КубГТУ. – 2017. – № 2. – URL : <http://ntk.kubstu.ru/file/1400>

References:

1. Dobrobaba Yu.P., Koshkin G.A., Chub N.V. To fourteen the landmark chart, optimum on speed, for small movements of executive body of the precision electric drive of a direct current with the elastic shaft line / Scientific works of KubGTU. – 2017. – No. 2. – URL : <http://ntk.kubstu.ru/file/1400>

УДК 62.83.52:62.503.56

ДЕВЯТНАДЦАТИЭТАПНАЯ ОПТИМАЛЬНАЯ ПО БЫСТРОДЕЙСТВИЮ ДИАГРАММА ДЛЯ БОЛЬШИХ ПЕРЕМЕЩЕНИЙ ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ОРГАНА ПРЕЦИЗИОННОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА ПОСТОЯННОГО ТОКА С УПРУГИМ ВАЛОПРОВОДОМ

NINETEEN-STAGE TIME-OPTIMAL CHART FOR LARGE MOVEMENTS OF THE EXECUTIVE BODY OF THE PRECISION DIRECT CURRENT ELECTRIC DRIVE WITH ELASTIC SHAFTING

Добробаба Юрий Петрович

кандидат технических наук, доцент,
профессор кафедры электроснабжения
промышленных предприятий,
Кубанский государственный
технологический университет

Кошкин Гордей Анатольевич

кандидат технических наук,
начальник цеха,
НКУ ООО «Прогресс»

Чуб Наталья Викторовна

студентка,
Кубанский государственный
технологический университет
natali.chub.95@mail.ru

Аннотация. Для больших перемещений исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом разработана 19-этапная оптимальная по быстродействию диаграмма. Уменьшение количества этапов с двадцати семи у ранее известной диаграммы до девятнадцати позволит уменьшить затраты при внедрении прецизионных электроприводов постоянного тока с упругим валопроводом, обрабатывающих большие перемещения исполнительного органа механизма.

Получено математическое обеспечение, позволяющее определить параметры 19-этапной оптимальной по быстродействию диаграммы для больших перемещений исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом.

Установлена область существования 19-этапной оптимальной по быстродействию диаграммы для больших перемещений исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом.

Ключевые слова: упругий валопровод, 19-этапная оптимальная по быстродействию диаграмма, большие перемещения, прецизионный электропривод постоянного тока.

Dobrobaba Yury Petrovich

Candidate of technical sciences,
Associate professor,
Professor of department
of power supply industrial enterprises,
Kuban state technological university

Koshkin Gordey Anatolyevich

Candidate of technical sciences,
Foreman,
NKU LLC Progress

Chub Natalya Viktorovna

Student,
Kuban state technological university
natali.chub.95@mail.ru

Annotation. For large movements of the executive body of precision direct current electric drive with elastic shafting developed a 19-stage time-optimal chart. Reducing the number of stages from twenty-seven of the previously known chart to nineteen will allow to reduce costs in the implementation of precision direct current electric drives with elastic shafting executed a large movements of the executive body of the mechanism.

Received mathematical support, allowing to determine the parameters of the 19-stage time-optimal chart for large movements of the executive body of precision direct current electric drive with elastic shafting.

For the 19-stage time-optimal chart for large movements of the executive body of precision direct current electric drive with elastic shafting is determined the region of existence of.

Keywords: elastic shafting, 19-stage time-optimal chart, large movements, the precision direct current electric drive.

Так как для многих промышленных механизмов, упруго соединенных с электродвигателем, не требуется ограничение на второй производной угловой скорости механизма, то для них предлагается группа малоэтапных оптимальных по быстродействию диаграмм для перемещений исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом:

– для малых перемещений с ограничением пятой производной угловой скорости механизма, состоящая из четырнадцати этапов;

- для средних перемещений с ограничениями первой и пятой производных угловой скорости механизма, состоящая из восемнадцати этапов;
- для больших перемещений с ограничениями угловой скорости механизма и её первой и пятой производных, состоящая из девятнадцати этапов.

При таком решении сокращается количество этапов и упрощается внедрение прецизионных электроприводов постоянного тока с упругим валопроводом в промышленность.

В настоящее время разработана 14-этапная оптимальная по быстродействию диаграмма для малых перемещений исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом [1].

В данной работе разрабатывается 19-этапная оптимальная по быстродействию диаграмма для больших перемещений исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом.

На рисунке 1 представлена 19-этапная оптимальная по быстродействию диаграмма для больших перемещений исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом.

На первом, третьем, седьмом, девятом, двенадцатом, четырнадцатом, шестнадцатом и восемнадцатом этапах пятая производная угловой скорости исполнительного органа механизма $\omega_2^{(5)}$ равна максимальному значению $\omega_{max}^{(5)}$; на втором, четвертом, шестом, восьмом, одиннадцатом, тринадцатом, семнадцатом и девятнадцатом этапах пятая производная угловой скорости исполнительного органа механизма $\omega_2^{(5)}$ равна максимальному значению со знаком «минус» $-\omega_{max}^{(5)}$. На пятом, десятом и пятнадцатом этапах пятая производная угловой скорости исполнительного органа механизма $\omega_2^{(5)}$ равна нулю. Длительность первого, четвертого, шестого, девятого, одиннадцатого, четырнадцатого, шестнадцатого и девятнадцатого этапов равна t_1 ; длительность второго, третьего, седьмого, восьмого, двенадцатого, тринадцатого, семнадцатого и восемнадцатого этапов равна $(t_1 + t_2)$; длительность пятого и пятнадцатого этапов равна t_3 ; длительность десятого этапов равна t_4 . В моменты времени t_1 , $(3t_1 + 2t_2)$, $(13t_1 + 6t_2 + 2t_3 + t_4)$ и $(15t_1 + 8t_2 + 2t_3 + t_4)$ четвертая производная угловой скорости исполнительного органа механизма $\omega_2^{(4)}$ достигает максимального значения $\omega_{max}^{(4)}$ в моменты времени $(5t_1 + 2t_2 + t_3)$, $(7t_1 + 4t_2 + t_3)$, $(9t_1 + 4t_2 + t_3 + t_4)$ и $(11t_1 + 6t_2 + t_3 + t_4)$ четвертая производная угловой скорости механизма $\omega_2^{(4)}$ достигает максимального значения со знаком «минус» $-\omega_{max}^{(4)}$; в моменты времени $(6t_1 + 3t_2 + t_3)$ и $(10t_1 + 5t_2 + t_3 + t_4)$ четвертая производная угловой скорости исполнительного органа механизма $\omega_2^{(4)}$ достигает максимального значения $\omega_{max}^{(4)*}$; в моменты времени $(2t_1 + t_2)$ и $(14t_1 + 7t_2 + 2t_3 + t_4)$ четвертая производная угловой скорости исполнительного органа механизма $\omega_2^{(4)}$ достигает максимального значения со знаком «минус» $-\omega_{max}^{(4)*}$. На пятом, десятом и пятнадцатом этапах четвертая производная угловой скорости исполнительного органа механизма $\omega_2^{(4)}$ равна нулю. В моменты времени $2t_1$, $(6t_1 + 4t_2 + t_3)$, $(10t_1 + 6t_2 + t_3 + t_4)$ и $(14t_1 + 6t_2 + 2t_3 + t_4)$ третья производная угловой скорости исполнительного органа механизма $\omega_2^{(3)}$ достигает максимального значения $\omega_{max}^{(3)}$; в моменты времени $(2t_1 + 2t_2)$, $(6t_1 + 2t_2 + t_3)$, $(10t_1 + 4t_2 + t_3 + t_4)$ и $(14t_1 + 8t_2 + 2t_3 + t_4)$ третья производная угловой скорости исполнительного органа механизма $\omega_2^{(3)}$ достигает максимального значения со знаком «минус» $-\omega_{max}^{(3)}$. На пятом, десятом и пятнадцатом этапах третья производная угловой скорости исполнительного органа механизма $\omega_2^{(3)}$ равна нулю. В моменты времени $(2t_1 + t_2)$ и $(14t_1 + 7t_2 + 2t_3 + t_4)$ вторая производная угловой скорости исполнительного органа механизма $\omega_2^{(2)}$ достигает максимального значения $\omega_{max}^{(2)}$; в моменты вре-

мени $(6t_1 + 3t_2 + t_3)$ и $(10t_1 + 5t_2 + t_3 + t_4)$ вторая производная угловой скорости исполнительного органа механизма $\omega_2^{(2)}$ достигает максимального значения со знаком «минус» $-\omega_{max}^{(2)}$. На пятом, десятом и пятнадцатом этапах вторая производная угловой скорости исполнительного органа механизма $\omega_2^{(2)}$ равна нулю. На пятом этапе первая производная угловой скорости исполнительного органа механизма $\omega_2^{(1)}$ равна максимально допустимому значению $\omega_{доп}^{(1)}$; на пятнадцатом этапе первая производная угловой скорости исполнительного органа механизма $\omega_2^{(1)}$ равна максимально допустимому значению со знаком «минус» $-\omega_{доп}^{(1)}$; на десятом этапе первая производная угловой скорости исполнительного органа механизма $\omega_2^{(1)}$ равна нулю. На десятом этапе угловая скорость исполнительного органа механизма ω_2 равна максимально допустимому значению $\omega_{доп}$. За время цикла $T_{\omega} = 16t_1 + 8t_2 + 2t_3 + t_4$ угол поворота исполнительного органа механизма изменяется от начального значения угла поворота $\varphi_{нач}$ до конечного значения угла поворота $\varphi_{кон}$.

Для 19-этапной оптимальной по быстродействию диаграммы для больших перемещений исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом справедливы следующие соотношения:

$$t_1 = (\sqrt{2} - 1) \cdot 4 \sqrt{6 \cdot \frac{\omega_{доп}^{(1)}}{\omega_{max}^{(5)}}}; \quad (1)$$

$$t_2 = (2 - \sqrt{2}) \cdot 4 \sqrt{6 \cdot \frac{\omega_{доп}^{(1)}}{\omega_{max}^{(5)}}}; \quad (2)$$

$$t_3 = \frac{\omega_{доп}^{(1)}}{\omega_{доп}^{(1)}} - 2\sqrt{2} \cdot 4 \sqrt{6 \cdot \frac{\omega_{доп}^{(1)}}{\omega_{max}^{(5)}}}; \quad (3)$$

$$t_4 = \frac{\varphi_{кон} - \varphi_{нач}}{\omega_{доп}} - \frac{\omega_{доп}^{(1)}}{\omega_{доп}^{(1)}} - 2\sqrt{2} \cdot 4 \sqrt{6 \cdot \frac{\omega_{доп}^{(1)}}{\omega_{max}^{(5)}}}; \quad (4)$$

$$T_{\omega} = \frac{\varphi_{кон} - \varphi_{нач}}{\omega_{доп}} + \frac{\omega_{доп}^{(1)}}{\omega_{доп}^{(1)}} + 2\sqrt{2} \cdot 4 \sqrt{6 \cdot \frac{\omega_{доп}^{(1)}}{\omega_{max}^{(5)}}}; \quad (5)$$

$$\omega_{max}^{(4)} = (\sqrt{2} - 1) \cdot 4 \sqrt{6 \cdot \omega_{доп}^{(1)} \cdot [\omega_{max}^{(5)}]^3}; \quad (6)$$

$$\omega_{max}^{(3)} = (3 - 2\sqrt{2}) \cdot \sqrt{6 \cdot \omega_{доп}^{(1)} \cdot \omega_{max}^{(5)}}; \quad (7)$$

$$\omega_{max}^{(2)} = (\sqrt{2} - 1) \cdot 4 \sqrt{\frac{8}{3} \cdot [\omega_{доп}^{(1)}]^3 \cdot \omega_{max}^{(5)}}; \quad (8)$$

$$\omega_{доп}^{(1)} = \frac{C_M I_{доп} - M_{со}}{J}, \quad (9)$$

где $I_{доп}$ – максимально допустимое значение тока якорной цепи, А; $M_{со}$ – момент сопротивления электропривода, C_M – коэффициент пропорциональности между током якорной цепи электродвигателя и его моментом, В·с; J – момент инерции электропривода, кг·м².

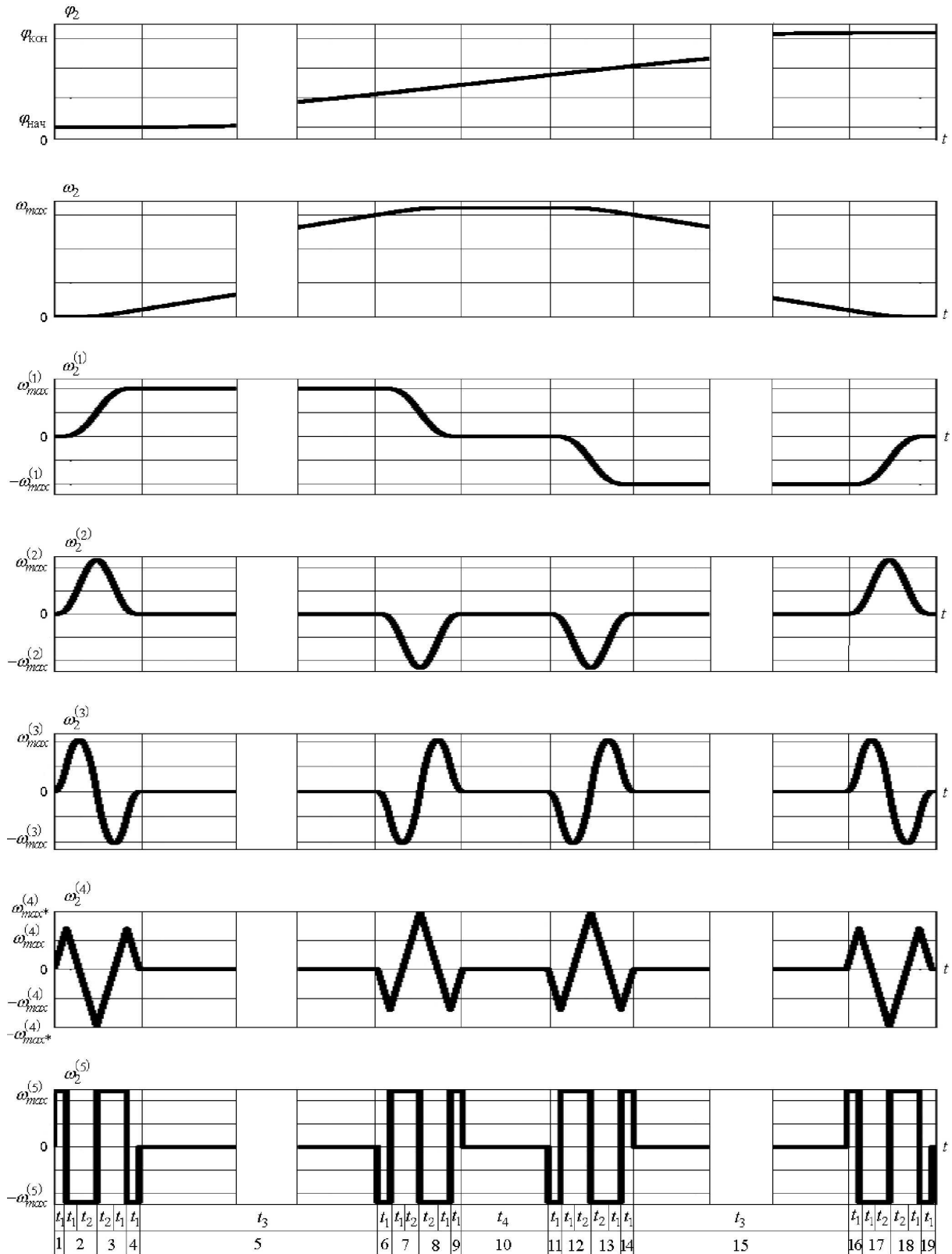


Рисунок 1 – 19-этапная оптимальная по быстродействию диаграмма для больших перемещений исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом

19-этапная оптимальная по быстродействию диаграмма для больших перемещений исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом справедлива при выполнении условия

$$\varphi_{\text{гр.2}} \leq (\varphi_{\text{кон}} - \varphi_{\text{нач}}), \quad (10)$$

где
$$\varphi_{ep.2} = \omega_{доп} \cdot \left[\frac{\omega_{доп}}{\omega_{доп}^{(1)}} + 2\sqrt{2} \cdot \sqrt[4]{6 \cdot \frac{\omega_{доп}^{(1)}}{\omega_{max}^{(5)}}} \right].$$

В работе рассматривается электропривод, имеющий следующее значение максимально допустимой величины тока якорной цепи $I_{доп} = 8A$ и следующее значение максимально допустимой величины угловой скорости исполнительного органа механизма $\omega_{доп} = 160 \frac{рад}{с}$.

Параметры силовой части электропривода: $C_M = 1,25B \cdot с$ и $J = 0,05 кг \cdot м^2$.

Момент сопротивления электропривода $M_{со} = 5H \cdot м$.

При этом максимально допустимое значение первой производной угловой скорости исполнительного органа механизма равно $\omega_{доп}^{(1)} = 100 \frac{рад}{с^2}$.

Если максимальное значение пятой производной угловой скорости $\omega_{max}^{(5)} = 24000000 \frac{рад}{с^6}$, то граничные значения угла поворота исполнительного органа механизма $\varphi_{ep.1} = 8рад$ и $\varphi_{ep.2} = 288рад$.

На рисунке 1 представлена 18-этапная оптимальная по быстродействию диаграмма для средних перемещений исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом, на которой электропривод обрабатывает угол поворота исполнительного органа механизма $(\varphi_{кон} - \varphi_{нач}) = 320рад$ за время $T_{ц} = 3,8с$. Остальные параметры диаграммы:

$$t_1 = 0,029289321с; \quad t_2 = 0,0414211356с; \quad t_3 = 1,4с; \quad t_4 = 0,2с; \quad \omega_{max} = 160 \frac{рад}{с};$$

$$\omega_{max}^{(2)} = 1171,572875 \frac{рад}{с^3}; \quad \omega_{max}^{(3)} = 20588,74503 \frac{рад}{с^4}; \quad \omega_{max}^{(4)} = 702943,7252 \frac{рад}{с^5}.$$

Выводы

Разработана оптимальная по быстродействию диаграмма для больших перемещений исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом, имеющая девятнадцать этапов.

Определены аналитические зависимости, которые позволяют определить параметры 19-этапной оптимальной по быстродействию диаграммы для больших перемещений исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом.

Найдены условия, при которых существует 19-этапная оптимальная по быстродействию диаграмма для больших перемещений исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом.

Предлагаемая 19-этапная оптимальная по быстродействию диаграмма для больших перемещений исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом применима для электроприводов переменного тока.

Литература:

1. Добробаба Ю.П., Кошкин Г.А., Чуб Н.В. Четырнадцатая этапная оптимальная по быстродействию диаграмма для малых перемещений исполнительного органа прецизионного электропривода постоянного тока с упругим валопроводом / Научные труды КубГТУ. – 2017. – № 2. – URL : <http://ntk.kubstu.ru/file/1400>

References:

1. Dobrobaba Yu.P., Koshkin G.A., Chub N.V. To fourteen the landmark chart, optimum on speed, for small movements of executive body of the precision electric drive of a direct current with the elastic shaft line / Scientific works of KubGTU. – 2017. – No. 2. – URL : <http://ntk.kubstu.ru/file/1400>

УДК 004.9

ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВОМ ОБРАЗОВАНИЯ НА РЕГИОНАЛЬНОМ И МУНИЦИПАЛЬНОМ УРОВНЯХ

INFORMATION-ANALYTICAL SYSTEM OF EDUCATION QUALITY ANAGEMENT AT THE REGIONAL AND MUNICIPAL LEVELS

Саакян Рустам Рафикович

доктор технических наук, профессор,
профессор кафедры математики
и вычислительной техники,
Академия маркетинга
и социально-информационных технологий
rsahakyan@yahoo.com

Шпехт Ирина Александровна

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры математики
и вычислительной техники,
Академия маркетинга
и социально-информационных технологий
shpekht@mail.ru

Аннотация. В статье рассматривается разработка информационной системы управления качеством образования с опорой на процедуры социально-экономического мониторинга на региональном и муниципальном уровнях. Система позволяет найти адекватные пути выхода из сложившейся ситуации, оптимизировать содержание планов социально-экономического развития региона с использованием информационных технологий интеллектуальной поддержки принятия решений.

Ключевые слова: управление качеством образования, эффективность деятельности, органы местного самоуправления, системный анализ, автоматизация, сложная система, поддержки принятия решений.

Saakian Rustam Rafikovich

Doctor of technical sciences, Professor,
Professor of department of mathematics
and computer facilities,
Academy of marketing
and social and information technologies
rsahakyan@yahoo.com

Shpekht Irina Aleksandrovna

Candidate of technical sciences,
Associate professor,
Associate professor of mathematics
and computer facilities,
Academy of marketing
and social and information technologies
shpekht@mail.ru

Annotation. Considered the development an information system of education quality management based on the procedures of socio-economic monitoring at the regional and municipal levels. The system allows finding adequate ways out of the situation, to optimize the content of plans for socio-economic development of the region using information intellectual decision support technologies.

Keywords: education quality management, efficiency, local governments, systems analysis, automation, complex system, decision support.

Введение

В разрабатываемых в настоящее время планах социально-экономического развития территорий, как правило, не в полном объеме учитывается региональный компонент формирования социальных процессов и результаты социально-экономического мониторинга на региональном уровне. При этом существует много нерешенных проблем по оценке качества образования и в механизмах выбора политических и экономических приоритетов для улучшения уровня образования в регионах.

В связи с огромным объемом данных, недостаточным научно-методическим обеспечением и отсутствием надежных организационных механизмов внедрения результаты социального мониторинга все еще не находят оперативного применения и в не полном объеме реализуются в практике управления качеством образования. Это определяет необходимость развития научных подходов в управлении образованием и, в конечном итоге, методик проектирования в сфере образования.

Современный уровень компьютеризации системы образования позволяет перейти к оптимизации процесса принятия управленческих решений путем разработки и внедрения интеллектуальной системы управления (информационно-аналитическое сопровождение) качеством образования в системе регионального образовательного пространства.

Постановка задачи

Разработка информационной системы поддержки регионального информационно-образовательного пространства на основе использования новейших информационных технологий является в настоящее время наиболее перспективным направлением развития российской системы образования.

Таким образом, применение информационных систем в решении задач управления образованием в плане автоматизации планирования и прогнозирования деятельности образовательных учреждений в зависимости их географического размещения является вполне обоснованным. Однако это требует разработки понятийного аппарата, подходов и приемов создания модели информационной системы образовательного пространства.

Методы и подходы разработки

На подготовительном этапе исследований была сформирована методика комплексной оценки качества образования, в рамках которой были решены следующие практические задачи [1]:

- выявлены региональные особенности состояния качества образования в контексте общегосударственной социально-экономической политики;
- разработана система критериев, позволяющая осуществлять социально-экономический мониторинг качества образования Краснодарского края на основе региональной статистической информации;
- сформулированы и обоснованы общие принципы социально-экономического мониторинга для повышения качества образования.

В ходе проведения дальнейших исследований была предложена экспертно-классификационная методология построения региональной информационной системы управления качеством образования (на примере Краснодарского края), позволяющая в диалоговом режиме осуществлять ввод и обработку информации, формировать электронные таблицы по базовым показателям, проводить идентификацию проблем на основе разработанных имитационных и прогнозных моделей и предлагать варианты их решения [2].

Сбор информации был произведен из соответствующих форм государственной статистической отчетности.

С целью создания единого регионального образовательного пространства на базе ГИС-технологий разработан программный комплекс «Информационно-аналитическая система управления качеством образования на региональном и муниципальном уровнях» как инструмент социально-экономического мониторинга в виде программного продукта. Функциональные возможности разработанной системы дают возможность наглядно представлять и анализировать специализированные данные в свете их пространственного распределения, облегчают ввод, хранение и обработку информации (рис.1).

Программа обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматизация сбора и хранения первичной информации;
- создание базы данных объективных и субъективных показателей качества образования;
- формирование интегральных показателей;
- формирование экономико-математических методик моделирования и интеллектуального анализа и прогнозирования качества образования;
- картографическая визуализация полученных данных в виде электронного атласа.

Программа позволяет с помощью интегральных показателей создать единую информационно-аналитическую модель социально-экономического мониторинга на региональном и муниципальном уровне для управления качеством образования.

Программный комплекс «Информационно-аналитическая система управления качеством образования на региональном и муниципальном уровнях» включает в себя девять подсистем:

- 1) подсистема базы показателей;
- 2) подсистема настройки и обслуживания;
- 3) подсистема статистической обработки и анализа;

- 4) подсистема документооборота;
- 5) подсистема визуализации данных;
- 6) подсистема первичного мониторинга;
- 7) подсистема принятия решений;
- 8) подсистема идентификации и прогнозирования;
- 9) справочная подсистема.



Рисунок 1 – Структурная схема «Информационно-аналитической системы управления качеством образования» (ИАС УКО)

Работа с системой выполняется следующим способом: после вызова параметров в главном меню программы для формирования выборки предлагается три списка: «Показатели», «Муниципальные образования», «Года».

После формирования выборки, система начнет обработку данных.

По окончании обработки пользователю предлагается просмотр данных с помощью разных визуальных средств: «Картограмма», «Диаграмма», «Таблицы».

Меню «Картограмма» позволяет произвести ранжирование территорий по выбранным параметрам. Ранжирование производится несколькими способами: «ранжирование по среднему значению», «ранжирование по заданному интервалу», «ранжирование по отдельным параметрам».

Меню «Диаграмма» позволяет отобразить данные в виде различных графиков: столбиковой диаграммы, вертикальной и горизонтальной диаграммы, рассеянной диаграммы, гистограммы и т.п.

Меню «Таблица» представляет данные в различных зависимостях показателей по муниципальным образованиям и для выбранных лет.

При разработке программного комплекса были реализованы следующие основные принципы:

- полнота отображения процессов, проходящих на территории Краснодарского края, что определяется достаточностью набора наблюдаемых показателей, характеризующих процессы в образовательной среде;
- наличие оценок, характеризующих динамику изменения наблюдаемых показателей;
- своевременность, наглядность и информативность представляемой информации о качестве образования.

Заключение

Для апробации программного комплекса «Информационно-аналитическая система управления качеством образования на региональном и муниципальном уровнях» в виде пилотного проекта было выбрано муниципальное образование г. Анапа как экспериментальная площадка.

Полученные результаты рекомендованы для использования при разработке проектов и программ социально-экономического развития города с целью повышения качества образования на территории муниципального образования.

Эффективность разработанного программного комплекса и организационно-функциональных механизмов интеграции его результатов в деятельность управленческих структур на региональном и муниципальном уровнях даст определенный экономический эффект, выражающийся в снижении финансовых затрат процесса подготовки и принятия решений в управлении качеством образования.

Разработанный программный комплекс может быть рекомендован для использования бизнес структурами различного профиля хозяйственной деятельности.

Литература:

1. Терентьев Л.А. Система поддержки принятия решений в процессе управления здоровьем и качеством жизни населения региона / Л.А. Терентьев, И.А. Шпехт, Р.Р. Саакян // Здоровье – основа человеческого потенциала: проблемы и пути их решения. – 2012. – Т. 7. – № 1. – С. 90–95.
2. Саакян Р.Р., Шпехт И.А. Информационная поддержка принятия решений в задаче оценки эффективности деятельности органов местного самоуправления // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 4. – С. 103–108.

References:

1. Terentyev L.A. System of support of decision-making in process of management of health and quality of life of the population Region / L.A. Terentyev, I.A. Shpekht, R.R. Saakian // Health – a basis of human potential: problems and ways of their decision. – 2012. – Т. 7. – No. 1. – P. 90–95.
2. Saakian R.R., Shpekht I.A. Information support of decision-making in a problem of an assessment of efficiency of activity of local governments // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2015. – No. 4. – P. 103–108.

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ
РАЗРАБОТКИ**



**TECHNOLOGICAL
DEVELOPMENT**

**ПЕРСПЕКТИВЫ СТЕРИЛИЗАЦИИ СЫРЬЯ
ХОЛОДНОЙ АРГОНОВОЙ ПЛАЗМОЙ**

**PROSPECTS OF STERILIZATION OF RAW MATERIALS
COLD ARGON PLASMA**

Касьянов Геннадий Иванович
доктор технических наук,
профессор, профессор кафедры
технологии продуктов питания
животного происхождения,
Кубанский государственный
технологический университет
g_kasjanov@mail.ru

Аннотация. Разработка режимов стерилизации пищевых продуктов низкотемпературной плазмой весьма перспективна для малых и средних предприятий.

В статье описана проблема стерилизации растительного и животного сырья с помощью низкотемпературной аргоновой плазмы при температуре до 40 °С, что позволяет практически полностью сохранить пищевые и биологически активные вещества исходного сырья в готовом продукте.

Новая технология позволяет снизить энергозатраты на стерилизацию продукта в 2 раза по сравнению с традиционным автоклавным способом. Работа актуальна в связи с тем, что решает вопрос уничтожения микрофлоры сырья с помощью принципиально нового способа обеспложивания низкотемпературной плазмой с помощью самогенерируемого в камере ИК-, УФ-излучения и потока электронов.

Научная новизна выполненных исследований заключается в теоретическом обосновании использования низкотемпературной аргоновой плазмы для стерилизации пищевого сырья в потребительской таре, позволяющие сохранять высокую пищевую и биологическую ценность исходного сырья и готовой продукции. Впервые выполнен сравнительный анализ зависимости содержания витаминов в комбинированном сырье, стерилизованном при жестких режимах в автоклавах и холодной плазмой. Установлена глубина пенетрации опытных образцов выше по сравнению с контрольным и возрастает с увеличением содержания в рецептурах овощного сырья.

Привлекательность пищевой продукции длительного хранения (консервов, пресервов, пищекокцентратов) существенно повысится за счет практически полного сохранения содержания ценных компонентов исходного сырья (аминокислот, жирных кислот, витаминов, эссенциальных микроэлементов).

Ключевые слова: холодная стерилизация, аргоновая плазма, генератор, микроорганизмы, тлеющий разряд.

Введение.

В последние годы в нашей стране активно развивается импульсная энергетика, положившая начало холодноплазменных установок [1–3]. Эти работы базируются на ранее выполненных исследованиях по методам расчета и обобщения электрических и

Kasyanov Gennady Ivanovich
Doctor of engineering, Professor,
Professor of department of technology
food of an animal origins,
Kuban state technological university
g_kasjanov@mail.ru

Annotation. Development of regimens of sterilization of foodstuff low-temperature plasma is very perspective for small and medium-sized enterprises.

In article the problem of sterilization of vegetable and animal raw materials by means of low-temperature argon plasma at a temperature up to 40 is described °C that allows to keep almost completely alimentary and biologically active agents of initial raw materials in a ready-made product.

The new technology allows to lower energy consumption on sterilization of a product twice in comparison with a traditional autoclave way. Work is urgent because resolves an issue of destruction of a microflora of raw materials by means of essentially new way of sterilization by low-temperature plasma by means of samogeneriruyemy in the IK camera - UF-radiation and a stream of electrons. Scientific novelty of the executed researches consists in theoretical justification of use low-rate-ratumoy of argon plasma for sterilization of alimentary raw materials in a retail container, the high nutrition and biological value of initial raw materials and finished goods allowing to keep. The comparative analysis of dependence of content of vitamins B the combined raw materials sterilized at rigid regimens in autoclaves and cold plasma is for the first time made. Depth of a penetration of prototypes above in comparison with control is established and increases with contents augmentation in compoundings of vegetable raw materials.

Appeal of food products of long storage (canned food, preserved food, pishchekontsentrats) will significantly increase due to almost full conservation of maintenance of valuable components of initial raw materials (amino acids, fatty acids, vitamins, essential trace substances).

Keywords: cold sterilization, argon plasma, the generator, microorganisms, the smoldering category.

тепловых характеристик промышленных струйных плазмотронов [7]. Были выполнены теоретические и экспериментальные исследования по перспективам применения технологии холодной плазмы в медицине, микробиологии, агропромышленном и лесном комплексах [4–6]. В зарубежных публикациях описывались эффекты бактерицидного действия нетепловой аргоновой плазмы на животных и человека [8–10].

Выполнено теоретическое обоснование возможности стерилизации сельскохозяйственного сырья низкотемпературной аргоновой плазмой, создана экспериментальная лабораторная установка, позволяющая разрабатывать режимы эффективного обеспложивания продуктов.

В медицинской промышленности уже используются установки для стерилизации инструментов и пластиковых материалов, однако в качестве рабочего агента для создания плазмы они используют перекись водорода, что нежелательно для пищевых продуктов.

К недостаткам разрабатываемой технологии относится отсутствие промышленного изготовления аппаратуры для стерилизации больших объемов консервируемой продукции. Однако Санкт-Петербургская фирма спроектировала установку с камерой на 100 и 200 дм³.

Научная и инновационная новизна работы заключается в высокой эффективности процесса кратковременной низкотемпературной стерилизации широкого ассортимента растительного и животного сырья и полуфабрикатов.

Потенциальный эффект новой технологии заключается в значительном улучшении качественных характеристик продукта и снижении затрат электроэнергии.

Актуальность применения компактных, высокопроизводительных низкотемпературных плазменных устройств подтверждена на примере стерилизации медицинских препаратов и инструментов. Внедрение способа холодной стерилизации позволит освоить до 70 % рынка стерилизуемой термолабильной продукции.

Существующие в настоящее время технологические линии консервирования пищевого сырья для стерилизации используют высокотемпературные автоклавы, режим работы которых приводит к разрушению почти 50 % витаминов и других БАВ. Чтобы сохранить термолабильные компоненты пищевого сырья необходимо снизить температуру тепловой обработки, но сохранить стерилизующий эффект.

Целью исследований является оптимизация процесса стерилизации комбинированных консервов с применением новых сохраняющих факторов.

Ранее в технологической практике не использовался феномен стерилизации сырья холодной аргоновой плазмой с помощью инфракрасного, ультрафиолетового облучения и потока быстрых электронов.

Теория и практика холодной плазмы. Исследовано действие низкотемпературной (не выше 40 °С) аргоновой плазмы, генерируемой СВЧ генератором, на процесс стерилизации пищевых продуктов. Холодная плазма имеет ряд специфических свойств, относящее её к особому четвёртому состоянию вещества.

Благодаря высокой подвижности заряженных частиц плазмы они могут легко перемещаться под действием электрических и магнитных полей. В случае нарушения электрической нейтральности некоторых областей плазмы из-за скопления частиц одного знака заряда, оно быстро ликвидируется. Возникающее электрическое поле перемещает заряженные частицы до восстановления электрической нейтральности.

Заряженные частицы плазмы, под воздействием кулоновских сил, сравнительно медленно теряют заряд с расстоянием. Благодаря тому, что каждая частица взаимодействует сразу со многими окружающими её частицами (наряду с хаотическим тепловым движением) частицы плазмы участвуют в упорядоченных движениях и в ней легко возбуждаются колебания и волны.

С ростом ионизации плазмы увеличивается её проводимость. Высокоионизированная плазма обладает сверхпроводниковой проводимостью.

Если использовать в качестве теплоносителя плазму с высокой удельной энтальпией, то процесс стерилизации можно сделать непрерывным, высокоинтенсивным,

с целью совмещения отдельных технологических стадий. Время собственно стерилизации продукта в тонком слое находится в интервале от 2 до 10 с. Схема процесса переработки загрязненных нефтепродуктами отходов в плазмохимической установке показана на рисунке 1.

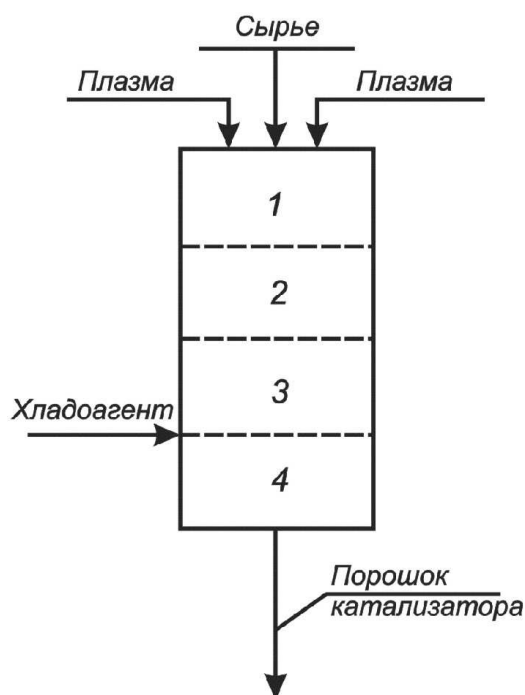


Рисунок 1 – Схема переработки загрязненных нефтепродуктами отходов в плазмохимической установке

В установке происходит нагрев отходов высокоэнтальпийной плазмой до равновесного испарения, резкая эвакуация растворителя при температуре равновесного испарения и термическое разложение растворенных веществ.

По теории Аксиомы Единства [1], радиус r вращения магнитной структуры фотона, изменяясь в диапазоне $(3 \cdot 10^{-3} \dots 3 \cdot 10^{-18})$ м, остаётся равным длине волны λ , которую описывает его центр масс.

В формулировке профессора Канарева Ф.М. «Плазмой является электронно-ионное состояние вещества, непрерывно излучающее и поглощающее фотоны, в соответствии с температурой этого вещества».

Длина волны фотонов для формирования температуры 1°C , будет равна:

$$\lambda_1 = \frac{C'}{T} = \frac{2,898 \cdot 10^{-3}}{273,15 + 1} = 10,570855 \cdot 10^{-6} \text{ м.} \quad (1)$$

Энергии фотонов, формирующих температуры 0°C и 1°C будут соответственно равны:

$$E_0 = \frac{h \cdot C}{\lambda_0} = \frac{6,626 \cdot 10^{-34} \cdot 2,998 \cdot 10^8}{1,602 \cdot 10^{-19} \cdot 10,609555 \cdot 10^{-6}} = 0,116882 \text{ eV.} \quad (2)$$

При этом разность энергий фотонов, при которой изменяется температура на 1°C , будет такой:

$$\Delta E = E_0 - E_1 = 0,116882 - 0,117304 = 0,0004 \text{ eV;} \quad (3)$$

$$E_0 = \frac{h \cdot C}{\lambda_0} = \frac{6,626 \cdot 10^{-34} \cdot 2,998 \cdot 10^8}{1,602 \cdot 10^{-19} \cdot 10,570855 \cdot 10^{-6}} = 0,117304 \text{ eV.} \quad (4)$$

Если термометр показывает 20 °С, то максимальное количество фотонов в зоне термометра, формирующих эту температуру, имеет длину волны:

$$\lambda_{20} = \frac{C'}{T} = \frac{2,898 \cdot 10^{-3}}{273,16 + 20} = 9,855 \cdot 10^{-6} \text{ м.} \quad (5)$$

При повышении температуры до 30 °С максимальное количество фотонов в единице объема в зоне термометра, формирующих эту температуру, имеет длину волны:

$$\lambda_{30} = \frac{C'}{T} = \frac{2,898 \cdot 10^{-3}}{273,16 + 30} = 9,560 \cdot 10^{-6} \text{ м.} \quad (6)$$

Когда термометр показывает 100°С, то максимальное количество фотонов в зоне термометра, формирующих эту температуру, имеет длину волны:

$$\lambda_{100} = \frac{C'}{T} = \frac{2,898 \cdot 10^{-3}}{273,16 + 100} = 8,010 \cdot 10^{-6} \text{ м.} \quad (7)$$

На кафедре Технологии продуктов питания животного происхождения КубГТУ разработана установка для стерилизации сельскохозяйственного сырья низкотемпературной аргоновой плазмой (НТАП). Мы предложили использовать плазмотрон для создания струи низкотемпературной плазмы, позволяющей стерилизовать пищевые продукты.

Используя НТАП как стерилизующий агент, следует решать вопросы с обеспечением безопасности, эффективностью способа и воспроизводимостью результатов эксперимента.

Принцип управления холодной плазмой основан на генерировании электрических разрядов газовой среде, когда часть электроэнергии направляется на производство энергетических электронов, которые взаимодействуя с рабочим газом и поверхностью электродов возбуждают атомы и молекулы, с образованием дополнительных ионов ионизацией газовой струи.

В общем виде холодная плазма представляет собой ионизированный газ, состоящий из положительных и отрицательных ионов, электронов, атомов в метастабильных состояниях и фотонов.

Характерные типы взаимодействий в плазме приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Характерные типы взаимодействий в холодной плазме

Способы возбуждения атомов и молекул	$e + A_2 \rightarrow A_2 + e$ $e + A \rightarrow A^* + e$	Приводит к появлению возбужденных состояний атомов и молекул при взаимодействии с электронами
Снятие возбуждения	$e + A;^* \rightarrow A + e + hv$	Возбужденные атомы и молекулы излучают фотоны при возвращении в основное состояние
Ионизация	$e + A_2 \rightarrow A_2^+ + e$	Частицы ионизируются электронами, образуя положительные ионы
Диссоциация	$e + A_2 \rightarrow 2A + e$	Неупругое взаимодействие электронов с молекулой вызывает ее диссоциацию без образования ионов
Объемная рекомбинация	$e + A + B \rightarrow A + B$	При рекомбинации противоположных зарядов происходит потеря плазмой заряженных частиц
Диссоциация Пеннинга	$M^* + A_2 \rightarrow 2A + M$	Взаимодействие метастабильных частиц с нейтральными приводит к ионизации или диссоциации
Ионизация Пеннинга	$M^* + A \rightarrow A^* + M + e$	
Обмен зарядом	$A^+ + B \rightarrow B^+ + A$	Передача заряда от иона нейтральной частице
Рекомбинация ионов	$A^+ + B^- \rightarrow AB$	Два сталкивающихся иона рекомбинируют, образуя молекулу
Электрон-ионная рекомбинация	$e + A_2^+ + M \rightarrow A_2 + M$	Заряженные частицы теряются плазмой за счет рекомбинации противоположных зарядов
Ион-ионная рекомбинация	$A^+ + B^+ + M \rightarrow AB + M$	Происходит за счет взаимодействия трех тел

Рассмотрим плазменные колебания и резонанс в однородном плоском слое со средней концентрацией электронов n . Плоский слой продукта толщиной d расположен перпендикулярно оси x . В определенный момент времени t электроны смещаются на расстояния $\delta x(t) < d$ по оси x . На границах слоя появляются противоположно заряженные слои толщиной δx с зарядами $\pm\sigma = \pm e \cdot \delta x \cdot n$. Проекция напряженности электрического поля на ось x составляет: $E_x = -4\pi \cdot en \cdot \delta x$. При этом каждый электрон внутри слоя приобретает ускорение $d^2(\delta x)/dt^2 = (e/m) E_x$.

Выдвинутая авторами гипотеза о технологических возможностях низкотемпературной аргоновой плазмы в качестве стерилизующего агента получила экспериментальное подтверждение при лабораторных исследованиях.

На рисунке 2 приведена схема установки для генерации низкотемпературной аргоновой плазмы.

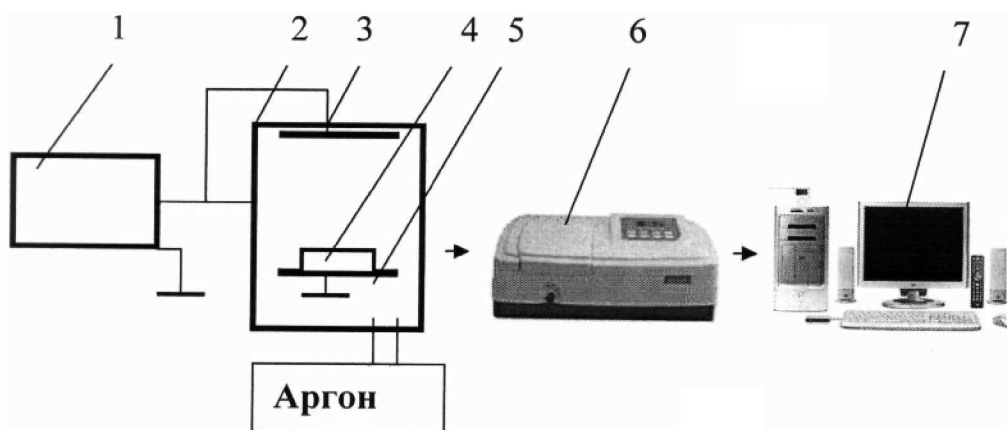


Рисунок 2 – Схема установки для генерации низкотемпературной аргоновой плазмы:
1 – магнетрон; 2 – разрядная камера; 3 – анод; 4 – продукт; 5 – катод; 6 – спектрофотометр;
7 – персональный компьютер

Используемая в проекте технология стерилизации пищевых продуктов холодной плазмой позволяет обрабатывать образцы продукции в течение 15–20 мин и расходом электроэнергии на работу магнетрона 9 кВт, по сравнению с автоклавной стерилизацией в течение 70 мин и расходом 22 кВт на обработку единицы продукции.

Как видно из рисунка 2 излучение разряда регистрируется СФ и подается через параллельный порт на ПЭВМ для обработки информации.

В лабораторных условиях стерилизация проводилась с помощью низкоэнергетичного (150–200 кэВ) сильноточного электронного пучка. На рисунке 3 приведена схема пучково-плазменного реактора.

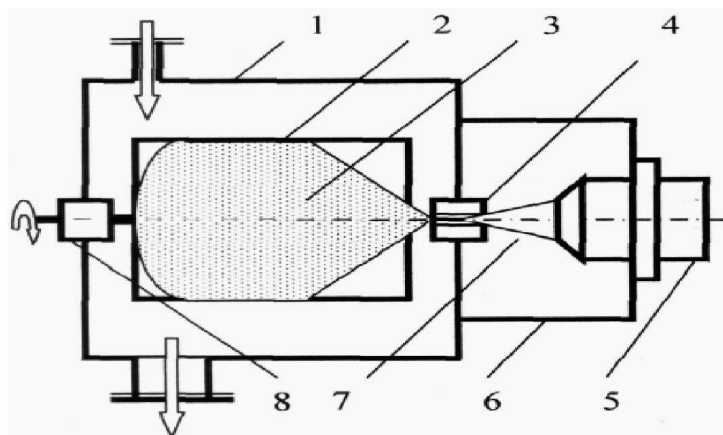


Рисунок 3 – Схема пучково-плазменного реактора:
1 – рабочая камера, 2 – вращающаяся реакционная камера, 3 – реакционный объем в виде аэрозоля,
4 – выводное устройство, 5 – электронная пушка, 6 – вакуумная камера, 7 – ЭП, 8 – электродвигатель

На рисунке 4 показан внешний вид аппарата для холодной плазменной стерилизации.

Технико-экономические показатели:

– Габаритные размеры, мм	600 × 500 × 350.
– Полезный объем стерилизационной камеры, дм	20.
– Потребляемая мощность в режиме, не более, Вт	90.
– Длительность процесса, не более, мин	15.
– Рабочая температура, не более, °С	55.
– Масса, не более, кг	40.

Стерилизатор работает от сети переменного тока номинальным напряжением (220 ± 22) В, частотой (50 ± 1 , 60 ± 1) Гц.

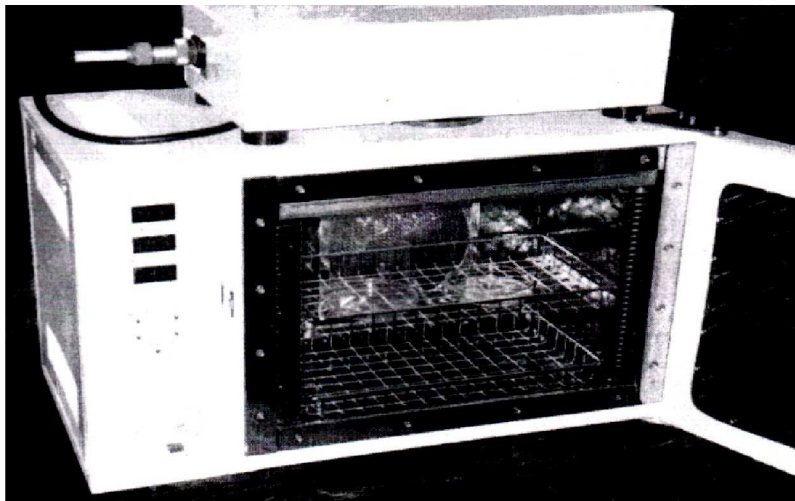


Рисунок 4 – Внешний вид аппарата для холодной плазменной стерилизации

В соответствии с рассчитанными нормами летальности были разработаны и обоснованы режимы стерилизации рыборастворительных консервов. Консервы стерилизовали в автоклаве и в плазменном стерилизаторе. Установлено, что в результате тепловой обработки продуктов в традиционном автоклаве уменьшается количество витаминов РР, В₁ и В₂ на 30 % и почти в 2 раза снижается содержание β-каротина и витамина С.

Проведены испытания лабораторной установки с помощью осциллографа LeCroy WaveAce 202 и тестеров цифрового Мастер М-890G+, аналогового Ц4313. Эксплуатация аппаратуры показала практически 100 %-ную достоверность воспроизведения формы сигнала, весьма высокую способность поддержания стабильного выходного напряжения, высокую стабильность генерируемых колебаний. Приведенные на рисунке 5 осциллограммы напряжения U и тока I сняты с помощью зонда, расположенного посередине между электродами низкотемпературного аргонового плазматрона.

Добавление аргона в водород ведет к увеличению электрического поля в положительном столбе, в то же время общее разрядное напряжение снижается. Это свидетельствует об уменьшении катодного и анодного падений потенциала в разряде водорода с аргоном.

Следует отметить, что зависимость катодного и анодного падений потенциала от давления газа для рабочих смесей Н₂ + Аг и Н₂ + Аг + СО₂ аналогична разряду в водороде, и величина $U_{ка}$ изменяется в интервале 400–700 В. Так как обычно анодное падение потенциала существенно меньше катодного в тлеющем разряде, то можно считать, что рассчитанное напряжение $U_{ка}$, в основном, связано с катодным падением потенциала.

Известно, что газовый разряд является дуговым, если катодное падение потенциала близко к энергии ионизации (> 20 В), т.е. наблюдаемый в наших экспериментах разряд по этому признаку является тлеющим разрядом. В классических тлеющих разрядах без поперечного магнитного поля катодное падение потенциала составляет

200–300 В и плотность тока $j \ll 1 \text{ A/cm}^2$. В разрядах повышенную плотность тока $j = 1 \text{ A/cm}^2$, по-видимому, обеспечивает вращение токового канала и более высокое значение катодного напряжения.

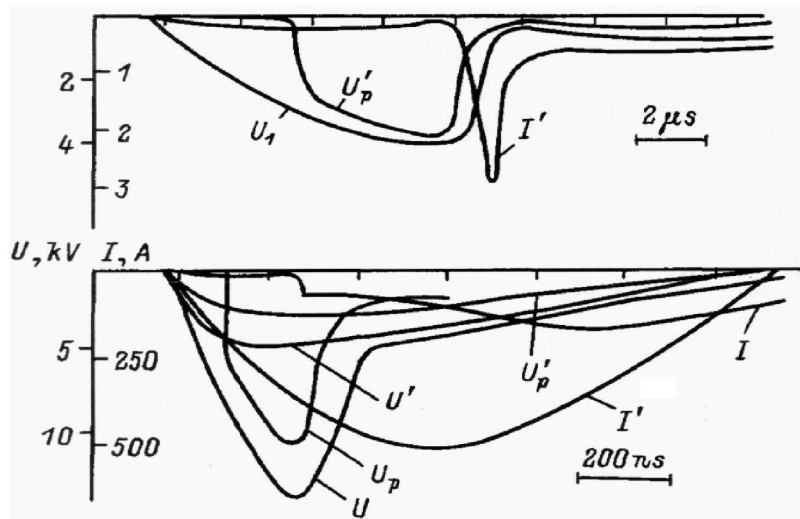


Рисунок 5 – Осциллограммы, иллюстрирующие разряд в аргоне

Апробация способа стерилизации продуктов холодной плазмой. Выполнена серия экспериментов по стерилизации рыборастворительного продукта потоком низкотемпературной плазмы. Контрольным образцом служил тот же продукт, но стерилизованный в традиционном автоклаве. Обработку проводили в аппарате для холодной плазменной стерилизации. Установлено, что холодная плазма порождает сильные окислители и поэтому отлично подходит для стерилизации продуктов. Низкотемпературная плазма с высокой пространственной однородностью, создаваемая в плотных газах является активной средой и используется в пучково-плазменном реакторе.

Для изучения физико-химических, структурно-механических, органолептических показателей на биологическую ценность рыбу и мясорастительных продуктов, обрабатываемых холодной плазмой, выполнили ряд реологических тестов.

Реологические показатели рыборастворительных консервов «Бутербродная паста» приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Реологические свойства стерилизованных консервов

Показатель	Структурно-механические характеристики модельных образцов консервов		
	Контрольный образец	В автоклаве	В плазме
Глубина пенетрации, $\text{м} \cdot 10^{-3}$	$3,58 \pm 0,27$	$3,75 \pm 0,20$	$4,27 \pm 0,20$
Предельное напряжение сдвига, кПа	$24,50 \pm 1,09$	$22,21 \pm 1,25$	$17,21 \pm 1,20$
Предельное напряжение среза, кПа	$84,92 \pm 0,26$	$77,11 \pm 0,30$	$71,62 \pm 0,20$
Работа резания, Дж/м^2	$468,03 \pm 2,13$	$406,26 \pm 2,14$	$378,73 \pm 2,16$

Судя по данным таблицы 2 можно сделать вывод, что глубина пенетрации образцов консервов, стерилизованных холодной плазмой, выше по сравнению с контрольным образцом. Это характеризует консистенцию опытных образцов как более мягкую.

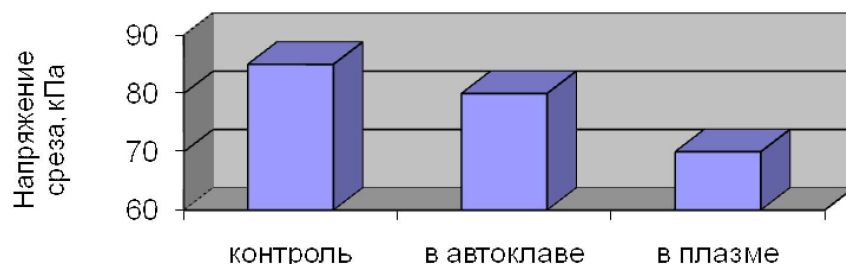


Рисунок 6 – Напряжение среза рыборастворительных консервов, стерилизованных в автоклаве и с помощью низкотемпературной плазмы

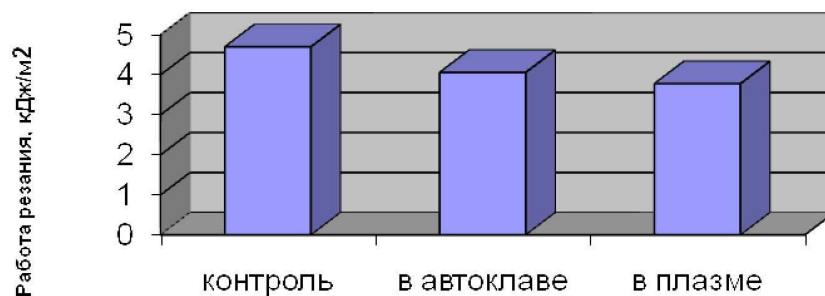


Рисунок 7 – Работа резания рыборастворительных консервов, стерилизованных в автоклаве и с помощью низкотемпературной плазмы

По величине предельного напряжения сдвига опытных образцов можно судить, что они ниже, чем контрольные образцы. Стерилизующий эффект холодной аргоновой плазмы изучался на суточных культурах микроорганизмов *Pseudomonas fluorescens*, *Staphylococcus aureus*, *Escherichia coli* с исходной концентрацией 5×10^4 КОЕ/мл в 50 мл физиологического раствора. На рисунке 2 представлена динамика инактивации микроорганизмов при обработке холодной аргоновой плазмой.

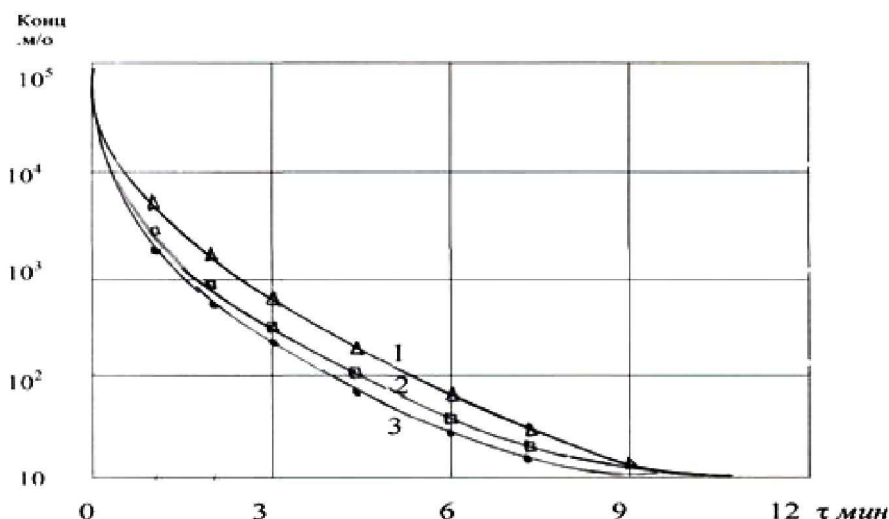


Рисунок 8 – Динамика инактивации микроорганизмов под воздействием холодной аргоновой плазмы: 1 – *Pseudomonas fluorescens*, 2 – *Staphylococcus aureus*, 3 – *Escherichia coli*

При увеличении продолжительности плазменной обработки до 10 мин происходит практически полное уничтожение вегетативных клеток и спор микроорганизмов.

На основе микробиологических исследований установлены режимы стерилизации комбинированных модельных смесей холодной аргоновой плазмой: $\tau = 10$ мин, $t = 37$ °C, $Ua = 3,5$ кВ, $Ja = 0,4$ А, $P = 26,6$ Па, $G = 0,04$ г/с, мощность УФ-облучения при длинах волн 309 и 316 нм составляла 90 мкВт/см², мощность ИК-облучения 40 мкВт/см².

Получены сведения о влиянии стерилизации комбинированных смесей холодной аргоновой плазмой и в автоклаве (швейцарской фирмы Phakma App Adate объемом 50 л) на содержание термолабильных веществ пищевого сырья (табл. 3).

Таблица 3 – Витаминный состав модельной смеси для рыборастворительных консервов «Бутербродная паста» после стерилизации

Способ стерилизации	Содержание витаминов, мг/100 г				
	Вит. С	Вит. В ₁	Вит. В ₆	Вит. РР	β-каротин
Автоклав	1,7	0,09	0,020	1,25	0,50
Холодная плазма	3,5	1,10	0,026	1,61	0,92

Данные таблицы 1 подтвердили преимущество нового способа стерилизации для сохранения витаминного состава модельных смесей.

Таким образом, выполненные исследования позволили рекомендовать способ холодной аргоновой плазменной стерилизации для обеспечения микробиологической безопасности комбинированных продуктов питания функционального назначения.

Литература:

1. Канарёв Ф.М. Начала физхимии микромира. Импульсная энергетика. – Том 2. – URL : i.120-bal.ru/fizika/19432/index.html
2. Касьянов Д.Г., Запорожский А.А. Применение холодной аргоновой плазмы для стерилизации мясных и рыбных консервов / сб. матер. междуна. научно практ. конф. «Технологии производства продукции из сырья животного и растительного происхождения». – Краснодар : КубГТУ, 2013. – С. 22–25.
3. Пискарев И.М. Применение генератора холодной плазмы для очистки ливневых стоков / И.М. Пискарев, Н.А. Аристова, П.П. Лихачев, В.А. Ушканов // Вода: Химия и Экология. – 2008. – 56 с.
4. Семенов А.П. Инактивация микроорганизмов в холодной аргоновой плазме атмосферного давления / А.П. Семенов, Б.Б. Богданов, Ц.В. Ранжуров и др. // Успехи прикладной физики. – Т. 2. – № 3. – С. 229–232.
5. Тихонов Е.А. Исследование влияния обработки посадочного материала картофеля водой обработанной холодной плазмой на интенсивность роста и урожайность // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. – 2013. – № 85. – 11 с.
6. Тихонов Е.А., Гостев К.В. Перспективы применения холодной плазмы промышленности в сфере живых систем // Наука и бизнес: Пути развития. – 2012. – № 3 – С. 75–78.
7. Фоменко О.Я. Разработка методов расчета и обобщения электрических и тепловых характеристик промышленных струйных плазмотронов : дис. ... канд. техни. наук. – Москва, 1996. – 134 с.
8. Ermolaeva S., Varfolomeev A., Chernukha M., Yurov D., Vasiliev M., Kaminskaya A., Moisenovich M., et al. Bactericidal effects of nonthermal argon plasma in vitro, in biofilms and in the animal model of infected wounds // J. Med. Microbiol. – 2010. – V. 9.
9. Fridman G., Peddinghaus M., Ayan H., Fridman A., Balasubramanian M., Gutsol A., Brooks A. Friedman G. Blood coagulation and living tissue sterilization by floatingelectrode dielectric barrier discharge in air // Plasma Chem. Plasma Process. – 2006. – V. 26. – P. 425–442.
10. Fridman G., Shekhter A.B., Vasilets V.N., Friedman G., Gutsol A., Fridman A. Applied plasma medicine // Plasma Process. – Polym, 2008. – V. 5. – P. 503–533.

References:

1. Kanaryov F.M. Beginnings of physical chemistry of a microcosm. Pulse power. – Volume 2. – URL : i.120-bal.ru/fizika/19432/index.html
2. Kasyanov D.G., Zaporizhia A.A. Use of cold argon plasma for sterilization of canned and canned fish / collection of materials of the international scientifically practical conference «Production technologies of production from raw materials of an animal and phytogenesis». – Krasnodar : KubG-TU, 2013. – P. 22–25.
3. Piskarev I.M. Use of the generator of cold plasma for cleaning of storm drains / I.M. Piskarev, N.A. Aristova, P.P. Likhachev, V.A. Ushkanov // Water: Chemistry and Ecology. – 2008. – 56 p.

4. Semenov A.P. An inactivation of microorganisms in cold argon plasma of atmospheric pressure / A.P. Semenov, B. B. Bogdanov, Ts. V. Ranzhurov, etc. // Achievements of applied physics. – T. 2. – No. 3. – P. 229–232.

5. Tikhonov E.A. A research of influence of processing of landing material of potatoes water the conditioned cold plasma on intensity of growth and productivity // the Politemati-chesky network online scientific magazine of the Kuban state agricultural university. – 2013. – No. 85. – 11 p.

6. Tikhonov E.A., Gostev K.V. The prospects of use of cold plasma of the industry in the sphere of live systems // Science and business: Ways of development. – 2012. – No. 3 – P. 75–78.

7. Fomenko O.Ya. Development of methods of calculation and synthesis of electric and thermal characteristics of industrial jet plasmatrons: yew.... edging. tekhn. sciences. – Moscow, 1996. – 134 p.

8. Ermolaeva S., Varfolomeev A., Chernukha M., Yurov D., Vasiliev M., Kaminskaya A., Moisenovich M., et al. Bactericidal effects of nonthermal argon plasma in vitro, in biofilms and in the animal model of infected wounds // J. Med. Microbiol. – 2010. – V. 9.

9. Fridman G., Peddinghaus M., Ayan H., Fridman A., Balasubramanian M., Gutsol A., Brooks A. Friedman G. Blood coagulation and living tissue sterilization by floatingelectrode dielectric barrier discharge in air // Plasma Chem. Plasma Process. – 2006. – V. 26. – P. 425–442.

10. Fridman G., Shekhter A.B., Vasilets V.N., Friedman G., Gutsol A., Fridman A. Applied plasma medicine // Plasma Process. – Polym, 2008. – V. 5. – P. 503–533.

**ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
В ОБРАЗОВАНИИ**



**INNOVATIVE TECHNOLOGIES
IN EDUCATION**

УДК 377

**КУРСОВОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПО СИСТЕМАМ ВОДОСНАБЖЕНИЯ
КАК ИНСТРУМЕНТ ФОРМИРОВАНИЯ
ПРОФЕССИОНАЛЬНЫХ КОМПЕТЕНЦИЙ ВЫПУСКНИКОВ**

**COURSE DESIGN FOR WATER-SUPPLY SYSTEMS AS A TOOL
OF FORMATION OF PROFESSIONAL COMPETENCIES OF GRADUATES**

Будагова Наталья Ивановна

преподаватель,
Пашковский сельскохозяйственный колледж
ivan_budagov@mail.ru

Budagova Natalya Ivanovna

Teacher,
Pashkovsky agricultural college
ivan_budagov@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрено роль и место курсового проектирования по системам водоснабжения как инструмента формирования профессиональных компетенций.

Annotation. The article considers the role and place of course design for water-supply systems as a tool of formation of professional competence.

Ключевые слова: водоснабжение, системы водоснабжения, профессиональные компетенции, курсовое проектирование.

Keywords: water supply, water supply system, professional competence, course design.

Работа любого техника, связанного с системами водоснабжения это череда совершенно, непохожих по содержанию и условиям возникновения задач, которые необходимо решать в различные сроки. Только компетентный постоянно совершенствующийся специалист, обладающий соответствующими компетенциями и умеющий их применять, способен решать разнообразные задачи. Еще в 1910 году в инструкции Морского технического комитета было сказано: «Никакая инструкция не может перечислить всех обязанностей должностного лица, предусмотреть все отдельные случаи и дать вперед соответствующие указания, а поэтому господа инженеры должны проявить инициативу и, руководствуясь знаниями своей специальности и пользой дела, принять все усилия для оправдания своего назначения» [1].

Поэтому одним из инструментов обеспечивающим формирование способности будущего техника решать задачи, определяемые условиями профессиональной деятельности, наряду с расширением профессионально кругозора, является курсовое проектирование [2]. Курсовое проектирование выступают важной формой активизации процесса освоения знаний, практического опыта при подготовке специалиста.

Проектирование систем водоснабжения – это сложная многоступенчатая деятельность, осуществляемая на современных знаниях, технологий, умений. Профессионализация проекта повышается за счет использования современных материалов, технологий и оборудования, использование средств информационных и коммуникационных технологий. Такая форма организации обучения позволяет повысить эффективность обучения по специальности 08.02.07 – «Монтаж и эксплуатация внутренних сантехнических устройств, кондиционирования воздуха и вентиляции». Она обеспечивает систему действенных обратных связей, что способствует развитию личности самореализации не только обучающихся, но и преподавателей, принимающих участие в разработке курсового проекта. Им предоставляются новые возможности осмысления собственного опыта, совершенствования своего профессионального мастерства, дальнейшего углубления педагогического сотрудничества, направленного на укрепление междисциплинарных связей, выработку единства требований, что, в конечном счете, способствует оптимизации учебного процесса на основе его информатизации.

Цель курсового проектирования по системам водоснабжения заключается в закреплении, систематизировании и комплексном обобщении знаний обучающегося по отдельным междисциплинарным курсам профессионального модуля; развитии навыков самостоятельной творческой работы; обучении практическим аспектам примене-

ния полученных теоретических знаний; в способности пользоваться справочной литературой, стандартами, другими нормативно-техническими документами, компьютерными и телекоммуникационными средствами [3].

Таким образом, выполнение курсовой работы (проекта) при обучении является начальным этапом подготовки профессионального специалиста. На нем происходит закрепление и расширение теоретических и практических знаний по специальности и применение их при решении производственных задач.

Литература:

1. Циркуляр морского технического комитета. – URL : <https://dostrog.wordpress.com/2009/10/22/>
2. Будагова Н.И. Три причины по которым нужно бывать на профессиональных конференциях и выставках.
3. ФГОС СПО по специальности 08.02.07 Монтаж и эксплуатация внутренних сантехнических устройств, кондиционирования воздуха и вентиляции. – URL : http://www.rndsk.ru/uploads/pdf3/FGOS_08.02.07.pdf

References:

1. Circular of the marine technical Committee. – URL : <https://dostrog.wordpress.com/2009/10/22/>
2. Budaqov N.I. Three reasons why you need to go to professional conferences and exhibitions.
3. Fgos SPO on a speciality by specialty 08.02.07 Installation and operation of internal sanitary devices, air-conditioning and ventilation. – URL : http://www.rndsk.ru/uploads/pdf3/FGOS_08.02.07.pdf

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, № 1

SCIENTIFIC MULTIDISCIPLINARY MAGAZINE
SCIENCE. ENGINEERING. TECHNOLOGY
(polytechnical bulletin)

2017, № 1

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 10.04.2017.
Подписано в печать 12.04.2017.
Формат 60 x 84¹/₈.
Бумага офсетная.
Печать riso.
Уч.-изд. л. 10,5.
Тираж 500 экз.

It is handed over in a set 10.04.2017.
It is sent for the press 12.04.2017.
Format 60 x 84¹/₈.
Offset paper.
Riso press.
Ed.-prod. l. 10,5.
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 № 1710

Order No. 1710

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