

БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ

Материалы II Международной
научно-практической конференции
(31 марта 2018 г.)



*Памяти доктора технических наук, профессора,
Заслуженного деятеля науки и техники РФ,
Заслуженного изобретателя РФ,
академика Международной и Российской инженерных академий,
Анатолия Ивановича Булатова
посвящается*

READINGS OF A.I. BULATOV

Materials of II International
scientific and practical conference
(on March 31, 2018)



*Dedicated in memories of Doctor of Technical Sciences, professor,
Honored worker of science and technology of the Russian Federation,
Honored inventor of the Russian Federation,
Academician of the International and Russian
engineering academies,
Anatoly Ivanovich Bulatov*

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

САВЕНОК Ольга Вадимовна

доктор технических наук, профессор кафедры Нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», Лауреат премии администрации Краснодарского края в области образования за 2015 год.

SAVENOK Olga Vadimovna
Doctor of Technical Sciences, Professor of department of Oil and gas engineering department named after professor G.T. Vartumyan FGBOU VO «Kuban state technological university», Winner of an award of administration of Krasnodar Region in the field of education for 2015.

ЗАМЕСТИТЕЛЬ ГЛАВНОГО РЕДАКТОРА: ----- DEPUTY CHIEF EDITOR:

ПАРИНОВА Татьяна Анатольевна

старший преподаватель кафедры русского языка ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет».

PARINOVA Tatyana Anatolyevna
Senior Lecturer of department of Russian Language FGBOU VO «Kuban state technological university».

АГЗАМОВ Фарит Акрамович

доктор технических наук, профессор, профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», член Российской Академии Естественных Наук (РАЕН), член Академии горных наук, член диссертационного совета Д 212.289.04 на базе ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», член диссертационного совета Д 222.018.01 на базе Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти имени В.Д. Шашина (ПАО «Татнефть»), Заслуженный деятель науки Российской Федерации, Заслуженный деятель науки Республики Башкортостан.

AGZAMOV Farit Akramovich

Doctor of Technical Sciences, Professor, Professor of «Drilling of Oil and Gas Wells» department FGBOU VO «Ufa state oil technical university», Member of the Russian Academy of Natural Sciences (Russian Academy of Natural Sciences), Member of Academy of mountain sciences, Member of dissertation council D 212.289.04 on the basis of FGBOU VO «The Ufa state oil technical university», Member of dissertation council D 222.018.01 on the basis of the Tatar research and design institute of oil of V.D. Shashin (PJSC «Tatneft»), Honored worker of science of the Russian Federation, Honored worker of science of the Republic of Bashkortostan.

БЕКЕТОВ Сергей Борисович

доктор технических наук, профессор, профессор кафедры геофизических методов поисков и разведки месторождений полезных ископаемых ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет», Почётный работник науки и техники РФ, Почётный работник газовой промышленности, Почётный работник топливно-энергетического комплекса, Почётный работник науки и техники Российской Федерации, Патриарший знак св. великомученицы Варвары.

BEKETOV Sergey Borisovich

Doctor of Technical Sciences, Professor, Professor of department of geophysical methods of search and investigation of the mineral deposits FGAOU VO «North Caucasian federal university», Honorary worker of science and technology of the Russian Federation, Honorary worker of the gas industry, Honorary worker of fuel and energy complex, Honorary worker of science and technology of the Russian Federation, Patriarchal sign of the Saint great martyr Varvara.

ГОЛЬЧИКОВА Надежда Николаевна

доктор геолого-минералогических наук, доцент, заведующая кафедрой геологии нефти и газа ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет», член-корреспондент РАЕН, член УМО по прикладной геологии специальности «Геология нефти и газа», член Русского географического общества.

GOLCHIKOVA Nadezhda Nikolaevna

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Associate professor, Head of geology of oil and gas department FGBOU VO «Astrakhan state technical university», Corresponding member of the Russian Academy of Natural Sciences, Member of UMO on applied geology of specialty «Geology of Oil and Gas», Member of the Russian Geographical Society.

МУХАМЕДГАЛИЕВ Бахтиёр Абдукадирович

доктор химических наук, профессор, профессор кафедры «Строительные материалы и химия» Ташкентского архитектурно-строительного института, профессор Университета КЕИО (Иокогама, Япония), региональный эксперт ООН по Центрально-Азиатскому региону по вопросам охраны окружающей среды и экологии, региональный эксперт международной научно-технической программы «Global Environment System Lieders» (Japan) по странам Юго-Восточной и Центральной Азии, учёный секретарь экспертной комиссии ВАК Республики Узбекистан по естественным наукам, эксперт Госкомитета Республики Узбекистан по науке и инновационным технологиям, почётный профессор Каракалпакского государственного университета имени Бердак.

MUKHAMEDGALIYEV Bakhtiyor Abdukadirovich

Doctor of Chemical Sciences, Professor, Professor of «Construction Materials and Chemistry» department of Tashkent architectural and construction institute, Professor of the KEIO University (Yokohama, Japan), Regional Expert of the UN in the Central Asian region in environmental protection and ecology, Regional Expert of the international scientific and technical program «Global Environment System Lieders» (Japan) in the countries of Southeast and Central Asia, Scientific Secretary of commission of experts of VAK of the Republic of Uzbekistan in natural sciences, Expert of the State Committee of the Republic Uzbekistan in science and innovative technologies, Honorary professor of the Karakalpak state university named after Berdak.

МУХАМЕТШИН Рустам Закиевич

доктор геолого-минералогических наук, профессор, профессор кафедры геологии нефти и газа имени академика А.А. Трофимука ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет», член-корреспондент Российской Академии Естественных Наук (РАЕН) (2015), член Общества экспертов России по недропользованию (ОЭРН), эксперт Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ РФ).

MUKHAMETSHIN Rustam Zakiyevich

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Professor of department of geology of oil and gas of a name of the academician A.A. Trophimuk FGAOU VO «The Kazan (Volga) federal university», Corresponding Member of the Russian Academy of Natural Sciences (RANS) (2015), Member of Society of Experts of Russia on subsurface use (OERN), Expert of the State Commission on Mineral Reserves (GKZ of the Russian Federation).

СИМОНЯНЦ Сергей Липаритович

доктор технических наук, профессор, профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, действительный член (академик) Российской академии естественных наук (РАЕН), действительный член академии технологических наук РФ, член диссертационного совета Д 212.200.15 на базе Российского государственного университета (национальный исследовательский университет) нефти и газа имени И.М. Губкина, член Экспертного совета по проблемам нефти и газа ВАК при Минобрнауки России, Лауреат премии имени академика И.М. Губкина (1989), Почётный нефтяник (1998), Почётный работник топливно-энергетического комплекса (2000), Почётная серебряная медаль В.И. Вернадского, РАЕН

(2010), награждён медалью «В память 850-летия Москвы» (1997), член редакционных советов научно-технических журналов «Вестник Ассоциации буровых подрядчиков» и «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море».

SIMONYANTS Sergey Liparitovich

Doctor of Technical Sciences, Professor, Professor of Department of drilling of oil and gas wells of RGU of oil and gas named after I.M. Gubkin, Full Member (Academician) of the Russian Academy of Natural Sciences (RANS), Full Member of Academy of Technological Sciences of the Russian Federation, Member of dissertation council D 212.200.15 on the basis of the Russian state university (the national research university) of oil and gas of I.M. Gubkin, Member of Advisory Council on problems of oil and gas of VAK at the Ministry of Education and Science of the Russian Federation, Winner of an Award of a named after academician I.M. Gubkina (1989), Honourable Oil Industry Worker (1998), Honorary Worker of fuel and energy complex (2000), Honourable Silver Medal of V.I. Vernadsky, Russian Academy of Natural Sciences (2010), Awarded with a medal «In Commemoration of the 850th Anniversary of Moscow» (1997), Member of editorial councils of the scientific and technical magazines «Bulletin of Association of drilling contractors» and «Construction of oil and gas wells by land and by sea».

СОЛОВЬЁВА Валентина Николаевна

кандидат технических наук, старший научный сотрудник, Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности РФ.

SOLOVYYOVA Valentina Nikolaevna

Candidate of Technical Sciences, Senior Research Associate, Honoured Worker of the oil and gas industry of the Russian Federation.

ТРЕТЬЯК Александр Яковлевич

доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Нефтегазовые техника и технологии» ФГБОУ ВО «Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова», академик РАЕН, председатель диссертационного совета Д 212.304.07 при ФГБОУ ВО «ЮРГПУ (НПИ) имени М.И. Платова», Почётный разведчик недр, Почётный работник высшего профессионального образования Российской Федерации, награждён орденом Российской академии естественных наук «За пользу Отечеству» имени В.Н. Татищева, награждён медалью «За заслуги перед университетом», Заслуженный работник высшей школы Российской Федерации, присвоено почётное звание «Заслуженный профессор ЮРГТУ (НПИ)».

TRETIK Alexander Yakovlevich

Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of Department «Oil and gas equipment and technologies» FGBOU VO «The southern Russian state polytechnical university (NPI) of M.I. Platov», Academician of the Russian Academy of Natural Sciences, Chairman of dissertation council D 212.304.07 at FGBOU VO «YURGPU (NPI) of M.I. Platov», Honourable prospector of subsoil, Honorary Worker of higher education of the Russian Federation, Awarded the order the Russian academy of natural sciences «For advantage to the Fatherland» named after V.N. Tatishchev, Honoured worker of the higher school of the Russian Federation, Awarded with the medal «For Merits before the University», Honorary title «Honored professor of YURGTU (NPI)».

ХИЖНЯК Григорий Петрович

доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Нефтегазовые технологии» ФГБОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет».

HIZHNYAK Grigory Petrovich

Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of Department «Oil and gas technologies» FGBOU VO «Perm National Research Polytechnical University».

ЯРЕМИЙЧУК Роман Семёнович

доктор технических наук, профессор, профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Ивано-Франковского национального технического университета нефти и газа, Заслуженный деятель науки УССР, Лауреат Государственной премии в области науки Украины, награждён орденом «За заслуги» 3-ей степени, действительный член Научного общества имени Шевченко, академик Украинской нефтегазовой академии, Иностраный член Российской академии естественных наук имени В. Вернадского, награждён серебряной медалью имени Вернадского.

YAREMIYCHUK Roman Semyonovich

Doctor of Technical Sciences, Professor, Professor of Department of drilling of oil and gas wells of the Ivano-Frankivsk national technical university of oil and gas, Honored Worker of Science of USSR, Winner of the State Award in the field of science of Ukraine, Awarded the order «For Merits» of the 3-rd degree, Full Member of Scientific Organization of Shevchenko, Academician of the Ukrainian oil and gas Academy, Foreign Member of the Russian Academy of Natural Sciences of V. Vernadsky, Awarded with a silver medal named after Vernadsky.

Доктор Джошуа Лелези Конне

доктор химии материалов, Бристоль, Великобритания, старший лектор, отдел химии, отделение естественных наук, государственный университет рек, Порт-Харкорт, Нигерия.

Dr. Joshua Lelesi Konne

PhD Materials Chemistry, Bristol, UK, Senior Lecturer, Chemistry Department, Faculty of Science, Rivers State University, Port Harcourt, Nigeria.

БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ

**Материалы II Международной
научно-практической конференции
(31 марта 2018 г.)**

Зарегистрировано в Национальном агентстве ISSN
Российской Федерации 27.07.2017

ISSN 2587-8913

Том 2

Часть 1:

**РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Сборник статей

Краснодар
2018

УДК 622.1+622.323
ББК 33.1+33.36
Б90

Б90 Булатовские чтения : материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.) : в 7 т. : сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг.

Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – Ч. 1. – 256 с.

Сборник содержит материалы II Международной научно-практической конференции «Булатовские чтения», проведенной в г. Краснодаре 31 марта 2018 г., посвященной памяти выдающегося инженера-нефтяника, доктора технических наук, профессора, академика Анатолия Ивановича Булатова.

Участники конференции дали всестороннюю характеристику развития нефтегазовой отрасли, проанализировали применяемые на сегодняшний день методы, технику и технологии и сделали предложения по их модернизации; выработали рекомендации по дальнейшему развитию прикладных направлений научных исследований; внесли предложения по совершенствованию кадрового обеспечения и международному сотрудничеству.

В сборнике изложены результаты исследовательских и опытно-конструкторских работ по широкому кругу вопросов, а также рассмотрены актуальные вопросы и проблемы освоения углеводородного потенциала Российской Федерации и зарубежных стран. Решение поставленных задач отражено в создании новых технологий разработки нефтегазовых месторождений, добычи, транспортировки и переработки углеводородного сырья. Широко представлены вопросы истории и современного состояния нефтегазового комплекса, подготовки кадров, разработки и внедрения энергетического и технологического оборудования, экономических и правовых исследований.

Научное издание предназначено для докторов и кандидатов наук различных специальностей, преподавателей вузов, докторантов, аспирантов, магистрантов, практикующих специалистов, студентов учебных заведений, а также всех, проявляющих интерес к рассматриваемой проблематике с целью использования в научной работе и учебной деятельности.

Издание выполнено в виде 7 томов, соответствующих тематическим направлениям работы конференции.

Материалы публикуются в авторской редакции. За достоверность сведений, изложенных в статьях, ответственность несут авторы.

Мнение редакции может не совпадать с мнением авторов статей. При использовании и заимствовании материалов ссылка на издание обязательна.

ББК 33.1+33.36
УДК 622.1+622.323

© Коллектив авторов, 2018
© ООО «Издательский Дом – Юг», 2018

READINGS OF A.I. BULATOV

**Materials of II International
scientific and practical conference
(on March 31, 2018)**

It is registered in the National agency ISSN of
the Russian Federation 07.27.2017

ISSN 2587-8913

Volume 2

Part 1:

**DEVELOPMENT OIL AND GAS
FIELDS**

Conference bulletin

Krasnodar
2018

UDC 622.1+622.323
BBC 33.1+33.36
Б90

Б90 Readings of A.I. Bulatov : Materials of II International scientific and practical conference (On March 31, 2018) : in 7 v. : Conference bulletin / Under the general editor, Doctor of Technical Sciences, Professor O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South.

V. 2 in 2 part: Development oil and gas fields. – 2018. – Part 1. – 256 p.

The Conference bulletin contains materials of the II International scientific and practical conference «Readings of A.I. Bulatov» held in Krasnodar on March 31, 2018 devoted to memory of the outstanding oil engineer, Doctor of Technical Sciences, Professor, Academician Anatoly Ivanovich Bulatov.

Participants of the Conference gave a comprehensive characteristic of the development of oil and gas fields, analysed the methods applied today, the equipment and technology and made offers on their modernization; developed recommendations about further development of applied scientific research; made offers on improvement of staffing and the international cooperation.

In the Conference bulletin results of research and developmental works on a wide range of questions are stated and also topical issues and problems of development of hydrocarbon capacity of the Russian Federation and foreign countries are considered. The solution based on the objectives is reflected in creation of new technologies of development of oil and gas fields, production, transportation and processing of hydrocarbon raw materials. Questions of history and the current state of an oil and gas complex, training, development and deployment of power and processing equipment, economic and legal researches are widely presented.

The scientific publication is intended for doctors and candidates of science of various specialties, teachers of higher education institutions, doctoral candidates, graduate students, undergraduates, practicing experts, students of educational institutions and also everyone, showing interest in the considered perspective for the purpose of use in scientific work and educational activity.

The edition is executed in 7 volumes corresponding to the thematic areas of the Conference.

Materials are published in author's original form as they were presented. Authors bear the reliability and responsibility of the data stated in the articles.

Editorial opinion can not coincide with opinion of authors of articles. It is obligatory that all materials cited are referenced.

BBC 33.1+33.36
UDC 622.1+622.323

© Group of authors, 2018
© LLC «Publishing House – South», 2018



ОГЛАВЛЕНИЕ

TABLE OF CONTENTS

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ

DEVELOPMENT OIL AND GAS
FIELDS

Аббасов А.А. оглы, Сулейманов А.А. оглы, Аббасов Э.М. оглы, Новрузалиев Б.Ф. оглы Оптимизация режима работы газлифтных скважин на основе устьевой информации	23
Abbasov A.A., Suleymanov A.A., Abbasov E.M., Novruzaliyev B.F. Optimization of an operating mode of gas-lift wells on the basis of estuarial information	
Аббасова С.В. Диагностирование зон неподверженных процессу дренажа	29
Abbasova S.V. Diagnostics of zones undisclosed by the drainage process	
Абдуллаева Э.С. кызы Повышение нефтеотдачи пласта путем восстановления проницаемости призабойной зоны скважин	32
Abdullayeva E.S. Enhanced oil recovery through restoration of the bottomhole zone permeability	
Абдулхаков Р.Р., Захарова Е.Ф. (научный руководитель) Некоторые аспекты оценки ГТМ на нагнетательном фонде длительно эксплуатируемых объектов	35
Abdulhakov R.R., Zaharova E.F. (Scientific adviser) Some aspects of the geological and technical measures on the injection fund of long-running wells	
Алиев А.М. оглы, Сардарова И.З. кызы К вопросу экспериментальных исследований в газлифтных скважинах	39
Aliyev A.M., Sardarova I.Z. To the issue of experimental researches in gas-lift wells	
Амирова Г.Р., Гайнетдинов Р.Х. Обоснование системы разработки пласта Ач месторождения N	41
Amirova G.R., Gainetdinov R.K. Justification of system of development of ACh layer of the field N	
Арсланов И.Р., Гусарова Е.И., Телин А.Г. Разработка водоизолирующего состава на основе органоминерального комплекса для проведения ремонтно-изоляционных работ	44
Arslanov I.R., Gusarova E.I., Telin A.G. Development of water shut-off composition on the basis of the organo-mineral complex for squeeze	
Арсланов А.Р., Иксанов И.М. Исследования на пропантной пачке Туронской залежи при моделировании гидравлического разрыва пласта	47
Arslanov A.R., Iksanov I.M. Research on enhancement packs Turonian deposits in the modeling of hydraulic fracturing	
Аскерова Р.И. О волновом воздействии на морские гидротехнические сооружения	51
Askerova R.I. About wave impact on marine hydrotechnical structures	
Ахмед Ф.Ф. Контроль песка ферроцементной композицией при разработке месторождений сложенных слабосцементированными пластами	54
Ahmed F.F. Sand control by ferrocement composition in the development of deposits composed of weakly cemented layers	



Ахмедов З.М., Гулгезли А.С., Ахмедов А.С. О выделении песка в пластах при эксплуатации нефтяных скважин с помощью глубинных насосов	60
Akhmedov Z.M., Gulgezli A.S., Akhmedov A.S. About release of sand in layers at operation of oil wells by means of deep pumps	
Баландин Л.Н., Грибенников О.А., Свиридова И.А. Текущее состояние работы добывающих скважин в зависимости от забойных давлений	65
Balandin L.N., Gribennikov O.A., Sviridova I.A. Current state of work of producing wells depending on BHP	
Баспаев Е.Т., Аяпбергенов Е.О., Рзаева С.Д. Выбор жидкости глушения скважин для условий месторождения Узень	70
Baspayev Ye.T., Ayapbergenov Ye.O., Rzayeva S.J. The choice of liquid of muffling of wells for field Uzen conditions	
Березовский Д.А., Кусов Г.В. Определение расчётных показателей процесса солянокислотной обработки в скважине № 23 Южно-Шапкинское месторождения	76
Berezovskiy D.A., Kusov G.V. Determination of the calculating indicators of the process by hydrochloric acid in well № 23 of the Yuzhno-Shapkinskoye field	
Будкевич Р.Л., Насыров И.М., Хасаншин Д.З. Анализ перспективных технологий улучшения многостадийного гидроразрыва пласта	88
Budkevich R.L., Nasyrov I.M., Khasanshin D.Z. Analysis of advanced technologies for improving multistage hydraulic fracturing	
Будкевич Р.Л., Шайхразиева Л.Р. Исследование свойств поверхностно-активных веществ для интенсификации добычи высоковязкой нефти	91
Budkevich R.L., Shaihrazieva L.R. Investigation of the properties of surfactants for the intensification of production of high-viscosity oil	
Буркова А.А. Определение источников обводнения добываемой углеводородной продукции	94
Burkova A.A. Determination of sources of watering of produced hydrocarbon products	
Буркова А.А. Пароциклическое воздействие на призабойную зону пласта	98
Burkova A.A. Cyclic steam impact on the bottomhole formation zone	
Гаджиев А.А. О перспективах доработки низкопроницаемых зон	105
Gadzhiev A.A. About the prospects of further development of low-permeability zones	
Гаджиев А.А., Шафиев Т.Х. Исследование вытеснения нефти газом и водогазовыми смесями в однородной и слоисто-неоднородной средах	107
Gadzhiev A.A., Shafiyev T.H. Study on gas and gas-and-water oil displacement using various version water-gas blends in homogeneous and heterogeneous porous medium	
Гайсин А.В., Фаресов А.В. Исследования эффективности ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений	111
Gaysin A.V., Faresov A.V. The study of the effectiveness of inhibitors asphalt-resin-paraffin deposits	
Гайсин А.В., Фаресов А.В. Борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в нефтегазовой отрасли	114
Gaysin A.V., Faresov A.V. Fight against asphalt and paraffin deposits in oil and gas industry	
Галимова А.А., Муслимов Б.Ш. Методика экспресс-оценки эффективности подземного хранения газа	118
Galimova A.A., Muslimov B.S. Methodology of express-estimation of efficiency of underground storage of gas	



- Гасанов Р.А., Бекиров Ш.Х., Гасымова Т.М., Рамазанов Ф.Х., Зейналов А.И.**
Распознавание состава тампонажного раствора соответствующего его оптимальным свойствам ... 126
Gasanov R.A., Bekirov Sh.Kh., Gasymova T.M., Ramazanov F.Kh., Zeinalov A.I.
Recognition of composition of grouting solution corresponding to its optimum properties
- Гасумов Р.А.**
К вопросу об определении положения водонефтяного контакта при освоении малых месторождений (на примере Журавско-Воробьевского нефтяного месторождения) 131
Gasumov R.A.
On the issue of water-oil contact localization in the development of small fields (by example of the Zhuravsko-Vorobyevskoye oil field)
- Головин Н.А., Малышев В.Л.**
Исследование особенностей опробования и последующей выработки запасов нефти в линзовидных коллекторах 137
Golovin N.A., Malyshev V.L.
Research of features of approbation and following oil reserves in linzedic collectors
- Грибенников О.А., Шумахер М.Ю., Рудь О.Н.**
Вопрос оптимизации работы УЭЦН на примере Бобровского месторождения «Оренбургнефть» 144
Gribennikov O.A., Shumakher M.Y., Rudi O.N.
Question of optimization of ESP operation on the example of Bobrovskoye deposit «Orenburgneft»
- Гусейнова Н.И.**
Определение направления и скорости движения закачиваемой в продуктивный горизонт жидкости путем расчета гидродинамических показателей пластового потока 149
Huseynova N.I.
Determination of the injection fluid's direction and speed in the productive horizon by calculating the hydrodynamic parameters of the formation flow
- Гусейнова Д.Ф.**
Оценка степени дренируемости нефтяной залежи в условиях недостаточности информации 152
Guseynova D.F.
Assessment of degree of drainability of the oil pool in the conditions of insufficiency of information
- Давлетшин Д.Ф., Мратшин А.Б., Фаресов А.В.**
Подбор ингибитора коррозии для условий эксплуатации объекта Арктического шельфа 156
Davletshin D.F., Mratshin A.B., Faresov A.V.
Selection of a corrosion inhibitor for the operating conditions of an Arctic shelf facility
- Дементьев В.Б., Иванова Т.Н., Коршунов А.И.**
Исследования физико-механических характеристик штанг глубиннонасосного оборудования при их изготовлении 159
Dementiev V.B., Ivanova T.N., Korshunov A.I.
The study of physical-chemical characteristics of sucker rods of downhole equipment during their manufacturing
- Долгих Р.С., Машкин В.А., Суворов И.Ф., Забелин В.О.**
Автоматизация бизнес-процессов производства, контроля и анализа на предприятии 164
Dolgikh R.S., Mashkin V.A., Suvorov I.F., Zabelin V.O.
Automation business processes, control and analytics in the enterprise
- Еремеев И.В., Кохляков А.В., Малая А.Р.**
Оценка факторов, влияющих на эффективность системы поддержания пластового давления путем применения водогазового воздействия 168
Yeremeyev I.V., Kokhlyakov A.V., Malaya A.R.
Assessment of the factors influencing system effectiveness of maintenance of reservoir pressure by application of water gas influence
- Захарченко Е.И., Захарченко Ю.И.**
Применение марковских моделей к анализу разработки нефтегазовых месторождений и оценке дебитов скважин 170
Zakharchenko E.I., Zakharchenko Yu.I.
Application of Markov models to the analysis of development oil and gas fields and assessment of outputs of wells



Ибрагимов Х.М., Гусейнов Ш.Ш. Промышленное испытание термохимического реагента с целью очистки призабойной зоны скважины	173
Ibragimov H.M., Guseynov Sh.Sh. Field test of a thermochemical reagent for cleaning well bottomhole zone	
Казанчева А.Н., Сорокин П.М. Применение колтюбинга в нефтегазовой отрасли	176
Kazancheva A.N., Sorokin P.M. Coiled tubing application in the oil and gas industry	
Казетов С.И. Метод проектирования оптимального технологического режима и типоразмера штанговнасосного оборудования	180
Kazetov S.I. Method of designing optimal operation practices and rod pumping equipment	
Казымов Ш.П. оглы, Гаджикеримова Л.Г. гызы Повышения эффективности работы глубинных штанговых насосов	183
Kazymov Sh.P., Gadzhikerimova L.G. Deep-water sucker-rod pump efficiency	
Кашапов Л.Э., Тараканов А.К. Подбор оптимальной длины горизонтальной скважины с помощью статистического моделирования на основе показателей разработки	186
Kashapov L.E., Tarakanov A.K. Selection of optimum length of the horizontal well by means of statistical modeling on the basis of development indicators	
Нвизуг-Би Лейи Клуверт, Савенок О.В. Обзор по разработке месторождений битума и тяжелой нефти в Нигерии	194
Nwizug-bee Leyii Kluivert, Savenok O.V. Review on development of bitum and heavy oil deposits in Nigeria	
Краснов В.Г., Степаненко А.С. Предложение энергосберегающей технологии при разработке тяжелых нефтей	198
Krasnov V.G., Stepanenko A.S. Suggestion on an energy saving technology for heavy oils extracting process	
Круглов Д.С., Телков В.П. Оценка релевантности методик расчета дебита горизонтальной скважины с многозонным гидравлическим разрывом пласта при помощи гидродинамического моделирования	200
Kruglov D.S., Telkov V.P. Estimation of the adequacy of methods for calculating the production rate of a horizontal well with multi-zone hydraulic fracturing of a formation using hydrodynamic modeling	
Кулюкин М.В., Сапронов Н.М., Рыбальченко Ю.М. Применение комплексных методов увеличения нефтеотдачи пластов	207
Kulyukin M.V., Sapronov N.M., Rybalchenko Yu.M. The use of complex methods of increasing oil recovery	
Кязимов Ф.К. оглы, Рзаева С.Д. кызы, Тулешева Г.Д. Экспериментальные исследования кислотного воздействия на неоднородные пласты	210
Kyazimov F.K., Rzayeva S.C., Tulesheva G.D. Experimental study of the acid impact on heterogeneous formations	
Ладенко А.А. Очистка от отложений солей	216
Ladenko A.A. Cleaning of from deposits of salts	
Ленченкова Л.Е., Саманов А.Ш. Исследование осадка, образующегося при растворении кернов в соляной кислоте	219
Lenchenkova L.E., Samanov A.S. The sediment formed examination by dissolving the core in hydrochloric acid	
Ленченкова Л.Е., Саманов А.Ш. Исследование поверхностного натяжения на границе кислотного состава и углеводородной фазы	221
Lenchenkova L.E., Samanov A.S. Investigation of surface tension at the boundary between the acid and the hydrocarbon phase	



Лешкович Н.М. Совершенствование техники и технологии определения негерметичных муфтовых соединений и сквозных повреждений обсадных колонн на нефтяных месторождениях с большим газовым фактором	223
Leshkovich N.M. Improvement of technique and technology for determining leaky couplings and through-hole casing damage in oil fields with a large gas factor	
Мажник В.И., Лешкович Н.М. Совершенствование технологий борьбы с АСПО на Ванкорском месторождении	227
Mazhnik V.I., Leshkovich N.M. Improvement of technologies to combat asphalt-tar-paraffin deposits in the Vankorskoye field	
Мажник В.И., Лешкович Н.М., Полищук Д.А. Расчёт экономической эффективности применения аппаратов «ШТОРМ УКМ НП» как одного из методов борьбы с АСПО на Ванкорском месторождении	233
Mazhnik V.I., Leshkovich N.M., Polischuk D.A. Calculation of economic effectiveness of applications of «STORM UKM NP» devices as any of the methods to combat asphalt-tar-paraffin deposits on the Vankorskoye field	
Малая А.Р., Кохляков А.В., Еремеев И.В. Влияние минерализации воды на устойчивость водонефтяных эмульсий башкирских нефтей	238
Malaya A.R., Kokhlyakov A.V., Yermeyev I.V. Influence of a mineralization of water on stability of water oil emulsions Bashkir oils	
Мальшаков Е.Н., Демяненко Н.А., Хорюшин В.Ю. Результаты ОПР по водогазовому воздействию на Восточно-Перевальном месторождении	241
Malshakov E.N., Demyanenko N.A., Horyushin V.Yu. Results of skilled and trade works on water gas influence on East Perevalny field	
Мамедова М.А. Исследование параметров призабойной зоны трещинных пластов при неустановившемся режиме	252
Mamedova M.A. Research of parameters of the bottomhole zone of fracture layers at the unsteady mode	

**РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

**DESIGN, CONSTRUCTION AND OPERATION OF SYSTEMS
OF PIPELINE TRANSPORT**



УДК 622.276.522

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ УСТЬЕВОЙ ИНФОРМАЦИИ

OPTIMIZATION OF AN OPERATING MODE OF GAS-LIFT WELLS ON THE BASIS OF ESTUARIAL INFORMATION

Аббасов Аскер Аббас оглы

кандидат технических наук, доцент,
начальник отдела,
Государственная нефтяная компания
Азербайджанской республики (SOCAR)
askar.abbasov@socar.az

Сулейманов Ариф Алекпер оглы

доктор технических наук, доцент,
Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности
petrotech@asoju.az

Аббасов Эльхан Маджид оглы

доктор технических наук, доцент,
ведущий специалист,
Государственная нефтяная компания
Азербайджанской республики (SOCAR)
aelhan@mail.ru

Новрузалиев Бахрам Фахрaddin оглы

магистр, старший инженер,
British Petroleum (BP)
b.f.novruzali@gmail.com

Аннотация. В работе описана оценка режима работы газлифтных скважин с целью установления оптимальной закачки газа методом анализа колебаний устьевого давления.

Система пласт-скважина является сложной с множеством технологических показателей. В практике нефтедобычи для определения этих параметров, в основном, используются результаты различного вида гидродинамических исследований. Динамика основных технологических показателей работы скважин (дебит, давление и др.) носит колебательный характер, и поэтому актуальным является применение методов, позволяющих на основе анализа характерных особенностей флуктуаций оценить состояние системы «пласт-скважина» и диагностировать режим работы скважины. На процесс колебания основных технологических показателей работы скважин влияют различные факторы. Например, фильтрационно-емкостные характеристики пористой среды, неравновесный характер притока жидкости к скважине, состояние газонефтяного потока (процент обводненности продукции, фазовое состояние, структура потока и т.д.).

Для оценки режима работы скважин на основе изучения динамики основных технологических показателей нормальной эксплуатации скважин можно использовать различные методы анализа колебательных процессов. В работе, показана возможность оценки оптимального режим работы газлифтных скважин на основе анализа колебаний устьевого давления, без проведения специальных исследовательских операций. Дан-

Abbasov Asker Abbas

Candidate of Technical Sciences,
Associate professor,
Head of Department,
State Oil Company
of Azerbaijan Republic (SOCAR)
askar.abbasov@socar.az

Suleymanov Arif Alekper

Doctor of Technical Sciences,
Associate professor,
Azerbaijan State Oil and Industry University
petrotech@asoju.az

Abbasov Elkhon Majeed

Doctor of Technical Sciences,
Associate Professor,
Leading Expert,
State Oil Company
of Azerbaijan Republic (SOCAR)
aelhan@mail.ru

Novruzaliyev Bakhram Fakhraddin

Master, Senior Engineer,
British Petroleum (BP)
b.f.novruzali@gmail.com

Annotation. In work assessment of an operating mode of gas-lift wells for the purpose of establishment of optimum pumping gas is described by method of the analysis of fluctuations of estuarial pressure.

The system layer well is difficult with a set of technological indicators. In practice of oil production for determination of these parameters, results of various type of hydrodynamic researches are generally used. Dynamics of the key technological indicators of work of wells (an output, pressure, etc.) has oscillatory character and therefore application of the methods allowing to estimate a condition of the layer well system and to diagnose a well operating mode on the basis of the analysis of characteristics of fluctuations is relevant. Process of fluctuation of the key technological indicators of work of wells is influenced by various factors. For example, filtrational and capacitor characteristics of the porous environment, the nonequilibrium nature of inflow of liquid to the well, a condition of a gas-oil stream (percent of water content of production, a phase condition, structure of a stream, etc.).

For assessment of an operating mode of wells on the basis of studying of dynamics of the key technological indicators of normal operation of wells it is possible to use various methods of the analysis of oscillatory processes. In work, the possibility of assessment optimum an operating mode of gas-lift wells on the basis of the analysis of fluctuations of estuarial pressure, without



ный подход был применен к анализу колебаний дебита газлифтных скважин при различных расходах нагнетаемого газа – ниже, выше и при оптимальном расходе закачиваемого газа. Исследования проводились для скважин морского месторождения «Нефт Дашлары». Полученные результаты показывают, что данный подход является практичным, не требующим специальных или дополнительных исследований, и, следовательно, экономически целесообразным.

Ключевые слова: газлифтные скважины, оптимальная закачка газа, анализ колебаний устьевого давления.

carrying out special research operations is shown. This approach has been applied to the analysis of fluctuations of an output of gas-lift wells at various expenses of the forced gas – below, above and at an optimum consumption of the pumped gas. Researches were conducted for wells of the sea field «Neft Dashlary». The received results show that this approach is practical, not demanding special or additional researches, and, therefore, economically expedient.

Keywords: gas-lift wells, optimum pumping gas, analysis of fluctuations of estuarial pressure.

Введение

Система «пласт-скважина» – это сложная система, находящаяся под влиянием внутренних изменений и внешних воздействий [1; 2]. В практике нефтедобычи для диагностирования оптимального режима работы скважин используются результаты промысловых исследований и различные гидродинамические модели движения пластовых флюидов в призабойной зоне и стволе скважины. Необходимо отметить, что проведение гидродинамических исследований связано с определенными техническими и технологическими трудностями, материальными и финансовыми затратами, нежелательными остановками скважин, осложнениями в работе скважин и др.

Для получения адекватных результатов при расчетах на основе численного решения общих уравнений движения многофазного потока в пористой среде и в стволе скважины требуются точные значения большого числа различных показателей. Но практика моделирования сложных систем, показывает, что подобный подход имеет ограниченное применение. Это связано со сложностью данных моделей, с потерей целостности описания при практическом их применении в процессах нефтегазодобычи, недостатком достоверной информации, погрешностью имеющихся промысловых данных и др. [2]. Такие показатели как свойства PVT изменяются в процессе разработки месторождений, в то время как повторные анализы свойств PVT не всегда практичны. Шероховатость стенок насосно-компрессорных труб (НКТ) также будет изменяться в результате различных отложений накапливающихся на стенах НКТ за время работы скважины.

При работе фонтанных и газлифтных скважин может наблюдаться пульсация, т.е. чередование выбросов жидкости и газа. Колебание любого физического параметра является чередованием накоплений и выбросов. При пульсационном режиме работы газлифтной скважины удельный расход газа выше, чем при работе на оптимальном режиме.

На практике, для установления оптимального режима газлифтная скважина исследуется методом установившихся отборов, требующим проведения продолжительных исследований. Подобранные при этом объемы закачки являются оптимальными лишь на момент проведения исследований. При различных изменениях в системе пласт-скважина связанных, например, со снижением давления в зоне дренирования, обводнением скважины и т.д. приток флюида в скважину изменяется и выбранный в результате длительных исследований режим закачки газа перестает быть оптимальным. Дальнейшая работа газлифтной скважины на заданном «оптимальном» режиме приводит к потерям в добыче и чрезмерному расходу рабочего агента.

Оценка Режимы Работы Газлифтных Скважин

Важное значение имеют диагностические методы, позволяющие без проведения дополнительных исследований, по данным нормальной эксплуатации скважин (дебит, устьевое и забойное давление, температура и т.д.) своевременно диагностировать изменения в системе «пласт-скважина» [2] и необходимость регулирования режима работы скважины.

Вследствие того, что динамика основных технологических показателей работы скважин (дебит, давление и др.) носит колебательный характер, актуальным является применение методов, позволяющих на основе анализа характерных особенностей флуктуаций оценить состояние системы «пласт-скважина» и диагностировать режим работы скважины [1]. На процесс колебания основных технологических показателей работы скважин влияют различные факторы. Например, фильтрационно-емкостные характеристики пористой среды, неравновесный характер притока жидкости к скважине, состояние газонефтяного потока (структура потока, фазовое состояние, процент обводненности продукции и т.д.).

Для оценки режима работы скважин на основе изучения динамики основных технологических показателей нормальной эксплуатации скважин можно использовать различные методы анализа колебательных процессов.



Оптимальный режим работы газлифтной скважины характеризуется минимумом расхода энергии (минимум удельного расхода газа) на подъем жидкости, т.е. наименьшими потерями энергии – минимумом потерь на трение при движении газожидкостного потока в трубах [3; 4; 5].

Оценим потери энергии в газлифтной скважине по данным пульсации устьевого давления.

Газожидкостная смесь является сжимаемой и пульсации устьевого давления сопровождаются продольным колебанием столба газожидкостной смеси в колонне подъемных труб. Следует отметить, что в результате продольных колебаний столба газожидкостной смеси, часть потенциальной энергии теряется из-за диссипации. Причем, чем больше амплитуда пульсации, тем выше потери энергии [6; 7].

Рассмотрим колебания основных технологических показателей работы скважины. Любой колебательный процесс может быть описан в виде ряда Фурье.

В первом приближении пульсации устьевого давления P можно представить в виде:

$$P = P_{av} + A_P \cos(\omega_P t), \tag{1}$$

где P_{av} – среднее устьевое давление, A_P – амплитуда колебаний устьевого давления, ω_P – частота колебаний давления.

Дебит газожидкостной смеси q в первом приближении можно представим в виде:

$$q = q_{av} + A_q \cos(\omega_q t), \tag{2}$$

где q_{av} – средний дебит, A_q – амплитуда пульсирующей его части, ω_q – частота колебаний дебита.

Потеря мощности N при пульсации потока газожидкостной смеси, можно определить по формуле:

$$N = A_P A_q \cos(\omega_P t) \cdot \cos(\omega_q t). \tag{3}$$

Как видно из выражения (3), чем больше амплитуда пульсаций устьевого давления и дебита скважины, тем больше потеря энергии.

Потеря энергии E за время T может быть определена по формуле:

$$E = \int_0^T N dt. \tag{4}$$

Так как, колебания дебита связаны с колебаниями устьевого давления, можно принять как $A_q = C \cdot A_P$ и $\omega_q \approx \omega_P$ и из интеграла (4) получим:

$$E = \frac{C}{2} A_P^2 \left(T + \frac{\sin 2\omega_P T}{2\omega_P} \right), \tag{5}$$

где C – коэффициент.

Как видно из формулы (5) потери энергии при пульсационном режиме скважин прямо пропорциональны квадрату амплитуды и обратно пропорциональны частоте колебаний. Т.е. при оптимальном режиме работы скважины наблюдаются минимальная амплитуда и максимальная частота колебаний давления и дебита.

Для подтверждения полученных выводов применим теорию колебаний.

Изменение устьевого давления при работе газлифтной скважины можно рассматривать как автоколебательный процесс [7], в первом приближении описывающийся дифференциальным уравнением [6; 7]:

$$m \frac{d^2 p}{dt^2} + r \frac{dp}{dt} + kP = cV_g, \tag{6}$$

где P – устьевое давление; V_g – закачка газа; m, r, k, c – коэффициенты.

Здесь $m \frac{d^2 p}{dt^2}$ характеризует силы инерции, $r \frac{dp}{dt}$ – силы сопротивления (трения), kP – силы сжимаемости, cV_g – внешнее воздействие на систему.

Для автоколебательного процесса рассеяние (потери) энергии [6] пропорционально квадрату амплитуды A :

$$E_d \sim A^2. \tag{7}$$

В то же время, сопротивление (трение) при автоколебательном процессе обратно пропорционально частоте колебаний ω :

$$R \sim \frac{1}{\omega}. \tag{8}$$



Так как при оптимальном режиме работы газлифтной скважины минимизируются потери энергии на трение при движении газожидкостного потока в трубах, то при этом режиме будут наблюдаться наименьшее значение амплитуды и наибольшая частота колебаний.

Промысловое Применение

Для подтверждения полученных выводов был проведен анализ замеров колебаний устьевого давления газлифтных скважин при различных расходах нагнетаемого газа – ниже, выше и при оптимальном расходе закачиваемого газа (

Рисунок 1 – Регулировочная кривая газлифтной скважины).

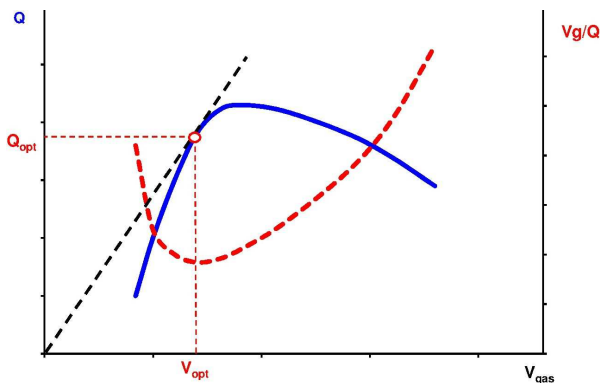


Рисунок 1 – Регулировочная кривая газлифтной скважины

Исследования проводились для скважин морского месторождения «Нефть Дашлары» (Азербайджан).

На рисунках 2–4 приведены колебания устьевого давления при различных режимах работы газлифтной скважины.

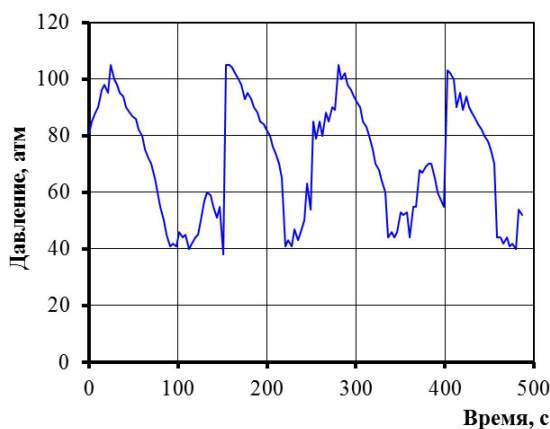


Рисунок 2 – Колебания устьевого давления в случае $V_{gas} < V_{opt}$

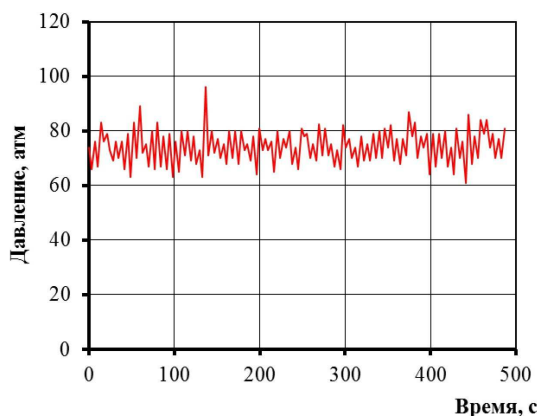


Рисунок 3 – Колебания устьевого давления при $V_{gas} = V_{opt}$

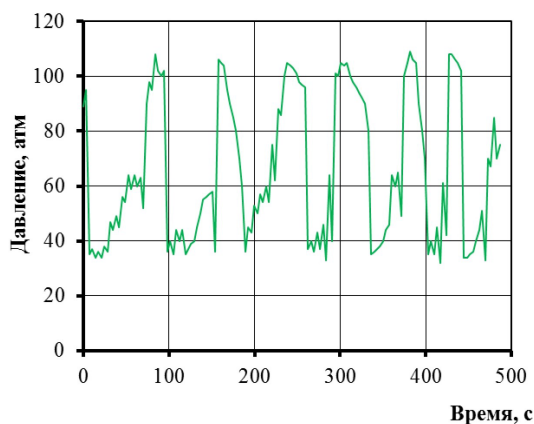


Рисунок 4 – Колебания устьевого давления при $V_{gas} > V_{opt}$

Как видно из представленных данных, при оптимальном режиме работы газлифтной скважины наблюдаются минимальная амплитуда и максимальная частота колебаний устьевого давления, что хорошо согласуется с полученными теоретическими результатами.

Увеличение амплитуды и снижение частоты колебаний устьевого давления наблюдаются как при отклонении закачки газа от оптимальной как в сторону увеличения, так и уменьшения закачки газа, что противоречит объяснению возникновения пульсаций при работе газлифтных скважин данному в [8].

Так, изменение амплитуды колебаний устьевого давления в сторону увеличения, а частоты – в сторону уменьшения, свидетельствуют об изменении состояния системы «пласт-скважина» и необходимости регулирования режима работы скважины. На примере газлифтной скважины, направление требуемого регулирования может быть определено путем изменения нагнетания газа на 5–10 %. Направление регулирования будет выбрано правильно в том случае, когда амплитуда колебаний снижается, а частота колебаний повышается. Скважинам с высоким газовым фактором потребуется более высокий процент изменения нагнетания газа. В большинстве случаев, вследствие погрешности измерений, минимальным рекомендуемым изменением закачки газа является 5 % от изначального нагнетания.

Выводы

На основании полученных результатов показано, что анализ характерных особенностей колебаний технологических показателей позволяет диагностировать режим работы газлифтных скважин по динамике устьевого давления. Описанный подход является новым экономичным методом оптимизации режима работы газлифтных скважин. Также, данный анализ может быть внедрен в компьютерные программы для повышения эффективности добычи и снижения необходимости вовлечения промышленного персонала.

Литература:

1. Мирзаджанзаде А.Х., Алиев Н.А., Юсифзаде Х.Б. Фрагменты разработки морских нефтегазовых месторождений. – Баку : Наука, 1997.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. – Уфа : Гилем, 1999.
3. Bradley H.B., Gipson F.W. Petroleum engineering handbook. – Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 1992.
4. API Gas lift manual. – Washington, DC: American Petroleum Institute, 1994.
5. Economides M., Daniel Hill A. and Ehlig-Economides C. – Petroleum production systems. NJ: Prentice Hall, 1994.
6. Weaver W., Timoshenko S.P. Young D.H. – Vibration problems in engineering. NJ: John Wiley & Sons, 1990.
7. Мирзаджанзаде А.Х., Кериюев З.Г., Копейкин М.Г. Теория колебаний в нефтепромышленном деле. – Баку Просвещение, 1976.
8. Golan M., Whitson C.H. Well Performance. – Trondheim: Tapir, 1996.

References:

1. Mirzadzhanzade A.H., Aliyev N.A., Yusifzade H.B. Fragments of development of sea oil and gas fields. – To a tank: Science, 1997.
2. Mirzadzhanzade A.H., Chasanoff M.M., Bakhtizin R.N. Etudes about modeling of difficult systems of oil production. Nonlinearity, neravnovesnost, heterogeneity. – Ufa: Gel, 1999.
3. Bradley H.B., Gipson F.W. Petroleum engineering handbook. – Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 1992.
4. API Gas lift manual. – Washington, DC: American Petroleum Institute, 1994.



5. Economides M., Daniel Hill A. and Ehlig-Economides C. – Petroleum production systems. NJ: Prentice Hall, 1994.
6. Weaver W., Timoshenko S.P. Young D.H. – Vibration problems in engineering. NJ: John Wiley & Sons, 1990.
7. Mirzadzhanzade A.H., Keriiov Z.G., Kopeykin M.G. The theory of fluctuations in oil-field business. – To Buck Prosveshcheniye, 1976.
8. Golan M., Whitson C.H. Well Performance. – Trondheim: Tapir, 1996.



УДК 622.276

ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ЗОН НЕПОДВЕРЖЕННЫХ ПРОЦЕССУ ДРЕНАЖА

DIAGNOSTICS OF ZONES UNDISCLOSED BY THE DRAINAGE PROCESS

Аббасова Самира Вагиф

кандидат технических наук,
доцент кафедры нефтегазовая инженерия,
Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности,
abbasovasamira@mail.ru

Аннотация. Рассмотрены вопросы образования вторичных застойных зон, обязанных перераспределению гидродинамических потоков пластовых флюидов.

На основе построения оперативных карт суммарных отборов нефти, воды, обводненности и степени взаимодействия по периодам разработки анализируются состояния пластовой системы и делаются заключения о характерных особенностях направления водонефтяных потоков с последующим образованием застойных зон.

С целью анализа и оценки эффективности применения технологии по изменению направлений фильтрационных потоков на рассматриваемой залежи необходимо проведение исследования влияния нестационарных процессов на добычу нефти. На основании фактических данных по добывающим скважинам выделяются периоды разработки с использованием кинетической модели.

Ключевые слова: нефтяное месторождение, разработка, стадии, отбор, скважины, диагностирование, застойные зоны.

Abbasova Samira Vagif

Candidate of Technical Sciences,
Associate professor
Department of Oil and Gas Engineering,
Azerbaijan State Oil and Industry University,
abbasovasamira@mail.ru

Annotation. The questions of formation of the secondary stagnation zones, obliged to the redistribution of hydro dynamical flows of the reservoir fluids are considered.

Based on the construction of operational maps of total selection of oil, water content and degree of interaction between the wells by development periods the states of reservoir system are analyzed and the conclusions about the salient features of water-flow direction with follow formation of stagnation zones are made.

For the purpose of analysis and estimation of efficiency of application technologies on change the direction of filtration flow on considered deposit, it is necessary to undertake the study of the influence of non-static process on oil extraction. On the base of actual data on producing wells, development periods using the kinetic model are allocated.

Keywords: oil field, development, stages, the selection, wells, diagnosis, zones of stagnation.

Многочисленные геофизические и геолого-промысловые исследования зачастую свидетельствуют о наличии в продуктивных пластах слабодренированных и застойных зон, где остается резерв трудноизвлекаемых запасов нефти, не охваченный применяемыми традиционными технологиями разработки. Освоение подобных объектов месторождения требует дополнительных капитальных вложений, что в условиях материальных и технических ресурсов не всегда возможно.

В связи с этим, совершенствование методов определения местоположения слабодренированных и застойных зон нефтяных залежей, а также разработка технологий направленных на вовлечение этих зон в активную разработку на сегодня является одной из самых актуальных проблем нефтяной науки и проектирования разработки нефтяных месторождений.

Своевременное и правильное обнаружение слабодренированных и застойных зон имеет большое значение при проведении мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов, например, при изучении направлений фильтрационных потоков путем регулирования работы добывающих и нагнетательных скважин [1].

Особое значение приобретают новые методы, позволяющие вместе с другими уточнить картину неоднородности пласта не только в геологическом, но и в гидродинамическом смысле.

Одним из способов диагностирования состояния пластовой системы является показатель взаимодействия между скважинами рассматриваемого эксплуатационного объекта [2]. Диагностирование гидродинамических особенностей фильтрационной картины проводится на основе построения и анализа карт суммарных отборов нефти, воды, обводненности и степени взаимодействия по периодам разработки.

Известно, что при наличии взаимодействия между двумя скважинами, дренирующими общую нефтяную залежь, любые изменения, происходящие на одной из них, будут отражаться на работе другой. Наглядным следствием этих изменений является соответствие колебаний дебитов обеих скважин. Поэтому в качестве исходного информационного массива используются временные ряды дебитов нефти и воды, по которым оценивается степень взаимодействия скважин.



С целью анализа и оценки эффективности применения технологии по изменению направления фильтрационных потоков на рассматриваемой залежи необходимо проведение исследования влияния нестационарных процессов на добычу нефти [3]. На основании фактических данных по добывающим скважинам выделяются периоды разработки с использованием кинетической модели Колмогорова-Ерофеева.

Для установления согласованности изменения величин двух признаков используются коэффициенты корреляции [4]. Наиболее простым показателем тесноты корреляционной связи является коэффициент ранговой корреляции Спирмена. На основании этого корреляционного анализа по дебитам строятся карты равного взаимодействия скважин.

На каждой из этих карт выделяются контурной линией участки с низкими значениями критериев взаимодействия. Построение и оценка нескольких карт равного взаимодействия скважин, построенных для различных периодов разработки, позволяют выявить слабодренированные участки как перспективные объекты для применения методов воздействия с целью повышения отборов.

Предложенные методы были апробированы на примере анализа состояния разработки одного из месторождений Северного моря, находящегося в завершающей стадии разработки. В качестве информативного массива была выбрана динамика изменения дебитов нефти и воды по скважинам в периоды соответствующих I, II и III стадиям разработки.

Согласно построенной карте по месторождению (платформы А, В, С, D) на первой стадии разработки – 09.85–04.88 г. видно, что в основном скважины ведут себя как самостоятельные объекты, что связано с началом периода освоения месторождения, выхода на максимальный уровень добычи за счет интенсивного ввода скважин из бурения, и за счет поддержания пластового давления путем закачки воды в пласт.

При развитии процесса нефтедобычи во II стадии периода разработки – 05.88–05.95 г. наблюдается перераспределение степени взаимосвязи между скважинами с выделением отдельных групп скважин в самостоятельные эксплуатационные объекты, что объясняется мероприятиями, проведенными по изменению режима закачки воды по нагнетательным скважинам платформы А (43 и 63), а также перевод от эксплуатационных скважин платформы А (53 и 56) в нагнетательные привели к изолированию направлений фильтрационных потоков нефти к скважинам в общей системе дренажа. Отсюда следует, что неучет геологических гидродинамических аномалий в процессах вторичного воздействия на пласт может явиться одной из причин возникновения вторичных изолированных объектов. Так, например, если до увеличения темпов закачки высокая степень взаимодействия между скважинами наблюдалась в более чем половине скважин, то после интенсификации водного воздействия число таких скважин составило менее трети фонда.

Тенденция развития взаимодействия скважин на III стадии разработки (с 06.95 г.) представляет увеличение коэффициента корреляции по дебитам нефти между скважинами, несмотря на существенное увеличение дебитов скважин по воде. Так была выявлена одна группа высокодебитных скважин: 24А, 46А, 41В, 56В, 22С, 32С, 44С, 61С, 63С, 12D, 13D, 23D, 33D, 41D, 53D, 54D, а вторая группа – относительно низко дебитные скважины. Как показывает анализ, интенсивный рост обводненности на III стадии разработки объясняется тем, что при регулировании режимов работы скважин не были учтены особенности изменения темпа процесса нефтедобычи, и это обусловило неравномерность продвижения фронта вытеснения.

Так, из карт линий равной обводненности следует, что фактическое ведение процесса разработки в основном с позиций поддержания пластового давления привело к преждевременному обводнению рассматриваемого участка залежи, увеличению более чем в 1,5 раза объемов отбираемой воды и потерям в добыче нефти.

Метод определения местоположения застойных зон и слабодренированных зон нефтяных залежей, базирующийся на построении карт равного взаимодействия скважин позволяет установить взаимосвязь возникающих процессов с переменной направления фильтрационных потоков в пласте.

Таким образом, динамика показателя степени взаимодействия между скважинами в различные периоды разработки может рассматриваться как диагностирующие критерии состояния пластовой системы. В процессе развития разработки нефтяной залежи необходимо учитывать попеременное развитие и смену слабо и высоко дренированных зон залежи.

Предложенный анализ дает возможность определить характерные особенности продвижения водонефтяных потоков и выявить группы скважин, неучаствующие в общей системе дренажа. Это необходимо учитывать при принятии решения по динамическому регулированию гидродинамических потоков с целью стабилизации и уменьшения потерь добычи нефти на рассматриваемый период времени.

Заключение

Показана возможность диагностирования наличия и образования вторичных застойных зон на основе сравнительного анализа особенностей динамики показателя дебитов нефти, воды, обводненности и степени взаимодействия между скважинами.

**Литература:**

1. Мирзаджанзаде А.Х. и др. Фрагменты разработки морских месторождений. – Баку : Элм, 1997. – 408 с.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Процессы нефтегазодобычи – динамическая система. – АГНА : Ученые записки, 1992. – № 1. – С. 24–30.
3. Мирзаджанзаде А.Х. и др. Моделирование процессов нефтедобычи: нелинейность, неравномерность, неопределенность. – Москва; Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2005. – 367 с.
4. Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. – М. : Недра, 1977. – 229 с.

References:

1. Mirzajanzadeh A.H. Fragments of development of offshore deposits. – Baku : Elm, 1997. – 408 p.
2. Mirzadjanzadeh A.H., Hasanov M.M., Bakhtizin R.N. The processes of oil and gas production are a dynamic system. – ASNA : Scientific notes, 1992. – № 1. – from. 24-30.
3. Mirzadjanzadeh A.H. and others. Modeling of oil production processes: nonlinearity, unevenness, uncertainty. – Moscow; Izhevsk : Institute for Computer Research, 2005. – 367 p.
4. Mirzadjanzadeh A.H., Stepanova G.S. Mathematical theory of the experiment in oil and gas production. – Moscow : Nedra, 1977. – 229 p.



УДК 622.245.7

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА ПУТЕМ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН

ENHANCED OIL RECOVERY THROUGH RESTORATION OF THE BOTTOMHOLE ZONE PERMEABILITY

Абдуллаева Эльмира Сабир кызы

старший научный сотрудник отдела
по борьбе с песко- и водопроявлениями,
Научно-исследовательский проектный
институт Нефтегаз, SOCAR
elmiraabdullayeva2016mailru.abd@mail.ru

Аннотация. Известно, что эксплуатация нефтяных месторождений находящихся на поздней стадии разработки сопровождается усиленной кольматацией и снижением фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта (ПЗП). В результате нарушается гидродинамическая связь между продуктивным пластом и скважиной, что приводит к ухудшению технико-экономических показателей разработки. В связи с этим в статье рассматриваются возможности применения генератора гидродинамических колебаний для воздействия на ПЗП. Устройство скважинного генератора колебаний отличается простотой конструкции, высокой надежностью и эффективностью. Разработанный генератор колебаний был внедрен как в добывающих, так и в нагнетательных скважинах месторождений Азербайджана. Получены положительные результаты.

Ключевые слова: скважина, нефть, продуктивный пласт, генератор, гидродинамические колебания, механические примеси.

Abdullayeva Elmira Sabir qizi

Senior researcher of the Department
of sand and water management,
Oil Gas Scientific Research Project Institute,
SOCAR, Azerbaijan
elmiraabdullayeva2016mailru.abd@mail.ru

Annotation. Operation of oil fields at a late development stage is known to be accompanied by intense clogging and a decrease in the reservoir properties of the bottomhole formation zone. As a result, reservoir-to-well connectivity is disturbed leading to a deterioration of technical and economic indices. In this context, the article considers the possibility of application of a hydrodynamic oscillation generator for bottomhole zone treatment. The downhole oscillator is simple in design, highly reliable and efficient. The developed oscillator was introduced both in the producing and injection wells of the Azerbaijani fields. Positive results were obtained.

Keywords: well, oil, reservoir, generator, hydrodynamic oscillations, mechanical impurities.

Эксплуатация объектов нефтяных месторождений находящихся на поздней стадии разработки сопровождается усиленной кольматацией и снижением фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны скважин. Добывающие и нагнетательные скважины этих объектов длительное время эксплуатируются в коллекторах с ухудшенной проницаемостью и низкой приемистостью. В основном это связано с тем, что поровые каналы пород призабойной зоны пласта (ПЗП) засоряются отложениями механических примесей, минеральных солей и асфальтено-смолистых и парафинистых веществ. В результате по многим скважинам наблюдается скин-фактор, что свидетельствует о резком ухудшении проницаемости ПЗП. Тем самым нарушается гидродинамическая связь между продуктивным пластом и скважиной, что приводит к ухудшению технико-экономических показателей разработки.

Для улучшения показателей разработки применяется значительное число способов воздействия на пласт [1–3]. Известно, что применение волнового воздействия способствует отрыву частиц высокомолекулярных соединений углеводородов, прилипших к поверхности пород, слагающих продуктивный пласт. Также применение методов, создающих в пласте волны различной природы способствует очищению поровых каналов породы призабойной зоны скважины от частиц механических примесей различного происхождения, в том числе от частиц песка, глины, минеральных солей и др. В результате улучшаются фильтрационно-емкостные свойства призабойной зоны скважины, что приводит к повышению нефтеотдачи пласта.

Для создания волн различной частоты и амплитуды нами разработан генератор гидродинамических колебаний [4]. Импульсы в этой конструкции создаются за счет колебания давления рабочей жидкости, прокачиваемой через устройство. Предложенный генератор снабжен эжекторным устройством, сопло которого сообщено с полостью внутреннего цилиндра, а приемная камера связана с кольцевым каналом. Как известно устройства эжекторного типа и устройства типа трубки Вентури, работающие по единому принципу, разработаны на основании уравнения Бернулли. Исследованиями доказано, что устройства эжекторного типа и устройства типа трубки Вентури имеют лучшие энергетические показатели с точки зрения перевода энергии нагнетаемого потока рабочей жидкости, в энер-



гию кавитационных колебаний давления. Следовательно, разработка генератора в таком исполнении (с эжектором) обеспечивает возможность регулирования параметров (амплитуды и частоты) генерируемых волн за счет возникновения неустойчивого режима истечения из устройства. Неустойчивый режим обуславливается тем, что при подсосывании жидкости через проницаемые стенки и кольцевой канал уменьшается скорость истечения через сопло. Это вызывает уменьшение количества подсосываемой жидкости, ввиду чего попеременно изменяется расход жидкости в каналах устройства, что приводит к образованию импульсов давления в потоке. Возможность регулирования параметров колебательных процессов позволяет успешно применять устройство в скважинах, вскрывших коллектора с различными геолого-физическими свойствами.

На рисунке 1 представлено изображение генератора колебаний с эжекторным устройством.

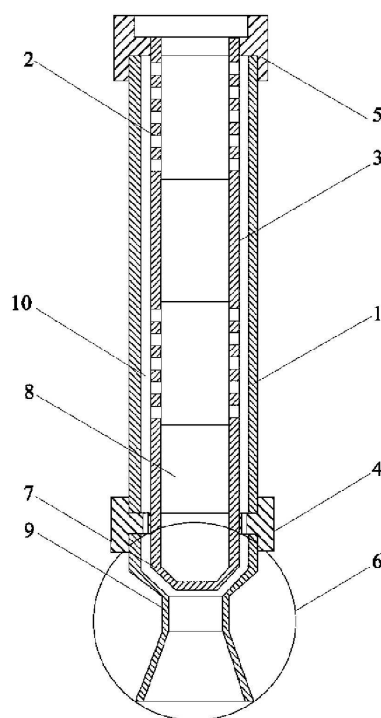


Рисунок 1 – Скважинный генератор колебаний

Генератор состоит из корпуса 1, установленного концентрично в корпусе внутреннего цилиндра, составленного из чередующихся перфорированных 2 и сплошных 3 частей, нижней 4 и верхней 5 зажимных муфт, узла эжектора 6, сопло 7 которого сообщено с полостью 8 внутреннего цилиндра, а приемная камера 9 с кольцевым каналом 10.

Устройство работает следующим образом: генератор спускают на глубину обрабатываемого интервала фильтра скважины на насосно-компрессорных трубах. Жидкость закачивается в скважину через насосно-компрессорные трубы. Во время прохождения жидкости через сопло эжектора некоторое ее количество отсасывается через перфорированные части внутреннего цилиндра и кольцевой канал. При этом скорость истечения из сопла увеличивается. Это приводит к увеличению расхода отсасываемой жидкости, что сопровождается уменьшением скорости истечения из сопла.

При таком режиме истечения жидкости из устройства образуются гидродинамические волны, распространяющиеся в призабойной зоне пласта через фильтр скважины. В результате возникают дополнительные динамические импульсы, что стимулирует процесс фильтрации в слабодренлируемых областях и увеличивает охват пласта воздействием. Также призабойная зона очищается от асфальтено-смолистых и парафинистых отложений (АСПО) и различных механических примесей, что приводит к улучшению проницаемости пласта, что в результате сопровождается повышением нефтеотдачи.

Разработанное устройство было внедрено на добывающих и нагнетательных скважинах месторождений «Нефть Дашлары» и «Гум адасы» (Азербайджан). По итогам внедрения получены положительные результаты.

Литература:

1. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т. и др. Интенсификация добычи нефти. – М.: Наука, 2000. – 414 с.
2. Ягудин И.В. Повышение эффективности разработки нефтегазоконденсатных месторождений на основе многофакторных технологий инициирования продуктивных пластов // Вестник ОГУ. – 2011. – № 16 (135). – С. 102–104.



3. Бажалук Я.М., Карпаш О.М., Клымышин Я.Д. и др. Увеличение отбора нефти путем воздействия на пласты пакетами упругих колебаний // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 3. – С. 185–198. – URL : <http://www.ogbus.ru>
4. Пат. № I 991072, Азербайджан. Quyu dalğa generatoru. Хасаев А.М., Алиев Е.М., Нагиев А.Ч., Абдуллаева Э.С. и др. – 1999.

References:

1. Ibragimov L.H., Mishchenko I.T., etc. Oil production intensification. – M.: Science, 2000. – 414 pages.
2. Yagudin I.V. Increase in efficiency of development of oil-gas condensate fields on the basis of multiple-factor technologies of initiation of productive layers//the Bulletin of regional public institution. – 2011. – No. 16 (135). – Page 102-104.
3. Bazhaluk Ya.M., Karpash O.M., Klymyshin Ya.D., etc. Increase in selection of oil by impact on layers packages of elastic fluctuations//the Online scientific magazine "Neftegazovoye Delo". – 2012. – No. 3. – Page 185-198. – URL: <http://www.ogbus.ru>
4. Пат. № I 991072, Azerbaijan. Downhole oscillator. Khasaev A.M., Aliev E.M., Nagiyev A.C., Abdullayeva E.S. and oth. – 1999.



УДК 622. 176. 4

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ОЦЕНКИ ГТМ НА НАГНЕТАТЕЛЬНОМ ФОНДЕ ДЛИТЕЛЬНО ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ОБЪЕКТОВ

SOME ASPECTS OF THE GEOLOGICAL AND TECHNICAL MEASURES ON THE INJECTION FUND OF LONG-RUNNING WELLS

Абдулхаков Расул Рустамович

студент,
Альметьевский государственный
нефтяной институт
exam160@gmail.com

Захарова Елена Федоровна

научный руководитель,
кандидат технических наук, доцент,
заместитель заведующего кафедрой РиЭНГМ,
Альметьевский государственный
нефтяной институт

Аннотация. Проведен анализ геологотехнических мероприятий по скважинам ряда КНС. По промысловым данным, а также данным гидродинамических исследований скважин оценена продолжительность эффективности примененных технологий.

Ключевые слова: твердые взвешенные частицы, призабойная зона пласта, нагнетательные скважины, приемистость.

Abdulhakov Rasul Rustamovich

Student,
Almetyevsk State Oil Institute
exam160@gmail.com

Zaharova Elena Fedorovna

Scientific adviser,
Candidate of Technical Sciences,
Associate professor,
Deputy. Head. Chair of RiENGM,
Almetyevsk State Petroleum Institute

Annotation. The analysis of geological and technical measures for wells is carried out in the cluster pump station-30, 31, 67 oil and gas production department of PJSC «Tatneft». According to the field data, as well as the data of hydrodynamic studies of wells, the duration of the efficiency of the applied technologies.

Keywords: solid suspended particles, bottomhole formation zone, injection wells, productivity.

В о время выполнения различных технологических операций (бурения, цементирования, заканчивания, перфорации, глушения, ремонта, нагнетания) в ПЗП могут происходить процессы, приводящие к ухудшению естественного механического и физико-химического состояния пласта, в том числе, к снижению фильтрационных свойств, в результате чего снижается приемистость нагнетательных скважин.

В настоящее время применяются методы воздействия на ПЗП нагнетательных скважин с целью восстановления приемистости и увеличения охвата пластов по толщине пласта вытеснением, не всегда обеспечивающие повышение эффективности эксплуатации скважин с высокой и устойчивой приемистостью из-за наличия ряда осложняющих факторов.

Определение содержания нефтепродуктов, размеров и концентрации ТВЧ, микробиологической и химической совместимости до и после очистки сточной воды позволяет выявлять причины снижения приемистости скважин, на фоне которых ведется регулирование фильтрационно-емкостных характеристик в призабойной зоне, позволяющих качественно и количественно восстановить их и увеличить охват пластов заводнением.

При ремонтных работах на ПЗП нагнетательных скважин КНС-30,31,67 были проведены следующие виды ГТМ: закачка композиции ГК НЛ; состава СНПХ-9030; повторная перфорация; промывка забоя.

Наименее успешным оказалось применение СНПХ-9030 (отсутствие успешности, среднее снижение приемистости – 20,3 м³/сут) и промывка забоев скважин (успешность 45,5 %, среднее увеличение приемистости – 12 м³/сут) – рисунок 1; с большей эффективностью были проведены закачки ГК НЛ на 15 скважинах (успешность – 57,1 %, среднее увеличение приемистости – 20,7 м³/сут) – рисунок 2, а также повторная перфорация на 3 скважинах (успешность – 100 %, среднее увеличение приемистости – 18,5 м³/сут) – рисунок 3.

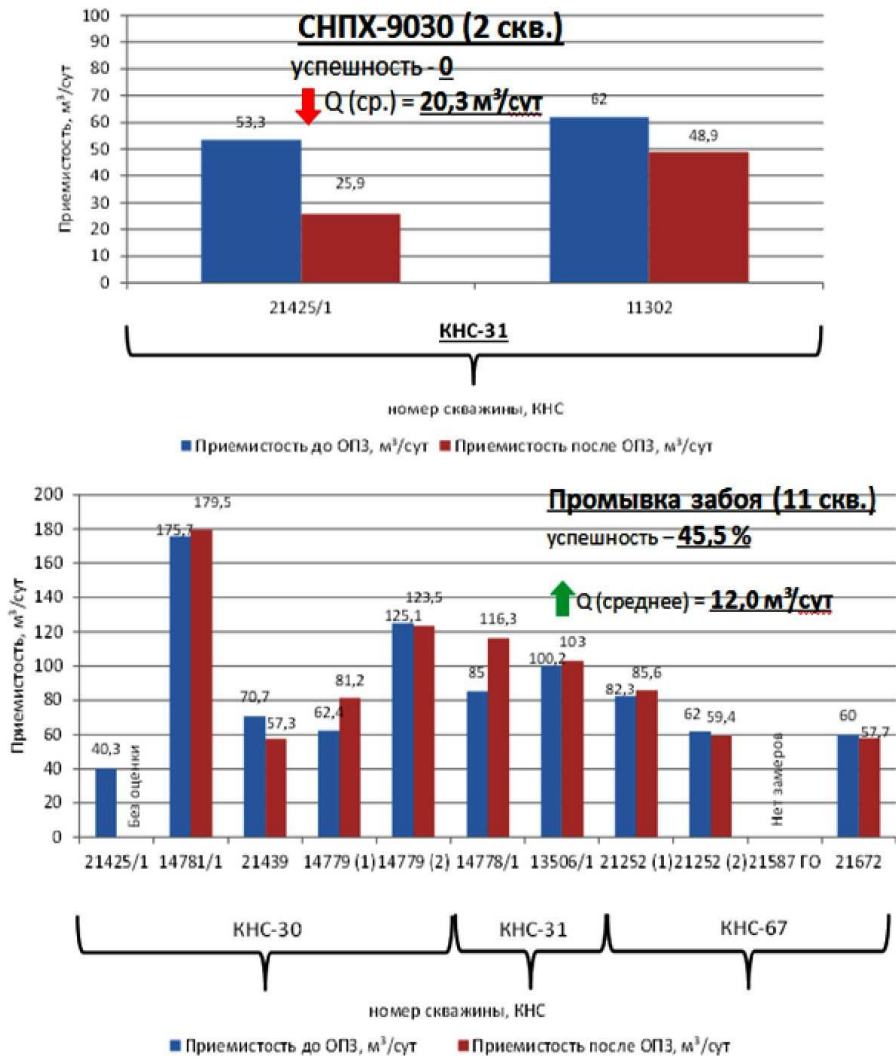


Рисунок 1 – Информация по наименее успешным ГТМ [1]

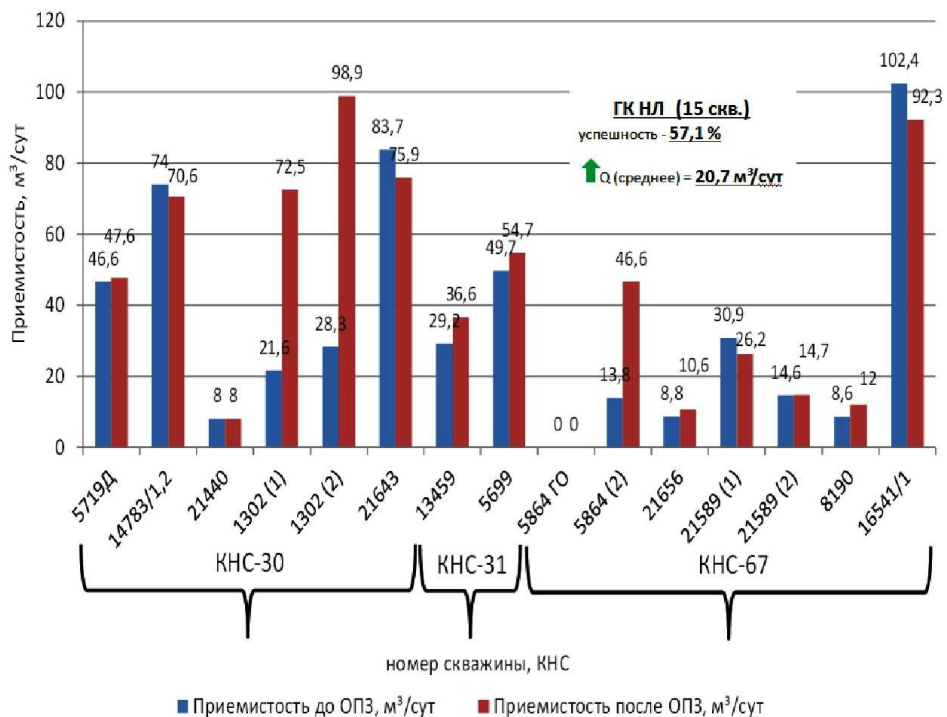


Рисунок 2 – Результаты эффективности по закачке ГК НЛ [1]

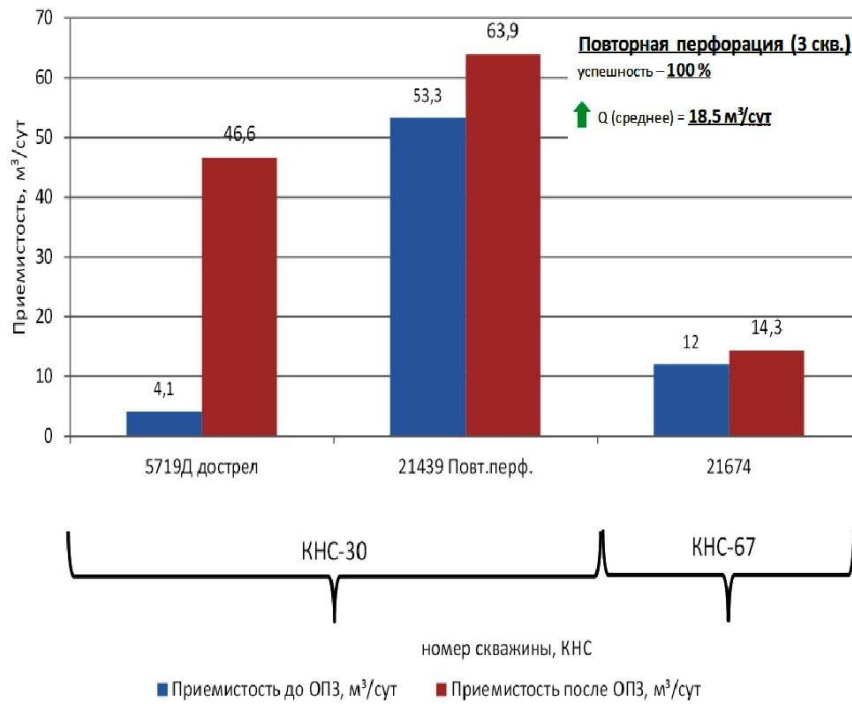


Рисунок 3 – Результаты эффективности по повторной перфорации [1]

В целом, несмотря на довольно высокую успешность закачки ГК НЛ и проведения повторной перфорации, отмечена общая тенденция недостаточной продолжительности эффекта сохранения повышенной приемистости по всем анализируемым скважинам – около 30 суток. Это подтверждается, например, динамикой работы скважин 21643 КНС-31, 5864 КНС-67 (рис. 4).

Динамика работы скважины 21643 КНС-31
23.05.14-29.05.14 г. – Установка пакера (ТРС)
25.02.15-26.02.15 г. – ОПЗ-ГК НЛ (УККМ)

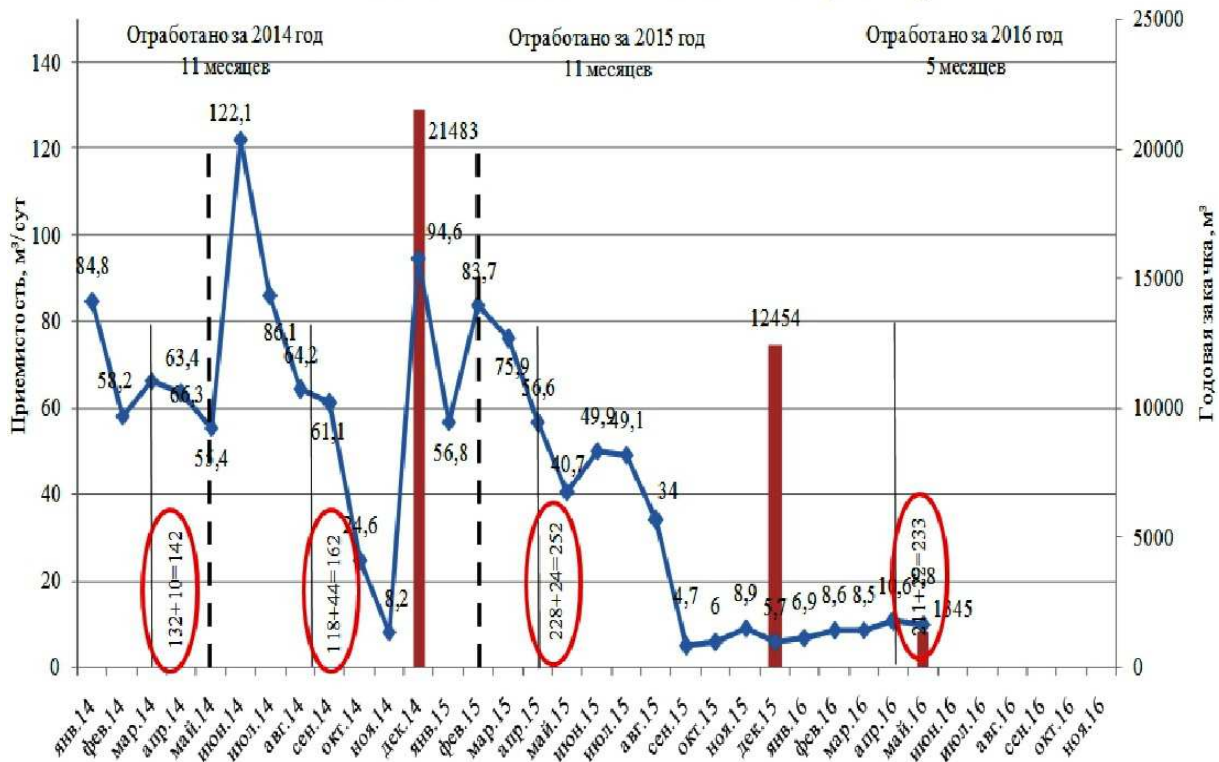
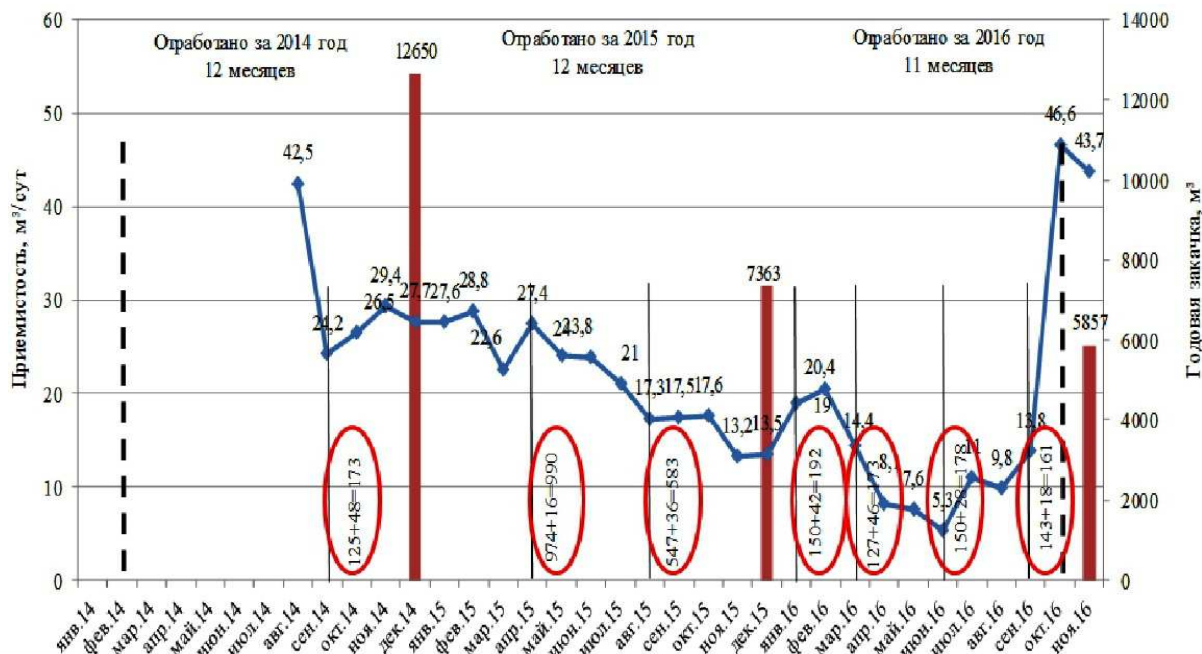


Рисунок 4 – Информация по продолжительности эффекта ОПЗ ГК НЛ



**Динамика работы скважины 5864 КНС-67
16.02.14-18.02.14г. – ОПЗ-ГК НЛ (УККМ)
09.10.16-10.10.16г. – ОПЗ-ГК НЛ (УККМ)**



Продолжение рисунка 4 – Информация по продолжительности эффекта ОПЗ ГК НЛ

Анализ промысловых данных, а также данных гидродинамических исследований скважин показал значительное ухудшение состояния призабойных зон (ПЗ) в процессе эксплуатации. Это обусловлено тем, что практически любая операция, проводимая в скважинах, является потенциальным источником засорения пласта.

Учитывая, что при добыче нефти используется широкий спектр химических реагентов, которые могут являться питанием для СВБ и усиливать биоценоз, рекомендуется рассмотреть возможность завершения мероприятий по ПНП и обработке призабойной зоны скважин бактерицидами.[2]

Литература:

1. Данные КИС АРМИТС.
2. Губайдуллин Ф.Р. и др. Информационный отчет оказания услуг по теме «Исследование причин образования сульфида железа в нефтепромысловом оборудовании Миннибаевского резервуарного парка». – Бугульма, 2015. – 74 с.

References:

1. Data of KIS ARMITIS.
2. Gubaidullin F.R. and others. An information report on the provision of services on the topic «Investigation of the causes of iron sulphide formation in oilfield equipment of the Minnibayevsky Reservoir Park». – Bugulma, 2015. – 74 p.



УДК 622.276/279

К ВОПРОСУ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ В ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИНАХ

TO THE ISSUE OF EXPERIMENTAL RESEARCHES IN GAS-LIFT WELLS

Алиев Ариф Мухтар оглы

кандидат технических наук, доцент,
Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности

Сардарова Иджабика Зия кызы

заведующий лабораторией,
кафедра управление и системная инженерия,
Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности
arifma_az@yahoo.com

Аннотация. Проанализированы математические модели для приближения зависимости между основными параметрами газоподъемных скважин. Для идентификации этих моделей определены требования и частота активных и пассивных экспериментальных исследований в газовых скважинах. Разработана последовательность обработки экспериментальных данных исследований в газлифтных скважинах.

Ключевые слова: газовые скважины, аппроксимация, идентификация, экспериментальные исследования, активные и пассивные эксперименты, статистическая идентификация, алгоритм, блок-схема.

Aliyev Arif Mukhtar

Candidate of technical sciences,
Associate professor,
Azerbaijan State University
of Oil and Industry

Sardarova Ijabike Ziya

Head of laboratory,
Department Control and Systems Engineering,
Azerbaijan State University
of Oil and Industry
arifma_az@yahoo.com

Annotation. Mathematical models to approximate of the dependency between the main parameters of gas lift wells are analyzed. To identification these models the requirements and frequency of active and passive experimental researches in gas-lift wells are defined. A sequence of the processing of experimental research data in gas lift wells have been developed.

Keywords: gas lift wells, approximation, identification, experimental research, active and passive experiments, statistical identification, algorithm, block diagram.

Известно, что процессы добычи нефти обычно нестационарны и для надлежащего контроля и управления скважинами требуется периодические исследования. Из-за влияния различных возмущающих факторов на работу газлифтных скважин для идентификации математической модели примерно один раз в квартал проводятся экспериментальные исследования, как отмечено в [1]. Основными характеристиками скважин являются зависимость между добычей нефти и рабочим агентом (газом или воздухом), вводимого в скважину, также зависимость между добычей нефти и давлением в скважине.

В настоящее время используются различные математические модели, формулы и алгоритмы идентификации и расчета рабочих режимов газлифтных скважин. Кроме того, существуют некоторые активные и пассивные методы исследования и последовательности для этого метода добычи нефти, которые требуют определения оптимальных наборов методов и алгоритмов для повышения эффективности исследований.

Для оптимальной работы скважин рассчитываются их технические и технологические параметры и корректируются в процессе проектирования. Однако когда геолого-промысловые данные пласта изменяются, возникает необходимость перерасчета оптимальных режимов скважин. Кроме того, каждая скважина работает не по отдельности, а совместно с другими скважинами: потому что они добывают нефть (жидкость) с общего пласта. Для оптимизации добычи заданный объем рабочего агента перераспределяется в оптимальном объеме, реализуя критерии максимальной добычи нефти в зависимости от конкретного объема рабочего агента (объем рабочего агента для 1 т. добычи нефти), в отношении его минимизации и в процессе распределения необходимо обеспечить выполнение некоторых ограничений в отношении других скважин. Таким образом, потребность в исследованиях возникает из-за необходимости поиска оптимальных моделей скважин, что можно объяснить сложностью поддержки технического и технологического оптимума в течение длительного времени. Вследствие того, что такая поддержка предполагает периодическое изменение конструкции скважины, что является не эффективной, так как снижает эффективность самого процесса добычи нефти, и для ее изменения требуется проведение исследований в скважинах.

Надлежащее планирование экспериментов обеспечивает адекватные результаты измерений, а также позволяет снизить производственные потери, изменяя режимы скважин на большом диапазоне рабочих режимов при исследованиях группы скважин, работающих в соответствии с заданными режимами производства.



Для изучения эффективности всех операций и процедур, выполняемых в ходе экспериментальных исследований, следует использовать имитационные модели и определить необходимые шаги по обработке результатов моделирования.

Как упоминалось в [1], суть первого метода исследования заключается в поддержании постоянного расхода рабочего агента, изменении его давления и использовании зависимости:

$$Q = K (p_{пл} - p_{заб})^n,$$

т.е. зависимости дебита от депрессии на забое,

где K – коэффициент производительности; $p_{пл}$ и $p_{заб}$ – пластовое и забойное давления; n – показатель степени, учитывающий характер потока жидкости в скважину.

Исследование скважин вторым способом означает поддержание постоянного давления рабочего агента и изменение его расхода и построение зависимости $Q = f(V)$. В соответствии с этой зависимостью следует отметить, что использование логарифмически-параболической математической модели с целью аппроксимации результатов экспериментальных исследований целесообразно с точки зрения точности [2]. Поэтому используем следующую модель:

$$Q = a_0 + a_1 \ln V + a_2 (\ln V)^2.$$

Все результаты измерений, полученные после завершения исследований, могут быть использованы для идентификации математических моделей и определения оптимальных режимов газлифтных скважин, а также подготовки рекомендаций аналитических отчетов.

Хотя активные исследования, как упомянуто выше, эффективны с точки зрения точности, в некоторых случаях – в скважинах, где не рекомендуется изменение режима в широком диапазоне и в «капризных» скважинах с низкими запасами устойчивости, а также когда имеется дефицит рабочего агента – невозможно провести эти исследования. В работе [1] отмечено, что в таких случаях пассивные эксперименты или идентификация математической модели на основе результатов измерений нормальной работы скважин, но позволяют получить приблизительную информацию о характеристиках скважин ($Q = f(V)$) хотя и с меньшей точностью.

Последовательность исследований, обработки данных результатов измерений и подготовка рекомендаций разработана в виде блок-схемы. После анализа скважин, характеристики которых должны быть уточнены, выбирается исследуемая скважина. Затем определяется возможность активных исследований. Если – да, то определяется метод исследования, и эксперименты проводятся в зависимости от выбранного метода, а измерения обрабатываются и подготавливаются рекомендациями.

Если проводить активные эксперименты в скважинах невозможно, проводимые пассивные эксперименты и зависимость $Q = f(V)$ получается путем статистической идентификации с использованием данных экспериментов, которые измеряются в нормальном рабочем режиме. По окончании обработки определяются приблизительные результаты рабочих режимов (оптимальный и максимальный). Эти значения позволяют проверять возможность проведения активных исследований в скважинах. Если возможно проведение активных исследований, результаты измерений обрабатываются и устанавливаются параметры скважин рабочего режима.

С развитием науки и техники могут быть применены новые методы исследования, зависимости и математические модели. Как предусмотрено в концептуальной модели базы данных для экспериментальных исследований газлифтных скважин [1], в схему добавлен модуль, для проведения новых экспериментов. Новые алгоритмы и программное обеспечение, включенные в этот модуль, подготавливаются и представляются, лицом выполняющим данные эксперименты.

Алгоритм, который будет частью системы управления экспериментальными исследованиями на газлифтных скважинах [2], позволит реализовать исследования по указанной этой последовательности и повысить их эффективность, сократить возможные потери за счет контроля и автоматизации управления данными процессами.

Литература:

1. Алиев А.М., Сардарова И.З. База данных для экспериментальных исследований газлифтных скважин / Труды конференции «Методология современных исследований». – Дубай, 2015. – Т. 1. – С. 12–15.
2. Юсифов С.И., Алиев А.М., Сардарова И.З. Подход к контролю и управлению исследованиями в газлифтных скважинах // Современный научный бюллетень. – Белгород, 2015. – Серия: Технические науки. – С. 69–72.

References:

1. Aliyev A.M., Sardarova I.Z. Database for experimental studies of gas lift wells / Proceedings of the conference Methodology of modern research. – Dubai, 2015. – Vol.1. – P. 12–15.
2. Yusifov S.I., Aliyev A.M., Sardarova I.Z. An approach to the control and management of research in gas lift wells // The modern scientific bulletin. – Belgorod 2015. – Series: Technical Sciences. – P. 69–72.



УДК 622.276.1

ОБОСНОВАНИЕ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА АЧ МЕСТОРОЖДЕНИЯ N

JUSTIFICATION OF SYSTEM OF DEVELOPMENT OF ACH LAYER OF THE FIELD N

Амирова Гульнара Раисовна

магистрант,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
amirova_gulnara@mail.ru

Гайнетдинов Рамиль Халитович

кандидат физико-математических наук,
главный специалист,
ООО «РН-УфаНИПИнефть»

Аннотация. В статье обоснован выбор системы разработки пласта Ач месторождения N.

Ключевые слова: система разработки месторождения, низкопроницаемый коллектор, сетка скважин.

Amirova Gulnara Raisovna

Master,
Ufa state petroleum technological university
amirova_gulnara@mail.ru

Gainetdinov Ramil Khalitovich

Candidate of Physico-Mathematical Sciences,
Chief Specialist,
«RN-UfaNIPIneft»

Annotation. The calculations for rationalization and improvement of field development system are shown in the article.

Keywords: field development system, well net, low-permeability reservoir.

Неразбуренные участки большинства месторождений Западной Сибири представляют собой пласты с низкой проницаемостью (менее 1 мД), большой расчлененностью и малой связностью песчаных тел. Разработка таких пластов с применением гидроразрыва пласта (ГРП) в наклонно-направленных скважинах (ННС) не обеспечивают их рентабельную разработку. В связи с этим, актуальным является использование новых систем заканчивания, в том числе, применение горизонтальных скважин (ГС) с множественными трещинами ГРП (МГРП).

Рост интереса к технологиям разработки с применением горизонтальных скважин с трещинами ГРП связан с тем, что данный вид скважин позволяет создать максимальный контакт со значительными объемами нефти, сосредоточенных в низкопроницаемых зонах коллектора, что обеспечивает экономически рентабельную добычу нефти.

В статье рассматривается задача технико-экономического обоснования системы разработки пласта Ач месторождения N. Коллектор характеризуется низкой средней проницаемостью до 2×10^{-3} мкм², высокой расчлененностью (в среднем 10) и средней эффективной нефтенасыщенной толщиной по залежи не более 10 м.

Обоснование выбора оптимальной системы разработки и плотности сетки скважин для пласта Ач проведено с применением трехмерной геолого-гидродинамической модели, на которой моделировался процесс разработки различными системами размещения в широком диапазоне плотностей сеток скважин.

Обоснование оптимальной плотности сетки проведено на основе зависимостей коэффициента извлечения нефти (КИН) и чистого дисконтированного дохода (NPV) от плотности сетки скважин (ПСС), выражающих соответственно технологическую и экономическую эффективность разработки. Оптимальной является такая ПСС, при которой для заданной системы разработки обеспечивается максимальный прирост величины КИН на 1 га уплотнения сетки, и соответственно, максимум экономической эффективности.

При выполнении работы для пласта Ач, характеризующегося обширной чисто-нефтяной зоной, были рассчитаны:

- 7 вариантов различных систем разработки (обращенная 9-ти точечная, варианты горизонтальных скважин с МГРП (рис. 1);
- 5 вариантов плотностей сеток (9, 16, 25, 36, 49 га/скв.);
- варьировалась геометрия элементов, количество стадий ГРП (ориентация ГРП по направлению регионального стресса, за исключением системы № 5).

Для каждого из рассмотренных вариантов был определен КИН и проведен расчет основных показателей экономической эффективности. Целью экономической оценки является выбор такой плотности сетки, которая обеспечивает оптимальное сочетание экономической эффективности и коэффициента извлечения нефти. Экономические нормативы определены на основе анализа фактических данных и сценарных условий недропользователя.

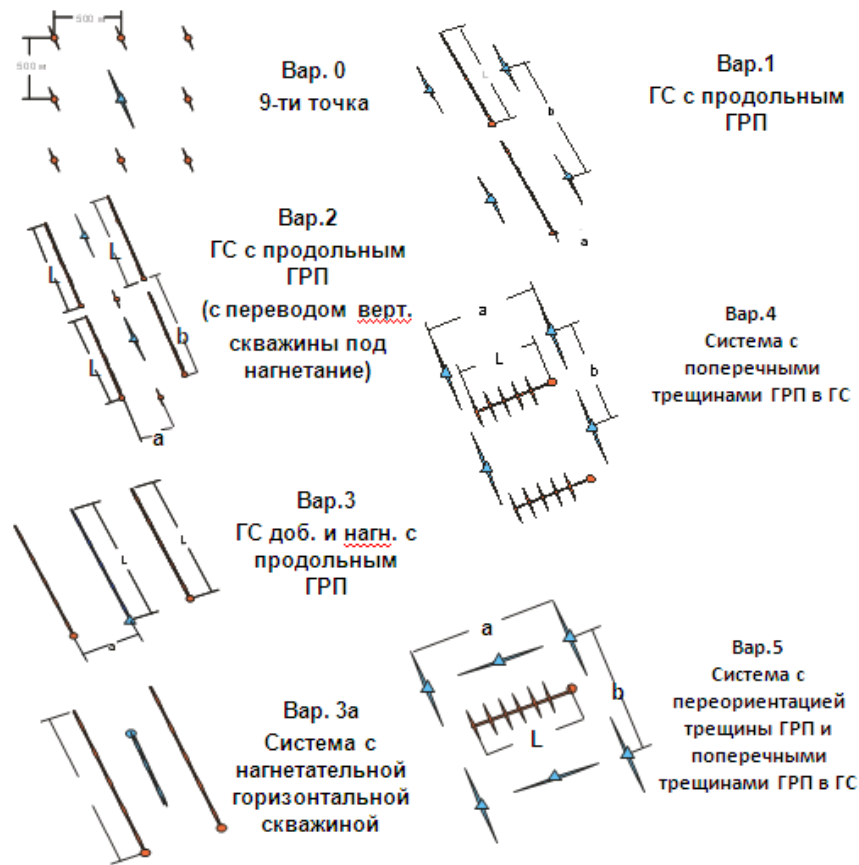


Рисунок 1 – Системы разработки

При проведении расчетов в капитальных вложениях учтены только затраты на строительство скважин, обустройство кустовых площадок. Результаты проведенных расчетов представлены на рисунке 2.

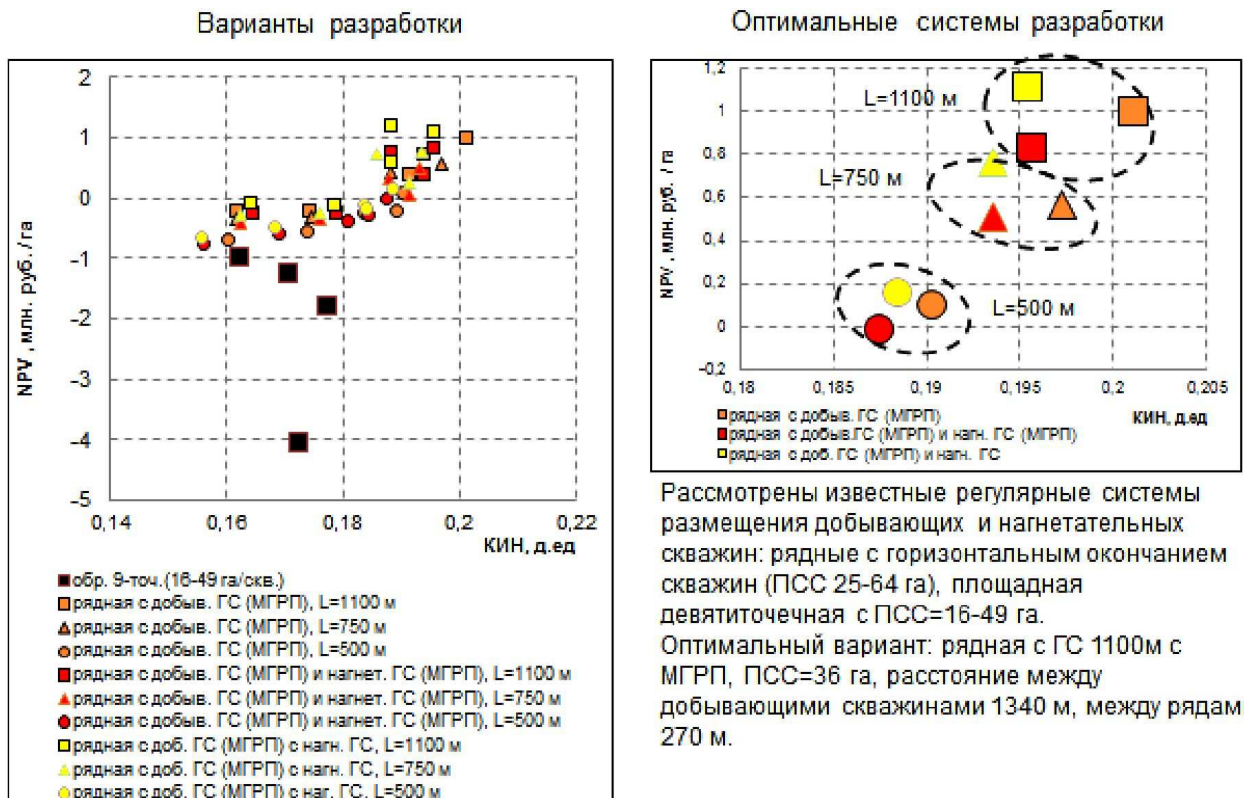


Рисунок 2 – Зависимость КИН от NPV для различных систем разработки



Таким образом, получены следующие результаты:

1. Наиболее устойчивыми с точки зрения экономической эффективности в зависимости от плотности сетки являются системы № 1, № 3, № 3а, они же характеризуются максимальными значениями NPV-КИН.

2. Лучшими являются варианты систем ГС с МГРП № 1 и № 3а.

3. Для проектирования выбран вариант ГС с МГРП № 1, характеризующийся максимальными значениями КИН, с бурением ГС длиной 1100 м (11 ГРП/ГС), расстоянием между скважинами в ряду 1340 м, между рядами 270 м, плотность сетки 36 га/скв.

4. Для условий пласта Ач обоснована система разработки на основе трехмерного гидродинамического моделирования с учетом параметров, определяющих систему заканчивания и схему размещения скважин. Выбрана система разработки с наилучшими технико-экономическими показателями и минимальным потенциальным риском при ее реализации.



УДК 622.016.25:631.837:622.245.542

РАЗРАБОТКА ВОДОИЗОЛИРУЮЩЕГО СОСТАВА НА ОСНОВЕ ОРГАНОМИНЕРАЛЬНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

DEVELOPMENT OF WATER SHUT-OFF COMPOSITION ON THE BASIS OF THE ORGANO-MINERAL COMPLEX FOR SQUEEZE CEMENTING

Арсланов Ильдар Робертович

заместитель начальника отдела
ремонтно-изоляционных работ,
ООО «Уфимский НТЦ»
Arslanovir@ufntc.ru

Гусарова Екатерина Игоревна

кандидат химических наук,
заведующий лабораторией
химических исследований,
ООО «Уфимский НТЦ»

Телин Алексей Герольдович

кандидат химических наук,
заместитель директора по научной работе,
ООО «Уфимский НТЦ»
telinag@ufntc.ru

Аннотация. В работе представлены результаты физико-химических исследований водоизолирующего состава на основе органоминерального комплекса, обладающего низкой начальной динамической вязкостью. Установлены концентрации компонентов, необходимые для оптимального время гелеобразования состава при средних и низких температурах. Полученные результаты подтверждают возможность применения данного водоизолирующего состава при проведении ремонтно-изоляционных работ.

Ключевые слова: гибридные тампонажные материалы, ремонтно-изоляционные работы, водоизоляционный состав, органоминеральный комплекс, время гелеобразования.

Arslanov Ildar Robertovich

Deputy Head of the Department
of squeeze cementing
«UNTC» LLC
Arslanovir@ufntc.ru

Gusarova Ekaterina Igorevna

Candidate of Chemistry,
Head of the chemical testing laboratory,
«UNTC» LLC

Telin Alexei Geroldovich

Candidate of Chemistry,
Deputy Director for Science,
«UNTC» LLC
telinag@ufntc.ru

Annotation. This paper presents the results of physical and chemical studies of the water shut-off composition based on the organo-mineral complex, having low initial dynamic viscosity. The concentrations of the components necessary for the optimum gelation time of the composition at medium and low temperatures are determined. The obtained results confirm the possibility of application of the water shut-off composition in squeeze cementing operations.

Keywords: hybrid plugging materials, squeeze cementing, water shut-off composition, organo-mineral complex, gelation time.

Известно, что многие нефтяные месторождения, находящиеся в поздней стадии разработки, характеризуются наличием «стареющего» фонда скважин, осложненного негерметичностью эксплуатационных колонн, заколонными перетоками и, как следствие, высокой обводненностью продукции скважин.

Ухудшение технического состояния скважин, а также высокая обводненность обуславливает поиск и внедрение новых эффективных технологий ремонтно-изоляционных работ с применением инновационных тампонажных и водоизоляционных материалов.

Основными недостатками большинства водоизоляционных составов являются их низкая проникающая способность, невысокая устойчивость в пластовых условиях, большая чувствительность к пластовым температурам, токсичность, высокая стоимость и т.д. [1, 2].

В последнее время создание гибридных тампонажных материалов на основе интерполимерных или органоминеральных комплексов показало перспективность данного подхода [3–5].

В данной работе представлены результаты физико-химических исследований водоизоляционного состава на основе органоминерального комплекса, сочетающего в себе свойства, присущие силикатным и органическим тампонажным материалам.

В лабораторных условиях составы готовили смешением органических и минеральных компонентов, а также понизителя водоотдачи при комнатной температуре в определённых соотношениях. При взаимодействии компонентов состава образуется тампонажный материал на основе золя крем-



ниевой кислоты и полиакриламида, переходящий со временем в вязкоупругий гель. Критериями оценки при подборе оптимальных концентраций органо-минеральных компонентов являлись: время гелеобразования при средних и низких температурах, предельное напряжение сдвига. В таблице 1 представлен диапазон времени гелеобразования при различных температурах, в зависимости от оптимальных концентраций компонентов состава.

Таблица 1 – Время гелеобразования состава при различных температурах

Время гелеобразования, час			
5 °С	25 °С	40 °С	50 °С
1,5–6,5	3,5–7,0	4,5–8,5	1,5–7,0

Варьированием концентрации компонентов состава регулируется время гелеобразования в пластовых условиях и прочность образующегося геля при температурах от 5 °С до 50 °С. Данный состав отверждается во всем объеме, обладает низкой начальной динамической вязкостью, близкой к воде, а также регулируемым временем гелеобразования.

Один из образцов состава был подвержен солевой деструкции выдерживанием его в течение одного месяца в высокоминерализованной воде хлоркальциевого типа (250 г/л).

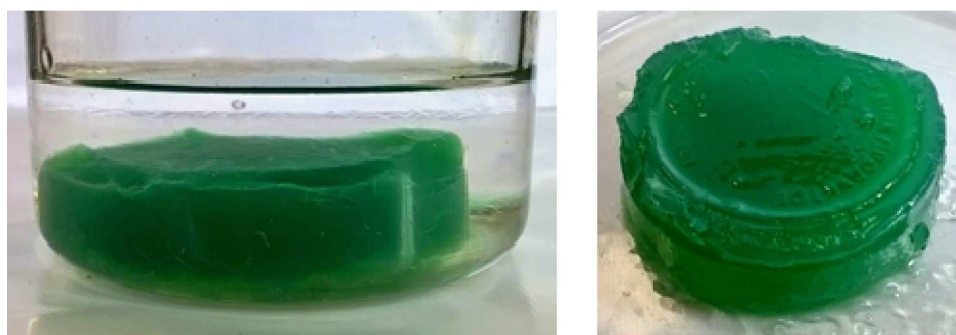


Рисунок 1 – Фото водоизоляционного состава после выдерживания в высокоминерализованной воде (250 г/л) в течение 1 месяца

Из рисунка 1 видно, что водоизоляционный состав на основе органо-минерального комплекса не подвержен солевой деструкции, что говорит о перспективности его применения для объектов с высокой минерализацией пластовых вод.

Исследования реологических характеристик образцов определялись на ротационном вискозиметре Haake Viscotester iQ (Германия) с использованием системы воспринимающих элементов «цилиндр-цилиндр».

Для изучаемых образцов применяли сдвиговой тест при изменении скорости сдвига в диапазоне от 0,1 до 300 с⁻¹, при котором определяется зависимость напряжения сдвига и вязкости от скорости сдвига. При этом повышение скорости сдвига производилось ступенчато, с заданным шагом в логарифмическом масштабе. Для определения предельного напряжения сдвига построение реологической кривой осуществлялось в режиме контролируемого напряжения сдвига.

Исходя из реологических характеристик образцов была выбрана одна рецептура с наилучшими показателями (табл. 2).

Таблица 2 – Реологические характеристики состава в оптимальном соотношении компонентов

Эффективная вязкость при различной скорости сдвига, Па·с			Предельное напряжение сдвига, Па
1,27 с ⁻¹	27,46 с ⁻¹	300 с ⁻¹	
73,63	27,46	0,132	146,2

В процессе реологических исследований дополнительно проведены осцилляторные тесты, которые подтвердили наличие у гибридного материала упругих свойств.

В результате физико-химических исследований установлено:

- при взаимодействии компоненты состава способны образовывать гели различной прочности даже при низких температурах;
- изменение соотношений компонентов позволяет регулировать прочностные характеристики и время гелеобразования состава;



- состав на основе органоминерального комплекса не подвержен агрессивному воздействию высокоминерализованным пластовым водам;
- оптимальное время гелеобразования состава при низких температурах и низкая динамическая вязкость геланта позволяют рекомендовать его применение в ремонтно-изоляционных работах для ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн и закоронной циркуляции жидкости в условиях вечной мерзлоты и низкопроницаемых зонах объекта изоляции;
- состав обладает высокими значениями модуля накопления, что говорит о наличии упругих свойств;
- перспективность разработанного водоизоляционного состава на основе органоминерального комплекса обусловлена технологичностью его приготовления и закачки в объект изоляции, доступностью компонентов, их достаточно низкой стоимостью, нетоксичностью и высокой прочностью образующегося геля.

Литература:

1. Стрижнев К.В. Ремонтно-изоляционные работы в скважинах. – СПб. : Недра, 2010. – 560 с.
2. Уметбаев В.Г., Мерзляков В.Ф., Волочков Н.С. Капитальный ремонт скважин. Изоляционные работы. – Уфа : РИЦАНК «Башнефть», 2000. – 424 с.
3. Ноздря В.И., Ефимов Н.Н., Роднова В.Ю. Изолирующие составы для ремонта скважин на основе нанодисперсных силикатов // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 1 (206).
4. Ляхов Н.З., Толочко Б.П., Полубояров В.А., Политов А.А., Телин А.Г. Разработка функциональных материалов методами химии твердого тела для нефтегазового комплекса // Бурение и нефть. – 2008. – № 1. – С. 20–22.
5. Политов А.А., Ломовский А.А., Телин А.Г., Корнилов А.А. Использование наноматериалов в создании тампонажных систем с новыми реологическими свойствами // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2008. – № 4. – С. 13–14.

References:

1. Strizhnev K.V. Remontno-izoljacionnye raboty v skvazhinah (Squeeze cementing in oil wells). – St.Petersburg : Nedra, 2010. – 560 p.
2. Umetbaev V.G., Merzlyakov V.F., Volochkov N.S. Kapital'nyj remont skvazhin. Izoljacionnye raboty (Well workover. Insulating works). – Ufa : Publ. of ANK «Bashneft», 2000. – 424 p.
3. Nozdrya V.I., Efimov N.N., Rodnova V.Yu. Izolirujushhie sostavy dlja remonta skvazhin na osnove nanodispersnyh silikatov (Insulating compositions for well servicing on the basis of nanodisperse silicates) // Oil. Gas. Novation. – 2018. – № 1 (206).
4. Luahov N.Z., Tolochko B.P., Poluboyarov V.A., Politov A.A., Telin G.A. Razrabotka funkcional'nyh materialov metodami himii tverdogo tela dlja neftegazovogo kompleksa (Development of functional materials by the methods of solid state chemistry for oil and gas industry) // Drilling and Oil Journal. – 2008. – № 1. – P. 20–22.
5. Politov A.A., Lomovskij A.A., Telin A.G., Kornilov A.A. Ispol'zovanie nanomaterialov v sozdanii tamponazhnyh sistem s novymi reologicheskimi svojstvami (Use of nanomaterials in creation of plugging systems with new rheological properties) // Quality Management in Oil and Gas Industry. – 2008. – № 4. – P. 13–14.



УДК 622.276.66

ИССЛЕДОВАНИЯ НА ПРОПАНТНОЙ ПАЧКЕ ТУРОНСКОЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

RESEARCH ON ENHANCEMENT PACKS TURONIAN DEPOSITS IN THE MODELING OF HYDRAULIC FRACTURING

Арсланов Артур Рамилевич

магистрант,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
arslanov_ar@mail.ru

Иксанов Ильдус Мунирович

ведущий специалист,
ООО «РН-УфаНИПИнефть»
IksanovIM@ufanipi.ru

Аннотация. В рамках данной научной работы исследуются особенности проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП) в газовых залежах турона. Представлены результаты лабораторных исследований по оценке вдавливания пропанта в стенки трещины ГРП в зависимости от типа жидкости разрыва.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, пропант, проводимость пропантной пачки, проницаемость пропантной пачки.

Arslanov Artur Ramilevich

Undergraduate,
Ufa state petroleum technological university
arslanov_ar@mail.ru

Iksanov Ildus Munirovich

Leading Specialist,
RN-UfaNIPIneft LLC
IksanovIM@ufanipi.ru

Annotation. As part of this research article examines the characteristics of hydraulic fracturing in gas fields of the Turon. The results of the laboratory studies on evaluation of the penetration of proppant into the wall of the hydraulic fracture depending on the type of fracturing fluid.

Keywords: hydraulic fracturing, proppant, fracture conductivity enhancement packs, permeability enhancement packs.

В настоящее время наиболее значимые газовые месторождения Западной Сибири находятся в стадии падающей добычи. В связи с этим, для сохранения энергетического потенциала региона является возможным разработка значительных трудноизвлекаемых запасов природного газа. К одним из них относятся туронские газовые залежи. Туронские отложения характеризуются низкими фильтрационно-ёмкостными свойствами, представляющие собой переслаивание глин, алевролитов и песчаников, что осложняет их разработку традиционными способами. Поэтому сегодня стоит вопрос о совершенствовании технологии разработки газовых залежей месторождений. В частности, непрерывно развивается технология проведения гидравлического разрыва пласта, в которой присутствует ряд малоизученных рисков, учет которых в перспективе может значительно повысить эффективность проведения такого геолого-технического мероприятия. В статье рассмотрены исследования фильтрационных экспериментов, проведенные на образцах естественного керна пород туронских залежей.

В связи обнаруженным свойством пласта турона разрушаться при насыщении его водой, есть вероятность снижения эффективности планируемой к внедрению технологии ГРП на скважинах изучаемого объекта разработки с применением жидкостей разрыва на водной основе. Для обоснованного решения выбора жидкости разрыва на водной основе, либо изменения рецептуры жидкости, проведены сравнительные экспериментальные испытания по оценке вдавливания пропанта в стенки трещины ГРП в зависимости от типа жидкости ГРП.

Лабораторные исследования велись по следующим направлениям:

- 1) изготовление и подготовка образцов керна материала;
- 2) определение долгосрочной проводимости пропантной пачки при пластовых условиях;
- 3) определение остаточной проводимости пропантной пачки при воздействии жидкости ГРП на водной и углеводородной основе.

В качестве расклинивающего материала во всех перечисленных тестах использовался пропант фракции 16/20. Тесты проводились с соблюдением термобарических условий пласта (при температуре 32 °С и напряжении смыкания 15 МПа).

Лабораторные исследования проведены на современном экспериментальном оборудовании – установке определения долгосрочной проницаемости пропантной пачки PCES-100 (CoreLab Inst., США).



После определения базовых значений проводимости была произведена закачка жидкости ГРП в количестве 3-х объемов пор пропантной пачки с выводом жидкости через керновые пластины.

Затем после технологического отстоя (12 часов) в течение 240 часов с периодичностью 8 часов производилась закачка газа через пропантную пачку и определялись ее основные параметры (проводимость, проницаемость и ширина).

Результаты исследований после воздействия жидкости ГРП на водной основе представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Базовые параметры пропантной пачки и параметры после закачки жидкости ГРП на водной основе

Проницаемость по газу, Д	Проводимость по газу, мД·фут	Ширина, мм
Базовые параметры пропантной пачки		
1048	18808	5,47
Параметры пропантной пачки после закачки жидкости ГРП на водной основе		
313	5217	5,08

Как видно из результатов испытания, проницаемость пропантной пачки по газу после воздействия жидкостью ГРП на водной основе снизилась на 70 % по сравнению с проницаемостью по газу до воздействия.

Такое значительное снижение проницаемости пропантной пачки после воздействия жидкостью на водной основе связано с частичным разрушением структуры пристеночной зоны керна в результате взаимодействия с водной фазой. Для визуального наблюдения на рисунке 1 представлена фотография керновой пластинки после проведения испытания, на которой видно, что практически один слой пропанта полностью заполнен частицами керна. В качестве количественной характеристики после воздействия жидкости ГРП на водной основе наблюдается резкое снижение ширины пропантной пачки – на 7 %.

Следующий эксперимент производился аналогичным образом, но с закачкой жидкости разрыва на углеводородной основе, результаты которого представлены в таблице 2.

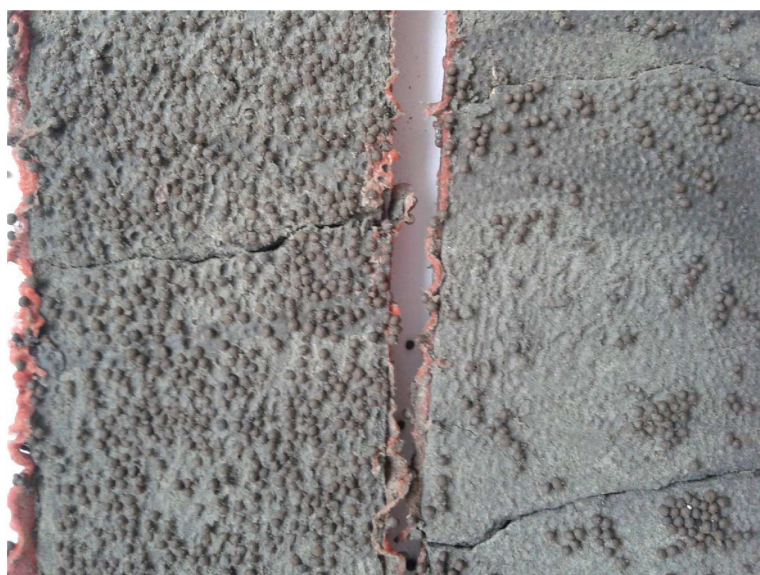


Рисунок 1 – Фотография керновых пластинок после проведения испытания с воздействием жидкости на водной основе

Таблица 2 – Базовые параметры пропантной пачки и параметры после закачки жидкости ГРП на углеводородной основе

Проницаемость по газу, Д	Проводимость по газу, мД·фут	Ширина, мм
Базовые параметры пропантной пачки		
1048	18808	5,47
Параметры пропантной пачки после закачки жидкости ГРП на углеводородной основе		
781	13990	5,46



В данном случае проницаемость пропантной пачки по газу после воздействия жидкостью ГРП на углеводородной основе снизилась на 25 % по сравнению с проницаемостью по газу до воздействия, что значительно меньше, чем на водной основе при аналогичных условиях в предыдущем опыте (снижение составило 70 %) (рис. 2). Последующая закачка жидкости на водной основе привело к снижению проницаемости пропантной пачки на 56 %.



Рисунок 2 – Сравнение проницаемостей по газу до и после воздействия жидкостью разрыва на углеводородной и водной основе

Внешний вид керновой пластинки после проведения испытания с воздействием жидкости на углеводородной основе представлен на рисунке 3.

При этом необходимо отметить, что после воздействия жидкостью ГРП на углеводородной основе снижения ширины пропантной пачки не наблюдается, когда при воздействии жидкости на водной основе ширина пропантной пачки резко уменьшилась.

Остаточная проницаемость пропантной пачки при обработке жидкостью ГРП на углеводородной основе составила 75 % от начальной проницаемости по газу, при обработке жидкостью ГРП на водной основе – 30 % (рис. 4).



Рисунок 3 – Фотография керновых пластинок после проведения испытания с воздействием жидкости на углеводородной основе

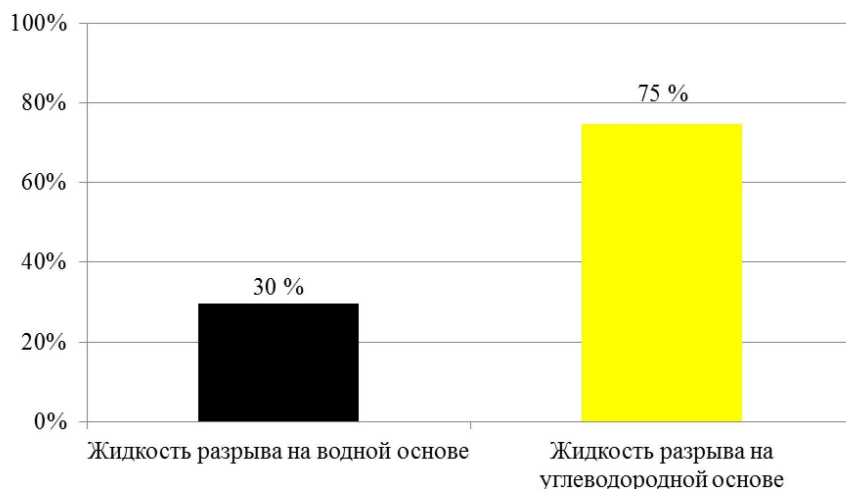


Рисунок 4 – Восстановление проницаемости трещины ГРП в зависимости от типа жидкости разрыва

Таким образом, в результате проведения экспериментальных испытаний по оценке вдавливания пропанта в стенки трещины ГРП в зависимости от типа жидкости ГРП показано значительное влияние жидкости на водной основе на остаточную проводимость пропантной пачки, что необходимо учитывать при выборе жидкости разрыва для геолого-технических условий туронской газовой залежи.

Выводы

- 1) Жидкость на водной основе значительно снижает остаточную проницаемость пропантной пачки в условиях продуктивных отложений туронской залежи.
- 2) Снижение проницаемости пропантной пачки после воздействия жидкостью на водной основе связано не только с остатками геля ГРП, но и с затеканием глинистых частиц породы в поровое пространство пропантной пачки. В результате взаимодействия породы с водной фазой глина размягчается в результате чего, слой пропанта внедряется в породу. Это приводит к уменьшению размера фильтрационных каналов пропантной пачки (объема пор пропантной пачки).
- 3) Для количественной оценки влияния типа используемой жидкости гидроразрыва на дебит скважины для геолого-технических условий пласта необходимо проведение математического моделирования притока газа в скважине с ГРП с учетом полученных результатов экспериментальных исследований.



УДК 622

О ВОЛНОВОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА МОРСКИЕ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИЕ СООРУЖЕНИЯ

ABOUT WAVE IMPACT ON MARINE HYDROTECHNICAL STRUCTURES

Аскерова Ругия Исраил

докторант, научный сотрудник,
Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности
Rahimova_mahluqa@mail.ru

Askerova Rugiya Israil

Doctoral Candidate, Research Associate,
Azerbaijan State Oil and Industry University
Rahimova_mahluqa@mail.ru

Аннотация. В работе производится анализ основных динамических нагрузок на элементы конструкций морских нефтегазовых сооружений и на основе этого анализа выделены основные факторы, определяющие волновые нагрузки. Приведены основные результаты теоретических и экспериментальных исследований по изучению волнового воздействия на трубные элементы конструкций морских нефтегазовых сооружений. На основе проведенных исследований предложен алгоритм расчета волновых нагрузок, рекомендуемый для первичной оценки напряженно-деформированного состояния в вертикальных сваях морских оснований.

Annotation. The work analyzes the main dynamic loads on the elements of the structures of offshore oil and gas facilities and on the basis of this analysis the main factors determining wave loads are identified. The main results of theoretical and experimental studies on the study of the wave action on pipe elements of marine oil and gas structures are presented. Based on the studies carried out, an algorithm for calculating wave loads, recommended for the initial evaluation of stress-strain state in vertical piles of marine bases, is proposed.

Ключевые слова: морские нефтегазовые сооружения, стационарные платформы, опорный блок, волновые нагрузки, волновой расчет.

Keywords: offshore oil and gas facilities, fixed platforms, support block, wave loads, wave calculation.

В настоящее время значительная доля углеводородных ресурсов (нефти, газа, газового конденсата) добывается с морских месторождений. Бурение разведочных и эксплуатационных скважин при этом осуществляется в основном с морских платформ. Элементы конструкции этих сооружений находятся под воздействием различных нагрузок (волновых, ветровых, от морских течений и т.д.). В условиях Каспийского моря волновые нагрузки приобретают особое значение. Так опыт эксплуатации морских месторождений Каспия показывает, что волновые нагрузки могут достигать таких величин, что наблюдались серьезные повреждения эстакадных сооружений, морских стационарных платформ и других сооружений.

В связи с вышесказанным, достаточно точная оценка различных динамических нагрузок, в том числе волновых нагрузок на различные элементы конструкций морских нефтегазовых сооружений на стадии их проектирования приобретает особую значимость.

Для определения волновых нагрузок на различные сооружения в мировой практике чаще всего используется либо методология, связанная с использованием формулы Морисона, либо методология гидродинамической теории [1–3]. Первый подход позволяет наиболее полно учесть нелинейный характер волн и рассчитать нагрузки от волн конечной высоты. Однако его строгое применение возможно только для сооружений, состоящих из элементов с размерами много меньше, чем длина волны. Кроме того, такой подход исключает возможность учета взаимного гидродинамического влияния элементов конструкции или близко расположенных корпусов различных сооружений.

Второй подход позволяет учесть дифракционные эффекты и взаимное гидродинамическое влияние. Однако возможности вычисления нагрузок от волн конечной высоты в этом случае менее развиты.

Для большинства сооружений континентального шельфа, имеющих большие размеры и сложные конструктивные формы, методы гидродинамической теории позволяют получить более достоверные результаты, так как учитывают сложные процессы обтекания тел жидкостью.

При анализе поведения сооружений обычно производится расчет волновых нагрузок от регулярных волн или нерегулярного волнения. В общем случае, волнение может быть представлено одним из известных спектров волнения, который несложно смоделировать, как совокупность элементарных гармоник с рассчитываемой амплитудой, частотой и случайной фазой.

Существующая теоретическая база относительно возникновения волн, их основных параметров и их распределения, а также многолетний опыт эксплуатации морских нефтегазовых сооружений позволили научно обосновать действующие нормы и правила по проведению волновых расчетов этих



сооружений [4–7]. Дальнейшее развитие исследований в направлении изучения волнового воздействия на морские сооружения и, особенно, возможности широкого применения компьютерного моделирования привели к созданию современных программных комплексов для проведения волнового расчета.

На базе лаборатории по изучению волновых нагрузок на морские нефтегазовые сооружения Института «Нефтьгазельмтедгигат» (SOCAR, Азербайджанская Республика) в течение многих лет был накоплен обширный научный материал. Моделирование волнового воздействия и формирование значения волнового давления как выходного параметра представлялось следующим образом. Волновой профиль образуется наложением переносного движения частиц воды под действием ветра и орбитального движения частиц. Волновое давление формируется из скоростной и инерционной составляющей. Основными исходными факторами влияния являются длина волны (L), высота волны (h), глубина моря (H), диаметр трубчатой сваи (D), плотность морской воды (γ). Волновое давление по глубине моря будет уменьшаться и начиная с некоторой глубины моря волновое воздействие на трубчатую сваю можно не принимать во внимание.

Таким образом, алгоритм волнового расчета можно описать в виде следующих последовательно выполняемых шагов.

Шаг 1. Ввод исходных данных (глубина моря, длина волны, высота волны, диаметр трубчатой сваи, плотность морской воды).

Шаг 2. Расчет орбитального движения частиц (рассчитываются радиусы эллиптических орбит для частиц воды). Расчет производится на этом и на всех последующих шагах по 6 точкам, которые последовательно откладываются от спокойного уровня моря с шагом $0,2H$.

Шаг 3. Расчет переносного движения частиц под действием ветра (вычисляются скорости движения частиц, которые дальше учитываются при расчете скоростной составляющей волнового давления).

Шаг 4. Расчет ускорения частиц жидкости (полученные значения используются при расчете инерционной составляющей волнового давления).

Шаг 5. Расчет скоростной и инерционной составляющей волнового давления и конечного значения волнового давления как суммы этих составляющих.

Шаг 6. Построение эпюры волнового давления и расчет изгибающего момента от волнового воздействия на трубчатую сваю.

Для получения визуальной картины, предложенный выше алгоритм представлен ниже в виде блок-схемы (рисунок).

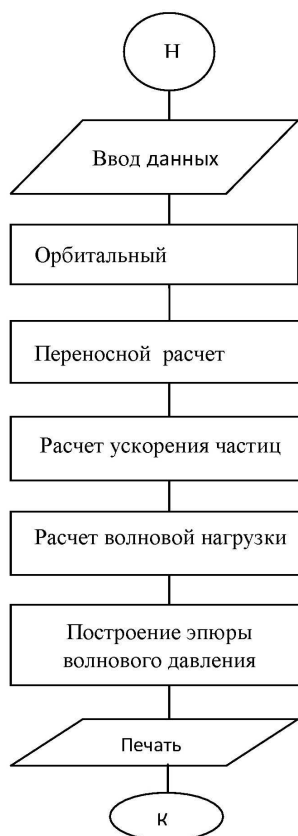


Рисунок – Блок схема алгоритма волнового расчета



Выводы

Проведен анализ влияния основных параметров, влияющих на формирование волнового воздействия на морские нефтегазовые сооружения. В качестве основных факторов влияния определены глубина моря, длина и высота волны, диаметр трубчатой сваи и плотность морской воды. Основным результирующим фактором можно взять значение волнового давления.

Предложен алгоритм расчета волнового давления на трубчатую сваю в виде суммы скоростной и переносной составляющей. Предложенный алгоритм позволяет построить эпюру волнового давления и выявить наиболее неблагоприятные места приложения волновой нагрузки на сооружение.

Литература:

1. Ибрагимов А.М. Нефтегазопромысловые гидротехнические сооружения. – М. : Недра, 1996. – 528 с.
2. Халфин И.Ш. Воздействие волн на морские нефтегазопромысловые сооружения. – М. : Недра, 1990. – 185 с.
3. Мамедов Ф.А. Обустройство морских нефтяных и газовых месторождений. – Баку : Элм, 1997. – 140 с.
4. Отраслевой стандарт ОСТ 51.01-11-87. Паспорт гидрометеорологический морского нефтегазового месторождения. Состав, сооружение и порядок разработки Гипроморнефтегаз. – Баку, 1988.
5. Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов) : Строительные нормы и правила – СНИП 06.04.82. – М. : ЦИТС Госстроя СССР, 1986.
6. Гидротехнические сооружения. Основные положения проектирования : Строительные нормы и правила – СНИП 06.01-86. – М. : ЦИТС Госстроя СССР, 1987.
7. Нагрузки и воздействия : Строительные нормы и правила – СНИП2 01.07-85. – М. : ЦИТС Госстроя СССР, 1982.

References:

1. Ibragimov A.M. Oil and gas hydraulic engineering constructions. – M. : Nedra, 1996. – 528 p.
2. Halfin I.Sh. Impact of waves on sea oil and gas constructions. – M. : Nedra, 1990. – 185 p.
3. Mamedov F.A. Arrangement of sea oil and gas fields. – Baku : Elm, 1997. – 140 p.
4. Industry standard OST 51.01-11-87. Passport hydrometeorological sea oil and gas field. Structure, construction and order of development of Gipromorneftegaz. – Baku, 1988.
5. Loadings and impacts on hydraulic engineering constructions (wave, ice and from vessels): Construction norms and rules – SNIP 06.04.82. – M. : TsITS of the State Committee for Construction of the USSR, 1986.
6. Hydraulic engineering constructions. Basic provisions of design: Construction norms and rules – SNIP 06.01-86. – M. : TsITS of the State Committee for Construction of the USSR, 1987.
7. Loadings and influences: Construction norms and rules – SNIP 2 01.07-85. – M.: TsITS of the State Committee for Construction of the USSR, 1982.



УДК 622.276

КОНТРОЛЬ ПЕСКА ФЕРРОЦЕМЕНТНОЙ КОМПОЗИЦИЕЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЛОЖЕННЫХ СЛАБОЦЕМЕНТИРОВАННЫМИ ПЛАСТАМИ

SAND CONTROL BY FERROCEMENT COMPOSITION IN THE DEVELOPMENT OF DEPOSITS COMPOSED OF WEAKLY CEMENTED LAYERS

Ахмед Фариз Фикрет

кандидат технических наук, доцент,
Государственная нефтяная компания
Азербайджанской Республики (SOCAR),
Научно-исследовательский проектный
институт нефти и газа
farizahmed@mail.ru

Ahmed Fariz Fikret

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
State Oil Company
of Azerbaijan Republic (SOCAR),
Oil and gas scientific research project institute
farizahmed@mail.ru

Аннотация. Данная статья посвящена обеспечению полноты использования добычных возможностей пескопроявляющих скважин на основе разработки эффективной технологии крепления призабойной зоны скважин. Значительного повышения эффективности можно добиться путём применения нетрадиционных способов воздействия на процесс. Одним из таких методов является магнитная обработка тампонажных систем, которая открывает новые возможности в нефтедобывающей промышленности. Для совершенствования способа восстановления и крепления пород призабойной зоны в лабораторных условиях были проведены эксперименты. Выявлено, что путем воздействия на тампонажный раствор магнитным полем можно дополнительно повысить прочность цементного барьера создаваемого в призабойной зоне скважины и сделать его устойчивым к механическим и фильтрационным разрушениям.

Annotation. This article provides a work is focused on complete production potential of sand producers based on development of effective producing sand consolidation technology. We can achieve significant efficiency gains using unconventional stimulation methods. Magnetic treatment of grouting systems is one of such methods, which open new possibilities in the oil industry. Experiments were conducted under laboratory conditions in order to improve the method of restoring and stabilization of producing formation. It was revealed that magnetic interference on the cement slurry allows further improve the set strength created in the bottom-hole zone and makes it resistant to mechanical and filtration destruction.

Ключевые слова: призабойная зона, тампонажный раствор, ферромагнитные частицы, прочность, проницаемость, магнитное воздействие.

Keywords: bottomhole zone, cement slurry, ferromagnetic particles, strength; permeability, magnetic effects.

Совершенствование техники и технологии нефтедобычи зависит от эффективности технологических процессов добычи углеводородов. Одним из наиболее проблемных подходов к решению данной проблемы является создание и внедрение технологий характеризующихся экономией энергии и ресурсов.

Последние годы в Азербайджанской Республике остро встает задача осуществления эффективных мер по стабилизации и росту уровня добычи нефти. Немаловажную роль в увеличении добычи нефти из нового фонда добывающих скважин играют вопросы качества крепления призабойной зоны в неустойчивых коллекторах, которые в процессе эксплуатации выдают песок.

Наряду с развитием и совершенствованием традиционных методов применяемых при добыче нефти, всё большее применение находят методы, реализуемые на основе различной физической природы: лазерной, магнитной, ультразвуковой, радиационной и т.д. Значительного повышения эффективности можно добиться путём применения нетрадиционных способов воздействия на процесс. Одним из таких методов является магнитная обработка тампонажных систем, которая открывает новые возможности в нефтедобывающей промышленности [1, с. 10].

Постоянные и переменные магнитные поля, применяемые для целей интенсификации нефтедобычи являлись предметом изучения многих исследований. По результатам этих исследований создан ряд новых технологий, обеспечивающих увеличение приёмистости нагнетательных скважин, восстановление продуктивных характеристик пластов, улучшение физико-механических свойств тампонажных растворов и др. В исследованиях изучалось влияние переменного магнитного поля на процесс крепления цементного камня. Используя магнитное воздействие при малых энергетических затратах можно получить эффект, по энергетическим возможностям превышающий в кратном размере все затраты. Таким образом, эти особенности являются серьёзными предпосылками для создания технологий характеризующихся экономией энергии и ресурсов [2, с. 13].



Для совершенствования способа крепления пород призабойной зоны в лабораторных условиях были проведены эксперименты в два этапа. На первом этапе экспериментов для улучшения физико-механических свойств цементного камня в качестве добавок были использованы ферромагнитные частицы Дашкесанского месторождения Азербайджанской Республики, который имел следующие характеристики: плотность 4720–4950 кг/м³, прочность на сжатие 150,2 МПа. Исследуемый нами тампонажный раствор представляет магнитореологическую жидкость состоящую из ферромагнитных частиц, помещённых в матрицу цементного раствора. Размеры ферро частиц составляют от 10⁻⁵ м до 10⁻³ м. Исследования осуществлялись при водо-цементном отношении 0,5–0,6, при котором достигалась необходимая подвижность и растекаемость тампонажного раствора, необходимая при цементировочных мероприятиях в скважинах, а также максимальная прочность цементного камня, образующегося в призабойной зоне.

Для изучения влияния количества ферромагнитных частиц на прочностные характеристики цементного камня исследовались цементные растворы с различными добавками ферромагнита от 0 до 10 %. Во всех экспериментах температура выдерживалась идентичной для условий месторождений Азербайджана, от 20 °С до 150 °С. Результаты исследований приведены на рисунке 1.

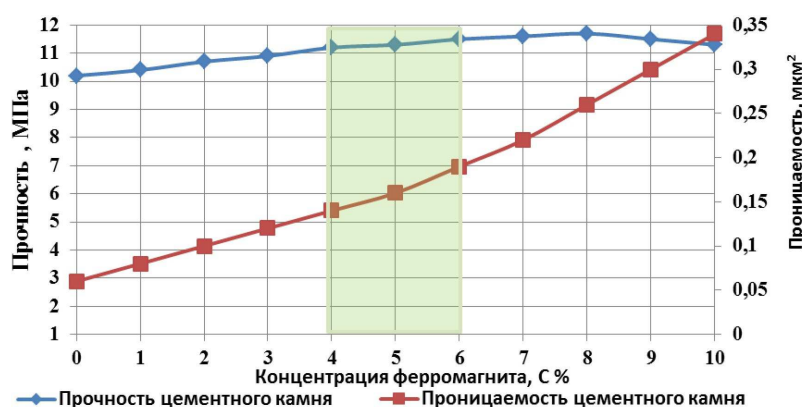


Рисунок 1 – Влияние концентрации ферромагнитных частиц на прочность и проницаемость цементного камня

Как видно из этих рисунков, существенное повышение прочности цементного камня (до 30–40 %) наблюдается при концентрации ферромагнитных частиц в цементной системе 4–6 %, а затем оно существенно снижается. При увеличении количества ферромагнитных частиц проницаемость образца доходит до 0,32 мкм². При креплении призабойной зоны скважин содержание воды в цементном растворе регулируется в широких пределах. Наличие воды оказывает существенное влияние на показатели прочности. Излишнее содержание воды приводит к понижению прочности затвердевшего цементного камня. Но при увеличении концентрации ферромагнита в интервале 4–6 % можно добиться приемлемой прочности при высоком содержании воды.

Далее проводились исследования по влиянию возраста образцов на прочностные показатели цементного камня. Результаты представлены на рисунке 2.

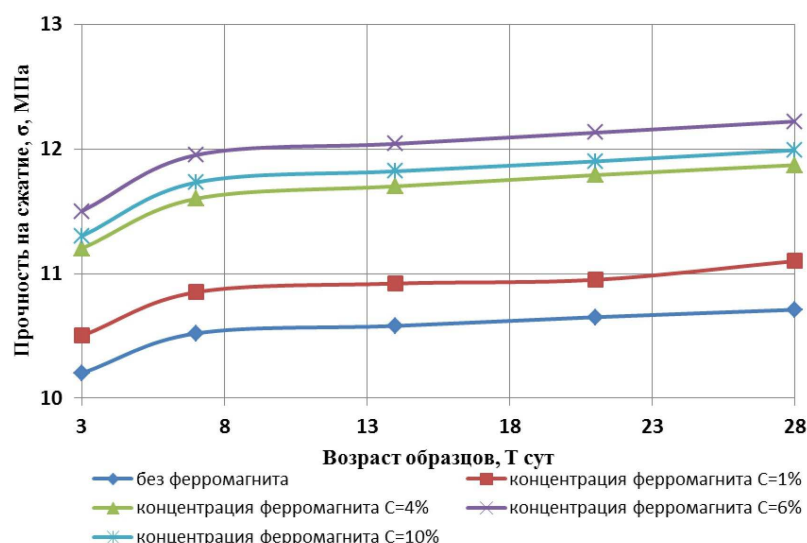


Рисунок 2 – Влияние возраста образцов на прочность цементного камня



Как видно из рисунка, со временем прочность образцов возрастает и при истечении 28 дней оно стабилизируется.

Исследование кинетики структурно-механических свойств цементных растворов имеет большое значение для анализа подвижности их в процессе закачки в скважину [3, с. 194]. Для закачки цементного раствора, растекаемость является одним из основных показателей. Для изучения влияния ферромагнитных частиц на растекаемость цементного раствора исследовались цементные растворы с различными добавками ферромагнита. Исследованием установлено изменение растекаемости цементного раствора от концентрации добавок ферромагнитных частиц. Полученные экспериментальные данные приведены в таблице 1. Как видно из таблицы, существенное уменьшение растекаемости (10–15 %) наблюдается при концентрации ферромагнитных частиц в цементном растворе 4–6 %. При дальнейшем увеличении концентрации растекаемость цементного раствора изменяется незначительно и идентична минимальному показателю растекаемости.

Период жидкого состояния цементного раствора условно ограничивается началом схватывания, которое характеризуется резким снижением подвижности системы. Конец схватывания определяется окончательной потерей подвижности и превращением жидкой массы в твердое тело, однако не обладающее еще значительной прочностью. Таким образом, схватывание рассматривается как начальная стадия процесса твердения, при котором пластичное цементное тесто превращается в твердое тело.

Регулирование сроков схватывания достигается путем добавки в цементный раствор определенного количества (до 10 %) ферромагнитных частиц.

Таблица 1 – Регулирование сроков схватывания в зависимости от ферромагнитных частиц

№ образца	Дисперсная фаза, %		Дисперсная среда, %	Плотность раствора, кг/м ³	Растекаемость 10 ⁻² м
	цемент	ферромагнит			
1	100	–	60	1750	24
2	99,5	0,5	60	1780	23
3	99	1	60	1810	22,5
4	98	2	60	1850	21
5	96	4	60	1900	20
6	95	5	60	1940	19
7	92	8	60	1980	17,5
8	90	10	60	2190	16

Исследованием установлено изменение времени схватывания цементного раствора от концентрации добавок ферромагнитных частиц. Полученные экспериментальные данные приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Влияние концентрации ферромагнита на время схватывания

Концентрация ферромагнита, %	Время схватывания, мин.			
	t = 20 °C		t = 150 °C	
	начало	конец	начало	конец
0	170	200	155	175
1	150	170	130	150
5	140	165	115	140
10	120	150	100	140

Как видно из таблицы, при увеличении процентного содержания ферромагнитных частиц в цементном растворе скорость схватывания ускоряется. С повышением температуры средняя скорость схватывания цементного раствора ускоряется, которое нужно учесть при креплении призабойной зоны скважин при различных температурных факторах.

На втором этапе экспериментальных исследований определялось влияние магнитного поля на физико-механические параметры ферроцементной композиции.

В экспериментах использовались два основных физических параметра ферромагнитной породы: остаточная намагниченность и усиление намагничивания в во внешней магнитной среде. Намагниченность отдельных тел даже в слабых магнитных полях во много раз превосходит намагниченность диамагнитных и парамагнитных веществ. При помещении ферромагнита даже в относительно



слабое магнитное поле, оно сильно намагничивается. Для ферромагнита магнитная восприимчивость сильно зависит от напряжённости магнитного поля. Под действием внешнего магнитного поля ферро частицы выстраиваются в цепочки, направленные вдоль линий приложенного магнитного поля. Взаимодействие частиц в этих цепях зависит от величины приложенного магнитного поля: в слабом поле эти цепи легко разорвать, в сильном – тяжело. Также сила взаимодействия частиц зависит от величины намагничённости насыщения. В ферромагнитном материале присутствует дипольное магнитное взаимодействие частиц и взаимодействие внешнего магнитного поля с ферро частицами образца [4, с. 16; 5, с. 4].

Как было описано выше цементный барьер, образующийся в зоне выработки в прифильтовой зоне, должен обладать достаточной прочностью, а также химической и температурной стойкостью.

В лабораторных условиях было изучено влияние напряжённости магнитного поля на физико-механические показатели цементного раствора и тампона

Для изучения влияния магнитного поля на дисперсное состояние цементной композиции собрана лабораторная установка представленная на рисунке 3.

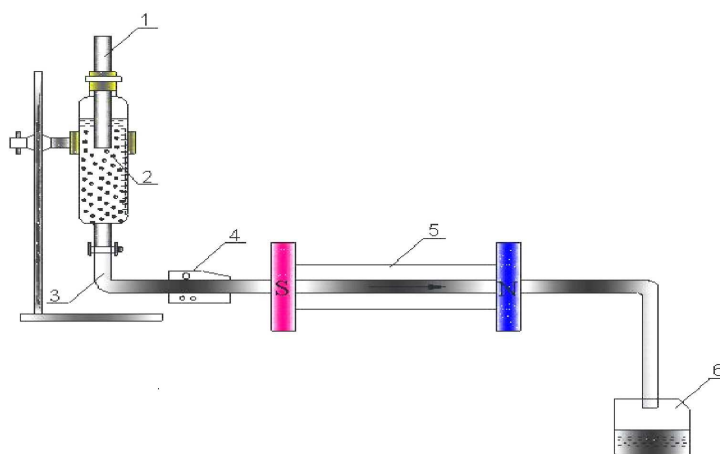


Рисунок 3 – Лабораторная установка магнитной обработки ферроцементной композиции:

1 – термометр; 2 – обогреваемая ёмкость; 3 – термостойкие трубки; 4 – насос; 5 – магнетизатор; 6 – приёмник

В собранной экспериментальной установке были исследованы влияние магнитного поля на физико-механические свойства ферроцементного раствора и камня: растекаемость, время схватывания, проницаемость и прочность при сжатии. Основная цель эксперимента-исследование повышение качества воздействия магнитного поля на физико-механические свойства. Во всех экспериментах состав цементного раствора брался одинаковым. Напряжённость магнитного поля, создаваемая электромагнитом, регулировалась в пределах 0–50 000 А/м. При воздействии магнитного поля на ферроцементный раствор его свойства претерпевали серьезные изменения. Поскольку как видно из графика на рисунке 1, максимальная прочность достигается при 4–6 %-й концентрации ферромагнитных частиц, было решено дальнейшие эксперименты проводить при максимальном показателе прочности. Результаты представлены на рисунке 4.

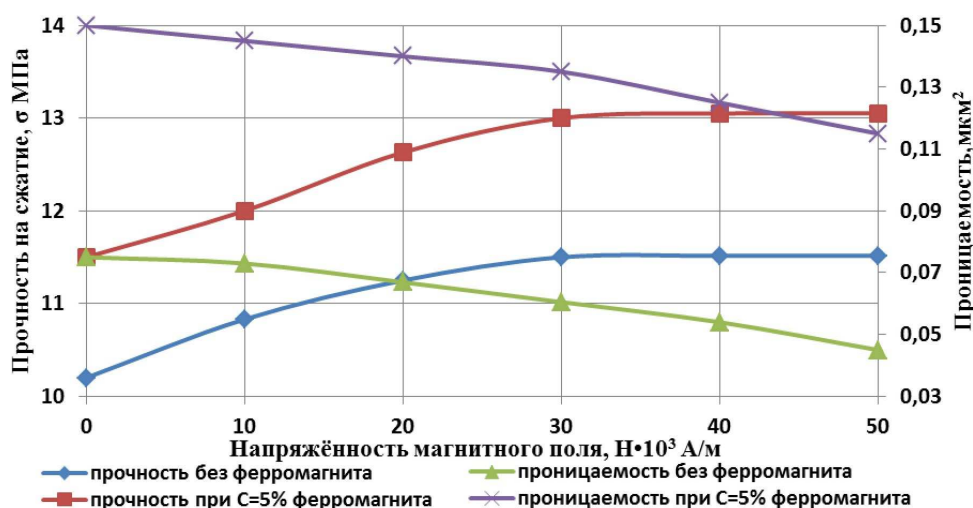


Рисунок 4 – Влияние напряжённости магнитного поля на прочность цементного камня



Как видно из рисунка 4, существенное повышение прочности цементного камня (20–25 %) и снижение проницаемости (10–15 %) наблюдается при напряженности магнитного поля в интервале 25000–30000 А/м. Дальнейшее повышение напряженности магнитного поля, незначительно влияет на показатели.

Влияние магнитного поля проявляется в результате того, что магнитное поле воздействует главным образом на агрегаты ферромагнитных частиц. Под действием лоренцевых сил происходит эффективное их разделение на множество мелких частиц, состоящих главным образом из трехвалентного железа. Эти частицы увеличивают количество центров кристаллизации в тампонажном растворе, происходит его активация, что в итоге улучшает физико-механические свойства цементного камня и тампонирующую способность цементного раствора, а следовательно, и качество крепления призабойной зоны скважин.

Далее проводились эксперименты по влиянию напряженности магнитного поля на растекаемость цементной композиции. Эксперименты проводились при 20 °С. Исследованием установлено изменение растекаемости цементного раствора от напряженности магнитного поля. На основе полученных экспериментальных данных составлена таблица 3.

Таблица 3 – Влияние концентрации ферромагнита на растекаемость цементного раствора

Концентрация ферромагнита, %	Растекаемость цементного раствора, 10 ⁻² м					
	Напряжённость магнитного поля, Н, А/м					
	0	5 000	15 000	25 000	35 000	45 0000
0	24,5	24	23,5	23	22,5	21,5
0,5	24	23,5	23	22,5	22	20,5
1,0	23	22	21,5	21	20,5	19
5,0	21,5	20,5	20	19,5	19	18,5
12	19	18	17,5	17	16,5	16

Как видно из таблицы, уменьшение растекаемости цементного раствора наблюдается при напряженности магнитного поля 21000 А/м. Дальнейшее увеличение напряженности магнитного поля приводит к весьма незначительным изменениям растекаемости.

Магнитное поле активизирует разложение составных частей цементного раствора, что благоприятно сказывается на коагуляции и коллоидных свойствах. В результате воздействия магнитным полем на цементный раствор обеспечивается ускорение физико-механических процессов. В то же время начинают формироваться отдельные агрегаты вязких веществ, связывающие разрозненные частицы в группы, и этим подготавливают структуру к схватыванию. Во всех экспериментах температура выдерживалась 20 °С и 150 °С. Исследованием установлено изменение времени схватывания цементного раствора при концентрации ферромагнитных частиц С = 5 %. На основе полученных экспериментальных данных составлена таблица 4.

Таблица 4 – Влияние напряжённости магнитного поля на время схватывания

Напряженность магнитного поля, Н, А/м	Время схватывания, час-минута			
	t = 20 °С		t = 150 °С	
	начало	конец	начало	конец
0	2 ²⁰	2 ⁴⁵	1 ⁵⁵	2 ²⁰
5000	2 ¹⁰	2 ³⁵	1 ⁴⁵	2 ⁰⁰
15000	2 ⁰⁰	2 ²⁰	1 ¹⁰	1 ³⁰
25000	1 ⁴⁵	2 ⁰⁰	1 ²⁰	1 ⁰⁰
35000	1 ³⁵	1 ⁴⁵	1 ¹⁰	0 ⁵⁰

Как видно из таблицы 4, повышение напряженности магнитного поля до 25 000 А/м приводит к увеличению скорости схватывания. Дальнейшее повышение напряженности магнитного поля не приводит к ускорению времени схватывания, поскольку получаются схожие данные. Исследование параметров ферроцементного раствора и камня показало, что его можно применять отдельно и в сочетании с магнитным воздействием.

Выводы

1. Разработана новая технология крепления с применением гранулированных ферромагнитных частиц в тампонажном растворе, позволяющая создать прочный, долговечный и проницаемый барьер.



2. На основании экспериментальных исследований установлено, что наличие ферромагнитных частиц в тампонажном растворе приводит к повышению прочности цементного камня. Максимальная прочность получается при 5 %-й концентрации ферромагнитных частиц.

3. Выявлено, что путем воздействия на тампонажный раствор магнитным полем можно дополнительно повысить прочность цементного барьера создаваемого в призабойной зоне скважины и сделать его устойчивым к механическим и фильтрационным разрушениям.

Литературы:

1. Salavatov T.Sh., Panahov C.M., Bodi T. «Analysis of rheological features for the regulation of hydraulic characteristics of non-newtonian oils». Acta Geod. Geoph. Mont. Hung. – Budapest : Akademiai Kiado, 1989. – Vol. 24 (1–2). – P. 175–184.

2. Шайдаков Е.В., Полетаева О.Ю., Шайдаков В.В., Уметбаев В.В., Катрич Н.М., Балапанов Д.М. Магнитная коагуляция механических примесей // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 4. – С. 102–114.

3. Мирзаджанзаде А.Х. и др. Гирավлика в бурении и цементировании нефтяных и газовых скважин. – М. : Недра, 1977. – С. 194.

4. Carlson J.D. Magnetorheological fluid actuators : Adaptronics and Smart Structures. – 1999. – p. 180–195.

5. Klingenberg D.J. Magnetorheology: applications and challenges // AIChE Journal. – 2001. – Т. 47. – № 2. – P. 246–249.

References:

1. Salavatov T.Sh., Panahov C.M., Bodi T. «Analysis of rheological features for the regulation of hydraulic characteristics of non-newtonian oils». Acta Geod. Geoph. Mont. Hung. – Budapest : Akademiai Kiado, 1989. – Vol. 24 (1–2). – P. 175–184.

2. Shaydakov E.V., Poletayeva O.Yu., Shaydakov V.V., Umetbayev V.V., Katrich N.M., Balapanov D.M. Magnetic coagulation of mechanical impurity // Online scientific magazine «Neftegazovoye Delo». – 2011. – No. 4. – P. 102–114.

3. Mirzadzhanzade A.H., etc. Giravlika in drilling and cementation of oil and gas wells. – M.: Subsoil, 1977. – P. 194.

4. Carlson J.D. Magnetorheological fluid actuators : Adaptronics and Smart Structures. – 1999. – p. 180–195.

5. Klingenberg D.J. Magnetorheology: applications and challenges // AIChE Journal. – 2001. – Т. 47. – № 2. – P. 246–249.



УДК 622.276

О ВЫДЕЛЕНИИ ПЕСКА В ПЛАСТАХ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ ГЛУБИННЫХ НАСОСОВ

ABOUT RELEASE OF SAND IN LAYERS AT OPERATION OF OIL WELLS BY MEANS OF DEEP PUMPS

Ахмедов З.М.

доктор технических наук, профессор,
Азербайджанский государственный университет
нефти и промышленности

Гулгезли А.С.

доктор технических наук, доцент,
Азербайджанский государственный университет
нефти и промышленности
alesker.gulgezli@mail.ru

Ахмедов А.С.

кандидат технических наук, доцент,
Азербайджанский государственный университет
нефти и промышленности
a.ahmedov@asoiu.edu.az

Аннотация. При эксплуатации нефтяных скважин с помощью глубинных насосов уровень нефти в скважине подвергается циклическому изменению. При циклическом изменении уровня нефти возникают циклические напряжения призабойной части горных пород пласта, поры которого заполнены нефтью. Эти циклические изменения напряжений в горных породах пласта приводят к усталостному разрушению скелета горной породы, которое приводит к выделению песка со стороны пласта. Целью данной работы является определения времени до начала выделения песка после применения глубинных насосов для эксплуатации нефтяных скважин.

Ключевые слова: горная порода, давление, скважина, напряжение, деформация, цилиндр, радиус, частота, период, время.

Akhmedov Z.M.

Doctor of Engineering, Professor,
Azerbaijani State University of Oil and Industry

Gulgezli A.S.

Doctor of Engineering, Associate Professor,
Azerbaijani State University of Oil and Industry
alesker.gulgezli@mail.ru

Akhmedov A.S.

Candidate of Technical Sciences,
Associate professor,
Azerbaijani State University of Oil and Industry
a.ahmedov@asoiu.edu.az

Annotation. At operation of oil wells by means of deep pumps oil level in the well is exposed to cyclic change. At cyclic change of level of oil there is cyclic tension of a bottom-hole part of rocks of layer which time is filled with oil. These cyclic changes of tension in rocks of layer lead to fatigue failure of a skeleton of rock which leads to release of sand from layer. The purpose of this work is definitions of time prior to release of sand after use of deep pumps for operation of oil wells.

Keywords: rock, pressure, well, tension, deformation, cylinder, radius, frequency, period, time.

Постановка задачи

Пласт будем моделировать как цилиндрическое тело с внутренним отверстием радиуса R_1 и бесконечной толщиной. Если высоту нижней части скважины, которая заполнена нефтью, обозначим через $H(t)$, то можно принять, что,

$$H(t) = h - \frac{l}{2} \cos \omega t, \quad (1)$$

где $h = \text{const}$, высота нефти со дна скважины при $\omega t = \frac{\pi}{2}$ или при $t = \frac{\pi}{2\omega}$, t – время, ω – круговая частота колебаний качалки, l – длина цилиндра насоса.

$$\omega = \frac{2\pi}{T}, \quad (2)$$

где T – период колебаний качалки – заданная величина.

С внутренней стороны на дно скважины действует давление:

$$\bar{P} = \rho g H(t), \quad (3)$$

где g – ускорение свободного падения, ρ – плотность нефти.



Внешний радиус цилиндрического тела обозначим через R_2 . Начало системы координат выберем в середине цилиндра насоса и ось Z направим вертикально вниз. Тогда с внутренней стороны на стенки скважины будет действовать давление:

$$\bar{P}_1 = \rho g Z + \frac{l}{2} \cos \omega t, \tag{4}$$

с «наружной» стороны, т.е. в бесконечности будет действовать давление:

$$\bar{P}_1 = \frac{\nu}{\nu - 1} [\rho g(Z + H_0) + P_a], \tag{5}$$

где ν – коэффициент Пуассона горной породы, H_0 высота скважины, находящейся над глубинным насосом, P_a атмосферное давление.

Решение задачи

Будем считать, что горная порода находится в упругом состоянии, то распределение напряжений в нем можно принять как решение задачи Ламе. Тогда

$$\left. \begin{aligned} \sigma_r &= \frac{R_2^2 R_1^2 (\bar{P}_2 - \bar{P}_1)}{R_2^2 - R_1^2} \cdot \frac{1}{r^2} + \frac{R_2^2 \bar{P}_1 - R_1^2 \bar{P}_2}{R_2^2 - R_1^2} \\ \sigma_\varphi &= \frac{R_2^2 R_1^2 (\bar{P}_2 - \bar{P}_1)}{R_2^2 - R_1^2} \cdot \frac{1}{r^2} + \frac{R_2^2 \bar{P}_1 - R_1^2 \bar{P}_2}{R_2^2 - R_1^2} \end{aligned} \right\}, \tag{6}$$

где σ_r и σ_φ – соответственно радиальное и тангенциальное составляющие напряжения, r – текущий радиус.

Когда $R_2 \rightarrow \infty$ из (6) имеем:

$$\left. \begin{aligned} \sigma_r &= \frac{R_1^2}{r^2} (\bar{P}_2 - \bar{P}_1) - P_2 \\ \sigma_\varphi &= \frac{R_1^2}{r^2} (\bar{P}_2 - \bar{P}_1) - P_2 \end{aligned} \right\}; \tag{7}$$

$$\sigma_z = -(\rho g(Z + H_0) + P_a), \tag{8}$$

σ_z – напряжение в направлении оси цилиндра.

В работе [4] получено выражение для числа асимметрических циклов, после которых происходит усталостное разрушение материала для произвольного напряженного состояния в следующем виде:

$$N = \frac{2\sigma_7^2}{[J_1^2 + 2(1+\nu)J_2 - (1+\nu)\sigma'_{ij}\sigma_{ij} + \nu J_1 \cdot J_1](1 - k_0)}, \tag{9}$$

где $J_1 = \sigma'_{ij} \cdot g_{ij}$; σ_{ij} , σ'_{ij} – в начале и в конце полуцикла, g_{ij} – компоненты метрического тензора, по повторяющимся индексам i, j идет суммирование от 1 до 3.

$$k_0 = \sqrt{\frac{2\sigma_8^2}{J_1^2 + 2(1+\nu)J_2} - 1}, \tag{10}$$

σ_8 – предел выносливости горной породы, J_1 , J_2 – соответственно первый и второй инварианты тензора напряжений.

Для рассматриваемой задачи:

$$\left. \begin{aligned} \sigma_r &= \frac{R_1^2}{r^2} (\bar{P}_2 - \rho gh) - \bar{P}_2 \\ \sigma_r &= \frac{R_1^2}{r^2} (\bar{P}_2 - \rho gh) - \bar{P}_2 \\ \sigma_z &= \bar{P}_2 \cdot \frac{\nu - 1}{\nu} = -(\rho g(Z + H_0) + P_a) \end{aligned} \right\}; \tag{11}$$



$$\left. \begin{aligned} \sigma'_r &= \frac{R_1^2}{r^2} [\bar{P}_2 - \rho g(h-l)] - \bar{P}_2 \\ \sigma'_r &= \frac{R_1^2}{r^2} [\bar{P}_2 - \rho g(h-l)] - \bar{P}_2 \\ \sigma'_z = \sigma_z &= -[\rho g(h + H_0) + P_a] \end{aligned} \right\} \quad (12)$$

Известно, что независимо от того, давление внутреннее или внешнее, разрушение происходит с внутренней стороны, т.е. при $r = R_1$. Тогда подставляя $r = R_1$ в (11) и (12) получаем:

$$\left. \begin{aligned} \sigma_r &= -\rho gh \\ \sigma_\phi &= \rho gh - 2\bar{P}_2(h) \\ \sigma_z &= -[\rho g(h + H_0) + P_a] \end{aligned} \right\}; \quad (13)$$

$$\left. \begin{aligned} \sigma_r &= -\rho g(h-l) \\ \sigma_\phi &= \rho g(h-l) - 2\bar{P}_2(h) \\ \sigma_z &= \bar{P}_2(h) - [\rho g(h + H_0) + P_a] \end{aligned} \right\}. \quad (14)$$

С помощью (13) и (14) вычислим инварианты тензора напряжений:

$$J_1 = \sigma_r + \sigma_\phi + \sigma_z = -3\bar{P}_2(h) = -3[\rho g(h + H_0) + P_a];$$

$$J'_1 = \sigma'_r + \sigma'_\phi + \sigma'_z = -3\bar{P}_2(h) = -3[\rho g(h + H_0) + P_a];$$

$$\begin{aligned} \sigma_{ij} \cdot \sigma'_{ij} &= \sigma_r \cdot \sigma'_r + \sigma_\phi \cdot \sigma'_\phi + \sigma_z \cdot \sigma'_z = \rho^2 g^2 h(h-l) + (\rho gh - 2\bar{P}_2(h))[\rho g(h-l) - 2\bar{P}_2(h)] + [\rho g(h + H_0) + P_a]^2 = \\ &= \rho^2 g^2 h(h-l) + [\rho gh - 2(\rho gh + \rho gH_0 + P_a)] \cdot [\rho gh - \rho gl - 2(\rho gh + \rho gH_0 + P_a)] + [\rho g(h + H_0) + P_a]^2; \end{aligned}$$

Введем обозначение:

$$P = \rho g(h + H_0) + P_a; \quad P_1 = \rho gh; \quad P_2 = \rho g(h-l); \quad (15)$$

подставляя (15) в последнем равенстве получаем:

$$\sigma_{ij} \cdot \sigma'_{ij} = P_1 \cdot P_2 + (P_1 - 2P)(P_2 - 2P) + P^2 = 2P_1P_2 - 2P(P_1 - P_2) + 5P^2;$$

$$J_2 = -(\sigma_r \cdot \sigma_\phi + \sigma_z \cdot \sigma_\phi + \sigma_\phi \cdot \sigma_z) = -[-P_1(P_1 - 2P) + P_1 \cdot P - (P_1 - 2P) \cdot P] = P_1^2 - 2PP_1 - 2P^2.$$

подставляя эти выражения в (9), для N получаем:

$$N = \frac{\sigma_T^2}{(1+\nu)} \cdot \frac{1}{(6P^2 + P_1^2 - PP_1 - P_1P_2) \cdot (1-k_0)},$$

теперь преобразуем k_0 из (10):

$$k_0 = \sqrt{\frac{2\sigma_\phi^2}{9P^2 + 2(1+\nu)(P_1^2 - 2PP_1 - 2P^2)}} - 1. \quad (17)$$

Если учитывать, что горная порода-тело пористое и поры заполнены с несжимаемой жидкостью можно считать, что $\nu \approx 0,5$. Кроме этого учитывая, что атмосферное давление P_a намного меньше давления столба жидкости при больших глубинах, можно принять:

$$P = \rho g(h + H_0); \quad P_1 = \rho gh; \quad P_2 = \rho g(h-l); \quad (18)$$

из (17):

$$k_0 = \sqrt{\frac{2\sigma_\phi^2}{9P^2 + 3(P_1^2 - 2PP_1 - 2P^2)}} - 1 = \sqrt{\frac{\sigma_T^2}{6P^2 + 3P_1^2 - 6PP_1}} - 1. \quad (19)$$

При получении (19) мы учитывали, что:

$$\sigma_T^2 \approx \sqrt{2\sigma_\phi^2}. \quad (20)$$



Зная число циклов N , необходимых для усталостного разрушения и период – T одного цикла, можно определить время, через которого, происходит усталостное разрушение, т.е. начинается выделение песка со стороны горных пород пласта, т.е.:

$$t = N \cdot T = N \cdot \frac{2\pi}{\omega} = \frac{N}{n}, \tag{21}$$

где n – число циклов в единицу времени, которое измеряется в международной системе единиц в секундах в степени минус один.

Подставляя (16) в (21) для времени выделения песка со стороны горной породы пласта получаем:

$$t = \frac{\sigma_T^2}{(1+\nu)n} \cdot \frac{1}{(6P^2 + P_1^2 - PP_1 - P_2P_1) \cdot (1-k_0)}. \tag{22}$$

Построим график зависимости времени образования песка от глубины скважины H_0 , при этом остальные параметры будем считать фиксированными.

Для фиксированных параметров примем следующие значения:

$$\rho = 2000 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}; h = 20 \text{ м}; \sigma_T = 1,5 \cdot 10^8 \text{ Па}; n = 0,5 \text{ сек}^{-1}; \nu = 0,3; g = 10 \frac{\text{М}}{\text{сек}^2}; l = 3 \text{ м}.$$

С учетом этих данных в (18) получаем:

$$P = \rho gh + \rho gH_0 = 2 \cdot 10^3 \cdot 10 \cdot 20 + 2 \cdot 10^4 H_0 = 4 \cdot 10^5 + 2 \cdot 10^4 H_0 \text{ (Па)};$$

$$P_1 = \rho gh = 4 \cdot 10^5; P_2 = 2 \cdot 10^3 \cdot 10 \cdot 17 = 3,4 \cdot 10^5 \text{ Па}.$$

Таблица 1

H_0	1000 м	1200 м	1400 м	1600 м	1800 м	2000 м
k_0	3	2,5	2,15	1,82	1,68	1,51
t	28	23	20	17	15,5	14

При принятых значениях параметров, P_1 и P_2 на два порядка меньше P , поэтому с погрешностью 2–3 % процента можно считать, что:

$$\left. \begin{aligned} k_0 &= \sqrt{\frac{\sigma_T^2}{\sigma P^2} - 1} = \frac{\sqrt{\sigma_T^2 - 6P^2}}{\sqrt{6P}} \\ t &= \frac{\sqrt{6}\sigma_T}{(1+\nu) \cdot n \cdot \rho} \end{aligned} \right\}. \tag{23}$$

Задавая значения параметру H_0 от 1000 м до 2000 м шагом 200 м получаем значения k_0 и t показанные в таблице 1. Если построить график t от H_0 получим, что с увеличением глубины скважины уменьшается время образования песка, т.е. t обратно пропорционально H_0 (рис. 1):

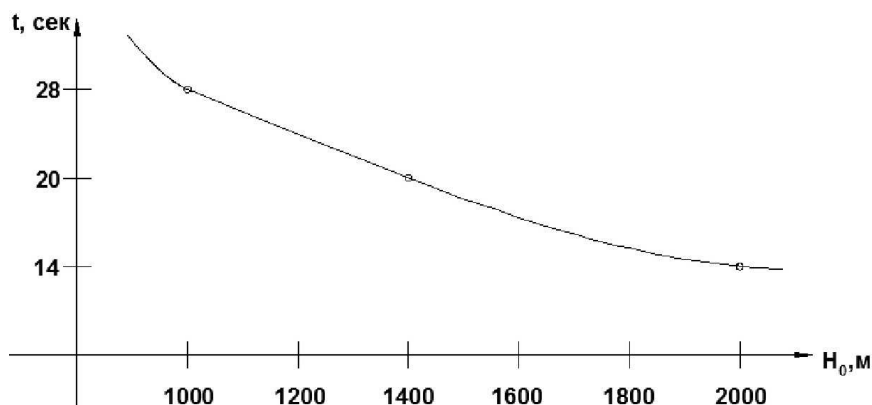


Рисунок 1 – Зависимость времени образования песка от глубины скважины



Как видно из таблицы 1, поры в породах пласта теряют устойчивость через несколько секунд после начала циклического нагружения. Это объясняется тем, что во всех шести значениях H_0 , $k_0 > 1$, т.е. имеют место пластические деформации, а это означает, что разрушение в порах должно произойти после первых же циклов.

Основной вывод

При больших глубинах, когда скважина эксплуатируется глубинными насосами выделяется песок сразу же, после начала первых циклов нагружения.

Литература:

1. Амензаде Ю.А. Теория упругости. – М. : Высшая школа, 1976. – 272 с.
2. Баклашов И.В., Картозия Б.А. Механика горных пород. – М. : Недра, 1975. – 270 с.
3. Гулгезли А.С. Пластичность и ползучесть при повторном нагружении. – Saarsbrücken, Deutschland : LAP Lambert Academic Publishing, 2012. – 170 с.
4. Гулгезли А.С., Аббасов С.Н., Бабаев А.М. Новая энергетическая теория выносливости при асимметричном нагружении // The USA Journal of Applied Sciences. – 2016. – № 3. – P. 31–35.

References:

1. Amenzade Yu.A. Theory of elasticity. – M. : The higher school, 1976. – 272 p.
2. Baklashov I.V., Kartoziya B.A. Mechanics of rocks. – M. : Nedra, 1975. – 270 p.
3. Gulgezli A.S. Plasticity and creep at repeated loading. – Saarsbrücken, Deutschland: LAP Lambert Academic Publishing, 2012. – 170 p.
4. Gulgezli A.S., Abbasov S.N., Babayev A.M. The new power theory of endurance at asymmetric loading // The USA Journal of Applied Sciences. – 2016. – No. 3. – P. 31–35.



УДК 622.2

ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ РАБОТЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ЗАБОЙНЫХ ДАВЛЕНИЙ

CURRENT STATE OF WORK OF PRODUCING WELLS DEPENDING ON BHP

Баландин Лев Николаевич

кандидат технических наук,
доцент кафедры разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений,
Самарский государственный
технический университет
l.n.balandin@mail.ru

Грибеников Олег Алексеевич

кандидат технических наук,
старший преподаватель кафедры
разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений,
Самарский государственный
технический университет
o.a.gribennikov@mail.ru

Свиридова Ирина Александровна

студент,
Самарский государственный
технический университет
irina112697@yandex.ru

Аннотация. В данной работе рассмотрены вопросы, связанные с влиянием забойного давления на поведение добывающих скважин. Выявлены и проанализированы зависимости критического забойного давления от текущего пластового давления. Проведена оценка влияния забойного и забойного критического давления на производительность скважин и установлены изменения работы скважин, связанные с разностью между критическим забойным давлением и давлениями насыщения и текущими.

Ключевые слова: критическое давление, забойного давление, работа пласта, нефтяная скважина, эксплуатация скважин.

Balandin Lev Nikolaevich

Candidate of Technical Sciences,
Associate professor of chair Oil and Gas
Field Development and Operation,
Samara State Technical University
l.n.balandin@mail.ru

Gribennikov Oleg Alekseevich

Candidate of Technical Sciences,
Senior Lecturer of chair Oil and Gas
Field Development and Operation,
Samara State Technical University
o.a.gribennikov@mail.ru

Sviridova Irina Aleksandrovna

Student,
Samara State Technical University
irina112697@yandex.ru

Annotation. In this paper, we consider issues related to the work of the formation depending on the current bottomhole pressure. The well stock of Orenburgneft was analyzed for the A4, B2, D1, D3, and T1 layers. The calculations were carried out on 278 wells. The results showed that most of the wells are working or in the critical zone, or could potentially produce more oil.

Keywords: critical pressure, downhole pressure, work of formation, oil well, well operation.

В практике разработки и эксплуатации нефтяных месторождений в пластах часто возникают неустойчивые процессы, связанные с пуском или остановкой скважин, с изменением темпов отбора флюида из скважин.

Проблема повышения эффективности выработки запасов углеводородного сырья органически связана с разработкой новых средств и технологий подъема продукции скважин и с учетом ограничений в процессе эксплуатации скважин.

Основным технологическим параметром, от которого зависят условия работы добывающего оборудования и продуктивного пласта, является величина забойного давления в добывающих скважинах, а значит, и норма отбора их них.

В настоящее время добыча нефти происходит без использования щадящих режимов. Неконтролируемое снижение забойного давления ниже давления насыщения приводит к низкоэффективным способам извлечения нефти с возможным снижением добычи нефти из скважины. В данной работе рассматривается влияние забойного давления в добывающих скважинах на их производительность.

При снижении забойного давления ниже давления насыщения вокруг скважины образуется зона двухфазного течения «нефть-газ» вследствие выделения из нефти растворенного в ней газа. Процесс выделения газа происходит по закону растворимости. При $P_{зab} < P_{нас}$ из нефти выделяется



$G_0 (P_{заб})$ свободного газа. Наличие свободного газа в движущейся нефти выше определенного предела приводит к изменению фазовых относительных проницаемостей для нефти и газа и снижению доли нефти в продукции скважины. Чем в большей степени снижается забойное давление (по отношению к давлению насыщения), тем в большей степени снижается и дебит скважины по нефти. Индикаторная диаграмма скважины в этом случае приобретает вид, показанный на рисунке 1. Депрессию, при которой дебит скважины по нефти является максимальным $Q_{н. макс}$, назовем критической и обозначим $\Delta P_{кр}$:

$$\Delta P_{кр} = P_{пл} - P_{заб.кр}, \tag{1}$$

где $P_{заб.кр}$ – критическое забойное давление, при котором дебит скважины по нефти является максимально возможным (потенциальным дебитом).

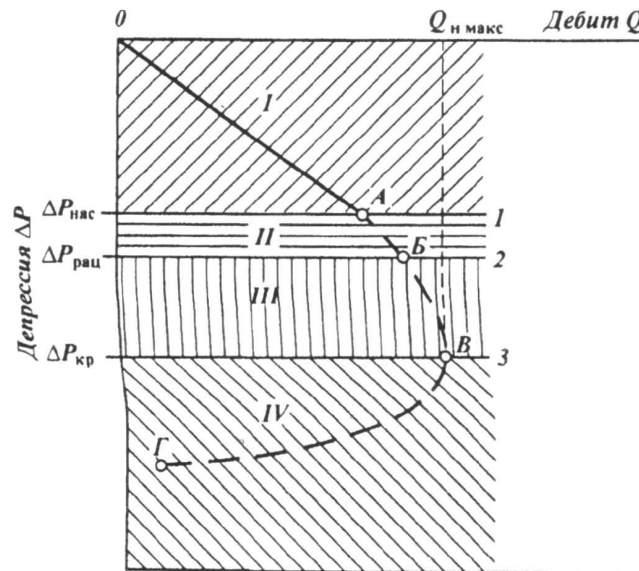


Рисунок.1 – Серповидная индикаторная диаграмма скважины:

- I – область благоприятной эксплуатации; II – область допустимой эксплуатации;
- III – область ограниченной во времени, но нежелательной эксплуатации (максимальной добычи нефти из пласта);
- IV- область недопустимой эксплуатации

Дальнейшее снижение забойного давления ниже $P_{заб.кр}$ приводит к интенсивному выделению газа из нефти, объем которого становится значительным, фазовая проницаемость для нефти резко снижается, что приводит к резкому ограничению поступления нефти в скважину (кривая БВ на рис.1).

Для вычисления критического забойного давления применяется следующая зависимость:

$$P_{заб.кр} = 3,5 + 68,33 \cdot 10^{-3} G'_0 \frac{P_{нас}}{P_{пл}} \text{ [МПа]}, \tag{2}$$

где G'_0 – газовый фактор продукции скважины, м³/т; $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа.

Очевидно, что в зависимости от режима дренирования, газовый фактор G'_0 может не совпадать с газонасыщенностью нефти G_0 .

Возвращаясь к рисунку 1, можно выделить по депрессии четыре области: I – область, в которой расположена прямая ОА, нижняя граница которой соответствует депрессии $\Delta P_{нас}$, а забойные давления в добывающих скважинах $P_{заб} \geq P_{нас}$; II – область, в которой расположена кривая АБ, нижняя граница которой соответствует рациональной депрессии $P_{рац} = 0,75 P_{нас}$ (для месторождений Поволжья), а забойные давления в добывающих скважинах $P_{заб} < P_{нас}$. В пределах этой зоны эксплуатация скважин допустима в течение определенного периода времени без каких-либо серьезных осложнений; III – область, в которой расположена кривая БВ, нижняя граница которой соответствует критической депрессии $P_{кр}$, а забойные давления в добывающих скважинах $P_{заб} \geq P_{заб.кр}$. В пределах этой зоны допустается кратковременная эксплуатация скважин; при этом возможны серьезные осложнения. Область IV – область (кривая ВГ, $P_{заб} < P_{заб.кр}$) недопустимой эксплуатации скважин.

Согласно изложенной теории был проанализирован фонд скважин ПАО «Оренбургнефть» по пластам А4, Б2, Д1, Д3, Т1. Расчеты проводились по 278 скважинам. Для анализа были выделены четыре области для каждой отдельной скважины и по текущему забойному давлению определялось в какой из областей работает пласт. Результаты расчета представлены на рисунке 2.

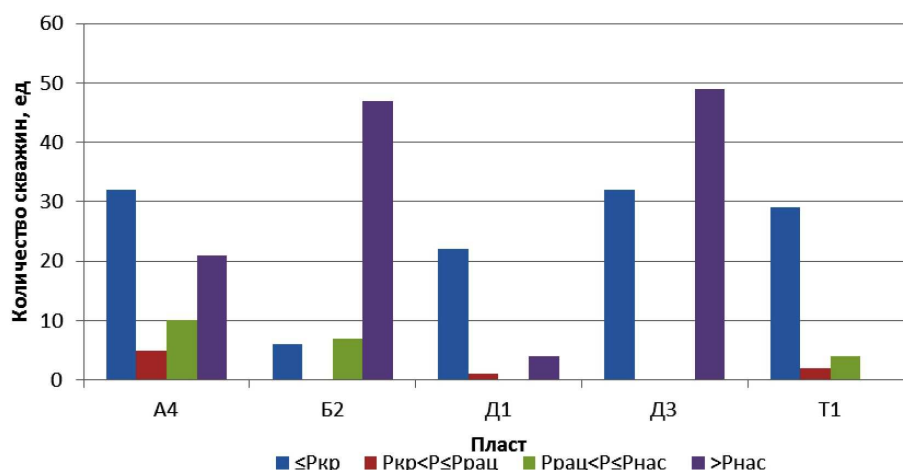


Рисунок. 2 – Распределение скважин по области работы пластов

Максимальная добыча нефти из скважин без значительных (возможно необратимых) последствий на пласт соответствует давлению на забое меньше рационального, но больше или равно критического давления. В результате анализа фонда скважин ПАО «Оренбургнефть» было выяснено, что из всех рассматриваемых пластов большинство скважин, работающих в диапазоне $P_{рац} - P_{заб.кр}$, принадлежит пласту А4.

Также, исходя из полученного распределения, можно сказать, что на всех рассмотренных пластах есть скважины, которые потенциально могут давать больше нефти. Однако, в зависимости от конкретного случая, необходимо предпринимать различные действия. Например, рассматривая пласт А4, на котором большая часть фонд скважин работает с забойными давлениями меньше критических значений нужно повышать давление, но не больше, чем рациональное.

На пласте Д3 весь фонд скважин работает с давлениями на забое либо больше давления насыщения, либо меньше критического. Во втором случае необходимо произвести также увеличение забойного давления, а в первом – возможно снижение давления ниже рационального, но больше или равно критического.

Совершенно очевидно, что рассмотрение распределения фонда скважин по пластам, дает только общее представление и важно рассматривать каждое отдельное месторождение. Так, например, на пласте Б2 есть месторождения, на которых эксплуатация скважин происходит при забойных давлениях больше давления насыщения. Однако при этом есть месторождения, на которых эксплуатируются скважины и в зонах $P_{рац} - P_{нас}$ и меньше $P_{кр}$, т.е. потенциально оставшиеся скважины могут эксплуатироваться при давлениях $P_{рац} - P_{кр}$ (см. табл. 1). Такая же картина видна и по остальным пластам. Если же уйти от рассмотрения каждого отдельного пласта или месторождения, то можно совершенно уверенно сказать, что существует большое количество скважин, которые необходимо оптимизировать с возможной максимизации добычи нефти из них (см. рис. 3).

Таблица 1 – Распределение скважин по области работы пластов

Пласт	Месторождение	≤ Pкр		Pкр < P ≤ Pрац		Pрац < P ≤ Pнас		> Pнас		Всего	
		Кол-во скв, ед	%	Кол-во скв, ед	%	Кол-во скв, ед	%	Кол-во скв, ед	%	Кол-во скв, ед	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
А4	Покровское	3	30,0	2	20,0	2	20,0	3	30,0	10	100
	Пронькинское	16	72,7	0	0,0	2	9,1	4	18,2	22	100
	Бобровское	13	36,1	3	8,3	6	16,7	14	38,9	36	100
	Всего	32	47,1	5	7,4	10	14,7	21	30,9	68	100
Б2	Покровское	2	25,0	0	0,0	2	25,0	4	50,0	8	100
	Пронькинское	3	50,0	0	0,0	3	50,0	0	0,0	6	100
	Бобровское	1	16,7	0	0,0	0	0,0	5	83,3	6	100
	Курманаевское	0	0,0	0	0,0	0	0,0	26	100,0	26	100
	Тананыкское	0	0,0	0	0,0	1	10,0	9	90,0	10	100
	Гаршинское	0	0,0	0	0,0	0	0,0	1	100,0	1	100
	Самодуровское	0	0,0	0	0,0	0	0,0	1	100,0	1	100
	Тарханское	0	0,0	0	0,0	1	50,0	1	50,0	2	100
Всего	6	10,0	0	0,0	7	11,7	47	78,3	60	100	



Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Д1	Загорское	9	100,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	9	100
	Лебяжинское	11	91,7	0	0,0	0	0,0	1	8,3	12	100
	Тарханское	2	22,2	1	11,1	0	0,0	6	66,7	9	100
	Всего	22	73,3	1	3,3	0	0,0	7	23,3	30	100
Д3	Гаршинское	22	100,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	22	100
	Загорское	1	100,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	1	100
	Родниковское	9	69,2	0	0,0	0	0,0	4	30,8	13	100
	Всего	32	88,9	0	0,0	0	0,0	4	11,1	36	100
Т1	Покровское	1	50,0	0	0,0	0	0,0	1	50,0	2	100
	Токское	1	11,1	0	0,0	1	11,1	7	77,8	9	100
	Бобровское	0	0,0	0	0,0	0	0,0	1	100,0	1	100
	Курманаевское	3	37,5	2	25,0	2	25,0	1	12,5	8	100
	Самодуровское	13	59,1	0	0,0	1	4,5	8	36,4	22	100
	Ибряевское	9	25,7	0	0,0	0	0,0	26	74,3	35	100
	Тарханское	2	28,6	0	0,0	0	0,0	5	71,4	7	100
	Всего	29	34,5	2	2,4	4	4,8	49	58,3	84	100
ИТОГО		121		8		21		128		278	

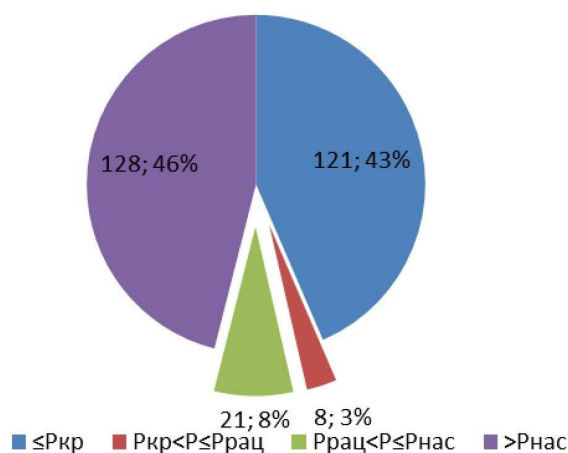


Рисунок 3 – Общее распределение фонда скважин по областям работы пласта

Стоит заметить, что, согласно рисунку 3, основная часть фонда скважин рассматриваемых месторождений относится к диапазонам работы пласта или $\leq P_{кр}$ или $> P_{нас}$, т.е. на фонд скважин, который потенциально может добывать больше нефти приходится 249 единиц или 89 %. Подавляющее меньшинство скважин (всего 8 или 3 %) работает в зоне максимальной добычи нефти.

Выводы

Забойное давление в добывающих скважинах является принципиальным регулятором эффективности их работы и одним из главных параметров разработки всего месторождения. Бесконтрольное и бездумное снижение забойного давления в добывающих скважинах существенно ниже давления насыщения может привести к трансформации высокоэффективного, например, упруговодонапорного режима дренирования в низкоэффективный режим растворенного газа.

Рассмотрение фонда скважин ПАО «Оренбургнефть» по 13 месторождениям показало, что по пластам А4, Б2, Д1, Д3, Т1 основная часть фонда скважин (89 %) относится к диапазонам работы пласта или $\leq P_{кр}$, или $> P_{нас}$, а диапазоне максимальной добычи нефти работает подавляюще меньше скважин (3 %). Рекомендуются рассмотреть возможность повышения забойных давлений в скважинах, которые относятся к зоне $\leq P_{кр}$ и понижения давления – для зоны $> P_{нас}$, с целью повышения добычи нефти из них и перевода работы пласта в зону давлений $P_{рац} - P_{кр}$. Решать возможны ли такие манипуляции и каким образом их производить необходимо для каждой скважины в индивидуальном порядке.

**Литература:**

1. Андриасов Р.С. Справочное руководство по разработке и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Р.С. Андриасов., И.Т. Мищенко, А.И. Петров; под общей редакцией Ш.К. Гиматудинова. – М. : Недра, 1984. – 326 с.
2. Аржанов М.Ф. Справочник нефтяника : учебное пособие / М.Ф. Аржанов, И.И. Кагарманов, А.П. Мельников. – Самара : ОАО «Самаранефтегаз», 2007. – 364 с.
3. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – М. : Недра, 1990. – 427 с.
4. Кострубов С.В. Управление УЭЦН : учебное пособие / С.В. Кострубов, И.И. Кагарманов, А.С. Тотанов. – Самара : ОАО «Самаранефтегаз», 2009. – 253 с.
5. Мищенко И.Т. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / И.Т. Мищенко, Т.Б. Бравичева, А.И. Ермолаева. – М. : Нефть и газ, 2005. – 440 с.
6. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти : учебное пособие для вузов / И.Т. Мищенко. – М. : М71 ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.

References:

1. Andriasov R.S. The reference guide on development and operation of oil fields. Oil production / R.S. Andriasov., I.T. Mishchenko, A.I. Petrov; under the general edition of Sh.K. Gimatudinov. – M. : Nedra, 1984. – 326 p.
2. Arzhanov M.F. Reference book by the oil industry worker: manual / M.F. Arzhanov, I.I. Kagarmanov, A.P. Melnikov. – Samara : JSC Samaraneftgaz, 2007. – 364 p.
3. Quickly V.S. Development and operation of oil fields. – M. : Subsoil, 1990. – 427 pages.
4. Kostrubov S.V. Management of UETsN : manual / S.V. Kostrubov, I.I. Kagarmanov, A.S. Totanov. – Samara : JSC Samaraneftgaz, 2009. – 253 p.
5. Mishchenko I.T. The choice of a way of operation of wells of oil fields with hardly removable stocks / I.T. Mishchenko, T.B. Bravicheva, A.I. Yermolaeva. – M. : Oil and gas, 2005. – 440 p.
6. Mishchenko I.T. Borehole oil production: manual for higher education institutions / I.T. Mishchenko. – M. : M71 of Federal State Unitary Enterprise Publishing House Neft i gaz Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2003. – 816 p.



УДК 622.276

ВЫБОР ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН ДЛЯ УСЛОВИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ

THE CHOICE OF LIQUID OF MUFFLING OF WELLS FOR FIELD UZEN CONDITIONS

Баспаяев Ерлан Танатбергенович

и.о. директора,
АО «КазНИПИМунайгаз»
baspayev_e@kaznipi.kz

Аяпбергенов Ерболат Озарбаевич

специалист,
АО «КазНИПИМунайгаз»
y.ayapbergenov@mail.ru

Рзаева Сабина Джангир

кандидат технических наук,
ведущий научный сотрудник отдела
проектирования воздействия на пласт и ПЗС,
Государственная нефтяная компания
Азербайджанской Республики (SOCAR),
НИПИ «Нефтегаз»
Rsabina73@mail.ru

Аннотация. Для совершенствования технологии глушения, применяемой на скважинах месторождения Узень проведены исследования химических реагентов с учетом физико-химических и коллекторских свойств пласта. На основе комплекса лабораторных исследований выбраны наиболее эффективные составы жидкостей глушения на основе минеральных солей для условий месторождения Узень.

Ключевые слова: жидкость глушения скважин, минеральные соли, норма расхода, скорость коррозии, проницаемость, фильтрация.

Baspayev Yerlan Tanatbergenovich

Acting Director,
AO KazNIPImunaygaz
baspayev_e@kaznipi.kz

Ayapbergenov Yerbolat Ozarbayevich

Specialist,
AO KazNIPImunaygaz
y.ayapbergenov@mail.ru

Rzayeva Sabina Jahangir

Candidate of Technical Sciences,
Design of impacts on the reservoir
and wellbottom zone Department
Leading Researcher,
State Oil Company
of Azerbaijan Republic (SOCAR),
NIPi «Neftegaz»
Rsabina73@mail.ru

Annotation. To improve the technology of well killing used in the wells of the «Uzen» oilfield, chemical reagents were studied considering the physico-chemical and collecting properties of the reservoir. Based on complex of laboratory studies, the most effective compositions of well killing fluids based on mineral salts for the conditions of the «Uzen» deposit were selected.

Keywords: well killing fluid, mineral salts, consumption rate, corrosion rate, permeability, filtration.

В последние годы в развитии нефтяной промышленности наблюдается тенденция снижения уровня добычи нефти, одной из причин которого является несовершенство технологий глушения скважин при вскрытии пластов и проведении ремонтно-восстановительных работ в скважинах.

Как известно, к жидкостям глушения при подземном, капитальном ремонтах и консервации скважин, предъявляются особые требования. Одним из важнейших требований является отсутствие или минимальная степень отрицательного влияния их на коллекторские свойства продуктивных пластов, с которыми они контактируют [1, 2]. Для выполнения указанных требований жидкости глушения должны обладать определёнными для конкретных геологических условий физико-химическими и технологическими свойствами, что достигается тщательным подбором их компонентного состава. С целью совершенствования технологий глушения, применяемых на скважинах месторождения Узень с учетом свойств пласта, необходимо проведение комплексных исследований.

При использовании жидкостей глушения могут возникать ряд осложнений [3, 4]. Поскольку режимы закачки жидкости при глушении скважин и режимы добычи скважин практически никогда не сопоставимы по давлениям и расходу, не исключена возможность, что образовавшиеся отложения после создания депрессии на пласт могут оказаться зацементированными. Это обстоятельство в значительной степени увеличивает время очистки призабойной зоны скважины после ее ввода в эксплуатацию.

Что же касается прифильтровой зоны, то во время глушения скважины поровое пространство пород практически полностью замещается жидкостью глушения. Исключением может быть связанная с поверхностью пленочная пластовая вода. Рассматривая совместное замещение пластовых флюидов в водонасыщенных пластах, следует обратить внимание на тот факт, что основной объем зада-



вочной жидкости на водной основе из-за повышенной подвижности воды поглощается водонасыщенными интервалами. В этой связи режимы вытеснения в нефтенасыщенных пластах становятся менее эффективными с точки зрения отмыва пленочной нефти с поверхности поровых пространств. Таким образом, после глушения скважины в призабойной зоне наблюдается следующая картина флюидонасыщения. В водоносной части пласта в ее прифильтровой области происходит полное замещение пластовой воды жидкостью глушения, в удаленных от фильтра областях возможно существование связанной пластовой воды в виде прерывистой или сплошной пленки. В нефтяной части пласта в прифильтровой области, как правило, наблюдается полное замещение нефти водой глушения. По мере удаления от фильтра происходит замещение поровых объемов с частичным или полным наличием пленочной и заземленной нефти; на фронте вытеснения – частичное заполнение поровых объемов жидкостью глушения с ненарушенной пленочной нефтью на поверхности пор.

Недостатком водных растворов минеральных солей, применяемых в качестве жидкости глушения является их отрицательное влияние на коллекторские свойства продуктивных пластов. Это связано с тем, что поверхностное натяжение на границе с нефтью способствует набуханию глин, а также растворы неорганических солей вызывают коррозию оборудования.

Неправильный выбор жидкости глушения может стать причиной снижения дебита нефти и увеличения обводненности продукции скважины, обусловленных интенсивным поглощением в пласт задавочного реагента. Главной задачей при выборе жидкости глушения является возможность сохранить естественное состояние призабойной зоны продуктивного пласта.

Исследования химических реагентов для глушения скважин были проведены на реальных водах месторождения Узень. Для проведения исследований по подбору составов жидкости глушения были отобраны пробы морской и сточной воды месторождения Узень. Физико-химические характеристики морской и сточной вод месторождения Узень свидетельствуют, что воды месторождения Узень характеризуются как слабые рассолы, по типу Сулина относятся к хлормагниевым и хлоркальциевым, минерализация в пределах 13,6–37,9 г/л, с преимущественным содержанием хлорид-ионов (от 5,78 до 23,6 г/л), рН воды склоняется в сторону кислых сред (6,3). Добываемая продукция содержит углекислоту и значительное количество механических примесей. Морская вода представляет собой минерализованную воду хлор-магниевого типа, которая имеет общую минерализацию 13,6 г/л при плотности 1,009 г/см³. Характеризуется с повышенным содержанием хлорид-ионов и сульфат-ионов 5,8 г/л и 3,4 г/л, соответственно. Содержание ионов кальция оставляет 0,32 г/л, магния – 0,82 г/л, гидрокарбонатов–0,27 мг/л. Водородный показатель (рН) воды равен 7,69.

На современном этапе разработки нефтяных месторождений среди применяемых жидкостей глушения на водной основе, основная роль принадлежит водным растворам минеральных солей. Жидкости глушения на водной основе являются наиболее технологичными, не токсичными и экологически безопасными. Для проведения лабораторных исследований были взяты образцы реагентов для жидкости глушения на основе минеральных солей. Все исследуемые образцы являются продукцией промышленного производства.

Для проведения экспериментальных исследований использовались:

– солевой состав для приготовления жидкости глушения ТИТАН – оптимизированный твердый гранулированный сыпучий состав на основе смеси неорганических солей.

– комплексный модифицированный состав для щадящего глушения скважин (КМСЩГС), марки А и Б, включающий все необходимые компоненты для приготовления модифицированной жидкости глушения скважин. Комплексный продукт представляет собой специально разработанную смесь, содержащую в своем составе солевую композицию, гидрофобизирующий ПАВ и ингибирующие добавки (ингибитор коррозии-бактерицид, ингибитор солеотложений), который предназначен для приготовления модифицированной жидкости глушения.

– составы серии SEVEROL WK основываются на водно-солевой основе с применением различных растворимых утяжелителей, с добавлением гидрофобизирующих присадок, а также ингибитора коррозии и солеотложений.

– техническая соль (ТОО «Оймаша») представляет собой кристаллический сыпучий минерал, большую часть в составе которого занимает хлорид натрия (96–97 %), остальную часть составляют различные примеси.

– сухие солевые системы ТЖС марки ТЖС-НФ предназначены для приготовления технологических жидкостей, применяемых в нефтедобывающей промышленности для глушения и ремонта скважин.

В настоящее время для глушения скважин на месторождении Узень применяются сухие солевые системы марки Na-ЖГ, марки А. Жидкость глушения скважины приготавливается путем добавления в морскую воду сухих солевых систем.

Для сведения к минимуму отрицательного воздействия жидкости глушения на пласт были проведены лабораторные исследования на совместимость рассолов исследуемых минеральных солей для жидкостей глушения скважин и пластовой воды месторождения Узень.



Эффективность применяемой технологии в значительной степени определяется свойствами используемых реагентов. Выбор реагентов осуществлялся с учетом индивидуальных особенностей и состояния разработки конкретного месторождения. Исходные рассолы готовились на основе морской и сточной воды месторождения Узень.

В лабораторных условиях проведены исследования по определению расходной нормы исследуемых минеральных солей и их плотности; совместимости исследуемых рассолов с соляной кислотой и с пластовой водой месторождения Узень и массы образовавшегося осадка (таблица 1). Также проведены исследования по определению в исследуемых солях массовой доли ионов щелочно-земельных металлов, в пересчете на ионы кальция. Большое содержание кальция в составе солей для ЖГ дает возможность предположить о большом риске образования сульфатных и карбонатных солей. Применение подобных солей в составе рассолов ЖГ не исключает процесса фильтрации в пласт, где при контакте с пластовыми водами возможно выпадение солей.

Основной задачей при глушении скважин является выбор жидкости с необходимой плотностью. Следует отметить, наибольшая плотность 2004,39 кг/м³ достигается у реагента SEVEROL WK-55 при расходе 657,8 кг/т на основе морской воды. По требованиям склонности к слеживаемости: исследуемые минеральные соли имеют комки соли размером менее 1 см в диаметре, в некоторых образцах комки отсутствуют, что указывает на «не склонность к слеживанию». Также тестируемые образцы минеральных солей отвечают требованиям по совместимости с ингибированной соляной кислотой, применяемой на месторождении Узень.

Одним из важных свойств жидкости глушения является ее низкая коррозионная активность. Согласно [4] скорость коррозии стали марки Ст.3 не должна превышать 0,1–0,12 мм в год. Как видно из таблицы, скорости коррозии приведенных растворов не превышают допустимый предел (0,1–0,12 мм/год). Проведенными исследованиями по совместимости солевых рассолов с пластовыми водами хлоркальциевого типа месторождения Узень установлено, что солевые составы хорошо растворимы и совместимы. В данных смесях наблюдается образование слабо мутных рассолов без видимых твердых частиц. Количество осадкообразования составляет менее 131 мг/л. Следует отметить, что при смешении с пластовой водой осадкообразование применяемой технической соли Na-ЖГ равна 131 мг/л. Результаты комплексных лабораторных исследований обобщены в таблице 1.

Для выполнения исследований с целью оценки влияния жидкостей глушения на фильтрационные свойства были выбраны керны из скважин № 9109 и № 9181 месторождения Узень. Для проведения фильтрационных исследований отобраны цилиндрические образцы параллельно напластованию диаметром 3,81 см и длиной 5 см. Стандартные комплекс исследований образцов керна включает определение минералогической плотности, открытой пористости, проницаемости по газу и макроскопическое описание. При подготовке к стандартным исследованиям предварительно очищенные и высушенные до постоянного веса образцы керна взвешивались на аналитических весах с точностью до 0,001 г, длина и диаметр измерялась с помощью цифрового штангенциркуля до 5 раз с определением средних значений размера образца. Определение объема минерального скелета с расчетом открытой пористости проводилось на порозиметре установки UltraPorePerm 500 с применением гелия. Непосредственно перед замерами проводилась калибровка прибора.

Для оценки влияния жидкости глушения на фильтрационные свойства пород (ФЕС) по результатам стандартного комплекса исследований было отобрано 11 цилиндрических образцов с наиболее одинаковыми ФЕС. ФЕС отобранных образцов следующие: минералогическая плотность образцов составляет 2,65 г/см³, открытая пористость составляла в среднем 21 %, а проницаемость для газа 330×10^{-3} мкм².

Образцы насыщались моделью пластовой воды в установке для насыщения образцов керна ПИК-СК компании ЗАО «ГеоЛогика». По данным химических анализов пластовых вод минерализация модели пластовой воды была принята равной 143 г/л. Далее образцы керна были помещены в кернодержатель фильтрационной установки «ПИК-ОФП-FD», где моделировались пластовые условия, соответствующие условиям месторождения Узень. Затем была закачана модель пластовой нефти до достижения остаточной водонасыщенности. Образцы выдерживались при пластовых условиях в течение 3-х недель для восстановления смачиваемости с минимальной динамикой модели пластовой нефти 2 поровых объема в неделю. После чего был определен коэффициент проницаемости по нефти. При проведении экспериментальных исследований направление движения пластовых жидкостей и жидкостей глушения совпадало с направлением фильтрации флюидов в реальной скважине.

Особенное значение имеет способность жидкости глушения сохранять и не ухудшать фильтрационные свойства пласта, в частности, фазовую проницаемость для нефти. Для рассматриваемых жидкостей глушения проводились экспериментальные исследования по фильтрации разных вод с добавлением солевых композиций.

После создания начальной нефтенасыщенности в образцах, в 1-м цикле прокачивались выбранные жидкости глушения с обратного торца образца в количестве 2 поровых объема с продолжи-



тельностью 4 часа. Затем через другой торец образца фильтровали 110 мл модели нефти. После установления равномерного дифференциального давления измерялась проницаемость образца для нефти. Аналогичным образом было проведено моделирование 2-ого цикла глушения, но циркуляция жидкости глушения на торце образца продолжалась в течение 24 часов. Для каждого образца определялось ухудшение фильтрационных свойств породы. В таблице 2 представлены результаты выполненных исследований по всем полученным химическим реагентам по оценке влияния на ФЕС пород. Согласно таблице, получены следующие результаты: наихудшее влияние на фильтрационные свойства пород отмечается при закачке морской воды – 8,3 %, продолжительность воздействия – 24 часа; при фильтрации базового реагента (NaCl), приготовленного на основе морской воды фильтрационные свойства пород ухудшаются на 4,6 %; также значительному ухудшению на уровне базового реагента приводит использование реагента ТЖС НФ, приготовленный на сточной воде; влияние остальных реагентов на фильтрационные свойства пород изменяются в пределах 0,5–3,0 %.

В экспериментальных исследованиях определялась после фильтрации какого количества нефти происходит восстановление проницаемости образцов. На рисунке 1 представлены необходимые объемы фильтрации нефти для восстановления проницаемости (согласно табл. 2) после использования жидкостей глушения. Согласно выполненным исследованиям получено, что при фильтрации нефти в пределах 1–2 поровых объема проницаемость восстанавливается по реагентам: морская вода, базовый реагент на основе сточной и морской вод, SEVEROL WK-51, и ТИТАН. После использования реагентов SEVEROL WK-55, ТК Оймаша, КМСЦГС марка А и ТЖС-НФ, приготовленных на сточных водах месторождения Узень необходимый объем фильтрации нефти для восстановления проницаемости пород составил 2,6 поровых объема.

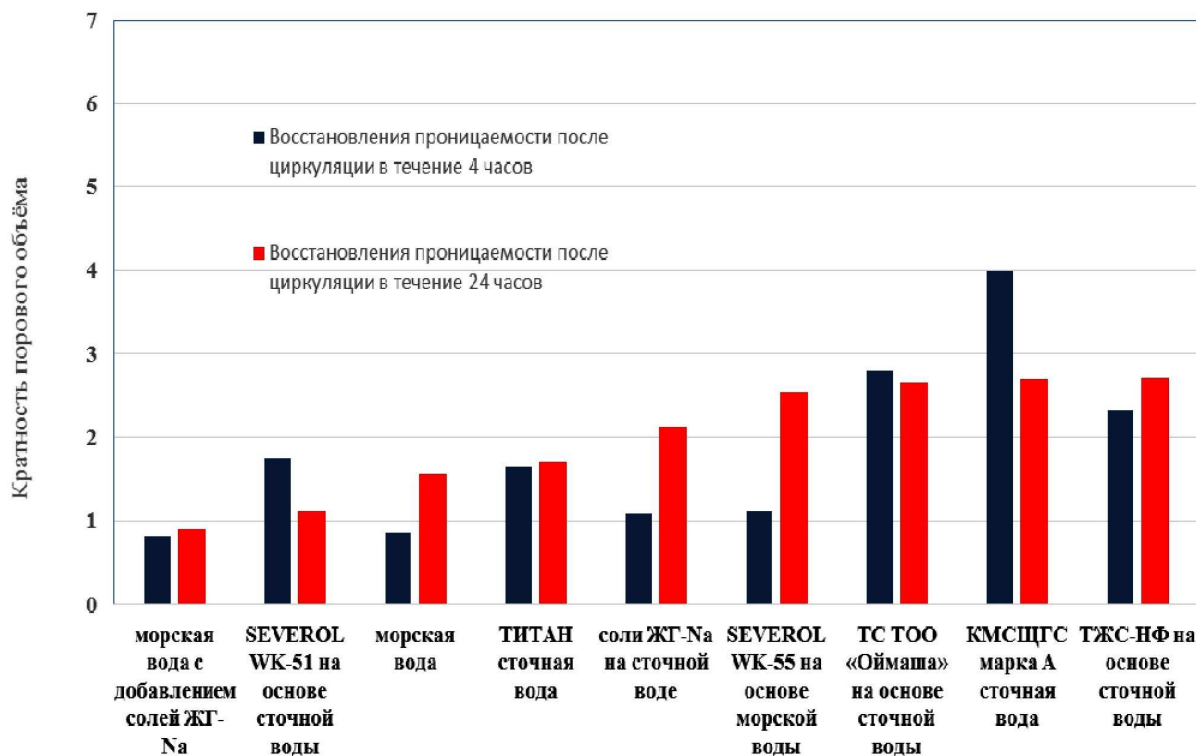


Рисунок 1 – Необходимый объем фильтрации нефти для восстановления проницаемости после использования жидкостей глушения

Выводы

1. На основе проведенных лабораторных исследований жидкостей глушения на основе минеральных солей наилучшие результаты показали солевые композиции:

- SEVEROL WK-51 на сточной воде;
- SEVEROL WK-55 на морской воде;
- ТК Оймаша на сточной воде;
- КМСЦГС марка А на сточной воде;

2. Рекомендуется проведение опытно-промысловых испытаний жидкостей глушения скважин из вышеуказанных солевых композиций.



Таблица 1 – Результаты лабораторных исследований жидкости глушения на основе минеральных солей

Наименование показателя	Наименование и марка солевых композиций											
	ЖГ-На (базовый)	ТИТАН		КМСЦГС		Техническая соль «Оймаша»		Сухие солевые системы ТЖС марки ТЖС-НФ		SEVEROL WK-55		SEVEROL WK-51
		морск	сточ	марка А	марка Б	морск	сточ	морск	сточ	морск	сточ	сточ
тип воды	морск	сточ	сточ	сточ	морск	сточ	морск	сточ	морск	сточ	сточ	сточ
влажность, %	0,13	0,08	0,06	0,05	1,12	1,12	1,12	7,91	1,46	1,46	1,17	1,17
массовая доля нерастворимых веществ, %	1,43	0,04	0,04	0,04	0,45	0,45	0,45	0,3	0,01	0,01	0,05	0,05
массовая доля щелочно-земельных веществ, %	0	0,00	0,1	0,1	0	0	0	9,6	16,9	16,9	0	0
расход соли для насыщения, кг/т	263,12	433,97	276,58	262,6	242,22	229,52	242,22	360,93	730,86	669,43	413,98	413,98
плотность насыщенного раствора при 20 °С, кг/м ³	1206,1	1377,10	1239,7	1231,5	1207,2	1206,3	1207,2	1212,6	2648,4	2652,5	1532	1532
норма расхода кг/т	236,81	390,57	248,93	236,34	218	206,57	206,57	324,84	657,77	602,49	372,58	372,58
плотность раствора при 20°С, кг/м ³	1182,5	1334,88	1225,5	1214,7	1170,7	1173,5	1170,7	1194,5	2004,4	1864,6	1413,6	1413,6
температура застывания, °С	-21	-14	-24	-21	-14	-14	-14	-28	-40	-40	-30	-30
слеживаемость	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
скорость коррозии, мм/год	0,0325	0,1081	0,0269	0,0062	0,0154	0,0186	0,0154	0,0175	0,0103	0,0065	0,0076	0,0076
совместимость с соляной кислотой	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
совместимость с пластовой водой м. Узень (визуально)	мутный раствор белого цвета	прозрачная смесь	мутный раствор желтого цвета	мутный раствор желтого цвета	мутный раствор белого цвета	мутный раствор белого цвета	мутный раствор белого цвета	осадок бурого цвета	мутный раствор белого цвета	прозрачная смесь	мутный раствор бурого цвета	мутный раствор бурого цвета
выпавшего осадка, мг/л	131	<5	131	<5	62,6	41,25	62,6	119,05	<5	<5	88,3	88,3

Таблица 2 – Результаты изменения проницаемости для нефти по всем реагентам

Продолжительность времени циркуляции жидкости глушения на торце образца	Ухудшение проницаемости пород для нефти после закачки жидкости глушения, %							
	ЖГ-На на морской воде (базовый)	SEVEROL WK-51 на сточной воде	морская вода	ТИТАН на сточной воде	ЖГ-На на сточной воде	SEVEROL WK-55 на морской воде	КМСЦГС марка А на сточной воде	ТЖС-НФ на сточной воде
4 часа	2,1	1,3	2,1	2,2	2,6	1,2	1,5	4,6
24 часа	4,6 (12 часов)	0,5	8,3	2,3	2,5	2,3	1,2	4,9

**Литература:**

1. Рябоконт С.А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин. – Краснодар, 2009. – Издание второе. – 337 с.
2. Петров Н.А. Повышение качества заканчивания скважин с полимиктовыми коллекторами нефти : учеб. пособие / УГНТУ. – Уфа, 2010. – 68 с.
3. Гладков П.Д., Рогачев М.К. Выбор технологической жидкости для глушения скважин перед подземным ремонтом на Приобском нефтяном месторождении // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 2. – С. 175–182.
4. Пат. РФ 2075594. Способ глушения скважин / А.Х. Мирзаджанзаде, А.Х. Шахвердиев, О.А. Чукчеев, Р.Г. Ибрагимов, Г.М. Панахов, Б.А. Сулейманов и др. – 1997.

References:

1. Ryabokon S.A. Technological liquids for completion and repair of wells. – Krasnodar, 2009. – Edition second. – 337 p.
2. Petrov N.A. Improvement of quality of completion of wells with polymictic collectors of oil : studies. grant / UGNTU. – Ufa, 2010. – 68 p.
3. Gladkov P.D., Rogachyov M.K. The choice of technological liquid for muffling of wells before underground repair on the Priobskoye oil field // Oil and gas business. – 2012. – No. 2. – P. 175–182.
4. Pat. Russian Federation 2075594. A way of muffling of wells / A.H. Mirzadzhanzade, A.H. Shakhverdiyev, O.A. Chukcheev, R.G. Ibragimov, G.M. Panakhov, B.A. Suleymanov, etc. – 1997.



УДК 622.276.63

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЁТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОЦЕССА СОЛЯНОКИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ В СКВАЖИНЕ № 23 ЮЖНО-ШАПКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

DETERMINATION OF THE CALCULATING INDICATORS OF THE PROCESS BY HYDROCHLORIC ACID IN WELL № 23 OF THE YUZHNO-SHAPKINSKOYE FIELD

Березовский Денис Александрович

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

Кусов Геннадий Владимирович

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

Аннотация. Кислотные обработки скважин, составляющие основу химических методов, нашли наиболее широкое применение вследствие своей сравнительной простоты, дешевизны, доступности реагентов и часто встречающихся благоприятных условий для их проведения. На Южно-Шапкинском месторождении этот метод воздействия на призабойную зону пласта является основным, так как продуктивные отложения представлены карбонатными породами. В статье проектируется кислотная обработка призабойной зоны пласта в скважине № 23 Южно-Шапкинско-го месторождения. Проведено определение расчётных показателей процесса солянокислотной обработки в выбранной скважине.

Ключевые слова: технология и техника проведения солянокислотной обработки; назначение солянокислотной обработки; состав рабочего кислотного раствора; технология приготовления рабочего кислотного раствора; виды солянокислотных обработок; порядок приготовления кислотного раствора; определение расчётных показателей при обработке скважины.

Berezovskiy Denis Aleksandrovich

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

Kusov Gennady Vladimirovich

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

Annotation. Acid well treatments, which form the basis of chemical methods, have found the widest application due to their comparative simplicity, cheapness, availability of reagents and often encountered favorable conditions for their conduct. At the Yuzhno-Shapkinskoye field, this method of influencing the bottomhole formation zone is the main one, since the productive deposits are represented by carbonate rocks. The article describes the acid treatment of the bottomhole formation zone in the well № 23 of the Yuzhno-Shapkinskoye field. The calculation parameters of the process of hydrochloric acid treatment in the selected well were determined.

Keywords: technology and technique of hydrochloric acid treatment; purpose of hydrochloric acid treatment; composition of working acid solution; technology of preparation of working acid solution; types of hydrochloric acid treatments; order of preparation of the acid solution; determination of calculation parameters for well treatment.

Введение

Призабойная зона пласта (ПЗП) подвержена наиболее интенсивному воздействию различных процессов, сопровождающих строительство скважины и её последующую эксплуатацию и нарушающих первоначальное равновесное механическое и физико-химическое состояние пласта.

Основная причина низкой продуктивности скважин наряду с плохой естественной проницаемостью пласта и некачественной перфорацией – снижение проницаемости ПЗП.

Само бурение вносит изменения в распределение внутренних напряжений в окружающей забой породе. Снижение продуктивности скважин при бурении происходит также в результате проникновения бурового раствора или его фильтрата в ПЗП. При взаимодействии фильтрата с пластовой минерализованной водой может происходить образование нерастворимых солей и выпадение их в осадок, набухание глинистого цемента и закупоривание порового пространства, образование стойких эмульсий и снижение фазовой проницаемости для нефти.

Причиной низкой продуктивности скважин может быть и некачественная перфорация вследствие применения маломощных перфораторов, особенно в глубоких скважинах, где энергия взрыва зарядов поглощается энергией больших гидростатических давлений.

Снижение проницаемости ПЗП происходит и при эксплуатации скважин, сопровождающейся нарушением термобарического равновесия в пластовой системе и выделением из нефти свободного



газа, парафина и асфальто-смолистых веществ, закупоривающих поровое пространство коллектора. Интенсивное загрязнение ПЗП отмечается и в результате проникновения в неё рабочих жидкостей при проведении в скважинах различных ремонтных работ.

Для увеличения проницаемости призабойной зоны используются различные методы воздействия на ПЗП. Применяя тот или иной метод можно добиться очистки поровых каналов и трещин от различного рода материалов, отложившихся в них (смолы, асфальтены, парафин, глина, соли и др.), а также расширения и создания новых трещин и каналов, улучшающих гидродинамическую связь пласта со скважинами.

По характеру воздействия на ПЗП все методы делятся на химические, механические, тепловые и комплексные (физико-химические). Выбор конкретного метода воздействия осуществляется на основе комплекса исследований, направленных на изучение состояния призабойной зоны пласта, состава пород и жидкостей, а также систематического обобщения и изучения геолого-промыслового материала по рассматриваемому объекту.

Геолого-промысловая характеристика месторождения

Южно-Шапкинское месторождение расположено в Ненецком национальном округе Архангельской области. Ближайшим населённым пунктом является г. Нарьян-Мар – речной порт на р. Печора, расположенный в 75 км к северо-западу, г. Усинск – основная база нефтедобычи в северной части Тимано-Печорской провинции находится в 185 км к юго-востоку. Прилегающие нефтяные месторождения Пашшорское, Верхнегубешорское, Южно-Юрьяхинское находятся, соответственно, в 30, 40 и 55 км южнее, причём расположены Пашшорское месторождение частично, а остальные полностью на территории Усинского района Республики Коми.

Месторождение открыто в 1970 году поисковой скважиной № 21, заложенной в сводовой части антиклинальной складки. В скважине была выявлена непромышленная залежь лёгкой нефти в доломитах серпуховского яруса нижнего карбона, массивная залежь нефти в карбонатах среднего-верхнего карбона и газовая залежь в карбонатах артинского яруса нижней перми. Годом позже поисковой скважиной № 23 на Южно-Шапкинском куполе установлено наличие ещё двух скоплений нефти и газа в карбонатных отложениях ассельского и сакмарского ярусов нижней перми. Всего на поисково-разведочном этапе, завершившемся в 1976 году, на Южно-Шапкинском месторождении выявлено 4 промышленных скопления нефти и газа.

Теоретические основы, технология и техника проведения СКО

Назначение СКО

Солянокислотная обработка (СКО) нашла наиболее широкое распространение вследствие простоты технологии, наличия благоприятных условий для её применения и высокой эффективности. Она используется для обработки карбонатных коллекторов и песчаников с карбонатным цементом, очистки призабойной зоны от загрязнений в нагнетательных скважинах, для растворения отложений солей и очистки от глины, цемента и т.д.

Солянокислотная обработка основана на способности соляной кислоты растворять карбонатные породы и карбонатный цемент песчаников и других пород, в результате чего создаются пустоты, «каналы разъедания» в призабойной зоне. При этом образуются хорошо растворимые в воде соли (хлористый кальций и магний), вода и углекислый газ (в виде газа или жидкости). Основные реакции при воздействии соответственно на известняк CaCO_3 и доломит $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ следующие:



Продукты реакции хорошо растворимы в воде и сравнительно легко удаляются из призабойной зоны при вызове притока и освоении.

Реакция начинается со стенки скважины, но особенно эффективна в поровых каналах. Установлено, что при этом диаметр скважины не увеличивается, а расширяются только поровые каналы, приобретая форму узких и длинных каверн.

Состав и технология приготовления рабочего кислотного раствора

Для обработки ПЗС используются, как правило, кислотные растворы с концентрацией от 8 до 15 % в зависимости от вещественного состава пласта.

При низких концентрациях раствора глубина его проникновения в пласт увеличивается, но при этом возрастают потребные объёмы кислотного раствора, что в определённой степени осложняет процесс освоения скважины после СКО из-за большого количества продуктов реакции. Применение высококонцентрированных растворов HCl приводит к образованию насыщенных с повышенной вязкостью растворов CaCl_2 и MgCl_2 , которые трудно извлекаются из пласта при освоении. Кроме того, су-



щественно возрастает коррозия оборудования и труб. С другой стороны, кислотные растворы с концентрацией более 15 % HCl хорошо растворяют гипс и ангидрит, образуя твёрдый осадок, выпадающий в ПЗС и снижая её проницаемость. Обычно высококонцентрированные растворы HCl можно применять при охлаждении их, например, жидким азотом, что способствует увеличению глубины их проникновения в пласт.

Солянокислотный раствор в общем случае представляет собой смесь следующих реагентов и материалов:

- соляной кислоты, выпускаемой промышленностью в трёх видах – синтетическая техническая, техническая и из абгазов органических производств соответственно с концентрацией не менее 31; 27,5 и 24,5 %;

- ингибитора коррозии – вещества, снижающего коррозионное разрушение оборудования (катапин-А, катапин-К, катамин-А, марвелан-К(О), И-1-А, В-2, уротропин технический, формалин) и добавляемого в пределах от 0,05 до 0,8 % от количества кислотного раствора;

- интенсификатора ПАВ для повышения эффективности СКО в результате улучшения выноса продуктов реакции и расширения профиля воздействия (катапин-А, катамин-А, марвелан-К(О), ОП-10, ОП-7, 44-11), добавляемого в пределах от 0,1 до 0,3 % от количества кислотного раствора;

- стабилизатора для предупреждения выпадения осадков окисных соединений железа, алюминия, геля кремневой кислоты (уксусная кислота, лимонная кислота, плавиковая или фтористоводородная кислота), добавляемого в пределах от 0,8 до 2 % от количества кислотного раствора.

Перед обработкой в солянокислотный раствор для нейтрализации серной кислоты добавляют также хлористый барий. После реакции в ёмкости образуется осадок сернокислого бария.

Порядок приготовления раствора HCl: вода – ингибиторы – стабилизаторы – концентрированная соляная кислота – хлористый барий – интенсификаторы.

Раствор перемешивается, отстаивается в течение 2-3 часов, фильтруется, после чего он готов к употреблению. Приготовление кислотного раствора производится на специальной кислотной базе.

Для обработки терригенных коллекторов и увеличения активности воздействия на силикатные породы и материалы (аморфная кремнекислота, глины, аргиллиты, кварц) используют смесь 12 % процентного раствора соляной кислоты и от 3 до 5 % раствора плавиковой (HF) кислоты и называют её грязевой кислотой или глинокислотой. Обработка, соответственно, называется глинокислотной.

Рецептуру и вид кислотного раствора выбирают в зависимости от химического состава пород, типа коллектора и температуры. Так, при обработке ангидритов в солянокислотный раствор целесообразно добавлять от 6 до 10 % по массе азотнокислого калия. Сульфат и железосодержащие карбонатные коллекторы предпочтительно обрабатывать 10 или 15 % процентными растворами уксусной (CH₃COOH) и сульфаминовой (NH₂SO₃H) кислот или солянокислотным раствором с присадками хлористого кальция или поваренной соли, а также сульфатов калия и магния. При обработке железосодержащих карбонатных коллекторов солянокислотным раствором осадкообразование предупреждается присадкой раствор уксусной или лимонной кислот в количестве соответственно от 3 до 5 % и от 2 до 3 % по массе. Повышенные температуры пластов (более 60 °С) обуславливают высокие скорости реакции кислот с породой и металлом оборудования, требуют более тщательного ингибирования кислоты и применения составов с замедленными сроками нейтрализации. Тип коллектора определяет необходимую проникающую способность кислотного раствора, от которой зависит охват воздействием по простиранию и толщине пластов, проникновение его в мелкие поры и микротрещины. Замедление скорости нейтрализации кислоты и как следствие увеличение глубины обработки пластов достигается применением кислотных эмульсий, пен, добавкой хлористого кальция, органических (уксусной и лимонной) кислот, ингибитора В-2 и др.

В трещиноватых и трещиновато-пористых коллекторах предпочтительно использовать вязкие и вязкоупругие системы – кислотные эмульсии и пены, загущенные КМЦ кислотные составы. В пористых малопроницаемых коллекторах и при загрязнении призабойной зоны минеральной взвесью предпочтительно применять кислотные растворы с повышенной фильтруемостью (проникающей способностью), к которым относят кислотный раствор, обработанный гидрофобизирующим ПАВ для добывающих скважин и гидрофилизирующими ПАВ для нагнетательных скважин, газированные кислоты (с преобладанием жидкой фазы) и кислотные аэрозоли (с преобладанием газовой фазы). В качестве газовой фазы используют азот (снижается коррозионная активность и взрывобезопасность), углекислый газ (повышается растворяющая способность смеси), воздух, углеводородный газ.

Виды солянокислотных обработок

Технология проведения простых СКО

По технологии проведения СКО различают:

- 1) кислотные ванны (без закачки кислоты в пласт с целью очистки ствола скважины);
- 2) обычные (простые) СКО (с закачкой кислоты в пласт);
- 3) СКО под давлением (с интенсивной закачкой кислоты в пласт, обычно при использовании пакера);



4) поинтервальные (ступенчатые) обработки (с регулированием места входа кислоты в пласт).

Можно выделить также:

1) пенокислотные обработки (с использованием аэрированного солянокислотного раствора в виде пены при средней степени аэрации в нормальных условиях от 15 до 25);

2) газокислотные обработки (азот от АГУ 6000-500/200 или природный газ из соседних газовых скважин);

3) серийные обработки (многократные с интервалом от 5 до 10 сут.);

4) кислотоструйные обработки (через гидромониторные насадки).

Кислотные ванны применяют в скважинах с открытым забоем после бурения и при освоении. Кислотный раствор вводят методом промывки (прокачки). Применяется раствор повышенной концентрации (от 15 до 20 %). Время выдержки составляет от 16 до 24 часов.

Простые СКО – наиболее распространённый вид обработки призабойной зоны. Технология проведения обычной СКО заключается в последовательном выполнении следующих операций:

- промывка скважины;
- закачивание расчётного объёма кислотного раствора в скважину;
- задавливание расчётного объёма кислотного раствора в ПЗС в пределах обрабатываемого интервала;
- вызов притока и освоение после нейтрализации кислотного раствора;
- исследование скважины.

Промывка скважины (прямая, обратная или комбинированная) выполняется при открытых движениях на устье и затрубном пространстве. Жидкость, заполняющая скважину, и жидкость промывки поступают в ёмкость на поверхности.

В процессе этой операции скважина очищается не только от грязи, но и от отложений смол, парафинов и асфальтенов, которые могут отлагаться в ПЗС, в перфорационных каналах и на стенках скважины. При этом в качестве жидкостей промывки используются керосин, дизельное топливо, пропанобутановая фракция, конденсат и другие растворители. После промывки добывающая скважина заполняется, как правило, нефтью. В скважинах, дающих нефть с водой, при слабом водопроявлении и при нижнем положении обводнённого интервала можно ограничиться заливкой на забой бланкета концентрированного раствора хлористого кальция или тяжёлой и вязкой эмульсии типа «вода в нефти». В остальных случаях необходимо выполнение работ по изоляции притока воды, например, с применением твердеющих смол. Транспортировка бланкета на забой осуществляется нефтью после расчёта времени, в течение которого расчётный объём бланкета достигает положенной глубины.

Закачку расчётного объёма кислотного раствора в скважину ведут через НКТ во избежание повреждения эксплуатационной колонны кислотой. Объём кислотного раствора зависит от толщины обрабатываемого пласта, свойств призабойной зоны и желаемой (рациональной) глубины обрабатываемой зоны.

Объёмы кислотного раствора для простых обработок в расчёте на 1 м толщины пласта рекомендуются следующие (в м³):

для первичных обработок пористых пород:

- малопроницаемых, тонкопористых – 0,4–0,6;
- высокопроницаемых – 0,6–1,0;

для вторичных обработок пористых пород:

- малопроницаемых, тонкопористых – 0,6–1,0;
- высокопроницаемых – 1,0–1,5;

для первичных обработок трещиноватых пород – 0,6–0,8;

для вторичных обработок трещиноватых пород – 1,0–1,5.

Для последующих обработок общая растворяющая способность всего раствора должна увеличиваться как за счёт наращивания объёма, так и за счёт повышения концентрации кислоты, если не требуется коренное изменение технологии обработок, например, перехода на другие их виды.

За основную концентрацию рабочего кислотного раствора следует принимать 15 % HCl, а за максимальную 20 % HCl.

Продавочной жидкостью при таких обработках скважин обычно служит нефть того же месторождения. При обработках газовых скважин лучше применять для задавливания кислоты воду или газ. При обработках нагнетательных скважин – воду, желательнее с добавкой ПАВ типа ОП-10 в первые её порции.

Техника закачки кислотного раствора и продавочной жидкости определяется необходимостью выполнения основного условия обработки, а именно: уровень кислоты в затрубном пространстве в период закачки и продавливания её в пласт должен находиться только в пределах интервала ствола скважины, выбранного для данной обработки.

Для скважин, в которых можно установить циркуляцию нефти с выходом её из затрубного пространства при закачке агрегатом, предназначенным для обработки, это достигается следующим



приемом. В нефтяную скважину форсированно закачивается нефть, а в нагнетательную воду, до устойчивого переливания её из затрубного пространства. После этого закачивается кислотный раствор при открытом затрубном пространстве с контролем за расходом. Как только кислотный раствор будет подан в объёме насосно-компрессорных труб и ёмкости интервала обработки за трубами, немедленно перекрывается затрубное пространство и нагнетается запланированный объём кислоты. Вслед за ней, также без перерыва в закачке, подается продавочная жидкость в запланированном объёме.

При обработке открытого ствола скважины количество продавочной жидкости может быть запланировано лишь в объёме труб (трубы от насосного агрегата до скважины и трубы НКТ), если открытый ствол за трубами предусматривается оставить заполненным кислотой, или же в объёме труб и ёмкости интервала обработки за трубами, если предусматривается закачать всю кислоту в пласт.

В скважине, закрепленной обсадной колонной, количество продавочной жидкости планируется в объёме второго варианта (т.е. вся кислота продавливается в пласт). В нагнетательных скважинах продавочная вода закачивается в объёме, равном от 3–4 и более объёмам труб, после чего скважина подключается к водоводу и после прямой и обратной промывок переводится под закачку.

В нефтяных скважинах, где по условиям в залежи установить циркуляцию невозможно, производится предварительная подкачка нефти на предельно высокой скорости и, вслед за ней, на той же скорости закачка всего объёма кислоты и продавочной жидкости.

Для обеспечения более равномерной разработки пристволевой части призабойной зоны и полного охвата всей мощности обрабатываемого пласта образованием первичных каналов растворения с учётом более глубокого развития их при последующих обработках скорость закачки ограничивается только при первичной обработке малопроницаемых тонкопористых карбонатов.

Во всех других случаях необходимо стремиться к максимальному увеличению скорости продвижения кислоты по пласту в целях достижения наиболее глубокого проникновения её от ствола скважины.

После задавки кислотного раствора в пласт закрывается задвижка на устье скважины. Скважина закрыта. Время выдерживания кислоты на реагирование (нейтрализацию) в пласте зависит от многих факторов, учесть которые затруднительно. Наиболее надёжно оно устанавливается на основе анализа на остаточную кислотность извлеченного из пласта отработанного раствора кислоты после определённого срока выдерживания её в пласте.

Ориентировочно можно рекомендовать следующие сроки выдерживания:

- при оставлении хвостовой части кислоты в открытом стволе скважины – от 8–12 часов и до 24 часов;

при задавливании всей кислоты в пласт:

- при температуре забоя от 15 до 30 °С – до 2 часов;
- при температуре от 30 до 60 °С – 1,0–1,5 часов;
- при более высоких температурах время выдерживания вообще не планируется, так как работы по переводу скважины на эксплуатацию займут большее время, чем его нужно для полной нейтрализации кислоты в пласте.

Оборудование, применяемое при простых СКО

На обустроенных нефтяных промыслах, на которых проектируются кислотные обработки скважин (СКО), как правило, сооружаются кислотные базы с соответствующими подъездными путями (включая железнодорожную ветку), насосными помещениями, лабораторией, гуммированными ёмкостями, складскими помещениями, душевыми и помещениями для бригады, а также при необходимости и котельными для подогрева растворов в зимнее время.

На скважины рабочий раствор доставляется в автоцистернах 4ЦР ёмкостью 9,15 м³ или УР-20 ёмкостью 17 м³. Для перевозки концентрированных неингибированных кислот ёмкости должны быть гуммированы. Для перевозки ингибированных кислот достаточно покрытия этих ёмкостей химически стойкими эмалями. На скважинах часто используют передвижные ёмкости (на салазках) объёмом 14 м³, которые в зимних условиях работы оборудуют змеевиком для обогрева растворов паром. Для перекачки кислот используются только специальные кислотоупорные центробежные насосы с подачей от 7 до 90 м³/ч и напора от 8 до 30 м.

Для закачки ингибированных растворов кислоты в пласт используется, например, специальный насосный агрегат на автомобильном шасси – Азинмаш-30А с гуммированной резиной цистерной, состоящей из двух отсеков ёмкостью 2,7 м³ и 5,3 м³, а также с дополнительной ёмкостью на прицепе с двумя отсеками по 3 м³ каждый. Агрегат снабжён основным трёхплунжерным горизонтальным насосом высокого давления 4НК500 одинарного действия для закачки кислоты в скважину. Насос имеет привод через специальную коробку от основного двигателя автомобиля мощностью 132 кВт. Конструкция силового насоса предусматривает сменные плунжеры диаметром 110 и 90 мм. Насосы обеспечивают подачу от 1,03 до 12,2 л/с и давление от 7,6 до 50 МПа в зависимости от частоты вращения вала (5 скоростей от 25,7 до 204 в мин.⁻¹). Наряду с этим основным агрегатом при кислотных обработках скважины используют цементировочные агрегаты ЦА-320М, а также насосный агрегат для гидроразрыва АН-700.



Для предотвращения быстрого изнашивания агрегатов при прокачке даже ингибированного раствора кислоты необходима обязательная их промывка водой непосредственно после завершения работ. В промывочную воду желательны добавлять тринатрийфосфат в количестве от 0,3 до 0,5 % для лучшей нейтрализации остатков кислоты. Силовой насос агрегата Азинмаш-30А может забирать жидкость не только из ёмкостей, установленных на платформе агрегата, но и с помощью резиновых шлангов откачивать её из ёмкостей на автоприцепе и из передвижных ёмкостей.

При кислотных обработках используется дополнительно цементирувочный агрегат ЦА-320М в качестве подпорного насоса, подающего жидкость на прием силового насоса агрегата Азинмаш-30А. Кроме того, агрегат ЦА-320М со вспомогательным ротационным насосом низкого давления и двумя ёмкостями на платформе позволяет перемешивать растворы кислоты при введении в них различных реагентов, а также при необходимости перекачки растворов из одних ёмкостей в другие.

Ротационный насос используют также при приготовлении нефтекислотных эмульсий для закачки в поглощающие интервалы с целью расширения охвата обработкой большой толщины пласта. Для создания более высоких скоростей закачки, если подачи одного агрегата при данном давлении оказывается не достаточно, используют два и более параллельно работающих агрегатов. Устье скважины при обработке под давлением оборудуется специальной головкой, рассчитанной на высокие давления, с быстросъёмными соединениями. Головка скважины с обязательным обратным клапаном и задвижкой высокого давления соединяется с выкидом насосного агрегата прочными металлическими трубами. Обычно в этих случаях используется оборудование для гидравлического разрыва пласта или пескоструйной перфорации.

Расчёт кислотного воздействия на призабойную зону пласта

Расчёт необходимого количества реагентов

На Южно-Шапкинском месторождении проведён комплекс лабораторных исследований по изучению взаимодействия кислотных растворов различного состава с породами пласта.

На основании данных, полученных при лабораторных исследованиях для проведения СКО в скважинах Южно-Шапкинского месторождения, проектируем обработку ПЗС раствором следующего состава:

- 13–15 %-ная HCl;
- ингибитор коррозии – уротропин;
- интенсификатор – марвелан-К(О);
- стабилизатор – уксусная кислота.

Объём кислотного раствора выбираем из расчёта 1 м³ раствора на 1 м толщины пласта. За толщину пласта принимаем длину интервалов перфорации. Исходные данные для проведения расчётов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные

Номер скважины	23
Толщина обрабатываемого интервала $h_{обр}$, м	35
Объём кислотного раствора V_p , м ³	35
Товарная кислота	
тип	абгазовая соляная кислота (ТУ 6-01-714-77)
марка	Б
сорт	II
концентрация, %	27,5
Реагенты	
уротропин технический (ГОСТ 1381-73Е), %	0,2
марвелан-К(О), %	0,08
уксусная кислота синтетическая, %	3

Определим объём товарной кислоты по формуле:

$$V_k = \frac{V_p \cdot x_p \cdot (5,09 \cdot x_p + 999)}{x_k \cdot (5,09 \cdot x_k + 999)},$$



где V_K – объём товарной кислоты, м³; V_p – объём кислотного раствора, м³; x_p – заданная концентрация HCl, %; x_K – концентрация товарной кислоты, %.

Объём уксусной кислоты:

$$V_{ук} = \frac{b_{ук}}{c_{ук}} \cdot V_p,$$

где $b_{ук}$ – норма добавки 100 %-ной уксусной кислоты, %; $c_{ук}$ – объёмная доля товарной уксусной кислоты, равная 80 %.

Объём уротропина, м³:

$$V_{ур} = \frac{b_{ур}}{c_{ур}} \cdot V_p,$$

где $b_{ур}$ – выбранная объёмная доля уротропина в растворе, %; $c_{ур}$ – объёмная доля товарного уротропина, равная 100 %.

Объём марвелана-K(O), м³:

$$V_{марв} = \frac{b_{марв}}{100} \cdot V_p,$$

где $b_{марв}$ – норма добавки марвелана-K(O), %.

Количество хлористого бария, кг:

$$G_{хб} = 21,3 \cdot V_p \cdot \left(\frac{a \cdot x_p}{x_K} - 0,02 \right),$$

где 21,3 – масса хлористого бария, необходимая для нейтрализации 10 кг серной кислоты, кг; a – содержание серной кислоты в товарной соляной кислоте, равное 0,6 %; 0,02 – допустимая концентрация серной кислоты в растворе.

При плотности хлористого бария 4000 кг/м³ его объём равен, м³:

$$V_{хб} = \frac{G_{хб}}{4000} = \frac{21,3 \cdot V_p}{4000} \cdot \left(\frac{a \cdot x_p}{x_K} - 0,02 \right).$$

Объём воды для приготовления кислотного раствора:

$$V_в = V_p - V_m - \Sigma V_{реаг} = V_p - V_m - (V_{ук} + V_{ур} + V_{марв} + V_{хб}),$$

где $\Sigma V_{реаг}$ – суммарный объём реагентов, м³.

Результаты расчёта представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Объёмный состав кислотного раствора

Реагент	Объём, м3 (кг)
товарная кислота	18,024
уксусная кислота	1,313
уротропин технический	0,070
марвелан-K(O)	0,028
хлористый барий	0,057 (229)
вода	15,565
объём кислотного раствора	35



Порядок приготовления кислотного раствора

Наливаем в мерник 15,565 м³ воды, добавляют к воде 0,070 м³ уротропина технического; 1,313 м³, уксусной кислоты; 18,024 м³ товарной соляной кислоты. Полученный раствор тщательно перемешивают и измеряют его плотность ареометром. При правильной дозировке плотность должна соответствовать заданной концентрации при температуре замера. При концентрации кислотного раствора 15 % его плотность при 15 °С должна быть равна 1073 кг/м³ (см. табл. 3).

Таблица 3 – Плотность растворов соляной кислоты при 15 °С и содержание HCl

Плотность при 15 °С, кг/м ³	Концентрация HCl, %	Плотность при 15 °С, кг/м ³	Концентрация HCl, %
1030	5,15	1105	20,97
1035	7,15	1110	21,92
1040	8,16	1115	22,85
1045	9,16	1120	23,82
1050	10,17	1125	24,78
1055	11,18	1130	25,75
1060	12,19	1135	26,70
1065	13,19	1140	27,66
1070	14,17	1145	28,61
1075	15,16	1150	29,57
1080	16,15	1155	30,55
1085	17,13	1160	31,52
1090	18,11	1165	32,49
1095	19,06	1170	33,46
1100	20,01	1180	35,39

Для определения плотности товарной кислоты нужно брать по замеру ареометром при той же температуре, при которой измеряется плотность раствора. Если замеренная плотность больше расчётной, то в раствор добавляют воду; если замеренная плотность меньше расчётной, то в раствор добавляют товарную концентрированную кислоту.

Если плотность товарной концентрированной кислоты или готового кислотного раствора измерена при температуре, отличной от +15 °С, то вводится поправка, представленная в таблице 4.

Таблица 4 – Температурная поправка к плотности кислоты на 1 °С

Плотность, кг/м ³	1000–1040	1041–1085	1086–1120	1121–1155	1156–1200
Температурная поправка, кг/м ³ (°С)	±0,2	±0,3	±0,4	±0,5	±0,6

Поправку (произведение температурной поправки на разность температур) прибавляют к значению плотности, если она определена при температуре более +15 °С, и вычитают, если температура ниже +15 °С. Поправкой можно пренебречь, если она не превышает 0,001.

После корректировки плотности кислотного раствора добавляют в него 229 кг хлористого бария, хорошо перемешивают раствор, через 5 минут после этого добавляют 0,028 м³ интенсификатора Марвелан-К(О), раствор снова перемешивают и оставляют его на 2–3 часа до полного осветления, после чего раствор перекачивают в цистерну Азинмаш-30А и другие ёмкости.

Определение расчётных показателей при обработке скважины

Суммарный объём выкидной линии, насосно-компрессорных труб и затрубного пространства, м³:

$$V_{mp} = 0,785 \cdot d_K^2 \cdot l_K + 0,785 \cdot d_B^2 \cdot h + 0,785 \cdot (D_B^2 - d_{нар}^2) \cdot h = 0,785 \cdot [d_K^2 \cdot l_K + d_B^2 \cdot h + (D_B^2 - d_{нар}^2) \cdot (h - h_{еп})],$$

где d_K – внутренний диаметр выкидной линии, м; l_K – длина выкидной линии, м; d_B – внутренний диаметр НКТ, м; h – глубина скважины, м; D_B – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м; $d_{нар}$ – наружный диаметр НКТ, м; $h_{еп}$ – расстояния от устья до верхних перфорационных отверстий, м.



Необходимое давление на выкидке насоса при закачке в пласт кислотного раствора, МПа:

$$P_{вн} = P_{заб} - P_{ж} + P_{тр},$$

где $P_{заб}$ – максимальное забойное давление при продавке раствора, МПа; $P_{ж}$ – гидростатическое давление продавочной жидкости, МПа; $P_{тр}$ – потери давления на трение, МПа.

Неизвестные величины давлений в вышеприведённой формуле определим по следующим соотношениям:

$$P_{заб} = P_{пл} + \frac{q \cdot 86400}{K},$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; q – подача насоса, м³/с; K – коэффициент продуктивности скважины, м³/(сут.·МПа);

$$P_{ж} = 10^{-6} \cdot \rho_{ж} \cdot g \cdot h,$$

где $\rho_{ж}$ – плотность продавочной жидкости, кг/м³;

$$P_{тр} = 10^{-6} \cdot \lambda \cdot \frac{h}{d_{\text{в}}} \cdot \frac{v^2}{2} \cdot \rho_{ж} = 10^{-6} \cdot \lambda \cdot \frac{h}{d_{\text{в}}} \cdot \frac{q^2}{\left[\frac{\pi \cdot d_{\text{в}}^2}{4}\right]^2} \cdot \frac{\rho_{ж}}{2} = 8 \cdot 10^{-6} \cdot \lambda \cdot \frac{\rho_{ж} \cdot h \cdot q^2}{\pi^2 \cdot d_{\text{в}}^5},$$

где v – скорость продавочной жидкости в сечении трубопровода, м/с; λ – коэффициент гидравлического трения, который вычисляется по следующим формулам:

$$\lambda = \left\{ \begin{array}{l} \lambda = \frac{64}{Re} \\ \lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \frac{\Delta_{\text{экв}}}{d_{\text{в}}} \right)^{0,25} \end{array} \right\}.$$

При ламинарном режиме ($Re < 2300$), при турбулентном режиме ($Re > 2300$), где Re – число Рейнольдса. Здесь $\Delta_{\text{экв}}$ – эквивалентная шероховатость поверхности трубопровода.

Для стальной сварной трубы с незначительной коррозией принимаем $\Delta_{\text{экв}} = 0,2$ мм.

Число Рейнольдса:

$$Re = 10^3 \cdot \frac{v \cdot d_{\text{в}} \cdot \rho_{ж}}{\mu_{ж}} = 10^3 \cdot \frac{4 \cdot q \cdot d_{\text{в}} \cdot \rho_{ж}}{\pi \cdot d_{\text{в}}^2 \cdot \mu_{ж}} = 4 \cdot 10^3 \cdot \frac{q \cdot \rho_{ж}}{\pi \cdot d_{\text{в}} \cdot \mu_{ж}},$$

где $\mu_{ж}$ – динамическая вязкость продавочной жидкости, МПа·с.

В качестве продавочной жидкости используем нефть данного месторождения.

Результаты расчёта для различных значений q , соответствующих технологической характеристике (см. табл. 5) агрегата Азинмаш-30А, приведены в таблице 6.

Таблица 5 – Техническая характеристика агрегата Азинмаш-30А

Включённая передача	Плунжер $d = 100$ мм		Плунжер $d = 120$ мм	
	давление, МПа	подача, 10–3 м ³ /с	давление, МПа	подача, 10–3 м ³ /с
II	47,6	2,50	33,2	3,60
III	25,0	4,76	17,4	6,85
IV	14,0	8,48	9,7	12,22
V	11,5	10,81	7,6	15,72



Таблица 6 – Расчёт необходимого давления на выкиде насоса в зависимости от режима работы агрегата Азинмаш-30А

№ режима	Скорость	Диаметр плунжера, мм	Подача насоса q , $10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$	$V_{\text{пр}}$, м^3	$P_{\text{заб}}$, МПа	$P_{\text{ж}}$, МПа	Re	λ	$P_{\text{пр}}$, МПа	$P_{\text{вн}}$, МПа	Давление на выкиде насоса, МПа
1	II	100	2,50	6,94	30,50	16,70	13798	0,0331	0,31	14,11	47,6
2	III		4,76	6,94	41,35	16,70	26721	0,0304	1,04	25,68	25,0
3	IV		8,48	6,94	59,20	16,70	46802	0,0288	3,12	45,62	14,0
4	V		10,81	6,94	70,39	16,70	59661	0,0283	4,98	58,66	11,0
5	II	120	3,60	6,94	35,78	16,70	19869	0,0314	0,61	19,69	33,2
6	III		6,85	6,94	51,38	16,70	37806	0,0293	2,07	36,75	17,14
7	IV		12,22	6,94	77,16	16,70	67443	0,0281	6,31	66,76	9,7
8	V		15,72	6,94	93,76	16,70	86760	0,0277	10,31	87,56	7,6

Для проведения СКО выбираем режим № 5 – работа агрегата Азинмаш-30А на II-й скорости при диаметре плунжера насоса 120 мм. При этом давление на выкиде насоса (33,2 МПа) больше необходимого (19,69 МПа) для задавки в пласт раствора с дебитом $3,6 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$.

Продолжительность нагнетания и продавки в пласт раствора:

$$t = \frac{V_p + V_{\text{пж}}}{q} = \frac{35 + 6,94}{3,6 \cdot 10^{-3}} = 11650 \text{ с} = 3,2 \text{ часа},$$

где $V_{\text{пж}}$ – объём продавочной жидкости, м^3 .

Последовательность закачки раствора в скважину следующая:

- закачиваем кислотный раствор в объёме 6,94 м^3 ;
- закрываем задвижку на затрубном пространстве и насосом агрегата закачивают остальной кислотный раствор (28,06 м^3);
- закачиваем продавочную жидкость в объёме 6,94 м^3 ;
- закрываем задвижку на выкидной линии;
- через 1,5 часа вызов притока и освоение после нейтрализации кислотного раствора.

Выводы и рекомендации

Для обработки призабойной зоны пласта в скважине № 23 Южно-Шапкинского месторождения соляной кислотой проведён расчёт основных показателей процесса при использовании 15 %-ного кислотного раствора HCl. Состав кислотного раствора был выбран на основании рекомендаций, сделанных при лабораторных исследованиях по изучению взаимодействия кислотных растворов различного состава с породами пласта.

Объём кислотного раствора (35 м^3) был выбран из расчёта 1 м^3 раствора на 1 м толщины пласта. Для приготовления такого объёма 15 %-ного раствора HCl потребуется:

- 15,565 м^3 воды;
- 0,070 м^3 уротропина технического;
- 1,313 м^3 уксусной кислоты;
- 18,024 м^3 товарной соляной кислоты;
- 229 кг хлористого бария и 0,028 м^3 интенсификатора Марвелан-К(О).

Общая продолжительность нагнетания и продавки в пласт раствора агрегатом Азинмаш-30А на II-й скорости при диаметре плунжера насоса 120 мм с расходом $3,6 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$ составит 3,2 часа. После проведения СКО рекомендуется:

- провести гидродинамические исследования скважины (ГДИ) с целью определения состояния призабойной зоны;
- произвести лабораторный анализ на остаточную кислотность извлечённого из пласта отработавшего раствора кислоты.

По результатам ГДИ и лабораторного анализа можно сделать соответствующие выводы об эффективности произведённого воздействия на призабойную зону пласта и о времени реагирования кислотного раствора в пласте.



Литература:

1. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1. – 348 с.
2. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 2. – 348 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
6. 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.
7. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика: монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
8. Определение расчётных показателей процесса солянокислотных обработок в скважине Южно-Шапкинского месторождения. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b3bd79a4c43b88521316d36_0.html
9. Фатеев В.С., Рябинкина Н.Н. Геология Южно-Шапкинського нафтегазоконденсатного месторождения // Вестник института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН. – Сыктывкар : Издательство «Институт геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН», 2005. – С. 21–23.
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. Яковлев А.Л., Березовский Д.А., Кусов Г.В. Техника и технология проведения кислотного гидравлического разрыва пласта // Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам XXI Международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (16 января 2017 года, г. Харьков). – Харьков : научно-информационный центр «Знание», 2017. – Ч. 2. – С. 25–40.
12. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Матвеева И.С. Анализ проведения солянокислотной обработки скважин на Средне-Макарихинском месторождении : Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах / сборник статей под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенко. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 30–38 – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>
13. Березовский Д.А., Самойлов А.С., Башардуст Мохаммад Дауд. Анализ работы скважин, осложнённых формированием асфальто-смоло-парафиновых отложений на примере Матросовского месторождения, и разработка рекомендаций по применению методов борьбы с АСПО // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 124–141.
14. Касем Мохаммед Яхья Хасан Гайлан, Очередыко Т.Б., Арутюнов Т.В. Обоснование работ по кислотной обработке карбонатных пластов Петропавловского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 189–207.
15. Башардуст Мохаммад Дауд, Очередыко Т.Б. Анализ применения солянокислотной обработки призабойных зон скважин залежей 302-303 Ромашкинского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 4. – С. 208–225.
16. Березовский Д.А., Яковлев А.Л., Самойлов А.С. Анализ применения солянокислотной обработки призабойных зон скважин Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 03. – URL : vs.n.esrae.ru/3-15 (дата обращения: 31.01.2018).

References:

1. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovye deposits and hydrate formations: prevention and removal: in 2 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2011. – Т. 1. – 348 p.
2. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovye deposits and hydrate formations: prevention and removal: in 2 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2011. – Т. 2. – 348 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells»: in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2013–2014. – Т. 1–4.
5. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.
7. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovy i gazovy sverdlovin. Science i practice: monograph. – Iviv: Spol, 2018. – 476 p.
8. Definition of settlement indicators of process of solyanokislotny processings in the well of the Southern Shapkinsky field. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b3bd79a4c43b88521316d36_0.html



9. Fateev V.S., Ryabinkina N.N. Geology of the Southern Shapkinsky oil-gas condensate field // Bulletin of institute of geology of Komi of scientific center of the Ural office of RAS. – Syktyvkar: «Institute of Geology of Komi of Scientific Center of the Ural Office of RAS» publishing house, 2005. – P. 21–23.
10. Owlet 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 : Publishing house – the South, 2014. – 86 p.
11. Yakovlev A.L., Berezovsky D.A., Kusov G.V. Tekhnik and technology of carrying out acid hydraulic fracturing // Collection of articles of Znaniye scientific information center for materials XXI of the International correspondence scientific and practical conference «Development of Science in the 21st Century» (on January 16, 2017, Kharkiv). – Kharkiv : Znaniye scientific information center, 2017. – P. 2. – P. 25–40.
12. Berezovsky D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Matveeva I.S. The analysis of carrying out solyanokislotny processing of wells on the Average and Makarikhinsky field : Bulatovsky readings: materials I of the International scientific and practical conference (on March 31, 2017): in the 5th volumes / collection of articles under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – T. 2: Development of oil and gas fields. – P. 30–38 – URL : <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2017/2/PDF/2017-V2-30-38.pdf>
13. Berezovsky D.A., Samoylov A.S., Bashardust Mohammad Daud. The analysis of work of the wells complicated by formation of asfalto-smolo-paraffin deposits on the example of the Matrosovsky field and development of recommendations about application of methods of fight against ASPO // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 3. – P. 124–141.
14. Kassem Mohammed Yahya Hassan Gaylan, Ocheredko T.B., Arutyunov T.V. Justification of works on acid processing of carbonate layers of the Peter and Paul field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 3. – P. 189–207.
15. Bashardust Mohammad Daud, Ocheredko T.B. Analysis of application of solyanokislotny processing of bottomhole zones of wells of deposits 302-303 Romashkinsky of the field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 4. – P. 208–225.
16. Berezovsky D.A., Yakovlev A.L., Samoylov A.S. Analysis of application of solyanokislotny processing of bottomhole zones of wells of Abdrakhmanovskaya Square of the Romashkinsky field // Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2017. – No. 03. – URL : vs.n.esrae.ru/3-15 (date of the address: 1/31/2018).



УДК 622.276.66

АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ УЛУЧШЕНИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

ANALYSIS OF ADVANCED TECHNOLOGIES FOR IMPROVING MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING

Будкевич Роза Леонидовна

кандидат технических наук,
доцент кафедры разработки
и эксплуатации нефтяных
и газовых месторождений,
Альметьевский государственный
нефтяной институт
budkevichrl@yandex.ru

Насыров Ильмир Маратович

бакалавр,
Альметьевский государственный
нефтяной институт
adm.nasyrov@gmail.com

Хасаншин Дамир Зуфарович

бакалавр,
Альметьевский государственный
нефтяной институт
damir552870@mail.ru

Аннотация. Данная статья посвящена анализу ведущих технологий, нацеленных на улучшение многостадийного гидроразрыва пласта, рассматриваемые технологии раскрывают способности полномасштабного освоения множества ранее труднодоступных месторождений с тяжело извлекаемыми запасами и невысокой проницаемостью, представленными твердыми, плотными породами. МГРП отличается от обычного гидроразрыва пласта в поочередной цикличности нескольких гидроразрывов. Впоследствии – это приводит к разрыву пород по плоскостям минимальной прочности и увеличивает естественные природные трещины, не вскрытые скважиной, а также увеличивает взаимодействие с зонами повышенной проницаемости, расширяя, таким образом, площадь дренажа скважины и способствуя весомому повышению её дебита.

Ключевые слова: многостадийный разрыв пласта, технологии, гидроразрыв пласта.

Budkevich Roza Leonidovna

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor department
Development and exploitation
of oil and gas fields,
Almetyevsk State Oil institute
budkevichrl@yandex.ru

Nasyrov Ilmir Maratovich

Student bachelor,
Almetyevsk State Oil Institute
adm.nasyrov@gmail.com

Khasanshin Damir Zufarovich

Student bachelor,
Almetyevsk State Oil Institute
damir552870@mail.ru

Annotation. This article is dedicated to the analysis of leading technologies, aimed at improving the multistage fracturing, considered technologies reveal the ability of full-scale development of many previously inaccessible deposits with heavily recoverable reserves and low permeability, represented by hard, dense rocks. MGRP differs from conventional hydraulic fracturing in the alternating cyclicity of several hydraulic fractures. Subsequently, this leads to the rupture of rocks along the planes of minimum strength and increases the natural cracks not opened by the well, and also increases the interaction with the zones of increased permeability, thus expanding the drainage area of the well and contributing to a significant increase in its production rate.

Keywords: multistage formation fracturing, technology, hydraulic fracturing.

О общеизвестный факт, проницаемость прискважинной зоны продуктивных пластов со временем снижается. А с проницаемостью снижается и пластовая энергия при движении флюида к скважине.

И одним из действенных способов для восстановления проницаемости является гидроразрыв пласта (ГРП).

Обширное внедрение технологии многостадийного гидроразрыва пласта стартовало в Америке в начале XXI века благодаря первоначальным успехам на сланцевых месторождениях нефти и газа. Основой сланцевой революции считалась именно технология МГРП. В РФ до неё добрались лишь в 2010-х годах [5].

В первом комплексе операций ГРП техническая вода применялась в виде закачиваемой жидкости, а речной песок – для расклинивания скважины. Сейчас проппант эволюционировал от обыденного речного песка до шариков из обожженной глины либо бокситов. В наши дни благодаря инноваци-



онным компьютерам раскрываются новые возможности, позволяющие высчитать необходимые характеристики закачиваемой жидкости и отыскать оптимальный проппант. Иное их превосходство в том, что они позволяют избрать более подходящее место для инициации образования трещины. Исходя из этого, мы получаем трещины с максимальной проводимостью [6].

Схематично ГРП можно описать как ряд последовательных операций, которые включают в себя: подбор места разрыва для образования трещин в породах нефтяного пласта, создание на определенных участках скважин необходимых условий (отверстий) для давления на пласт, закачка в пласт разрывающей жидкости под большим давлением. Далее для поддержания трещины в открытом состоянии, закачивают проппант в терригенные коллекторы, а в карбонатные – кислоту, которая разъедает стенки созданной трещины. Заключительным процессом является промывка скважины и ее эксплуатация [3].

Немало важным требованием при разработке низкопроницаемых коллекторов является увеличение количества стадий гидроразрыва, так как, вместе с этим, увеличивается количество трещин, которые пронизывают нефтяной пласт, а значит, увеличивается и зона дренирования. Всё перечисленное повышает значения пускового дебита скважины и в дальнейшем обеспечивает более высокую накопленную добычу нефти и газа [1].

Для улучшения результатов притока нефти был улучшен метод ГРП. Развитие началось с увеличения числа гидроразрывов в пласте. Так появились технологии МГРП. Далее началась работа по улучшению стандартного МГРП, вследствие которой появился бесшаровой МГРП. При шаровом МГРП количество разрывов не превышает 10 стадий, но с использованием бесшаровой технологии удаётся получить пусковой дебит скважины два раза больше, а количество стадий МГРП ограничивается лишь протяженностью самой скважины и технико-экономическими расчетами. Первые ГРП позволяли закачивать в пласт порядка 7–15 тонн проппанта, а нынешние – 100 и более тонн. Бесшаровая технология ГРП – это технология, в которой стадии гидроразрыва отделяются друг от друга специальными пробками, спускаемыми на гибких насосно-компрессорных трубах (ГНКТ), а закачка проппанта при каждом ГРП ведется через перфорационные каналы. Внедренная технология дает возможность производить исследования внутри скважины и повторный ГРП [4]. В Европе данная технология с успехом используется уже порядка десятка лет и называется «plug and perf». Гидропескоструйная перфорация позволяет вскрывать пласт без использования муфт, причем при одной стадии гидроразрыва появляется одновременно множество отверстий, позволяющих создавать сеть трещин, а не одну магистральную трещину, как это происходит при стандартном ГРП. Используемая при гидроразрыве жидкость нагнетается прямо по эксплуатационной колонне, без спуска в скважину колонны НКТ, далее специальными композитными пробками происходит разделение стадий разрыва [5].

Современные МГРП позволяют нам проводить разрыв более эффективно, отказываясь от устаревших «одноразовых» компоновок и переходя на более усовершенствованные системы – как шаровые, так и бесшаровые – с муфтами, которые можно закрывать и открывать множество раз. Еще одним преимуществом такой конструкции является то, что определенные порты возможно закрывать с целью проведения повторного ГРП и, к примеру, в случае прорыва воды через один из портов. На сегодняшний день по этой технологии осуществляются почти все новые многостадийные гидроразрывы. Также есть и множество других технологий, совершенствующих МГРП день изо дня, такие как: технология МГРП с применением мостовых пробок, технология МГРП с применением разрывных муфт BPS, технология МГРП с применением линейной жидкости разрыва, технология МГРП с применением линейного геля, МГРП с созданием каналов высокой проводимости и т.д. [2].

Таким образом, можно сказать, что технология МГРП сложная, но уникальная технология, обладающая высоким потенциалом развития, которая обеспечит полное освоение ранее труднодоступных месторождений.

Литература:

1. Хайруллин М.Х., Хисамов Р.С., Шамсиев М.Н., Бадертдинова Е.Р. Гидродинамические методы исследования вертикальных скважин с трещиной гидроразрыва пласта. – Институт компьютерных исследований, 2012. – 84 с.
2. Черевко М.А., Янин А.Н., Янин К.Е. Разработка нефтяных месторождений Западной Сибири горизонтальными скважинами с многостадийными гидроразрывами пласта. – Тюмень-Курган : Зауралье, 2015. – 268 с.
3. Говзич А.Н., Билинчук А.В., Файзуллин И.Г. Опыт проведения многостадийных ГРП в горизонтальных скважинах ОАО «Газпром нефть» // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 12. – С. 59–61.
4. Проскурин В.А. Перспективы применения многостадийного ГРП на продуктивных пластах месторождений ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» : Энергоэффективность. Проблемы и решения / матер. XIII Всеросс. научн. – практ. конф. 23 октября 2013 г. в рамках XIII Российского энергетического форума. – Уфа, 2013. – С. 24–25.
5. Дюто Э. Гидроразрыв пласта с созданием открытых каналов: быстрый путь к добыче / Э. Дюто, Дж. Джонсон, О. Медведев и др. // Нефтегазовое обозрение. – 2011.
6. Парфенов А.Н., Шашель В.А., Ситдинов С.С. Особенности и опыт проведения проппантного ГРП в ОАО «Самаранефтегаз» // Нефтяное хозяйство – 2007. – № 11. – С. 12–15.



7. Хасанов М.М. Методические основы управления разработкой месторождений ОАО «НК «Роснефть» с применением гидроразрыва пласта» // Нефтяное хозяйство – 2007. – № 3. – С. 38–40.

References:

1. Khayrullin M.H., Hisamov R.S., Shamsiyev M.N., Badertdinova E.R. Hydrodynamic methods of a research of vertical wells with a layer hydraulic fracturing crack. – Institute of computer researches, 2012. – 84 p.
2. Cherevko M.A., Yanin A.N., Yanin K.E. Development of oil fields of Western Siberia by horizontal wells with multistage hydraulic fracturings of layer. – Tyumen-Kurgan : Trans-Ural region, 2015. – 268 p.
3. Govzich A.N., Bilinchuk A.V., Fayzulin I.G. Experience of carrying out multistage GRP in horizontal wells of JSC Gazprom Neft // Oil economy. – 2012. – No. 12. – P. 59–61.
4. Proskurin V.A. The prospects of application of multistage GRP on productive layers of fields of JSC Slavneft-Megionneftegaz : Energy efficiency. Problems and decision / mater. XIII Vseross. scientifically practical conference On October 23, 2013 within the XIII Russian energy forum. – Ufa, 2013. – P. 24–25.
5. Dutoit E. Hydraulic fracturing of layer with creation of open channels: fast way to production / E. Dutoit, J. Johnson, O. Medvedev, etc. // Oil and gas review. – 2011.
6. Parfyonov A.N., Shashel V.A., Sitdikov S.S. Features and experience of carrying out proppantny GRP in JSC Samaraneftegaz // Neftyanoyekhozyaystvo – 2007. – No. 11. – P. 12–15.
7. Chasanoff M.M. Methodical bases of management of development of fields of JSC Rosneft with Layer Hydraulic Fracturing Application // Oil economy – 2007. – No. 3. – P. 38–40.



УДК 622.276

ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

INVESTIGATION OF THE PROPERTIES OF SURFACTANTS FOR THE INTENSIFICATION OF PRODUCTION OF HIGH-VISCOSITY OIL

Будкевич Роза Леонидовна

кандидат технических наук,
доцент кафедры разработки и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений,
Алметьевский государственный
нефтяной институт
budkevichrl@yandex.ru

Шайхразиева Ляйсан Равилевна

аспирант кафедры разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений,
Алметьевский государственный
нефтяной институт
layissan@mail.ru

Аннотация. В статье приведена основная классификация поверхностно-активных веществ, и представлены процессы, происходящие в пласте при их применении.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, поверхностно-активные вещества (ПАВ), неионогенный ПАВ, смачиваемость, межфазное поверхностное натяжение.

Budkevich Roza Leonidovna

Candidate of Technical Sciences,
Associate professor Department
Development and exploitation
of oil and gas fields,
Almetyevsk State Oil Institute
budkevichrl@yandex.ru

Shaihratieva Laysan Ravilevna

Postgraduate student Department
Development and exploitation
of oil and gas fields,
Almetyevsk State Oil Institute
layissan@mail.ru

Annotation. The article describes the basic classification of surfactants, and processes occurring in the reservoir at their application are represented.

Keywords: high-viscosity oil, surfactants, nonionic surfactants, wettability, interfacial tension.

В настоящее время большинство крупных месторождений России, в том числе Республики Татарстан, вступило в позднюю стадию разработки. Текущая обводненность добываемой продукции превышает 80 % [1]. Вновь вводимые в разработку месторождения характеризуются низкой проницаемостью, повышенной вязкостью нефти и сложным геологическим строением, следовательно, их запасы следует относить к категории трудноизвлекаемых.

Для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти чрезвычайно сложен механизм вытеснения: 30 % нефти остается в пласте, удерживаемой в капиллярах и в пленках. Данная нефть может быть извлечена только в результате воздействия на нее различных физико-химических процессов и явлений. Особую роль для данного типа нефти играют взаимодействия в системе «порода-нефть-пластовая вода», в частности межфазное натяжение на границе раздела исследуемых фаз [2].

Снижение поверхностного натяжения на границе раздела сред и улучшение смачиваемости коллектора способствует увеличению проводимости пласта. Также за счет уменьшения работы адгезии и действия капиллярных сил повышается степень отмыва коллектора, что приводит к увеличению отбора нефти [3].

Одним из перспективных направлений, способствующих снижению межфазного натяжения и отмыву пленочной нефти, являются технологии с применением поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Поверхностно-активными называются вещества, способные адсорбироваться из раствора на поверхности раздела фаз жидкость – газ (пар), жидкость – жидкость, жидкость – твердое тело с соответствующим понижением свободной поверхностной энергии (поверхностного натяжения) на этой поверхности [4].

По химическим свойствам ПАВ делятся на две группы: ионогенные и неионогенные. Ионогенные ПАВ диссоциируют в воде на ионы, при этом, если поверхностной активностью обладают анионы, ПАВ называются анионными, если катионы – катионными. Некоторые ПАВ содержат и кислотные, и основные группы. В зависимости от условий они проявляют свойства или анионных, или катионных ПАВ, поэтому называются амфотерными ПАВ. Неионогенные ПАВ в воде не диссоциируют [5].

Наиболее часто применяемыми в нефтяной промышленности ПАВ являются:

– анионактивные ПАВ – алкилакрилсульфонаты (сульфонолы), алкилсульфонаты, алкилсульфаты;



– катионактивные ПАВ – алкилбензилпиридийный хлориды (катапав К), алифатические амины – солянокислые соли (АНП), карбозолин – О;

– неионогенные ПАВ – оксиэтилированные алкилфенолы (ПАВ типа ОП-10), оксиэтилированные жирные спирты, оксиэтилированные жирные кислоты, блоксополимеры окисей этилена и пропилена (дислованы, проксанолы, сепаролы) [4].

Рассмотрим непосредственно механизм действия ПАВ: добавка ПАВ в воду снижает межфазное натяжение воды на границе с нефтью. Низкое межфазное натяжение позволяет каплям нефти легко деформироваться, следовательно, уменьшается работа, необходимая для проталкивания капели нефти через сужения пор коллектора, что увеличивает скорость их перемещения в пласте.

Также, водные растворы ПАВ проявляют моющие свойства по отношению к нефти. При взаимодействии растворы ПАВ способствуют разрыву пленки нефти, покрывающей поверхность породы.

Лучшее вытеснение нефти водой, содержащей ПАВ, объясняется влиянием ПАВ на реологические свойства нефти. Содержание асфальтенов и парафинов способствуют структурообразованию, что ведет к аномальной вязкости нефти. ПАВ, адсорбируясь на структурообразующих компонентах нефти, ослабляет взаимодействия между ними. В результате происходит снижение вязкости нефти.

Таким образом, применение ПАВ способствует снижению давления нагнетания и удельного расхода воды, повышению охвата пласта заводнением, тем самым, увеличивается темп разработки залежи.

Как известно, пластовая вода содержит большое количество хлоридов щелочно-земельных металлов (главным образом, кальция и магния). При использовании ее для заводнения рекомендуется применять неионогенные ПАВ, которые не вступают в химическое взаимодействие с солями щелочно-земельных металлов. Кроме того неионогенные ПАВ обладают достаточно высокой поверхностной активностью, меньшей адсорбируемостью на поверхности пород, а их свойства могут изменяться в широких пределах [4].

Водорастовримые ПАВ используются на более ранней стадии разработки месторождений, маслорастовримые – на поздней стадии.

Впервые результаты экспериментальных и промысловых исследований по применению неионогенных ПАВ были опубликованы в США в 1940–50-х годах. В России данная проблема изучалась более 30 лет и нашла свое отражение в работах Г.А. Бабалаяна, А.Т. Горбунова, Ш.К. Гиматудинова, В.В. Девликамова, К.Ф. Жигача, М.М. Кусакова, Ф.И. Котяхова, И.И. Кравленко, И.Л. Мархасина, М.Л. Сургучева, А.Б. Тумасяна и др.

Исследования БашНИПИнефть показали, что наиболее оптимальной концентрацией неионогенных ПАВ в воде является концентрация 0,05–1 %.

Лабораторные исследования ТатНИПИнефть показали, что применяемые водорастовримые НПАВ повышают коэффициент вытеснения на 5–8,3 %. при первичном вытеснении, при вытеснении нефти из частично обводненного коллектора – от 2,2–2,7 %, а для отмыва остаточной нефти из обводненных коллекторов – лишь 0,5–1 %. Следовательно, с увеличением гидрофильности породы эффективность применения ПАВ для вытеснения нефти снижается [6].

В работе [7] авторами исследованы неионогенные ПАВ Tergitol 15-S-7, Tergitol 15-S-9 и Tergitol 15-S-12. Проведены экспериментальные исследования по оценке влияния концентрации NaCl на свойства ПАВ на примере модели минерализованной воды.

По результатам экспериментов получено, что наиболее оптимальным вариантом из исследуемых неионогенных ПАВ является Tergitol 15-S-12. Применение Tergitol 15-S-12 позволяет дополнительно получить более 26 % нефти по сравнению с традиционным заводнением.

В результате использования неионогенных ПАВ повышаются нефтевытесняющие свойства воды и активируются капиллярные и диффузионные процессы вытеснения за счет снижения межфазного натяжения нефти на контакте с закачиваемой водой и уменьшение краевого угла смачивания.

Литература:

1. Алтунина Л.К. Нефтевытесняющая композиция ПАВ с регулируемой вязкостью для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязкой нефти / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов, Л.А. Стасьева, и др // Георесурсы. – 2016. – Т. 18. – № 4. – Ч.1. – С. 281–288.
2. Нуриев Д.В. Исследование свойств поверхностно-активных веществ (ПАВ) с целью применения в методах увеличения нефтеотдачи пластов. – Институт «ТатНИПИнефть». – С. 1–6.
3. Хисамов Р.С. Эффективность выработки трудноизвлекаемых запасов нефти : учебное пособие. – Казань : Изд-во «Фэн» Академии наук Республики Татарстан, 2013. – 310 с.
4. Бабалаян Г.А., Леви Б.И., Тумасян А.Б., Халимов Э.М. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ. – М. : Недра, 1983. – 216 с.
5. Поверхностные явления и поверхностно-активные вещества: справочник / под ред. А.А. Абрамзона и Е.Д. Щукина. – Л. : Химия, 1984. – 392 с.
6. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности : учебное пособие. – Казань : Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2005. – 688 с.



7. Bera A., Mandal A., Belbaj H., Kumar T. Enhanced oil recovery by nonionic surfactants considering mercerization, surface, and foaming properties. *Pet SciTechol.* (2017) 14:362-371. doi:10.1007/s12182-017-0156-3

References:

1. Altunina L.K. Oil-displacing surfactant composition with adjustable viscosity for enhanced oil recovery of high-viscosity oil deposits / L.K. Altunina, V.A. Kyvshinov, L.A. Staseva et al // *Georesursa.* – 2016. – Vol.18. – № 4. – part 1. – P. 281–288.
2. Nyriev D.V. Investigation of the properties of surfactants (surfactants) for use in enhanced oil recovery methods / TatNIPIneft Institute. – P. 1–6.
3. Hisamov R.S. Efficiency of producing hard-to-recover oil reserves: Manual. – Kazan : Publishing house «Fan» of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 2013. – 310 p.
4. Babalyan GA, Levi BI, Tumasyan AB, Halimov E.M. Development of oil fields with the use of surfactants. M. : Nedra, 1983. – 216 p.
5. Surface phenomena and surface-active substances: reference book / A.A. Abramzon and E.D. Shchukin. – L. : Chemistry, 1984. – 392 p.
6. Muslimov R.H. Modern methods of increasing oil extraction: design, optimization and evaluation of efficiency : Manual. – Kazan : Publishing house «Fan» of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 2005. – 688 p.
7. Bera A., Mandal A., Belbaj H., Kumar T. Enhanced oil recovery by nonionic surfactants considering mercerization, surface, and foaming properties. *Pet SciTechol.* (2017) 14:362-371. doi:10.1007/s12182-017-0156-3



УДК 622

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИСТОЧНИКОВ ОБВОДНЕНИЯ ДОБЫВАЕМОЙ УГЛЕВОДОРОДНОЙ ПРОДУКЦИИ

DETERMINATION OF SOURCES OF WATERING OF PRODUCED HYDROCARBON PRODUCTS

Буркова Анастасия Алексеевна

оператор по добыче нефти и газа 4 разряда,
ООО «Газпром добыча Краснодар»,
Каневское газопромислое управление
burcova92@mail.ru

Burkova Anastasiya Alekseevna

Operator for oil and gas
production 4 Discharge,
Gazprom dobycha Krasnodar,
Kanevskoye gas field administration
burcova92@mail.ru

Аннотация. Проблема определения источников обводнения углеводородной продукции скважин является очень важной и актуальной как в России, так и за рубежом. Для выявления интервалов негерметичности обсадных колонн и заколонного пространства обычно проводятся геофизические исследования: методами термометрии, акустического и радиоактивного каротажа, трассерные исследования и др. Однако их общим недостатком является малая эффективность. На практике определить интервалы негерметичности заколонного пространства и источники обводнения продукции скважин традиционными методами весьма не просто или невозможно. Рассмотрен новый способ определения источников обводнения добываемой углеводородной продукции скважин (Патент России на изобретение № 2405934).

Annotation. The problem of determining the sources of watering hydrocarbon production of wells is very important and relevant both in Russia and abroad. Geophysical studies are usually carried out to identify intervals of casing leakage and casing space: thermometry, acoustic and radioactive logging, tracer studies, etc. However, their overall disadvantage is low efficiency. In practice, it is not easy or impossible to determine the intervals of leakage in the space surrounding the springs and the sources of watering the production of wells by traditional methods. A new method for determining the sources of watering of the produced hydrocarbon production of wells is considered (Patent of Russia for invention № 2405934).

Ключевые слова: скважина, обводнение добываемой углеводородной продукции, негерметичность заколонного пространства, геофизические исследования.

Keywords: well, watering of produced hydrocarbon production, leakage of the column space, geophysical studies.

Введение

В процессе эксплуатации нефтегазовых скважин рано или поздно происходит обводнение добываемой углеводородной продукции. Пластовые воды могут поступать через негерметичный цементный камень, через отверстия фильтра вместе с углеводородами, дефекты в эксплуатационной колонне – сквозные трещины и негерметичные муфтовые соединения.

На разных этапах эксплуатации скважин, из-за падения давления в продуктивных пластах, водоприитоки возможны как из нижележащих, так и из вышележащих водоносных пластов. Контакт агрессивных пластовых вод с обсадной колонной может привести к коррозии и образованию сквозных «проржавлений» труб и нарушению герметичности колонны. Кроме того, изоляция водоносных пластов необходима и для охраны недр, и обеспечения экологической безопасности скважин на нефтегазовых месторождениях и подземных хранилищах газа.

Поэтому проблема определения источников обводнения углеводородной продукции скважин является очень важной и актуальной (как в России, так и за рубежом).

Для выявления интервалов негерметичности обсадных колонн и заколонного пространства обычно проводятся геофизические исследования методами термометрии, акустического и радиоактивного каротажа, трассерные исследования и др. Однако их общим недостатком является малая эффективность. На практике определить интервалы негерметичности заколонного пространства и источники обводнения продукции скважин геофизическими методами по традиционным технологиям весьма непросто или невозможно, а затраты на проведение геофизических исследований тяжким бременем ложатся на эффективность работы скважин.

Основная часть

Рассмотрен новый способ определения источников обводнения добываемой углеводородной продукции скважин (Патент России на изобретение № 2405934), который может быть осуществлен без остановки и глушения скважины по следующей технологии [1]:

– в исследуемую скважину (рис. 1), обсаженную эксплуатационной колонной 1, спускают с помощью каротажного подъемника 2 на каротажном кабеле 3 скважинный прибор импульсного нейтрон-



нейтронного каротажа 4 через лубрикатор 5 и фонтанную арматуру 6 в призабойную зону 7 ниже продуктивного пласта 8 и интервала перфорации 9;

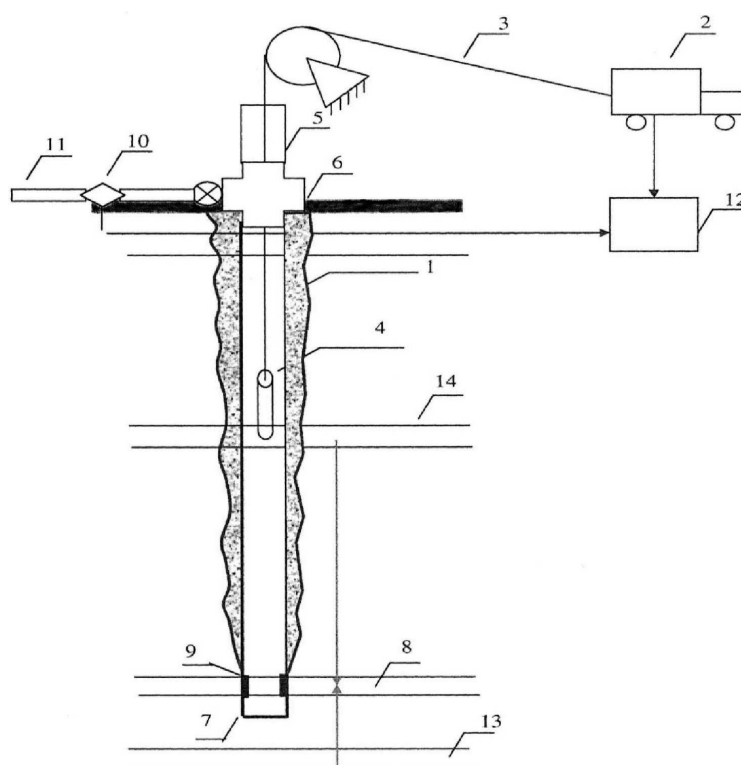


Рисунок 1 – Способ определения источников обводнения продукции скважин по новой технологии

– на устье скважины размещают наземный датчик гамма-излучения 10 на продуктопроводе 11 и регистрируют фоновые значения гамма-активности флюида (нефтегазоводоконденсатной смеси), поступающего через перфорационные отверстия (не показаны) в интервале перфорации 9;

– облучают участок ствола исследуемой скважины ниже интервала перфорации 9 (призабойную зону) и регистрируют изменение показаний датчика гамма-излучения 10, установленного на продуктопроводе 11, с помощью полевого вычислительного комплекса 12.

При этом, в случае подтока подошвенных пластовых вод, содержащих ионы натрия и хлора, через дефекты цементного кольца снизу (из подстилающего водоносного пласта 13) происходит увеличение показаний датчика гамма-излучения 10 за счет наведенной гамма-активности, которая после окончания облучения приборами импульсного нейтрон-нейтронного каротажа 4 уменьшится.

Следовательно, формируется и регистрируется один всплеск наведенной гамма-активности.

Для выявления возможного обводнения продукции скважины от вышележащего водоносного пласта, исследования производят в следующей последовательности:

- прибор импульсного нейтрон-нейтронного каротажа 4 поднимают от забоя;
- устанавливают напротив вышележащего водоносного пропластка 14 и облучают его через эксплуатационную колонну;
- регистрируют значения гамма-излучения с помощью датчика 10.

После окончания облучения приборами импульсного нейтрон-нейтронного каротажа 4 к датчику гамма-излучения 10 сначала подойдет пачка флюида, содержащегося внутри эксплуатационной колонны, а затем – пачка флюида из водоносного пропластка 14. При этом формируется и регистрируются два всплеска наведенной гамма-активности.

Таким образом, источник обводнения однозначно определяется в работающей скважине по форме кривой наведенной гамма-активности, причем одногорбая форма свидетельствует о подтоке подошвенных вод, а двугорбая – о поступлении вод из вышележащих водоносных горизонтов.

Данная информация является необходимой для составления плана проведения ремонтных работ по ограничению водопритоков и контролю степени разобщения пластов.

Основными преимуществами данной технологии являются:

- однозначное определение источников обводнения продукции нефтегазовых скважин без их глушения;
- снижение затрат на подготовку и проведение геофизических исследований;
- повышение эффективности работы скважин в целом.



Расчет базовой стоимости комплекса ГИС по определению источников обводнения добываемой углеводородной продукции в скважинах глубиной 1000 м произведем на основе нормативных документов, действующих в геофизической отрасли [2, 3] (табл. 1 и 2).

Таблица 1 – Базовая стоимость на проведение ГИС по традиционной технологии

Наименование работ, операций	Ед. измерения	Цена, руб.
Отбивка перфорационных отверстий (ЛПО) в действующих скважинах	м	2902,4
Вспомогательные работы при ЛПО	опер.	5661,3
Термометрия высокочувствительным термометром	м	4194,3
Вспомогательные работы при термометрии высокочувствительным термометром	опер.	7887,4
Шумометрия скважины 1:200	м	3089,4
Вспомогательные работы при шумометрии	опер.	3671,1
Акустический контроль цементирования аппаратурой типа АКВ-1	м	3761,9
Вспомогательные расходы для АКВ	опер.	11181,2
Вспомогательные расходы для АКЦ	опер.	8442,5
Контроль цементирования аппаратурой СГДК 1:200	м	2464,9
Вспомогательные расходы при СГДТ	опер.	7372,4
Локации перфорационных отверстий	м	2252,4
Вспомогательные работы при локации перфорационных отверстий и ОГЗ	опер.	2295,1
АК в плотных породах	м	3300,7
Вспомогательные работы при АК	опер.	16119,3
Гамма-каротаж 1:50	м	7956,6
Вспомогательные работы при ГК	опер.	6718,9
Калибровка приборов СГДТ	опер.	8535,2
Калибровка приборов АКВ	опер.	8409,0
Комплексная интерпретация геолога – физической информации (КИГГИ)	м	62051,5
Базисные работы при КИГГИ, на комплекс	опер.	31581,6
Базисные работы при КИГГИ, на скважину	опер.	55937,7
ОКЦ обсадных колонн методами АКЦ – термометрии	м	7007,1
ОКЦ заколонного пространства методами АКЦ – термометрия	м	4287,6
Итого		277082

Таблица 2 – Базовая стоимость на проведение ГИС по новой технологии

Наименование работ, операций	Ед. измерения	Цена
Точечные измерения в ИННК в действующих скважинах	Точка	2400,8
Вспомогательные работы при ИННК в действующих скважинах	опер.	19560,5
Калибровка импульсного генератора нейтронов на базе	опер.	9331,6
Калибровка прибора канала ГК	опер.	8501,4
Комплексная интерпретация геолога-физической информации (КИГГИ)	м	62051,5
Базисные работы при КИГГИ, на комплекс	опер.	31581,6
Базисные работы при КИГГИ, на скважину	опер.	55937,7
Итого		189082

Экономическими расчетами показано, что расчет базовой стоимости комплекса ГИС по диагностике технического состояния скважин глубиной 1000 м составляют 277 082 рублей; а затраты на проведение ГИС по новой технологии составляют 189 365 рублей.

Экономия затрат на проведение ГИС по новой технологии составляет 87 717 рублей (в расчете на 1000 метров глубины скважины).



Выводы

1. Новый способ определения источников обводнения продукции скважин может быть рекомендован к практическому использованию и не требует специального разрешения Ростехнадзора, так как факторы экологической опасности и биологической вредности отсутствуют.
2. На основании проведенных расчетов детально показана целесообразность внедрения инновационных технологических решений на нефтегазовых месторождениях (экономия затрат на проведение ГИС по новой технологии составляет 87 717 рублей).

Литература:

1. Пат. № 2405934. Способ определения технического состояния скважин. Класс E21B47/10 / С.А. Жвачкин, Ю.И. Баканов, В.Г. Гераськин, В.В. Климов, Г.А. Севрюков и другие. – Оpubл. 10.12.2010.
2. Сборник районных расценок ОАО «Газпром» на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ : «ЕРР-Газпром». – М., 2000.
3. Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ : ПОСН 81-2-49. – М., 2000.

References:

1. Pat. No. 2405934. Way of determination of technical condition of wells. Class E21B47/10 / S.A. Zhvachkin, Yu.I. Bakanov, V.G. Geraskin, V.V. Klimov, G.A. Sevryukov and others. – Opubl. 12/10/2010.
2. The collection of regional quotations of JSC Gazprom on geophysical services in wells on oil and gas : ERR-Gazprom. – M., 2000.
3. Production and branch estimate norms on geophysical services in wells on oil and gas : POSN 81-2-49. – M., 2000.



УДК 622

ПАРОЦИКЛИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА

CYCLIC STEAM IMPACT ON THE BOTTOMHOLE FORMATION ZONE

Буркова Анастасия Алексеевна

оператор по добыче нефти и газа 4 разряда,
ООО «Газпром добыча Краснодар»,
Каневское газопромислое управление
burcova92@mail.ru

Burkova Anastasiya Alekseevna

Operator for oil and gas production 4 Discharge,
Gazprom dobycha Krasnodar,
Kanevskoye gas field administration
burcova92@mail.ru

Аннотация. Статья посвящена комплексному исследованию пароциклического воздействия на призабойную зону пласта. Проведен анализ эффективности добычи высоко вязких нефтей с применением пара. Особое внимание уделено технологиям парогравитационного воздействия с применением двух горизонтальных скважин и гравитационного дренирования.

Annotation. The article is devoted to a comprehensive study of the steam cycle impact on the bottom-hole formation zone. The analysis of efficiency of production of high-viscosity oils with steam application is carried out. Special attention is paid to the technologies of steam gravity action using two horizontal wells and gravity drainage.

Ключевые слова: высоко вязкая нефть, скважина, пласт, пар, пароциклическое воздействие, паротепловое воздействие, паротепловая обработка.

Keywords: heavy oil, well, reservoir, steam, cyclic steam stimulation, thermal steam impact, thermal steam treatment.

Сухой пар способен перенести большее количество тепла, чем вода при температуре, близкой к температуре кипения. Для закачки в пласт перегретого насыщенного пара нет никакой нужды, так как при перегреве на 1 °С увеличение энергии равно всего 0,1 % при давлении 20 бар и 0,2 % при давлении 100 бар. Малое повышение энергии не дает оснований для решения существующих проблем разработки месторождений высоко вязкой нефтью (ВВН) [1] пароциклическим методом.

Опыты по вытеснению нефти нагретой и не нагретой водой, водяным паром производились в реальных условиях разработки. При постоянной закачке теплоносителя [2–3] (система нагнетательная – добывающая скважины) пропадает часть тепловой энергии, а часть тепла используется на повышение нефтеотдачи. Потерянная термическая энергия, тратится на тепловые потери:

- верхние пласты грунта, на месте размещения обсадной трубы скважины;
- подошве и кровле нефтенесущего пласта;
- при увеличении температуры нефтяного коллектора.

Эксплуатация только одной скважины попеременно в виде нагнетательной и эксплуатационной сильно уменьшает негативное воздействие указанных факторов на тепловую эффективность рассматриваемого метода, позволяя более полно использовать подводимую к продуктивному пласту тепловую энергию. Этот метод теплового воздействия называется циклическим.

Основные явления, возникающие при нагнетании в нефтяной пласт водяного пара и нагретой воды, рассмотрены ниже.

Условия существования пара

При закачке пара образуется паровая фаза, сформированная из компонентов двух жидких фаз:

- пара в призабойной зоне пласта, прилегающей к скважине;
- нагретой воды в пласте, насыщенной легкими фракциями нефти, при параметрах, близких к условиям испарения.

При закачке воды возникает нагретая область пара с углеводородами, которая не распространяется от скважины из-за малого давления вокруг скважин, вследствие чего образуется течение трехфазной смеси в пористой среде. Трехфазная смесь в пласте может стабильно существовать при определенных условиях добычи нефти и после завершения воздействия на пласт, так как образуется снижение давления в области скважины.

Конденсация и испарение легких фракций

В зоне возникновения и существования пара образуется переход легких фракций нефти, в газовую фазу. Данный эффект становится виден только, после закачки больших объемов пара, поскольку молекулы легких фракций нефти переходят в газовую фазу с поверхностей раздела жидкости и пара, из-за молекулярной диффузии или гидродинамической дисперсии. При термодинамическом равновесии зависимость мольных долей веществ в жидкой и газовой фазах различается.



Изучая тепловой баланс, иногда пренебрегают испарением и конденсацией углеводородов в их дисперсии с водяным паром из-за их малости, так как с одной точки зрения, концентрации углеводородов в газообразной фазе малы и, с другой – скрытая удельная теплота испарения углеводородов меньше удельной теплоты испарения воды. В случае возникновения необходимости полного описания таких явлений нужно уточнять воздействие породы на вид термодинамических превращений жидкости.

При закачке пара в место, занятое паром, нефтенасыщение со течением временем падает и возникает обогащение остаточной нефти тяжелыми фракциями. Область, занятая паром, увеличивается, оставляя внутри пласта небольшое количество нефти. Такой процесс вытеснения нефти иногда сравнивают с «паровым поршнем».

Возникновение твердых отложений

Возникновение твердого или тугопластинного (с высокой молекулярной массой) углеводородного осадка может образоваться по причине нарушения равновесия добычи легких углеводородных соединений нефти вследствие воздействия паром. При пароциклической обработке скважины необходимо учитывать этот эффект. Отложения углеводородов, возникают в процессе нагнетания пара, почти не растворимы ни в легкой нефти ни в нефти первоначального состава. Проницаемость среды уменьшается за счет наличия твердого или очень вязкого углеводородного осадка, так как на одной и той же скважине пароциклическое воздействие повторяется многократно.

Учитывая приоритетность паротеплового воздействия (ПТВ) перед внутрискважинным горением экономическими, экологическими и контрольно – регулирующими факторами, ПТВ еще продолжительное время будет играть главную роль в ряду термических методов как в России, так и за рубежом. Для использования ПТВ на месторождениях с высоковязкой нефтью предложен следующий способ. Область разработки разрабатывают рядами скважин, и далее начинается ее эксплуатация на истощение. Паротепловая обработка (ПТО) выполняется в скважинах нагнетательного ряда при уменьшении дебита до нижней границы рентабельности. Для выявления количества циклов используется экономические критерии. После в скважины нагнетательного ряда нагнетается не нагретая вода вслед за созданием оторочки пара, и процесс разработки переходит в обычное ПТВ. Такой метод реализован на месторождении Катангли ООО «Роснефть – Сахалинморнефтегаз». Эту технологию называют «методом тепловых оторочек». Когда объект разработки подпитывается активной контурной водой нагнетание воды в определенных случаях может не выполняться.

Метод пароциклического воздействия на призабойную зону пласта включает в себя три последовательные фазы, образующие цикл, который в случае необходимости повторяется рисунок 1.

Фаза нагнетания. Процесс в этой фазе, характеризуется нагнетанием в область залегания нефтяного пласта насыщенного пара.

Фаза ожидания. Во время этой фазы скважина закрыта. Внесенная тепловая энергия переходит в пласт, пар конденсируется, отдавая свою тепловую энергию коллектору и нефти, находящейся в зоне нагнетания. При этом уменьшается вязкость нефти и повышается подвижность нефти.

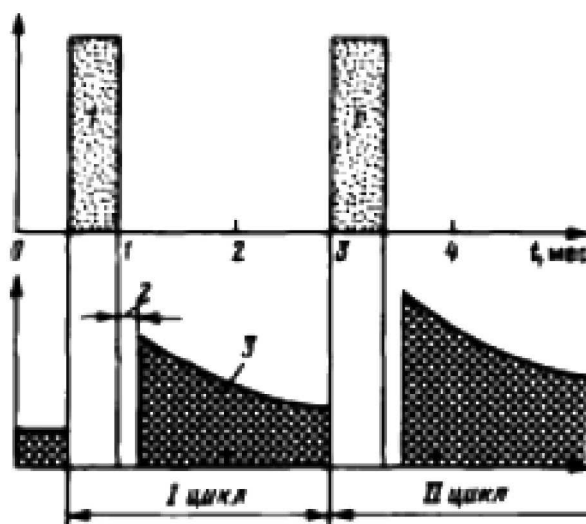


Рисунок 1 – Схема двух циклов паротеплового воздействия на скважину:
1 – нагнетание пара; 2 – время ожидания; 3 – добыча нефти

Фаза добычи нефти. Уровень добычи нефти после откачки части сконденсировавшейся воды значительно выше уровня ее добычи до закачки пара. В это время (в отличие от процесса непрерывного извлечения нефти) все текучие соединения – вначале сконденсировавшаяся вода, а затем



нефть – нагреваются при приближения к нефтяной скважине. Частично поступившее к пласту тепло возвращается обратно. Качество процесса связано с существованием в этой зоне повышенной температуры, максимальная величина которой достигается вблизи от скважины, т.е. в области, где тепловые потери при закачке пара наиболее высоки.

Так при равном давлении на забое скважины уровень извлечения (вследствие понижения вязкости добываемой нефти) после пароциклической обработки превышает уровень добычи до нее.

При пароциклических обработках объем механической энергии незначителен для увеличения нефтедобычи. Механическая энергия для проталкивания нефти на всех скважинах обеспечивается определенными факторами (самой тепловой энергией, закачкой и т.д.). Целесообразно предположить, что при повторениях цикла добыча нефти от цикла к циклу возрастает (если не учитывать влияние очистки и засорения скважины) прежде всего из-за постепенного увеличения средней температуры в области скважины, и только после этого уровень добычи начинает уменьшаться в следствии выработки запасов.

Тем не менее, подобное положение, частично обосновываемое различными лабораторными исследованиями, не всегда согласуется с данными промысловых испытаний. В частности, это замечание относится к первым трем циклам, где нужно учитывать влияние побочных эффектов.

Анализ эффективности добычи высоко вязких нефтей с применением пара

Технология циклической обработки паром

На участке ПТВ-3 Усинского месторождения пробурены 193 скважины: 40 нагнетательных и 153 добывающих. По данным на 01.01.06 г. под нагнетением пара были 21 нагнетательная скважина, т.е. тепловым воздействием стало охвачено около 70 % площади участка работ. На участке ПТВ-3 нагнетено 16 млн т. пара, извлечено 9,4 млн т. нефти. За период ПТО накопленная добыча нефти составила 6,1 млн т., коэффициент извлечения нефти увеличился от 6,9 до 19,5 %. За время нагнетения пара в пласт дополнительная добыча нефти составило 2,37 млн т., паронефтяное отношение – 6,8 т/т.

На рассматриваемом участке Усинского месторождения анализ площадной закачки пара выявил, что для условий пермо – карбоновой залежи такой процесс, выполненный в системе вертикальных скважин, будет охарактеризовываться малым коэффициентом охвата продуктивных пластов тепловым воздействием. Увеличение эффективности вовлечения запасов ВВН в разработку реализуемого при переходе на термоциклическое воздействие.

В 2009–2011 гг. на выделенном участке освоили технологию многократных пароциклическая обработка (ПЦО) горизонтальной скважины с протяженностью горизонтального участка до 500 м совместно с низкочастотными сейсмическими колебаниями виброисточников, расположенных в соседних вертикальных скважинах [4]. Возникающие в пласте вибрации будут помогать ускорению гравитационного продвижению нефти к горизонтальной пароциклической скважине на стадиях пропитки и добычи. Для увеличения влияния были пробурены из соседних вертикальных скважин радиальные отводы с длиной до 100 м, расположенные по направлению к горизонтальной пароциклической скважине и размещенные попеременно в подошве и кровле продуктивного пласта. Это дало довести создаваемую вибрацию до ствола скважины практически без потерь. С учетом того, что наибольший эффект от термовибровоздействия достигается в определенном диапазоне частот сейсмических колебаний, на опытном участке экспериментально подобрали необходимую резонансную частоту генерируемых вибровоздействий, способствующую увеличению доли нефти в дебитах скважин и конечной нефтеотдачи пластов.

Достоинства закачки пара

- Большая энергоёмкость пара, в сравнении с горячей водой, и как следствие – большее тепловое воздействие на пласт.
- Повышение подвижности нефти.

Недостатки закачки пара

- Применение в качестве теплоносителя пара приводит к большим энергозатратам и энергопотерям.
- За счет повышения пластовой температуры увеличивается объем добываемого попутного газа.
- Применение пара требует специализированного оборудования, удовлетворяющего ряду требований.
- Нужно следить за объемами нагнетания и добычи для предотвращения преждевременного прорыва пара.
- Неприменимость метода при наличии газовой шапки.

Технология парогравитационного воздействия с применением двух горизонтальных скважин

Одно из перспективных направлений увеличения эффективности разработки месторождений с высоковязкими нефтями является технология парогравитационного воздействия с использованием



двух горизонтальных скважин (SAGD), который с технологической, экономической и, что не менее важно, с экологической точки зрения является наиболее рациональным. За последние несколько лет был создан ряд модификаций SAGD:

- Vapour Extraction – извлечение нефти с помощью парообразного растворителя (Vapex);
- Expanding Solvent SAGD – парогравитационное воздействие с добавкой растворителя (ES-SAGD);
- Solvent Aided Process – процесс с добавкой растворителя (SAP);
- Steam Alternating Solvent – чередование закачки пара и растворителя (SAS) и др. Несмотря на многообразие технологий, их можно разделить на три группы.

1. Метод, в котором водяной пар полностью заменяется растворителем.
2. Совмещенное нагнетание пара и растворителя.
3. Попеременная (циклическая) закачка пара и растворителя.

Из перечисленных только вторая группа технологий прошла полный цикл промысловых испытаний и применяется в промышленных масштабах (например, проект Christina Lake компании EnCana).

Эффективность метода ES-SAGD определяется сочетанием двух процессов: прогрева битума и растворение легких углеводородов. Часть канадских ученых предлагала применять такой растворитель, который конденсируется одновременно с паром. Если конденсация будет возникать раньше, то растворитель будет применяться неэффективно, так как он не достигнет границы паровой камеры, а будет собираться в промытой зоне. После нагнетания такой растворитель будет попадать почти сразу в добывающую скважину, так как плотность растворителя больше плотности пара. Неконденсируемый газ может работать как изолятор и ухудшит теплообмен, когда заполнит пространство паровой камеры.

Эту модификацию SAGD можно использовать, когда появляются высокие потери тепла в вышележащие пласты. Когда нагнетание пара становится нерентабельным, используют неконденсирующийся газ на завершающей стадии SAGD.

Технология гравитационного дренирования

При воздействии на пласт с помощью горизонтальных скважин (ГС) выполняется закачка пара и смешивающееся вытеснение. Параллельные ГС пробурены одна под другой и служат для закачки теплоносителя и отбора нефти.

В технологии называемой еще «паровая камера» или «паронефтяная ванна» (рис. 2) используют две горизонтальные скважины, пробуренные параллельно строго одна под другой, причем вышележащая служит для нагнетания пара, нижняя – для извлечения нагретого продукта. Основой данного процесса является противоточная гравитационная сегрегация пара, а так же разогретого битума. Парожидкостный раздел поддерживается на определенном уровне между двумя скважинами для исключения быстрого прорыва пара в добывающую скважину. Со временем зона пара доходит до кровли пласта, а после за счет расширения по горизонтали, происходит соединение с такими же прогретыми зонами ближайших скважин. Пар конденсируется при передаче тепла природному битуму (ПБ) на границе паровой камеры, а прогретый природный битум вытесняется под действием гравитационных сил, т.е. за счет гравитационного дренажа и вытеснения под давлением.

На Шешминском горизонте Ашальчинского месторождения был подобран объект для исследования методики «паронефтяная ванна». Шешминский горизонт находится на глубине 81 м, с начальной пластовой температурой 8 °С и давлением 0,4 МПа, битумонасыщенностью 0,70 д.ед., пористостью 30 %, проницаемостью 2,5 мкм, с ПБ, имеющей плотность от 850 до 986 кг/м³ и вязкость – 12200 мПа·с.



Рисунок 2 – Схема процесса гравитационного дренирования



Длина 700 м горизонтального участка и расстояние между скважинами 5 м по результатам проведенного в последвии анализа показала наилучший результат. Нагнетание пара выполнялось при давлении 0,8 Мпа, а на забое добывающей скважины давление составило 0,3 МПа. Первые предварительные расчеты показали, что горизонтальные скважины нужно размещать в коридоре от 4 до 6 м друг к другу, но не ближе.

Анализ эффективности технологии парогравитационного воздействия на пласт Ашальчинского месторождения

Лабораторные работы по моделированию метода гравитационного дренажа выполнялись ТатНИПнефти на моделях пласта с вертикальным вытеснением. При вытеснении нефти снизу вверх усредненный конечный коэффициент вытеснения составил 21,7 %, а сверху вниз – 68,2 %.

На основе исследований были выявлены оптимальные параметры технологии для условий Ашальчинского месторождения: режим эксплуатации, протяженность горизонтальных участков скважин и расстояние между ними по вертикали.

По проекту ТатНИПнефти с 2006 г. на месторождении запущены опытно-промышленные работы по отработке технологии термокапиллярногравитационного дренирования пласта с применением двух ГС, а так же обладающих двумя устьями (рис. 3).

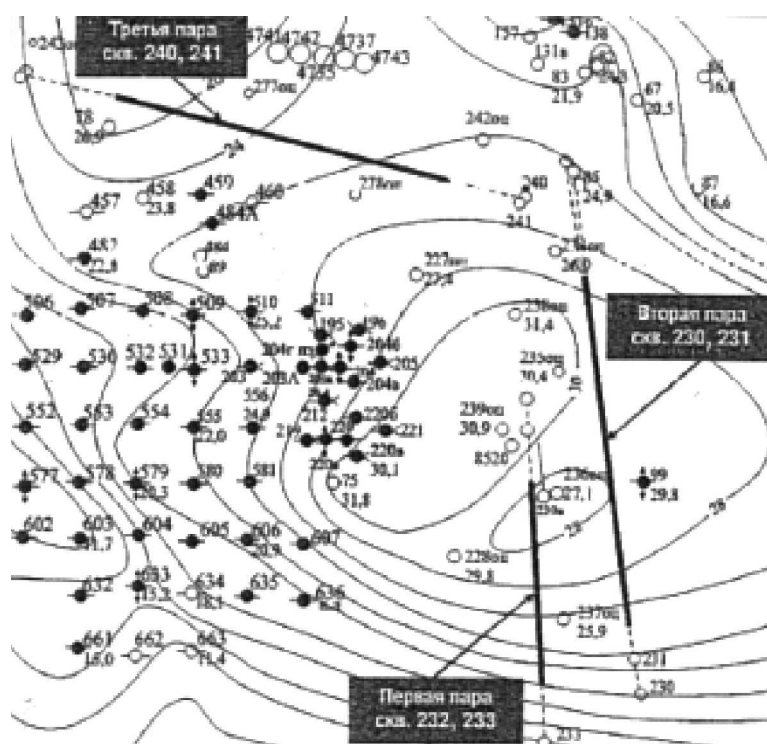


Рисунок 3 – Фрагмент расположения горизонтальных скважин с выходом на поверхность

При эксплуатации добывающей скважины с горизонтальными стволами было выявлено, что первая пара скважин вскрыла пласт с низкой нефтенасыщенностью (рис. 4).

Для полноценной эксплуатации скважин корректируют объем нагнетания пара и регулируют отбор жидкости через оба устья скважин, таким образом, происходит уменьшение отбора попутно добываемой пластовой воды и снижения отрицательного воздействия от нее, повышение дебита нефти. Основываясь на анализе изменения температуры по стволу добывающей скважины и минерализации попутно извлекаемой воды принимаются решения.

Возможность отбора из любой зоны пласта, повышение охвата пласта термическим воздействием за счет контроля подачи рабочего агента по длине ствола и эффективные результаты дала пробная эксплуатация первой пары скважин. Опробованы и отработаны различные способы нагнетания пара и отбора продукта. По состоянию на 01.04.15 г средний дебит ВВН составил 18 т/сут, что превышает в 8 раз дебит вертикальных скважин на том же участке. Текущее паронефтяное соотношение составляло 2,9 т/т. Накопленная добыча ВВН составил 7,1 тыс. т.

Можно сделать вывод, что первые результаты работы показывают обнадеживающие перспективы использования технологии термокапиллярногравитационного дренирования пластов на месторождениях высоковязкой нефти для определенных условий. Результаты опытной эксплуатации скважин позволили выработать предложения по использованию парогравитационного воздействия на Ашальчинском месторождении и начать промышленную добычу ВВН.

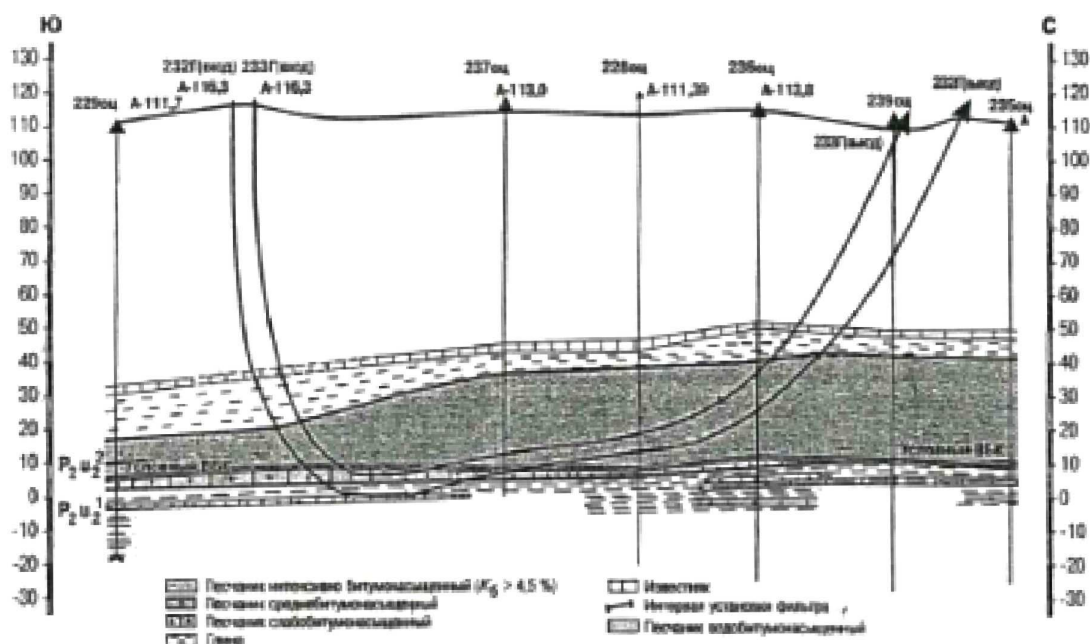


Рисунок 4 – Профиль первой пары скважин 232 и 233 опытного участка

Достоинства метода:

- высокий коэффициент нефтеизвлечения;
- высокие темпы отбора;
- сравнительно низкие энергопотери;
- использование горизонтальных скважин позволяет увеличить коэффициент охвата;
- обеспечиваются экономически рентабельные значения нефтепарового фактора.

Недостатки метода:

- необходим постоянный мониторинг, контроль нагнетания и отбора для исключения прорыва пара в добывающую скважину;
- предъявляются высокие требования к качеству бурения и проводки траекторий горизонтальных скважин;
- предельные требования предъявляются к обустройству месторождения.

Заключение

1. В текущее время разведанные запасы высоковязких нефтей в мире превышают несколько миллиардов тон. Часть из разведанных месторождений успешно разрабатываются с использованием различных технологий. В России успешно разрабатывается только часть месторождений ВВН (Усинское, Ярегское и др.).
2. Большая часть существующих технологий добычи высоковязкой нефти основана на снижении её вязкости путем нагрева. Добыча нагретой нефти и нагнетание в пласт теплоносителя реализуется как наклонно – направленными, так и горизонтальными скважинами, при этом последние более эффективны.
3. Множество месторождений ВВН имеют сложное геологическое строение, добыча осложнена разрушением призабойных зон пласта из-за слабой цементированности коллекторов.

Литература:

1. Халимов Э.М. Геология месторождений высоковязких нефтей СССР : Справ, пособие / Э.М. Халимов, И.М. Климушин, Л.Н. Фердман. – М. : Недра, 1987. – 174 с.
2. Антониади Д.Г. Состояние и проблемы внедрения термических методов повышения нефтеотдачи пластов / Д.Г. Антониади, А.Д. Бичковский, М.М. Завертайло, В.Г. Ишханов // Тр. НПО Союзтермнефть. Теория и практика разработки нефтяных месторождений термическими методами. – М. : изд. ВНИИОЭНГ. – 1985. – С. 3–7.
3. Антониади Д.Г. Перспектива развития термических методов добычи нефти в отрасли / Д.Г. Антониади, В.Г. Ишханов, Л.П. Мяшина // Тр. НПО Союзтермнефть. Вопросы технического и технологического обеспечения термических методов добычи высоковязких нефтей. – М. : изд. ВНИИОЭНГ. – 1991. – С. 3–11.
4. Иванов В.А. Разработка месторождений высоковязких нефтей термическими методами / В.А. Иванов, А.А. Боксерман, В.Г. Ишханов // Обзор. информ. – 1986. – Сер.: Нефтепромысловое дело.– Вып. 3. – 55 с.

**References:**

1. Khalimov E.M. Geology of fields high-viscosity nefty USSR : help grant / E.M. Halimov, I.M. Klimushin, L.N. Ferdman. – M. : Nedra, 1987. – 174 p.
2. Antoniadis D.G. State and problems of introduction of thermal methods of increase in oil recovery of layers / D.G. Antoniadis, A.D. Bichkevsky, M.M. Zavertaylo, V.G. Ishkhanov // Tr. NPO Soyuztermneft. Theory and practice of development of oil fields by thermal methods. – M. : prod. VNIIOENG. – 1985. – P. 3–7.
3. Antoniadis D.G. The prospect of development of thermal methods of oil production in branch / D.G. Antoniadis, V.G. Ishkhanov, L.P. Myashina // Tr. NPO Soyuztermneft. Questions of technical and technological support of thermal methods of production high-viscosity nefty. – M. : prod. VNIIOENG. – 1991. – P. 3–11.
4. Ivanov V. A. Development of fields high-viscosity nefty by thermal methods / VA. Ivanov, A.A. Bokserman, V.G. Ishkhanov//Review. inform. – 1986. – It is gray.: Oil-field business. – Issue 3. – 55 p.



УДК 622

О ПЕРСПЕКТИВАХ ДОРАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ЗОН

ABOUT THE PROSPECTS OF FURTHER DEVELOPMENT OF LOW-PERMEABILITY ZONES

Гаджиев Алиабас Алипаша

кандидат технических наук,
заместитель начальника отдела
проектирования разработки на пласт
и призабойную зону скважины,
Научно-исследовательский
и проектный институт Нефтегаз,
Государственная нефтяная компания
Азербайджанской Республики (SOCAR)
aliabas.haciyev@socar.az

Gadzhiyev Aliabas Alipasha

Candidate of Technical Sciences,
Deputy Chief of Department
of design of development on layer
and a bottomhole zone of the well,
Research and Neftegaz design institute,
State Oil Company
of Azerbaijan Republic (SOCAR)
aliabas.haciyev@socar.az

Аннотация. Данная статья посвящена вопросам рациональной разработки месторождений с низкопроницаемыми нефтеносными пластами, требующих исследования фильтрации в малопроницаемых средах и математического моделирования этого процесса.

Annotation. This article is devoted to questions of rational development of the fields with low-permeability oil-bearing layers demanding a filtration research in low-permeable environments and mathematical modeling of this process.

Ключевые слова: низкопроницаемые нефтеносные пласты, фильтрация в малопроницаемых средах, математическое моделирование, доработка месторождений, остаточные запасы углеводородов.

Keywords: low-permeability oil-bearing layers, filtration in low-permeable environments, mathematical modeling, further development of fields, residual reserves of hydrocarbons.

Д оразработка месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, имеет свои специфические особенности характеризующееся зональностью остаточных запасов углеводородов. Как известно в процессе разработки залежей, сложенных из зонально неоднородных коллекторов путем закачки воды со временем, образуют участки неохваченные воздействием. Охват пласта в основном зависит от неоднородности пористой среды, трещиноватости и наличия высокопроницаемых зон и каналов, которые пропуская через себя большие объёмы рабочего агента оказывают отрицательное влияние на процесс заводнения [1].

Как известно промышленная добыча нефти на территории Бакинского нефтегазоносного района началась со второй половины XIX века. Обладая такой долгой историей разработки нефтяных месторождений нефтяная промышленность современного Азербайджана несомненно так же имеет ряд выше перечисленных трудностей в эффективной разработке залежей. Высокие проценты обводненности продукции и отрицательная динамика добычи является прямым показателем влечения технологий по повышению эффективности разработки остаточных запасов углеводородов. Накопленная добыча нефти на 2013 год составляет 8 %, остаточные извлекаемые запасы нефти составляют 34 %, балансовые запасы 58 %, на фоне таких показателей внедрение новых технологий является актуальным [2].

В последние годы все больший интерес представляют комбинированные методы повышения нефтеотдачи сочетающие в себе физические и химические методы воздействия на пласт, а в частности комбинация волнового воздействия с применением различных химических реагентов.

Волновое воздействие является универсальным в своем роде методом воздействия так как при соответствующем выборе параметров волнового генератора (частота, амплитуда и виброускорение) для данной системы эффект от воздействия будет высоким. Одним словом, метод волнового воздействия является настраиваемым методом для рассматриваемой системы, воздействия параметры которого определяются как и для большинства методов, путем проведения лабораторных исследований и выявлений соответствующих параметров волнового воздействия [3].

Под действием волнового поля происходит изменение физико-химических свойств углеводородных жидкостей и их поведения в пористой среде в области доминантных частот изменяется фазовая проницаемость и обеспечивается подвижность нефти при значениях насыщенности ниже пороговой (когда нефть и вода в пласте неподвижны) [4, 5].

Параллельное применение волнового метода воздействия с химическими методами позволит оказать синергетический эффект на процесс вытеснения остаточных запасов из низкопроницаемых



зон. На территории Бакинского нефтегазоносного района большинство нефтеносных пластов являются низкопроницаемыми до 100 мД, а коэффициент нефтеотдачи составляет от 0,1 до 0,25.

Для рациональной разработки таких месторождений требуется исследование фильтрации в малопроницаемых средах и математическое моделирование этого процесса.

Если особенности процессов фильтрации жидкостей в пористой среде изучены достаточно плотно, то особенности и закономерности движения жидкостей в малопроницаемых средах находятся в стадии изучения.

С этой точки зрения практически особенно важным является исследование процессов фильтрации различных жидкостей в малопроницаемых коллекторах и создания новых комбинированных подходов для разработки месторождений низкопроницаемых пород.

Литература:

1. Рузин Л.М., Морозюк О.М. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) : учебное пособие. – С. 2014–125.
2. Салманов А.М., Эминов А.Ш., Абдуллаева Л.А. Текущее состояние разработки нефтяных месторождений Азербайджана и их геолого-промысловые показатели : методическое руководство для бакалавров. – 2015. – С. 74.
3. Абасов М.Т., Стреков А.С., Литвишков Ю.Н., Гаджиев А.А. Особенности влияния вибровоздействия на коэффициент извлечения нефти водой из пластов // НАНА «Известия», Науки о земле. – 2008. – № 3 – С. 56–64.
4. Николаевский В.Н. Механизм вибровоздействия на нефтеотдачу месторождений и доминантные частоты // ДАН. – 1989. – Т. 307. – № 3. – С. 570–575.
5. Николаевский В.Н. Вибрации горных массивов и конечная нефтеотдача пласта // Механика жидкости и газа. – 1992. – № 5. – С. 110–119.

References:

1. Ruzin L.M., Morozyuk O.M. Methods of increase in oil recovery of layers (theory and practice) : manual. – P. 2014–125.
2. Salmanov A.M., Eminov A.Sh., Abdullaeva L.A. Current state of development of oil fields of Azerbaijan and their geological field indicators : the methodical management for bachelors. – 2015. – P. 74.
3. Abasov M.T., Strekov A.S., Litvishkov Yu.N., Gadzhiev A.A. Features of influence of vibration effect on oil recovery coefficient water from layers // NANA of Izvstiya, Science about the earth. – 2008. – No. 3 – P. 56–64.
4. Nikolaevskiy V.N. Mekhanizm vibration effects on oil recovery of fields and prepotent frequencies // is GIVEN. – 1989. – T. 307. – No. 3. – P. 570–575.
5. Nikolaev V.N. Vibrations of the massif and final oil recovery of layer // Mechanics of liquid and gas. – 1992. – No. 5. – P. 110–119.



УДК 622

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ГАЗОМ И ВОДОГАЗОВЫМИ СМЕСЯМИ В ОДНОРОДНОЙ И СЛОИСТО-НЕОДНОРОДНОЙ СРЕДАХ

STUDY ON GAS AND GAS-AND-WATER OIL DISPLACEMENT USING VARIOUS VERSION WATER-GAS BLENDS IN HOMOGENEOUS AND HETEROGENEOUS POROUS MEDIUM

Гаджиев Алиабас Алипаша

кандидат технических наук,
заместитель начальника отдела
проектирования разработки на пласт
и призабойную зону скважины,
Научно-исследовательский
и проектный институт Нефтегаз,
Государственная нефтяная компания
Азербайджанской Республики (SOCAR)
aliabas.haciyev@socar.az

Шафиев Турал Халиг

начальник отдела управления рисками,
управление «Газ Транспорт»,
Государственная нефтяная компания
Азербайджанской Республики (SOCAR)
tural.shafiyev@socar.az

Аннотация. В последнее время с целью повышения нефтеотдачи пластов широко используются методы заводнения. Но на месторождениях со сложной геологической структурой и высоковязкой нефтью применение этого метода не всегда дает ожидаемый результат. С другой стороны, рабочие агенты, закачиваемые в пласты с целью вытеснения остаточной нефти, двигаясь в высокопроницаемых зонах, достигают добывающих скважин, что приводит к их преждевременному обводнению. При этом, нефтеносные зоны с низкой проницаемостью остаются в стороне от разработки. В настоящей статье изложены результаты лабораторных исследований по вытеснению нефти воздухом, водогазовыми смесями, раствором ПАВ с газом через однородную и неоднородную пористые среды в условиях различного положения залегания пласта с пропластками. Экспериментальные исследования направлены на обеспечение максимального проникновения закачиваемого рабочего агента как в высокопроницаемые, так и низкопроницаемые зоны с целью повышения извлечения остаточной нефти.

Ключевые слова: модель пласта, однородная пористая среда, неоднородная пористая среда, коэффициент вытеснения, низкая проницаемость, водогазовая смесь.

Gadzhiev Aliabas Alipasha

Candidate of Technical Sciences,
Deputy Chief of Department
of design of development on layer
and a bottomhole zone of the well,
Research and Neftegaz design institute,
State Oil Company
of Azerbaijan Republic (SOCAR)
aliabas.haciyev@socar.az

Shafiyev Tural Halig

Head of Department of risk management,
Management «Gas Transport»,
State Oil Company
of Azerbaijan Republic (SOCAR)
tural.shafiyev@socar.az

Annotation. Flooding is presently the most commonly used EOR method. However, in fields with complicated geological structure and high-viscosity oil this method does not always produce the expected result.

On the other hand, worker agents injected into the formation for residual oil displacement, moving along highly permeable sections penetrate the producer wells. This leads to premature flooding and low permeability oil-bearing zones remain aloof from development. This eventually leads to a decrease in oil production. Therefore we need to ensure the injected working fluid penetration into the high permeability as well as low permeability zones and extracting the residual oil to the maximum extent.

With this purpose this article presents test results obtained under laboratory conditions at different bedding of homogeneous and heterogeneous porous medium with air displacement interlayers, as well as by injecting water and air through various porous media at a regular form (batching) with water-gas, SAA-gas mixtures in various options.

Keywords: reservoir model, a homogeneous porous medium, heterogeneous porous medium, oil displacement efficiency, low permeability, water-gas mixture.

Одним из способов повышения нефтеотдачи является воздействие на пласты воздушными и водо-газовыми смесями.

Впервые закачка газа в пласты была применена в 1911 г. в США, а в СССР – на промыслах Грозного, где был получен положительный результат. Вытеснение нефти газом или воздухом в американской литературе называется способом Мариэтта [1].



На нефтяных месторождениях Апшеронского полуострова Азербайджана впервые закачка сжатого воздуха начала производиться с 1928-го года [2]. В дальнейшем по причине выхода закачанного газа из добывающих скважин в виде грифонов и невозможности его регулирования процесс был приостановлен.

В 1930–1968 г.г. с перерывами на месторождении Сураханы также осуществлялась закачка сжатого газа, в результате чего наблюдалось увеличение суточной добычи на 35–40, в отдельных скважинах на 150–200 % [3, 4].

Результаты проведенных исследований показали, что продолжительность эффективности закачки в пласт сжатого газа составляет не более 4-5 лет. Наличие в составе нефти тяжелых компонентов сокращает этот период до 1,5–2 лет. Основной причиной этого является неоднородность пластовых пород и протекание в пластах различных физико-химических процессов, в результате которых в пласте создаются условия для неравномерного движения сжатого воздуха и невозможности его регулирования [4].

Проведенные исследования показали, что повышение коэффициента нефтеотдачи закачкой в пласт воздуха или газа в зависимости от залегания пласта составляет 5–20 % [1,4]. Были проведены лабораторно-экспериментальные работы по определению влияния этого процесса на коэффициент вытеснения в зависимости от условий залегания пласта.

Экспериментальные исследования были проведены на специально собранной установке основным узлом которой является линейная модель с пористой средой.

После определения объема модели пласта она заполнялась кварцевым песком фракции 0,25 мм. Объем заполненного песка составил 737 см³, а поровый объем модели – 267,8 см³, проницаемость по воде составила 3,64 мкм². Далее модель пласта насыщалась нефтью. Расчеты показали, что начальная нефтенасыщенность пластовой модели составила 80 %, а содержание остаточной воды 20 %.

В соответствии с этими требованиями, все модели пласта были подготовлены к проведению основных экспериментальных исследований.

Экспериментальные исследования по увеличению нефтеотдачи пласта закачиванием водогазовой смеси проводились М.А. Гейманом в 1950-м году [5].

На месторождении «Бибиэйбат» Азербайджана с целью увеличения нефтеотдачи пластов под руководством академика А.Х. Мирзаджанзаде в 1988–1989 г.г. была произведена закачка водовоздушной смеси и получено 1640 тон дополнительной нефти [5, 6].

В 1996–2005 г.г. в результате воздействия водовоздушной смесью на Кирмакинской свите месторождения «Бинагады», в 1998–2010 г.г. на IVcde и V горизонтах месторождения «Балаханы-Сабунчи-Раманы» было дополнительно добыто более 17500 т нефти [4, 7].

Таким образом, проводимые до настоящего времени многочисленные исследования по повышению нефтеотдачи пластов закачкой водогазовой смеси показали значимость внедрения этих методов [3, 7].

Учитывая это, экспериментальные исследования по вытеснению нефти из пористой среды водогазовой смесью были продолжены в нескольких вариантах.

Экспериментально было изучено вытеснение нефти поочередной (порционной) закачкой газа и воды в однородные и слоисто-неоднородные среды. Результаты приведены на рисунке 1. Как видно из кривых на рисунке, значения коэффициента вытеснения для однородной среды выше, чем для неоднородной. С другой стороны, воздух, закачиваемый в пористую среду, закупоривает поры, создавая препятствие для продвижения закачиваемой вслед воде. Закачка порций воздух-вода-воздух создает возможность значительного вытеснения нефти из пор при незначительном расходе рабочего агента.

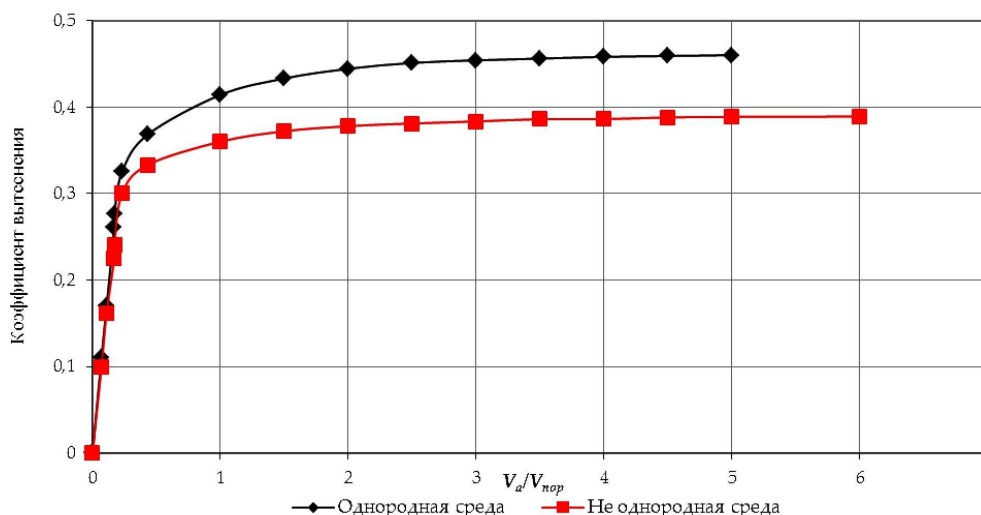


Рисунок 1 – Вытеснение нефти порциями воды и газа из однородной и слоисто-неоднородной пористой среды



Для исследования вытеснения нефти из однородной и слоисто-неоднородной среды водогазовой смесью были созданы пористые среды в указанном выше составе. При проведении исследований все условия сохранялись постоянными. Полученные результаты приведены на графиках рисунков 2 и 3. Как видно из них, при вытеснении нефти из однородной и неоднородной сред водогазовой смесью значение конечного коэффициента вытеснения соответственно составил 0,624 и 0,5895. При вытеснении же нефти из этих же моделей смесью раствора ПАВ с газом, конечный коэффициент вытеснения составил 0,776 и 0,732. При вытеснении нефти водогазовой смесью, коэффициент вытеснения достигает большего значения по сравнению с предыдущим вариантом. Это можно объяснить проникновением смеси как в высокопроницаемые, так и в низкопроницаемые зоны за счет ее аэрации.

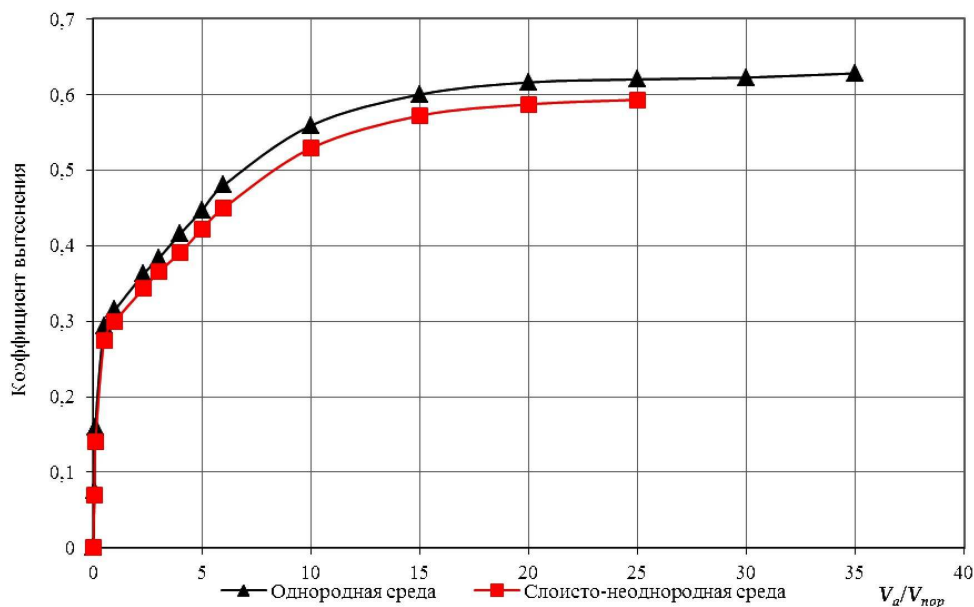


Рисунок 2 – Вытеснение нефти водогазовой смесью из однородной и слоисто-неоднородной пористой среды

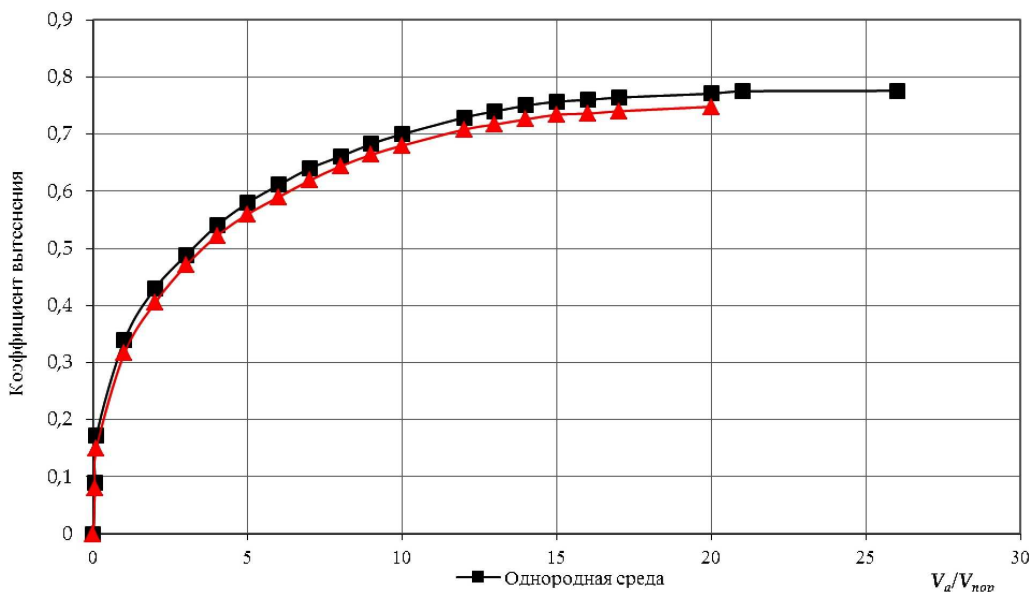


Рисунок 3 – Вытеснение нефти водогазовой смесью с добавлением ПАВ из однородной и слоисто-неоднородной пористой среды

При вытеснении нефти смесью раствора ПАВ с газом увеличение коэффициента вытеснения по сравнению с водогазовой смесью, объясняется лучшей вымывающей способностью раствора ПАВ по сравнению с обычной водой, что обеспечивает вымывание нефти как из высокопроницаемых, так и низкопроницаемых пор. Использовался 0,5 %-ный раствор сульфанола в пресной воде, который снижает поверхностное натяжение на границе с нефтью до 0,01 мН/м.

В реальных условиях в результате отделения воды от газа за счет гравитации и соотношения вязкости нефти и воды, эффект вытеснения нефти водогазовой смесью и охват неоднородного пла-



ста воздействием может уменьшиться на 10–20 %. Поэтому, оптимальное соотношение закачиваемых в пласт воды и газа должно соответствовать соотношению мелких и крупных пор коллектора [6–7]. В этом случае возможно достаточное увеличение коэффициента воздействия в результате водогазового воздействия.

Выводы

- При вытеснении нефти порциями воды и газа коэффициент нефтевытеснения в однородной среде больше, чем в слоисто-неоднородной на 7,1 %.
- При вытеснении нефти смесью раствора ПАВ с газом, коэффициент нефтевытеснения в однородной пористой среде выше на 15,2 %, а в слоисто-неоднородной среде на 14,3 чем в случае вытеснения водогазовой смесью.
- При вытеснении нефти из пористой среды смесью раствора ПАВ с газом, коэффициент вытеснения выше, чем с другими вытесняющими агентами.

Литература:

1. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М. : Недра, 1985. – 308 с.
2. Saracov T.H., Əhmədov E.Ə., Ağa-zadə E.H. Qala yatağında laylara sıxılmış hava vurulmasının yekunları və onun gələcək perspektivi haqqında. «Respublika neft sənayesinin problemlərinin həlli yolları» AzNQSDETLİ-nin elmi əsərlər toplusu, Bakı, 1997, s. 115–118.
3. Зацепин В.В., Максutow P.A. Современное состояние промышленного применения технологий водогазового воздействия // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 7. – С. 13–14.
4. Багиров М.К., Мамедов Т.М. Повышение нефтеотдачи пласта с применением микропенных систем. – Баку : Сабах, 2001. – 280 с.
5. Гейман М.А. Экспериментальное обоснования методов вторичной эксплуатации нефтяных месторождений / Тр. Института Нефти СССР. – 1950. – Т. 1. – Вып. 2. – С. 129–153.
6. Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М., Салаватов Т.Ш. Методическое руководство по технологии заводнения нефтяных пластов водогазовыми растворами в пред переходном фазовом состоянии : РД 39-1435496-010-90. – М. : МНИГП, 1989.
7. Сулейманов Б.А., Азизов Х.Ф. Об особенностях течения газированной жидкости в пористом теле // Коллоидный журнал, 1995. – Т. 57. – № 6. – С. 862–867.

References:

1. Surguchev M.L. Secondary and tertiary methods of increase in oil recovery of layers. – M. : Nedra, 1985. – 308 p.
2. Saracov T.H., Əhmədov E.Ə., Ağa-zadə E.H. Qala yatağında laylara sıxılmış hava vurulmasının yekunları və onun gələcək perspektivi haqqında. «Respublika neft sənayesinin problemlərinin həlli yolları» AzNQSDETLİ-nin elmi əsərlər toplusu, Bakı, 1997, s. 115–118.
3. Zatsəpin V.V., Maksutov R.A. Current state of industrial use of technologies of water gas influence // Oil-field business. – 2009. – No. 7. – P. 13–14.
4. Bagirov M.K., Mamedov T.M. Increase in oil recovery of layer with use of microfoamy systems. – Baku : Sabah, 2001. – 280 p.
5. Geyman M.A. Eksperimentalnoye of justification of methods of secondary operation of oil fields / Tr. Institute of USSR Oil. – 1950. – T. 1. – Issue 2. – P. 129–153.
6. Mirzadzhanzade A.H., Ametov I.M., Salavatov T.Sh. The methodical guide to technology of flooding of oil layers of water gas solutions in before a transition phase state : RD 39-1435496-010-90. – M. : MNI GP, 1989.
7. Suleymanov B.A., Azizov H.F. About features of a current of the aerated liquid in a porous body // the Colloidal magazine, 1995. – T. 57. – No. 6. – P. 862–867.



УДК 622.276

ИССЛЕДОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРОВ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

THE STUDY OF THE EFFECTIVENES OF INHIBITORS ASPHALT-RESIN-PARAFIN DEPOSITS

Гайсин Антон Валерьевич

магистрант,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
gaysin-gaysin@mail.ru

Фаресов Александр Викторович

заместитель Генерального директора по маркетингу,
АО «Опытный завод Нефтехим»
faresov@gmail.com

Аннотация. В данной работе был произведен подбор реагента против АСПО для МЛСП «Приразломная», также в лабораторных условиях был проведен сравнительный анализ подобранного реагента с реагентом, который используется на данной платформе.

Ключевые слова: реагент, МЛСП «Приразломная», АСПО, ингибитор.

Gaysin Anton Valeryevich

Graduate Student,
Ufa State Petroleum Technological University
gaysin-gaysin@mail.ru

Faresov Alexander Viktorovich

Deputy general director for Marketing,
SC «Pilot plant Neftehim»
faresov@gmail.com

Annotation. In this work was computed reagent selection against asphalt-resin-parafin deposit for Offshore Ice-resistant Fixed Platform «Prirazlomnaya», also in the laboratory a comparative analysis was carried out of selected reagent with reagent which is used on this platform.

Keywords: reagent, Offshore Ice-resistant Fixed Platform «Prirazlomnaya», asphalt-resin-parafin deposit, inhibitor.

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) – одна из самых серьезных проблем при добыче нефти. АСПО представляют собой тяжелые компоненты нефти, отлагающиеся на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования и затрудняющие её добычу, транспорт и хранение [1]. Основными компонентами АСПО являются парафино-нафтенновые и реже парафино-нафтенно-ароматические углеводороды, конденсированные в асфальтеновых кластерах, образующие в присутствии смол асфальтеновые коллоиды. Асфальтеновые ассоциаты существенно влияют на парафинизацию скважин, так как с одной стороны не позволяют парафино-нафтенам кристаллизоваться и выпадать из потока, а с другой стороны сами являются инициаторами парафинизации, образуя крупные ассоциаты, которые затем коагулируют и выпадают на поверхности труб [2].

АСПО, осаждающиеся на внутренней поверхности магистральных трубопроводов, часто имеют отличный компонентный состав и кристаллическую структуру. Это связано с тем, что при температурах ниже 20 °С начинается дезактивация смолисто-асфальтеновых веществ как поверхностно-активных веществ и все парафино-нафтенновые углеводороды, которые при более высоких температурах были связаны смолисто-асфальтеновой оболочкой и имели собственные температуры кристаллизации выше 20 °С, начинают выпадать, вызывая тем самым обвальную парафинизацию трубопроводов.

Экспериментальная часть

Лабораторные эксперименты по проверке эффективности рекомендуемого реагента против АСПО проводились в испытательной лаборатории МЛСП «Приразломная» в соответствии с действующими ГОСТами и методиками испытаний.

Сравнивались РАО 82003 и ингибитор АСПО СОНПАР-5403 марка В при различных дозировках по методике оценки коэффициента флокуляции. Оценка эффективности ингибиторов АСПО проводилась по методике оценки коэффициента флокуляции потому, что данная нефть является битуминозной, так как содержит большое количество смол и асфальтенов.

Методика предназначена для определения эффективности ингибирования асфальтеновых соединений, содержащихся в нефти, с помощью оценки коэффициента флокуляции. Коэффициент флокуляции K_f является величиной, характеризующей в каком состоянии в момент измерения в объеме нефти находятся её высокомолекулярные компоненты – асфальтены и смолы. Метод применим только для анализа безводных нефтей.

Согласно *методике определения коэффициента флокуляции*, чем выше коэффициент флокуляции асфальтенов и смол в нефти, тем больше асфальтены и смолы соответствуют грубодисперс-



ным (суспензированным) системам и тем выше устойчивость эмульсии. При этом в объём нефти следует добавлять небольшое количество осадителя (н-гептана), чтобы на фильтровальной бумаге обнаружилось гетерогенное пятно.

Возможность контроля дисперсного состояния высокомолекулярных компонентов нефти (асфальтенов и смол) по коэффициенту флокуляции позволяет оценить его изменение в зависимости от углеводородного состава системы. Это дает основания для правильного подбора ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений при подготовке нефтей высокой плотности. При этом можно оценить степень сфлокулированности асфальтенов и смол, сгруппировать ингибиторы по характеру влияния на состояние асфальтенов и смол, определить количество ингибитора, необходимого для перехода асфальтенов и смол из сфлокулированного в пептизированное состояние.

Добавление к нефти ингибиторов АСПО приводит к возрастанию коэффициента флокуляции и повышению устойчивости таких систем.

Данный метод часто используют для контроля за состоянием асфальтенов и смол в различных нефтях. Метод заключается в нанесении капли нефти пипеткой на фильтровальную бумагу, которая способна задерживать крупные дисперсные частицы в центре расплывающейся капли. По виду пятна на бумаге после впитывания капли нефти судят о наличии в ней агрегатов асфальтеновых частиц. Равномерная окраска пятна свидетельствует об отсутствии таких агрегатов, а гетерогенная – об их наличии. По изменению вида пятна при добавлении к нефти различных веществ можно оценивать их действие на асфальтены и смолы.

Определение коэффициента флокуляции

Пробу анализируемой нефти центрифугированием при 2750 об/мин. в течение 30 минут в закрытых пробирках очищают от механических примесей и эмульгированной воды.

Учитывая, что нефти с добавлением н-гептана являются неравновесными системами, определение коэффициента флокуляции необходимо проводить быстро, не допустив «старения» системы свыше 2–3 минут в следующей последовательности.

В мерный цилиндр объёмом 25 или 50 мл с притёртой пробкой наливают в пределах 10–15 мл определённого объёма н-гептана. Затем отмеряют мерным цилиндром 10 мл анализируемой нефти, которая сливается в цилиндр с н-гептаном.

Система в течение 3–5 секунд перемешивается встряхиванием и замечается общий её объём. Поскольку измерить точно объём нефти из-за пены невозможно, то объём взятый для анализа, рассчитывается по разности.

Опустив в раствор кончик пипетки, заполняют её и наносят пятно на фильтровальную бумагу. Для этого кончик пипетки в вертикальном положении прижимают к бумаге и выдерживают до тех пор, пока весь раствор не впитается в бумагу.

Время впитывания, зависящее от вязкости анализируемого раствора нефти, как уже указывалось, не должно превышать 60–180 секунд, что достигается подбором пипетки соответствующей вместимости.

При появлении в анализируемой системе дисперсии ассоциатов высокомолекулярных компонентов в центре пятна чётко просматривается тёмная точка. Отсутствие точки свидетельствует о возможности увеличения объёма н-гептана при приготовлении следующей пробы системы нефти – н-гептан. Таким образом, увеличивая или уменьшая количество н-гептана, вводимого в определённый объём нефти, устанавливают такое соотношение нефть – н-гептан, которое наиболее точно соответствует началу появления дисперсной фазы (ассоциатов) в системе.

При отсутствии у системы гетерогенного пятна опыт повторяют. Для этого вновь берут некоторый объём нефти и добавляют большее количество осадителя н-гептана и вновь проверяют на гетерогенность пятна. Анализ ведут до тех пор, пока после впитывания раствора нефти не будет просматриваться четко выраженная «темная точка» в центре пятна.

По результатам выяснилось, что появление гетерогенного пятна (характеризующего выпадение асфальто-смолистых соединений) у холостой пробы наблюдается при добавлении 22 мл осадителя. При добавлении ингибитора АСПО СОНПАР-5403В с дозировкой от 200 г/т до 160 г/т нефти появление гетерогенного пятна наблюдается при добавлении 34 мл осадителя, с ингибитором АСПО РАО-82003 (базовый реагент) – при добавлении 32 мл осадителя. При более низких дозировках реагентов наблюдается аналогичная зависимость.

Выводы

Сравнительная оценка эффективности реагентов, проведенная в испытательной лаборатории МЛСП «Приразломная», что ингибитор АСПО СОНПАР-5403В более эффективно в сравнении с базовым реагентом ингибирует выпадение асфальтосмолопарафиновых соединений.

Литература:

1. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – УГНГУ, 2011. – № 1. – С. 268–284.
2. Mansoori Ali. G. Remediation of asphaltene and other heavy organic deposits in oil wells and pipelines // Socar proceedings. – НИПИ «Нефтегаз», 2010. – № 4. – С. 12–23.

**References:**

1. Ivanova L.V., Burov E. A., Koshelev V.N. Asphaltic and paraffin deposits in the processes of extraction, transport and storage // Electronic scientific journal Oil and gas business. – USPTU, 2011. – № 1. – С. 268–284.
2. Mansoori Ali. G. Remediation of asphaltene and other heavy organic deposits in oil wells and pipelines // Socar proceedings. – NIPИ «Neftegaz», 2010. – № 4. – С. 12–23.



УДК 622.276

БОРЬБА С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

FIGHT AGAINST ASPHALT AND PARAFFIN DEPOSITS IN OIL AND GAS INDUSTRY

Гайсин Антон Валерьевич

магистрант,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
gaysin-gaysin@mail.ru

Фаресов Александр Викторович

заместитель Генерального директора по маркетингу,
АО «Опытный завод Нефтехим»
faresov@gmail.com

Аннотация. В данной статье рассмотрены методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в нефтегазовой отрасли, кратко изложен каждый метод борьбы, а также предложен более оптимальный метод борьбы для МЛСП «Приразломная».

Ключевые слова: Асфальтосмолопарафиновые отложения, АСПО, метод борьбы с АСПО, МЛСП «Приразломная».

Gaysin Anton Valeryevich

Graduate Student,
Ufa State Petroleum Technological University
gaysin-gaysin@mail.ru

Faresov Alexander Viktorovich

Deputy general director for Marketing,
SC «Pilot plant Neftehim»
faresov@gmail.com

Annotation. In this article, methods of and combating asphalt and paraffin deposits in the oil and gas industry are considered, each method of struggle is briefly described, and a more optimal method of struggle is proposed for the «Prirazlomnaya».

Keywords: asphaltic and paraffin deposits, Offshore Ice-resistant Fixed Platform «Prirazlomnaya», fight against asphalt and paraffin deposits.

Асфальтосмолопарафиновые отложения осаждаются на металлических стенках оборудования, которое используется для добычи и транспортировки нефти, а также препятствуют добычи нефти и существенно осложняют эксплуатацию нефтепромыслового оборудования. Асфальтеновые ассоциаты значительно влияют на парафинизацию скважин, потому что не позволяют парафино-нафтенам кристаллизоваться и выпадать из потока, а также сами являются инициаторами парафинизации, образуя крупные ассоциаты, которые затем коагулируют и выпадают на поверхности трубопроводов.

АСПО, образовавшиеся на внутренней поверхности магистральных труб, обычно имеют отличный компонентный состав и кристаллическую структуру. Это происходит по тем причинам, что при температуре ниже 20 °С начинается дезактивация САВ как поверхностно-активных веществ (ПАВ) и все парафино-нафтенные углеводороды, которые при более высоких температурах были связаны смолисто-асфальтеновой оболочкой и имели собственные температуры кристаллизации выше 20 °С, начинают выпадать, вызывая тем самым обвальную парафинизацию трубопроводов.

АСПО представляют сложную углеводородную смесь, состоящую из парафинов (20–70 % мас.), асфальтосмолистых веществ (АСВ) (20–40 % мас.), силикагелевой смолы, масел, воды и механических примесей.

Методы борьбы с АСПО

Для борьбы с АСПО необходимо провести конкретные виды работ, относящиеся к отдельному методу борьбы. Существует несколько наиболее известных и активно применяемых в нефтедобывающей промышленности методов борьбы с АСПО. Для каждого метода нужен свой индивидуальный подход, необходимые технологические мероприятия и технику для борьбы с АСПО.

Химические методы базируются на дозировании в добываемую продукцию химических соединений, уменьшающих, а иногда и полностью предотвращающих образование отложений. В основе действия ингибиторов парафиноотложений лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела между жидкой фазой и поверхностью металла трубы [1]. Химические реагенты подразделяются на смачивающие, модификаторы, депрессаторы и диспергаторы. Смачивающие реагенты образуют на поверхности металла гидрофильную пленку, препятствующую адгезии кристаллов парафина к трубам, что создает условия для выноса их потоком жидкости. К ним относятся полиакриламид (ПАА), ИП-1; 2; 3, кислые органические фосфаты, силикаты щелочных металлов, водные растворы синтетических полимерных ПАВ.



Модификаторы взаимодействуют с молекулами парафина, препятствуя процессу укрупнения кристаллов. Это способствует поддержанию кристаллов во взвешенном состоянии в процессе их движения. Такими свойствами обладают атактический пропилен с молекулярной массой 2000–3000, – низкомолекулярный полиизобутилен с молекулярной массой 8000–12000, алифатические сополимеры, сополимеры этилена и сложного эфира с двойной связью, тройной сополимер этилена с винилацетатом и винилпирролидоном, полимер с молекулярной массой 2500–3000.

Механизм действия депрессаторов заключается в адсорбции молекул на кристаллах парафина, что затрудняет их способность к агрегации и накоплению. К известным депрессаторам относятся «Парафлор АзНИИ», алкилфенол ИПХ-9, «Дорад-1А», ВЭО-504 ТюмИИ, «Азолят-7» [3]. Диспергаторы – химические реагенты, обеспечивающие образование тонкодисперсной системы, которая уносится потоком нефти, что препятствует отложению кристаллов парафина на стенках труб. К ним относятся соли металлов, соли высших синтетических жирных кислот, силикатно-сульфанольные растворы, сульфатированный щелочной лигнин [1]. Использование химреагентов для предотвращения образования АСПО во многих случаях совмещается с:

- процессом разрушения устойчивых нефтяных эмульсий;
- защитой нефтепромыслового оборудования от коррозии;
- защитой от солеотложений;
- процессом формирования оптимальных структур газожидкостного потока.

Разработан достаточно широкий ассортимент химических реагентов для борьбы с АСПО. В настоящее время применяются следующие марки реагентов:

- бутилбензолная фракция (бутиленбензол, изопропилбензол, полиалкилбензолы). Предложен к использованию СевКавНИПИнефть;
- толуольная фракция (толуол, изопентан, н-пентан, изопрен);
- СНПХ-7р-1 – смесь парафиновых углеводородов нормального и изостроения, а также ароматических углеводородов (ОАО «НИИнефтехим», г. Казань);
- СНПХ-7р-2 – углеводородная композиция, состоящая из легкой пиролизной смолы и гексановой фракции (ОАО «НИИнефтехим», г. Казань);
- ХПП-003, 004, 007 (ЗАО «Когалымский завод химреагентов», г. Когалым);
- МЛ-72 – смесь синтетических ПАВ;
- реагенты типа СНПХ-7200, СНПХ-7400 – сложные смеси оксиалкилированных ПАВ и ароматических углеводородов (ОАО «НИИнефтехим», г. Казань);
- реагент ИКБ-4, оказывающий комплексное воздействие на АСПО и коррозию металла труб (ИНХП, г. Уфа);
- ИНПАР (Опытный завод «Нефтехим», г. Уфа);
- СЭВА-28 – сополимер этилена с винилацетатом (ВНИИНП и ВНИИТнефть, г. Москва) [2].

Наряду с высокой стоимостью существенным недостатком химического метода является сложность подбора эффективного реагента, связанная с постоянным изменением условий эксплуатации в процессе разработки месторождения.

Методы, относимые к физическим, основаны на воздействии механических и ультразвуковых колебаний (вибрационные методы), а также электрических, магнитных и электромагнитных полей на добываемую и транспортируемую продукцию.

Вибрационные методы позволяют создавать ультразвуковые колебания в области парафинообразования, которые, воздействуя на кристаллы парафина, вызывают их микроперемещение, что препятствует осаждению парафина на стенках труб [3].

Воздействие магнитных полей следует отнести к наиболее перспективным физическим методам. Использование в нефтедобыче магнитных устройств для предотвращения АСПО началось в пятидесятые годы прошлого века, но из-за малой эффективности широкого распространения не получило. Отсутствовали магниты, достаточно долго и стабильно работающие в условиях скважины. В последнее время интерес к использованию магнитного поля для воздействия на АСПО значительно возрос, что связано с появлением на рынке широкого ассортимента высокоэнергетических магнитов на основе редкоземельных материалов. В настоящее время около 30 различных организаций предлагает магнитные депарафинизаторы.

Установлено, что под воздействием магнитного поля в движущейся жидкости происходит разрушение агрегатов, состоящих из субмикронных ферромагнитных микрочастиц соединений железа, находящихся при концентрации 10–100 г/т. в нефти и попутной воде. В каждом агрегате содержится от нескольких сотен до нескольких тысяч микрочастиц, поэтому разрушение агрегатов приводит к резкому (в 100–1000 раз) увеличению концентрации центров кристаллизации парафинов и солей и формированию на поверхности ферромагнитных частиц пузырьков газа микронных размеров. В результате разрушения агрегатов кристаллы парафина выпадают в виде тонкодисперсной, объемной, устойчивой взвеси, а скорость роста отложений уменьшается пропорционально уменьшению средних размеров выпавших совместно со смолами и асфальтенами в твердую фазу кристаллов парафина.



Образование микропузырьков газа в центрах кристаллизации после магнитной обработки обеспечивает, по мнению некоторых исследователей, газлифтный эффект, ведущий к некоторому росту дебита скважин.

В нефтедобыче используют тепловые, химические и механические методы удаления АСПО. Тепловые методы основаны на способности парафина плавиться при температурах выше 50 °С и стекать с нагретой поверхности. Для создания необходимой температуры требуется специальный источник тепла, который может быть помещен непосредственно в зону отложений, или необходимо вырабатывать теплодержательный агент на устье скважины. В настоящее время используют технологии с применением:

- горячей нефти или воды в качестве теплоносителя;
- острого пара;
- электропечей наземного и скважинного исполнения;
- электродепарафинизаторов (индукционных подогревателей), осуществляющих подогрев нефти в скважине;
- реагентов, при взаимодействии которых протекают экзотермические реакции.

Технология применения теплоносителя предусматривает нагрев жидкости в специальных нагревателях (котельных установках передвижного типа) и подачу ее в скважину способом прямой или обратной промывки. Обратная промывка более предпочтительна, так как при этом исключено образование парафиновых пробок, часто возникающих при прямой промывке [3].

Недостатками данных методов являются их высокая энергоемкость, электро- и пожароопасность, ненадежность и низкая эффективность применяемых технологий.

Применение растворителей для удаления уже образовавшихся отложений является одним из наиболее известных и распространенных интенсифицирующих методов в технологических процессах добычи, транспорта, хранения и переработки нефти. Однако и здесь проблема подбора растворителя в конкретных условиях весьма далека от своего разрешения. Как правило, подбор растворителей АСПО осуществляется эмпирически. Это связано с недостатком информации об их структуре и свойствах и малой изученностью механизма взаимодействия нефтяных дисперсных систем с растворителями.

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся отложений АСПО на НКТ. Для этой цели разработана целая гамма скребков различной конструкции.

По конструкции и принципу действия скребки подразделяют на:

- пластинчатые со штанговращателем, имеющие две режущие пластины, способные очищать АСПО только при вращении. Для этого используют штанговращатели, подвешенные к головке балансира станка-качалки. Вращение колонны штанг и, следовательно, скребков происходит только при движении вниз. Таким путем скребок срезает АСПО с поверхности НКТ;
- спиральные, возвратно-поступательного действия;
- «летающие», оснащенные ножами-крыльями, которые раскрываются при движении вверх, что обеспечивает им подъемную силу. Применяют, как правило, в искривленных скважинах.

Использование такого метода борьбы с АСПО значительно осложняется тем, что для его применения часто необходима остановка работы скважины и предварительная подготовка поверхности труб (для некоторых видов скребков).

Проведя анализ по методам борьбы с АСПО, было выявлено, что для МЛСП «Приразломная» оптимальным вариантом будет химический метод борьбы с АСПО, с помощью закачки ингибитора АСПО. На уфимском заводе АО «ОЗНХ» были подобраны специальные ингибиторы, которые основывались на скважинную сырую нефть. Перед подбором были проведены лабораторные исследования для выявления физико-химических свойств нефти. Для предотвращения образования АСПО на МЛСП «Приразломная» подобранный ингибитор на АО «ОЗНХ» подается в двух местах: на устье скважины и входе в стриппинг-колонну, с дозировкой 180 г/т. Подбор ингибитора подробно изложено в статье Гайсина А.В и Фаресова А.В «Исследование эффективности ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений», где описывается сравнительный анализ ингибиторов РАО 82003 и СОНПАР-5203В по методике определения коэффициента флокуляции.

Литература:

1. Ибрагимов Г.З., Сорокин В.А., Хисамутдинов Н.И. Химические реагенты для добычи нефти : Справочник рабочего. – М. : Недра, 1986. – 240 с.
2. Брегман Дж. И. Ингибиторы коррозии. – Издательство «Химия», 1966 – С. 15–18.
3. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела : учебник для ВУЗов. – Уфа : ООО «Дизайн-ПолиграфСервис», 2001 – 544 с.
4. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.

**References:**

1. Ibragimov G.Z., Sorokin V.A., Hisamytdinov N.I. Chemical reagents for oil production: Handbook of workers. – М. : Nedra, 1986. – 240 p.
2. Bregman JI. Inhibitors of corrosion. – Publishing house «Chemistry», 1966 – P.15–18.
3. Korshak A.A, Shammazov A.M. Fundamentals of oil and gas business. Textbook for High Schools. – Ufa : ООО «DesignPoligraphServis», 2001 – 544 p.
4. Persiyantsev M.N. Oil production in complicated conditions. – М. : ООО Nedra-Business Center, 2000. – 653 p.



УДК 622.06

МЕТОДИКА ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГАЗА

METHODOLOGY OF EXPRESS-ESTIMATION OF EFFICIENCY OF UNDERGROUND STORAGE OF GAS

Галимова Алина Азатовна

магистрант,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
galimova.95@mail.ru

Муслимов Булат Шамилевич

преподаватель,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
bmuslimov@mail.ru

Galimova Alina Azatovna

Undergraduate,
Ufa state petroleum technological university
galimova.95@mail.ru

Muslimov Bulat Shamilevich

Teacher,
Ufa state petroleum technological university
bmuslimov@mail.ru

Аннотация. В данной статье рассматривается методика экспресс – оценки эффективности подземного хранения газа. Приводится сравнение гидродинамической модели с аналитической. Проводится сравнение в части необходимого количества скважин для отбора.

Annotation. The methodology of the rapid assessment of the efficiency of underground gas storage is considered in this article. There is a comparison of the hydrodynamic model with the analytical one. A comparison is made of the required number of wells for selection.

Ключевые слова: временное подземное хранилище газа, попутный газ, закачка.

Keywords: temporary underground gas storage, associated gas, download.

Природные и искусственные горючие газы с каждым годом все шире используются в промышленности и в быту. В этом случае большое значение приобретает повышение надежности систем газоснабжения и снижение себестоимости добычи и транспорта газосборного топлива.

Основной задачей системы газотранспорта является, поставка газа всем потребителям. Задача должна быть выполнена несмотря на сезонность потребления, а также при предельном использовании возможностей магистрального газопровода.

Чтобы компенсировать воздействие данного негативного явления, необходимо проектирование и создание новых ПХГ и увеличение эффективности эксплуатации существующих.

Подземное хранилище газа (ПХГ) – это искусственно созданный резервуар для хранения природного газа, который располагается в естественных геологических структурах.

Выгодность ПХГ зависит от следующих факторов:

- 1) степень неравномерности газопотребления;
- 2) удаленность ПХГ;
- 3) протяженность магистрального газопровода и пропускная способность;
- 4) промысловые и геологические особенности пласта.

Экономическая эффективность ПХГ зависит от его полезного объема, т.е чем выше его объем, тем эффективнее ПХГ.

Подземные хранилища газа в нефтедобывающих районах приобретают особое значение, так как они позволяют значительно сократить потери попутного газа, которые в настоящее время достигают значительных величин.

Для того чтобы определить, пригоден ли пласт для сооружения в нем ПХГ, геологами изучаются следующие параметры: Первый, и самый важный момент – сколько можно будет закачать газа в пласт? Этот показатель зависит от такого параметра пласта, как пористость. Пористость, это величина показывающее отношение количества (объема) пор, к объему всего пласта (среды). Немало важен тот факт, что пласт может быть, как водоносным, так и безводным.

Еще один параметр – проницаемость (единица измерения – Дарси [1]) – это свойство, характеризующее способность пласта пропускать через свой объем газы и жидкости, под воздействием приложенного давления. Любая пористая среда имеет так называемый коэффициент проницаемости. Чем выше значение этого коэффициента, тем легче газу и воде просачиваться через пласт.

Задача создания временного ПХГ попутного нефтяного газа поставлена в связи с необходимостью утилизации попутного нефтяного газа Миловской группы месторождений.



Объемы попутного нефтяного газа на разрабатываемых месторождениях Миловской группы не велики и строительство соединительного газопровода протяженностью около 190 км для подачи этого газа в ЕСГ РФ экономически не оправдано. Более эффективным представляется вариант закачки попутного газа в газовый пласт ближайшего месторождения на временное хранение с последующей его добычей после ввода в разработку газовых залежей и строительства соединительного газопровода до МГ «Уренгой-Челябинск».

Строительство газопровода до Пурпейской КС к настоящему времени не ведется.

Именно из-за отсутствия соединительных газопроводов, связывающих месторождения Миловской группы с магистральным газопроводом «Уренгой-Челябинск» встал вопрос об утилизации попутного нефтяного газа.

Для создания ВПХГ на Миловском месторождении был выбран пласт ПК1, содержащий природную газовую залежь. Этот пласт залегает на небольшой глубине и по сравнению с вышележающей туронской газовой залежью обладает лучшими фильтрационными свойствами, что позволит сократить число нагнетательно-эксплуатационных скважин.

Период работы ВПХГ включает период закачки и хранения попутного нефтяного газа и период отбора закачанного объема газа.

В соответствии с техническим заданием максимальная продолжительность периода закачки попутного нефтяного газа принята 6 лет.

Продолжительность периода отбора закачанного объема газа принимается по вариантам от одного до пяти лет.

Разработка месторождения включает период опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) и период постоянной и падающей добычи.

Продолжительность периода разработки месторождения оценивается в 20 лет, в том числе, продолжительность ОПЭ – 2–3 года и периода постоянной и падающей добычи – 17–18 лет.

Период отбора газа на ВПХГ представляет собой начальный этап разработки месторождения.

Периоды работы ВПХГ и разработки месторождения представлены в хронологическом порядке на рисунке 1.

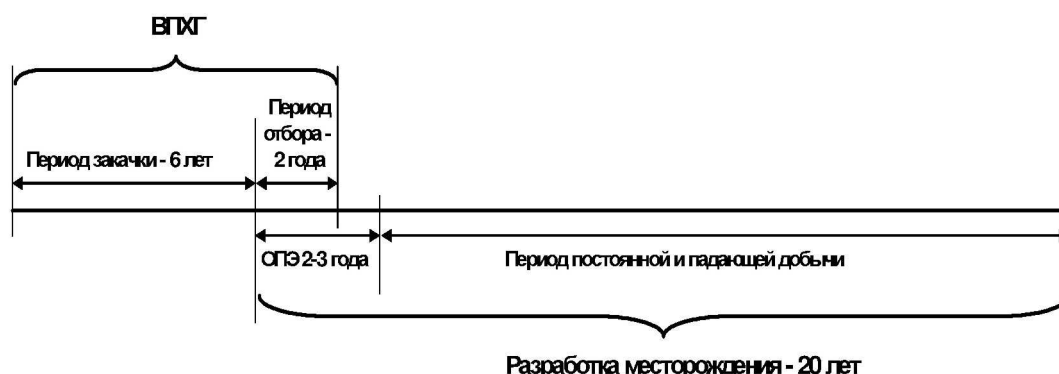


Рисунок 1 – Периоды работы ВПХГ и разработки месторождения

Рассмотрена закачка максимального объема 7,5 млрд м³ очищенного попутного нефтяного газа в течение 6 лет с постоянным уровнем годовой закачки 1,25 млрд м³.

Динамика закачки попутного нефтяного газа приведена в таблице 1.

Рассмотрены следующие варианты по отбору закачанного объема 7,5 млрд м³ газа: в течение одного года, 2-ух, и 5-ти лет.

Таблица 1– Динамика закачки попутного нефтяного газа

1	Объем газа в пласте		млн м ³	196344,00
2	Максимальный объем попутного газа		млрд м ³	7,5
3	Закачка/отбор	1	млн м ³ /год	1,25
4	Закачка/отбор	2	млн м ³ /год	1,25
5	Закачка/отбор	3	млн м ³ /год	1,25
6	Закачка/отбор	4	млн м ³ /год	1,25
7	Закачка/отбор	5	млн м ³ /год	1,25
8	Закачка/отбор	6	млн м ³ /год	1,25
9	Среднесуточный темп закачки		млн м ³ /сут	3,42



Для подземных хранилищ, сооружаемых в истощенных или неразрабатываемых газовых месторождениях, за начальные условия принимаются распределение давления и насыщенности по ячейкам модели пласта на момент начала создания хранилища. Начальное пластовое давление и начальная пластовая температура были приняты равными 108,5 бар и 30° С соответственно.

Для оценки подземного хранилища газа используются объемные гидродинамические расчеты, проводимые с помощью специализированных программных комплексов. Это ресурсоёмкая задача, которая требует больших вложений трудовых ресурсов и времени, однако дает достаточно точные результаты.

Динамика отбора закачанного объема газа и среднесуточного темпа отбора по годам по вариантам приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Динамика годового и среднесуточного темпа отбора закачанного объема газа по годам

1	Максимальный объем попутного газа для закачки/отбора	млрд м3	7,5	7,5	7,5	
2	Длительность периода	год	1	2	5	
3	Максимальный годовой отбор/максимальная суточная производительность	1	млрд м ³ (млн м ³ /сут)	7,5 (20,5)	3,5 (9,6)	1,0 (2,7)
		2	млрд м ³ (млн м ³ /сут)		4,0 (10,9)	1,25 (3,4)
		3	млрд м ³ (млн м ³ /сут)			1,5 (4,1)
		4	млрд м ³ (млн м ³ /сут)			1,75 (4,8)
		5	млрд м ³ (млн м ³ /сут)			2,0 (5,5)

Ниже представлена методика экспресс – оценки эффективности подземного хранения газа и анализ полученных с ее помощью результатов, сравнение их с результатами гидродинамического моделирования.

Результаты гидродинамического моделирования представлены в таблицах 3, 4, 5.

Алгоритм расчета

1. Определяем накопленную добычу по годам по формуле:

$$Q_{доб t} = \sum_Q^t Q_{год} , \tag{1}$$

где Q_t добыча газа в текущем году разработки.

2. Определяем пластовое давление в текущем году с момента начала отбора газа по формуле:

$$P_{пл t} = \frac{P_{нач}}{Z_{нач}} \cdot \left(1 - \frac{Q_{доб t}}{Q_{зап}} \right) \cdot Z_t . \tag{2}$$

где $P_{нач}$ – начальное пластовое давление, МПа; $Z_{нач}$ – начальный коэффициент сверхсжимаемости; $Q_{нач}$ – начальные запасы газа, млрд м³; $Q_{доб t}$ – накопленная добыча к году t , Z_t – коэффициент сверхсжимаемости в году t , определяемый по формуле:

$$Z_t = \left[0,4 \log_{10} \left(\frac{T_{пл}}{T_{кр}} \right) + 0,73 \right]^{\frac{P_{пл t}}{P_{кр}}} + 0,1 \cdot \frac{P_{пл t}}{P_{кр}} , \tag{3}$$

где $T_{пл}$ – пластовая температура, К; $P_{пл t}$ – пластовое давление в году, МПа; $T_{кр}$, $P_{кр}$ – соответственно критические давление и температура определяемые по формулам:

$$P_{кр} = 4,892 - \rho_{отн} \cdot 0,4048 ; \tag{4}$$

$$T_{кр} = 94,717 + 170,8 \cdot \rho_{отн} , \tag{5}$$

где $\rho_{отн}$ относительная плотность газа, кг/м³.

3. Определяем забойное давление по уравнению притока:

$$P_{заб} = P_{пл t} - \Delta P . \tag{6}$$



Таблица 3 – Динамика основных показателей при длительности периода отбора 1 год

№ п/п	Дата	Заданные закачка/отбор за интервал		Нарастающие закачка/отбор	Объем газа в пласте	Газонасыщенный поровый объем	Среднезвешенное пластовое давление		Средний расход газа в интервале	Число работающих скважин	Дебит «Средней» скважины	Пластовое давление в зоне скважин		Забойное давление		Устьевое давление	
		млн м ³	млн м ³				кгс/см ²	МПа				млн м ³ /сутки	шт.	Тыс. м ³ /сутки	кгс/см ²	МПа	кгс/см ²
0	31.12.20		0	196344,00	1650,39	108,53	10,64										
1	31.12.21	105,874	1250	197594,00	1650,69	109,15	10,70	3,42	3	1138,4	112,23	11,00	119,00	11,67	124,22	12,18	
2	31.12.22	106,164	2500	198844,00	1651,08	109,77	10,76	3,43	3	1141,6	113,30	11,11	120,05	11,77	125,20	12,27	
3	31.12.23	106,164	3750	200094,00	1651,58	110,38	10,82	3,43	3	1141,6	114,03	11,18	120,73	11,84	125,76	12,33	
4	31.12.24	106,164	5000	201344,00	1652,18	110,98	10,88	3,43	3	1141,6	114,62	11,24	121,28	11,89	126,18	12,37	
5	31.12.25	105,874	6250	202594,00	1652,88	111,58	10,94	3,42	3	1138,4	115,15	11,29	121,76	11,94	126,47	12,40	
6	31.12.26	106,164	7500	203844,00	1653,68	112,17	11,00	3,43	3	1141,6	115,56	11,33	122,14	11,97	126,79	12,43	
7	31.12.27	-636,99	-7500	196344,00	1655,03	108,26	10,61	-20,55	18	-1141,6	83,72	8,21	76,28	7,48	48,22	4,73	



Таблица 4 – Динамика основных показателей при длительности периода отбора 2 года

№ п/п	Дата	Заданные закачка/отбор за интервал		Нарастающие закачка/отбор	Объем газа в пласте	Газонасыщенный поровый объем	Средневзвешенное пластовое давление		Средний расход газа в интервале	Число работающих скважин	Дебит «средней» скважины	Пластовое давление в зоне скважин		Забойное давление		Устьевое давление	
		млн м ³	млн м ³				кгс/см ²	МПа				кгс/см ²	МПа	кгс/см ²	МПа	кгс/см ²	МПа
0	31.12.20		0	196344,00	1650,39	108,53	10,64										
1	31.12.21	105,874	1250	197594,00	1650,69	109,15	10,70	3,42	3	1138,4	112,25	11,00	119,11	11,68	123,77	12,13	
2	31.12.22	106,164	2500	198844,00	1651,08	109,77	10,76	3,43	3	1141,6	113,27	11,10	120,09	11,77	124,65	12,22	
3	31.12.23	106,164	3750	200094,00	1651,58	110,38	10,82	3,43	3	1141,6	114,04	11,18	120,81	11,84	125,24	12,28	
4	31.12.24	106,164	5000	201344,00	1652,18	110,98	10,88	3,43	3	1141,6	114,65	11,24	121,39	11,90	125,71	12,32	
5	31.12.25	105,874	6250	202594,00	1652,88	111,58	10,94	3,42	3	1138,4	115,12	11,29	121,82	11,94	125,99	12,35	
6	31.12.26	106,164	7500	203844,00	1653,68	112,17	11,00	3,43	3	1141,6	115,62	11,34	122,31	11,99	126,47	12,40	
7	31.12.27	-297,26	-3500	200344,00	1654,37	110,34	10,82	-9,59	11	-871,7	101,65	9,97	95,35	9,35	76,30	7,48	
8	31.12.28	-339,73	-7500	196344,00	1654,74	108,28	10,62	-10,96	11	-996,3	95,35	9,35	87,93	8,62	61,73	6,05	



Таблица 5 – Динамика основных показателей при длительности периода отбора 5 лет

№ п/п	Дата	Заданные закачка/отбор за интервал		Нарастающие закачка/отбор	Объем газа в пласте	Газонасыщенный поровый объем	Средневзвешенное пластовое давление		Средний расход газа в интервале	Число работающих скважин	Дебит «средней» скважины	Пластовое давление в зоне скважин		Забойное давление		Устьевое давление	
		млн м ³	млн м ³				МПа	кгс/см ²				МПа	кгс/см ²	МПа	кгс/см ²	МПа	кгс/см ²
0	31.12.20			0	196344,00	1650,39	108,53	10,64									
1	31.12.21	105,874	1250	1250	197594,00	1650,69	109,15	10,70	3,42	3	1138,4	112,23	11,00	119,00	11,67	124,22	12,18
2	31.12.22	106,164	2500	2500	198844,00	1651,08	109,77	10,76	3,43	3	1141,6	113,30	11,11	120,05	11,77	125,20	12,27
3	31.12.23	106,164	3750	3750	200094,00	1651,58	110,38	10,82	3,43	3	1141,6	114,03	11,18	120,73	11,84	125,76	12,33
4	31.12.24	106,164	5000	5000	201344,00	1652,18	110,98	10,88	3,43	3	1141,6	114,62	11,24	121,28	11,89	126,18	12,37
5	31.12.25	105,874	6250	6250	202594,00	1652,88	111,58	10,94	3,42	3	1138,4	115,15	11,29	121,76	11,94	126,47	12,40
6	31.12.26	106,164	7500	7500	203844,00	1653,68	112,17	11,00	3,43	3	1141,6	115,56	11,33	122,14	11,97	126,79	12,43
7	31.12.27	-84,932	-1000	-1000	202844,00	1655,30	111,56	10,94	-2,74	4	-684,9	110,34	10,82	106,23	10,41	91,79	9,00
8	31.12.28	-105,87	-2250	-2250	201594,00	1655,99	110,88	10,87	-3,42	4	-853,8	108,51	10,64	103,29	10,13	85,24	8,36
9	31.12.29	-127,4	-3750	-3750	200094,00	1656,56	110,08	10,79	-4,11	4	-1027,4	106,52	10,44	100,10	9,81	77,06	7,56
10	31.12.30	-148,63	-5500	-5500	198344,00	1656,98	109,17	10,70	-4,80	4	-1198,6	104,47	10,24	96,80	9,49	67,14	6,58
11	31.12.31	-169,86	-7500	-7500	196344,00	1657,25	108,13	10,60	-5,48	4	-1369,9	102,43	10,04	93,45	9,16	54,64	5,36



4. Определим дебит одной скважины в текущий год по уравнению притока:

$$Q_t = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4 \cdot B \cdot \Delta P (2P_{плt} - \Delta P)}}{2 \cdot B} \quad (7)$$

5. Определим число скважин необходимых для отбора газа из пласта:

$$N = \frac{Q_{год} \cdot 10^6 \cdot K_p}{365 \cdot Q_t \cdot K_э} \quad (8)$$

Проведем аналитический расчет и определим количество скважин, необходимых для отбора газа из ВПХГ. Исходные данные приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Исходные данные для расчета

Параметр	Обозначение	Величина	Единица измерения
Начальные запасы газа	$Q_{зап}$	203,844	млрд м ³
Относительная плотность газа	$\rho_{отн}$	0,612	кг/м ³
Начальное пластовое давление	$P_{нач}$	11,33	МПа
Пластовая температура	$T_{пл}$	303	К
Максимально допустимая пластовая депрессия	ΔP	0,7	МПа
Темп разработки в период постоянной добычи	$Q_{год}$	3,75	млрд м ³
Коэффициенты фильтрационных сопротивлений притока газа к забою скважин	A	0,008	$\frac{\text{МПа}^2 \cdot \text{сут}}{\text{тыс} \cdot \text{м}^2}$
	B	0,00174	$\left(\frac{\text{МПа} \cdot \text{сут}}{\text{тыс} \cdot \text{м}^2}\right)^2$
Коэффициент резерва скважин	K_p	1,15	
Коэффициент эксплуатации	$K_э$	0,9	

Рассмотрены следующие варианты по отбору закачанного объема 7,5 млрд м³ газа: в течение одного года, 2-х, и 5-ти лет.

Полученные результаты сводим в таблицу 7.

Таблица 7 – Результаты расчета

Параметр	1	2	5
Накопленная добыча по годам	7,5	3,75	1,5
Пластовое давление в текущем году с момента начала отбора газа	10,92	11,12	11,25
Коэффициент сверхсжимаемости в году t	0,83	0,83	0,83
Критическое давление	4,64	4,64	4,64
Критическая температура	199,2	199,2	199,2
Забойное давление	10,21	10,42	10,54
Дебит одной скважины в текущий год	1239,2	1246,3	1250,4
Число скважин необходимых для отбора газа из пласта	21	11	4

В результате проведения экспресс – оценки мы получили схожие результаты. Для больших сроков откачки газа из ВПХГ получили схожие результаты с гидродинамическим моделированием. При экспресс оценке откачки газа из ВПХГ в течение одного года получено отклонение по количеству скважин, равное 3. Гидродинамическая модель позволяет более точно смоделировать поведение газа при переходе от пластовых условий к поверхностным, также его движение в пласте – коллекторе. Можно сделать вывод об эффективности метода, в случае его использования в целях оперативной оценки пригодности резервуара для хранения газа и экономической рентабельности.

Литература:

1. Ширковский А.И. Добыча и подземное хранение газа / А.И. Ширковский, Г.И. Задора. – М. : Недра, 2005. – 496 с.



2. Коротаев Ю.П. Добыча, транспорт и подземное хранение газа : учебник / Ю.П. Коротаев, А.И. Ширковский. – М. : Недра, 1984 – 487 с.
3. Левыкин Е.В. Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах / Е.В. Левыкин. – М. : Недра, 1973. – 208 с.
4. Правила разработки газовых и газоконденсатных месторождений. – М., Недра, 1971.
5. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / под. ред. Г.А. Зотова и З.С. Алиева. – М., 1980.

References:

1. Shirkovsky, AI Extraction and underground gas storage / AI Shirkovsky, GI Zador. – Moscow: Nedra, 2005 – 496 p.
2. Korotaev, Yu. P. Production, transport and underground gas storage: textbook / Yu.P.Korotaev, A.I. Shirkovsky. – Moscow: Nedra, 1984 – 487 p.
3. Levykin, EV Technological design of gas storage in aquifers / E.V. Levykin. – Moscow: Nedra, 1973. – 208 p.
4. Rules for the development of gas and gas condensate fields. // Moscow, Nedra, 1971.
5. Instructions for a comprehensive study of gas and gas condensate reservoirs and wells. under. Ed. G.A. Zotova and Z.S. Alieva, M. 1980.



УДК:55.533.585

РАСПОЗНАВАНИЕ СОСТАВА ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА СООТВЕТСТВУЮЩЕГО ЕГО ОПТИМАЛЬНЫМ СВОЙСТВАМ

RECOGNITION OF COMPOSITION OF GROUTING SOLUTION CORRESPONDING TO ITS OPTIMUM PROPERTIES

Гасанов Рамиз Алиш

доктор технических наук, профессор,
Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности
ramizhasanov52@hotmail.com

Бекиров Шаиг Халил

кандидат технических наук,
начальник управления,
Государственная нефтяная компания
Азербайджанской Республики (ГНКАР)

Гасымова Тила Мамед

докторант,
старший научный сотрудник,
Азербайджанский государственной
университет нефти и промышленности
tagieva89@list.ru

Рамазанов Фазил Халил

докторант,
главный инженер треста,
Государственная нефтяная компания
Азербайджанской Республики (ГНКАР)

Зейналов Асиф Ибрагим

докторант,
менеджер проекта,
British Petroleum Exploration – Azerbaijan

Аннотация. В настоящей работе рассматриваются условия формирования цементного моста. С этой целью применяются процедура оптимизации тампонажного раствора. С этой целью использованы экспериментальные исследования с имитацией скважинных условий, в которых была предусмотрена возможность проведения опытов на различных уровнях входных факторов.

В качестве входных факторов для оптимизации состава тампонажного раствора рассматривается температура водоцементная отношение и содержание нефти.

Для постановки формализации и решения много критериальной оптимизационной задачи использован метод теории распылчатых множеств.

В итоге определена морфология в тампонажных растворах с наилучшими свойствами.

Ключевые слова: цементный мост, цементный камень, тампонажный раствор, свойств оптимизация.

Gasanov Ramiz Alish

Doctor of Engineering, Professor,
Azerbaijani State University of Oil and Industry
ramizhasanov52@hotmail.com

Bekirov Shaig Khalil

Candidate of Technical Sciences,
Head of Department,
State Oil Company
of Azerbaijan Republic (SOCAR)

Gasymova Tila Mamed

Doctoral Candidate,
Senior Research Associate,
Azerbaijani State University of Oil and Industry
tagieva89@list.ru

Ramazanov Fazil Khalil

Doctoral Candidate,
Chief Engineer of Trust,
State Oil Company
of Azerbaijan Republic (SOCAR)

Zeynalov Asif Ibrahim

Doctoral Candidate,
Project Manager,
British Petroleum Exploration – Azerbaijan

Annotation. In the real work conditions formation of the cement bridge is considered. With this I aim are applied the procedure of optimization of grouting solution. With this I aim pilot studies with imitation of borehole conditions in which the possibility of carrying out experiences at various levels of entrance factors has been provided are used.

As entrance factors for optimization of composition of grouting solution temperature water cement the relation and content of oil is considered.

For statement of formalization and the decision a lot of a criteria optimizing task the method of the theory of indistinct sets is used.

As a result the morphology in grouting solutions with the best properties is defined.

Keywords: cement bridge, cement fireplace, grouting solution, properties optimization.

Современный фонд нефтяных и газовых скважин, характеризующийся большими глубинами, уменьшением ствола в нижних интервалах, увеличением сложности и т.д. является источником возникновения сложных аварийных ситуаций. Как это, так и установившаяся тенденция роста фонда бурящихся и добывающих скважин способствует ежегодному увеличению объемов ре-



монтажно-восстановительных работ. Производство класса работ, направленных на ликвидацию аварий, потребляет большие средства, способствуя тем самым большим материальным затратам в народном хозяйстве.

Резервы в этом направлении существуют и заключаются в разработке с учетом промысловой обстановки формально обоснованной классификационной структуры аварийных ситуаций; разработке критериев по проектированию целесообразного набора действий для эффективней ликвидации аварий в каждой конкретной промысловой обстановке; более достоверном теоретическом и экспериментальном моделировании процесса взаимодействия скважинных инструментов с аварийным объектом; синтезе, в качестве вооружения, износостойких материалов с заданными свойствами, совместимыми с конструктивными и технологическими параметрами функционирования режущих инструментов; разработке принципиально новых режущих органов, захватных и ударных механизмов; повышении эффективности всех этапов производства процесса, зарезки второго ствола из обсаженных скважин и т.д.

Эффективность в производстве процесса второго ствола из обсаженных скважин в немаловажной степени зависит от качественных характеристик цементного моста. Поэтому задача оптимизации свойств тампонажного раствора используемого для формирования цементного моста имеет большое научно-практическое значение.

Широкое внедрение в практике цементирования буферных жидкостей вода, нефть, нефтепродукты, растворы ПАВ и др. и возможность их смещения с тампонажным раствором, свойства цементного камня при установке моста в скважине изменяются в довольно больших диапазонах. С целью изучения свойств тампонажного раствора и камня в [1] были проведены экспериментальные исследования с имитацией скважинных условий, в которых была предусмотрена возможность проведения опытов на различных уровнях входных факторов: 1 – температуры x_1 ; 2 – водоцементного отношения x_2 ; 3 – содержания нефти x_3 .

В результате для выходных параметров, определяющих свойства тампонажного раствора и камня получены следующие уравнения:

$$\begin{aligned} y_1 &= 2,6 + 30,1x_2 + 0,2x_3 + 0,1x_1x_2; \\ y_2 &= 66 + 0,1x_1 - 23x_2 - 1,4x_3 + 3,3x_1x_2 - 0,1x_3; \\ y_3 &= 663 - 4,5x_1 - 718x_2 - 7,7x_3 + 4,3x_1x_2 + 0,1x_1x_2x_3; \\ y_4 &= 281 + x_1 + 1450x_2 + 43,9x_3 - 10x_1x_2 - 0,3x_1x_3 - 0,5x_1x_2x_3; \\ y_5 &= -625 + 3x_1 + 2605,7x_2 + 89,9x_3 - 19,8x_1x_2 - 0,6x_1x_3 - 0,9x_1x_2x_3; \\ y_6 &= 48 + 0,2x_1 - 51,3x_2 + 0,7x_3, \end{aligned} \tag{1}$$

где y_1 – растекаемость, y_2 водоотдача, см³ за 30 мин; y_3 – статическое напряжение сдвига через t мин, 10⁻¹ Па; y_4 – начало схватывания, мин; y_5 – конец схватывания, мин; y_6 – прочность при изгибе через 48 ч., 10⁻¹ МПа.

Из системы уравнений (1) следует, что свойство тампонажного раствора и камня контролируется шестью параметрами. Следовательно, для определения возможного сочетания входных факторов возникает необходимость постановки, формализации и решения многокритериальных оптимизационных задач, для чего могут быть использованы методы теории расплывчатых множеств [1, 2, 3]. Определение расплывчатых множеств формируется следующим образом. Пусть $X = \{x\}$ – совокупность точек, обозначаемых через x . Тогда расплывчатое множество A в x есть совокупность упорядоченных пар:

$$A = \{x, \mu_a(x)\}, x \in X,$$

где $\mu_a(x)$ – функция принадлежности x к A , которому соответствует интервал $[0, 1]$. Таким образом, расплывчатое множество A , несмотря на нечеткость его границ, может быть определено путем сопоставления каждому объекту x , числа из интервала $[0, 1]$, которое определяет степень его принадлежности к A . Основными элементами процесса принятия решения в теории расплывчатых множеств являются: расплывчатая цель (G), расплывчатое ограничение (C), расплывчатое решение (D), функция принадлежности $\mu(x)$.

Расплывчатое множество (D) t образуемое пересечением (G) и (C) называется решением и выражается следу щей формулой:

$$\mu_d(x) = \mu_G(x) \wedge \mu_C(x).$$



Оптимальным решением является альтернатива в пространстве (x) , которая максимизирует функцию $\mu_d(x)$. Следует отметить, что при решении практических задач функция принадлежности должна определяться по частичной информации о ней в некоторых опорных точках или же на основе исследований процесса.

Для реализации указанного алгоритма, для оценки и обоснования наилучшего состава тампонажного раствора по результатам исследований, приведенных /1/ определяем минимальные, средние и максимальные значения параметров определяющих его свойства, которым присваиваем значения принадлежности, приводимых в таблице 1. Функции принадлежности определяем в виде:

$$\mu(x) = 1 - \frac{1}{(K_1x + K_2)},$$

где K_1 и K_2 – определяются из приведенных в таблице 1 опорных значений, параметров определяющих свойство тампонажного раствора и камня.

В результате для каждого выходного фактора определены нижеприводимые зависимости функций принадлежности:

$$\mu(y_1) = \left\{ \begin{array}{l} 1 - \frac{1}{0,141y_1 - 1,0033} \\ 1 - \frac{1}{1,538y_1 - 30,76} \end{array} \right\} \quad 15 \leq y_1 \leq 21,3; \quad 21,3 \leq y_1 \leq 26,5; \quad (2)$$

$$\mu(y_2) = \left\{ \begin{array}{l} 1 - \frac{1}{12,728y_1 - 0,124y_2} \\ 1 - \frac{1}{2,520 - 0,006y_2} \end{array} \right\} \quad 22 \leq y_2 \leq 86,6; \quad 86,6 \leq y_2 \leq 231. \quad (3)$$

Таблица 1 – Функции принадлежности параметров, определяющих свойство тампонажного раствора

Значение / Параметр	<i>min</i>	<i>сред.</i>	<i>max</i>
Y_1	15	21,3	26,5
$M(Y_1)$	0,1	0,5	0,9
Y_2	22	86,6	231
$M(Y_2)$	0,9	0,5	0,1
Y_3	2,7	12,7	37,8
$M(Y_3)$	0,9	0,5	0,1
Y_4	110	476	1530
$M(Y_4)$	0,1	0,5	0,9
Y_5	180	844	3010
$M(Y_5)$	0,9	0,5	0,1
Y_6	0,2	2,3	4,1
$M(Y_6)$	0,1	0,5	0,9

Функции принадлежности параметров, определяющих свойство тампонажного раствора:

$$\mu(y_3) = \left\{ \begin{array}{l} 1 - \frac{1}{12,16 - 0,8y_3} \\ 1 - \frac{1}{2,457y_1 - 0,036y_3} \end{array} \right\} \quad 2,7 \leq y_3 \leq 12,7; \quad 12,7 \leq y_3 \leq 37,8; \quad (4)$$

$$\mu(y_4) = \left\{ \begin{array}{l} 1 - \frac{1}{24 \cdot 10^{-4}y_4 + 0,858} \\ 1 - \frac{1}{7,59 \cdot 10^{-3}y_4 - 1,613} \end{array} \right\} \quad 110 \leq y_4 \leq 476; \quad 476 \leq y_4 \leq 1530; \quad (5)$$



$$\mu(y_5) = \begin{cases} 1 - \frac{1}{12,128 - 0,012y_5} \\ 1 - \frac{1}{2,346 - 4,1 \cdot 10^{-4}y_5} \end{cases} \quad 180 \leq y_5 \leq 844; 844 \leq y_5 \leq 3010; \quad (6)$$

$$\mu(y_6) = \begin{cases} 1 - \frac{1}{0,423y_6 + 1,027} \\ 1 - \frac{1}{4,444y_6 - 8,221} \end{cases} \quad 0,2 \leq y_6 \leq 2,3; 2,3 \leq y_6 \leq 4,1. \quad (7)$$

По формулам (2)–(3) вычислены значения $\mu(y_1), \mu(y_2), \mu(y_3), \mu(y_4), \mu(y_5), \mu(y_6)$ меньше из которых приводятся в таблице 2.

Таблица 2 – Минимальные значения $\mu_d(y_1)$

	X_1		22			75	
	X_2	0,4	0,5	0,6	0,4	0,5	0,6
Значения							
5		0,101	0,254	0,349	0,109	0,145	0,154
10		0,202	0,333	0,310	0,136	0,154	0,118
26		0,104	0,101	0,101	0,179	0,179	0,218

Согласно таблице 2 минимальные значения функций принадлежности по степени их значимости имеют нижеприводимую диаграмму рангов (рис. 1).

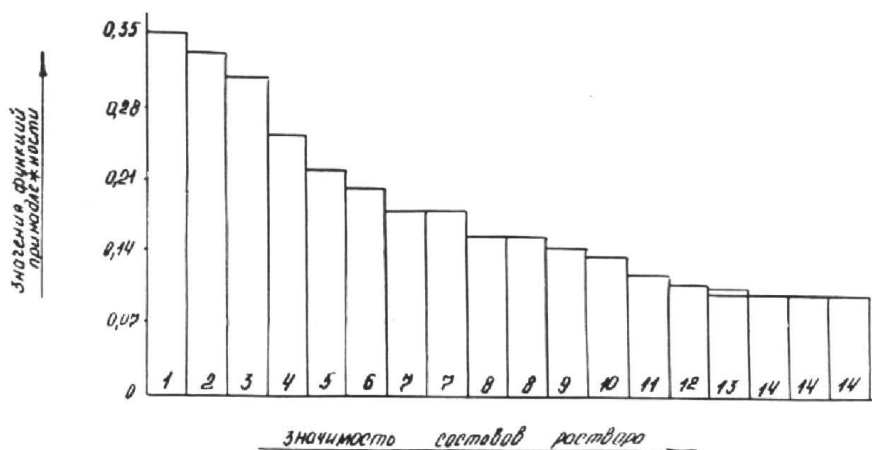


Рисунок 1 – Ранжирование составов по значимости согласно значениям Функции принадлежности $\mu_d(y_1)$

На рисунке 2 показана морфология определения значений входных факторов для всех исследуемых тампонажных растворов и камня согласно степени значимости функций принадлежности $\mu_d(y_1)$. Как видно из рисунка 1 и 2 наилучшими свойствами обладает тампонажный раствор с функцией принадлежности, равной $\mu_d^{max}(y_1) = 0,349$ Этой принадлежностью обладает раствор из которого формируется цементный мост, имеющий в составе не более 5 % смешанной нефти, твердеющий при температуре не более 22 °С с водоцементным отношением равным – 0,6. При увеличении содержащей нефти до 10 % при этой же температуре твердения наилучшим является тампонажный раствор с водоцементным отношением, равным 0,5. При увеличении температуры твердения до 75 °С увеличение содержания нефти при водоцементном отношении, равным 0,6, незначительно сказывается на свойствах тампонажного раствора и камня. При содержании нефти не менее 25 % повышение температуры в принципе показывают опыты ухудшает свойства тампонажного раствора и камня.

При формировании цементного моста из раствора с значением $\mu_d = 0,349$, т.е. $x_1 = 22$ °С, $x_2 = 0,6$ $x_3 = 5$ % тампонажный камень имеет следующие значения показателей свойства:

$Y_1 = 22$ см; $Y_2 = 94$ см³ за 30 мин, $Y_3 = 21,5 \cdot 10^{-1}$ Па. через 1 мин., $Y_4 = 570$ мин., $y_5 = 1340$ мин., $Y_6 = 1,2 \cdot 10^{-1}$ МПа.

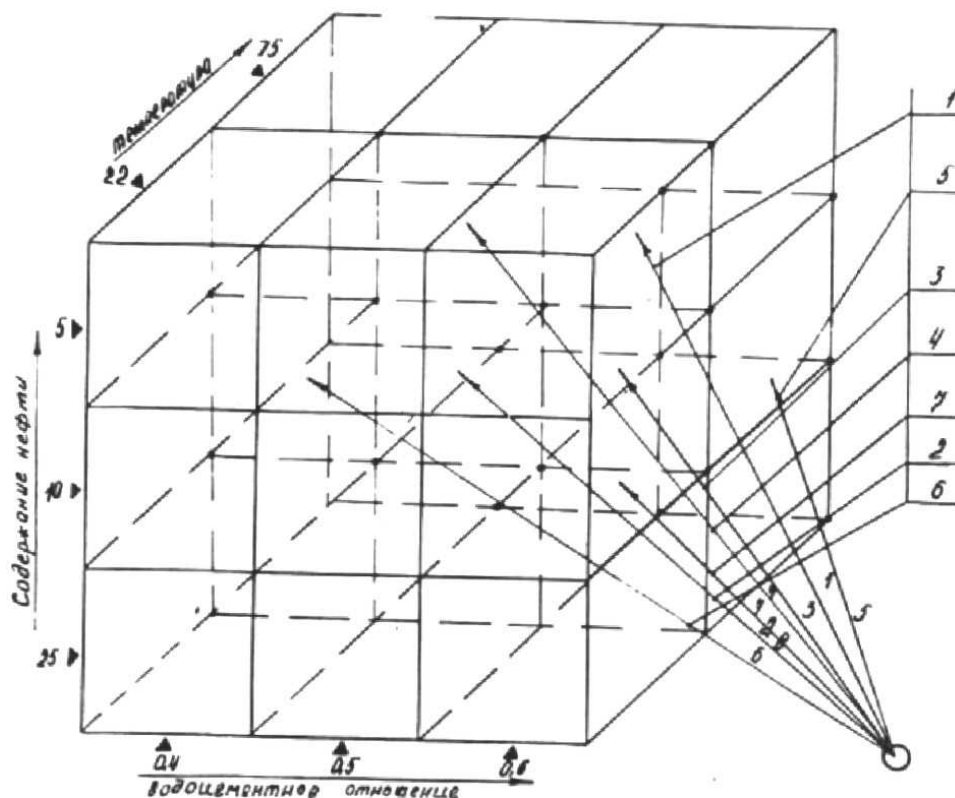


Рисунок 2 – Морфология определения составов тампонажных растворов с наилучшими свойствами

Выводы

- Решена много критериальная задача определения свойств тампонажного раствора и цементного камня.
- Доказано возможность применения расплывчатых множеств для решения оптимизационных задач с множеством контролируемых параметров.
- Определена группа тампонажных растворов с оптимальными свойствами с учетом влияющих выходных и контролируемых параметров

Литература:

1. Ашрафян М.О. Повышение качества разобщения пластов в глубоких скважинах. – М. : Недра, 1982. – 151 с.
2. Вентцель Е.С. Исследование операций. Задачи. Принципы. Методология. – М. : Наука, 1980. – 206 с.
3. Методическое руководство по анализу технологических процессов при разработке морских нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений / А.Х. Мирзаджанзаде, Э.С. Садыкзаде, Э.Э. Рамазанова и др. – Ч. 1.
4. Мирзаджанзаде А.Х., Ширинзаде С.А., Повышение эффективности и качества бурения глубоких скважин. – М. : Недра, 1986. – 277 с.

References:

1. Ashrafyan M.O. Improvement of quality of dissociation of layers in deep wells. – М. : Nedra, 1982. – 151 p.
2. Venttsel E.S. Research of operations. Tasks. Principles. Methodology. – М. : Science, 1980. – 206 p.
3. The methodical guide to the analysis of technological processes when developing sea oil, gas and gas-condensate fields / A.H. Mirzadzhanzade, E.S. Sadykhzade, E.E. Ramazanova, etc. – P.1.
4. Mirzadzhanzade A.H., Shirinzade S.A., Increase in efficiency and quality of drilling of deep wells. – М. : Nedra, 1986. – 277 p.



УДК 550.982.2:622.276

К ВОПРОСУ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ПОЛОЖЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНОГО КОНТАКТА ПРИ ОСВОЕНИИ МАЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (НА ПРИМЕРЕ ЖУРАВСКО-ВОРОБЬЕВСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

ON THE ISSUE OF WATER-OIL CONTACT LOCALIZATION IN THE DEVELOPMENT OF SMALL FIELDS (BY EXAMPLE OF THE ZHURAVSKO-VOROBYEVSKOYE OIL FIELD)

Гасумов Рамиз Алиевич

доктор технических наук, профессор
первый заместитель генерального директора,
АО Северо-Кавказский научно-исследовательский
проектный институт природных газов»
(АО «СевКавНИПИгаз»)
Priemnaya@scnipigaz.ru

Gasumov Ramiz Aliyevich

Doctor of Technical Sciences, Professor,
First Deputy General Director,
Joint-stock company
North-Caucasian Scientific Research
Design Institute of Natural Gases
(JSC SevKavNIPigaz)
Priemnaya@scnipigaz.ru

Аннотация. В статье рассмотрены проблемы вовлечения в разработку продуктивных горизонтов «мелких» месторождений и особенности проведения геологоразведочных работ с точки зрения достижения конечных результатов – получения промышленного притока нефти и минимизации рисков поисковых работ, которые приобретают серьезное значение для инвестора. Для нефтяных месторождений, которые не имеют четких границ, одной из основных задач является определение положения водонефтяного контакта.

Изложены результаты исследований по изучению гидродинамической системы месторождений, характеризующейся наличием подошвенных и законтурных пластовых вод. Пластовые воды месторождений имеют седиментационный генезис, замедленный режим водообмена, имеет место небольшой приток пластовых вод в месторождение из погруженных зон. Движение пластовых вод в нефтенасыщенную часть происходит в результате снижения пластового давления в процессе отбора нефти из коллектора.

Рассмотрены вопросы влияния разработки одной площади на обводнение скважин другой (соседней) площади. На основе анализа и обобщения полученных результатов гидродинамических исследований установлена зависимость эффективной пористости от проницаемости для трещинных глинистых коллекторов месторождения, определена средневзвешенная эффективная пористость по площади. Изложены особенности зон активного внедрения пластовых вод в процессе пробной эксплуатации на площадях, определено изменение положения водонефтяного контакта в процессе отбора нефти и изменения пластового давления.

Ключевые слова: нефтяное месторождение, залежь нефти, углеводородов, скважина, свита, водонефтяной контакт, фильтрационно-емкостные свойства, пластовая вода, трещиноватый коллектор, внешний контур нефтеносности, пористость, проницаемость, глинистый коллектор, пластовое давление в гидродинамической системе.

Annotation. The problems of involvement in the development of the productive horizons of small deposits and the features of geological exploration works from the point of view of achieving the final results are considered in the article: obtaining an industrial inflow of oil and minimizing the risks of prospecting works which become of serious importance for the investor. For oil fields that do not have clear boundaries one of the main tasks is to determine the position of the oil-water contact.

The results of studies on the study of a hydrodynamic system of fields characterized by the presence of bottom and peripheral reservoir waters are presented. The reservoir waters of fields have sedimentary genesis, a slowed-down water exchange regime, and there is a small inflow of formation water into the deposit from the submerged zones. The movement of formation water into the oil-saturated part occurs as a result of a decrease in reservoir pressure during the extraction of oil from the reservoir.

Consideration is given to the issues of one area development influence for watering wells of another (adjacent) area are considered. Based on the analysis and generalization of the hydrodynamic studies results obtained, the dependence of effective porosity on permeability for fractured clay reservoirs of the deposit was determined, and the weighted average effective porosity by area was determined. The peculiarities of zones of active introduction of formation waters during the trial operation in the areas are described, the change in oil-water contact during oil extraction and changes in formation pressure is determined.

Keywords: oil field, oil and hydrocarbons deposit, well, suite, water-oil contact, filtration-capacitive properties, formation water, fractured reservoir, external oil-bearing contour, porosity, permeability, clay reservoir, formation pressure in the hydrodynamic system.

Развитие нефтегазовой отрасли Юга России в настоящее время связано, в том числе с вовлечением в разработку новых месторождений углеводородов, имеющих сложные горно-



геологические условия. Особенность строительства скважин на таких месторождениях требует применения принципиально новых технических и технологических решений, направленных на улучшение выработки запасов нефти. Реализация инновационных подходов в проектах всегда сопровождается определенными рисками. В связи с этим при проектировании освоения поисково-разведочных скважин необходимо планирование факторов риска, которые должны быть учтены и спрогнозированы до начала реализации проекта. В настоящее время наиболее эффективным является комплексный подход к анализу рисков, который позволяет получать более полное представление о возможных результатах реализации проекта [1, 2, 3, 4].

Естественное истощение газа, нефти и конденсата в мезозойских отложениях, содержащих основные залежи углеводородов (УВ) на территории Предкавказья, требует активного вовлечения в разработку других продуктивных горизонтов. Поддержание добычи УВ в течение многих лет происходит за счет открытия и ввода в эксплуатацию «мелких» месторождений. Вопросы проведения геологоразведочных работ (ГРР), с точки зрения достижения конечных результатов – получения промышленного притока нефти и минимизации рисков поисковых работ, приобретает серьезное значение для инвестора.

Месторождения УВ представляют собой сложные природные комплексы, главным признаком которых является наличие скопления углеводородов в пористом пласте-коллекторе, ограниченном непроницаемыми основанием и покрывкой. Размеры скопления, состав, фазовое состояние и реологические свойства углеводородной смеси характеризуются большим разнообразием. Весьма разнообразны также коллекторские свойства, глубины залегания, толщина и начальные термобарические параметры вмещающих углеводороды пород. Если учесть еще и широту спектра природно-климатических условий в зонах расположения месторождений, то, очевидно, сколь многообразны проблемы, найти решение которых необходимо при проектировании разработки залежей и отборе запасов нефти. Проведение ГРР и освоение месторождений УВ в таких условиях без применения инновационных методов не представляется возможным [1, 4].

Инновационные методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений являются комплексом принципиальных технологических решений, направленных на улучшенную выработку запасов УВ по сравнению с традиционными методами. Отличительной чертой этих методов является необходимость существенных научных проработок в каждом конкретном случае, а также их затратный характер, повышенный технологический и экономический риск. Обоснование и осуществление инвестиционных вложений при разработке нефтяных месторождений с наличием инновационного фактора является важным и рискованным процессом. Основным показателем эффективности применения инноваций в поисково-разведочных работах является достижение максимального результата (прироста рентабельных в данных экономических условиях запасов и добычи углеводородного сырья) при сохранении необходимого соотношения между приростом и отбором углеводородов с возможными ограничениями по основным видам ресурсов: финансовым, материальным, трудовым, энергетическим и т.д.

Уменьшить уровень риска проекта в ряде случаев можно путем получения дополнительной информации, позволяющей уточнить некоторые параметры проекта, повысить уровень надежности и достоверности исходной информации и снизить вероятность принятия неэффективного решения. Геомеханическое моделирование при разведке месторождений позволяет прогнозировать возможные изменения, предупреждать возникающие осложнения, предусмотреть мероприятия по их предотвращению.

В связи с усложнением геологических задач и ростом глубин, несмотря на совершенствование техники и методики сейсморазведки и бурения, снижения стоимости геологоразведочных работ не происходит. Поэтому более объективным остается показатель эффективности работ, выраженный в подготавливаемых запасах на одну скважину, так как он не зависит от глубины залегания залежи.

Повышение эффективности геологоразведочных работ может быть достигнуто за счет: концентрации геологоразведочных работ по наиболее перспективным направлениям; совершенствования методики и комплекса геологоразведочных работ; совершенствования техники и методики сейсмических работ; улучшения техники и технологии буровых работ; улучшения геофизических исследований в скважинах и повышения выноса керна; совершенствования техники и технологии испытания скважин в процессе бурения и через эксплуатационную колонну [1, 5, 6].

Немаловажное значение для достижения проектных решений и повышения эффективности ГРР имеют прогнозирование и оценка влияния природных и горно-геологических факторов на процесс разработки месторождений. Для нефтяных месторождений, которые не имеют четких границ, определение положения водонефтяного контакта (ВНК) является одной из основных задач.

В этом плане Журавско-Воробьевское нефтяное месторождение представляет огромный интерес. Глубинным очагом нефтегазогенерации являются осевые части Восточно-Ставропольской впадины и Терско-Каспийского передового прогиба, где пластовая температура составляет 140–150 °С.



Наличие в продуктивных отложениях региональных трещиноватых зон позволяет предполагать современную струйную миграцию углеводорода (УВ) из зон генерации в зоны с пониженным давлением (пьезоминимумы). Установлено, что залежь нефти на Журавском месторождении образовалась на месте своего залегания и поэтому не содержит ни подошвенных, ни законтурных вод. Источником пластовой воды является рыхлосвязанная вода.

Анализ фактического материала по испытанию скважин, данные по разработке Воробьевской площади показали, что залежи в хадумской и баталпашинской свитах обводняются сначала в условиях упругого, а затем упруговодонапорного режима.

Результаты комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) показали, что по большинству применявшихся методов не удается определить положение ВНК. Это связано со сложным строением трещиноватых зон и различной степенью их насыщения, как по разрезу, так и по площади. Поэтому результаты испытания скважин позволяют определить границы залежи и определить ВНК. Продуктивный разрез баталпашинских и хадумских отложений представлен двухслойной средой с различным коэффициентом нефтенасыщенности. Нижняя часть, включающая хадумскую свиту и подошвенную часть баталпашинской свиты, по данным керна характеризуется содержанием свободной нефти 5–10 % (от объема пор в породе), что, практически, не позволяет по данным каротажа определить положение ВНК. Установлено, что если свободной нефти мало (10 % от объема пор), а воды по отношению к нефти больше, то нефть не может быть получена, будет получена только вода. Данные выводы подтверждены результатами испытания скважин на данной площади. Следует отметить, что в указанной толще из-за ее низких фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора, переходная зона (нефть-вода) будет занимать значительную часть нефтяной зоны. Из-за низких ФЕС в отдельных частях месторождения будут зоны с седиментационной пластовой водой. По данным динамического анализа волнового поля такие зоны наиболее вероятны в участках, характеризующихся отсутствием разуплотненных пород в баталпашинских и хадумских отложениях.

Промышленные притоки нефти получены из интервалов, преимущественно приуроченных к баталпашинской свите с содержанием свободной нефти более 20 %. Можно отметить, что если содержание свободной нефти больше 20 %, то получаем большие дебиты нефти.

Выявлено, что в связи с кольматацией продуктивного горизонта при вскрытии пластов бурением качественные результаты получены не во всех испытанных скважинах. Анализ карты ВНК по баталпашинской свите показывает на смещение нефтяной залежи с юга на север, основной причиной которого является движение седиментационных и отжимаемых поровых пластовых вод хадум-баталпашинских отложений из южной и юго-восточной части Восточно-Ставропольской впадины. Это позволяет провести внешний контур нефтеносности Журавско-Воробьевского месторождения, при этом в западной и восточной частях площади внешние контуры нефтеносности остаются незакрытыми, так как залежь продолжается в южном направлении в сторону.

Нефтяное месторождение приурочено к гидродинамической ловушке, то есть соответствует классической модели. Анализ результатов испытания многочисленных скважин показывает, что структурно-литологическая водоплавающая нефтяная залежь месторождения в северной части контролируется замещением трещиноватых коллекторов глинистыми аргиллитами, в юго-западной и восточной части площади – водонефтяным контактом, проведенным по результатам испытания скважин. Это позволяет предполагать, что режим разработки залежи при отборе нефти на начальном этапе будет обеспечиваться за счет упругоэластичности гидродинамической системы и далее за счет внедрения законтурных и подошвенных пластовых вод.

Гидродинамическая система месторождения характеризуется наличием подошвенных и законтурных пластовых вод. Пластовые воды месторождения имеют седиментационный генезис, характеризуются замедленным режимом водообмена, поток пластовых вод из погруженных зон в месторождение является небольшим. Движение пластовых вод в нефтенасыщенную часть происходит в результате снижения пластового давления в процессе отбора нефти из месторождения. В связи с этим, важное значение имеет вопрос о том, насколько повлияла разработка одной площади на обводнение скважин на другой (соседней) площади. Для исследования данного процесса необходимо вести эксплуатацию скважины, находящейся в восточной части площади на границе с другой площадью, с целью изучения изменения (определения) текущего положения ВНК.

Наклонное положение ВНК по данным опробования скважин свидетельствует о смещении нефтяной залежи под влиянием движения пластовых вод.

Величина подъема ВНК по скважинам рассматриваемой площади приведена в таблице 1: содержание воды в продукции скважин увеличивается в течение эксплуатации в результате подъема ВНК и перед консервацией достигает от 60 до 90 %.



Таблица 1 – Результаты исследований подъема ВНК по скважинам

Условные номера скважин	Интервал исследований, м	Состав флюида	Величина подъема ВНК, м
1	2135,2–2135,8	вода	25,0
2	2069,0–2070,0	вода	41,0
3	2162,0	нефть	39,0
4	2063,0	нефть	4,0
5	2138,6	нефть	38,6
6	2125,5–2126,0	нефть	31,0
	2126,8–2131,0	вода	
7	2115,0–2118,0	нефть + вода	1,0
	2124,0–2127,0	вода	

На рисунке 1 приведена динамика отбора нефти при разработке месторождения: внедрение пластовой воды в нефтяную залежь в первых два года от начала освоения после бурения наблюдался, когда суммарный накопленный отбор нефти по площади составил 53 тыс. т., активное внедрение пластовой воды происходило в четвертый год разработки месторождения, когда суммарный накопленный отбор нефти достиг 90 тыс. т. Анализ данных, приведенных на рисунке, показывает, что максимальное снижение пластового давления связано с добычей значительного количества воды из залежи. Когда площадь находилась в консервации, наблюдался рост пластового давления почти до первоначального.

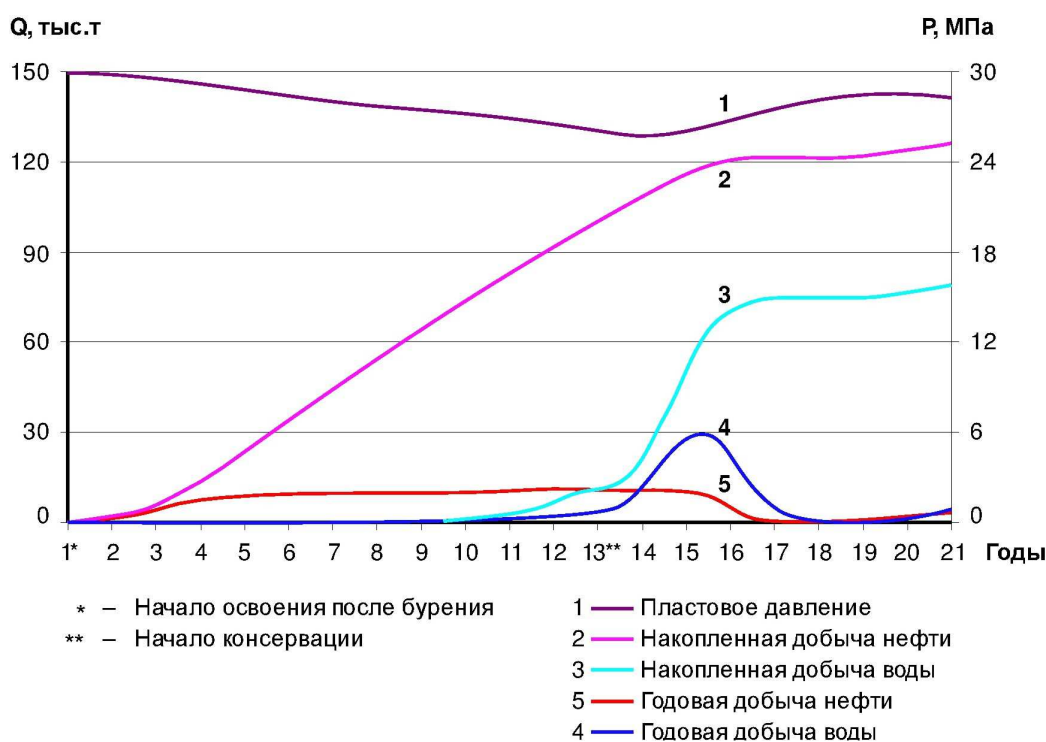


Рисунок 1 – Динамика отбора нефти при разработке месторождений

Данные по скважинам показывают подъем ВНК при внедрении подошвенных пластовых вод, но не позволяют оценить продвижение внешнего контура нефтеносности. Исследования показали, что обводнение скважины свидетельствует о площадном продвижении внешнего контура нефтеносности в результате воздействия законтурной области. Подтверждением этому является восстановление давления в этой скважине почти до первоначального (табл. 2), а рост давления на начало консервации, через 1 и 2 года, свидетельствует о распространении депрессионной воронки давления на законтурную область.



Таблица 2 – Динамика пластовых давлений на площади

№ скв.	Абсолютная отметка репера, м	Пластовое давление, МПа			
		При освоении после бурения	На начало консервации	Через 1 год (консервация)	Через 2 года (консервация)
1	1831	28,02	26,5	27,8	27,87
2	1832	30,14	26,3	29,4	28,20
3	1887	28,61	28,0	29,85	29,18
4	1838	27,68	27,3	28,01	28,76
5	1870	28,61	27,5	29,11	29,12
6	1748	27,36	25,5	27,64	27,03
7	1949	28,74	28,5	30,0	30,2
Среднее:		28,45	27,08	28,83	28,62

Внедрение воды в залежь в результате отбора нефти можно оценить исходя из подъема ВНК. Оценка объема внедрившейся в залежь воды производится по формуле [7, 8, 9]:

$$Q_{вв} = V_{зз} \cdot m_{нм} \cdot \alpha_n (1 - \beta_{нм} \Delta P), \quad (1)$$

где $V_{зз}$ – объем порового пространства заводненной части залежи, м³; $m_{нм}$ – коэффициент нефтенасыщенности; α_n – коэффициент нефтеотдачи; $\beta_{нм}$ – коэффициент объемного изменения вторичных пустот, 1/МПа; ΔP – снижение пластового давления, МПа.

Результаты исследования и проведенные расчеты позволили сделать выводы о том, что активное внедрение пластовых вод происходило в пределах всего месторождения.

На основе анализа и обобщения полученных результатов гидродинамических исследований установлена зависимость эффективной пористости от проницаемости для трещинных глинистых коллекторов месторождения. Средневзвешенная эффективная пористость по площади составила от 1,004 до 1,605 %.

Определение зон активного внедрения пластовых вод основывается на анализе процесса пробной эксплуатации на площадях, в результате которого установлены следующие основные положения:

- одинаковые пластовые давления для отдельных участков свидетельствуют о принадлежности площадей к единому месторождению;
- падение пластового давления в гидродинамической системе месторождения зависит от объемов отбора нефти и поступления пластовой воды из законтурной области;
- активное внедрение пластовой воды произошло тогда, когда суммарный накопленный отбор нефти превысил более чем в два раза;
- максимальное снижение пластового давления связано с добычей значительного количества воды из залежи;
- в период, когда площадь находилась в консервации, наблюдался рост пластового давления почти до первоначального (рис. 1);
- состояние гидродинамической системы месторождения зависит от внедрения подошвенных и законтурных пластовых вод: залежи нефти в хадумской и баталпашинской свитах вначале работают по упругому, а затем по упруговодонапорному режиму;

По результатам исследований установлено, что для исключения бурения эксплуатационных скважин в непродуктивных зонах месторождения необходимо проведение работ по выявлению разуплотненных зон, с которыми связаны промышленные притоки нефти, методом динамического анализа волнового поля сейсморазведки. Выполненный анализ петрофизической модели ФЕС трещиноватых глинистых коллекторов позволяет с учетом фактических данных более обоснованно пересчитать запасы нефти месторождения.

Литература:

1. Гасумов Р.А. Риски при бурении поисково-разведочных скважин в осложненных горно-геологических условиях // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2014. – № 9. – С. 26–30.
2. Гасумов Р.А. Особенности разработки малых месторождений (на примере газоконденсатных месторождений Северного Кавказа) // Записки Горного института. – 2016. – Т. 220. – С. 556–563.
3. Гасумов Р.А. Особенности строительства глубоких скважин в осложненных горно-геологических условиях Предкавказья / Р.А. Гасумов, В.Г. Копченков, В.Т. Лукьянов, Н.Г. Федорова, С.Н. Овчаров // Наука. Инновации. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 109–118.



4. Гасумов Р.А. Инновационные решения для обеспечения проектного уровня добычи газа / Р.А. Гасумов, Э.Р. Гасумов // Нефтепромышленное дело. – 2016. – № 10. – С. 20–27.
5. Гасумов Р.А. Влияние геомеханических свойств пласта на успешность геолого-технических мероприятий разработки месторождений Восточного Предкавказья / Р.А. Гасумов, С.В. Нелепов, М.В. Нелепов, В.Г. Копченков, С.Б. Бекетов, В.И. Петренко, В.В. Федоренко, С.А. Дудаев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 11. – С. 59–65.
6. Гасумов Р.А. Геологические факторы, влияющие на качество крепления скважин (на примере конкретной скважины Прибрежной группы месторождений) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 12. – С. 48–53.
7. Хисамов Р.С. Гидродинамические исследования и методы обработки результатов измерений / Р.С. Хисамов, Э.И. Сулейманов, Р.Г. Фархуллин, О.А. Никашев, А.А. Губайдуллин, Р.К. Ишкаев, В.М. Хусаинов. – М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. – 228 с.
8. Гаттенбеггер Ю.П. Гидрогеология и гидродинамика подземных вод. – М. : Недра, 1971. – 184 с.
9. Майдебор В.Н. Особенности разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. – М. : Недра, 1980. – 288 с.

References:

1. Gasumov R.A. Risks when drilling explorative wells in the complicated mining-and-geological conditions // Problems of economy and management of an oil and gas complex. – 2014. – No. 9. – P. 26–30.
2. Gasumov R.A. Features of development of small fields (on the example of gas-condensate fields of the North Caucasus) // Notes of Mining institute. – 2016. – T. 220. – P. 556–563.
3. Gasumov R.A. Features of construction of deep wells in the complicated mining-and-geological conditions of Ciscaucasia / R.A. Gasumov, V.G. Kopchenkov, V.T. Lukyanov, N.G. Fedorova, S.N. Ovcharov // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – No. 3. – P. 109–118.
4. Gasumov R.A. Innovative solutions for ensuring design level of production of gas / R.A. Gasumov, E.R. Gasumov // Oil-field business. – 2016. – No. 10. – P. 20–27.
5. Gasumov R.A. Influence of geomechanical properties of layer on success of geological and technical actions of development of fields of East Ciscaucasia / R.A. Gasumov, S.V. Nelepov, M.V. Nelepov, V.G. Kopchenkov, S.B. Beketov, V.I. Petrenko, V.V. Fedorenko, S.A. Dudaev // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2017. – No. 11. – P. 59–65.
6. Gasumov R.A. The geological factors influencing quality of fastening of wells (on the example of the concrete well of Coastal group of fields) // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2014. – No. 12. – P. 48–53.
7. Hisamov R.S. Hydrodynamic researches and methods of processing of results of measurements / R.S. Hisamov, E.I. Suleymanov, R.G. Farkhullin, O.A. Nikashev, A.A. Gubaidulin, R.K. Ishkayev, V.M. Khusainov. – М. : JSC VNIIOENG, 2000. – 228 p.
8. Gattenbegger Yu.P. Hydrogeology and hydrodynamics of underground waters. – М. : Nedra, 1971. – 184 p.
9. Maydebor V.N. Features of development of oil fields with jointed collectors. – М. : Nedra, 1980. – 288 p.



УДК 622.279.23/4.001.57

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ОПРОБОВАНИЯ И ПОСЛЕДУЮЩЕЙ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ В ЛИНЗОВИДНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

RESEARCH OF FEATURES OF APPROBATION AND FOLLOWING OIL RESERVES IN LINZEDIC COLLECTORS

Головин Никита Анатольевич

магистрант,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
beast8068@mail.ru

Малышев Виктор Леонидович

кандидат физико-математических наук, доцент,
доцент кафедры разработка и эксплуатация
газовых и нефтегазоконденсатных месторождений,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
victor.l.malyshev@gmail.com

Аннотация. В рамках данной научной статьи исследуются особенности разработки линзовидной залежи нефти, окруженной «неколлектором». Представлены результаты гидродинамического моделирования по влиянию формы линзы, абсолютной проницаемости окружающего линзу коллектора, проницаемости линзы, технологического режима работы скважины, значения давления насыщения нефти газом на нефтеизвлечение.

Ключевые слова: линзовидный коллектор, забалансовые запасы нефти, нефтеизвлечение, гидродинамическое моделирование.

Golovin Nikita Anatolyevich

Graduate Student,
Ufa State Petroleum Technological University
beast8068@mail.ru

Malyshev Victor Leonidovich

Candidate of Physical
and Mathematical Sciences,
Associate professor,
Associate professor of Department
Development and exploitation
of gas and oil and gas condensate fields,
Ufa State Petroleum Technological University
victor.l.malyshev@gmail.com

Annotation. Within this scientific article features of development of a linszovidny deposit of the oil surrounded with «not collector» are investigated. Results of hydrodynamic modeling on influence of a form of a lens, absolute permeability of the collector surrounding a lens, permeability of a lens, a technological operating mode of the well, value of pressure of saturation of oil by gas on petroextraction are presented.

Keywords: lentiform reservoir, non-commercial oil in place, oil recovery, hydrodynamic modeling.

На современном этапе развития нефтегазовой промышленности повсеместно наблюдается ухудшение структуры запасов углеводородов. Прежде всего данный факт связан с тем, что в разработку вовлекаются месторождения с трудно извлекаемыми запасами, которые характеризуются: аномальными свойствами насыщающих продуктивный пласт флюидов, ультранизкопроницаемыми коллекторами (сланцами), высокой слоистой и зональной неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по пласту.

Существует мнение, что большинство залежей углеводородов представлены линзовидными коллекторами. Выбор условия отнесения к тому или иному типу коллектора зависит, прежде всего, от граничных значений ФЕС и значения насыщенности [1]. Вопрос подсчета запасов углеводородов, а также изучение особенностей разработки линзовидных коллекторов на сегодняшний день становится очень важным. Это связано, прежде всего, с неучетом запасов, которые находятся в так называемых «неколлекторах». На самом деле, факт причисления запасов «неколлекторов» к некондиционным могут существенно сказываться на результаты опробования разведочных скважин, и соответственно, последующей разработке линзовидного коллектора. Вопросам разработки линзовидных коллекторов посвящено достаточно большое количество работ [2–5].

В рамках возникшей в начале 21 века и сложившейся на данный момент концепции эффективного порового пространства (ЭПП) принимается, что фильтрационные процессы в пласте происходят лишь в так называемом эффективном поровом объеме. Неэффективный объем пласта при геологическом моделировании, и соответственно, гидродинамическом – не участвует ни в подсчете запасов, ни в проектировании и разработке залежи углеводородов.

В рамках данной научной статьи исследуются особенности разработки линзовидной залежи нефти, окруженной «неколлектором» (ультранизкопроницаемым коллектором). Данная ситуация мо-



жет иметь место как в случае линзы нефти в окружении «неколлектора», так и на месторождениях с высокой неоднородностью ФЕС. Поставлена задача исследования влияния формы линзы, абсолютной проницаемости окружающего линзу коллектора, абсолютной проницаемости линзы, технологического режима работы скважины, значения давления насыщения нефти газом на нефтеизвлечение.

Расчеты проводятся с применением гидродинамического симулятора ROXAR Tempest More [6]. Свойства моделируемого пласта представлены в таблице 1, зависимость свойств флюидов от давления показаны на рисунке 1. В гидродинамической модели на работу скважины были наложены следующие ограничения:

- начальные дебиты нефти скважины 200 м³/сут;
- пласт вскрыт на всю толщину;
- время расчета составляет 50 лет;
- ограничение по забойному давлению не менее 50 атм.

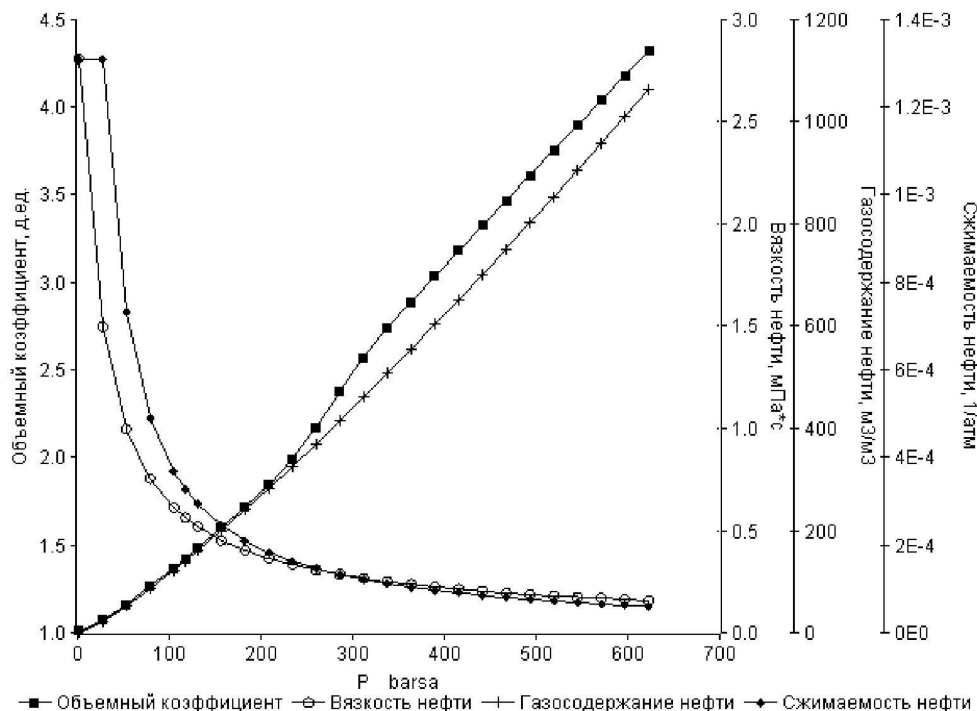


Рисунок 1 – Зависимость свойств нефти от давления

Графики относительных фазовых проницаемостей в системе нефть-вода приведены на рисунке 2.

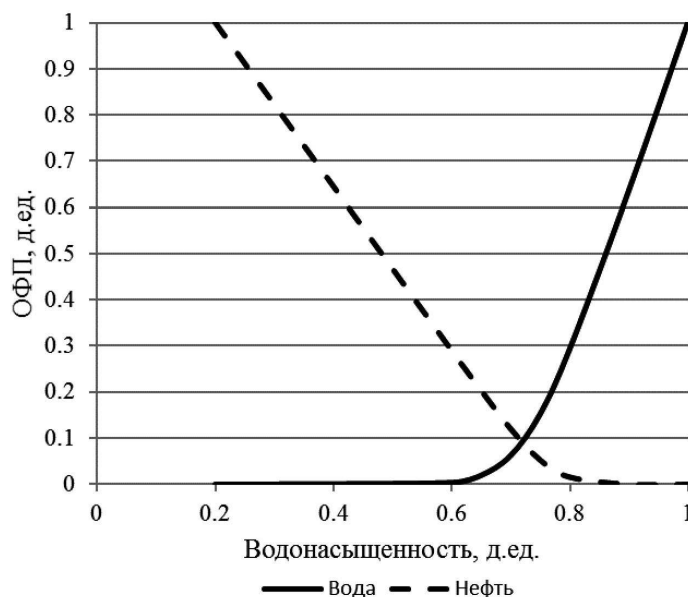


Рисунок 2 – ОФП в системе нефть-вода

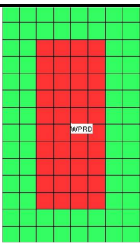
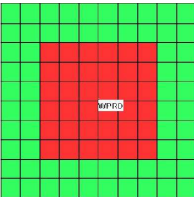
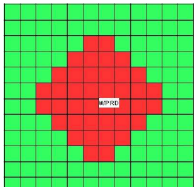


Таблица 1 – Исходные данные для построения гидродинамической модели

Параметр	Значение
Геометрические размеры модельного участка пласта	5000×10000×20 м
Размер сетки модели	50×100×20 ячеек
Характеристика коллектора	Однородный, изотропный
Глубина залегания кровли пласта	2500 м
Водонефтяной контакт	отсутствует
Коэффициент пористости	10 %
Коэффициент начальной нефтенасыщенности (линзы)	0,8 д.ед.
Коэффициент начальной нефтенасыщенности (коллектора)	0,5 д.ед.
Абсолютная проницаемость (линзы)	500 мД
Абсолютная проницаемость (коллектора)	варьируемый параметр
Начальное пластовое давление	250 атм
Давление насыщения нефти газом	150 атм
Сжимаемость породы	$1,5 \times 10^{-4}$ 1/атм
Пластовая температура	313 К
Плотность нефти	800 кг/м ³
Вязкость нефти в пластовых условиях	0,3 мПа·с
Газосодержание нефти	360 м ³ / м ³
Объемный коэффициент нефти	2,192 д.ед.
Плотность воды в пластовых условиях	1100 кг/м ³
Плотность воды в поверхностных условиях	1100 кг/м ³
Вязкость воды в пластовых условиях	0,8 мПа·с
Сжимаемость воды	$3,4 \times 10^{-4}$ 1/атм

В работе рассмотрены различные реализации формы линзы на гидродинамической модели (таблица 2). Стоит отметить, что начальные геологические запасы по всем 3 формам линз одинаковые – 493,45 тыс. м³.

Таблица 2 – Различные формы линзы

Описание	Форма линзы (3D)
Прямоугольная форма	
В форме квадрата	
Ромбовидная (круглая форма)	



Первая группа исследований заключается в анализе влияния проницаемости окружающего линзу нефти пласта. Рассматриваются различные значения абсолютной проницаемости: 0 мД, 0,01 мД, 0,1 мД, 0,5 мД, 1 мД. Расчеты проводятся для 3 рассматриваемых форм линзы. Результаты моделирования представлены на рисунке 3.

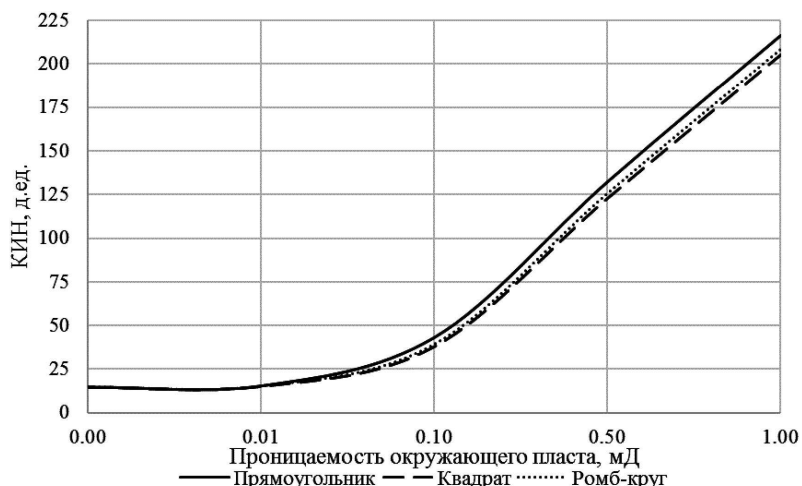


Рисунок 3 – График зависимости КИН от проницаемости окружающего пласта для различных форм линзы нефти

Анализ результатов показывает, что:

- при значении абсолютной проницаемости окружающего пласта до 0,01 мД КИН составляет 15 %; т.е. происходит частичная выработка запасов линзы нефти, которая ограничивается режим падением пластового давления, а также неизбежным выделением растворенного газа из нефти;

- с повышением абсолютной проницаемости до 0,1 мД КИН повышается на 28 % (по сравнению с проницаемостью 0,01 мД практически в 3 раза); данный факт объясняется достаточно большим притоком нефти из-за контура рассматриваемой линзы;

- при достижении проницаемости до 1 мД КИН составляет 215 %;

- необходимо отметить, что в случае прямоугольной (вытянутой) формы линзы КИН в целом выше на 12 % (сравнивая с квадратной формой линзы); связано это с тем, что в условиях абсолютной проницаемости пласта 1 мД начинают влиять размеры области дренирования скважины; в случае прямоугольной формы область дренирования будет из себя представлять эллипс, в случае квадратной формы – окружность;

- очевидно, что в случае не учета так называемых забалансовых запасов нефти (в условиях не-коллектора) за счет низкой проницаемости коллектора (к примеру, ниже 0,1 мД), проектирование разработки будет в целом неверным.

Дополнительно к этому была поставлена задача выяснить, в коллекторах с какой абсолютной проницаемостью эффект от забалансовых запасов будет больше. Для этого проведен отдельный расчет с абсолютной проницаемостью линзы 10 мД (рис. 4).

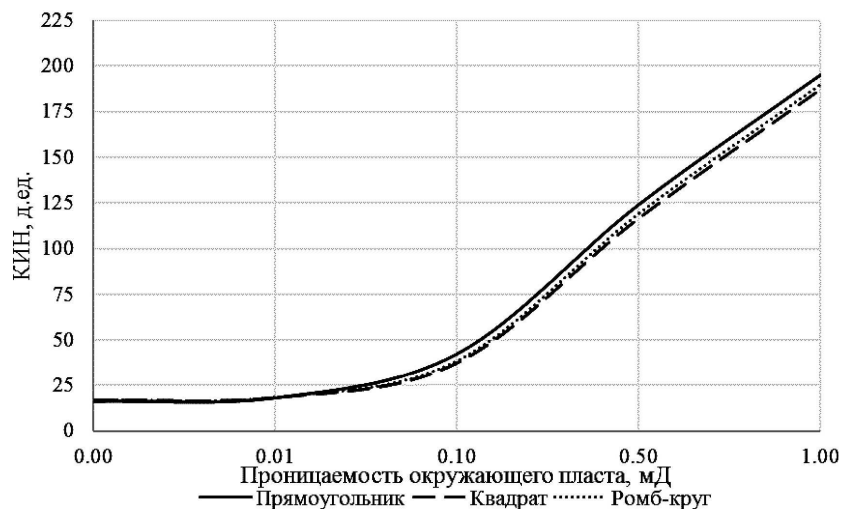


Рисунок 4 – График зависимости КИН от проницаемости окружающего пласта для различных форм линзы нефти при значении проницаемости пласта 10 мД



Из графика, представленного на рисунке 4, видно, что:

– с увеличением абсолютной проницаемости линзы, КИН также возрастает (к примеру при значении проницаемости окружающего пласта 1 мД для прямоугольной формы линзы КИН составляет 217 % против 195 %); причем разница между КИН становится тем больше, чем больше проницаемость окружающего пласта; данный факт связан с тем, что с увеличением проницаемости линзы увеличивается также пьезопроводность, соответственно на всей площади линзы наблюдается более сильная «просадка» пластового давления, и более интенсивное выделение растворенного газа из нефти; это приводит к резкому уменьшению дебита нефти с одновременным увеличением газового фактора;

– в целом можно отметить, что в случае проектирования месторождений, представленных более высокопроницаемыми линзовидными коллекторами, вопрос рассмотрения забалансовых запасов нефти «неколлекторов» становится более существенным.

Следующая группа задач заключается в анализе технологического режима работы скважины, вскрывшей линзу нефти (а именно ограничение на забойное давление). В ходе экспериментов на гидродинамической модели просчитаны 4 варианта забойного давления: 50 атм, 100 атм, 150 атм и 200 атм. Расчеты по влиянию забойного давления проводятся при значении абсолютной проницаемости окружающего линзу коллектора 1 мД для прямоугольной формы линзы. Результаты расчетов объединены в графики динамики КИН и дебитов нефти (рис. 5).

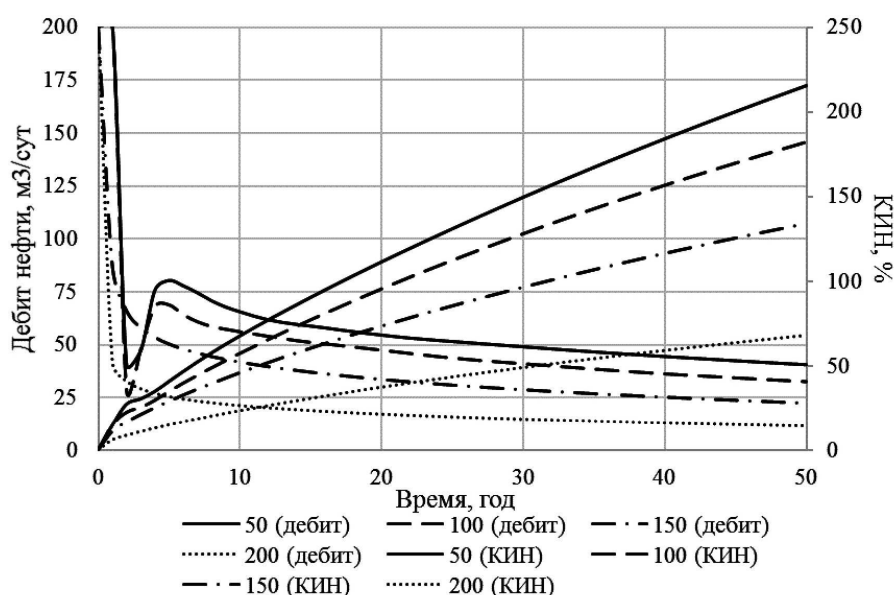


Рисунок 5 – Динамика КИН и дебита нефти при различных забойных давлениях

Как видно из графиков на рисунке 5, технологический режим работы скважины в значительной степени влияет на показатели разработки. Причем наблюдается интересный феномен – при забойном давлении, равном 50 и 100 атм, дебит нефти снижается, и достигая определенного предела, начинает увеличиваться [1]. Данный феномен объясняется тем, что на начальном этапе в пласте происходит резкое снижение пластового давления и разгазирование нефти (соответствующий рост газового фактора можно проследить из рисунка 6), и появляется условие притока запасов нефти «неколлектора» в линзу, т.е. происходит некоторый приток нефти в «укрупненную скважину» (и соответствующее увеличение дебитов нефти).

С выявленным феноменом можно столкнуться, в частности, при осуществлении разведочных работ (при опробовании скважины). При этом может быть допущена достаточно серьезная ошибка. При опробовании скважины бригада, осуществляющая работы, стремится выйти на наибольшие значения дебитов нефти, соответственно этот процесс будет проходить при максимально возможных депрессиях на пласт, вследствие этого дебиты нефти будут намного интенсивнее падать. Очевидно, можно сделать вывод, что пробуренная разведочная скважина вскрыла линзовидный коллектор, запасы нефти из которой практически сразу истощились (наблюдается резкое уменьшение дебитов). Но следует понимать, что в случае окружения линзы «неколлекторами» с проницаемостью, например, 1 мД, к линзе (как к укрупненной скважине) начинает с определенного момента времени притекать достаточно большое количество нефти.

Третья группа задач заключается в анализе влияния значения давления насыщения нефти газом на показатели разработки линзовидного коллектора. Расчеты проводились при значении абсолютной проницаемости окружающего линзу коллектора 1 мД для линзы прямоугольной формы. Рас-



смотрены 5 значений давления насыщения нефти газом: 60 атм, 90 атм, 120 атм, 150 атм и 180 атм. Результаты объединены в графики динамики газового фактора и КИН (рис. 6).

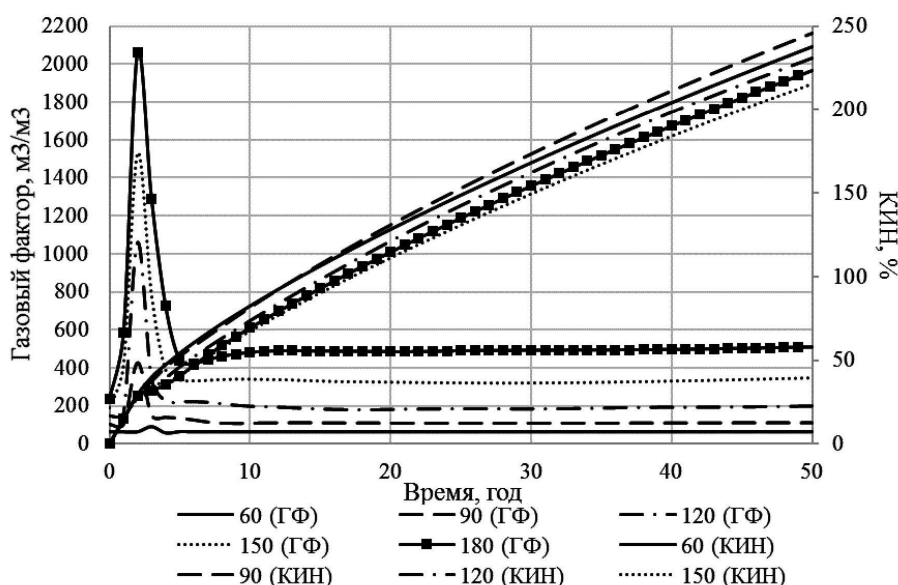


Рисунок 6 – Динамика КИН и текущего газового фактора

Анализ результатов позволяет сделать следующие выводы:

- чем меньше значение давления насыщения, тем больших значений;
- стоит отметить, что при прочих равных условиях, в рамках осуществления опробования скважины, с увеличением значения давления насыщения нефти газом, будет возрастать вероятность сделать вывод о том, что запасы в линзе нефти являются некондиционными (темп снижения дебитов нефти на начальном этапе будет тем выше, чем выше давление насыщения нефти газом).

Выводы

- При значении абсолютной проницаемости окружающего пласта до 0,01 мД КИН составляет 15 %; с повышением абсолютной проницаемости до 0,1 мД и КИН повышается на 28 % (по сравнению с проницаемостью 0,01 мД практически в 3 раза);
- необходимо отметить, что в случае прямоугольной (вытянутой) формы линзы КИН в целом выше на 12 % (сравнивая с квадратной формой линзы);
- очевидно, что в случае не учета так называемых забалансовых запасов нефти (в условиях неколлектора) за счет низкой проницаемости коллектора (к примеру, ниже 0,1 мД), проектирование разработки будет в целом неверным;
- с увеличением абсолютной проницаемости линзы, КИН также возрастает, причем разница между КИН становится тем больше, чем больше проницаемость окружающего пласта; можно отметить, что в случае проектирования месторождений, представленных более высокопроницаемыми линзовидными коллекторами, вопрос рассмотрения забалансовых запасов нефти «неколлекторов» становится более существенным;
- технологический режим работы скважины в значительной степени влияет на показатели разработки;
- наблюдается интересный феномен – при забойном давлении, равном 50 и 100 атм, дебит нефти снижается, и достигая определенного предела, начинает увеличиваться;
- при прочих равных условиях, в рамках осуществления опробования скважины, с увеличением значения давления насыщения нефти газом будет возрастать вероятность сделать вывод о том, что запасы в линзе нефти являются некондиционными.

Литература:

1. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Контарев А.А. Возможность выработки забалансовых запасов нефти и газа в линзовидных коллекторах // Газовая промышленность. – 2014. – № 3. – С. 28–31.
2. Закиров С.Н. Трудноизвлекаемые запасы нефти и критерий рациональности // Георесурсы. – 2014. – № 4. – С. 16–19.
3. Закиров С.Н., Контарев А.А. Разработка линзовидных коллекторов / Сборник: Применение методов математического моделирования и информатики для решения задач газовой отрасли. – Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 73–77.



4. Закиров С.Н., Контарев А.А., Кнышенко А.Г. Интенсификация выработки запасов нефти в линзовидных коллекторах // Нефтяное хозяйство, 2006. – № 12. – С. 24–26.
5. Каюмов М.Ш., Салихов М.М., Владимиров И.В. Стратегия выработки запасов нефти, сосредоточенных в застойных областях месторождений, находящихся на заключительной стадии разработки // Нефтепромысловое дело, 2005. – № 8. – С. 10–16.
6. MORE 6.7 Technical Reference. – ROXAR, 2011, 152 p.

References:

1. Zakirov S.N., Zakirov E.S., Kontarev A.A. A possibility of development of off-balance reserves of oil and gas in linzovidny collectors // the Gas industry. – 2014. – No. 3. – P. 28–31.
2. Zakirov S.N. Hardly removable reserves of oil and criterion of rationality // Georesursa. – 2014. – No. 4. – P. 16–19.
3. Zakirov S.N., Kontarev A.A. Development of linzovidny collectors / Collection: Application of methods of mathematical modeling and informatics for the solution of problems of gas industry. – Gazprom VNIIGAZ, 2012. – P. 73–77.
4. Zakirov S.N., Kontarev A.A., Knyshenko A.G. Intensifikation of development of reserves of oil in linzovidny collectors // Oil economy, 2006. – No. 12. – P. 24–26.
5. Kayumov M.Sh., Salikhov M.M., Vladimirov I.V. The strategy of development of the reserves of oil concentrated in stagnant areas of the fields which are at a final stage of development // Oil-field business, 2005. – No. 8. – P. 10–16.
6. MORE 6.7 Technical Reference. – ROXAR, 2011, 152 p.



УДК 622.2

ВОПРОС ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ УЭЦН НА ПРИМЕРЕ БОБРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ОРЕНБУРГНЕФТЬ»

QUESTION OF OPTIMIZATION OF ESP OPERATION ON THE EXAMPLE OF BOBROVSKOYE DEPOSIT «ORENBURGNEFT»

Грибенников Олег Алексеевич

кандидат технических наук,
старший преподаватель кафедры
Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений,
Самарский государственный
технический университет
o.a.gribennikov@mail.ru

Шумахер Мария Юрьевна

студент,
Самарский государственный
технический университет
Marya9630@mail.ru

Рудь Олеся Николаевна

студент,
Самарский государственный
технический университет
olesya.rud.95@mail.ru

Аннотация. В данной статье рассмотрены способы оптимизации работы скважины на примере пласта А₄ Бобровского месторождения, находящегося в Оренбургской области. Расчеты проводились по 35 скважинам. Результаты показали, что 20 % скважин нуждаются в оптимизации насосного оборудования, так как они работают вне оптимального режима либо на границе оптимальной рабочей области. По 3 скважинам произведен подробный расчет параметров оптимизации.

Ключевые слова: скважина, эксплуатация, оптимизация, насосное оборудование, напорная характеристика.

Gribennikov Oleg Alekseevich

Candidate of Technical Sciences,
Senior Lector of Chair Oil and Gas
Field Development and Operation,
Samara State Technical University
o.a.gribennikov@mail.ru

Shumakher Maria Yuryevna

Student,
Samara State Technical University
Marya9630@mail.ru

Rudi Olesya Nikolaevna

Student,
Samara State Technical University
olesya.rud.95@mail.ru

Annotation. In this article methods of optimization of oil wells are considered through the example of layer A₄ «Bobrovskoe» deposit, which is situated in the Orenburg region. The calculations were carried out on 35 wells. The results showed that 20 % of the wells need the optimization of the pumping equipment as their work is either out of the optimal performance or at the edge of the optimal work area. The detailed calculations of optimization characteristics are carried out on 3 oil wells.

Keywords: well, exploitation, optimization, pumping equipment, head-capacity curve.

Оптимальной работой характеризуются скважины с коэффициентом подачи 0,75–1,25. Наибольший интерес представляют скважины, коэффициент подачи которых лежит за этими границами. Для первоначальной оценки эффективности работы пласта было построено распределение добывающего фонда скважин по коэффициентам подачи насоса (рис. 1).

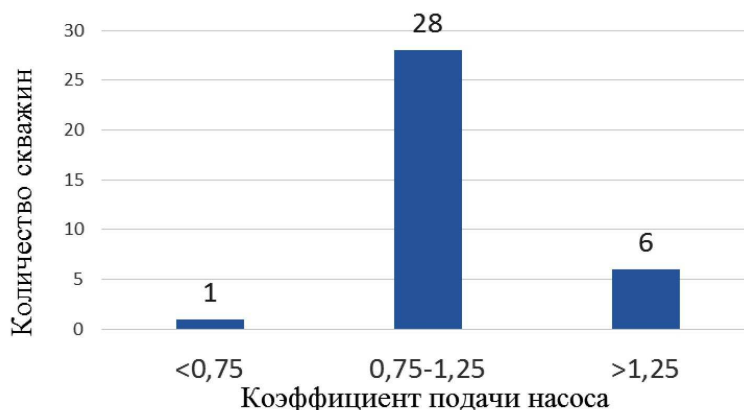


Рисунок 1 – Распределение скважин по коэффициенту подачи насоса



Таким образом, вне оптимального режима работают 7 скважин. Для дальнейшего подробного рассмотрения и оптимизации были выбраны 3 скважины: № 227, № 814, № 2003.

Для того, чтобы определить в каком режиме работает система пласт-скважина, необходимо построить согласованный график напорных характеристик скважины и насоса. На напорную характеристику скважины накладывается $H(Q)$ – характеристика насоса для определения точки их пересечения, которое показывает, с каким дебитом будет работать скважина при совместной работе насоса и пласта (рис. 2). Точка А – пересечение характеристик скважины и ЭЦН. Абсцисса точки А дает дебит скважины при совместной работе скважины и насоса, а ордината – напор H , развиваемый насосом. Для эффективной и экономичной работы необходимо подобрать ЭЦН с такими характеристиками, чтобы точка пересечения характеристик совпала бы с максимальным к. п. д. (точка В) или, по крайней мере, лежала бы в области рекомендованных режимов работы данного насоса. Из примера на рис. 2 видно, что система работает вне оптимального режима, так как пересечение характеристик скважины и ЭЦН лежит за пределами рабочей зоны насоса.

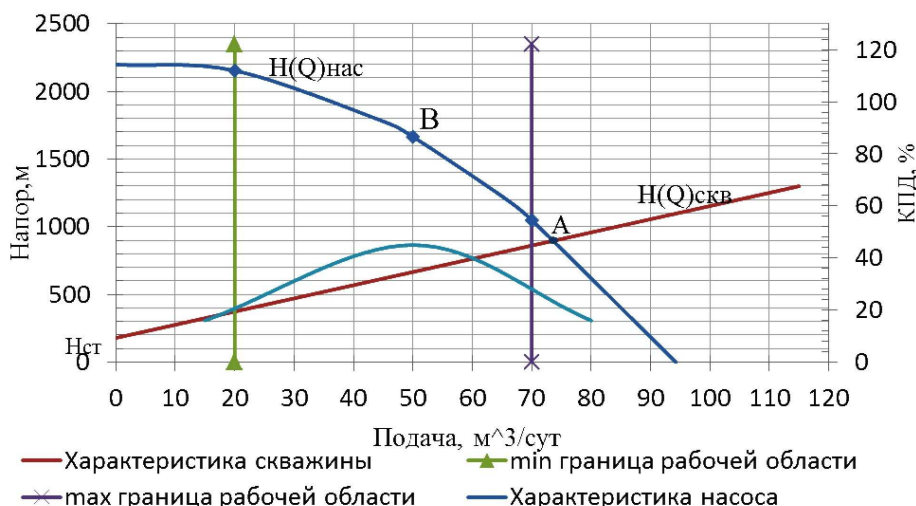


Рисунок 2 – Согласованный график напорных характеристик скважины и насоса

В процессе длительной эксплуатации высокопроизводительных скважин некоторые параметры пласта, например, пластовое давление в зоне отбора, проницаемость призабойной зоны, обводненность продукции скважины могут существенно изменяться, что приводит к изменению притока (дебита) из пласта в скважину. В связи с этим возникает необходимость регулировать отборы из скважины с целью повышения эффективности работы системы «пласт – скважина – насос». Для изменения производительности УЭЦН применяются следующие методы:

Установка штуцера – создание дополнительного сопротивления на устье скважины приводит к изменению напорно-расходной характеристики электроцентробежного насоса. Линия оптимальной производительности вынужденно смещается в левую зону. При этом отбор продукции скважины ЭЦН снижается.

Необходимый диаметр штуцера рассчитывается в зависимости от величины газового фактора. На выбранном месторождении газовый фактор не велик, поэтому была использована следующая формула:

$$d = \sqrt{\frac{Q}{0,785 \cdot \mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot \Delta P_{ум}}}}, \tag{1}$$

где Q – расход жидкости, m^3/c ; $\mu = 0,7 - 0,9$ – коэффициент расхода, зависящий от плотности жидкости; $\Delta P_{ум}$ – противодавление на штуцере, атм.

Изменение частоты питающего напряжения на станции управления УЭЦН – в рабочей зоне производительность ЭЦН и число оборотов вала насоса находятся в прямой зависимости, то есть с увеличением числа оборотов вала на 10 %, производительность ЭЦН увеличивается также на 10 % и наоборот: снижение чисел оборотов вращения вала насоса приводит к линейному снижению его производительности. Установить насколько необходимо снизить частоту питающего напряжения для установления оптимального режима работы скважин можно по следующей зависимости:

$$\frac{Q}{Q_m} = \frac{\omega}{\omega_m}, \tag{2}$$



где Q и Q_T – необходимая и текущая подача насоса, м³/сут; ω и ω_m – необходимая и текущая частота питающего напряжения.

Если ни один из вышеперечисленных методов не является эффективным, то необходимо *убрать лишние ступени насоса или сменить насос*.

Для построения согласованных напорных характеристик выбранных скважин (№ 227, № 814, № 2003) и их насосов были перестроены напорные характеристики насоса с воды на пластовую жидкость с учётом пересчётных коэффициентов:

$$Q_v = K_{Qv} Q_e; \tag{3}$$

$$H_v = K_{Hv} H_e; \tag{4}$$

$$K_{Qv} = \frac{Re_u}{363 + Re_u}; \tag{5}$$

$$Re_u = \frac{\rho(\omega Q_{e,opt}^2)^{\frac{1}{3}}}{\mu}; \tag{6}$$

$$K_{Hv} = 1 - 5,15 \sqrt{\frac{Q_e}{Q_{e,opt} Re_u}}, \tag{7}$$

где Q_v, H_v – подача и напор насоса на вязкой жидкости; Q_e, H_e – подача и напор насоса на соответственном режиме водяной характеристики; $Q_{e,opt}$ – подача насоса в м³/с при работе на воде в оптимальном режиме; ω – угловая частота вращения вала насоса, 1/с; μ – средняя динамическая вязкость среды в насосе, Па·с; ρ – средняя плотность среды в насосе, кг/м³.

В результате произведенных расчетов получились следующие напорные характеристики:

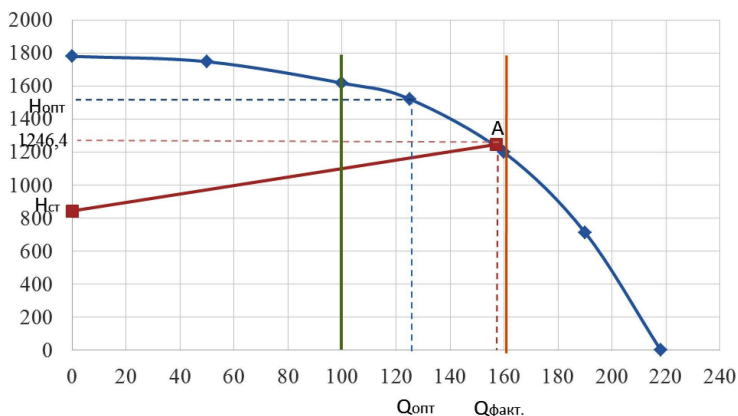


Рисунок 3 – Согласованная напорная характеристика скважины № 227

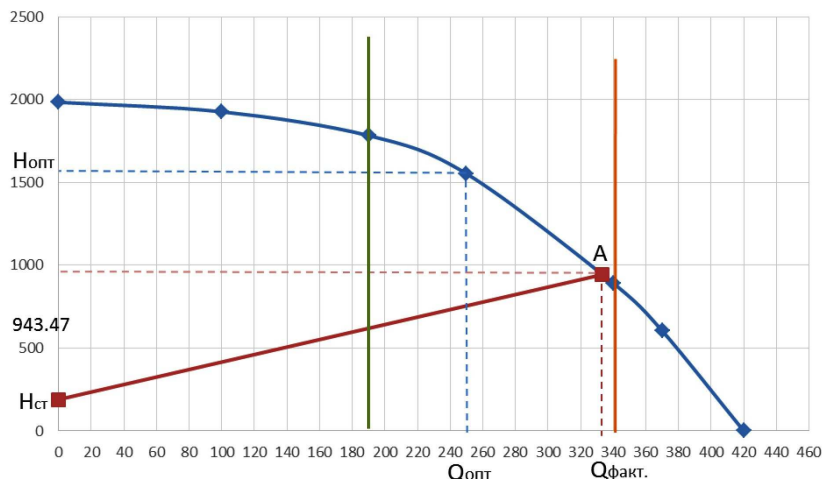


Рисунок 4 – Согласованная напорная характеристика скважины № 814

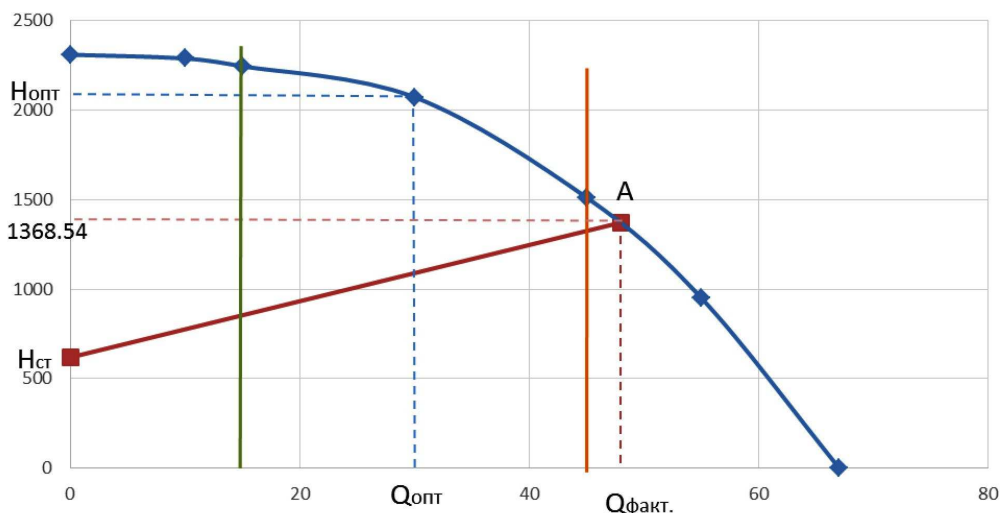


Рисунок 5 – Согласованная напорная характеристика скважины № 2003

Результаты расчетов оптимизации сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Результаты расчетов оптимизации

№ скважины	Способ оптимизации		
	Диаметр штуцера, мм	Частота, Гц	Замена насоса
227	8,945664	45,38217	С ЭЦНД5-125-1500 на ЭЦНД5А-160 – 1250
814	10,27847	36,78679	С ЭЦНМ5А-250-1600 на ЭЦНМИК5А-320 – 950
2003	4,693344	34,0625	С ЭЦНД5-30-2100 на ЭЦНД5-50 – 1350

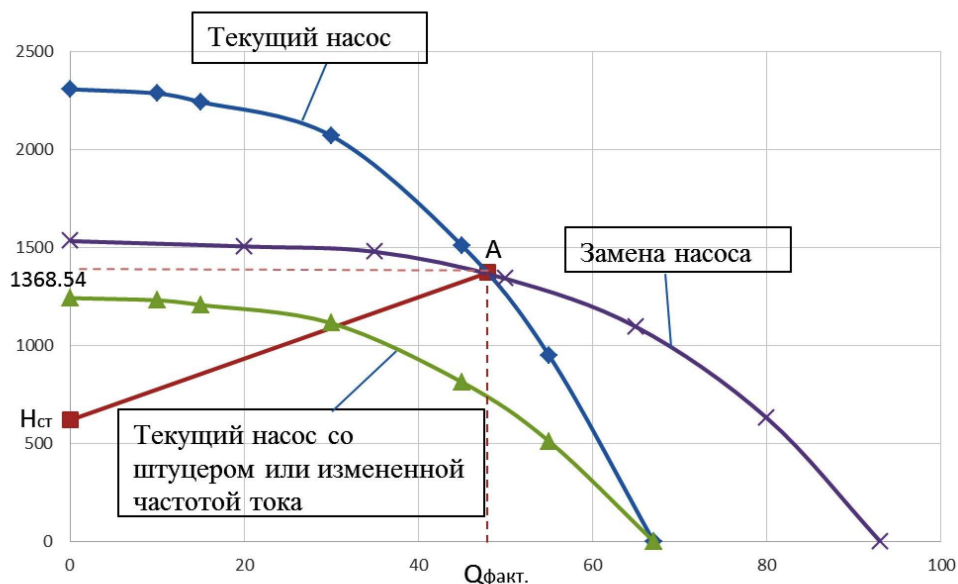


Рисунок 6 – Согласованная характеристика насоса и скважины № 2003 после оптимизации

На скважине № 2003 возможны все 3 способа регулирования. Для оптимизации работы насоса ЭЦНД5-30-2100 необходимо ограничить его напор и подачу установкой штуцера диаметром $d = 4,693$ мм или изменить частоту питающего напряжения с 54,5 Гц на 34,0625 Гц. Или оставить такой же дебит у системы с заменой насоса с ЭЦНД5-30-2100 на ЭЦНД5-50-1350. Напорные характеристики с внедрением всех методов представлены на рисунке 3.



Заключение

Были произведены расчет оптимизации скважин, оборудованных УЭЦН, построение согласованных напорных характеристик насоса и скважины с учётом пересчётных коэффициентов с воды на пластовую жидкость. По предварительной оценке все три скважины работали вне оптимального режима, но после пересчета напорных характеристик на пластовую жидкость скважины № 227 и № 814 стали попадать в зону оптимальной работы, однако настолько близко к границе рабочей области, что им также рекомендуется оптимизация. Скважина № 2003 выходит за область рабочей зоны и однозначно требует оптимизации. В качестве оптимизации для скважин, работающих вне оптимального режима, были рассчитаны диаметры штуцеров, также с учётом частоты вращения валов каждого насоса была определена необходимая частота питающего напряжения и рекомендованы насосы, которые можно использовать как альтернативы взамен работающим.

Литература:

1. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. – М. : Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. – 448 с.
2. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложнённых условиях : учебное пособие для вузов. – М. : РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. – 616 с.
3. Гиматудинов Ш.К. Добыча нефти : Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений / под общ. ред. Ш.К. Гиматудинова, Р.С. Андриасов, И.Т. Мищенко, А.И. Петров и др. – М., Недра, 1983. – 455 с.
4. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти : учебник для вузов. – М. : Недра, 1983. – 510 с.
5. Мищенко И.Т., Бравичева Т.Б., Ермолаев А.И. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. – М. : ФГУП Из-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. – 448 с.

References:

1. Mishchenko I.T. Borehole oil production. – М. : Russian state university of oil and gas of I.M. Gubkin, 2015. – 448 p.
2. Drozdov A.N. Technology and technology of oil production by submersible pumps in the complicated conditions: manual for higher education institutions. – М. : Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2008. – 616 p.
3. Gimatudinov Sh.K. Oil production : The reference guide on design of development and operation of oil fields / under a general edition Sh.K. Gimatudinova, R.S. Andriasov, I.T. Mishchenko, A.I. Petrov, etc. – М., Nedra, 1983. – 455 p.
4. Shchurov V.I. Technology and technology of oil production: the textbook for higher education institutions. – М. : Nedra, 1983. – 510 p.
5. Mishchenko I.T., Bravicheva T.B., Yermolaev A.I. The choice of a way of operation of wells of oil fields with hardly removable stocks. – М. : Federal State Unitary Enterprise Iz-vo «Oil and gas» of RGU of oil and gas of I.M. Gubkin, 2005. – 448 p.



УДК 622.276.654

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРАВЛЕНИЯ И СКОРОСТИ ДВИЖЕНИЯ ЗАКАЧИВАЕМОЙ В ПРОДУКТИВНЫЙ ГОРИЗОНТ ЖИДКОСТИ ПУТЕМ РАСЧЕТА ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПЛАСТОВОГО ПОТОКА

DETERMINATION OF THE INJECTION FLUID'S DIRECTION AND SPEED IN THE PRODUCTIVE HORIZON BY CALCULATING THE HYDRODYNAMIC PARAMETERS OF THE FORMATION FLOW

Гусейнова Наида Исмет

кандидат технических наук, доцент,
ведущий научный сотрудник отдела
проектирования воздействия на пласт и ПЗС,
Государственная нефтяная компания
Азербайджанской Республики (SOCAR),
НИПИ «Нефтегаз»
nahide.huseynova@socar.az

Huseynova Nahide Ismet

Candidate of Technical Sciences,
Associate professor,
Design of impacts on the reservoir
and wellbottom zone Department
Leading Researcher, SOCAR,
Oil Gas Scientific Research Project Institute
nahide.huseynova@socar.az

Аннотация. В работе предложен метод определения направления и скорости движения закачиваемой в продуктивный горизонт жидкости путем расчета гидродинамических показателей пластового потока.

Метод включает процедуру автоматизации расчета и визуализации основных характеристик распределения фильтрационного поля.

Представленная методика была неоднократно успешно апробирована при зональном воздействии на продуктивные пласты с целью повышения нефтеотдачи.

Ключевые слова: методы повышения нефтеотдачи, методы воздействия на пласт, анализ гидродинамического состояния пласта, интерференция скважин, функции тока и потенциалов.

Annotation. The article puts for the determination method of the injection fluid's direction and speed in the productive horizon by calculating the hydrodynamic parameters of the formation flow. Method includes a procedure for automated computation and visualization of the main features of distribution of the filter field.

The presented method has been successfully tested on several occasions at zonal impact on productive reservoirs of Azerbaijan oil fields for increasing oil recovery.

Keywords: enhanced oil recovery methods, methods of impact on a reservoir, analysis of the hydrodynamic state of a reservoir, well interference, flow and potential functions.

Сложность современных технологических процессов требует решения задач, обеспечивающих высокое качество процесса добычи нефти. Эффективное проектирование нефтегазовых месторождений возможно на основе комплексного подхода к процедуре принятия решений с использованием современных методов исследования сложных неопределенных систем. Одним из таких методов является построение и исследование гидродинамических моделей, описывающих поток жидкости в пластовой системе.

Гидродинамическая модель пласта представляет собой математическую модель, которая описывает движение потока пластовой жидкости, проходящей через пористую среду продуктивного пласта слоя во время разработки. С помощью этой модели можно оценить направление и скорость движения жидкости. Эта информация играет важную роль в выборе стратегии развития месторождения, определении режима работы скважин, выборе метода и параметров воздействия на пласт и мониторинге результатов, а также при решении многих других важных вопросов.

Построение гидродинамической модели может быть выполнено различными методами. Аппарат математической физики, теории вероятностей и статистики и другие методы широко используются в решении гидродинамических задач, возникающих при разработке нефтяного месторождения.

При использовании аппарата математической физики гидродинамическое моделирование основывается на фундаментальных законах фильтрационной теории и имеет важное практическое применение при оценке и выборе требуемых технологических параметров. Однако в условиях неопределенности и недостаточности информации об изменяющихся во времени свойствах пласта, возможность получения численных решений с помощью таких моделей связана с многочисленными трудностями.

При использовании вероятностно-статистических методов результаты прогноза скорости и направления закачиваемой в пласт жидкости не могут быть использованы для долговременного прогноза если обстановка в пласте меняется в связи с воздействием на пласт. Полученные результаты не могут быть обобщены для разных продуктивных пластов в рамках одного месторождения, не говоря уже о других месторождениях.



Для упрощения проведения расчетов, разработанные алгоритмы построения гидродинамических моделей для нефтяных месторождений реализуются в специализированных компьютерных программах.

В данной работе для прогноза скорости и направления закачиваемой в пласт жидкости предлагается использовать метод источников и стоков, разработанный в теории функций комплексных переменных [1]. Используя этот метод, можно решить поставленные задачи проще и полнее, чем другими методами. Предлагаемый путь основан на учете интерференции скважин, работающих на выделенном участке месторождения с одного горизонта. Для расчета и визуализации распределения по рассматриваемому участку пласта таких гидродинамических характеристик потока, как функции тока F_1 , и потенциалов F_2 и их градиентов используются регулярно измеряемые данные о продуктивности скважин – дебиты скважин по нефти и воде, объем закачиваемой в нагнетательные скважины жидкости, условные координаты расположения скважин, мощность фильтра скважин. Также для проведения расчета необходимы текущие значения плотности добываемой нефти, воды и закачиваемой в пласт жидкости. Данные о дебитах скважин и объеме закачки должны соответствовать друг другу по дате замера. Мониторинг временных рядов, построенных на основе этих данных, позволяет своевременно прогнозировать текущее направление и скорость движения жидкости в пластовой среде.

Выражение для комплексного потенциала имеет вид:

$$F = F_1 + i \cdot F_2$$

где F_1, F_2 – соответственно потенциал скорости фильтрации и расход, жидкости, проходящей через единицу сечения пласта (т.е. на 1 м фильтра);

В соответствии с принципом суперпозиции к одновременно работающим в пласте добывающим и нагнетательным скважинам выражения для F_1 и F_2 имеют вид:

$$F_1 = \sum_i^n \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J \frac{q_i}{2 \cdot \pi} \cdot \ln(r_i(k, j));$$

$$F_2 = \sum_i^n \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J \frac{q_i}{2 \cdot \pi} \cdot \varphi_{i,j}.$$

На основе этих данных рассчитывается модуль скорости, с которой закачиваемая в пласт вода в расчетный период продвигается по пласту. Модуль скорости фильтрации определяется следующим образом:

$$W = \left| \frac{dF}{dz} \right| = \sum_i^n \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J \frac{q_i}{\pi r_i(k, j)}.$$

Для расчета градиента функции $F(x, y)$, позволяющего определить направление движения жидкости в пласте используется следующее выражение:

$$\text{grad}(F) = (\partial F(x, y) / \partial x) \cdot i_v + (\partial F(x, y) / \partial y) \cdot j_v,$$

где $\varphi_{i,j} = \arctg\left(\frac{y_i - y_{kj}}{x_i - x_{kj}}\right)$, i_v, j_v – единичные базисные вектора; z_i, x_i, y_i – соответственно комплексная и

действительные координаты i -той скважины; r_i, φ_i – соответственно расстояние от скважины до начала координат и полярный угол; $i = 1, \dots, n$ (количество скважин на рассматриваемом участке); i – мнимая единица, $(i_* = \sqrt{-1})$.

Предлагаемый алгоритм позволяет решить задачу в плоскостной постановке. Для решения пространственной задачи используются результаты геофизических исследований, позволяющих определить распределение закачиваемой и добываемой жидкости вдоль фильтра каждой скважины на месторождении.

Расчеты и визуализация полученных результатов проводятся с помощью специально разработанной программы в системе инженерных и научных расчетов «MATLAB» [2]. Разработана методика интерпретации полученных результатов [3]. По полученным данным строится семейство линий тока, эквипотенциалей, их градиентных векторов и скорости фильтрации, характеризующих текущее фильтрационное поле продуктивного пласта на участке внедрения.

Предложенная методика имеет широкое практическое применение при диагностике состояния разработки при нефтедобыче. Сравнивая взаиморасположение линий, характеризующих гидродинамические показатели пластового потока на исследуемом участке пласта, оценивается объем, на-



правление и скорость фильтрационного потока фронт водонефтяного контакта. Метод может быть использован при анализе движения жидкости как в целом по продуктивному горизонту, так и при зональных исследованиях. Фрактальный анализ визуализированных линий тока, эквипотенциалей, фронта водонефтяного потока позволяет своевременно выбрать время проведения воздействия на пласт с целью повышения нефтеотдачи [4, 5]. В настоящее время нами ведутся исследования, связанные с разработкой методики использования данного метода как теоретического аналога трассерных исследований зональных участков пласта.

Представленный способ анализа гидродинамических показателей потока была многократно испытан при воздействии на продуктивные пласты месторождений Азербайджана и Казахстана, находящихся на зрелой и поздней стадии разработки с целью повышения нефтеотдачи [6, 7].

Литература:

1. Басниев К.С., Власов А.М., Кочина И.Н. и др. Подземная гидравлика. – М. : Недра, 1986. – 303 с.
2. Хант Б.Р. Липсман Р.Л., Розенберг Д.М. MATLAB Официальный учебный курс Кембриджского университета. – М. : Триумф, 2008. – 330 с.
3. Гусейнова Н.И. Гидродинамический экспресс-мониторинг зонального воздействия на продуктивные пласты нефтяных месторождений с учетом интерференции скважин // Нефтегазовое дело. – 2017. – Т. 15. – № 3. – С. 41–43.
4. Сулейманов Б.А., Дышин О.А. Гусейнова Н.И. Определение фрактальной размерности фронта вытеснения нефти водой на основе данных нормальной эксплуатации скважин // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 12. – С. 111–115.
5. Фрактальный анализ фронта вытеснения нефти водой / Б.А. Сулейманов, Ф.С. Исмаилов, О.А. Дышин, Н.И. Гусейнова // Proceedings 2011. – № 4. – С. 36–43.
6. Ибрагимов Х.М., Гусейнова Н.И., Абдуллаева Ф.Я. Опыт микробиологического воздействия на пласты на месторождениях Азербайджана // Petroleum Science and Technology. – 2017. – Vol 0. – № 0. – С. 1–9.
7. Сулейманов Б.А., Гусейнова Н.И., Рзаева С. Д., Тулешева Г.Д. Анализ эффективности применения кислотной обработки на месторождении Жетыбай // Petroleum Science and Technology. – 2018. – Vol 36. – № 3. – С. 193–199.

References:

1. Basniyev K.S., Vlasov A.M., Kochina I.N., etc. Underground hydraulics. – M. : Nedra, 1986. – 303 p.
2. Khanty B.R. Lipsman R.L., Rosenberg D.M. MATLAB Official training course of the Cambridge university. – M. : Triumf, 2008. – 330 p.
3. Guseynova N.I. Hydrodynamic express monitoring of zone impact on productive layers of oil fields taking into account an interference of wells // Oil and gas business. – 2017. – T. 15. – No. 3. – P. 41–43.
4. Suleymanov B.A., Dyshin O.A. Guseynova N.I. Determination of fractal dimension of the front of replacement of oil by water on the basis of the wells given to normal operation // Oil economy. – 2011. – No. 12. – P. 111–115.
5. Fractal analysis of the front of replacement of oil by water / B.A. Suleymanov, F.S. Ismaylov, O.A. Dyshin, N.I. Guseynova // Proceedings 2011. – No. 4. – P. 36–43.
6. Ibragimov H.M., Guseynova N.I., Abdullaeva F.Ya. Experience of microbiological impact on layers on fields of Azerbaijan // Petroleum Science and Technology. – 2017. – Vol 0. – No. 0. – P. 1–9.
7. Suleymanov B.A., Guseynova N.I., Rzayeva S.D., Tulesheva G.D. The analysis of efficiency of application of acid processing on the field Zhetybay // Petroleum Science and Technology. – 2018. – Vol 36. – No. 3. – P. 193–199.



УДК 622.276.1

ОЦЕНКА СТЕПЕНИ ДРЕНИРУЕМОСТИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ В УСЛОВИЯХ НЕДОСТАТОЧНОСТИ ИНФОРМАЦИИ

ASSESSMENT OF DEGREE OF DRAINABILITY OF THE OIL POOL IN THE CONDITIONS OF INSUFFICIENCY OF INFORMATION

Гусейнова Динара Фикрет

кандидат технических наук, доцент,
Государственная нефтяная компания
Азербайджанской Республики (SOCAR),
НИПИ «Нефтегаз»
dinara-huseynova@mail.ru

Аннотация. В работе предложен подход к оценке степени дренируемости залежи с учетом накопленного отбора нефти, времени эксплуатации скважин, эффективной мощности, начальной нефтенасыщенности и пористости.

По результатам расчетов построены и проанализированы карты дренируемости залежи по нефти для месторождения Джафарли (Азербайджан), которые наглядно показывают характер, степень выработки запасов залежи, выявляют застойные и слабодренируемые зоны. Анализ состояния разработки залежи среднего эоцена на основе построенных карт дренируемости запасов нефти показал неравномерную дренируемость залежи.

Анализ состояния разработки среднего эоцена месторождения Джафарли на основе оценки степени дренируемости залежи и остаточных извлекаемых запасов нефти показал, что наиболее перспективным участком для дальнейшей доработки является V блок, где имеются наибольшие объемы остаточных запасов нефти.

Предложенный подход к оценке степени дренируемости залежи позволяет в условиях недостаточной информации контролировать ход разработки месторождения, принимать решения по регулированию отборов, выбрать скважины для проведения различного вида геолого-технических мероприятий и увеличить эффективность доработки залежи.

Ключевые слова: оценка степени дренируемости залежи, накопленный отбор нефти, время эксплуатации скважин, эффективная мощность, начальная нефтенасыщенность и пористость, карты дренируемости залежи, регулирование отборов, геолого-технические мероприятия, эффективность доработки залежи.

Guseynova Dinara Fikret

Candidate of Technical Sciences,
Associate professor,
State Oil Company
of Azerbaijan Republic (SOCAR),
NIPPI «Neftegaz»
dinara-huseynova@mail.ru

Annotation. In work approach to assessment of degree of drainability of a deposit taking into account the saved-up selection of oil, time of operation of wells is offered, to the effective power, initial oil saturation and porosity.

By results of calculations cards of drainability of a deposit on oil for the Dzhafarli field (Azerbaijan) which visually stand on hind legs, extent of development of stocks of a deposit are constructed and analysed, reveal stagnant and slabodreniruyemy zones. The analysis of a condition of development of a deposit of the middle Eocene on the basis of the constructed cards of drainability of reserves of oil has shown uneven drainability of a deposit.

The analysis of a condition of development of the middle Eocene of the Dzhafarli field on the basis of assessment of degree of drainability of a deposit and residual recoverable oil reserves has shown that the most perspective site for further further development is the V block where there are largest volumes of residual reserves of oil.

The offered approach to assessment of degree of drainability of a deposit allows to control the mining course in the conditions of insufficient information, to make decisions on regulation of selections, to choose wells for carrying out various type of geological and technical actions and to increase efficiency of a dorazburivaniye of a deposit.

Keywords: assessment of degree of drainability of a deposit, the saved-up oil selection, time of operation of wells, effective power, initial oil saturation and porosity, cards of drainability of a deposit, regulation of selections, geological and technical actions, efficiency of a dorazburivaniye of a deposit.

Совершенствование методов анализа и контроля разработки нефтегазовых месторождений требует применения, наряду с существующими, и диагностических методов, позволяющих по данным эксплуатации скважин (дебиты нефти, воды, газа и др.) оценить текущее состояние разработки залежи [1, 2].

При этом надо учитывать, что нефтяная залежь имеет сложное геологическое строение: тектонические нарушения, наличие многочисленных пропластков с изменяющейся мощностью по площади и по разрезу залежи, различные виды неоднородностей и др. Всё это характеризует нефтяной пласт как сложную гидродинамическую систему, находящуюся в непрерывном развитии под воздействием внешних и внутренних факторов [2].



В связи с этим, важное значение приобретают методы, позволяющие наряду с другими уточнить картину неоднородности пласта в геологическом и в гидродинамическом смысле, оценить неравномерность распределения отборов нефти, выявить степень дренирования отдельных участков и залежи в целом.

Обычно для определения степени выработки запасов нефти, строятся карты накопленных отборов нефти по всем добывающим скважинам, перебивавшим в эксплуатации, но при этом не учитывается их время работы и фильтрационно-емкостные характеристики пласта (эффективная мощность, нефтенасыщенность и др.) [3].

В процессе разработки залежи, добывающие скважины вступают в эксплуатацию в разное время, имеют разное число отработанных дней, а ликвидированные по геологическим и техническим причинам эксплуатационные скважины перестают участвовать в дренировании залежи.

Поэтому представляет интерес оценка степени дренированности пласта – возможности, отдать с каждой единицы нефтенасыщенной мощности за единицу времени максимально возможный объем нефти.

Для учёта этого фактора и для уточнения картины распределения дренированности залежи по отдельным участкам, и в целом по залежи, рассчитывается коэффициент дренируемости [3] для каждой эксплуатационной скважины по формуле:

$$K_{др} = \frac{\sum Q_{нак}}{\sum Th}, \quad (1)$$

где $\sum Q_{нак}$ – накопленный отбор нефти добывающей скважины; $\sum T$ – время работы скважины с начала разработки; h – эффективная мощность пласта.

По рассчитанным коэффициентам $K_{др}$ строится карта равных уровней дренируемости, по которой определяются характерные тенденции развития процесса дренажа залежи.

Более точную оценку характера и степени дренируемости пласта дает расчет коэффициента дренируемости с использованием коэффициента начальной нефтенасыщенности. При этом значение коэффициента дренируемости определяется следующим образом [3]:

$$K_{др} = \frac{\sum Q_{нак}}{\sum Tk_n h}, \quad (2)$$

где k_n – коэффициент начальной нефтенасыщенности.

Этот подход не учитывает такой важный параметр емкостной характеристики пород-коллекторов как пористость, оказывающий существенное влияние на процесс фильтрации жидкости в пласте и на величину нефтеизвлечения. Поэтому, представляет интерес оценка степени дренированности пласта с учётом не только начальной нефтенасыщенности, но и пористости.

В статье предлагается при оценке степени дренируемости залежи учитывать такую важную характеристику коллектора как:

$$K_{др} = \frac{\sum Q_{нак}}{\sum Tk_n hm}, \quad (3)$$

где m – коэффициент пористости.

Для анализа степени реализации извлекаемых запасов были построены карты дренирования для месторождения Джафарли (Азербайджан), нефтеносность которого связана с трещиноватыми и гранулярными коллекторами среднего эоцена, из которых получен промышленный приток нефти.

Месторождение характеризуется сложным геологическим строением – неоднородностью по коллекторским и фильтрационным свойствам продуктивных пластов по разрезу и по площади, неоднородностью, сложностью по структуре порового пространства коллекторов и характера насыщенности порового пространства пластовыми жидкостями.

Надо отметить недостаточный опыт разработки подобных по геологическому строению залежей, ограниченность исходной информации из-за малого количества экспериментов, проводимых на промыслах и при этом необходимо учитывать, что проведение исследовательских работ на таких месторождениях связано с ограничениями технологического и экономического характера.

На месторождении Джафарлы на 01.01.2012 г. пробурено всего 27 скважин (из них две скважины ликвидированы по геологической, а три по технической причинам), эксплуатационный фонд составляет 21 скважину, из них 19 скважин действующие: № № 1, 2, 5, 6, 21, 22, 24, 25, 26, 27, 28, 30,



31, 33, 34, 36, 37, 39, 43 (две скважины № № 35 и 38 находятся в бездействующем, а скважина № 3 находится в наблюдательном фонде).

С начала разработки (1984г.) по месторождению Джафарлы (на 01.01.2012г.) всего добыто 474,7 тыс. т. нефти, 2840,7 тыс. т. жидкости. В 2011 году было извлечено 12,8 тыс. т. нефти, 155,7 тыс. м³ воды, 168,5 тыс. т. жидкости, среднесуточная добыча на одну скважину составляет 1,6 т. нефти, 26 т. жидкости, обводненность текущей продукции составляет 93,9 %, степень реализации начальных извлекаемых запасов составляет 73,2 %, текущий коэффициент нефтеотдачи 0,073.

При расчетах коэффициентов дренируемости по формулам (1), (2), (3) использовались значения накопленного отбора нефти, числа дней эксплуатации, эффективной мощности, начальной нефтенасыщенности и пористости по каждой добывающей скважине среднего эоцена месторождения Джафарлы.

По рассчитанным коэффициентам построены карты дренируемости (на 01.01.2012 г.), которые наглядно показывают характер и степень выработки запасов, выявляют застойные и слабодренируемые зоны залежи.

На рисунке 1 представлена карта, построенная по значениям предложенного коэффициента дренируемости (3) на 01.01.2012 г.

Несмотря на то, что скважина № 1, находящаяся в присводовой части 2 блока характеризуется максимальной добычей нефти (более 100 тыс. т.), самые высокие показатели коэффициента дренируемости по нефти у скважины № 39, расположенной в этом же блоке ближе к приконтурной зоне, которая сравнительно недавно 07.2009г. вступила в эксплуатацию.

Анализ выработки запасов с учетом дренирования позволяет сделать заключение о неравномерном распределении отборов нефти по залежи. Участки расположения скважин №№ 1, 27, 31, 35, 39 (III блок), скважины №№ 5, 23 (I блок) и на участке скв. 36 в V блоке – характеризуются высокими значениями показателя дренируемости, а скважины №№ 2, 21 (V блок), 6 (IV блок), 34, 37 (I блок), 22, 26 (II блок), 28, 33 (III блок) – сравнительно низким уровнем дренируемости.

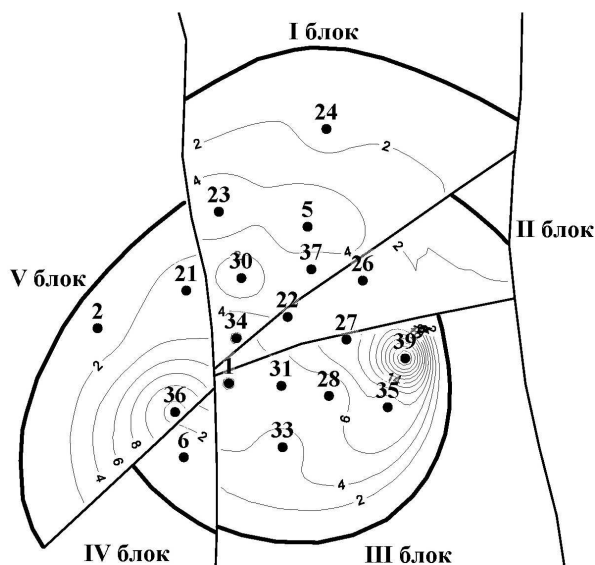


Рисунок 1 – Карта дренируемости среднего эоцена месторождения Джафарлы (на 01.01.2012 г.)

Анализ карт дренируемости с учетом данных начальной нефтенасыщенности и пористости показал, что скважины №№ 21, 26, 34, 37 с минимальным значением коэффициента дренируемости (0,1–0,23), находящиеся в областях повышенной нефтенасыщенности имеют резерв для извлечения потенциально возможной добычи нефти. На них рекомендуется проведение мероприятий по интенсификации добычи нефти.

Карты дренируемости являются дополнительным материалом для определения степени выработки, застойных и слабодренируемых зон пласта, поэтому они были сопоставлены с картами остаточных извлекаемых запасов нефти.

Анализ состояния разработки среднего эоцена месторождения Джафарлы на основе оценки степени дренируемости залежи и остаточных извлекаемых запасов нефти показал, что наиболее перспективным участком для дальнейшей доработки является V блок, где имеются наибольшие объемы остаточных запасов нефти.

Данный подход к оценке степени дренируемости залежи позволяет в условиях недостаточной информации контролировать ход разработки месторождения, принимать решения по регулированию



отборов, выбрать скважины для проведения различного вида геолого-технических мероприятий и увеличить эффективность доразбуривания залежи.

Литература:

1. Мирзаджанзаде А.Х., Алиев Н.А., Юсифзаде Х.Б. и др. Фрагменты разработки морских нефтегазовых месторождений. – Баку : издательство «Елм», 1997. – 408 с.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Этюды о моделировании сложных систем нефтедобычи. Нелинейность, неравновесность, неоднородность. – Уфа : Гилем, 1999. – 464 с.
3. Мирзаджанзаде А.Х., Шахвердиев А.Х. Динамические процессы в нефтегазодобыче : Системный анализ, диагноз, прогноз. – М. : Наука, 1997. – 254 с.

References:

1. Mirzadzhanzade A.H., Aliyev N.A., Yusifzade H.B., etc. Fragments of development of sea oil and gas fields. – Baku : Elm publishing house, 1997. – 408 p.
2. Mirzadzhanzade A.H., Chasanoff M.M., Bakhtizin R.N. Etudes about modeling of difficult systems of oil production. Nonlinearity, neravnovesnost, heterogeneity. – Ufa : Gel, 1999. – 464 p.
3. Mirzadzhanzade A.H., Shakhverdiyev A.H. Dynamic processes in oil and gas production: System analysis, diagnosis, forecast. – M. : Science, 1997. – 254 p.



УДК 620.197.3

ПОДБОР ИНГИБИТОРА КОРРОЗИИ ДЛЯ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

SELECTION OF A CORROSION INHIBITOR FOR THE OPERATING CONDITIONS OF AN ARCTIC SHELF FACILITY

Давлетшин Денис Фанитович
магистрант,
Уфимский государственный
нефтяной технический университет
davletshin1207@gmail.ru

Мратшин Андрей Борисович
магистрант,
Уфимский государственный
нефтяной технический университет
stronggcompany@mail.ru

Фаресов Александр Викторович
заместитель Генерального директора по маркетингу,
АО «Опытный завод Нефтехим»
faresov@gmail.com

Аннотация. В данной работе был произведен подбор ингибиторов коррозии для объекта арктического шельфа различными лабораторными методами, рассчитаны дозировки для защиты системы нефтесбора с обводненностью ниже 1 %, а также для системы ППД с большой обводненностью.

Ключевые слова: коррозия, борьба с коррозией, ингибитор.

Davletshin Denis Fanitovich
Graduate Student,
Ufa State Petroleum Technological University
davletshin1207@gmail.ru

Mratshin Andrey Borisovich
Graduate Student,
Ufa State Petroleum Technological University
stronggcompany@mail.ru

Faresov Alexander Viktorovich
Deputy general director for Marketing,
SC «Pilot plant Neftehim»
faresov@gmail.com

Annotation. In this work, corrosion inhibitors for the Arctic shelf object were selected by various laboratory methods, dosages were calculated to protect the oil collection system with water cut below 1 %, as well as for a system of PPD with large water cut.

Keywords: corrosion, corrosion control, inhibitor.

Коррозией называют процесс разрушения металлов при химическом, электрохимическом и биохимическом взаимодействиях их с окружающей средой [1].

Коррозионное разрушение нефтепромыслового оборудования заметно сокращает срок его службы, приводит к частым аварийным разливам нефти и отделяемой от нее минерализованной воды, что, в конечном счете, ведет к загрязнению окружающей среды [2].

Одной из основных причин коррозии промысловых оборудований является их износ из-за воздействия агрессивных сред. Во многих случаях коррозия протекает по электрохимическому процессу, когда металл контактирует с водными минерализованными средами.

Основными факторами риска коррозии промысловых оборудований являются наличие в составе водной фазы растворенных коррозионно-агрессивных компонентов: углекислого газа, кислорода, сероводорода, механических примесей и микроорганизмов.

Существуют и другие факторы риска коррозии промысловых оборудований – режим транспортирования, температура, состояние поверхности металла трубопровода и т.д. Эти факторы могут оказывать влияние на скорость коррозии – снижать или повышать ее. Если в составе продукции присутствует вода, то металл оборудования будет корродировать, так как рано или поздно это приведет к выходу его из строя. Избежать этого можно только путем применения антикоррозионных мероприятий.

Необходимость антикоррозионных мероприятий определяется экономической стратегией. При этом учитываются как опасность аварии трубопровода по причине коррозии, так и возможные последствия этой аварии.

В нефтегазовой промышленности применяются различные методы борьбы с коррозией: нанесение лакокрасочных и металлических покрытий, коррозионностойкие материалы и сплавы, электрохимическая защита и ингибиторы.

При выборе метода борьбы с коррозией требуется учитывать наличие в добываемой продукции скважин химических реагентов, применяемых для интенсификации добычи нефти и газа, увеличения нефтегазоконденсатоотдачи пластов, ингибиторов солей – и парафиноотложений, коррозионную активность добываемой продукции, а также технико-экономическую эффективность их применения.



Наиболее простой, эффективный и во многих случаях экономически целесообразный метод защиты от коррозии нефтегазопромыслового оборудования – это ингибиторы коррозии, так как их легко применять при закачке воды без изменений технологических процессов. Эта защита, основана на свойстве ингибитора снижать агрессивность сред и предотвращать контакт металлической поверхности с окружающей средой. Для каждого вида агрессивной среды следует подбирать индивидуальный ингибитор коррозии.

Ингибиторы коррозии в зависимости от направленного их действия на агрессивную среду, вызывающую коррозию (сероводородный газ, кислород, углекислота, сульфатовосстанавливающие бактерии) подразделяются на:

- ингибиторы сероводородной коррозии;
- ингибиторы кислородной коррозии;
- ингибиторы углекислотной коррозии;
- комплексные ингибиторы (сероводородной, углекислотной и кислородной коррозии);
- бактерициды.

В настоящее время существуют различные способы ингибиторной защиты нефтегазопромыслового оборудования и скважин:

- непрерывный ввод раствора ингибитора в добываемую или транспортируемую среду;
- периодическая обработка технологического и скважинного оборудования концентрированным раствором ингибитора;
- закачка ингибитора в пласт;
- закачка ингибитора в затрубное пространство скважины.

Подбор ингибитора коррозии

Приготовление модели пластовой воды

В коррозионных испытаниях использовалась модель пластовой воды (МПВ), рассчитанная по результатам определения ионного состава балластной воды, таблица 1.

Таблица 1 – Результаты анализа балластной воды, объекта арктического шельфа методом капиллярного электрофореза (анионный и катионный состав)

Модель воды	Содержание ионов, мг/л						
	анионы			катионы			
	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺	Sr ²⁺
Балластная вода	18510	2270	244	358	1220	10400	6

Реагенты для проведения испытаний

СОНКОР-9925А – водорастворимый ингибитор коррозии, предназначенный для защиты оборудования и трубопроводов от коррозии систем сбора обводненной нефти и систем поддержания пластового давления (ППД) при непрерывном дозировании. Ингибитор коррозии Сонкор-9925А эффективен в условиях низкой обводненности и при расслоенном режиме транспортировки нефти;

СОНКОР-9022Б – вододиспергируемый ингибитор коррозии, предназначен для нефтепромыслового оборудования в средах содержащих CO₂ и (или) H₂S, не оказывает отрицательного воздействия на работу деэмульсаторов, применим как при непрерывном, так и при периодическом дозировании.

СОНОКС-1601 – водорастворимый поглотитель кислорода.

Гравиметрические испытания

Определение эффективности ингибиторов коррозии гравиметрическим методом, позволяет определить защитный эффект ингибиторов от общей коррозии, а также оценить прочность защитной ингибиторной пленки.

Гравиметрические испытания проводились с использованием ячеек для коррозионных испытаний, а также на установке с циркуляционными U-образными ячейками, снабженными перемешивающим устройством.

Линейная скорость потока жидкости соответствовала 1 м/сек. В качестве образцов-свидетелей использовались металлические пластины из стали 20 размером 50×10×2. В каждую ячейку помещалось по 3 образца-свидетеля. Испытания проводили при температуре 20 °С для системы ППД и 50 °С для системы нефтесбора. Время экспозиции стальных образцов составляло 6 часов.



Таблица 2 – Результаты гравиметрических испытаний ингибиторов коррозии

Реагенты	Дозировка, мг/дм ³	Фоновая скорость коррозии, мм/год	Рабочая скорость коррозии, мм/год	Защитный эффект, %
Система нефтесбора, Т = 500С				
СОНКОР-9022Б	20	1,13	0,16	86
СОНКОР-9022Б	25		0,12	89
СОНКОР-9925А	20		0,10	91
СОНКОР-9925А	25		0,04	96
Система ППД, Т = 200С				
СОНКОР-9022Б СОНОКС-1601	15 20	0,89	0,09	89,9
СОНКОР-9022Б СОНОКС-1601	20 20		0,03	96
СОНКОР-9925А СОНОКС-1601	15 20		0,12	86
СОНКОР-9925А СОНОКС-1601	20 20		0,08	91
СОНКОР-9925А СОНОКС-1601	20 20			

Выводы

Согласно полученным результатам гравиметрических испытаний, совместно с поглотителем кислорода СОНОКС-1601 ингибитор коррозии СОНКОР-9022Б проявляет высокую эффективность в системе ППД, равную 96 % при дозировке 20 мг/дм³, СОНКОР-9925А эффективен в системе нефтесбора при дозировках 20–25 мг/л.

Литература:

1. Мальцева Г.Н. Коррозия и защита оборудования от коррозии : учеб. пособие / под редакцией д-ра техн. наук, профессора С.Н. Виноградова. – Пенза : Изд-во Пенз. гос. ун-та, 2000. – С. 9.
2. Гоник А.А. Коррозия нефтепромыслового оборудования и меры её предупреждения. – Недра, 1976 – С. 3.

References:

1. Malceva G.N. Corrosion and protection of equipment against corrosion : tutorial / edited by Associate Professor of Technical Sciences Professor S.N. Vinogradov. – Pence : Publishing house of Penza State University, 2000. –С. 9.
2. Gonik A.A. Corrosion of oilfield equipment and measures to prevent it. – Nedra, 1976 – С. 3.



УДК 25.00.17

ИССЛЕДОВАНИЯ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ШТАНГ ГЛУБИННОНАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ИХ ИЗГОТОВЛЕНИИ

THE STUDY OF PHYSICAL-CHEMICAL CHARACTERISTICS OF SUCKER RODS OF DOWNHOLE EQUIPMENT DURING THEIR MANUFACTURING

Дементьев Вячеслав Борисович

доктор технических наук,
старший научный сотрудник,
Институт механики ФГБУН
Удмуртский федеральный
исследовательский центр УрО РАН

Иванова Татьяна Николаевна

доктор технических наук, доцент,
Удмуртский государственный университет
tatnic2013@yandex.ru

Коршунов Александр Иванович

доктор технических наук, профессор,
Институт механики ФГБУН
Удмуртский федеральный
исследовательский центр УрО РАН

Аннотация. В работе предложена новая технология изготовления штанг из низкоуглеродистых сталей. В результате теоретических исследований и опытно-промышленных испытаний получены штанги с высокими механическими свойствами, соответствующими классам К, D ГОСТ 13877-80, группе В ГОСТ 14955-77 и международному стандарту API Spec 11 В. Рекомендованы к производству по предлагаемой технологии штанги ШН19, ШН22, ШН25 длиной от 1000 до 9140 мм с механическими свойствами $\sigma_{0,2min}$ 586 МПа, σ_B 790–960 МПа и работой их в коррозионно-активной среде.

Механические свойства металлов зависят и от прочности межатомной связи, и от строения кристаллической решетки, величины зерна, количества, формы и распределения фаз в сплаве. В работе проведены исследования роста зерен материала трубы из-за продолжительного нагрева, выявлен эффект общего измельчения (фрагментации) структуры и дисперсионное упрочнение, рекомендованы режимы изготовления. Получены зависимости деформации, влияющие на величину зерен металла от пределов текучести, прочности, пластичности и температуры электроотпуска. Установлено, что с увеличением степени деформации происходит повышение пределов текучести и прочности, и уменьшение пластичности. Уменьшение температуры электроотпуска приводит к снижению предела текучести стали, что облегчает сдвиговые процессы в зернах металла. Это позволяет регулировать режимы электроотпуска и варьировать характеристики пластичности, прочности и получить оптимальные механические свойства штанг для увеличения надежности глубиннонасосного оборудования.

Dementiev Vyacheslav Borisovich

Doctor of Engineering,
Senior Research Associate,
Institute of Mechanics, the Ural Branch of the
Russian Academy of Sciences

Ivanova Tatyana Nikolaevna

Doctor of Engineering, Associate Professor,
Udmurt state university
tatnic2013@yandex.ru

Korshunov Alexander Ivanovich

Doctor of Engineering, Professor,
Institute of Mechanics, the Ural Branch of the
Russian Academy of Sciences

Annotation. New technology of sucker rod manufacturing from low-carbon steels is proposed in this work. As a result of theoretical research and pilot testing, sucker rods obtained have high mechanical properties that correspond to K, D classes of GOST 13877-80 as well as group B of GOST 14955-77. In addition, they comply with international standard APISpec 11 B. This technology is recommended to be used while producing sucker rods ШН19, ШН22, ШН25, which length is 1000-9140 millimeters, their mechanical properties being $\sigma_{0,2min}$ 586 MPa, σ_B 790–960 MPa. Moreover, this technology is advised for sucker rods operating in corrosive conditions. Mechanical properties of metals depend on strength of interatomic bond, lattice structure, grain size, quantity, shape and distribution of phases in alloy. Research on grain growth of pipe material under continuous heating was carried out in this work. Effect of overall grinding (fragmentation) of structure and dispersion hardening was observed, modes of manufacturing were recommended. Dependences of deformation that influence grain size according to yield stress, durability, plasticity and temperature of electric tempering. It was determined that by increasing deformation degree, yield stresses and durability grow, plasticity decreases. Drop in temperature of electric tempering leads to decrease in yield stress, that simplifies shear processes in metal grains. It allows electric tempering modes to be regulated. At the same time, it gives an opportunity to change plasticity and durability characteristics as well as provide optimum mechanical properties for sucker rods in order to increase reliability of downhole equipment.



Ключевые слова: насосная штанга, технология изготовления, прочность, надежность, горизонтально-ковочная машина, электроотпуск.

Keywords: sucker rod, tubing string, manufacturing technology, durability, reliability, horizontal forging machine.

Анализируя технические решения и технологии повышения работоспособности глубиннонасосного оборудования, было выявлено, что одним из резервов повышения износостойкости, прочности и надежности глубинных штанговых насосов и насосно-компрессорных труб является технология их изготовления [1–5].

Типовая технология изготовления насосных штанг из низкоуглеродистых сталей 20Н2М, 15Х2ГМФ, 20ХГНМ и др. включает: штамповку головок на горизонтально-ковочных машинах ГКМ, нормализацию штанги и последующую механическую обработку головок, которые соответствуют геометрическим размерам и прочностным свойствам ГОСТ 13877-80. Данная технология не обеспечивает высокий уровень прочностных свойств, что ведет к частным обрывам и заменам штанг.

Известен также способ, включающий: штамповку головок на ГКМ, нормализацию штанги, механическую обработку головок, поверхностную закалку токами высокой частоты ТВЧ или объемную закалку с последующим высоким отпуском, обеспечивающий повышенные прочностные свойства (классы К, D) соответствующие ГОСТ 13877-80. Данный способ усложняет технологию за счет применения специальных печей для нагрева под закалку и отпуск длинных штанг, более трудоемкий и кроме того требует больших площадей, обслуживающего персонала и увеличивает расходы электроэнергии и другие методы, обеспечивающие повышение характеристик [5].

Для повышения характеристик прочности, пластичности низкоуглеродистых сталей и снижении трудоемкости изготовления и ремонта штанг предлагается: штамповка головок на ГКМ, электроотпуск при температуре 480–500 °С, правка – растяжением с усилием (0,3 ... 0,5) $\sigma_{0,2}$, упрочнение штанги на участке 300–500 мм от головки путем обкатки профильными роликами, обеспечивающие контактные напряжения (0,7 ... 0,8) $\sigma_{0,2}$ при осевой подаче 8–9 м/мм за счет разворота обкатывающих роликов. Для этого после высадки головок на ГКМ штангу подвергают электроотпуску при температуре 480–500 °С с выдержкой 15–20 мин для придания материалу штанги равнопрочного состояния по всей длине. Затем проводят правку – растяжением при температуре 180–200 °С с усилием (0,3 ... 0,5) $\sigma_{0,2}$. При этом закрепление штанги происходит за квадратную часть головки, что позволяет выдержать прямолинейность тела штанги относительно головок. Затем проводится упрочнение галтели с прилегающим участком штанги 300–500 мм, т.е. переходной зоны термического влияния, возникающей при штамповке головок. Упрочнение осуществляется вращающейся головкой с тангенциальным перемещением роликов по радиусу галтели. Усилие обкатки (0,7 ... 0,8) $\sigma_{0,2}$ обеспечивается скоростью вращения головки, а разворот обкатывающих роликов относительно оси тела штанги обеспечивает продольную подачу штанги 8–9 м/мин [6].

В результате наших опытно-промышленных испытаний проведение технологических операций в данной последовательности и с режимами обработки по предлагаемому способу позволяет получить штанги из низкоуглеродистых сталей с высокими механическими свойствами, соответствующими классу D, и дает возможность их использовать в коррозионно-активной среде. Термическая обработка 480–500 °С проводится для релаксации остаточных напряжений, стабилизации структуры и механических свойств металла штанги. Данная температура выбрана из условия температуры отпуска для низкоуглеродистых сталей, поставляемых в нормализованном или улучшенном состоянии. Используя электроскоростной нагрев можно снизить температуру отпуска на 100–150 °С. Установлено, что при более низкой температуре (ниже 480–500 °С) происходит снижение предела прочности и предела пластичности металла. Так как в низкоуглеродистых сталях содержится небольшое количество легирующих элементов (никеля, хрома, марганца, молибдена), то обеспечивается высокая прокаливаемость штанги и не требуется высоких скоростей охлаждения, достаточно охлаждения штанг на воздухе. Время выдержки при электроотпуске установлено экспериментально равным 15–20 мин., что является достаточным при релаксации напряжений и стабилизации структуры и механических свойств металла. При выдержке менее 15 мин. структура металла штанги остается неоднородной, что ведет к дополнительному искривлению тела штанги. Выдержка более 20 мин. нецелесообразна, потому что дальнейшее улучшение по геометрическим характеристикам и по структуре ферритно-перлитной смеси не наблюдается. Твердость при этом соответствует 277–286 НВ.

Подстуживание штанги до 180–200 °С после отпуска перед правкой – растяжением необходимо по причине перехода зоны хрупкости при средних температурах 250–400 °С и возможности проведения правки – растяжения не нарушая сплошности металла. Правка выше 200 °С может привести к разрушению при пороге хрупкости при среднем отпуске, а правка ниже 180 °С нежелательная из-за образования микротрещин на поверхности тела штанги, что в дальнейшем послужит концентратором напряжений. Поэтому по стандарту API правка в холодном состоянии не допускается. Правка штанг проводится при усиллии (0,3 ... 0,5) $\sigma_{0,2}$ с выдержкой 50–70 с., что обеспечивает геометрические характеристики штанги в со-



ответствии с группой В ГОСТ 14955-77: параметр шероховатости Ra 1,1–1,8 мкм, дефекты поверхностные 0,012–0,02 мкм. При усиллии правки – растяжением менее $0,3 \sigma_{0,2}$ и выдержкой менее 50 с. Штанга не выправляется полностью и остается кривизна более 5 мм в концевой части штанги на участке 0,5 метра от головки. При усиллии более $0,5 \sigma_{0,2}$ и времени выдержки более 70 с. штанга выправляется и соответствует стандарту, но значительно увеличивает цикл обработки. Следует также отметить, что время выдержки 50–70 с. в напряженном состоянии позволяет дополнительно упрочнить металл равномерно по всей длине, и получить механические свойства $\sigma_{0,2} = 730 \dots 820$ МПа, $\sigma_b = 850 \dots 960$ МПа, что соответствует классу D согласно стандартам API Spec 11 B [7].

Поверхностное упрочнение галтели и подэлеваторного участка штанги с участком длиной 300–500 мм проводится путем откатки профильными роликами с усилием $(0,7 \dots 0,8) \sigma_{0,2}$ со скоростью 8–9 м/мин. Данная операция поверхностного упрочнения проводится с целью дополнительного упрочнения участка штанги, подверженного зоне температурного влияния при штамповке головок, где температура достигает 1100 °С. Поэтому создание сжимающих остаточных напряжений на поверхности данного участка и упрочнение поверхностных слоев металла позволяют повысить прочностные свойства данного участка и циклическую долговечность всей штанги. Обкатка участка штанги с усилием менее $0,7 \sigma_{0,2}$ не обеспечивает упрочнение и создает остаточные напряжения сжатия менее 120 МПа, оставляя при этом шероховатость поверхности более 5 мкм, что будет снижать прочностные характеристики штанги из-за дефектов поверхностного слоя. При усиллии обкатки более $0,8 \sigma_{0,2}$ происходит наклеп поверхностного слоя на участках перекрытия следов обкатки и возникает волнистость поверхности в виде винтового следа, что ведет к микротрещинам поверхности и служит концентратором при работе, особенно в коррозионно-активных средах.

Теоретические исследования были проверены экспериментально [3, 8]. В качестве исходной заготовки используется горячекалиброванная сталь марки 20ХГН1М. Заготовка закладывается в щелевую газовую печь на длину 400 мм и нагревается до температуры ковки материала. После нагрева, по одной штуке, заготовки подвергают ковке на ГКМ, где формируется головка штанги за 5 переходов. После высадки головок, штанги подаются на установку электроотпуска, где каждая заготовка закладывается на электроконтакты и нагревается до температуры 480–500 °С с выдержкой 15–20 мин. При этом разброс температур по длине штанги не превышает ± 5 °С. С установки электроотпуска штанги подают на охлаждение до температуры 180–200 °С за время 15–18 мин. Штангу, нагретую до температуры 180–200 °С, помещают в машину растяжения, закрепляя в захваты за квадратную часть головки, и подвергают растяжению с усилием $(0,3 \dots 0,5) \sigma_{0,2}$, контролируемому по давлению на штоке гидроцилиндра: (10,8–11,9) Т для штанги диаметром 19,2 мм, при этом напряжения растяжения составляет 380–410 МПа, а для штанги диаметром 22,4 мм (15,3–16,1) Т, соответственно, при этих же значениях напряжения. Далее штанга подается на установку поверхностно-пластической деформации, где в автоматическом режиме обкатывается вращающейся головкой с неприводными роликами цилиндрического профиля 2 мм переходящим в радиус 20 мм и повернутыми на угол 3° по отношению к оси штанги, обеспечивающие подачу штанги 8–9 м/мин при скорости вращения 180 об/мин и усилием сжатия за счет радиального перемещения от центробежных сил, равного 500–530 МПа на контактных поверхностях. Готовые штанги подвергались контролю по геометрическим характеристикам, по дефектам поверхности: твердость соответствовала 260–270 НВ, структура однородная – ферритно-перлитная, механические свойства – предел текучести $\sigma_{0,2}$ 780–820 МПа, предел прочности σ_b 860–930 МПа, относительное удлинение δ 15–16 %, относительное сужение ψ 59–63 % при требованиях стандарта API для класса D $\sigma_{0,2}$ 690 МПа, σ_b 790–965 МПа, δ 12 %, ψ 55 %. Также были проведены испытания на многоцикловую прочность по ГОСТ 25.502-79. Схема нагружения соответствовала поперечному изгибу при вращении, симметричный цикл. База испытаний 107 циклов. При нагрузке 3,0 кгс с числом циклов 1240000 штанга не разрушилась, при нагрузке 2,7 кгс 108 циклов – разрушений не наблюдается.

Основным элементом, оказывающим влияние на свойства углеродистых и низкоуглеродистых сталей, является углерод. Введение легирующих элементов в состав сталей позволяет значительно изменять их свойства. С увеличением содержания легирующих элементов даже в небольших количествах истинное сопротивление деформации стали возрастает. Причем наибольшее влияние оказывает кремний, в меньшей степени – никель и марганец, хром. При более высоком содержании легирующих элементов их влияние усложняется.

Механические свойства металлов являются структурно-чувствительными, т.е. зависят не только от прочности межатомной связи, но и от строения кристаллической решетки, величины зерна, количества, формы и распределения фаз в сплаве.

От размера зерна зависит предел прочности металла – величина, близкая к пределу текучести. В результате анализа экспериментальных данных получены зависимости свойств малоуглеродистой стали штанг от размера зерна, зависимости пределов прочности и текучести от температуры электроотпуска (табл. 1).



Таблица 1 – Влияние размера зерна на свойства стали штанг

Размер зерна (число зерен на 1 мм ²)	Предел прочности σ_b , МПа	Температура электроотпуска, °С	Удлинение образца на длине 7620 мм, %	Предел текучести $\sigma_{0,2}$, МПа
1	757	480	15	726
6	836	497	15	750
15	860	485	15	728
51	870	500	16	740
76	890	482	15	726
120	920	492	15	739

Установлено, что с увеличением степени деформации происходит повышение пределов текучести и прочности, и уменьшение пластичности. В результате анализа исследований были получены эмпирические зависимости:

$$\sigma_{0,2} = \sigma_{T.O} + \frac{\pi}{4} a' \sqrt{\varepsilon}, \tag{1}$$

где $\sigma_{T.O}$ – исходный предел текучести материала; ε – деформация; $a' = 60 \dots 75$ МПа – коэффициент, зависящий от марки стали. Чем больше углерода в стали, тем больше коэффициент.

Средний предел текучести в очаге поверхностно-пластической деформации составит

$$\sigma_{0,2cp} = \sigma_{T.O} + \frac{a'}{2} \left(\sqrt{\varepsilon} + \frac{\varepsilon_1}{\sqrt{\varepsilon_1 - \varepsilon_0}} \arcsin \sqrt{\frac{\varepsilon_1 - \varepsilon_0}{\varepsilon}} \right), \tag{2}$$

где ε_0 – предварительное обжатие, %.

Замечено, что с повышением температуры электроотпуска предел текучести уменьшается по экспоненциальной кривой, что облегчает сдвиговые процессы в зернах металла [10]. Величина $\sigma_{0,2}$ снижается с повышением температуры (табл. 1). Это позволило выявить зависимость:

$$\sigma_{0,2}^t = \sigma_{0,2} \left(1 - \frac{n_x \sqrt{t^\circ}}{100} \right), \tag{3}$$

где $\sigma_{0,2}^t$ – предел текучести с учетом температурного фактора; n_x – коэффициент, зависящий от химического состава марки стали; t° – температура нагрева металла.

Сопrotивление деформированию возрастает при повышении скорости деформации в штангах глубиннонасосного оборудования. Это объясняется двумя конкурирующими скоростями процессов, происходящих в металле: упругой и пластической деформации, упрочнения и разупрочнения металла. Упругая деформация распространяется в твердой среде со скоростью звука; скорость распространения пластической деформации значительно меньше скорости распространения упругой деформации. Следовательно, при нагружении штанги выше предела упругости стали величина пластической деформации должна определяться скоростью этого нагружения, чем выше скорость нагружения, тем меньше времени для протекания пластической деформации и тем выше напряжение, при котором возникает переход из упругой деформации в пластическую. В зависимости от продолжительности пластического деформирования возникающее упрочнение в той или иной степени снимается разупрочнением. В результате, быстрому процессу деформации соответствует большее сопротивление деформации, чем, соответственно, медленному процессу, т.е. напряжение тем больше, чем выше скорость деформации. Скорость перемещения дислокаций, определяющая скорость деформирования, также имеет предел, который зависит от величины нагрузки и температуры. Высокая степень деформации до 67 % приводит к завышенным усилиям деформации и повышенным нагрузочным способностям работы штампового инструмента и оснастки ГКМ.

На данные штанги получен сертификат соответствия № РОСС РИ АЯ04В12655. Штанги прошли эксплуатационные испытания, где после 712 дней работы обрывов и отворотов не наблюдалось.

В результате теоретических и опытно-промышленных испытаний рекомендованы к производству по данной технологии изготовление штанг ШН19, ШН22, ШН25 длиной от 1000 до 3680 мм, 7620 мм, 8000 мм, 9140 мм с механическими свойствами $\sigma_{0,2min}$ 586 МПа, σ_b 790 – 960 МПа.



Применение данной технологии изготовления насосных штанг позволяет повысить межремонтный период работы скважины, увеличить характеристики пластичности, прочности и надежности глубиннонасосного оборудования.

Литература:

1. Климов В.А., Валовский В.М. Об эффективности эксплуатации насосных штанг // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 1. – С. 94–97.
2. Счастливцева В.М., Табатчикова Т.И., Яковлева И.Л. и др. Влияние термомеханической обработки на сопротивление хрупкому разрушению низкоуглеродистой низколегированной стали // Физика металлов и металлургия. – 2015. – Т. 116. – № 2. – С. 189–199.
3. Dementyev V.B., Makarov S.S., Makarova E.V. Mathematical Modeling of Cooling High-Temperature Cylindrical Workpieces // Procedia Engineering. – 2016. – Vol. 150. – P. 393–399.
4. Газаров А.Г., Эпштейн А.Р., Андреев В.Е. К вопросу усталостно-коррозионного износа глубиннонасосного оборудования // Методы увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов. Проблемы и решения. – Уфа: Изд-во «Монография», 2003. – Вып. 4. – С. 222–223.
5. SU992601A C21D9/08, 30.01.83.
6. Пат. № 2270871 РФ. Заявка № 2005100827 от 17.01.2005., Способ изготовления нефтенасосных штанг / Дементьев В.Б., Иванов А.Г., Абдулин Н.Н. – зарегистрировано 27.02.2006.
7. API Spec 11B Specification for Sucker Rods, Polished Rods and Liners, Couplings, Sinkers Bars, Polished Rod Clamps, Stuffing Boxes, and Pumping Tees (With Errata 1, October 2010, Errata 2, February 2011).
8. Dementyev V.B., Suhikh A.A., Makhneva T.M. On problem of increasing the structural strength of maraging steels // Inorganic Materials; Applied Research. – 2015. – Т. 6. – № 4. – P. 343–349.

References:

1. Klimov V. A., Valovsky V.M. About efficiency of operation of pump bars // Oil economy. – 2015. – No. 1. – P. 94–97.
2. Schastlvtseva V.M., Tabatchikova T.I., Yakovleva I.L., etc. Influence of thermomechanical processing on resistance to fragile destruction of the low-carbon low-alloyed steel // Physics of metals and metallurgical science. – 2015. – Т. 116. – No. 2. – P. 189–199.
3. Dementyev V.B., Makarov S.S., Makarova E.V. Mathematical Modeling of Cooling High-Temperature Cylindrical Workpieces // Procedia Engineering. – 2016. – Vol. 150. – P. 393–399.
4. Gazarov A.G., Epstein A.R., Andreyev V.E. To a question of fatigue and corrosion wear of the deep and pump equipment // Methods of increase in oil recovery of hardly removable stocks. Problems and decisions. – Ufa: Monografiya publishing house, 2003. – Issue 4. – P. 222–223.
5. SU992601A C21D9/08, 30.01.83.
6. Stalemate. No. 2270871 of the Russian Federation. Application No. 2005100827 from 1/17/2005., the Way of production of petropump bars / Dementiev V.B., Ivanov A.G., Abdulin N.N. – it is registered 2/27/2006.
7. API Spec 11B Specification for Sucker Rods, Polished Rods and Liners, Couplings, Sinkers Bars, Polished Rod Clamps, Stuffing Boxes, and Pumping Tees (With Errata 1, October 2010, Errata 2, February 2011).
8. Dementyev V.B., Suhikh A.A., Makhneva T.M. On problem of increasing the structural strength of maraging steels // Inorganic Materials; Applied Research. – 2015. – Т. 6. – № 4. – P. 343–349.



УДК 004.651.5;004.032.2;004.33

АВТОМАТИЗАЦИЯ БИЗНЕС-ПРОЦЕССОВ ПРОИЗВОДСТВА, КОНТРОЛЯ И АНАЛИЗА НА ПРЕДПРИЯТИИ

AUTOMATION BUSINESS PROCESSES, CONTROL AND ANALYTICS IN THE ENTERPRISE

Долгих Роман Сергеевич

инженер-программист,
Забайкальский государственный университет
dolgichpc@mail.ru

Машкин Владимир Анатольевич

кандидат технических наук, доцент,
Забайкальский государственный университет
kafedra_ivtipm@mail.ru

Суворов Иван Флегонтович

доктор технических наук, профессор,
Забайкальский государственный университет
kafedra_ivtipm@mail.ru

Забелин Вячеслав Олегович

студент магистратуры,
Забайкальский государственный университет
s89148025956@gmail.com

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы изучения основных направлений деятельности организации. Рассмотрена возможность применения систем автоматизации на предприятии при разработке нефтяных и газовых месторождений.

Ключевые слова: автоматизация, бизнес-процессы, предприятие, системы электронного документооборота, системы контроля, анализ.

Dolgikh Roman Sergeevich

Software Engineer,
Transbaikal State University
dolgichpc@mail.ru

Mashkin Vladimir Anatolievich

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
Transbaikalian State University
kafedra_ivtipm@mail.ru

Suvorov Ivan Flegontovich

Doctor of Technical Sciences, Professor,
Transbaikal State University
kafedra_ivtipm@mail.ru

Zabelin Vyacheslav Olegovich

Graduate Student,
Transbaikal State University
s89148025956@gmail.com

Annotation. The article examines the issues of studying the main directions of the organization. The possibility of using automation systems at the enterprise in the development of oil and gas fields is considered.

Keywords: automation, business processes, enterprise, electronic document management systems, control systems, analytics.

Автоматизация бизнес-процессов производства, контроля и анализа на сегодняшний день – очень обширная тема. На современном уровне развития автоматизация процессов представляет собой один из подходов к управлению процессами на основе применения информационных технологий. Этот подход позволяет осуществлять управление операциями, данными, информацией и ресурсами за счет использования компьютеров и программного обеспечения, которые сокращают степень участия человека в процессе, либо полностью его исключают.

На сегодняшний день автоматизация процессов охватила многие отрасли промышленности и сферы деятельности: от производственных процессов, до совершения покупок в магазинах. Вне зависимости от размера и сферы деятельности организации, практически в каждой компании существуют автоматизированные процессы. К тому же, автоматизация процессов необходима для поддержки управления на всех уровнях иерархии организации.

В работе любой организации, в том числе на предприятиях нефтяной и газовой промышленности со временем появляется необходимость в автоматизации некоторых процессов. С нарастанием производства растет количество бизнес-процессов и информации, которую необходимо контролировать. И для извлечения большей выгоды и более слаженной их работы необходима автоматизация всего предприятия. Таким образом, автоматизация предприятий осуществляет контроль всех этапов производства и вносит в производственный процесс значительные коррективы.

Основные задачи автоматизации бизнес-процессов на предприятии:

- защита организации от недобросовестных сотрудников и минимизация нанесенного ими вреда;
- улучшения качества товаров, оказания услуг;



- эффективный контроль над материальной базой организации и запасами в помещениях склада;
- постоянный мониторинг производства компании, упрощения процесса информирования внешних и внутренних контролирующих органов.

Рассмотрим процесс анализа предприятия на предмет возможной автоматизации на примере предприятия – Государственное управление «Специализированный монтажно-эксплуатационный участок» (ГУ «СМЭУ») занимается обслуживанием дорог в Чите и Забайкальском крае. В своем распоряжении имеет несколько цехов, в их число входят сварочный цех, цех по обслуживанию специализированной техники и покрасочный цех.

Данное предприятие тесно взаимодействует с различными государственными структурами и ведомствами, которые занимаются регулировкой и согласованием всей дорожной ситуации в Чите.

В ГУ «СМЭУ» выполнение всех работ должно быть строго задокументировано. Всем этим занимается отдел бухгалтерии и мастера по производству. У бухгалтерии весь документооборот внесен в базу данных «1С. Бухгалтерия», что значительно упрощает работу всего предприятия, однако, когда дело доходит до документооборота с мастерами, то возникают определенные трудности.

У предприятия имеется ряд проблем – это отсутствие структурированной базы данных, которая взаимодействует со всеми отделами, отсутствие системы документооборота и системы контроля выполнения дорожных работ.

Для решения данных проблем предлагается введение системы электронного документооборота. Система электронного документооборота – это компьютерная система, которая позволяет организовать работу с электронными документами (создание, изменение, поиск), а также взаимодействие между сотрудниками (передачу документов, выдачу заданий, отправку уведомлений и т.п.). Это не просто инновация, но радикальное управленческое решение, не имеющее аналогов в традиционном управлении информационными потоками организации. Системы электронного документооборота (СЭД) существенно оптимизируют скорость протекания бизнес-процессов и повышают конкурентоспособность организации.

Помимо внедрения системы электронного документооборота подразумевает и внедрение системы отслеживания автотранспорта, что позволит контролировать ход и время выполнения работ, что значительно упрощает работу мастеров по производству. Данные системы широко распространены на западе и представляют собой клиент-серверное приложение, которое по технологиям GPS/ГЛОНАСС позволяет отслеживать перемещение объекта на карте города.

Две предыдущие системы также подразумевают и внедрение базы данных для хранения всей информации. Система управления базами данных (СУБД) – это совокупность языковых и программных средств, предназначенных для создания, ведения и совместного использования БД многими пользователями. Современная СУБД содержит в своем составе программные средства создания баз данных, средства работы с данными и сервисные средства [1].

Стоит также учитывать и Интернет, поскольку предполагается удаленная работа с СЭД, а использование системы отслеживания автотранспорта и вовсе будет бесполезна без Интернета.

Преимущества внедрения системы:

- облегчение выдачи маршрутных листов для спецтранспорта;
- уменьшение ошибок при составлении документов;
- упрощение отслеживания выполнения работ;
- облегчение составления отчетов;
- улучшение в планировании работы предприятия;
- сокращение нагрузки на управленческий персонал;
- удаленный доступ.

Существуют уже готовые решения, которые имеют свои плюсы и минусы. Общим минусом для всех этих решений является оплата, которая производится ежемесячно либо ежегодно. Вторым существенным минусом является, то что они полностью меняют процесс автоматизации предприятия, вытесняя установленные ранее системы автоматизации.

Сначала разберем аналоги системы электронного документооборота. Одним из аналогов является система электронного документооборота «ТЕЗИС» (рис. 1). Стоимость данной системы от 30000 до 800000 рублей за лицензию и оплата по технической поддержке за квартал в размере от 18000 до 30000. СЭД ТЕЗИС – это современная, надежная и удобная система электронного документооборота. Система представляет собой комплексное программное решение, которое подходит для автоматизации документооборота, делопроизводства и управления рабочими процессами в средних и крупных коммерческих компаниях, на промышленных предприятиях, в государственных и научно-образовательных учреждениях [2].

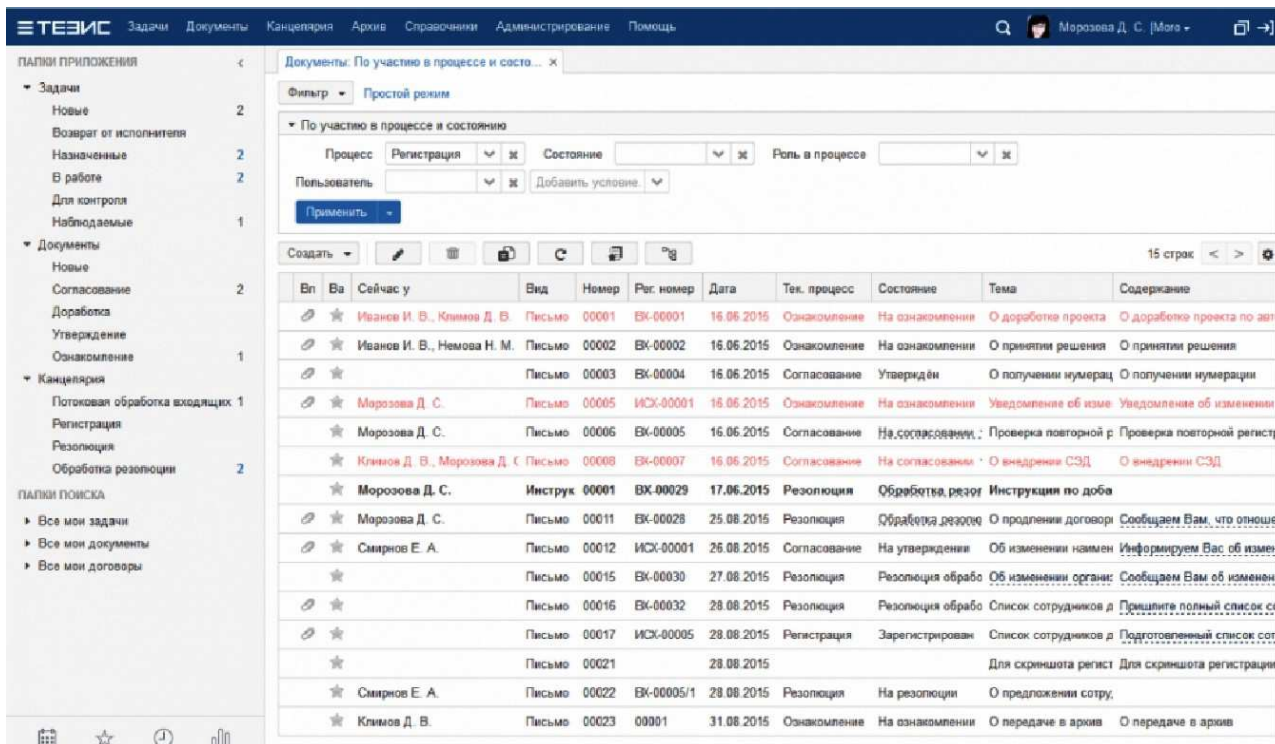


Рисунок 1 – Дизайн системы «ТЕЗИС»

Перейдем к аналогам систем слежения. Самым очевидным являются системы, основанные на базе систем ГЛОНАСС и GPS. Самым лучшим вариантом является система TrustTrack (рис. 2).

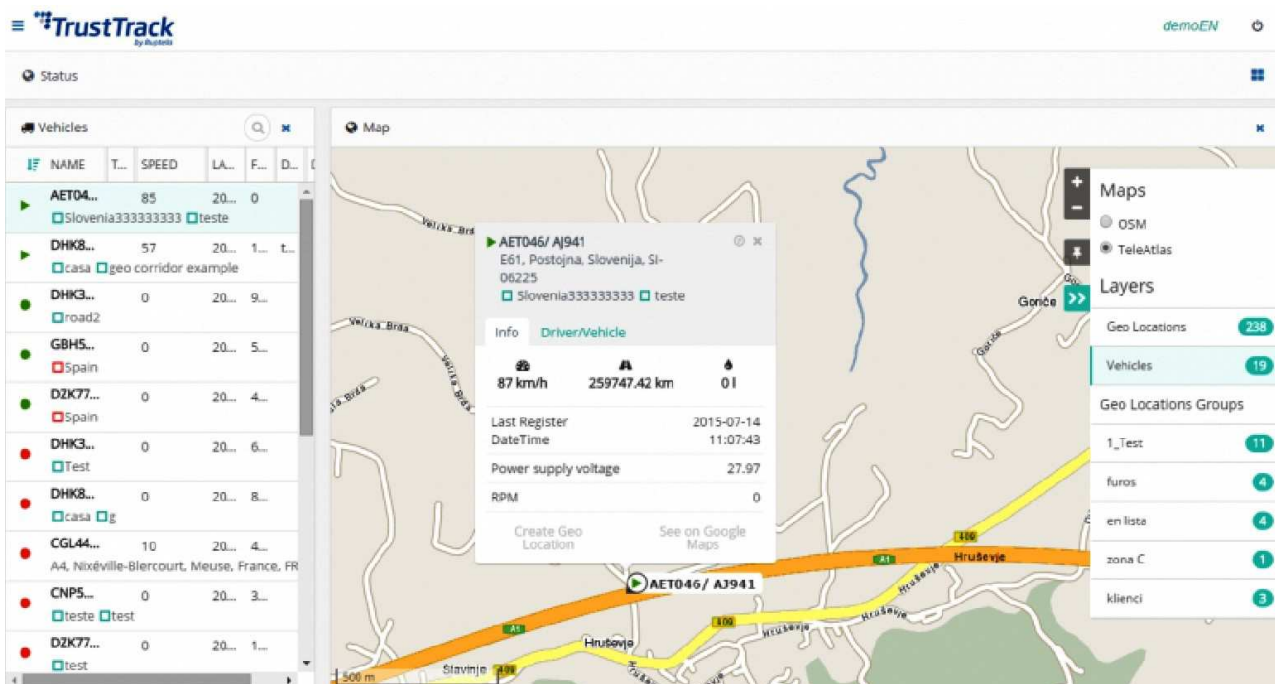


Рисунок 2 – Система TrustTrack

Она предназначена для мониторинга и анализа основных показателей: местоположения, маршрута перемещения, уровня и расхода топлива, скорости, отклонения от маршрута, действий водителя. Система получает данные от приборов, установленных на транспортных средствах автопарка, собирает и анализирует их. Благодаря этой системе формируются уже скомпонованные отчеты, в которых наглядно предоставлена вся важная информация [3].

Система работает в купе с трекерами, одним из трекеров является FM-Eco4 (рис. 3). GPS/GLONASS-датчик в защищенном корпусе (IP67) получает и собирает базовые данные об авто-



мобиле в рейсе: скорость, маршрут, расход топлива (при подключении топливного датчика), с помощью датчика возможна идентификация водителя, а также блокировка двигателя. Модель FM Eco4 + имеет встроенную батарею, благодаря чему работает и без подключения к сети [3].

Данное решение является самым оптимальным решением ввиду его огромных возможностей, но неоправданным для предприятия ГУ «СМЭУ» т.к. с данной системой хорошо взаимодействовать организациям с большим автопарком.



Рисунок 3 – Трекер FM-Eco4

На данном этапе работы было проведено изучение основных направлений деятельности организации, выявлены моменты в работе предприятия, которые нужно и можно автоматизировать. Также была изучена предметная область, с которой в дальнейшем придется работать: это работа с системами электронного документооборота, система отслеживания спецтехники и создание СУБД. Также были рассмотрены аналоги всех систем, в том числе систем применяемых на предприятиях при разработке нефтяных и газовых месторождений, были выявлены плюсы и минусы всех систем. В дальнейшем планируется разработка системы автоматизации предприятия, применимой в нескольких областях промышленности.

Литература:

1. Кузнецов С.Д. Основы баз данных : учебное пособие. – М. : БИНОМ-Пресс, 2007. – 484 с.
2. ТЕЗИС. Управление документами и задачами. – URL : <https://www.tezis-doc.ru>
3. Компания Руптела. – URL : <https://www.ruptela.ru>

References:

1. Kuznetsov S.D. Fundamentals of databases: textbook. – M. : BINOM-Press, 2007. – 484 p.
2. Thesis. Management of documents and tasks. – URL : <https://www.tezis-doc.ru>
3. The company of Ruptel. – URL : <https://www.ruptela.ru>



УДК 338.3

ОЦЕНКА ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

ASSESSMENT OF THE FACTORS INFLUENCING SYSTEM EFFECTIVENESS OF MAINTENANCE OF RESERVOIR PRESSURE BY APPLICATION OF WATER GAS INFLUENCE

Еремеев И.В.

Уфимский государственный нефтяной
технический университет
eremeev.ivan.v@gmail.com

Кохляков А.В.

Уфимский государственный нефтяной
технический университет

Малая А.Р.

Уфимский государственный нефтяной
технический университет

Аннотация. В статье представлены и проанализированы основные факторы влияющие на эффективность применения водогазового воздействия.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, водогазовое воздействие, трудноизвлекаемые запасы.

Yeremeyev I.V.

Ufa state petroleum technological university
eremeev.ivan.v@gmail.com

Kokhlyakov A.V.

Ufa state petroleum technological university

Malaya A.R.

Ufa state petroleum technological university

Annotation. The article presents and analyzes the main factors which depend on water alternating gas efficiency.

Keywords: enhancing oil recovery, water alternating gas, hard-to-recover reserves.

3 а последнее 20 лет наблюдается существенное изменение структуры запасов в сторону увеличения доли трудноизвлекаемых запасов, значительное влияние на это оказывает интенсивная выработка легкоизвлекаемых запасов нефти и газа. Данная тенденция присуща не только России, но и миру. Поэтому в настоящее время особенно остро встает вопрос о разработке и применении новых методов, а также усовершенствованию существующих методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

Использование МУН осуществляемых закачкой воды в пласт не оказывает должного эффекта при извлечении высоковязкой и остаточной нефти, из-за чего месторождения, связанные с большим количеством высоковязкой нефти, быстро заводняются. Наиболее эффективными для добычи трудноизвлекаемых запасов считаются следующие методы: тепловые, биологические, химические и газовые. Однако, они не обеспечивают достаточного коэффициента охвата пласта.

Водогазовое воздействие является одним из методов по увеличению нефтеотдачи продуктивных пластов. Этот метод объединяет в себе все ключевые преимущества отдельного нагнетания воды и газа. А именно, достигается высокий коэффициент вытеснения нефти, присущий нагнетанию газа в пласт, а малый коэффициент охвата вытеснением нивелируется закачкой воды, кроме того при закачке водогазовой смеси не происходит прорыва газа по высокопроницаемым пропласткам. Также при использовании ВГВ происходит выравнивание профиля приемистости прискважинной части пласта вблизи нагнетательной скважины.

Дать точную оценку эффективности ВГВ для конкретного месторождения без проведения серии опытов практически невозможно, так как, не смотря на то что данные методы применяются 50х годов, до сих пор не изучен механизм вытеснения нефти водогазовой смесью. Можно выделить следующие основные факторы, которые влияют на эффективность применения ВГВ: фильтрационно-емкостные свойства пористой среды, геолого-физические свойства, термобарические параметры, технологии применяемого метода ВГВ и физические свойства рабочих агентов.

На сегодняшний день существует 3 основных метода осуществления водогазового воздействия: последовательная, попеременная и совместная закачка нагнетаемых агентов. Под последовательной закачкой понимается попеременное длительное нагнетание воды и газа в пласт, в то время как попеременная-краткосрочная закачка рабочих агентов. Под совместной понимается одновременная закачка газа и воды в пласт, причем существует 4 исполнения совместной закачки с использова-



нием: компрессорной установки, насосно-бустерной установки, устьевого и забойного эжектора. В зависимости от исполнения на забой нагнетальной скважины подается пенообразная или загущенная водогазовая смесь. Каждый метод имеет свои условия применимости [1]. Широкое использование эжекторов, компрессорных и насосно-бустерных установок на нефтедобывающем промысле требует высоких капитальных вложений при проектировании и строительстве.

Подходящими условиями для применения ВГВ считаются высокие температура и давление. Температура в пласте должна быть не менее 50 °С, для обеспечения достаточно высокой вязкости нефти в пластовых условиях, а рекомендуемое давление варьируется в зависимости от рабочего газа, так, например, для «жирных» газов давление не должно быть ниже 17 Мпа, а для «сухих» минимальный рекомендуемый порог составляет уже 28 Мпа. Также давление насыщения нефти газом должно быть равное или близкое к пластовому [2].

Рассмотрим влияние фильтрационно – емкостных свойств коллекторов. Существует несколько рекомендаций по выбору технологии закачивания смеси в пласт в зависимости от проницаемости эксплуатационного горизонта – для низкопроницаемых пластов (0,005–0,1 мкм²) наиболее подходящей является последовательная закачка рабочих агентов. Для коллекторов с проницаемостью 0,1–1 мкм² рекомендуется применять попеременную или совместную закачку рабочих агентов. Также существуют пределы эффективной толщины пластов, а именно последовательная закачка рекомендуется к применению, когда нефтенасыщенная часть пласта менее 10 м, а для толщин до 20 м используется совместная и попеременная закачка [3].

К геолого-физическим свойствам, влияющим на процесс ВГВ, можно отнести неоднородность пласта. Так, например, для однородных пластов наиболее пригодна последовательная закачка, в то время как для пластов, характеризующихся высокой степенью неоднородности, применяется попеременная и совместная закачка. При нагнетании в пласт водогазовой смеси происходит повышение фильтрационного сопротивления пласта, что способствует повышению коэффициента охвата пласта. Кроме того, следует отметить, что существуют требования к минеральному составу горных пород, они определяются пригодностью пласта для заводнения. К примеру, наличие набухающих глин отрицательно сказывается на эффекте ВГВ. Газы, применяемые в качестве вытесняющих агентов, практически не взаимодействуют с горным скелетом [2].

В качестве рабочего газа могут использоваться углекислый газ (CO₂), азот (N₂), попутный нефтяной газ (ПНГ) и др. Каждый из этих агентов имеет свои преимущества и недостатки. Углекислый газ при закачке в пласт переходит из водогазовой смеси в нефть и уменьшает ее вязкость, а также уменьшает поверхностное натяжение на границе вода – нефть, но отсутствие источником данного агента на промысле сильно ограничивает его применимость. Попутный нефтяной газ попадая в пласт, затрудняет проникновение в области с высокой проницаемостью, проникает в труднодоступные поры и смешивается с трудноизвлекаемой нефтью, тем самым снижая обводненность и повышая коэффициент извлечения нефти [2]. Азот менее эффективен чем углекислый газ и ПНГ (КИН меньше на 2–4 %), но, являясь инертным газом, не вызывает коррозии породы и абсорбируется на ней, практически не наносит ущерба проницаемости породы, а также добываемые нефтепродукты легко очищаются от азота [4].

Литература:

1. Кокорев В.И. Газовые методы – новая технология увеличения нефтеотдачи пластов // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 11. – С. 24–27.
2. Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. – М. : Газойл-пресс, 2006. – 199 с.
3. Зацепин В.В., Максutow Р.А. Основные факторы, определяющие эффективность водогазового воздействия с одновременной закачкой воды и газа // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 10. – С. 18–24.
4. Ермаков П.П., Еремин Н.А. Нагнетание Азота для увеличения нефтеотдачи // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1996. – № 11. – С. 45–50.

References:

1. Kokorev V.I. Gas methods – new technology of increase in oil recovery of layers // Oil-field business. – 2009. – No. 11. – P. 24–27.
2. Stepanova G.S. Gas and water gas methods of impact on oil layers. – M. : Gazoil press, 2006. – 199 p.
3. Zatsepin V.V., Maksutov R.A. The major factors defining efficiency of water gas influence with simultaneous pumping water and gas // Oil-field business. – 2008. – No. 10. – P. 18–24.
4. Ermakov P.P., Eremin N.A. Forcing of Nitrogen for increase in oil recovery // Geology, geophysics and development of oil fields. – 1996. – No. 11. – P. 45–50.



УДК 622

ПРИМЕНЕНИЕ МАРКОВСКИХ МОДЕЛЕЙ К АНАЛИЗУ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ОЦЕНКЕ ДЕБИТОВ СКВАЖИН

APPLICATION OF MARKOV MODELS TO THE ANALYSIS OF DEVELOPMENT OIL AND GAS FIELDS AND ASSESSMENT OF OUTPUTS OF WELLS

Захарченко Евгения Ивановна

кандидат технических наук,
заведующая кафедрой
геофизических методов поисков и разведки,
Кубанский государственный университет
evgenia-zax@yandex.ru

Захарченко Юлия Ивановна

старший преподаватель кафедры
геофизических методов поисков и разведки,
Кубанский государственный университет
evgenia-zax@yandex.ru

Аннотация. Приводится методика построения оценки переходных вероятностей, когда вместо информации о «траектории» движения отдельной скважины имеются данные по агрегированным группам скважин в виде относительных частот состояний. В основу методики положена теория марковских процессов. Рассмотренная методика позволяет определить суммарный объем добычи за весь период эксплуатации залежи, прогнозировать состояние фонда скважин и объем добычи на любой промежуток времени до полного истощения месторождения.

Ключевые слова: вероятностные методы, Марковские модели, переходные вероятности, относительные частоты состояний, финальные вероятности.

Zakharchenko Evgenia Ivanovna

Candidate of Technical Sciences,
manager of department
of geophysical methods of search
and investigation,
Kuban State University
evgenia-zax@yandex.ru

Zakharchenko Yulia Ivanovna

Senior teacher of department
of geophysical methods of search
and investigation,
Kuban State University
evgenia-zax@yandex.ru

Annotation. The technique of creation of assessment of transitional probabilities when instead of information on «trajectory» of the movement of the certain well there are data on the aggregated groups of wells in the form of relative frequencies of states is given. The theory of Markov processes is the basis for a technique. The considered technique allows to determine the total volume of production for the entire period of operation of a deposit, to predict a condition of a well stock and volume of production on any period to a field starvation.

Keywords: probabilistic methods, Markov models, transitional probabilities, relative frequencies of states, final probabilities.

Известно, что основные проектные решения при разработке нефтегазовых месторождений принимаются в условиях крайне ограниченной информации, а наиболее полная информация о месторождении появляется только к концу разработки. Поэтому разработчики непрерывно строят модели месторождения, а в последние 10 лет появились программные средства и интегрированные системы интерпретации ГИС, позволяющие реализовать постоянно действующие модели (ГДМ) нефтегазовых месторождений.

Применяемый математический аппарат гидрогазодинамики и геостатистики разработан для фильтрационных течений грунтовых вод и рудной геологии, где пространственные поля признаков практически не изменяются за весь период разработки. В нефтегазовом же деле имеют место пространственно временные поля, подвергающиеся мощным локальным возмущениям (ОПЗ, ГРП, закачка воды в пласт, ТГХМ и др.). Поэтому точность и достоверность математической модели пласта во многом определяется качеством исходной информации, интуицией и опытом разработчика. Вместе с тем, эти модели, построенные по информации в локальных точках – скважинах, играют первостепенную роль при определении количества извлекаемых запасов в залежи и их распределении по простиранию.

В этой связи интерес представляет и агрегированный подход к модели «продуктивный пласт – скважины», как к единой взаимосвязанной гидродинамической системе. Любые возмущающие воздействия на продуктивный пласт оказывают влияние в большей или меньшей степени на всю систему в целом. Масштабы этих возмущений условно можно разбить на микро, мезо и макровоздействия. Характерные размеры первого типа от 1 м до 10 м, второго типа от 10 м до 1–2 км, а третьего – 2–10 км. Так как в нефтепромысловой практике не проводят непрерывных замеров дебитов и устьевых давлений на всех скважинах, то для процессов разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений



интерес, в первую очередь, представляют мезо и макромасштабные воздействия, а отправным пунктом для анализа разработки должны являться агрегированные данные по основным показателям и движению фонда скважин. Кроме того, необходимо разработать решающие правила, позволяющие установить эффект от конкретного метода воздействий, выделив его на фоне остальных операций.

Теория марковских процессов [1, 2] позволяет строить оценки переходных вероятностей, когда вместо информации о «траектории» движения отдельной скважины имеются данные по агрегированным группам скважин в виде относительных частот состояний (где под состоянием может пониматься дебит скважины, способ эксплуатации, метод воздействия и др. в каждый момент времени).

Если под состоянием системы i понимать число скважин X_i , дающих дебит в диапазоне $q_{1i}-q_{2i}$, то все скважины можно разбить на 3–5 классов в зависимости от дебита. Тогда уменьшение или увеличение дебитов скважин будет означать переход скважины из одного класса в другой. Так как переходы скважин под действием возмущений происходят непрерывно, то всегда можно определить X_i , а следовательно, найти, сколько скважин переходит из одного класса в другой и переходную вероятность P_{ij} из класса i в класс j . При этом не важно, какая конкретно скважина перешла в другой класс.

Такая процедура по трём группам скважин Южно-Балыкского месторождения (пласт БС₁₀) позволила построить матрицу переходных вероятностей по проценту обводненности (I группа – 20–30 %, II группа – 30–40 %, III группа – более 40 %). По данной матрице были рассчитаны финальные вероятности обводнения скважин на следующий квартал. Результаты расчетов позволили установить, что применяемые композиции биополимеров для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин весьма эффективны, так как финальная вероятность появления скважин с обводненностью более 40 % оказалась значительно ниже исходной в матрице переходных вероятностей.

Имея аналогичные матрицы переходных вероятностей дебитов всего фонда скважин можно прогнозировать состояние фонда и объем добычи на любой промежуток времени до полного истощения месторождения.

Ошибки же в определении запасов месторождений нефти и газа связаны с неполнотой и неточностью геолого-физической информации при проектировании разработки. По мере эксплуатации месторождения показатели разработки и геолого-гидродинамическая обстановка уточняется и запасы периодически пересчитываются. Попытки делать прогноз извлекаемых запасов по статическим данным изменения дебитов скважин и накопленной добычи за определенный период особого успеха не принесли. Работы Дж. Арпса, Э.Б. Мураховского, В.Д. Лысенко, И.Г. Пермякова, Р.И. Медведского, Г.С. Камбарова и др. при всей их привлекательности дают определенные ошибки в прогнозах. В зависимости от длины предистории (числа точек) прогнозы, получаемые данными методами, отличаются на порядок.

Очевидно, что случайные геолого-физические свойства полей продуктивных пластов по простиранию и глубине практически опровергают возможность детерминированных прогнозов извлекаемых запасов даже с применением моделей 3D. Здесь успех зависит от количества информации, её точности и интуиции разработчика. В этой связи и прогнозы по статическим данным и моделям 3D должны быть только вероятностными.

Не останавливаясь на вопросах обоснования Марковской модели зависимости дебитов группы скважин за предыдущий и последующий годы, покажем какие результаты получаются при приложении теории цепей Маркова к вопросам прогнозирования дебитов и остаточных запасов [3].

Для построения матрицы переходных вероятностей использованы среднесуточные дебиты скважин, эксплуатирующие один горизонт, по месяцам за три последних года. Эта процедура аналогична построению корреляционной матрицы между двумя факторами, один из которых (столбец) дебит скважины за предыдущий месяц, а горизонтальные графы – дебиты за последующий месяц. Каждая новая строка матрицы нормировалась согласно рекомендациям [1, 2].

Ниже приводится матрица переходных вероятностей:

$\frac{j}{i}$	q_{j1}	q_{j2}	q_{j3}	q_{j4}	q_{j5}	q_{j6}	q_{j7}
q_{j1}	0,81	0,19	0	0	0	0	0
q_{j2}	0,11	0,72	0,17	0	0	0	0
q_{j3}	0	0,11	0,68	0,21	0	0	0
q_{j4}	0	0	0,06	0,86	0,08	0	0
q_{j5}	0	0	0	0,07	0,79	0,14	0
q_{j6}	0	0	0	0	0,11	0,61	0,28
q_{j7}	0	0	0	0	0	0,05	0,95



В полученной матрице P_{ij} средние в интервале дебиты q_1, q_2, \dots, q_7 соответственно равны (в т/сут): 14; 5; 3,5; 2,2; 1,4; 0,8; 0,5. Видно, что вероятности сохранения дебитов скважин на прежнем уровне (диагональные элементы) – максимальные. Однако наблюдается тенденция увеличения переходных вероятностей от высоких дебитов к низким по сравнению с вероятностью перехода к высоким дебитам. Наличие большого числа нулей свидетельствует о том, что не наблюдались случаи резкого перехода от низких дебитов к высоким и наоборот. Представляет интерес финальная вероятность, которая характеризует стационарное состояние системы по происшествию большого числа месяцев. Эта вероятность равна $\alpha_1 = 0, \alpha_2 = 0, \alpha_3 = 0, \alpha_4 = 0,1, \alpha_5 = 0,13, \alpha_6 = 0,14$ и $\alpha_7 = 0,63$.

Число шагов до достижения стационарного состояния составляет $N = 66$ месяцев, т.е. 5,5 лет. И объем добычи составит $Q = q_4\alpha_4 + q_5\alpha_5 + q_6\alpha_6 + q_7\alpha_7 = 0,1 \cdot 2,2 + 0,13 \cdot 1,4 + 0,13 \cdot 0,8 + 0,63 \cdot 0,5 = 0,97$ т/сут со всего месторождения.

Используя матрицу переходных вероятностей и финальные вероятности можно определить суммарный объем добычи за весь период эксплуатации залежи.

Литература:

1. Кемени Дж., Снелл Дж. Конечные цепи Маркова. – М.: Наука, 1970. – 235 с.
2. Ли Ц., Джавж Д., Зельнер А. Оценивание параметров марковских моделей по агрегированным временным рядам. – М.: Статистика, 1977. – 312 с.
3. Захарченко Е.И., Вартумян Г.Т., Гилаев Р.Г., Савчук Д.В. Прогнозирование геолого-физических полей в нефтегазодобыче // Научно-технический журнал Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М., 2009. – № 12, – С. 24–27.

References:

1. Kemeni J., Snell J. Final chains of Markov. – M.: Science, 1970. – 235 p.
2. Li Ts., Dzhavzh D., Zelner A. Estimation of parameters of Markov models on the aggregated temporary ranks. – M.: Statistics, 1977. – 312 p.
3. Zakharchenko E.I., Vartumyan G.T., Gilayev R.G., Savchuk D.V. Forecasting of geological and physical fields in oil and gas production//the Scientific and technical Construction of Oil and Gas Wells magazine by land and by sea. – M, 2009. – No. 12, – P. 24–27.



УДК 622.276.031:532.11

ПРОМЫШЛЕННОЕ ИСПЫТАНИЕ ТЕРМОХИМИЧЕСКОГО РЕАГЕНТА С ЦЕЛЬЮ ОЧИСТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ

FIELD TEST OF A THERMOCHEMICAL REAGENT FOR CLEANING WELL BOTTOMHOLE ZONE

Ибрагимов Хыдыр Мансум

кандидат технических наук, доцент,
Государственная нефтяная компания
Азербайджанской Республики (SOCAR),
НИПИ «Нефтегаз»
khidir.ibrahimov@socar.az

Гусейнов Шахмар Шамистан

начальник НГДУ,
Государственная нефтяная компания
Азербайджанской Республики (SOCAR),
НГДУ «Апшероннефть» ПО «Азнефть»
Shahmar.Huseynov@socar.az

Аннотация. На основе лабораторных исследований разработан и внедрен термохимический реагент предназначенный для очищения пористой среды от асфальтено-смолистых и парафиновых отложений. Представлены лабораторные данные получаемой температуры от реакции составляющих компонентов состава, а так же влияние этих составов на коэффициент извлечения нефти и проницаемость пористой среды. Эффективность разработанного состава проверена промышленными исследованиями на добывающей скважине.

Ключевые слова: призабойная зона скважины, проницаемость, нефтеотдача, термохимическая обработка, реагент.

Ibragimov Hydyr Mansum

Candidate of Technical Sciences,
Associate professor,
State Oil Company
of Azerbaijan Republic (SOCAR),
NIPi «Neftegaz»
khidir.ibrahimov@socar.az

Guseynov Shakhmar Shamistan

Chief of NGDU,
State Oil Company
of Azerbaijan Republic (SOCAR),
NGDU Apsheronneft ON Azneft
Shahmar.Huseynov@socar.az

Annotation. A thermochemical reagent designed for removing asphaltene-resinous and paraffinic deposits from a porous medium was developed and implemented based on laboratory studies. The laboratory data on the temperature obtained from the reaction of composition constituents, as well as the effect of these compositions on the oil recovery factor and the permeability of the porous medium have been presented. The efficiency of the developed composition is field tested in the producer well.

Keywords: well bottom zone, permeability, oil recovery, thermochemical treatment, reagent.

Как известно продуктивность, а так же эксплуатационные показатели скважины в значительной степени зависят от состояния призабойной зоны скважины [1, 2].

Фильтровая часть скважины является самой активной зоной протекающих процессов и поэтому ухудшение ее фильтрационных характеристик может произойти по разным причинам. К таким причинам относятся и осаждение тяжелых компонентов добываемой продукции способствующих к ухудшению проницаемости призабойной зоны скважины (ПЗС).

Для очистки ПЗС от асфальтено-смолистых и парафиновых (АСП) отложений и восстановления проницаемости применяют тепловые, физико-химические и комплексные методы воздействия на ПЗС [3].

Обзор литературных данных показывает, что при физико-химических методах воздействия на ПЗС в отдельности используемые реагенты не всегда дают нужного эффекта. Учитывая это наиболее целесообразно создание комплексного реагента для воздействия на ПЗС [4].

С этой целью на основе многочисленных лабораторных исследований был разработан реагент на основе водного раствора хромового ангидрида который при контакте с углеводородными растворителями позволяет получать достаточное количество температуры для растворения АСП [5].

Лабораторные исследования разработанного реагента дали, ожидаемые результаты по получению высокой температуры в модели пласта и воздействию на показатели пористой среды и коэффициент нефтеотдачи.

На модели пласта по стандартной методике были определены объем пор, проницаемость по водной фазе (1,6 Д), а затем модель насыщалась исследуемой жидкостью (нефть).

В качестве исследуемой нефти был взят нефть месторождения Пираллахи НГДУ Абшероннефть плотностью 927,7 кг/м³ с содержанием асфальтенов – 4,1 %, смол – 14 % и парафинов – 2,3 %. Как видно из физико-химических показателей нефти она является тяжелой. После фильтрации нефти через пористую среду модели в количестве 3-х объемов пор была определена скорость фильтрации (0,033 см³/сек). В этом случае, начальная нефтенасыщенность пор модели составляла 75 %. Процесс вытеснения нефти производился при комнатной температуре и при перепаде давле-



ния 0,5 атм, конечная нефтеотдача при этом составляла 0,4. Это говорит о том что, путем обычного заводнения было вытеснено 40 % нефти из модели и большая часть первоначального объёма нефти все еще осталось не вытесненным. Основной причиной такого результата является снижение фазовой проницаемости за счет осаждения тяжелых компонентов в порах модели. После окончания водного периода процесса вытеснения определяли проницаемость по воде что составило 0,78 Дарси. Как видно из данного показателя проницаемости 0,78 Дарси, проницаемость пористой среды снизилась до двух раз.

Для очистки асфальтено-смолистых отложений был разработан многокомпонентный реагент, компоненты которого при взаимодействии друг с другом входят в экзотермическую реакцию выделяя тепло.

Варьированием дозировок входящих в состав компонентов замерялась выделяемая температура. Результаты замеров выделяемой температуры от дозировок компонентов представлены в таблице 1.

Таблица 1

Составы	Выделяемая температура, °С	Объём компонентов, мл			Объёмное количество компонентов в оторочке, мл		
		Раствор хромового ангидрида (%)	Метиловый спирт	Ацетон	Раствор хромового ангидрида (%)	Метиловый спирт	Ацетон
A	60	94 (15)	4	2	23,5 (15)	1	0,5
B	72	94 (18)	4	2	23,5 (18)	1	0,5
		92 (15)	5	3	23 (15)	1,25	0,75
C	87	94 (30)	4	2	23,5	1	0,5
D	98	92 (25)	5	3	23	1,25	0,75
E	106	92 (30)	5	3	23	1,25	0,75
F	110	80 (25)	12	8	20	3	2
G	120	80 (30)	12	8	20	3	2

Как видно из таблицы, в зависимости от дозы температура выделяемого тепла меняется в пределах 60–120 °С.

С целью выявления влияния разработанного реагента на проницаемость а также на коэффициент нефтеотдачи были проведены экспериментальные исследования на выше представленной модели пласта.

Разработанный состав в виде оторочки был закачан с выходной стороны модели пласта в объёме 25 % от объёма пор. Сначала в пористую среду подается ацетон следом хром ангидрид и в конце закачивался метиловый спирт.

Затем оба входа модели закрывались приблизительно на час, после окончания этого периода продолжали процесс вытеснения водой.

Результаты экспериментальных исследований представлены на рисунке 1.

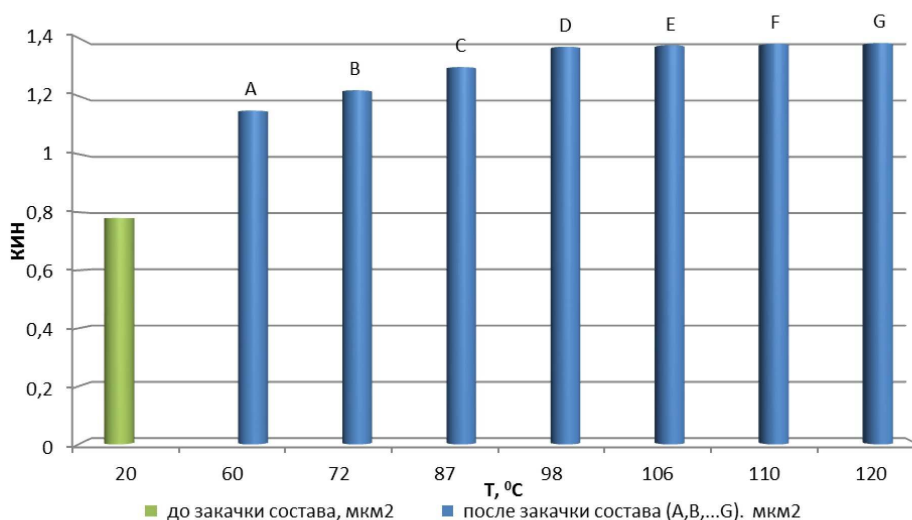


Рисунок 1 – Изменение проницаемости при различном процентном соотношении компонентных составляющих термоактивного реагента



На рисунке 1 представлена зависимость изменения проницаемости от температуры, как видно с ростом температуры в среде идет повышение проницаемости до почти первоначального уровня.

Отсюда можно сделать вывод о том, что осевшие тяжелые компоненты нефти при температуре 98 °С растворяясь, освобождают поры, и каналы среды тем самым улучшают фильтрационные характеристики углеводородной жидкости.

Данная температура достигается за счет реакции компонентов состава D представленного в таблице 1.

Таким образом выделяемая при экзотермической реакции компонентов температура 98 °С является достаточной для очистки призабойной зоны скважины от отложений тяжелых углеводородных компонентов

Опытно-промышленные испытания разработанного реагента были проведены на месторождении Пираллахи НГДУ «Абшероннефть» ПО «Азнефть». После проведения мероприятий по обработке ПЗС на скважине № 1057 эффект наблюдался в течение 90 дней, а дополнительная добыча нефти повысилась до 24 %.

Экспериментально было показано, что разработанный термохимический реагент, изменяя поверхностные показатели, благоприятно влияет на проницаемость пористой среды и позволяет сохранить фильтрационные характеристики среды.

Опытным путем был получен наиболее эффективный компонентный состав термохимического реагента.

Опытно-промышленные испытания реагента на добывающей скважине показали, что применение данного реагента позволяет предупредить АСП отложения и увеличить межремонтный период скважины.

Литература:

1. Suleymanov B.A., Guseynova N.I., Rzayeva S.C, Tulesheva G.D. Применение технологии очаговой кислотной обработки нагнетательных скважин для повышения нефтеотдачи пластов // SPE-189028-RU. SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition, At Baku, Azerbaijan, 1–3 November, 2017.
2. Шарифуллин А.В., Шарифуллин В.Н. Композиционные составы для процессов удаления и ингибирования асфальтеносмоло-парафиновых отложений : монография. – Казань : КГТУ, 2010.
3. Мальхин В.И., Тахавудинов Р.Ш., Якубов М.Р. Совершенствование технологий обработки призабойной зоны и повышения нефтеотдачи для месторождений с высоковязкой нефтью // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 4. – С. 112–114.
4. Матиев К.И., Ага-заде А.Д., Келдибаева С.С. Удаление асфальтеносмоло-парафиновых отложений различных месторождений // SOCAR Proceedings. – 2016. – № 4. – С. 64–68.
5. Гусейнов Ш.Ш., Шамилов В.М., Абдуллаев М.Г., Исмаилова М.К. Перспективы применения новых методов очистки призабойной зоны пласта // АНХ. – 2014. – № 6. – С. 30–33.

References:

1. Suleymanov B.A., Guseynova N.I., Rzayeva S.C, Tulesheva G.D. Use of technology of focal acid processing of delivery wells for increase in oil recovery of layers // SPE-189028-RU. SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition, At Baku, Azerbaijan, 1–3 November, 2017.
2. Sharifullin A.V., Sharifullin V.N. Composite structures for processes of removal and inhibition of asphaltenosmolo-paraffin deposits : monograph. – Kazan : KGTU, 2010.
3. Malykhin V.I., Takhautdinov R.Sh., Yakubov M. R. Improvement of technologies of processing of a bottomhole zone and increase in oil recovery for fields with high-viscosity oil // Oil economy. – 2010. – No. 4. – P. 112–114.
4. Matiyev K.I., Aga-zade A.D., Keldibayeva S.S. Removal of asphaltosmolo-paraffin deposits of various fields // SOCAR Proceedings. – 2016. – No. 4. – P. 64–68.
5. Guseynov Sh.Sh., Shamilov V.M., Abdullaev M.G., Ismailova M.K. Prospects of application of new methods of cleaning of a bottomhole zone of layer // ANH. – 2014. – No. 6. – P. 30–33.



УДК 622.279.51

ПРИМЕНЕНИЕ КОЛТЮБИНГА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

COILED TUBING APPLICATION IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

Казанчева Анна Николаевна

студентка,
Сургутский институт нефти и газа
(филиал ТИУ в г. Сургуте)
an.kazan4ewa@yandex.ru

Сорокин Павел Михайлович

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры нефтегазового дела,
Сургутский институт нефти и газа
(филиал ТИУ в г. Сургуте)

Аннотация. В статье представлена передовая технология применения гибких насосно-компрессорных труб (колтюбинга) при освоении месторождений; выделены области применения данного метода, а также дальнейшие его перспективы.

Ключевые слова: колтюбинг, гибкая насосно-компрессорная труба (ГНКТ), гидроразрыв пласта (ГРП), резка бокового ствола (ЗБС), капитальный ремонт скважин (КРС), обработка призабойной зоны (ОПЗ).

Kazancheva Anna Nikolaevna

Student,
Surgut Institute of Oil and Gas
(a branch of Tumen Industrial University
in Surgut)
an.kazan4ewa@yandex.ru

Sorokin Pavel Mikhaylovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate professor,
Associate Professor of Oil and Gas Business,
Surgut Institute of Oil and Gas
(a branch of Tumen Industrial University
in Surgut)

Annotation. The article presents the advanced technology of application of flexible tubing (coiled tubing) during field development; the areas of application of this method are outlined, as well as its further prospects.

Keywords: coiled tubing, flexible tubing, hydraulic fracturing, sidetracking, well workover, bottom-hole treatment.

Процесс разработки месторождений и эксплуатации скважин требует регулярного проведения качественных ремонтных работ, цель которых заключается в поддержании действующего фонда скважин в работоспособном состоянии и доработки остаточной продукции из нефтегазонасного пласта. В связи с переходом некоторых месторождений Западной Сибири на позднюю стадию разработки появилась потребность во внедрении инновационных технологий в нефтегазовой отрасли. К передовым можно отнести технологии гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ), также называемых колтюбингом.

Востребованность колтюбинга обусловлена рядом преимуществ перед традиционно применяемыми техническими решениями, из которых основными являются следующие:

- сокращение времени проведения операций капитального ремонта скважин (КРС) и других внутрискважинных операций;
- снижение негативного воздействия на пласт путем снятия необходимости в глушении скважины;
- проведение полного спектра внутрискважинных исследований в горизонтальном стволе;
- бурение на депрессии.

Сфера применения колтюбинга уверенно расширяется за счет использования внутрискважинных приборов и инструментов для заканчивания скважин, спуска забойных двигателей, а также в связи с ростом количества многозабойных скважин и операций многостадийного гидроразрыва пластов (МГРП).

С технической точки зрения эффективность внедрения ГНКТ обеспечивает возможность проведения внутрискважинных работ без предварительного глушения скважины, возможность выполнения различных работ в сильно искривленных скважинах, заканчивание скважин, а также бурение на депрессии горизонтально-разветвленных стволов с охранением коллекторских свойств в призабойной зоне пласта, что в результате обеспечивает кратное увеличение дебитов скважин. В таблице 1 рассмотрены основные области применения колтюбинга.

Операции по промывке песка и твердых фаз являются наиболее распространенными при ремонтных работах. Общее количество раствора на одну работу в среднем – до 10 м³. Очистка ствола скважины требует закачки жидкости для того, чтобы вынести твердые фазы на поверхность. При ловильных работах гибкие трубы создают циркуляцию различных промывочных жидкостей, включая азот и кислоту, буровой раствор, а также способны создавать большую осевую силу в горизонтальных или пологих скважинах для извлечения упущенных в скважину предметов [2].



Таблица 1 – Области применения колтюбинга

Освоение	Селективная закачка жидкостей, кислотных растворов; Тепловая обработка; Цементирование; Отчистка от песка забоя скважины; Промывки гидратно-парафиновых пробок и АСПО; Закачка азота
Исследование	Геофизические исследования в добывающих и нагнетательных скважинах; Получение данных с забоя в реальном времени; Спуск каротажных приборов; Визуальное обследование ствола скважины;
Ремонт	Зарезка боковых стволов; Установка клапанов–отсекателей пласта; Ремонтно-изоляционные работы (РИР); Перфорация скважин; Гидроразрыв пластов (ГРП, МГРП); Обработка призабойной зоны пласта (ОПЗ); Вертикальное углубление скважины; Ловильные работы
Комбинированные	Совмещение нескольких из выше перечисленных областей применения ГНКТ

Преимуществом технологии ГНКТ является то, что помимо промывки ствола скважины технологическим раствором, появляется возможность закачивать в скважину определенный объем азота для создания пониженного гидростатического давления. В результате возникает эффект притока жидкости, следовательно, обеспечивается процесс вымывания твердых частиц из ПЗП и повышается производительность скважины.

На сегодняшний день большинство гибких труб изготавливают из стали обычной малоуглеродистой, низколегированной или нержавеющей. Небольшое количество труб производится и из других металлов, например сплавов титана. В таблице 2 приведено процентное соотношение химических элементов стали.

Таблица 2 – Элементы, применяемые для изготовления стальных гибких труб

Химический элемент	C	Mn	P	S	Si	Cr	Cu	Ni
Содержание, %	0,1–0,15	0,6–0,9	не более 0,03	не более 0,005	0,3–0,5	0,55–0,7	0,2–0,4	не более 0,25

К преимуществам труб, изготавливаемых из низколегированных сталей, можно отнести их высокую прочность при статических и циклических нагрузках. Однако в процессе эксплуатации могут появиться механические повреждения, которые ослабляют прочностные характеристики ГНКТ и требуют незамедлительного ремонта. К таким повреждениям можно отнести: замытие участков ГНКТ, нарушение целостности, появление отверстий (свищи), трещины, каверны и сломы.

Прогнозируется, что в период 2016–2027 годов число операций многостадийного ГРП будет расти на 2 % в год. В результате оно увеличится на 19 % и превысит 4 тыс. (рис. 1).

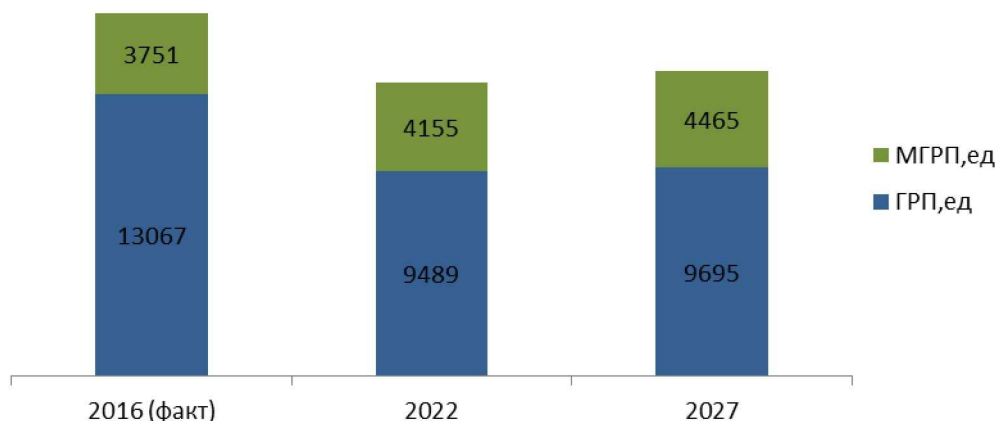


Рисунок 1 – Прогноз операций ГРП до 2027 г.



Среднегодовая динамика количества операций зарезки боковых стволов (ЗБС) в 2017–2027 годах составит около 1 %. К 2027 году оно достигнет 3,4 тыс. (рисунок 2). Наиболее динамичным сегментом ЗБС станет бурение боковых горизонтальных стволов. К 2027 году их доля в общем объеме ЗБС увеличится до 65 % [1].

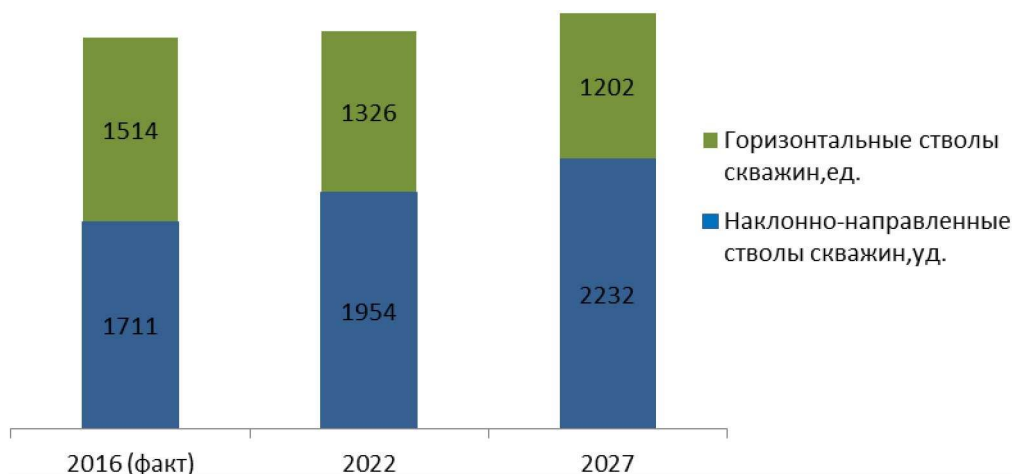


Рисунок 2 – Прогноз бурения боковых стволов до 2027 г.

Увеличение объема горизонтального бурения и усложнение систем заканчивания горизонтальных стволов приведут к повышению спроса на новые методы ремонта скважин, а также к расширению применения ГНКТ на различных этапах строительства и освоения скважин.

Ключевым фактором, сдерживающим расширение применения колтюбинга в России, является его высокая стоимость в сравнении с традиционными решениями. В настоящее время Россия успешно реализует проект по импортозамещению в сегментах нефтегазовой промышленности. Широкий выбор технологий, имеющихся в распоряжении компании «Шлюмберге», включает в себя оборудование и услуги для работ на ГНКТ. «Ямал-Петросервис» одной из первых среди отечественных компаний освоила геофизические исследования скважин с использованием колтюбинговой установки. Компании «Интегра-сервисы» удалось провести с помощью колтюбинга уникальные ловильные работы. ООО «СпецНефтеБурСервис» в сентябре 2016 г. приняла участие в инновационном методе бурения с сопровождением телеметрии, с устройством ориентации компоновки низа бурильного инструмента (КНБК), призванного осуществлять ориентирование и проворот КНБК, а так же полное гашение реактивного момента, стремящегося к передаче от КНБК на гибкую трубу [4]. ООО «Псковгеокабель» позволяет проводить операции с применением миниколтюбинга: освоение скважин с помощью газлифта газожидкостными смесями, кислотную обработку пласта, промывку и удаление продуктов реакции из пласта и селективное воздействие на пласт [3]. АО «УралТрубМаш» – является производителем длинномерных гибких стальных труб в бунтах. Суммарный объем производства длинномерных гибких труб составляет порядка 6 тысяч тонн в год. Проект ООО «Энгельсспецтрубмаш» предполагает строительство завода по производству ГНКТ в особой экономической зоне «Узловая» (Тульская область). Второй проект создания мощностей по производству ГНКТ реализует АО «Завод гибких труб «Уралтрубмаш» (Свердловская область).

Согласно оценкам отраслевых экспертов, выход на рынок значимых объемов российской продукции может привести к снижению цен на ГНКТ на 15–20 % по сравнению с импортом. За годы освоения Российского колтюбингового производства накоплен неоценимый опыт, достигнуты высокотехнологичные компетенции, которые будут являться основой дальнейшего развития.

Литература:

1. Кускова О. Медведев Н. Нефтегазовая вертикаль // Гибкие перспективы колтюбинга. – 2017. – № 17 (414). – С. 58–61.
2. Молчанов А.Г., Вайншток С.М., Некрасов В.И., Чернобровкин В.О. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб. – М.: Изд-во Академии горных наук, 1999. – 224 с.
3. Миниколтюбинговые операции // ООО «Псковгеокабель». – URL : http://pskovgeokabel.ru/products/1_45/ (дата обращения 25.12.2017).
4. Колтюбинг // ООО «СпецНефтеБурСервис». – URL : <http://spetsneftburservice.ru/koltyubing/> (дата обращения 25.12.2017).

References:

1. Kuskova O. Medvedev N. Neftegazovaya vertical // Flexible prospects of coiled tubing. – 2017. – № 17 (414). – P. 58–61.



2. Molchanov A.G, Vainshtok S.M, Nekrasov V.I, Chernobrovkin V.O. Underground repair and drilling of wells with the use of flexible pipes. – М. : Publishing house of the Academy of Mining Sciences, 1999. – 224 p.
3. Mini-Tubing operations // Pskovgeocable LLC. – URL : http://pskovgeokabel.ru/products/1_45/ (circulation date 25.12.2017).
4. Coiled tubing // LLC «SpetsNefteBurServis». – URL : <http://spetsnefteburservice.ru/koltyubing/> (circulation date 25.12.2017).



УДК 622.276

МЕТОД ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА И ТИПОРАЗМЕРА ШТАНГОВОНАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

METHOD OF DESIGNING OPTIMAL OPERATION PRACTICES AND ROD PUMPING EQUIPMENT

Казетов Сагидулла Ибатуллович

аспирант,
Российский государственный университет
нефти и газа имени И.М. Губкина
s.kazetov@gmail.com

Kazetov Sagidulla Ibatulloevich
Post-Graduate Student,
Gubkin Russian State University
of Oil and Gas
s.kazetov@gmail.com

Аннотация. Эффективность эксплуатации добывающего фонда скважин определяется выбором обоснованного технологического режима. В работе представлен метод проектирования оптимального технологического режима и оборудования скважин, эксплуатируемых штанговыми насосными установками. Задача подбора насосного оборудования и режима откачки решается на основе критериев максимизации дебита скважины и минимизации удельных затрат энергии на добычу нефти. Решение поставленной задачи базируется на использовании математической модели, описывающей внутрискважинные процессы при совместной работе системы пласт-насос-лифт.

Annotation. The efficiency of operation of the production well is determined by the choice of a reasonable technological regime. The paper presents a method for designing the optimal operation practices and equipment of wells operated by sucker rod pumps. The task of selecting pumping equipment and pumping mode is decided on the basis of the criteria for maximizing well production and minimizing the specific energy consumption for oil production. The solution of this problem is based on the use of a mathematical model describing the downhole processes in the joint operation of the system of the pump-lift-lift.

Ключевые слова: добывающая скважина, технологический режим эксплуатации, штанговая насосная установка, коэффициент подачи.

Keywords: production well, technological operation mode, sucker rod pump unit, volume efficiency.

Успешная разработка нефтяных месторождений в значительной степени зависит от правильного решения ряда промысловых задач, одной из которых является расчет оптимального технологического режима добывающего фонда скважин, значительную часть которого эксплуатируется механизированным способом, с применением установок скважинного штангового насоса (УСШН). Задача выбора оптимального технологического режима и насосного оборудования является достаточно сложной, так как включает в себя учет ряда геолого-технологических, энергетических и экономических факторов. Для решения поставленной задачи разработана математическая модель, описывающая внутрискважинные процессы при совместной работе системы пласт-насос-лифт. Модель позволяет среди множества различных режимов работы насосного оборудования найти оптимальную область, индивидуальную для каждой скважины. В качестве критериев оптимизации может рассматриваться максимизация дебита скважины и минимизация удельных затрат энергии на добычу скважинной продукции.

Расчет максимально возможных отборов жидкости из скважины при сохранении достаточной надежности оборудования определяется условием совместной работы системы [1]:

$$\begin{cases} Q_{пл} = f(K_{пр}, P_{пл}, P_{заб}, P_{нас}) \\ Q_n = g(H, \Delta l, q, \eta) \end{cases}, \quad (1)$$

где $Q_{пл}$ – приток жидкости из пласта; $K_{пр}$ – коэффициент продуктивности скважин; $P_{пл}$ – пластовое давление; $P_{заб}$ – забойное давление; $P_{нас}$ – давление насыщения нефти газом; Q_n – фактическая подача насоса; H – глубина спуска насоса по вертикали; Δl – удлинение ствола скважины в месте подвески насоса (для наклонных скважин); q – теоретическая подача насоса; η – коэффициент подачи насоса.

Для прогнозирования дебита скважины решается систему уравнений (1), первое из которых описывает приток жидкости из пласта, а второе – подачу насосной установки. Значительную сложность при решении системы (1) представляет второе уравнение, поскольку расчет коэффициента по-



дачи штанговой насосной установки по известным теоретическим зависимостям в промысловых условиях часто бывает невозможным из-за отсутствия или недостаточной точности необходимых исходных данных [2].

Поэтому для надежного прогнозирования подачи насоса с достаточной для практики точностью рекомендуется учесть не поддающиеся расчету объемные потери на основании статистических данных по скважинам залежи. На основе анализа существующих зависимостей предложено использовать эмпирическую модель для расчета коэффициента подачи насоса:

$$\eta = \frac{p_{пр}}{0.1\alpha + \beta p_{пр}}, \tag{2}$$

где $p_{пр}$ – давление на приеме насоса, α и β – эмпирические коэффициенты, индивидуальные для каждого месторождения.

Пример графического решения системы уравнений (1) для трех гипотетических скважин с одинаковыми пластовыми давлениями и различными коэффициентами продуктивности представлен на рисунке 1.

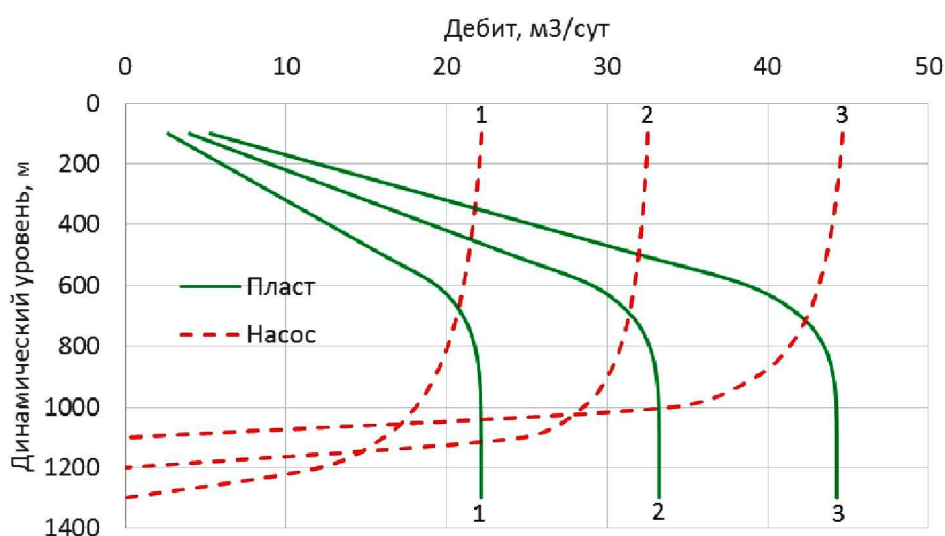


Рисунок 1 – Диаграмма Q-N совместной работы пласта и насосной установки

Выбор режима откачки и диаметра насоса базируется на условии равенства подачи насоса и притока жидкости из пласта:

$$Q_{пл} = Q_n = \eta(p_{пр})Q_{теор} = 1440F_{пл}Sm(p_{пр}), \tag{3}$$

где $F_{пл}$ – площадь поперечного сечения плунжера, S – длина хода полированного штока, n – число качаний; а также с учетом критерия: заданная подача насоса обеспечивается наименьшим диаметром насоса, наибольшей длиной хода станка-качалки и наименьшим числом качаний.

После определения параметров откачки производится расчет штанговой колонны. Основная задача конструирования штанговой колонны сводится к определению количества ступеней, их длин и диаметров. Выбор конструкции ступенчатой штанговой колонны производится на основе расчета и анализа напряжений. При проектировании многоступенчатой колонны определяются максимальные напряжения в верхней точке каждой ступени, которые приравниваются друг другу (равнопрочная штанговая колонна) [3]:

$$\sigma_1 = \sigma_2 = \dots = \sigma_i < [\sigma]. \tag{4}$$

Для выбора наиболее рационального технологического режима с точки зрения энергетических затрат необходимо произвести расчет величины потребляемой энергии. Задача расчета удельного потребления электроэнергии УСШН представляется достаточно сложной, поскольку на величину потребляемой электроэнергии оказывает влияние большое число факторов, действующих как в подземной части насосной установки, так и в наземной её части. Мощность, потребляемая двигателем СК, расходуется на выполнение полезной работы по подъему жидкости на поверхность и на покрытие



потерь мощности в подземном и наземном оборудовании. В общем случае выражение для расчета полной мощности, потребляемой установкой, определяется как [4]:

$$P = P_{\text{ПМ}} + \Delta P_{\text{ТР.Г}} + \Delta P_{\text{ТР.ПЛ}} + \Delta P_{\text{КЛ}} + \Delta P_{\text{СК}} + \Delta P_{\text{ЭД}}, \quad (5)$$

где $P_{\text{ПМ}}$ – полезная мощность, расходуемая на подъем скважинной жидкости; $\Delta P_{\text{КЛ}}$ – потери мощности в клапанах насоса; $\Delta P_{\text{ТР.Г}}$ – мощность, расходуемая на преодоление гидродинамического трения штанг; $\Delta P_{\text{ТР.ПЛ}}$ – потери мощности на трение плунжера в цилиндре насоса; $\Delta P_{\text{СК}}$ – потери мощности в элементах СК; $\Delta P_{\text{ЭД}}$ – потери мощности в электродвигателе.

Путем итеративного перебора различных вариантов диаметра насоса, длины хода и числа качаний производится расчет режима с минимальным значением удельной потребляемой энергии:

$$W_{\text{уд}} = \frac{P}{Q_{\text{T}} H_{\text{дин}}}, \quad (6)$$

где $Q_{\text{T}} = \rho Q$ – массовая подача насосной установки, $H_{\text{дин}}$ – глубина динамического уровня.

Таким образом, предложен метод расчета оптимального технологического режима и подбора штангового насосного оборудования скважин, базирующийся на критериях максимизации дебита скважины и минимизации удельных затрат энергии на добычу скважинной продукции.

Литература:

1. Уразаков К.Р., Здольник С.Е., Нагуманов М.М. и др. Справочник по добыче нефти. –СПб. : Недра, 2012. – 672 с.
2. Смольников С.В., Топольников А.С., Уразаков К.Р., Бахтизин Р.Н. Методы защиты насосного оборудования для добычи нефти от механических примесей. – Уфа : Изд-во «Нефтегазовое дело», 2010. – 42 с.
3. Уразаков К.Р. Механизированная добыча нефти : Сборник изобретений. – Уфа : Изд-во «Нефтегазовое дело», 2010. – 329 с.
4. Гилаев Г.Г., Бахтизин Р.Н., Уразаков К.Р. Современные методы насосной добычи нефти. – Уфа : Восточная печать, 2016. – 410 с.

References:

1. Urazakov K.R., Zdolnik S.E., Nagumanov M.M. et al. Reference book on oil production. – SPb : Nedra, 2012. – 672 p.
2. Smolnikov S.V., Topolnikov A.S., Urazakov K.R., Bakhtizin R.N. Methods of protection of the pump equipment against mechanical impurity. – Ufa : Publishing house «Neftegazovoe delo», 2010. – 42 p.
3. Urazakov K.R. Mechanized oil production (Collection of Inventions). – Ufa : Publishing house «Neftegazovoe delo», 2010. – 329 p.
4. Gilayev G.G., Bakhtizin R.N., Urazakov K.R. Modern methods of pumping oil production. – Ufa : Publishing house «Vostochnaya pechat», 2016. – 410 p.



УДК 622.276

ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГЛУБИНЫХ ШТАНГОВЫХ НАСОСОВ

DEEP-WATER SUCKER-ROD PUMP EFFICIENCY

Казымов Шукюрели Паша оглы

кандидат технических наук, доцент,
заведующий отделом борьбы
с песком и водопроявлениями,
Государственная нефтяная компания
Азербайджанской Республики (SOCAR),
НИПИ «Нефтегаз»
kazimov shukurali@socar.az

Гаджикеримова Лала Гасым гызы

научный сотрудник отдела борьбы
с песком и водопроявлениями,
Государственная нефтяная компания
Азербайджанской Республики (SOCAR),
НИПИ «Нефтегаз»
lala.qadjikerimova@mail.ru

Аннотация. Утечка жидкости и прихват плунжера в цилиндре приводит к уменьшению коэффициента подачи и КПД глубоководного штангового насоса и срыву работы.

С этой целью показаны две работы – предотвращение утечки жидкости через зазор пары плунжер-цилиндр насоса и прихвата плунжера в цилиндре с предотвращением попадания крупнозернистого песка в зазор между этими парами.

Для устранения утечки предлагается на плунжере или в nipple установленном на плунжере открыть наклонные боковые с винтовыми нарезками отверстия. Закручивание скважинной продукции, состоящей из нефти, воды и эмульгатора способствует образованию устойчивой эмульсии. При этом вязкость образованной эмульсии больше вязкости добываемой продукции.

С целью предотвращения попадания крупнозернистого песка в зазор между парами плунжера – цилиндра разработано устройство для улавливания частиц. Устройство устанавливается над плунжером насоса и создаются условия для оседания частиц песка. Благодаря этому устраняется попадание песка в зазор между плунжером и цилиндром, тем самым предотвращается прихват плунжера.

Ключевые слова: скважина, насос, плунжер, цилиндр, песок, эмульсия, утечка.

Kazymov Schukuerali Pascha

Candidate of Technical Sciences,
Associate professor,
Head of Department
of fight from sand and water manifestations,
State Oil Company
of Azerbaijan Republic (SOCAR),
NIPI «Neftegaz»
kazimov shukurali@socar.az

Gadzikerimova Lala Gasym

Research Associate of department
of fight from sand and water manifestations,
State Oil Company
of Azerbaijan Republic (SOCAR),
NIPI «Neftegaz»
lala.qadjikerimova@mail.ru

Annotation. Fluids leakage and plunger sticking in the cylinder results in a decrease of the deep rod pump delivery rate and efficiency as well as disruption of operation.

For this purpose two works are shown – prevention of liquid leakage through the gap of the plunger-pump barrelcouple and sticking of plunger in the cylinder, preventing entry of coarse-grained sand into the gap between them.

In order to eliminate the leakage, we suggest to make angular side tapped holes on the plunger or in the nipple installed on the plunger. Swirling flow of well products consisting of oil, water and emulsifier promotes formation of a stable emulsion. Here, the emulsion viscosity exceeds viscosity of the extracted product.

We have developed a device for trapping particles to prevent the coarse-grained sand from entering the gap between the plunger-cylinder couple. The device is installed above the pump plunger enabling settling of sand particles. This prevents sand entry into the gap between the plunger and the cylinder, as well as plunger sticking.

Keywords: well, pump, plunger, cylinder, sand, emulsion, leak.

Увеличение глубины скважин, отборов из них жидкости, усложнение условий эксплуатации скважин на поздней стадии разработки отрицательно влияют на эффективность работы скважин эксплуатирующихся глубинными штанговыми насосами.

Увеличение глубины скважины, обводненности скважинной продукции и увеличение количества механических примесей в добываемой продукции влияет на утечку добываемой жидкости через зазор пары плунжер – цилиндр и прихвата плунжера в цилиндре.

1. Утечка жидкости в зазоре между парой цилиндра и плунжера является одной из важных проблем в эксплуатации штанговых глубинных насосов. Утечка жидкости через зазор пары плунжер цилиндр отрицательно влияет на коэффициент подачи штангового насоса. Оно уменьшает КПД насоса, приводит в скважинах к уменьшению конечной нефтеотдачи и ведёт к непроизводительным затратам на добычу.



В зависимости от глубины скважины, подвески насоса, фазового состава добываемой жидкости, вязкости добываемой продукции, а также от перепада давления над и под плунжером и от зазора между парой цилиндра и плунжера насоса и т.д. объем утечки жидкости меняется в широких пределах. С увеличением глубины скважины, подвески насоса, перепада давления над и под плунжером, зазора и фазового состава добываемой жидкости утечка увеличивается. Не смотря на проведенные многочисленные работы и конструктивные изменения, проблема утечки жидкости в зазоре между парой цилиндра и плунжера штангового насоса и на сегодня остается актуальной.

Простые и надёжные методы уменьшения утечки добываемой жидкости в зазоре между парой плунжера и цилиндра штангового насоса имеет важное практическое значение. Имеющиеся многочисленные разработки, посвященные этой проблеме не нашли широкого применения из-за сложности их выполнения и за низкой эффективности в добыче нефти. Разработка и внедрение более эффективных методов борьбы с утечкой жидкости через зазор пары плунжер цилиндр представляет как большое научное, так и практическое и экономическое значение.

С этой целью нами предложено легко выполнимое простое решение уменьшения утечки через зазор между цилиндром и плунжером: открыть наклонные боковые с винтовыми нарезками отверстия в плунжере насоса. В таком случае при эксплуатации скважин часть продукции выдавливается через эти отверстия в зазор против потока утечки. Это воспрепятствует движению потока жидкости в зазоре между плунжером и цилиндром в зоне сверху от этих отверстий. Для закручивания жидкости, проходящей через отверстия, на поверхности отверстий нарезаны винтовые линии. Отверстия направлены вверх и угол наклона отверстий зависит от многих факторов и меняется между 5–15°. Отверстия открываются на теле плунжера насоса или на ниппеле, установленном над плунжером.

Закручивание скважинной продукции, состоящей из нефти, воды и природного эмульгатора (глина, песок, парафин и т.д.) способствует образованию устойчивой эмульсии, вследствие чего повышается её вязкость. Вязкость получаемой эмульсии в несколько раз больше, чем вязкость добываемой продукции, это способствует уменьшению утечки жидкости через зазор и направление отверстий на верх.

В зависимости от количества воды в добываемой жидкости вязкость выдавливающийся из отверстий эмульсии определяется экспериментально или формулами А. Эйнштейна, Тейлора и Монсона. При обводненности нефти до 15 % Эйнштейн предложил следующую формулу:

$$\mu_3 = \mu_n (1 + 2,5 W_e),$$

где μ_3 – вязкость эмульсии; μ_n – вязкость дисперсионной среды (нефти); W_e – коэффициент обводненности – отношение объема дисперсной фазы (воды) к общему объему системы (воды + нефти). Формула справедлива только при низких концентрациях воды.

Тейлор предложил следующую формулу:

$$\eta_0 = \eta \left(1 + 25\varphi \frac{\eta_1 + \frac{2}{5}\eta}{\eta_1 + \eta} \right),$$

где η_0 – вязкость эмульсии; η_1 – вязкость внутренней фазы; η – вязкость внешней фазы.

Одной из таких более универсальных формул является формула Монсона:

$$\mu_3 = \mu_e (1 + 2,5 W_e + 2,19 W_e^2 + 27,45 W_e^3).$$

Эти формулы доказывают, что вязкость получаемой эмульсии в несколько раз больше, чем вязкость продукции скважин. Таким образом, с применением предлагаемого решения можно предотвратить утечку через зазор пары.

2. Другим наиболее важным и часто встречающимся осложнением в добыче нефти и газа на месторождениях Азербайджана является пескопроявление, приводящее к простое скважин и потерям продукции.

Пескопроявления в скважинах уменьшают добычу, выводят из строя подземное и наземное оборудование и приводят к частым остановкам скважин.

Одной из главных причин выхода из строя глубинного штангового насоса является прихват и износ, в частности пары цилиндр-плунжер. При подъеме продукции вместе с жидкостью песок поступает на прием насоса, а оттуда через нагнетательный клапан во внутрь НКТ. Здесь крупные частицы песка попадают в зазор между парой плунжер-цилиндр. Попадая в зазор, они или заклинивают плунжер в цилиндре или истирают эти части насоса. От степени износа этих частиц зависит также производительность насоса, по времени увеличивается утечка жидкости через зазор пары цилиндр-плунжер.

Для предотвращения попадания крупных частей песка в зазор между плунжером и цилиндром разработано устройство для улавливания песка.



Устройство для улавливания песка в нефтяной скважине состоит из ловушки 5 и дифференциатора давления 6 (рис. 1). Ловушка 5 представляет собой отрезок трубы, наружный диаметр которой меньше внутреннего диаметра колонны НКТ 8. На ловушке 5 открыты под углом 120 градусов гнезда установлены, изготовленные в сферической форме, три ролика 9. Выше ловушки 5 на штанговой подвеске 7 установлен дифференциатор давления 6. На штанговой подвеске 7 выше насоса установлено устройство для улавливания песка. При ходе движения штанг ловушка 5 с помощью роликов 9 перекачивается на внутренней поверхности НКТ 8, устраняется трение между внутренней поверхностью НКТ и наружной поверхностью ловушки, происходит каждый раз трение между разными точками роликов и внутренней площадью НКТ, в связи с чем уменьшается трение между этими деталями, обеспечивается плавное движение ловушки на НКТ. При движении ловушки во внутренней поверхности труб искривленных местах штанг устраняется трение между трубами и штангами, что приводит к правильной центровке колонны штанг. То есть при движении штанг, при мгновенном контакте штанг и НКТ, происходит трение между плоскостями, благодаря обеспечению ловушки роликами, трение между плоскостями устраняется и происходит контакт между точкой и плоскостью.

Дифференциатором давления создается зона пониженного давления и осаждаются в ловушке.

При очередном ремонте скважины устройство, поднятое вместе с штангами, очищается от кварцевого песка, производится технический осмотр устройства, после чего, в зависимости от технического состояния оборудования, оно повторно спускается в скважину.

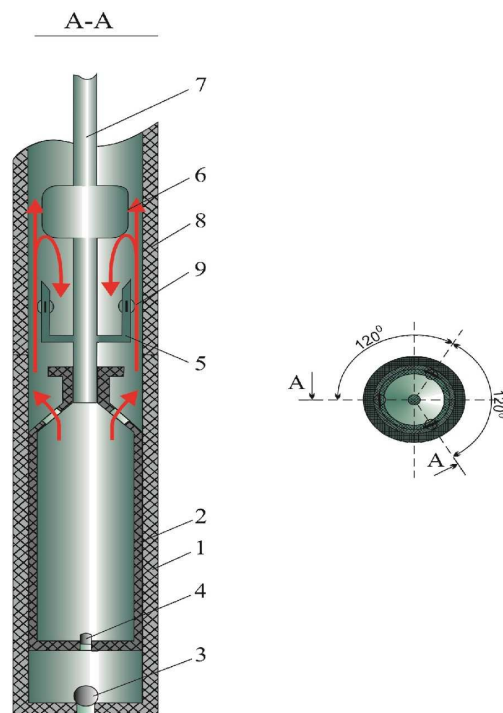


Рисунок 1 – Устройство для улавливания песка

Устройство внедрено на пескопроявляющих скважинах Азербайджана и получены положительные результаты.

Литература:

1. Адонин А.Н. Процессы глубиннонасосной нефтедобычи. – М. : Недра, 1964. – 264 с.
2. Вириновский А.С. Теория и практика глубиннонасосной добычи нефти. – М. : Недра, 1971. – 183 с.
3. Багиров М.К., Кязимов Ш.П. и др. Добыча нефти скважинными штанговыми насосами. – Баку, 2001. – 344 с.

References:

1. Adonin A.N. Processes deep pumps oil extracting. – M. : Nedra, 1964. – 264 p.
2. Virinovskiy A.S. The theory and practice deep pumps oil recovery M. : Nedra, 1971. – 183 p.
3. Bagirov M.K., Kazimov Sh.P. and oth. Oil recovery wells pipe pumps. – Baku, 2001. – 344 p.



УДК 553.982.2

ПОДБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ДЛИНЫ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ С ПОМОЩЬЮ СТАТИСТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НА ОСНОВЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ

SELECTION OF OPTIMUM LENGTH OF THE HORIZONTAL WELL BY MEANS OF STATISTICAL MODELING ON THE BASIS OF DEVELOPMENT INDICATORS

Кашапов Линар Эзхарович

инженер,
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПнефть»
linar.kashapov@pnn.lukoil.com

Тараканов Артем Константинович

инженер,
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПнефть»
linar.kashapov@pnn.lukoil.com

Аннотация. В настоящее время актуальной задачей является определение оптимальной длины горизонтального ствола (ГС), так как бурение горизонтальных скважин оказывается значительно эффективнее, чем увеличение числа вертикальных скважин, поэтому рассмотрена возможность определения оптимальной длины ГС.

В статье проведен анализ скважин с горизонтальным проложением для определения влияния длины ствола на основные показатели разработки от литологического состава, посредством построения корреляционных зависимостей.

Рассмотрены скважины, пробуренные в терригенных и карбонатных коллекторах, в условиях с различной: проницаемостью, гидропроводностью, пьезопроводностью, депрессией на пласт и вязкостью нефти. Кроме того, анализ проводится отдельно для скважин с различной длиной ГС. Итогом работы является выделение ряда рекомендаций по выбору оптимальной длины ГС.

Ключевые слова: горизонтальная скважина; дебит нефти; дебит жидкости; обводненность; оптимальная длина горизонтального окончания; боковой горизонтальный ствол; зависимость показателей разработки; технологические показатели скважины; характеристика коллектора.

Kashapov Linar Ezkharovich

Engineer,
«PermNIPneft»,
branch of LLC «LUKOIL-Engineering»
linar.kashapov@pnn.lukoil.com

Tarakanov Artem Konstantinovich

Engineer,
«PermNIPneft»,
branch of LLC «LUKOIL-Engineering»
artem.tarakanov@pnn.lukoil.com

Annotation. Now an urgent task is determination of optimum length of the horizontal trunk (HT) as drilling of horizontal wells is much more effective, than the increase in number of vertical wells therefore the possibility of determination of optimum length of HT is considered.

In article the analysis of wells with a horizontal distance for definition of influence of length of a trunk on the main indicators of development from lithological composition, by means of creation correlative dependences is carried out.

The wells drilled in terrigenous and carbonate reservoirs, in conditions with various are considered: permeability, hydraulic conductivity, a piezo conductivity, a differential pressure drawdown and oil viscosity. Besides, the analysis is carried out separately for wells with various length of HT. A result of work is selection of a number of recommendations about the choice of optimum length of HT.

Keywords: horizontal well; oil production rate; liquid flow; water cut; the optimal length of the horizontal completion; horizontal sidetrack; the dependence of the development rate; the technological parameters of wells; reservoir property.

В настоящее время актуальной задачей является определение оптимальной длины горизонтального ствола (ГС), т.к. бурение горизонтальных скважин оказывается значительно эффективнее, чем увеличение числа вертикальных скважин, поэтому рассмотрена возможность определения оптимальной длины ГС [7].

Значительная неоднородность коллекторов не позволяет получить однозначную зависимость продуктивности ГС от длины ствола. В некоторых случаях, скважины с малой длиной ствола и даже вертикальные могут иметь продуктивность выше, чем ГС с большой длиной ствола [1].

На текущий период эксплуатируются более 220 добывающих ГС, в том числе, для создания интенсивной системы разработки, широко применяется бурение боковых стволов с горизонтальным окончанием (20 %) из простаивающего и обводненного фонда.

Объемы бурения ГС увеличиваются, наиболее интенсивный рост наблюдается с 2003 по 2014 г. Максимальная добыча нефти от ГС составила 999,0 тыс.т. в 2014 г. (рис. 1).

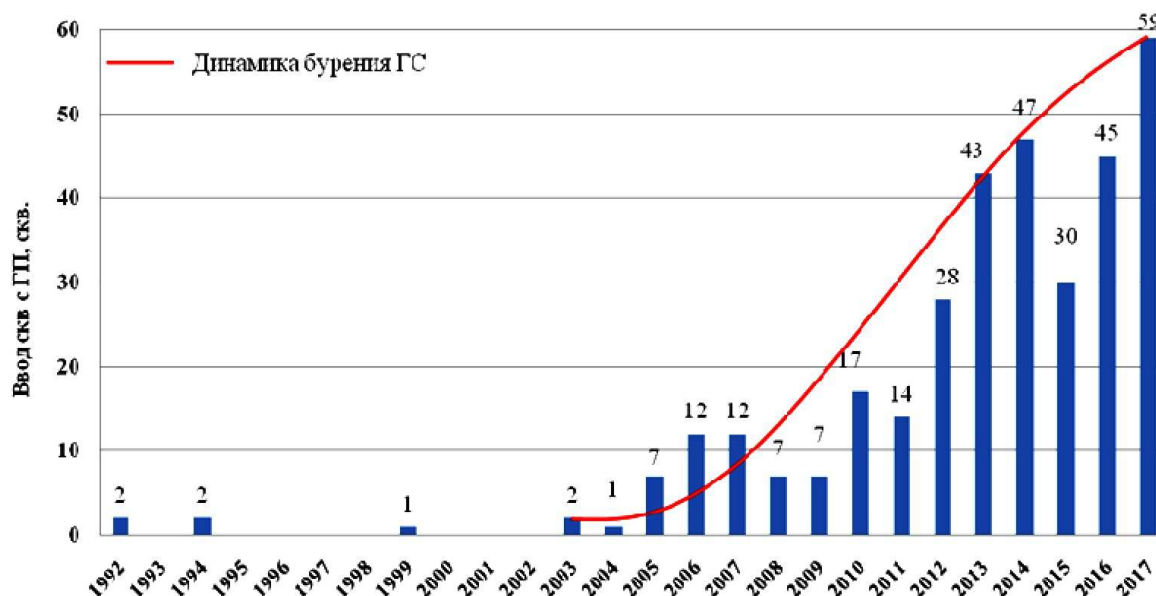


Рисунок 1 – Динамика бурения и добыча нефти ГС

Наиболее распространенный способ определения длины ГС – численное гидродинамическое моделирование и последующий технико-экономический анализ полученных результатов [2].

Основной сложностью гидродинамического моделирования является тот факт, что существует бесконечное число вариантов разработки данного конкретного объекта, характеризующихся различными схемами размещения добывающих и нагнетательных скважин, разным положением ГС относительно кровли и подошвы продуктивного пласта, неодинаковой длиной и направлением ГС и др. Выбор оптимального варианта разработки требует проведения серии длительных расчетов с использованием численных моделей [5].

В практике эксплуатации ГС существует ряд формул для расчета их дебита. Приведены наиболее применяемые из них [3]: формула Ю.П. Борисова:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta P}{\mu \cdot \left[\ln \left(\frac{4 \cdot R_k}{L} \right) + \frac{h}{L} \cdot \left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_c} \right) \right]}$$

формула S.D. Joshi:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta P}{\mu \cdot \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 + (0,5 \cdot L)^2}}{0,5 \cdot L} \right) + \frac{h}{L} \cdot \left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_c} \right) \right]}$$

формула F.M. Giger:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta P}{\mu \cdot \left[\ln \left(\frac{1 + \sqrt{1 + (L/2 \cdot R_k)^2}}{0,5 \cdot L / R_k} \right) + \frac{h}{L} \cdot \left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_c} \right) \right]}$$

где L – длина горизонтальной скважины, м; R_k – радиус кругового контура питания, м; r_c – радиус скважины, м; h – эффективная толщина пласта, м; a – главная полуось эллипса дренирования в горизонтальной плоскости, м; k – проницаемость пласта, м²; ΔP – перепад давления, Па; μ – вязкость пластового флюида, Па·с.

Подбор наиболее подходящей формулы и сравнение расчетных и фактических дебитов нефти, для расчета дебитов ГС, с помощью формул S.D. Joshi, Ю.П. Борисова и F.M. Giger осуществлен на южной и северной группах месторождений. В таблице 1 сведены расчетные значения дебитов нефти по скважинам, а также отношение расчетных дебитов к фактическим.



Таблица 1 – Расчетные значения дебитов нефти скважин с ГС и их расхождение с фактическими данными

Скв.	S.D. Joshi	Ю.П. Борисов	F.M. Giger	Факт	S.D. Joshi	Ю.П. Борисов	F.M. Giger
	<i>q</i> , т/сут				Отношение расчетных дебитов к фактическим		
1	88,79	117,31	117,92	20,01	4	6	6
2	55,95	95,64	104,30	11,76	5	8	9
3	83,88	143,18	151,03	15,16	6	9	10
4	63,23	107,98	115,14	11,76	5	9	10
5	45,42	77,43	78,92	13,73	3	6	6
6	85,21	132,01	138,92	16,70	5	8	8

Из таблицы видно, что при использовании формулы S.D. Joshi, полученные значения наиболее близки к фактическим по сравнению с другими формулами. Не смотря на это, отмечается превышение расчетных показателей дебитов нефти над фактическим более чем в 3 раза. Причина расхождения заключается в том, что модели не учитывают анизотропию пласта, скин-эффект и потери депрессии на трение вдоль горизонтального участка скважины. Поэтому использовались фактические показатели разработки ГС.

Для исследования корреляции между фактическими дебитами нефти, жидкости и обводненности от длины ГС, все имеющиеся данные сгруппированы в зависимости от литологического состава, однако зависимостей не установлено. Вследствие этого отдельно рассмотрены скважины, пробуренные в терригенных и карбонатных коллекторах, в условиях с различной: проницаемостью, гидропроводностью, пьезопроводностью, коэффициентом продуктивности, депрессией на пласт и вязкостью нефти. Кроме того, анализ выполнен отдельно для скважин с различной длиной ГС. Ниже приведены результаты по тем группам скважин, в пределах которых установлены значимые корреляционные зависимости. Полные результаты с учетом коэффициента корреляции и достигаемого уровня значимости приведены в таблицах 3, 4.

Все параметры рассчитаны методами статистического моделирования при помощи программы «Statistica 6.0», с принятыми критическими значениями [4]:

- коэффициент корреляции $|r| \geq 0,5$;
- допустимый уровень значимости $p = 5\%$.

Карбонатные породы

Деление по проницаемости коллекторов

Проницаемость до 0,05 мкм²: рационально бурение ГС до 250 м, т.к. при увеличении длины ГС именно до данного значения, наблюдается рост дебитов как по нефти, так и по жидкости. Бурение ГС длиной свыше 300 м не рационально, т.к. подобное увеличение длины приводит лишь к росту обводненности добываемой продукции.

В качестве доказательства приведем уравнения линии тренда.

Обводненность. Длина ГС свыше 300 м:

$$W = -30,799 + 0,108 \cdot L_{ГС}; r = 0,84.$$

Дебит нефти. Длина ГС до 250 м:

$$q_n = -6,135 + 0,082 \cdot L_{ГС}; r = 0,55.$$

Дебит жидкости. Длина ГС до 250 м:

$$q_{ж} = -18,219 + 0,183 \cdot L_{ГС}; r = 0,84,$$

где W – обводненность, [%]; q_n – дебит по нефти, [т/сут]; $q_{ж}$ – дебит по жидкости, [м³/сут]; $L_{ГС}$ – длина ГС, [м].

Для ГС 250–300 м значимых зависимостей не установлено.

Проницаемость от 0,05 до 0,5 мкм²: рационально бурение ГС до 250 м, т.к. увеличение длины ГС до данного значения аналогичным образом приводит к росту дебита нефти. Дебит по жидкости в данном случае падает. Для ГС свыше 250 м значимых зависимостей не установлено.

Дебит нефти. Длина ГС до 250 м:

$$q_n = -10,038 + 0,093 \cdot L_{ГС}; r = 0,5.$$



Дебит жидкости. Длина ГС до 250 м:

$$q_{ж} = 174,052 - 0,683 \cdot L_{ГС}; r = -0,5.$$

Проницаемость свыше 0,5 мкм²: при увеличении длины ГС до 250 м, наблюдается рост дебита жидкости. Для длины ГС свыше 250 м значимых зависимостей не установлено.

Дебит жидкости. Длина ГС до 250 м:

$$q_{ж} = -372,319 + 1,944 \cdot L_{ГС}; r = 0,9.$$

Деление по гидропроводности коллекторов

Гидропроводность до 2 мкм²·м/мПа·с: не рационально бурить ГС длиной до 250 м, т.к. в данном случае отмечается существенное падение дебита нефти. Для большей длины какой-либо значимой зависимости не установлено.

Дебит жидкости. Длина ГС до 250 м:

$$q_{ж} = 378,785 - 1,675 \cdot L_{ГС}; r = -0,7.$$

Гидропроводность от 2 до 10 мкм²·м/мПа·с: не рационально бурить ГС длиной свыше 300 м, т.к. существует вероятность роста обводненности добываемой продукции. Для ГС длиной до 300 м значимых зависимостей не установлено.

Процент воды. Длина ГС свыше 300 м:

$$W = -116,829 + 0,421 \cdot L_{ГС}; r = 0,55.$$

Гидропроводность свыше 10 мкм²·м/мПа·с: дебит жидкости будет падать при увеличении длины ГС до 250 м, что говорит о нерациональности бурения. Для длины более 250 м зависимость не установлена.

Дебит жидкости. Длина ГС до 250 м:

$$q_{ж} = 378,785 - 1,675 \cdot L_{ГС}; r = -0,7.$$

Деление по пьезопроводности коллекторов

Пьезопроводность (250–1000 м²/с): увеличение длины ГС до 300 м ведет к росту дебита по жидкости, а бурение ГС свыше 300 м нерационально, поскольку влечет за собой рост обводненности продукции.

Дебит жидкости. Длина ГС 250–300 м:

$$q_{ж} = -55,54 + 0,267 \cdot L_{ГС}; r = 0,53.$$

Обводненность. Длина ГС свыше 300 м:

$$W = -139,703 + 0,497 \cdot L_{ГС}; r = 0,7.$$

В коллекторах с пьезопроводностью до 250 м²/с и свыше 1000 м²/с значимых зависимостей не установлено.

Деление по вязкости нефти

Вязкость нефти от 5 до 25 мПа·с: характерен рост дебита нефти при увеличении длины ГС до 250 м, и его падение при бурении ГС свыше 300 м, что говорит о том, что наиболее рационально бурение ГС до 250 м, бурение свыше 300 м – нерационально. Для ГС длиной 250–300 м значимых зависимостей не установлено.

Дебит нефти. Длина ГС до 250 м:

$$q_{н} = -8,652 + 0,096 \cdot L_{ГС}; r = 0,6.$$

Дебит нефти. Длина ГС свыше 300 м:

$$q_{н} = 47,12 - 0,102 \cdot L_{ГС}; r = -0,65.$$

Для нефтей с вязкостью до 5 мПа·с и свыше 25 мПа·с значимых зависимостей не установлено.

Деление по депрессии на пласт

Депрессия на пласт до 2 МПа: при увеличении длины ГС до 250 м, отмечается рост дебита, как по нефти, так и по жидкости. В свою очередь, при увеличении длины ГС от 250 до 300 м наблюдается рост обводненности добываемой продукции. Для ГС свыше 300 м значимых зависимостей не установлено.

Дебит жидкости. Длина ГС до 250 м:

$$q_{ж} = 253,4302 - 1,005 \cdot L_{ГС}; r = 0,7.$$



Обводненность. Длина ГС 250–300 м:

$$W = -137,309 + 0,592 \cdot L_{ГС}; r = 0,5.$$

Депрессия более 2 МПа значимых зависимостей не установлено.

Зависимость основных показателей разработки от длины ГС в карбонатных коллекторах представлена в таблице 3.

Примеры полей корреляции приведены на рисунках 2, 3.

Таблица 2 – Зависимость основных показателей разработки от длины ГС в карбонатных отложениях

Показатель		Длина ГС, м	Кэфф. корреляции r, д. ед		
			Обводненность	Дебит нефти	Дебит жидкости
Проницаемость, мкм ²	До 0,05	До 250	0,17	0,55	0,84
		250–300	0,45	0,08	0,29
		Свыше 300	0,84	-0,45	-0,37
	0,05–0,5	До 250	0,35	0,5	-0,5
		250–300	0,16	0,20	0,22
		Свыше 300	0,5	-0,21	0,20
	Свыше 0,5	До 250	0,5	-0,11	0,9
		250–300	-0,09	0,03	-0,08
	Гидропроводность, мкм ² ·м/МПа·с	До 2	До 250	-0,42	0,62
250–300			0,18	0,11	0,14
Свыше 300			0,38	-0,09	-0,21
2–10		До 250	-0,06	0,35	0,08
		250–300	0,33	0,35	0,44
		Свыше 300	0,55	-0,52	0,07
Свыше 10		До 250	-0,42	0,62	-0,7
		250–300	0,18	0,11	0,14
		Свыше 300	0,38	-0,09	0,20
Пьезопроводность, м ² /с	До 250	До 250	0,12	0,50	0,52
		250–300	0,21	-0,21	-0,18
		Свыше 300	0,05	0,07	0,09
	250–1000	До 250	-0,18	-0,03	-0,10
		250–300	0,43	0,36	0,53
		Свыше 300	0,7	-0,30	0,16
	Свыше 1000	До 250	-0,5	0,37	-0,55
		250–300	0,20	-0,14	-0,09
		Свыше 300	0,20	-0,14	-0,09
Вязкость нефти, мПа·с	До 5	До 250	-0,03	0,07	0,16
		250–300	0,40	0,17	0,35
		Свыше 300	0,05	0,5	0,5
	5–25	До 250	-0,01	0,6	-0,39
		250–300	-0,01	-0,13	-0,15
		Свыше 300	0,10	-0,65	-0,42
	Свыше 25	До 250	-0,11	0,39	0,21
		250–300	-0,15	0,33	0,31
		Свыше 300	0,5	-0,37	-0,38

Условные обозначения:

- Зависимость прямопропорциональная;
- Зависимость обратнопропорциональная;
- Коэффициент корреляции больше |0,5|, но допустимый уровень значимости выше 5%, зависимость статистически не значима.

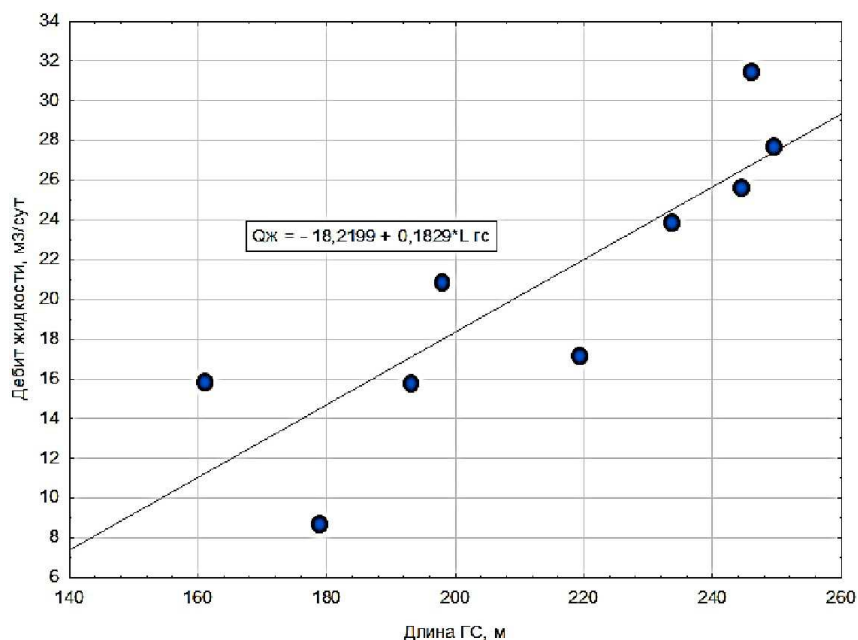


Рисунок 2 – Зависимость дебита жидкости от длины ГС в карбонатных породах с проницаемостью до 0,05 мкм², при длине ГС до 250 м

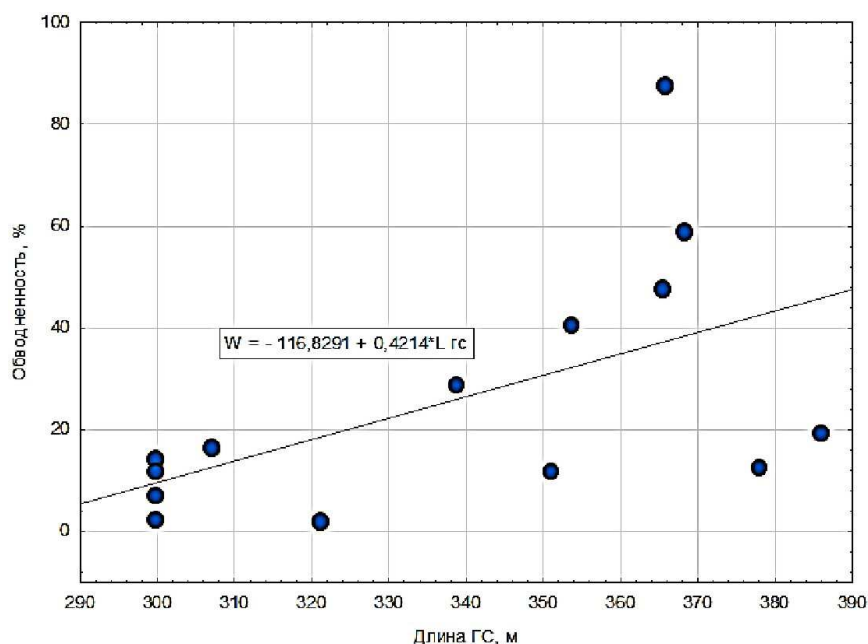


Рисунок 3 – Зависимость обводненности от длины ГС в карбонатных породах с гидропроводностью от 2 до 10 мкм²·м/мПа·с, при длине ГС свыше 300 м

По результатам анализа установлено, что увеличение длины ГС до 250 м в основном положительно влияет на исследуемые показатели разработки, увеличение длины от 250 до 300 м не оказывает существенного влияния, а бурение ГС свыше 300 м отрицательно сказывается на дебитах и влечет за собой рост обводненности продукции [6].

Терригенные породы

Установлено что, ГС, вскрывающие терригенные отложения, составляют 19 % от всех пробуренных ГС, что обуславливает недостаток данных по ним. Вследствие чего, выявление значимых зависимостей основных показателей разработки от длины ГС затруднительно.

Выполнен анализ всех имеющихся данных, но статистически значимые зависимости установлены только для пород с проницаемостью от 0,05 до 0,5 мкм²: при увеличении длин ГС до 250 м наблюдается снижение дебита по жидкости, так же наблюдается обратная зависимость обводненности добываемой продукции от длин ГС. Для ГС свыше 250 м зависимостей не установлено.



Обводненность. Длина ГС до 250 м:

$$W = 177,338 - 0,65 \cdot L_{ГС}; r = -0,7.$$

Дебит жидкости. Длина ГС до 250 м:

$$q_{ж} = -0,662 + 179,15 \cdot L_{ГС}; r = -0,9.$$

Зависимость основных показателей разработки от длины ГС в терригенных коллекторах представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Зависимость основных показателей разработки от длины ГС в терригенных коллекторах

Показатель		Длина ГС, м	Коэфф. корреляции <i>r</i> , д. ед				
			Обводненность	Дебит нефти	Дебит жидкости		
Проницаемость, мкм ²	До 0,05	До 250	Недостаточно данных				
		250–300					
		Свыше 300					
	0,05–0,5	До 250	-0,7	-0,31	-0,92		
		250–300	Недостаточно данных				
		Свыше 300					
	Свыше 0,5	До 250	0,03	0,34	0,34		
		250–300	-0,14	-0,07	-0,29		
		Свыше 300	Недостаточно данных				
До 2	До 250	Недостаточно данных					
	250–300						
	Свыше 300						
2–10	До 250	-0,5	0,20	-0,05			
	250–300	Недостаточно данных					
	Свыше 300						
Свыше 10	До 250	0,09	0,30	0,23			
	250–300	0,17	-0,14	0,04			
	Свыше 300	Недостаточно данных					
Вязкость нефти, Па·с	До 5	До 250	0,11	0,28	0,31		
		250–300	Недостаточно данных				
		Свыше 300					
	5–25	До 250	0,50	0,60	0,52		
		250–300	0,35	-0,44	-0,16		
		Свыше 300	Недостаточно данных				

Условные обозначения:

■ – Зависимость обратнопропорциональная;

■ – Коэффициент корреляции больше |0,5|, но допустимый уровень значимости > 5 %, зависимость статистически не значима.

Выводы

По итогам выполненного анализа по фактическим данным удалось установить, что в большинстве случаев наиболее оптимально увлечение длины ГС до 250 м. При этом наблюдается рост добычи нефти. В связи с тем, что на территории Пермского края, длина ГС редко превышает 250–300 м, полученные зависимости для ГС длиной свыше 250 м нельзя назвать достоверными. Данная группа скважин требует более детального изучения.

Исходя из проведенных исследований, можно сделать вывод о том, что на территории Пермского края бурение ГС является достаточно эффективным, влечет за собой рост дебитов по нефти, приводит к интенсификации добычи. В будущем, при увеличении количества фактического материала, возможно установление новых зависимостей, как линейных, так и нелинейных, что повлечет за собой еще большие возможности оптимизации работы ГС.

**Литература:**

1. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М. : Недра, 2001. –198 с.
2. Закиров С.Н. О прогнозных и фактических дебитах горизонтальных скважин / С.Н. Закиров, Д.К. Шайхутдинов // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 1. – С. 21–24.
3. Мукминов И.Р. Определение оптимальной длины горизонтальной скважины // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 9. – С. 28–30.
4. Проселков Е.Ю. Оценка предельной длины горизонтальной скважины / Е.Ю. Проселков, Ю.М. Проселков // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 1. – С. 71–74.
5. Спивак С.И. Обоснование длины проектных горизонтальных скважин с учетом опыта эксплуатации существующих скважин на примере Энтельской площади Мамонтовского месторождения / С.И. Спивак, Р.И. Мухаметшина // Нефтегазовое дело. – 2005. – № 3. – С. 179–184.
6. Хисамов Р.С. Обобщение результатов эксплуатации горизонтальных скважин в карбонатных отложениях месторождений ОАО «Татнефть» / Р.С. Хисамов, И.А. Нуриев // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 7. – С. 30–33.
7. Хакимзянов И.Н. Опыт эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием на месторождениях Татарстана // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 1. – С. 82–84.

References:

1. Berdin T.G. Proektirovanie razrabotki neftegazovykh mestorozhdeniy sistemami gorizontal'nykh skvazhin. – M. : Nedra, 2001. – 198 p.
2. Zakirov S.N. O prognoznykh i fakticheskikh debitakh gorizontal'nykh skvazhin / S.N. Zakirov, D.K. Shaykhutdinov // Neftyanoe khozyaystvo. – 2015. – № 1. – P. 21–24.
3. Mukminov I.R. Opredelenie optimal'noy dliny gorizontal'noy skvazhiny // Neftyanoe khozyaystvo. – 2006. – № 9. – P. 28–30.
4. Proselkov E.Yu. Otsenka predel'noy dliny gorizontal'noy skvazhiny / E.Yu. Proselkov, Yu.M. Proselkov // Neftyanoe khozyaystvo. – 2004. – № 1. – P. 71–74.
5. Spivak S.I. Obosnovanie dliny proektnykh gorizontal'nykh skvazhin s uchetom opyta ekspluatatsii sushchestvuyushchikh skvazhin na primere Entel'skoy ploshchadi Mamontovskogo mestorozhdeniya / S.I. Spivak, R.I. Mukhametshina // Neftegazovoe delo. – 2005. – № 3. – P. 179–184.
6. Khisamov R.S. Obobshchenie rezul'tatov ekspluatatsii gorizontal'nykh skvazhin v karbonatnykh otlozheniyakh mestorozhdeniy ОАО «Tatneft'» / R.S. Khisamov, I.A. Nuriev // Neftyanoe khozyaystvo. – 2009. – № 7. – P. 30–33.
7. Khakimzyanov I.N. Opyt ekspluatatsii skvazhin s gorizontal'nym okonchaniem na mestorozhdeniyakh Tatars-tana // Neftyanoe khozyaystvo. – 2012. – № 1. – P. 82–84.



УДК 622.276.66

ОБЗОР ПО РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БИТУМА И ТЯЖЁЛОЙ НЕФТИ В НИГЕРИИ

REVIEW ON DEVELOPMENT OF BITUM AND HEAVY OIL DEPOSITS IN NIGERIA

Нвизуг-Би Лейи Ключерт

аспирант,
Кубанский государственный
технологический университет
kluivert_dgreat@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

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

Аннотация. В статье проведён обзор по разработке месторождений битума и тяжёлой нефти в Нигерии. За прошедшее столетие было проведено несколько научных и коммерческих исследований этих месторождений. Основные усилия были направлены на то, чтобы разграничить месторождения и понять их связь с подземными нефтяными отложениями в регионе, а также продемонстрировать их коммерческую пригодность в качестве полезного ресурса. Изложена в хронологическом порядке история разведки и добычи битума и тяжёлой нефти отдельными организациями.

Ключевые слова: битум и тяжёлая нефть; исследования битуминозной нефти; битумные просачивающиеся пески; подземные нефтяные отложения; история разведки и добычи битума.

Nwizug-bee Leyii Kluivert

postgraduate student,
Kuban state technological university
kluivert_dgreat@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Associate professor,
Professor of oil and gas engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Annotation. The article reviews the development of bitumen and heavy oil deposits in Nigeria. Over the past century, several scientific and commercial studies of these deposits have been carried out. The main efforts were made to delineate the deposits and understand their relationship to the underground oil deposits in the region, and to demonstrate their commercial suitability as a useful resource. The history of exploration and production of bitumen and heavy oil by individual organizations is presented in chronological order.

Keywords: bitumen and heavy oil; studies of bituminous oil; bituminous seeping sands; underground oil deposits; history of exploration and extraction of bitumen.

В западной части Нигерии с доисторического времени встречаются выходы песка и битумные просачивающиеся пески. Несмотря на то, что этот битум использовался местно для строительства дорог и жилья, его эксплуатации в коммерческих целях в больших масштабах не было. За прошедшее столетие было проведено несколько научных и коммерческих исследований этих месторождений. Эти усилия были направлены на то, чтобы разграничить месторождения и понять их связь в регионе, а также продемонстрировать их коммерческую пригодность в качестве полезного ресурса. Далее изложим в хронологическом порядке историю разведки и добычи битума и тяжёлой нефти отдельными организациями.

Нигерийская битумная корпорация. В 1907–1914 г. немецким предприятием «Нигерийская битумная корпорация» (NBC) были пробурены пятнадцать скважин. Они были расположены главным образом по направлению к северо-востоку от лагуны Леки в штате Огун и тянулось на юго-восток штата Ондо. Скважины NBC обычно проникали во всю осадочную секцию и изменяли толщину подстилающих пород кристаллического фундамента. Их общая глубина колеблется от 100 до 1000 м. Существующие данные включают литологические обозначения; глубина залегания битума и других минералов, таких как сера и пирит; схемы расположения нефти и текущих водоносных горизонтов. Хотя точные данные о содержании битума отсутствуют, предполагаемая толщина нефтяных песков встречается во всех скважинах, кроме одной. Скважина NBC-7, расположенная в деревне Агбабу, остаётся действующей. Скважины NBC являются ценным источником информации о размере и протяжённости битумных ресурсов из-за их глубины и расположения.

Компания «Shell d'Arcy». Комплексная программа геологических и геофизических исследований на всем юго-западе Нигерии была начата «Shell d'Arcy» в 1922 году. Поверхностное геологическое картирование месторождения, структурная интерпретация и определение стратиграфии внесли



значительный вклад в геологические карты и монографии, составленные и опубликованные нигерийской геологической службой в середине XX века. Дополнительные неопубликованные материалы включают в себя геофизические исследования с использованием наземных сейсмических, гравиметрических и магнитных съемок. Деятельность была приостановлена во время Второй мировой войны, но возобновилась в дальнейшем.

Минеральное исследование Южной Нигерии. В 1950 году вблизи Мафовоку и долины Эрегу под руководством Минерального Исследования Южной Нигерии (MSSN) были пробурены 16 неглубоких скважин. Они показали наличие битуминозных отложений на небольшой глубине (4–9 м). Никаких дополнительных данных по этим скважинам не обнаружено.

Компания «Gulf Oil». В 1954 году Крокетт и Уэскотт из нефтяной корпорации «Галф» составили отчет о штате Ондо, в котором давался полный анализ битуминозных песков и битума, полезного для дорожного покрытия.

Компания «Shell BP». В 1958–1968 годах компания «Shell BP» провела разведку нефтяных месторождений вблизи пояса обнажения песка в общем районе бенинского фланга и пробурила серию из шести разведочных скважин. Хотя ни одна из этих скважин не была коммерчески успешной, все они способствовали геологической интерпретации подземной нефтяной системы, связывая поверхностные просачивания битума с более глубокими зонами генерации нефти на юге и востоке Нигерии. Поперечные разрезы этих скважин (Aragomi-1, Gbekebo-1, Benin West-1 до SSE пояса обнажения; Бенин-1, Owan-1, Egoli-1 на востоке) были широко воспроизведены как иллюстрации к подповерхностной и стратиграфической структуры осадочных структур мелового и третичного возраста, в которых расположены нефтеносные пески.

В сочетании с этой буровой активностью дополнительная работа компании «Shell BP» включала продолжение картирования подземных горизонтов и кристаллического фундамента с помощью комбинации сейсмических и гравиметрических данных. Эта работа включала попытку интегрировать стратиграфическую и структурную историю района, на чем строятся современные исследования путём включения глобальной тектоники и более широкого контекста для понимания эволюции бассейнов вдоль рифтовых континентальных границ южной части Атлантического океана.

Компания «Mobil Oil». Компания «Mobil Oil» в 1960–1961 гг. провела обширную программу разведки нефти в регионе к западу от битумного блока 474. Хотя программа напрямую не связана с битумными песками и их разведкой, она даёт некоторое дополнительное геологическое понимание стратиграфии и геологии нефти в центральной части бассейна Бенина. Сейсмические данные были собраны, хотя ни одно из этих сведений не было обнаружено при проверке. Четыре скважины были пробурены в 1960–1961 гг.: Afowo-1, Ojo-1, Ilerraw-1, Vodashe-1. Все они были засорены и оставлены в виде сухих отверстий.

Компания «Tennessee Nigeria Inc.» (Tenneco). В 1962–1963 гг. компания «Теннесо» проводила сейсмические исследования и разведочное бурение в песках нефти. В зону разведки входили районы штатов Ондо и Огун, к югу от западной части пояса обнажения битумных песчаников. Ise-1 и Ise-2 были пробурены у береговой линии и стратиграфически отличаются тем, что проникли в большую толщу нижнемеловых слоев, включая потенциальные пласты нефтяных источников. Эти скважины и последующая Orimedu-1 были забиты и оставлены в виде сухих отверстий.

Компания «Теннесо» возобновила операцию в 1966 году на блоке OML 47 вдоль восточной стороны лагуны Леки, в общем районе, который был исследован Нигерийской битумной корпорацией примерно пятьдесят лет назад. Литологические каротажи скважин существуют для шести из десяти пробоев ядра. Сообщалось о проблемах с бурением, и восстановление считалось плохим.

Федеральный научно-исследовательский институт. Нигерийский федеральный научно-исследовательский институт по битумным пескам в штатах Ондо и Огун располагал небольшой информацией о программе. В отчёте 1963 года Курси, Хаббард и Хитча сообщали об анализе четырёх образцов битумного песка и предлагали метод отпаривания для извлечения битума в коммерческих количествах.

Университет Ифе (Обафемиде Аволово). В 1974–1980 гг. отдел геологических консультаций в Университете Ифе (ныне Университет Обафемиде Аволово) провел исследование битумных песков как потенциал добычи полезных ископаемых. Путём бурения между ранее известными обнажениями была исследована глубина подстилающего слоя битумных песков. Эти результаты были опубликованы в докладе 1976 года. Дальнейшее бурение скважин вблизи городов Илюбрин и Агбабу в штате Ондо привело отдел геологических консультаций в Университете Ифе в 1978 году к выводу о том, что добычу можно проводить открытым способом. Это предложение было профинансировано правительством штата Ондо и привело к серии из 44 скважин на площади 17 квадратных километров. Содержание битума и толщина песков в этих скважинах и итоговая оценка экстрагируемых объёмов битума в штате Ондо были опубликованы в двух частях доклада в 1980 году.

Было обнаружено, что в районе исследования отдела геологических консультаций в Университете Ифе содержится 1,1 миллиарда баррелей экстрагируемого битума. Экстраполируя это как сред-



нюю толщину нефтеносных песков, было заявлено, что природные ресурсы битуминозных песков содержат 43 млрд баррелей, что является цифрой, приводимой в многочисленных отчётах и публикациях за последующие два десятилетия.

Нигерийская национальная нефтяная корпорация (NNPC). В 1987 году «Нигерийская национальная нефтяная корпорация» (NNPC) собрала 150-километровые сейсмические данные на участках битумной песчаной зоны. Эти данные не были обнаружены.

Комитет по реализации битумных проектов (BPIС). Под руководством комитета по исследованию природных ископаемых был учреждён в 1989 году проект по добыче битума. После создания правительством в 1995 году министерства твёрдых минералов BPIС был передан в ведение министерства. Министерство получило от правительства разрешение на выдачу лицензий на добычу битума на блоке 474, который был выделен Департаментом нефтяных ресурсов (DPR) для этой цели. BPIС недавно определил и контролировал бурение десяти скважин для дальнейшего определения глубины подстилающего слоя битумных песков в этой области.

Компания «Jarez Energy». В 1996 году десять скважин были пробурены примерно до 305 м глубиной канадской корпорацией «Jarez Energy», которая пыталась продемонстрировать коммерческую эффективность тяжёлой нефти. После конфликта с лицензиями компания «Jarez Energy» была вынуждена прекратить свою деятельность. Получены лишь ограниченные данные о скважинах, наиболее часто встречающихся нефтеносных песков.

В таблице 1 приведены организации и количество скважин, пробуренных ими для исследования битуминозной нефти в Нигерии.

Таблица 1 – Организации и количество скважин, пробуренных ими для исследования битуминозной нефти в Нигерии

Годы	Название организации	Количество скважин
1905	Минеральное исследование южной Нигерии (MSSN)	16
1904–1914	Нигерийская битумная корпорация (NBC)	15
1958–1968	Компания «Shell BP»	6
1960–1961	Компания «Mobil Oil»	4
1962–1966	Компания «Теннесо»	10
1974–1980	Университет Ифе (Обафемии Аволово)	44
1996	Компания «Jarez Energy»	10
1999	Комитет по реализации битумных проектов (BPIС)	10

Литература:

1. Нвизуг-Би Л.К., Савенок О.В. Характеристика причин возникновения трудностей при разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами на территории Федеративной Республики Нигерия // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2015 – № 2. – С. 90–94.
2. Нвизуг-Би Л.К., Савенок О.В. Анализ природно-геологических условий залегания месторождений с трудноизвлекаемыми запасами на территории федеративной республики Нигерии // Ежемесячное научное издание «Евразийский научный журнал». – Санкт-Петербург: «Редакция Евразийского научного журнала», 2015. – № 12 (декабрь 2015). – С. 354–359.
3. Нвизуг-Би Л.К., Савенок О.В., Мойса Ю.Н. Классификация трудноизвлекаемых запасов на территории Федеративной Республики Нигерии // Научно-методический журнал «Наука, техника и образование». – М. : Издательство «Проблемы науки», 2015. – № 11 (17). – С. 18–21.
4. Нвизуг-Би Л.К. Оценка технологических решений для разработки и освоения месторождений тяжёлой и битуминозной нефти в Нигерии // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар : КубГАУ, 2016. – № 120 (06). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2016/06/pdf/44.pdf>
5. Нвизуг-Би Л.К. Экономическая значимость разработки, освоения, и добычи битума из битуминозного песка и тяжёлой нефти в Нигерии // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар : КубГАУ, 2016. – № 121 (07). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2016/07/pdf/114.pdf>
6. Adegoke O.S. Geological Guide to some Nigerian Cretaceous – Recent Localities // 7th African Micropalaeontological Colloquium, Ile. – Ife, 1976. – P. 95.
7. Adegoke O.S. Tar Sand Project Phase II – Estimation of Reserves, Materials Testing and Chemical Analysis // Geological Consultancy Unit, University of Ife, Nigeria, 1976. – P. 10–15.
8. Adegoke O.S. Tar Sand Project Phase II – Delineation of Potential Mine Area // Geological Consultancy Unit, University of Ife, Nigeria, 1978. – P. 24.
9. Adegoke O.S. Geotechnical Investigation of the Ondo State Bituminous Sands. Vol. 1 «Geology and Reserves Estimate» // Geological Consultancy Unit, University of Ife, Nigeria, 1980. – P. 257.



10. Adelu R., Fayose E. Development Projects for the Bituminous Deposits in Nigeria // 5th UNITAR Conference, Caracas, 1991. – P. 509–515.
11. Adewusi V.A. Aspect of Tar Sands Development in Nigeria // Energy Sources, 1991. – Vol. 14. – P. 305–315.

References:

1. Nvizug-Bee L.K., Savenok O.V. The characteristic of the causes of difficulties when developing fields with hardly removable stocks in the territory of the Federal Republic of Nigeria // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2015 – No. 2. – P. 90–94.
2. Nvizug-Bee L.K., Savenok O.V. The analysis of natural and geological conditions of bedding of fields with hardly removable stocks in the territory of the federal republic of Nigeria // the Monthly scientific publication «Euroasian Scientific Magazine». – St. Petersburg: «Editorial office of the Euroasian scientific magazine», 2015. – No. 12 (December, 2015). – Page 354–359.
3. Nvizug-Bee L.K., Savenok O.V., Moysa Yu.N. Classification of hardly removable stocks in the territory of the Federal Republic of Nigeria // the Scientific and methodical magazine «Nauka, Tekhnika I Obrazovaniye». – M. : Science Problems publishing house, 2015. – No. 11 (17). – P. 18–21.
4. Nvizug-Bee L.K. Otsenka of technology solutions for development and development of fields of heavy and bituminous oil in Nigeria // the Polythematic network online scientific magazine of the Kuban state agricultural university (The scientific magazine of KubGAU). – Krasnodar : KubGAU, 2016. – No. 120 (06). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2016/06/pdf/44.pdf>
5. Nvizug-Bee L.K. The economic importance of development, development, and extraction of bitumen from bituminous sand and heavy oil in Nigeria // the Polythematic network online scientific magazine of the Kuban state agricultural university (The scientific magazine of KubGAU). – Krasnodar : KubGAU, 2016. – No. 121 (07). – URL : <http://ej.kubagro.ru/2016/07/pdf/114.pdf>
6. Adegoke O.S. Geological Guide to some Nigerian Cretaceous – Recent Localities // 7th African Micropalaeontological Colloquim, Ile. – Ife, 1976. – P. 95.
7. Adegoke O.S. Tar Sand Project Phase II – Estimation of Reserves, Materials Testing and Chemical Analysis // Geological Consultancy Unit, University of Ife, Nigeria, 1976. – P. 10–15.
8. Adegoke O.S. Tar Sand Project Phase II – Delineation of Potential Mine Area // Geological Consultancy Unit, University of Ife, Nigeria, 1978. – P. 24.
9. Adegoke O.S. Geotechnical Investigation of the Ondo State Bituminous Sands. Vol. 1 «Geology and Reserves Estimate» // Geological Consultancy Unit, University of Ife, Nigeria, 1980. – P. 257.
10. Adelu R., Fayose E. Development Projects for the Bituminous Deposits in Nigeria // 5th UNITAR Conference, Caracas, 1991. – P. 509–515.
11. Adewusi V.A. Aspect of Tar Sands Development in Nigeria // Energy Sources, 1991. – Vol. 14. – P. 305–315.



УДК 622.23.05

ПРЕДЛОЖЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕЙ ТЕХНОЛОГИИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ

SUGGESTION ON AN ENERGY SAVING TECHNOLOGY FOR HEAVY OILS EXTRACTING PROCESS

Краснов Виктор Гаврилович

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры нефтегазового дела,
Тюменский индустриальный университет
kiril5krasnov@mail.ru

Степаненко Анастасия Сергеевна

студентка,
Тюменский индустриальный университет

Аннотация. Разработка и добыча нефтяных залежей, процесс энергоемкий и в условиях освоения новых осложненных залежей использование энергосберегающих технологий задача актуальная. Значительные ресурсы энергосбережения лежат в развитии способов разработки месторождений тяжелых нефтей, снижения энергоемкости при бурении.

Ключевые слова: буровой инструмент, паротепловое воздействие, ротор, насадки, реактивная сила.

Krasnov Victor Gavrilovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate professor,
Department of Oil and Gaz,
Industrial University of Tyumen
kiril5krasnov@mail.ru

Stepanenko Anastasia Sergeevna

Student,
Industrial University of Tyumen

Annotation. Development and production of oil deposits is an energy-intensive process, thus under conditions of exploring deposits that are difficult to extract, the use of energy-saving technologies is an urgent task. Significant energy-efficient possibilities could be explored by examining ways to extract heavy oil deposits, reducing energy consumption while drilling.

Keywords: drilling tool, steam-thermal effect, rotor, nozzles, reactive force.

Энергосберегающий буровой парогенератор

Значительные ресурсы в области повышения нефтедобычи лежат в разработке тяжелых нефтей [1]. Только в арктическом шельфе и его побережье разведано 19 месторождений тяжелых и битуминозных видов нефти. Ввод в эксплуатацию таких месторождений требует, как правило, теплового воздействия. К настоящему времени предлагаются различные технологии такого воздействия [2]. Одним из наиболее распространенных способов является паротепловое воздействие на призабойную зону, который способствует улучшению фильтрационных характеристик, снижению вязкости нефти. К недостатку этой технологии относится сложность транспортирования пара и потери его энергии.

В задачах энергосбережения немаловажной проблемой остается энергозатратный процесс – бурение. Потери передаваемой мощности от устья скважины к долоту составляют до 30 %.

Представляется возможным направлением энергосбережения генерацией пара непосредственно на забое скважины с использованием энергии пара на образование скважины или перемещения парогенератора в скважине. Способ может быть реализован в устройстве для получения перегретого пара и реализации его энергии в механическую – бурового инструмента приведенным на рисунке 1. Устройство [3] содержит полый ротор – 1, с твердосплавными вставками – 2, в котором выполнены каналы – 3, с тангенциальным выходом к оси ротора. Ротор установлен на оси 4 с возможностью вращения. В оси 4 выполнены центральный – 5, и периферийный – 6 каналы с насадками – 7. Торец канала 5 подперт клапаном поршнем 8, удерживаемый фиксатором 9, связанным с упором 10 нагревательных элементов 11, 12 установленных в полости ротора и подключенных к вводам электросети 13. Поршень 8 установлен в торцевой полости 9 оси 4, снабженной отверстиями 14.

Устройство для получения перегретого пара и реализации его энергии в механическую с последующим использованием его для разогрева продуктивного пласта представлено на рисунке 1. – Устройство, содержит полый ротор – 1, с твердосплавными вставками – 2, в котором выполнены каналы – 3, с тангенциальным выходом к оси ротора. Ротор установлен на оси 4 с возможностью вращения. В оси четыре выполнены центральный – 5, и периферийный – 6 каналы с насадками – 7. Торец канала 5 подперт клапаном поршнем 8, удерживаемый фиксатором 9, связанным с упором 10 пористых трубчатых нагревательных элементов 11, 12 установленных в полости ротора и подключенных к вводам электросети 13. Пористые трубчатые нагревательные элементы нашли широкое применение в нагревательной технике. Они могут быть способны сформированы требуемой геометрической формы и обладают высокими механическими свойствами (высокая стабильность, прочность) и электрическими



свойствами (высокая электрическая прочность, длинный срок службы). Поршень 8 установлен в торцевой полости 9 оси 4, снабженной отверстиями 14. элементы 11, которые разогреваясь, увеличиваются линейно и сдвигают упор 10, освобождая фиксатор 9. Под напором воды в канале 5 поршень сдвигается, и вода заполняет поршневую полость и попадает в каналы 6. Через насадки 7 попадает на внутренний 11 нагревательный элемент, с испарением на котором и прогревом пара на втором – 12. Повышение давления в полости ротора воздействует на поршень 8, возвращает его в исходное положение, при этом происходит подача воды в каналы 6 и интенсивный впрыск воды на нагревательный элемент 11. Обильное испарение воды на нагревательном элементе 11 и перегрев на элементе 12 приводят к образованию рабочего тела – перегретого пара в полость ротора. По каналам 3 рабочего тела истекает наружу, создавая вращательный эффект, т.е. совершает механическую работу за счет реактивной силы. После испарения воды на нагревательных элементах они остывают и принимают прежний линейный размер, т.е. система возвращается в исходное положение и затем процесс повторяется.

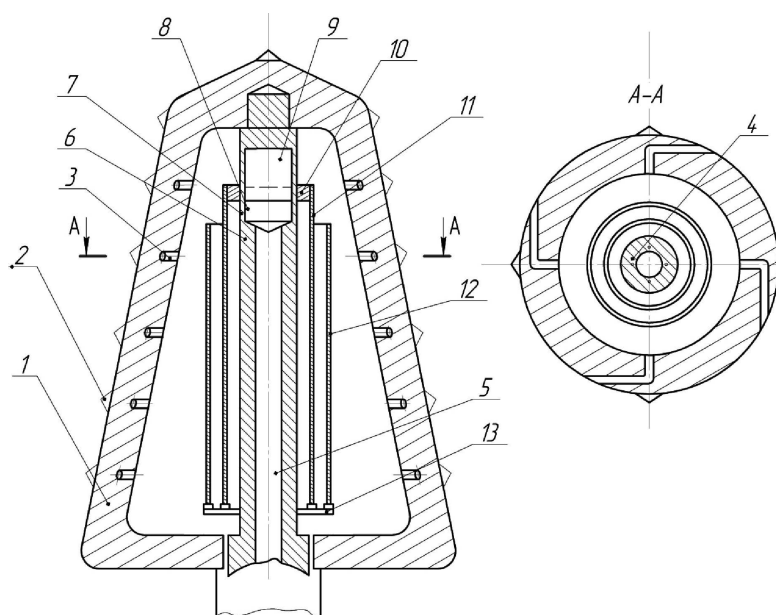


Рисунок 1 – Буровой инструмент с парогенератором

Стенки скважины, ограничивающие рабочий орган, препятствуют выходу рабочего тела из каналов, создавая силу давления, которым увеличивает вращательный момент. Поворот ротора приводит к разрушению грунта твердосплавными вставками 2. В тоже время освобожденный объем пара отдает свое тепло стенкам скважины и прогревает пласт.

Генерация пара на забое скважины исключает не продуктивные потери тепла при транспортировании, а полностью передает его продуктивному пласту. Сам способ генерации пара исключает необходимость прогрева большого объема воды для преобразования его в пар, что повышает к.п.д. парообразования. Устройство также предполагает использование энергии пара на выходе с парогенератора в полезную механическую энергию, например для разрушения забоя скважины или перемещения парогенератора по готовой скважине, что исключает потери энергии при ее транспортировании для этих целей от устья к забюю.

Литература:

1. Данилова Е.А. Тяжелые нефти России // The Chemical Journal. – 2008. – декабрь – С. 36–37.
2. Байбаков Н.К. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений / Н.К. Байбаков, А.Р. Гарушев. – М. : Недра, 1988. – 343 с.
3. Патент E21B,E21C 155161. Буровой инструмент. – Оpubл. 27.09. 2015. – Бюл. № 27.

References:

1. Danilova E.A. Tyazhelye of oil of Russia // The Chemical Journal. – 2008. – December – P. 36–37.
2. Baybakov N.K. Thermal methods of development of oil fields / N.K. Baybakov, A.R. Garushev. – M. : Nedra, 1988. – 343 p.
3. E21B,E21C 155161 patent. Boring tool. – Opubl. 27.09. 2015. – Bulletin No. 27.



УДК 622.276

ОЦЕНКА РЕЛЕВАНТНОСТИ МЕТОДИК РАСЧЕТА ДЕБИТА ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ С МНОГОЗОННЫМ ГИДРАВЛИЧЕСКИМ РАЗРЫВОМ ПЛАСТА ПРИ ПОМОЩИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

ESTIMATION OF THE ADEQUACY OF METHODS FOR CALCULATING THE PRODUCTION RATE OF A HORIZONTAL WELL WITH MULTI-ZONE HYDRAULIC FRACTURING OF A FORMATION USING HYDRODYNAMIC MODELING

Круглов Дмитрий Сергеевич

студент,
Российский государственный университет
нефти и газа имени И.М. Губкина
kruglowds@gmail.com

Телков Виктор Павлович

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных месторождений,
Российский государственный университет
нефти и газа имени И.М. Губкина
telkov_viktor@mail.ru

Аннотация. В статье проанализированы методы расчета дебита после проведения многостадийного ГРП в горизонтальной скважине; проведен анализ результатов, полученных при помощи данных методик и гидродинамического моделирования, сделаны выводы об адекватности этих методик.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта (ГРП), многостадийный ГРП, производительность скважины, модель скважины с МГРП, экспресс метод оценки дебита, гидродинамическое моделирование.

Kruglov Dmitry Sergeevich

Student,
Gubkin Russian State University
of Oil and Gas
kruglowds@gmail.com

Telkov Viktor Pavlovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate professor,
Associate Professor Department
of Oil Field Development and Operation,
Gubkin Russian State University
of Oil and Gas
telkov_viktor@mail.ru

Annotation. In the article methods of calculating the production rate after carrying out multi-stage fracturing in a horizontal well are analyzed; an analysis of the results obtained with the help of these techniques and hydrodynamic modeling is carried out, conclusions are drawn about the adequacy of these techniques.

Keywords: hydraulic fracturing of a formation (HFF), multi-stage hydraulic fracturing (MSHF), well productivity, well model with MSHF, express method of production rate estimation, hydrodynamic modeling.

В настоящее время остро стоит вопрос о повышении продуктивности скважин и интенсификации притока к скважине. Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – является эффективным методом увеличения продуктивности скважины, но, иногда, результат его применения недостаточен. В таком случае наиболее перспективной технологией является многозонный ГРП (МГРП), проводимый в горизонтальных скважинах. МГРП – одна из передовых технологий в нефтегазовой отрасли, отличие от обычного ГРП заключается в том, что проводится несколько циклов разрыва пласта поочередно друг за другом. Наибольший интерес представляет МГРП, проводимый в горизонтальных скважинах, так как в этом случае обеспечивается максимальная площадь контакта скважины с пластом, что обеспечивает наибольшую выработку запасов.

Популярность МГРП в горизонтальных скважинах в последнее время требует также развития методов оценки эффективности проведения этой операции, так как на стадии проектирования разработки месторождения возникает необходимость моделирования и расчета многих вариантов разработки. Моделирование – это трудоёмкий процесс, который требует большого количества ресурсов, как человеческих, так временных. В связи с этим, вопрос о методах экспресс оценки дебита после проведения МГРП стоит наиболее остро в настоящий момент.

На данный момент существует ряд моделей для экспресс-расчета дебита после проведения МГРП в горизонтальных скважинах. В работе [1] представлена модель для расчета дебита скважины после МГРП в зависимости от числа трещин ГРП. В работе [2] представлена модель для экспресс-расчета дебита скважины после МГРП в горизонтальных скважинах с учетом анизотропии пласта, где учитывается различная проницаемость по направлениям, параллельно и перпендикулярно скважине.



В работе [3] представлена модель для экспресс-расчета дебита скважины после МГРП, в которой учитывается угол отклонения трещины от скважины, так как в большинстве случаев трещины распространяются не перпендикулярно стволу скважины. В работе [4] представлена модель для расчета дебита скважины после проведения МГРП, в которой учитывается влияние безразмерной проводимости трещины.

В предыдущих работах [1–4] был отмечен ряд допущений и ограничений, которые авторы данной статьи попытались учесть в работе [5], в результате этого была создана альтернативная модель для расчета производительности горизонтальной скважины с многозонным ГРП (рис. 1). В эту модель авторы ввели ряд параметров, влияющих на количественную оценку дебита, таких как: различие забойного давления по стволу скважины, зональную неоднородность пласта, асимметрию трещин ГРП, переменный угол отклонения трещин от ствола скважины.

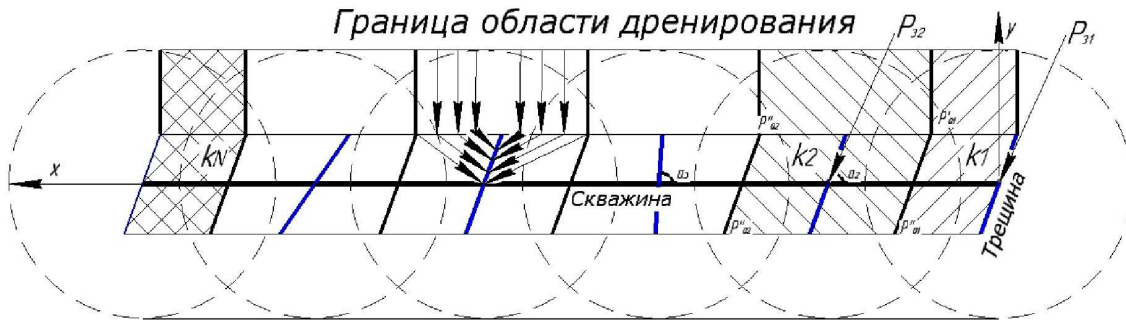


Рисунок 1 – Геометрия задачи расчета дебита горизонтальной скважины после проведения многозонного гидравлического разрыва пласта

Производительность горизонтальной скважины после проведения МГРП рассчитывается по формуле (1):

$$Q = \sum_{i=1}^{N-1} Q'_i + \sum_{i=1}^{N-1} Q''_i + Q_D, \tag{1}$$

где Q'_i, Q''_i – дебиты i -ого участка справа и слева от ствола скважины соответственно; Q_D – дебит крайних трещин определяются по формулам:

$$Q'_i = \frac{k_i h L_0}{b \mu (R - x'_{fi} \cos \alpha_i)} \left(P_n - \frac{P'_{0i}}{2} - \frac{P_{3i}}{2} \right); \tag{2}$$

$$Q''_i = \frac{k_i h L_0}{b \mu (R - x''_{fi} \cos \alpha_i)} \left(P_n - \frac{P''_{0i}}{2} - \frac{P_{3i}}{2} \right); \tag{3}$$

$$Q_D = \frac{2 \pi k' h (P_n - P'_3)}{b \mu \left(\ln \frac{2R}{x_{fc}} \right)}, \tag{4}$$

где k_i – проницаемость i -ого участка; k' – среднеарифметическая проницаемость между первым и последним участком; h – толщина пласта; L_0 – расстояние между соседними трещинами; b – объемный коэффициент нефти; μ – вязкость нефти; R – радиус дренирования; x'_{fi} и x''_{fi} – полудлина трещины справа и слева от ствола скважины; x_{fc} – среднеарифметическая полудлина трещин для первой и последней трещины; α_i – угол между нормалью к скважине и направлением трещины для i -ого участка; P_n – пластовое давление; P_{3i} – забойное давление для i -ого участка; P'_3 – среднеарифметическое забойное давление для первого и последнего участка; P'_{0i} и P''_{0i} – промежуточное давление на границе межтрещинного пространства, посередине между концами трещин справа и слева от скважины для i -ого участка, определяемое по формуле:

$$P'_{0i} = \frac{P_n - P_{3i} \left(\frac{1}{2} - (N-1)^2 \frac{4x'_{fi}(R - x'_{fi} \cos \alpha_i)}{L^2 \cos \alpha_i} \right)}{\frac{1}{2} + (N-1)^2 \frac{4x'_{fi}(R - x'_{fi} \cos \alpha_i)}{L^2 \cos \alpha_i}}; \tag{5}$$



$$P_{0i}'' = \frac{P_n - P_{zi} \left(\frac{1}{2} - (N-1)^2 \frac{4x_{fi}''(R - x_{fi}'' \cos \alpha_i)}{L^2 \cos \alpha_i} \right)}{\frac{1}{2} + (N-1)^2 \frac{4x_{fi}''(R - x_{fi}'' \cos \alpha_i)}{L^2 \cos \alpha_i}}; \tag{6}$$

$$L_0 = \frac{L}{N-1}, \tag{7}$$

где N – число трещин; L – длина горизонтального участка скважины.

Моделирование горизонтальной скважины с МГРП

Для оценки релевантности экспресс методов оценки дебита проведено гидродинамическое моделирование процесса извлечения нефти из пласта при помощи горизонтальной скважины с многозонным гидравлическим разрывом пласта. Результаты, полученные на симуляторе и при помощи описанных ранее моделей, были сравнены авторами, была дана оценка релевантности данных моделей.

Моделирование началось с самого простого случая, когда горизонтальная скважина вскрыла пласт, и все трещины расположены перпендикулярно к стволу скважины на одинаковом расстоянии, проницаемость по всему пласту одна, и трещины одинаковые. Данная модель представлена на рисунке 2. Проницаемость трещины по всем направлениям задавалась равной 100000 мД. Интервалы перфорации совпадают с местами выхода трещин из скважины, что предотвращает приток к самой скважине, приток осуществляется только через трещины ГРП. Пласт представляет собой прямоугольный параллелепипед с размерами 1700 м, 500 м, 13,3 м, в центре которого построена горизонтальная скважина.

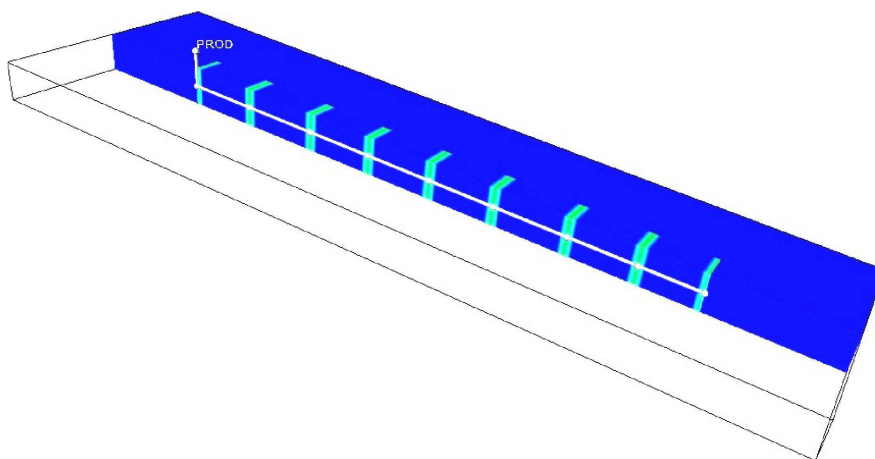


Рисунок 2 – Модель пласта для расчета производительности скважины для перпендикулярных трещин

Данная модель строилась по параметрам, представленным в таблице 1. Зависимости относительных фазовых проницаемостей, зависимость вязкости и объемного коэффициента от давления строились по заложенным в симулятор зависимостям так, чтобы средние значения соответствовали значениям, представленным в таблице 1.

Таблица 1 – параметры пласта

Данные для расчета	Значение
Длина скважины L , м	1200
Вязкость нефти μ , мПа·с	1,48
Проницаемость пласта, мД	4,6
Пластовое давление, МПа	25
Забойное давление, МПа	8
Длина трещины, м	120
Толщина пласта, м	13,3
Радиус дренирования R , м	250
Объемный коэффициент нефти b , ед.	1,189
Радиус скважины, м	0,038
Плотность нефти, кг/м ³	866



Моделирование было проведено для нескольких случаев, которые включали 6, 9, 12, 15, 18, 25 и 35 трещин. Также был произведен расчет по методике, представленной в работе [1], по тем же исходным данным. Результаты, произведенных расчетов представлены на рисунке 3.

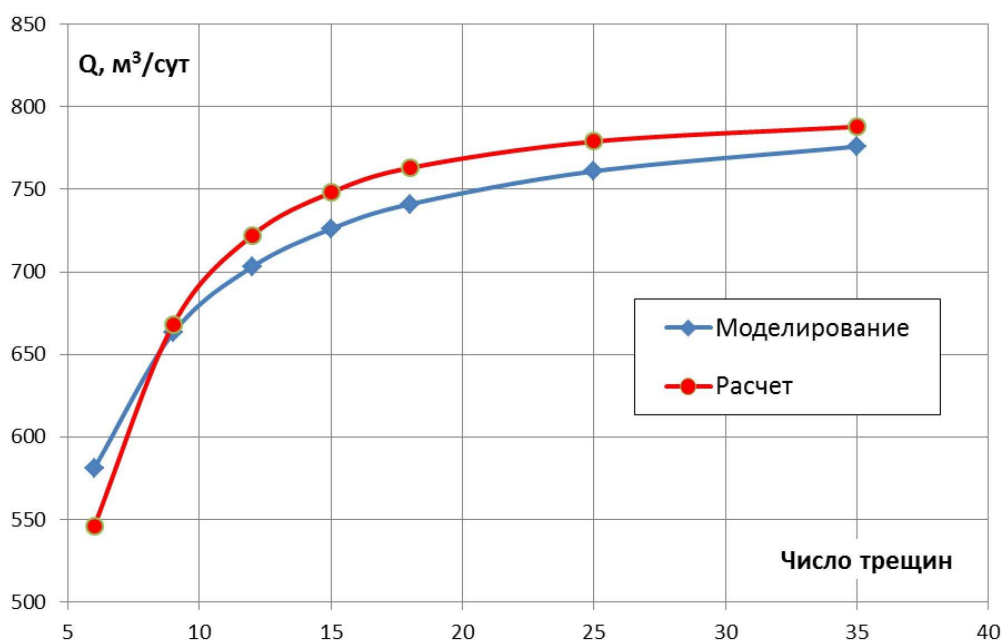


Рисунок 3 – Дебиты горизонтальной скважины с МГРП, полученные при помощи гидродинамического моделирования и расчета по методике [1]

Анализ полученных результатов даёт нам понять, что динамика изменения дебита имеет общий вид. Для разного числа трещин дебиты скважины, рассчитанные по методике [1] и полученные при помощи гидродинамического моделирования, оказались очень близки друг к другу.

Погрешность расчета в данном случае не превышает 5 %, что свидетельствует о том, что для однородного пласта и перпендикулярных одинаковых трещин расчет по данной методике даст точный результат.

После того, как авторами получено подтверждение того, что основная методика расчета [1] даёт весьма точные результаты, было проведено моделирование для оценки релевантности модели [5]. Данная модель, по мнению авторов, наиболее близка к реальности и учитывает ряд параметров, которые не учитываются в других методиках, таких как различие забойного давления по стволу скважины, зональная неоднородность пласта по проницаемости, асимметрия трещин ГРП, непостоянство угла отклонения трещин от нормали к скважине.

Неоднородность пласта по проницаемости

Для дальнейшей проверки релевантности методик расчета дебита после проведения МГРП был смоделирован зонально-неоднородный пласт по проницаемости. Для моделирования пласта использовались параметры пласта из таблицы 1, а зональная неоднородность соответствует примеру, представленному в таблице 2.

Таблица 2 – Вариант зональной неоднородности пласта

№ участка	Интервал длины, м	Значение проницаемости, мД
1	0–550	3,5
2	551–850	3,9
3	851–1150	4,1
4	1151–1700	2,8
Средневзвешенное значение:		3,45

Пример моделируемого пласта представлен на рисунке 4, где показан куб проницаемости пласта. Также представлено вскрытие горизонтальной скважиной данного пласта.

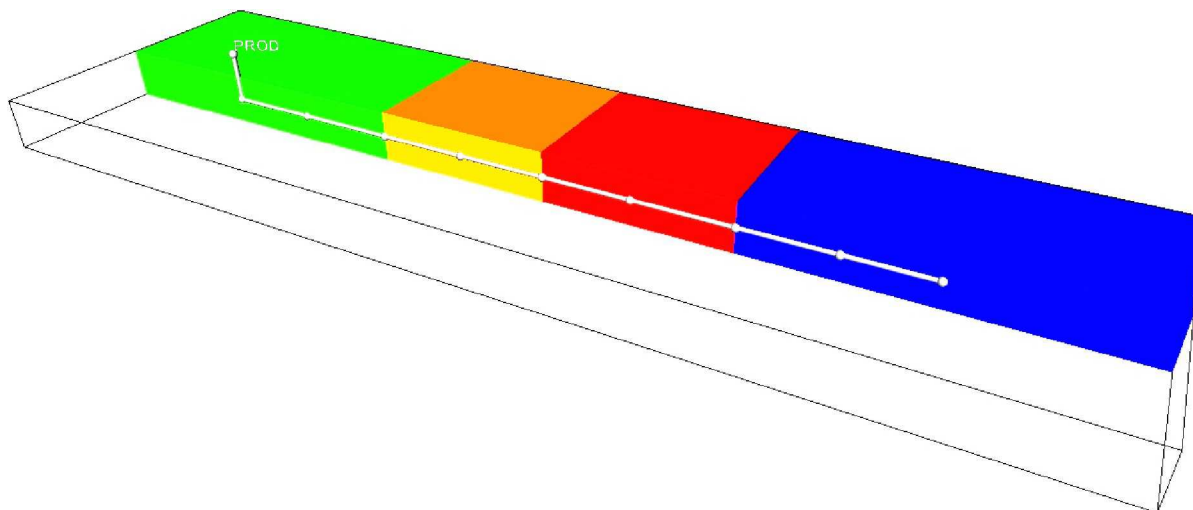


Рисунок 4 – Модель пласта, неоднородного по проницаемости

Проницаемость участков пласта, прилегающих к крайним трещинам справа и слева, задавалась равной проницаемости крайних участков пласта, которые вскрыла горизонтальная скважина. Проницаемость по вертикали во всех случаях задавалась равной 1 мД.

Результаты, полученные при помощи гидродинамического симулятора, сравнили с результатами расчета по методике [5]. Результаты представлены на рисунке 5.

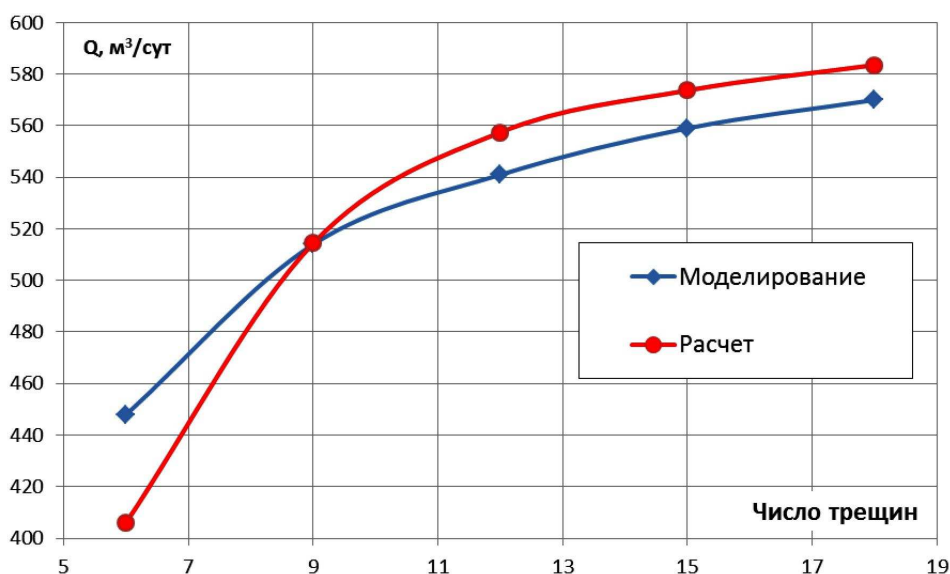


Рисунок 5 – Производительность горизонтальной скважины с зональной неоднородностью пласта по проницаемости

Проанализировав полученные данные, можно сделать вывод, что методика [5] достаточно точно описывает процесс извлечения нефти из зонально-неоднородного пласта по проницаемости. Погрешность расчета в среднем составляет 3,5 %.

Интересен тот факт, что при малом числе трещин дебиты, полученные по методике, имеют меньшее значение, чем дебиты, полученные на симуляторе. При увеличении же числа трещин это соотношение меняется на противоположное, возможной причиной этого может являться невозможность точного учета методикой [5] интерференции трещин ГРП.

Асимметрия трещин ГРП

В данной работе смоделирован пласт с асимметрией трещин ГРП. Так как пласты характеризуются неоднородным полем напряжения, то асимметрия трещин (длина крыла трещины с одной стороны скважины не равна длине крыла с другой стороны) – это часто встречающаяся ситуация на практике. Для оценки адекватности методикой [5], которая учитывает асимметрию трещин ГРП, было проведено моделирование пласта с параметрами из таблицы 1, и задана асимметрия трещин. Рас-



смотрены варианты с числом трещин 6, 9, 12, 15 и 18. На рисунке 6 представлена модель с асимметрией трещин, рассматриваемая в данной статье. Был проведен расчет с таким же типом асимметрии по методике [5], результаты, полученные при моделировании и расчете, представлены на рисунке 7.

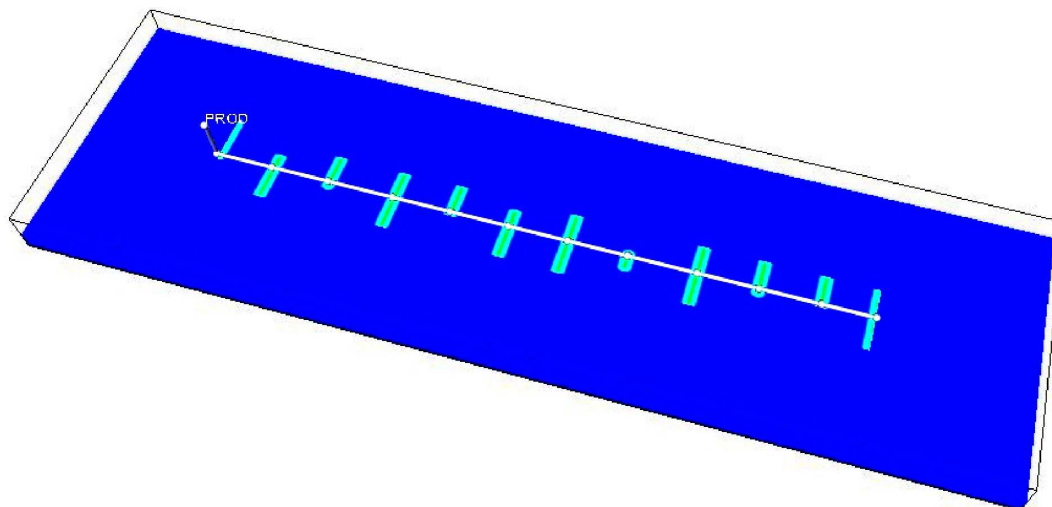


Рисунок 6 – Модель пласта, вскрытого горизонтальной скважиной с МГРП с асимметрией трещин

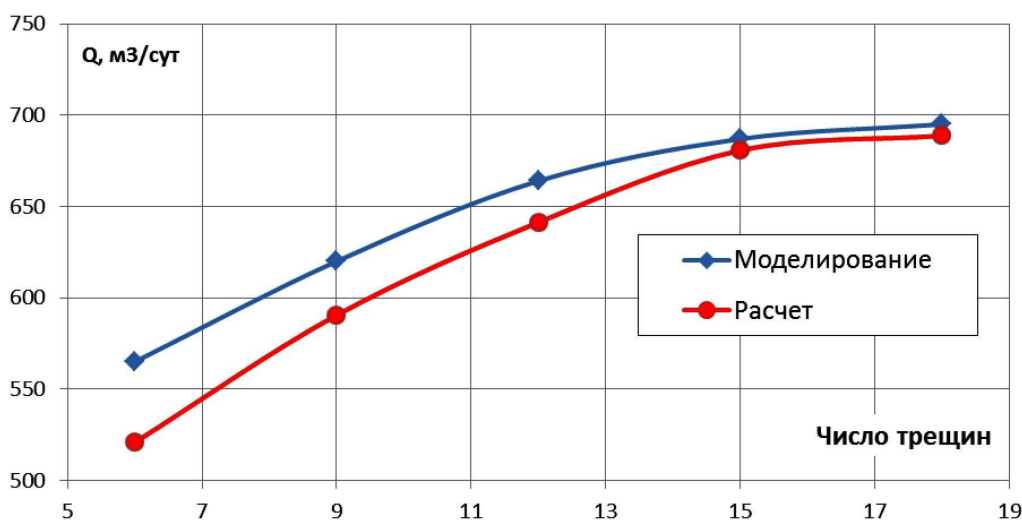


Рисунок 7 – Производительность горизонтальной скважины в зависимости от числа трещин при асимметрии трещин

Проанализировав полученные результаты, можно сделать вывод, что рассматриваемая методика даёт хорошие результаты при расчете пласта с асимметрией трещин ГРП. А при большом числе трещин различие в дебитах, полученных при помощи расчета и моделирования, практически исчезает. При малом числе трещин расчет даёт меньшие значения по сравнению с моделированием.

Заключение

Результаты моделирования на гидродинамическом симуляторе, представленные в данной работе, подтвердили релевантность рассмотренных методов экспресс оценки дебита горизонтальной скважины с многозонным гидравлическим разрывом пласта. Результаты расчета по этим методам оказались весьма близки к результатам гидродинамического моделирования. Методика [5], по мнению авторов, ближе к реальности, так как учитывает ряд параметров, которых нет в других методиках. Во всех результатах погрешность расчета была порядка 4 %. По мнению авторов, это многообещающий результат. Дальнейшие анализ и доработка методик расчета позволят получить универсальный и простой метод оценки дебита горизонтальной скважины с МГРП. Это позволит использовать данные методики в качестве полноценной альтернативы профессиональным гидродинамическим симуляторам, что существенно сократит трудоемкость расчетов, проводимых при проектировании разработки нефтяных месторождений, с сохранением высокого их качества.

**Литература:**

1. Елкин С.В., Алероев А.А., Веремко Н.А., Чертенков М.В. Модель для расчета дебита горизонтальной скважины в зависимости от числа трещин гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 1. – С. 64–67.
2. Елкин С.В., Алероев А.А., Веремко Н.А., Чертенков М.В. Модель для экспресс-расчета дебита флюида горизонтальной скважины в зависимости от числа трещин ГРП с учетом анизотропии пласта // Инженерная практика. – 2016. – № 7. – С. 82–88.
3. Елкин С.В., Алероев А.А., Веремко Н.А., Чертенков М.В. Учет влияния отклонения трещин от перпендикулярного положения к горизонтальной скважине на дебит жидкости после многозонного гидроразрыва пласта // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 10. – С. 37–42.
4. Елкин С.В., Алероев А.А., Веремко Н.А., Чертенков М.В. Учет влияния безразмерной проводимости на экспресс-расчет дебита жидкости после многозонного гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 12. – С. 110–113.
5. Телков В.П., Круглов Д.С. Улучшенная модель для расчета производительности горизонтальной скважины с многозонным гидравлическим разрывом пласта // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 11. – С. 28–36.

References:

1. Elkin S.V., Aleroev A.A., Veremko N.A., Chertenkov M.V. Flowrate calculation model for fractured horizontal well depending on frac stages number // Neft. khoz-vo. – 2016. – № 1. – P. 64–67.
2. Elkin S.V., Aleroev A.A., Veremko N.A., Chertenkov M.V. Model for the rapid calculation of the flow rate of the horizontal well fluid as a function of the number of hydraulic fracturing cracks taking into account the formation anisotropy // Inzhenernaya praktika. – 2016. – № 7. – P. 82–88.
3. Elkin S.V., Aleroev A.A., Veremko N.A., Chertenkov M.V. Consideration of the impact of fractures deviation from their perpendicular position to a horizontal well on the liquid flow rate following a multi-stage hydraulic fracturing // Neftpromyslovoye delo. – M.: OAO «VNIOENG», 2016. – № 10. – P. 37–42.
4. Elkin S.V., Aleroev A.A., Veremko N.A., Chertenkov M.V. Accounting for dimensionless conductivity in express calculation of flow-rate in a well after multi-stage hydraulic fracturing // Neft. khoz-vo. – 2016. – № 12. – P. 110–113.
5. Telkov V.P., Kruglov D.S. An improved model that is applied to calculate a horizontal well productivity subjected to a multizone hydraulic fracturing of a formation // Neftpromyslovoye delo. – M.: OAO «VNIOENG», 2017. – № 11. – P. 28–36.



УДК 622.245.54

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСНЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

THE USE OF COMPLEX METHODS OF INCREASING OIL RECOVERY

Кулюкин Михаил Васильевич

студент,
Южно-Российский государственный
политехнический университет имени М.И. Платова
zaq1002@mail.ru

Сапронов Никита Михайлович

студент,
Южно-Российский государственный
политехнический университет имени М.И. Платова
sap.sapronow2011@yandex.ru

Рыбальченко Юрий Михайлович

кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры нефтегазовая техника и технологии,
Южно-Российский государственный
политехнический университет имени М.И. Платова
13050465@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены основные методы повышения нефтеотдачи пластов. Приведены самые эффективные на сегодняшний день технологии комплексного воздействия на призабойную зону пласта. Описана сущность интенсификации нефтеотдачи пластов.

Ключевые слова: призабойная зона пласта (ПЗП), Методы увеличения нефтеотдачи (МУН), термогазохимическое воздействие (ТГХВ), пороховые заряды, акустическое излучение, температуропроводность пласта, биотехнологический метод, микроорганизмы, бактерии.

Kulyukin Michael Vasilevich

Student,
Southern Russian state
polytechnical university of M.I. Platov
zaq1002@mail.ru

Sapronov Nikita Mikhailovich

Student,
Southern Russian state
polytechnical university of M.I. Platov
sap.sapronow2011@yandex.ru

Rybalchenko Yury Mikhailovich

Candidate of Technical Sciences,
Associate professor of oil and gas
equipment and technologies,
Southern Russian state
polytechnical university of M.I. Platov
13050465@mail.ru

Annotation. This article considers the main methods of increasing oil recovery in layers. The most effective technologies for complex impact on the bottom hole formation zone are presented. The essence of oil recovery intensification is described.

Keywords: bottom hole formation zone, methods of increasing oil recovery, thermo gas chemical impact, powder charges, acoustic radiation, thermal diffusivity of the reservoir, biotechnological method, microorganisms, bacteria.

В настоящее время большая часть разрабатываемых нефтяных месторождений не только в России, но и за рубежом, находится на финальной стадии разработки, которая обусловлена низкими значениями пластового давления, снижением приёмистости в нагнетательных и дебита в добывающих скважинах, а также их активным обводнением. Уменьшение продуктивности скважин является результатом множества факторов. К примеру:

- Снижение пористости горной породы пласта;
- Загрязнение призабойной зоны пласта во время его первичного вскрытия;
- Повреждение призабойной зоны пласта при цементировании эксплуатационной колонны;
- Загрязнение призабойной зоны пласта при вторичном вскрытии пласта перфорацией.

Всё это не позволяет в щадящем режиме вскрывать продуктивный горизонт и обеспечивать постоянство фильтрационно-емкостных свойств объекта. Это означает, что некоторая часть углеводородов может оставаться не извлечённой из пласта. Чтобы избежать малой эффективности и простоя добывающей скважины, практически большинство нефтегазовых компаний используют форсированные способы добычи углеводородного сырья.

Применяемые методы восстановления и увеличения продуктивности скважин подразделяют на: гидромеханические, термические, физико-химические и комбинированные или комплексные [1]. Среди них особое место занимает комплексный приём. За основу этого перспективного направления взяты синергетические физико-химические эффекты, которые благодаря совмещению и усилению методов дают наиболее высокий результат, чем каждый способ по отдельности. Взаимодополняющие друг друга по физическому эффекту операции гидродинамического, механического и химического воздействия дают возможность увеличить добывающую способность скважин.



Цель этих технологических мероприятий – нарушение установившихся потоков флюидов и вовлечение в активную разработку низкопроницаемых, слабодренированных зон.

Примером применения комплексного метода увеличения нефтеотдачи может служить скважина № 7 Леоновской площади. Для интенсификации притока углеводородов в скважину было принято решение использовать термогазохимическое воздействие (ТГХВ) [2]. Его принцип заключается в сжигании на забое скважин порохового заряда. Время сгорания регулируется в связи с чем выделяют быстрое горение (менее 1 секунды) и медленное. При первом создается высокое давление (100-250 МПа), которое, воздействуя на пласт, увеличивает количество новых и размер уже существующих трещин. При втором методе отсутствует сильное давление, но образуется температура около 350 °С и продукты горения. Механизм воздействия включает в себя 3 составляющие:

1. Термическое – импульсивное выделение тепла и перенос его вглубь горизонта сквозь микротрещины и каналы в породе для нагревания и расплавления различных отложений и солей, мешающих фильтрации; одновременно происходит активное движение нагретой жидкости и газов горения;

2. Гидродинамическое – увеличение имеющихся микротрещин и возникновение дополнительных;

3. Химическое – взаимодействие продуктов сгорания порохового заряда (азот, углекислый газ, хлор) с водой, образуя соляно-кислотную среду, снижающую поверхностное натяжение на границе «нефть – порода» за счёт растворения в нефти углекислого газа. Также происходит растворение карбонатных пород продуктивного интервала и улучшение фильтрационной способности пласта [2, 3].

В настоящее время, в совокупности с применением ТГХВ, призабойную зону пласта чаще всего продолжают обрабатывать ультразвуком с частотой около 24 кГц. Создаваемое акустическим излучением волновое поле позволяет: повысить температуропроводность пласта, тем самым уменьшить время его прогрева, а также способствует выносу из пористой среды частиц парафина, бурового раствора и его фильтратов, твёрдых отложений солей [2].

Приоритетность тепловых методов с точки зрения масштабов внедрения и добычи нефти, прослеживается с самого начала появления официальных статистических данных о внедрении методов увеличения нефтеотдачи (МУН) и объясняется отсутствием возможности ввода в разработку месторождений высоковязких углеводородов с использованием других методов воздействия, которые применяются для добычи лёгких углеводородов. Прежде всего, это связано с высокой плотностью тяжёлой нефти (более 0,921 г/см³). По некоторым данным, в настоящий момент высоковязкие нефти открыты примерно на 300 месторождениях мира. Их основная часть сконцентрирована на территории Канады и Венесуэлы. В России тяжёлая нефть больше всего распространена в Пермской области, республиках Татарстан и Башкортостан. Эти месторождения определяют перспективу развития термических методов добычи нефти.

Однако в мире всё ещё достаточно залежей, так называемой, лёгкой нефти. Для её полной выработки также необходимо увеличение нефтеотдачи пласта.

В качестве примера можно рассмотреть биотехнологический метод, объектами которого стали микроорганизмы. За границей данный метод получил название MEOP (Microbial enhanced Oil Recovery). Его суть заключается в том, что [4, 5]:

- Микроорганизмы, обитающие в самом пласте или закачивающиеся в коллектор, способны синтезировать различные вещества, понижающие вязкость нефти, тем самым увеличивая её выход;

- Микроорганизмы избирательно повышают эффективность охвата нефтеносного пласта вытесняющими реагентами, которые способны образовывать непосредственно сами бактерии.

Однако со временем было установлено, что при несомненной значимости микробиологические методы имеют свои недостатки, затрудняющие их широкое промышленное применение. Основными считаются:

- нежелательное влияние углеводородов на функции микроорганизмов;
- необходимость удаления из добытой нефти бактерий в связи с возможными проявлениями их токсичности;

- отсутствие возможности обычно применяемых штаммов и видов микроорганизмов синтезировать в достаточном количестве ПАВы и другие активные компоненты, способствующие извлечению нефти.

Но, не смотря на это, стоит отметить, что в настоящее время исследования в направлении разработки и использования биотехнологического метода повышения нефтеотдачи только начались. Для их успешного продолжения и практического использования в нефтегазовой отрасли необходимы дальнейшие теоретические и практические исследования, опытно-конструкторские и производственные (промысловые) разработки с затратой на эти работы достаточных сил и средств.

Выполненные исследования, промысловые испытания, а также анализ по обобщению промыслового материала и изложенных в технической литературе данных по проблеме МУН позволяет сделать вывод о том, что использование различных методов увеличения нефтеотдачи пластов способствует интенсификации дебита скважины при разработке различных залежей углеводородов.

**Литература:**

1. URL : https://studopedia.ru/1_65368_metodi-povisheniya-nefteotdachi-plastov.html (15.02.2018).
2. Применение термогазохимического метода для увеличения нефтеотдачи пласта на Леоновском месторождении / А.Я. Третьяк, Ю.М. Рыбальченко, А.В. Чикин, А.В. Целиков / Тезисы докладов 5-й науч.-техн. конф. РГУНИГ им И.М. Губкина. – М., 2003.
3. Третьяк А.Я., Зиновьев В.В., Чихоткин В.Ф., Рыбальченко Ю.М., Чикин А.В. Т 18 Методы увеличения нефтеотдачи пластов : учеб. пособие. – Новочеркасск : ЮРГТУ (НПИ), 2005. – 227 с.
4. Исмаилов Э.Ш. Новые разработки в биотехнологии : Новые технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи. – М., 2010. – Т. 19. – С. 387–391.
5. Мохатаб С., Жанжакомо Л. Микробиологический метод повышения нефтеотдачи // Нефтегазовые технологии (из журнала World Oil, перевод Г. Кочеткова). – 2007. – № 2. – С. 49–53.

References:

1. URL : https://studopedia.ru/1_65368_metodi-povisheniya-nefteotdachi-plastov.html (15.02.2018).
2. Application of a thermogas-chemical method for increase in a netfeotdacha of layer on the Leonovsky field / A.Ya. Tretiak, Yu.M. Rybalchenko, A.V. Chikin, A.V. Tselikov / theses of reports of the 5th scientifically technical conference RGUNIG of I.M. Gubkina. – M, 2003.
3. Tretiak A.Ya., Zinovyev V.V., Chikhotkin V.F., Rybalchenko Yu.M., Chikin A.V. T 18 Methods of increase in oil recovery of layers : studies. grant. – Novocherkassk : YuRGU (NPI), 2005. – 227 p.
4. Ismailov E.Sh. New developments in biotechnology : New technologies of the gas, oil industry, power and communication. – M, 2010. – Т. 19. – P. 387–391.
5. Mokhatab S., Zhanzhakomo L. A microbiological method of increase in oil recovery // Oil and gas technologies (from the World Oil magazine, G. Kochetkov's translation). – 2007. – No. 2. – P. 49–53.



УДК 622.276

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕОДНОРОДНЫЕ ПЛАСТЫ

EXPERIMENTAL STUDY OF THE ACID IMPACT ON HETEROGENEOUS FORMATIONS

Кязимов Фазиль Кямал оглы

кандидат технических наук, доцент,
ведущий научный сотрудник
отдела проектирование воздействия
на пласт и призабойную зону,
Государственная нефтяная компания
Азербайджанской Республики (ГНКАР),
НИПИ «Нефтегаз»
fazil_kazimov@mail.ru

Рзаева Сабина Джангир кызы

кандидат технических наук,
ведущий научный сотрудник
отдела проектирование воздействия
на пласт и призабойную зону,
Государственная нефтяная компания
Азербайджанской Республики (ГНКАР),
НИПИ «Нефтегаз»
Rsabina73@mail.ru

Тулешева Гьулнара Дюсеновна

специалист,
ТОО «КазНИПИмунайгаз»
gtulesh@mail.ru

Аннотация. В статье приводятся результаты экспериментальных исследований кислотной обработки призабойной зоны скважины с предварительной изоляцией высокопроницаемых зон пенным раствором. Установлено, что предложенный способ значительно увеличивает коэффициент вытеснения нефти. В результате промысловых испытаний разработанного способа на двух нагнетательных скважинах месторождения Жетыбай (Казахстан) значительно увеличилась приемистость скважин, также увеличился дебит нефти и снизилась обводненность продукции по реагирующим скважинам.

Ключевые слова: изоляция, пенообразующая система, кислотный раствор, пористая среда, коэффициент вытеснения.

Kyazimov Fazil Kamal

Ph. D.,
Associate professor,
Leading Researcher of the Department
of Design of impacts on
reservoir and wellbottom zone,
Oil Gas Scientific Research Project
Institute of SOCAR
fazil_kazimov@mail.ru

Rzayeva Sabina Cahangir

Ph. D.,
Leading Researcher of the Department
of Design of impacts
on reservoir and wellbottom zone,
Oil Gas Scientific Research Project
Institute of SOCAR
Rsabina73@mail.ru

Tulesheva Gulnara Dyusenovna

Specialist,
LLP «KazNIPImunaigas»
gtulesh@mail.ru

Annotation. The article presents the results of experimental studies of acid treatment of the bottomhole zone with preliminary isolation of high permeability zones with a foam solution. It was found that the proposed method significantly increases the oil displacement coefficient. As a result of field trials of the developed method, injection wells were significantly increased at two injection wells of the Zhetybai (Kazakhstan) field, the oil production rate increased and the water cut of the products in the reacting wells decreased.

Keywords: isolation, foaming system, acid solution, porous medium, displacement coefficient.

Нефтяные месторождения, находящиеся на поздней стадии разработки, характеризуются снижением темпов отбора нефти и увеличением обводненности продукции скважин. В условиях прогрессирующего обводнения добываемой продукции предпочтительными являются методы, обладающие селективным действием, позволяющие блокировать участки с высокой проницаемостью коллекторов и перенаправить вытесняющий агент к участкам с более низкой проницаемостью, увеличивая при этом коэффициент охвата пласта заводнением [1–3].

Кислотная обработка призабойной зоны скважин является одним из наиболее распространенных методов интенсификации притока нефти к добывающим скважинам и восстановления приемистости нагнетательных скважин. Однако в связи с тем, что участки с низкой проницаемостью плохо задействованы в процессе продвижения закачиваемого агента, эффективность метода снижается. Для селективной закупорки высокопроницаемых зон применяют различные изолирующие составы: гелеобразующие, пенообразующие, полимерные, эмульсионные комбинированные и др. [4–7]. Все



они обладают определенными недостатками, такими как сложность приготовления растворов, ограничения к их применению, необходимость дополнительного оборудования и т.д., снижающими охват пласта воздействием и эффективность процесса.

Для повышения эффективности процесса разработан способ кислотной обработки с предварительной изоляцией высокопроницаемых зон образуемым в пласте пенным раствором [8]. После блокирования высокопроницаемых участков кислотный раствор будет продвигаться в направлении к низкопроницаемым зонам, что обеспечит увеличение охвата пласта воздействием. Перед кислотным раствором в пласт закачивают органическую кислоту, при этом можно использовать уксусную, муравьиную, пропионовую или лимонную кислоту. Выбранные соотношения компонентов предложенного кислотного раствора обеспечивают уменьшение скорости реакции раствора с породами пласта в начальной стадии воздействия, и в результате происходит более глубокое проникновение раствора в породы.

Для анализа эффективности процесса проводились экспериментальные исследования на слоисто-неоднородных линейных моделях пласта длиной 0,8 м и внутренним диаметром 0,04 м. Проницаемость первого слоя, состоящего из кварцевого песка с добавкой 10 % бентонитовой глины, была на порядок выше проницаемости второго слоя, состоящего из кварцевого песка с добавкой 10 % карбонатной породы. После создания начальной нефтенасыщенности (70 %) и остаточной водонасыщенности (30 %) нефть вытеснялась при постоянных температуре и перепаде давления. В экспериментах конечный коэффициент нефтеотдачи составил 0,422 (рис. 1, кривая 1а), при этом в модель закачали 2,4 объема рабочего агента.

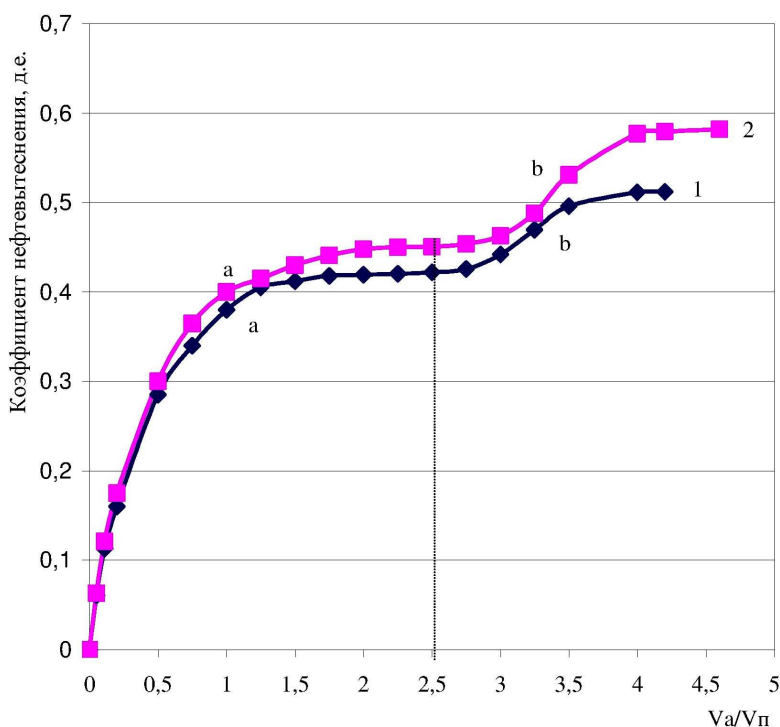


Рисунок 1 – Зависимость коэффициента вытеснения от объема закаченного рабочего агента в слоисто-неоднородной пористой среде:
 1 – при наличии глины; 2 – при наличии карбонатной породы;
 а) вытеснение нефти водой; б) вытеснение остаточной нефти водой послезакачки реагентов

С целью изоляции высокопроницаемого слоя на выход модели, имитирующей призабойную зону добывающей скважины, подавался пенообразующий раствор. Для увеличения проницаемости низкопроницаемой зоны следом за пенной системой на выход модели закачивается предложенный состав кислотного раствора. После закачки указанных реагентов модель с обеих сторон закрывается на 24 часа. По истечении времени на вход модели подавалась пластовая вода и наблюдается за процессом вытеснения остаточной нефти. В данном случае конечный коэффициент вытеснения увеличился на 9 % и составил 0,512 (рис. 1, кривая 1б).

Дальнейшие исследования проводились при тех же условиях с той разницей, что второй слой модели состоял из кварцевого песка с добавкой 10 % карбонатной породы. Здесь также после создания начальной нефтенасыщенности (75 %) и связанной воды нефть вначале вытеснялась пластовой водой. В экспериментах конечный коэффициент нефтевытеснения составил 0,451, при этом в модель было закачено 2,56 объема рабочего агента (рис. 1, кривая 2а). Как в и предыдущих исследованиях, в данных экспериментах для изоляции высокопроницаемого слоя на выход модели подавался пенооб-



разующий раствор. Следом за пенной системой закачивался предложенный кислотный раствор. После закачки указанных реагентов модель с обеих сторон закрывается на 24 часа. По истечении времени на вход модели подается пластовая вода и наблюдается процесс вытеснения остаточной нефти. В данном случае конечный коэффициент вытеснения увеличился на 13,1 % и составил 0,582 (рис. 1, кривая 2б).

Механизм процесса заключается в следующем: закачанная на выход модели пенная система изолирует высокопроницаемый слой, а закачанный следом кислотный раствор вступает в реакцию с породой, входящей в состав низкопроницаемого слоя. В итоге на выходе модели проницаемость низкопроницаемого слоя улучшается, в результате чего пластовая вода, продвигается в низкопроницаемую нефтяную зону, вытесняя нефть.

Для сравнения в дальнейших экспериментах при тех же условиях на выход модели, закачивали пенную систему и соляную кислоту, а также производили закачку предложенного кислотного раствора и соляной кислоты без изоляции высокопроницаемого слоя и изучали их влияние на конечный коэффициент нефтевытеснения. Полученные результаты показаны в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты проведенных экспериментальных исследований с рабочими агентами, закачанными на выход модели

№ эксперимента	Пористые среды	Рабочие агенты, закачанные с выхода модели	Прирост коэффициента нефтевытеснения, %	Дополнительный объем рабочего агента, необходимый на вытеснение остаточной нефти, в объемах пор
1	При наличии глины	Пенообразующая система и предложенный кислотный раствор	9	1,78
2	При наличии глины	Пенообразующая система и раствор соляной кислоты	0	2,5
3	При наличии глины	Предложенный кислотный раствор	5,6	3,15
4	При наличии глины	Раствор соляной кислоты	0	2,0
5	При наличии карбонатных пород	Пенообразующая система и предложенный кислотный раствор	13,1	2,04
6	При наличии карбонатных пород	Пенообразующая система и раствор соляной кислоты	10,8	1,77
7	При наличии карбонатных пород	Предложенный кислотный раствор	9,5	3,43
8	При наличии карбонатных пород	Раствор соляной кислоты	7	3,0

Как видно из таблицы, при закачке в обводненную пористую среду, включающую глину, после пенной изолирующей системы только раствора соляной кислоты в значении конечного коэффициента нефтевытеснения роста не наблюдается. Это можно объяснить тем, что HCl не вступает в реакцию с глиной и кварцевыми породами, составляющими пористую среду, и, следовательно, не влияет на проницаемость породы. В случае воздействия на пористую среду, включающую карбонатную породу, после изоляции только раствором соляной кислоты в значении конечного коэффициента нефтевытеснения наблюдается увеличение на 10,8 %. Это можно объяснить тем, что HCl растворяет карбонаты, входящие в состав минералов слоистой модели и увеличивает проницаемость пористой среды. В результате увеличивается конечный коэффициент нефтевытеснения.

В исследованиях, где в пористую среду, включающую глину после заводнения и закачки предложенного кислотного раствора без предварительной изоляции, значение конечного коэффициента вытеснения увеличилось на 5,6 %. Количество рабочего агента, израсходованного на вытеснение остаточной нефти также значительно увеличилось. Это можно объяснить тем, что хотя и проницаемость призабойной зоны увеличилась, большая часть закачанной со входа пластовой воды продвигается по высокопроницаемому слою, не охватывая полностью низкопроницаемый слой.

В пористую среду, включающую карбонатную породу после заводнения и закачки только предложенного кислотного раствора на выход модели значение конечного коэффициента вытеснения возросло на 9,5 % (табл. 1). Количество рабочего агента, необходимого для вытеснения остаточной нефти в данном случае также значительно увеличилось. Это можно объяснить следующим образом:



несмотря на увеличение проницаемости в результате реакции кислотного раствора с карбонатными породами слоя, большая часть закачанной на вход модели воды продвигается по высокопроницаемым зонам, не охватывая полностью малопроницаемый слой. В результате по сравнению с экспериментами по кислотной обработке с предварительной изоляцией пенной системой темп увеличения конечного коэффициента нефтевытеснения снижается.

В следующих экспериментах после полного обводнения пористой среды на выход модели закачивали только солянокислотный раствор. В пористой среде, включающей глину изменений в значении конечного коэффициента вытеснения не наблюдалось. При наличии карбонатной породы в пористой среде, значение конечного коэффициента вытеснения возросло на 7 %. Это можно объяснить тем, что закачанная кислота вступает в реакцию только с карбонатами, входящими в состав породы, растворяя их. В результате этого проницаемость низкопроницаемого слоя призабойной зоны возрастает, а закачанная следом вода охватывает воздействием нефтяную зону этого слоя. В слое, включающем глину раствор HCl не вступает в реакцию с породой.

В дальнейших экспериментальных исследованиях при тех же условиях рабочие агенты закачивались на вход модели, имитируя призабойную зону нагнетательной скважины. Затем оба конца модели закрывались на период 24 часа, по завершении которого через вход модели продолжалась прокачка пластовой воды. Полученные результаты исследований показаны в таблице 2. Из сравнения таблиц 1 и 2 видно, что при закачке рабочих агентов на вход модели обводненной пористой среды прирост конечного коэффициента вытеснения больше, чем при закачке на выход. Этот результат указывает на то, что при закачке рабочих агентов со входа модели остаточная нефть в порах обводненного пласта лучше охвачена воздействием закачанной водой. Вместе с этим, в обоих вариантах экспериментов, как при закачке рабочих агентов со входа, так и с выхода, видна ощутимая разница в объемах пластовой воды, необходимой для вытеснения остаточной нефти.

Разработанная технология апробирована на двух нагнетательных скважинах № 1299 и № 1410 месторождения Жетыбай (Казахстан), работающих с 8 горизонта. Анализ профилей приемистости этих скважин показал, что фронт поглощения у них неравномерный [9]. В связи с этим для воздействия на призабойную зону скважин предварительно необходимо изолировать высокопроницаемые участки. В результате внедрения предложенного способа 07.02.2017 года приемистость скважины № 1299 увеличилась с 223,7 м³/сут до 518,9 м³/сут, а приемистость скважины № 1410 увеличилась с 56,9 м³/сут до 185,9 м³/сут.

Таблица 2 – Результаты проведенных экспериментальных исследований с рабочими агентами, закачанными на вход модели

№ эксперимента	Пористые среды	Рабочие агенты, закачанные со входа обводненной модели	Прирост коэффициента нефтевытеснения, %	Дополнительный объем рабочего агента, необходимый на вытеснение остаточной нефти, в объемах пор
1	При наличии глины	Пенообразующая система и предложенный кислотный раствор	13	1,57
2	При наличии глины	Пенообразующая система и раствор соляной кислоты	0	1,22
3	При наличии глины	Предложенный кислотный раствор	9,3	3,22
4	При наличии глины	Раствор соляной кислоты	0	2,98
5	При наличии карбонатных пород	Пенообразующая система и предложенный кислотный раствор	17,3	1,88
6	При наличии карбонатных пород	Пенообразующая система и раствор соляной кислоты	15,6	1,61
7	При наличии карбонатных пород	Предложенный кислотный раствор	14,4	3,57
8	При наличии карбонатных пород	Раствор соляной кислоты	11,4	3,22



После проведенных мероприятий показатели работы реагирующих добывающих скважин (9 скважин) на рассматриваемом участке месторождения изменились в лучшую сторону (табл. 3). Наблюдалось увеличение добычи нефти по скважинам, исключение составила скважина № 1310, в которой добыча не изменилась. В продукции большинства скважин уменьшилось количество добытой воды, значительно уменьшилась обводненность скважин.

Таблица 3 – Показатели работы реагирующих скважин до и после применения кислотных обработок

Нагнетательные скважины, №	Реагирующие скважины, №	Эффективная мощность фильтра, м	Добыча до обработки, т/сут			Добыча после обработки, т/сут		
			Нефть	Вода	Обводненность, %	Нефть	Вода	Обводненность, %
1299	1300	10,0	0,1	1,0	90,1	0,4	2,5	86,2
	1311	30,0	4,8	23,1	82,8	7,4	16,8	69,4
	1310	24,0	3,0	11,1	78,7	3,0	5,0	62,5
	1309	26,0	3,4	19,9	85,4	4,3	13,9	76,4
1410	452	14,5	0,1	1,0	90,9	0,2	1,0	83,3
	4237	14,5	3,6	13,1	78,4	5,5	9,2	62,6
	922	24,5	7,6	14,0	64,8	7,9	11,0	58,2
	4234	8,0	13,4	28,9	68,3	15,1	23,1	60,5
	1403	15,0	11,8	19,9	62,8	13,2	21,3	61,7

Таким образом, в результате промысловых испытаний предложенного способа на двух нагнетательных скважинах № 1299 и № 1410 месторождения Жетыбай (Казахстан) значительно увеличилась приемистость скважин, также увеличился дебит нефти и снизилась обводненность продукции по реагирующим скважинам. В целом, за 6 месяцев по 9 реагирующим скважинам дополнительно получено 1654 тонны нефти.

Литература:

1. Chang F.F., Nasr-El-Din H.A., Lindvig T., and Qiu X.W. Matrix Acidizing of Carbonate Reservoirs using Organic Acids and Mixtures of HCL and Organic Acids, Paper SPE 1106601, Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, 2008.
2. Oguamah Ifeanyi, Ogunkunle Temitope, Oseh Jeffrey. Effect of Matrix Acidizing on The Performance of Selected Niger Delta Reservoirs // International Journal of Oil, Gas and Coal Engineering 2015; 3 (2): 18–23.
3. Бабаев Р.Дж., Кязимов Ф.К. Экспериментальное исследование ограничения водопритоков из пласта в скважину // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 2014. – № 10. – С. 26–29.
4. Багиров М.К. Комплексные методы воздействия на призабойную зону газонефтяных пластов. – Баку : Издательство ГАНУН, 2017. – 1-е изд. – 176 с.
5. Zerhoub M., Touboul E., Ben-Naceur K., Thomas R.L. Matrix Acidizing: A Novel Approach to Foam Diversion. SPE 22854, 1994.
6. Mohamed Safwat, Hisham A. Nasr-El-Din, Khalid Dossary, Ken McClelland, Mathew Samuel «Enhancement of stimulation treatment of water injection wells using a new polymer_free diversion system». SPE 78588, 2002.
7. Hai Liu, Chad Coston P., Mohamed Yassin I., Uddin Shahab, Fahad M. Al-Dhafeeri A novel stimulation technique for horizontal openhole wells in carbonate reservoirs. SPE 105127, 2009.
8. Suleimanov B.A., Rzayeva S.J., Tulesheva G.D. Eurasian patent application 201700383, IPC E21B43/27, Method of acid treatment of the bottomhole zone of an inhomogeneous formation. – Priority date 17.05.2017.
9. Suleimanov B.A., Guseynova N.I., Rzayeva S.J., Tulesheva G.D. Experience of acidizing injection wells for enhanced oil recovery at the Zhetybai field Kazakhstan, SPE-189028-MS, 2017.

References:

1. Chang F.F., Nasr-El-Din H.A., Lindvig T., and Qiu X.W. Matrix Acidizing of Carbonate Reservoirs using Organic Acids and Mixtures of HCL and Organic Acids, Paper SPE 1106601, Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, 2008.



2. Oguamah Ifeanyi, Ogunkunle Temitope, Oseh Jeffrey. Effect of Matrix Acidizing on The Performance of Selected Niger Delta Reservoirs // International Journal of Oil, Gas and Coal Engineering 2015; 3 (2): 18–23.
3. Babayev R.Dzh., Kyazimov F.K. Pilot study of restriction of water inflows from layer to the well // Azerbaijani oil economy. – 2014. – No. 10. – С. 26–29.
4. Bagirov M.K. Complex methods of impact on a bottomhole zone of gas-oil layers. – Baku : GANUN publishing house, 2017. – 1st prod. – 176 p.
5. Zerhboub M., Touboul E., Ben-Naceur K., Thomas R.L. Matrix Acidizing: A Novel Approach to Foam Diversion. SPE 22854, 1994.
6. Mohamed Safwat , Hisham A. Nasr-El-Din , Khalid Dossary , Ken McClelland, Mathew Samuel «Enhancement of stimulation treatment of water injection wells using a new polymer_free diversion system». SPE 78588, 2002.
7. Hai Liu, Chad Coston P., Mohamed Yassin I., Uddin Shahab, Fahad M. Al-Dhafeeri A novel stimulation technique for horizontal openhole wells in carbonate reservoirs. SPE 105127, 2009.
8. Suleimanov B.A., Rzayeva S.J., Tulesheva G.D. Eurasian patent application 201700383, IPC E21B43/27, Method of acid treatment of the bottomhole zone of an inhomogeneous formation. – Priority date 17.05.2017.
9. Suleimanov B.A., Guseynova N.I., Rzayeva S.J., Tulesheva G.D. Experience of acidizing injection wells for enhanced oil recovery at the Zhetybai field Kazakhstan, SPE-189028-MS, 2017.



УДК 622.24

ОЧИСТКА ОТ ОТЛОЖЕНИЙ СОЛЕЙ

CLEANING OF FROM DEPOSITS OF SALTS

Ладенко Александра Александровна

кандидат технических наук, доцент,
Армавирский механико-технологический институт (филиал),
Кубанский государственный технологический университет
saha-ladenko@yandex.ru

Ladenko Aleksandra Aleksandrovna

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor.
Armavir Institute of Mechanics
and Technology (branch),
Kuban State Technological University
saha-ladenko@yandex.ru

Аннотация. В статье представлено решение современных, экологически чистых и энергосберегающих способов очистки поверхностей систем оборудования. Представлено решение основной проблемы повышения межремонтного периода установок погружных центробежных насосов посредством очистки поверхности рабочих колес и деталей гидрокавитационным способом.

Annotation. The article presents the solution of modern, environmentally friendly and energy-saving methods of cleaning surfaces and equipment systems. The main problem of improving the turnaround time of the units of submersible centrifugal pumps by cleaning the surface of impellers and parts by the hydro-cavitation method is presented in the paper.

Ключевые слова: установка, насос, очистка, отказ, технология очистки, гидрокавитационный способ, разрушение, наслоения, струйный поток.

Keywords: installation, pump, purification, crack, technology cleaning, hydrocavitational way, destruction, stratifications, jet flow.

В технологических процессах различных отраслей промышленности происходит отложение солей и иных осадков на оборудовании [1, 3].

Отложению солей подвержены различные элементы, особенно скважин и глубинно-насосного оборудования. По оценкам ведущих специалистов США, убытки от солеотложений в скважинах и нефтяном оборудовании ежегодно превышают 1 млрд долл.

Проблема защиты технологического оборудования от солеотложений и коррозии исключительно актуальна для современных систем добычи, транспортировки, переработки нефти. Если существует проблема, ее необходимо отслеживать и не допускать негативных явлений, приводящих к затратам и потерям, особенно в условиях рыночных отношений, когда разработка нефтяных месторождений должна быть экономически эффективной [1, 2].

Солеобразование в процессе разработки и эксплуатации нефтяных месторождений является сложнейшей проблемой [1]. Отложение солей приводит к порче насосных установок, закупориванию трубопроводов и внутренних поверхностей оборудования. Солеобразования могут развиваться в порах пород призабойной зоны, снижая их проницаемость. В состав отложений входит гипс, кальцит, барит. В виде примесей в отложениях встречаются сульфид железа, твердые углеводородные соединения нефти, кварцевые и глинистые частицы породы.

Главный источник выделения солей – являются пластовые воды, добываемые совместно с нефтью, в которых, в результате изменения температуры и давления, содержание неорганических веществ оказывается выше предела насыщения. Процесс солеотложения непосредственно связан со значительным перенасыщением водной среды трудно растворимыми солями за счет изменения физико-химических параметров системы добычи нефти (температуры, давления, выделения газа, концентрации осадкообразующих ионов и т.д.). Химический состав промысловых вод постоянно меняется по мере выработки запасов нефти, что обуславливает многообразие и изменчивость во времени состава солевых отложений.

Возникают ситуации, когда не представляется возможным взять пробу воды непосредственно с проблемного объекта и доставить ее для анализа в лабораторию. В этом случае достаточно иметь для исследования образцы твердых солеотложений с поверхности компоновок насосного оборудования (погружной электродвигатель, газосепаратор, погружные насосы (включая детали проточной части ЭЦН, ШГН), насосно-компрессорные трубы (НКТ), штанги и другое подвесное оборудование), фонтанной и запорной арматуры, транспортных (магистральных) трубопроводов, теплообменников (охладителей и нагревателей продукции), резервуаров установок по обработке и очистке пластового флюида.

Отложения солей происходят при всех способах эксплуатации скважин, однако наиболее отрицательные последствия от солеотложения возникают при добыче нефти штанговыми глубинными насосами (ШГН) и установками электропогружных центробежных насосов (ЭЦН). Кристаллические



образования неорганических солей на рабочих органах глубинных насосов (см. рис.) приводят к повышенному их износу, заклиниванию и слому вала погружного центробежного электронасоса, заклиниванию плунжера ШГН и т.п.

Борьба с отложениями происходит в двух направлениях: предотвращения образования и ликвидации на поверхности оборудования различными способами.

Межремонтный период работы УЭЦН в скважинах достаточно высок и составляет по России до 600 суток при образцовом выполнении эксплуатационных и технико-технологических мероприятий.



Рисунок – Отложения солей на рабочем колесе ЭЦН

Межремонтный период работы механизированного фонда «солепроявляющих» скважин существенно уменьшается. Отложение солей происходит в поверхностном оборудовании, групповых замерных установках, нефтесборных коллекторах и системах подготовки нефти. Разнообразие горно-геологических особенностей строения продуктивных пластов, состава пластовых флюидов, системы поддержания пластового давления и типов, используемых для этого вод, предопределило разнообразие причин солеотложения на поверхности оборудования, а также различие в составах солей на разных месторождениях [3, 5].

По преимущественному содержанию в отложениях неорганических солей определенного вида выделяется три группы солей: хлоридные, карбонатные и сульфатные.

Кристаллы солей откладываются на наружной поверхности, на рабочих колёсах насоса (см. рис.). Отложение солей во всех случаях приводит к осложнениям. Накапливаясь на наружной поверхности узлов установки, ухудшает теплообмен, уменьшает свободное пространство между насосом и эксплуатационной колонной, при подъеме возможны случаи заклинивания УЭЦН в скважине.

При отложениях на рабочих органах насоса увеличивается износ, повышается вибрация, которая влечёт за собой попадание пластовой жидкости в полость ПЭД и замыкание обмотки. В момент короткого замыкания обмотки ПЭД резко повышается давление во внутренней полости ПЭД и гидрозащиты, что может вызвать разрыв диафрагмы гидрозащиты или ослабление бандажей. Интенсивное отложение карбоната кальция на рабочих колесах ЭЦН происходит из-за повышения температуры потока добываемой продукции, вызванного теплоотдачей работающего погружного электродвигателя. С ростом температуры снижается растворимость карбоната кальция, что интенсифицирует солеотложение карбонатных осадков на колесах ЭЦН.

Межремонтный период механизированного фонда скважин, осложненных солеотложением, в ряде случаев снижается до 10–35 суток.

В настоящее время решение вопросов предотвращения солеобразования усложняется в связи с образованием в скважинах отложений солей сложного состава, содержащих в различных соотношениях сульфат железа. Образование таких отложений является следствием не только сложных геохимических изменений в пластах и попутно-добываемых водах, но и микробиологических процессов в призабойной зоне пласта и скважинах [1–3, 5].

Отказы УЭЦН приводят к большим потерям объемов добываемой нефти, а также к большим затратам на проведение текущих или капитальных подземных ремонтов скважин. Например, стоимость текущего подземного ремонта скважины, оборудованной УЭЦН, в зависимости от региона добычи нефти, колеблется в пределах от 30 до 100 тысяч рублей, затраты на проведение капитального ПРС могут превышать миллион рублей. При использовании высокодебитных центробежных насосов стоимость добываемой в сутки нефти может составлять более 2 млн рублей, соответственно и финансовые потери при простое такой установки составляют такую же сумму [5, 6].

Все перечисленные выше проблемы в процессе эксплуатации требуют решения, а оборудование ремонта и очистки от отложений, которые имеют место на рабочих колесах и деталях.



Возможно для решения проблемы использование установки [3, 6]. Установка разработана с участием д.т.н. В.П. Родионова, изготовлен промышленный образец установки для очистки деталей погружных центробежных насосов от наслоений не имеющих мировых и Российских аналогов. В предлагаемой автором технологии недостатки, свойственные имеющимся аналогам [6] отсутствуют так как, рабочим агентом является вода и суперкавитационные газопаровые пузырьки воздуха. При этом производительность очистки находится в пределах от 50 до 60 тысяч единиц деталей в месяц при двухсменной работе предлагаемой установки.

Очистка деталей осуществляется согласно разработанной и запатентованной экологически чистой технологией с использованием суперкавитационных потоков, истекающих из системы блоков запатентованных возбудителей кавитации [4].

Уникальность установки состоит в том, что экологическая чистота ее работы достигается за счет того, что рабочим агентом очистки деталей является оборотная вода, которая после использования проходит через многослойную, специально разработанную для данной установки, систему фильтрации, очищается от твердых отходов, маслянистых присадок и парафина, которые собираются в специальных приемниках и затем утилизируются.

Практика очистки деталей кавитационными струйными потоками показала, что поверхность очищенных, заложенной в установке технологией деталей, не подвергаются коррозии в течение нескольких месяцев [3, 4, 5].

Литература:

1. Родионов В.П., Ладенко А.А., Ефремов А.А. К вопросу усовершенствования эксплуатации установок погружных центробежных насосов. Научный потенциал вуза – производству и образованию : сборник трудов по материалам межвузовской научно-практической конференции, посвященной 89-летию Куб ГТУ (15–16 июня 2007г.). – Армавир : Изд-во АМТИ, 2007. – Т. 3. – 319 с.
2. Ладенко А.А. К вопросу удаления отложений на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования. Фундаментальные и прикладные проблемы получения новых материалов : исследования, инновации и технологии / материалы IV Международной конференции 20–22 апреля 2010 г. – Астрахань : Изд-во Астраханский университет, 2010. – 397 с.
3. Родионов В.П., Ладенко А.А. Использование гидродинамических струй при эксплуатации и обслуживании объектов добычи нефти : учеб. пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВПО «КубГТУ», 2014. – 163 с.
4. Пат. № 2414308 Россия. Способ гидрокавитационной очистки деталей и устройство для его осуществления / В.П. Родионов
5. Мосягин В.В., Ладенко А.А. Современные методы удаления отложений с поверхностей нефтепромыслового оборудования : сборник лучших докладов XIX студенческой научной конференции АМТИ, посвященной 95-летию КубГТУ / под общ. ред. А.И. Шарнова. – Армавир : Изд-во ОАО «Армавирское полиграфпредприятие», 2013. – 229 с.
6. Родионов В.П., Ладенко А.А., Сотников С.В. Установка очистки деталей центробежных погружных насосов гидрокавитационными струями оборотной воды : Булатовские чтения / Материалы 1 Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 т.; сборник статей под общ. ред. д-ра техн. наук О.В. Савенков. – Краснодар : Издательский Дом-Юг. – 2017. – 338 с.

References:

1. Rodionov V.P., Ladenko A.A., Efremov A.A. To a question of improvement of operation of installations of submersible centrifugal pumps. Scientific capacity of higher education institution – to production and education: the collection of works on materials of the interuniversity scientific and practical conference devoted to the 89 anniversary GTU Cube (on June 15-16, 2007). – Armavir : AMTI publishing house, 2007. – Т. 3. – 319 p.
2. Ladenko A.A. To a question of removal of deposits on the internal surface of the oil-field equipment. Fundamental and applied problems of receiving new materials: researches, innovations and technologies / materials IV of the International conference on April 20-22, 2010 – Astrakhan : Publishing house Astrakhan university, 2010. – 397 p.
3. Rodionov V. P., Ladenko A.A. Use of hydrodynamic streams at operation and service of facilities for production of oil : studies. grant. – Krasnodar : Prod. FGBOU VPO of KubGTU, 2014. – 163 p.
4. Pat. No. 2414308 Russia. A way of hydrocavitational cleaning of details and the device for his implementation / V.P. Rodionov
5. Mosyagin V.V., Ladenko A.A. Modern methods of removal of deposits from the surfaces of the oil-field equipment : the collection of the best reports of the XIX AMTI student's scientific conference devoted to the 95 anniversary of KUBGTU / under a general edition of A.I. Sharnov. – Armavir : JSC Armavirskoye poligrafpredpriyatiye publishing house, 2013. – 229 p.
6. Rodionov V.P., Ladenko A.A., Sotnikov S.V. Installation of cleaning of details of centrifugal submersible pumps with hydrocavitational streams of reverse water : Bulatovsky readings / Materials of 1 International scientific and practical conference (on March 31, 2017): in 5 t.; the collection of articles under a general edition of the Dr. Sci. Tech. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House South. – 2017. – 338 p.



УДК 622.276.63

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСАДКА, ОБРАЗУЮЩЕГОСЯ ПРИ РАСТВОРЕНИИ КЕРНОВ В СОЛЯНОЙ КИСЛОТЕ

THE SEDIMENT FORMED EXAMINATION BY DISSOLVING THE CORE IN HYDROCHLORIC ACID

Ленченкова Любовь Евгеньевна

доктор технических наук, профессор,
преподаватель кафедры РНГМ,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет

Саманов Артур Шамилевич

магистрант,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
artur.shamilevich@mail.ru

Аннотация. В статье представлены лабораторные исследования влияния модифицированных добавок на эффективность проведения соляно-кислотных обработок в карбонатных коллекторах.

Ключевые слова: Нефтенол К, кислотная обработка, Юсуповское месторождение.

Lenchenkova Lubov Evgenievna

Doctor of Engineering, Professor,
Professor of the department OGF, D,
Ufa State Petroleum Technological University

Samanov Artur Shamilevich

Undergraduate,
Ufa State Petroleum Technological University
artur.shamilevich@mail.ru

Annotation. In article presented the laboratory examinations of the influence of modified additives on the efficiency of hydrochloric acid treatments in carbonate reservoirs.

Keywords: Neftenol K, acidizing, Jusupovskoe field.

Еще одной проблемой применения кислотных составов является выпадение нерастворимых осадков – гидроксидов железа, образующихся в результате взаимодействия кислоты с соединениями трехвалентного железа, содержащимися как в породе, так и на стенках скважинного оборудования. В ходе исследований было выявлено, что раствор соляной кислоты с добавкой Нефтенола К намного эффективнее удерживает в растворе ионы трехвалентного железа, чем ингибированная кислота [1].

Для определения количества осадка, образующегося в результате реакции кислоты с пластовой водой, проведен эксперимент по смешению пластовой воды с отфильтрованной 15 %-ной кислотой в соотношении 1:1. Использована минерализованная вода с Юсуповского, месторождения. В ходе испытаний было обнаружено, что данная партия кислоты с пластовой водой Юсуповского месторождения осадка не образует [2].

Согласно «Методике выполнения входного контроля за качеством соляной кислоты, используемой для восстановления и повышения продуктивности скважин» содержание твердых частиц при полной нейтрализации кислоты в зависимости от проницаемости коллектора должно быть от 0,015 до 0,04 г/л, а органических веществ – от 0,015 до 0,095 г/л [3].

Отсюда следует, что кислота производства ОАО «Каустик» удовлетворяет требованиям входного контроля.

Для установления природы полученного осадка были проведены дополнительные эксперименты. В экспериментах использован 15 %-ый раствор ингибированной соляной кислоты СНПХ-НС1и производства ОАО «Химпром» (г. Новочебоксарск) с ингибитором коррозии Метилан-2. Содержание Нефтенола К в кислоте составляет 0,5 % (рис. 1).

В ходе опытов было обнаружено, что при нейтрализации кислоты СНПХ-НС1и 15 %-ным раствором NaOH и добавлении нескольких капель нефти происходит образование темных хлопьев осадка.

Осадок образовался и при растворении отмытого от нефти карбонатного кернового материала. При растворении цельного неотмытого кернового материала помимо хлопьевидного осадка на дне, на стенках колбы оседает нефть, содержащаяся в керне.

Подытоживая проведенные выше исследования можно сказать, что соляная кислота, содержащая модифицированную добавку Нефтенола К показала отрицательные результаты при взаимодействии с керновым материалом Юсуповского месторождения. Так, при растворении керновой пластины Юсуповского месторождения в составе, содержащим Нефтенол К, в течение 30 мин и выше наблюдали выпадение осадка коллоидного состава.



Поэтому, применение Нефтенола К марки НК-ФД в качестве присадки в соляную кислоту не рекомендуется, так как он показал неудовлетворительные результаты.



Рисунок 1 – Осадки, образованные в присутствии Нефтенола К

Литература:

1. Магадов Р.С., Силин М.А., Гаевой Е.Г., Магадова Л.А., Пахомов М.Д., Давлетшина Л.Ф., Мишкин А.Г. Совершенствование кислотных обработок скважин путем добавки многофункционального поверхностно активного вещества – НЕФТЕНОЛА К // Нефть, газ и бизнес. – 2007. – № 1–2. С. 93–97.
2. Силин М.А., Магадова Л.А., Цыганков В.А., Мухин М.М., Давлетшина Л.Ф. С36 Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов : учеб. пособие для студентов вузов. – РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 120 с.
3. Шаров В.Н., Гусев В.И. Оператор по химической обработке скважин : учебник. – М. : Недра, 1983. – 142 с.

References:

1. Magadov R.S., Silin M.A., Gayeva E.G., Magadov L.A., Pakhomov M.D., Davletshina L.F., Mishkin A.G. Improvement of acid processings of wells by additive of multipurpose superficially active agent – NEFTEKOL K // Oil, gas and business. – 2007. – No. 1–2. P. 93–97.
2. Silin M.A., Magadova L.A., Tsygankov V. A., Mukhin M.M., Davletshina L.F. C36 Acid processings of layers and technique of test of acid structures : studies. a grant for students of higher education institutions. – RGU of oil and gas of I.M. Gubkin, 2011. – 120 p
3. Sharov V.N., Gusev V.I. Operator on chemical processing of wells : textbook. – M. : Nedra, 1983. – 142 p.



УДК 622.276.63

ИССЛЕДОВАНИЕ ПОВЕРХНОСТНОГО НАТЯЖЕНИЯ НА ГРАНИЦЕ КИСЛОТНОГО СОСТАВА И УГЛЕВОДОРОДНОЙ ФАЗЫ

INVESTIGATION OF SURFACE TENSION AT THE BOUNDARY BETWEEN THE ACID AND THE HYDROCARBON PHASE

Ленченкова Любовь Евгеньевна

доктор технических наук, профессор,
преподаватель кафедры РНГМ,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет

Саманов Артур Шамилевич

магистрант,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
artur.shamilevich@mail.ru

Аннотация. В статье представлены лабораторные исследования влияния модифицированных добавок на эффективность проведения соляно-кислотных обработок в карбонатных коллекторах.

Ключевые слова: Нефтенол К, кислотная обработка, Юсуповское месторождение.

Lenchenkova Lubov Evgenievna

Doctor of Engineering, Professor,
Professor of the department OGF, D,
Ufa State Petroleum Technological University

Samanov Artur Shamilevich

Undergraduate,
Ufa State Petroleum Technological University
artur.shamilevich@mail.ru

Annotation. In article presented the laboratory examinations of the influence of modified additives on the efficiency of hydrochloric acid treatments in carbonate reservoirs.

Keywords: Neftenol K, acidizing, Jusupovskoe field.

Технологии СКО имеют широкий спектр применения в нефтяной отрасли для интенсификации работы скважин. Однако, так же как и при других существующих обработках, так и при проведении кислотной обработки возникают проблемы.

Современные жидкости для кислотных обработок представляют собой комплексные составы [3]. Добавки к таким жидкостям являются необходимостью в большинстве случаев, так как к кислотным составам предъявляются определенные технологические требования, которые обеспечивают подобное проведение кислотной обработки, и нормальное функционирование скважины после обработки.

Соляная кислота, обработанная Нефтенолом К, за счет снижения межфазного натяжения на границе с углеводородом, более глубоко проникает в низкопроницаемую часть пласта, насыщенную нефтью, в результате увеличивается проницаемость обработанной области. В лабораторных условиях была проведена оценка изменения межфазного натяжения на границе кислотного раствора и нефтяной продукции Юсуповского месторождения.

Таблица 1 – Результаты межфазного натяжения на границах раздела кислотных составов и нефтяной продукции Юсуповского месторождения

№ п/п	Состав	Межфазное натяжение мН/м
1	15 % HCl (ингибированная)	29,90
2	15 % HCl (ингибированная) + Нефтенол К марки НКФД(0,5 %)	4,79
3	15 % HCl (ингибированная) + Нефтенол К марки НК ФД (4 %)	0,54
4	15 % HCl (ингибированная) + Нефтенол К марки НК 20 (0,5 %)	4,53
5	15 % HCl (ингибированная) + Нефтенол К марки НК 20 (4 %)	0,45

Для исследований бралась ингибированная 12 %-ная соляная кислота. Концентрация Нефтенола К изменялась от 0,5 % до 6 %. По представленным в таблице 1 результатам видно, что при добавлении модифицированной добавки Нефтенола К марки НК ФД с концентрацией (0,5 %) поверхностное натяжение на границе раздела кислотный состав – нефтяная продукция Юсуповского месторождения уменьшается более чем в 6 раз, а при увеличении концентрации до 4 % межфазное натя-



жение достигает значения 0,54 мН/м. Однако, лучший результат показал Нефтенол К марки НК 20 при его концентрации 0,5 % межфазное натяжение равняется 4,53 мН/м, при концентрации 4 % равняется 0,45 %. Как видно из таблицы 1 с добавкой Нефтенола К межфазное натяжение резко снижается, что характеризует возможность более глубокого проникновения кислотного раствора в низкопроницаемый коллектор.

Литература:

1. Магадов Р.С., Силин М.А., Гаевой Е.Г., Магадова Л.А., Пахомов М.Д., Давлетшина Л.Ф., Мишкин А.Г. Совершенствование кислотных обработок скважин путем добавки многофункционального поверхностно активного вещества – НЕФТЕНОЛА К // Нефть, газ и бизнес. – 2007. – № 1–2. С. 93–97.
2. Силин М.А., Магадова Л.А., Цыганков В.А., Мухин М.М., Давлетшина Л.Ф. С36 Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов : учеб. пособие для студентов вузов. – РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 120 с.
3. Шаров В.Н., Гусев В.И. Оператор по химической обработке скважин : учебник. – М. : Недра, 1983. – 142 с.

References:

1. Magadov R.S., Silin M.A., Gayeva E.G., Magadov L.A., Pakhomov M.D., Davletshina L.F., Mishkin A.G. Improvement of acid processings of wells by additive of multipurpose superficially active agent – NEFTEKOL K // Oil, gas and business. – 2007. – No. 1–2. P. 93–97.
2. Silin M.A., Magadova L.A., Tsygankov V. A., Mukhin M.M., Davletshina L.F. C36 Acid processings of layers and technique of test of acid structures : studies. a grant for students of higher education institutions. – RGU of oil and gas of I.M. Gubkin, 2011. – 120 p.
3. Sharov V.N., Gusev V.I. Operator on chemical processing of wells : textbook. – M. : Nedra, 1983. – 142 p.



УДК 622

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕГЕРМЕТИЧНЫХ МУФТОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ И СКВОЗНЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ ОБСАДНЫХ КОЛОНН НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С БОЛЬШИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ

IMPROVEMENT OF TECHNIQUE AND TECHNOLOGY FOR DETERMINING LEAKY COUPLINGS AND THROUGH-HOLE CASING DAMAGE IN OIL FIELDS WITH A LARGE GAS FACTOR

Лешкович Надежда Михайловна

старший преподаватель,
Кубанский государственный
технологический университет
NLeshkovich@bk.ru

Аннотация. Рассматривается проблема обнаружения негерметичных муфтовых соединений, сквозных «проржавлений» и повреждений обсадных колонн геофизическими методами в газовых скважинах и нефтяных скважинах на месторождениях с большим газовым фактором.

Показано, что при малых утечках (по газу) применение традиционных методов геофизических исследований и существующих технических средств не дает результата.

Особое внимание уделяется методу термометрии и термометрам нового поколения типа ВМСТ-1, обладающих высокой чувствительностью и малой тепловой инерцией, позволяющих повысить точность регистрации теплового поля вдоль оси скважины за счет устранения эффекта «размазывания» температурных аномалий, обусловленного значительной тепловой инерцией известных скважинных термометров.

Ключевые слова: скважина, муфтовые соединения, геофизические исследования, скважинный термометр, точность, тепловая инерция, новая технология, эффективность.

Leshkovich Nadezhda Mikhaelovna

Senior Lecturer,
Kuban state technological university
NLeshkovich@bk.ru

Annotation. The problem of detection of leaky couplings, through holes and casing damages by geophysical methods in gas wells and oil wells in fields with a large gas factor is considered.

It is shown that for small leaks (over gas), the application of traditional methods of geophysical research and existing technical means does not yield a result.

Special attention is paid to the method of thermometry and thermometers of a new generation of the VMST-1 type, which have high sensitivity and low thermal inertia, which make it possible to increase the accuracy of recording the thermal field along the well axis by eliminating the effect of «smearing» of the temperature anomalies caused by the considerable thermal inertia of known well thermometers.

Keywords: borehole, couplings, geophysical studies, borehole thermometer, accuracy, thermal inertia, new technology, efficiency.

Месторождения Краснодарского края в большинстве своем находятся на поздней стадии эксплуатации. Нефтяные пласты на указанных месторождениях снижают свою производительность, наблюдается интенсивное обводнение добываемой продукции скважин.

В ряде случаев, целесообразен переход от добычи нефти к извлечению газа из газовой шапки в вышележащих горизонтах. Однако при переводе нефтяных скважин на верхний интервал эксплуатации в газовом режиме, муфтовые соединения обсадных колонн, будучи герметичными по нефти, оказываются негерметичными по газу. Поэтому, проблема определения негерметичных муфтовых соединений с малыми утечками (по газу) приобретает все большую актуальность.

В соответствии с действующими руководящими документами (РД 39-И-1190-84 и РД 153-39.0-072-01) негерметичные муфтовые соединения, сквозные «проржавления» и другие повреждения обсадных колонн обнаруживают с помощью скважинных термометров, расходомеров, локаторов муфт, трубных профиломеров ПТС-4 и ПТС-100, индукционных дефектоскопов ДСИ-1, магнито-импульсных дефектоскопов – толщиномеров МИД-К, а также акустических телевизоров типа САТ и спектральных шумомеров.

Следует особо отметить, что скважинные термометры, расходомеры и акустические приборы, разработанные для проведения исследований в однородной жидкостной среде, обладают серьезными ограничениями к применению в газожидкостных смесях, которые имеют место в обсадных колоннах с негерметичными муфтовыми соединениями или сквозными повреждениями труб. Например, точность измерений и чувствительность серийных скважинных термометров в газожидкостных смесях явно недостаточны для проведения «тонких» работ по определению малых утечек в муфтовых соединениях обсадных колонн и по телу обсадных труб. Подтверждением тому является тот факт, что для проведения исследований на Осиповичском ПХГ (Белоруссия) оказалась необходимой разработка специальных термометров с точностью 0,03 °С и чувствительностью 0,002 °С [1].



Кроме того, тепловая инерция серийных термометров в газожидкостных смесях оказывается существенно выше паспортных значений и является причиной дополнительных погрешностей.

Если учесть тот факт, что при малых утечках газа в негерметичных муфтовых соединениях, температурные аномалии невелики и находятся в пределах основной погрешности серийных скважинных термометров, то можно сделать вывод, что их использование оправдано лишь при значительных объемах утечек (когда тепловые эффекты существенно превышают величину допустимой погрешности измерений).

Нередко в эксплуатационных обсадных колоннах оказываются негерметичными несколько муфтовых соединений из-за заводского брака и нарушения технологии свинчивания труб (причем обсадная колонна в газовой скважине была герметична по жидкости при внутреннем давлении до 15 МПа и негерметична по газу). Поэтому проведение полного комплекса геофизических исследований в соответствии с руководящими документами РД 39-И-1190-84 и РД 153-39.0-072-01 не позволило определить негерметичные муфты.

Для обнаружения негерметичных муфтовых соединений в данной скважине применялся новый высокочувствительный малоинерционный скважинный термометр ВМСТ-1, разработанный в КубГТУ на кафедре Нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна.

На рисунке 1 показаны отклики серийного термометра ТР7 (синяя кривая) и ВМСТ-1 (красная кривая) на скачок температуры при переходе из воздуха в воду в простаивающей скважине, причем скачок температуры на кривой ТР7 оказался «размазан» по глубине на 12,5 метров, тогда как на кривой ВМСТ-1 показания установились на 0,85 метра. Из приведенных данных можно сделать вывод, что тепловая инерция термометра ВМСТ-1 меньше тепловой инерции термометра ТР7 в 15 раз.

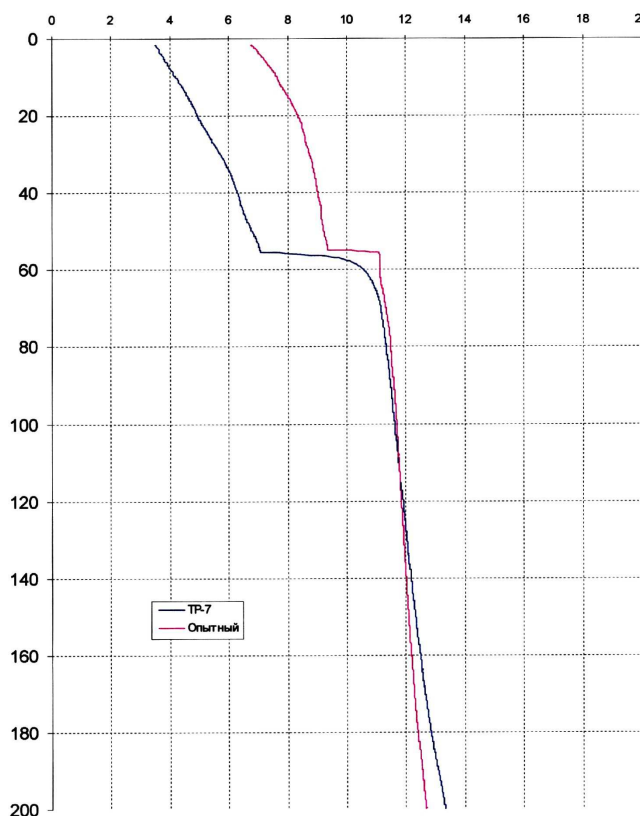


Рисунок 1 – Реакция термометров ТР7 и ВМСТ-1 при переходе из воздуха в воду

Следует отметить, что с помощью термометра ВМСТ-1 оказалось возможным за одну спуско – подъемную операцию обнаружить 11 негерметичных муфтовых соединений в верхней части эксплуатационной колонны путем регистрации температурных аномалий, обусловленных поступлением газа из межколонного пространства в обсадную колонну (через негерметичные муфты). На указанный способ проведения геофизических исследований с помощью инновационного термометра ВМСТ-1 подана заявка на выдачу патента на изобретение.

В таблицах 1–2 приведены расчеты снижения фактических затрат на проведение геофизических исследований скважин глубиной 1000 метров, выполненные согласно «Сборника единичных районных расценок ОАО «Газпром» на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ», Москва, 2000, и экономического эффекта от применения ВМСТ-1 по сравнению с традиционными технологиями ГИС [7].



Таблица 1 – Базовая стоимость проведения ГИС по стандартной технологии [7]

№ п/п	Наименование работ (операций)	Единицы Измерения, м	Стоимость, руб	Итоговая стоимость на 1000 м, руб
1	Определение герметичности эксплуатационной колонны (ОГК) термометром 1:200	100 м	63,36	633,6
2	Вспомогательные работы при ОГК	операция	656,93	6569,3
3	Вспомогательные работы при термометрии высокочувствительным термометром	операция	788, 74	7887,4
4	Шумометрия скважины 1:200	100 м	308,94	3089,4
5	Вспомогательные работы при шумометрии	операция	367,11	3671,1
6	Дефектоскопия колонны 1:200	100 м	563, 26	5632,6
7	Вспомогательные работы при дефектоскопии колонн	операция	979,45	9794,5
8	Профилеметрия трубная 1:200	100 м	77,65	776,5
9	Вспомогательные работы при профилеметрии трубной	операция	1486,00	14860
Итого:				52944,4

Таблица 2 – Базовая стоимость на проведения ГИС по новой технологии с применением термометров ВМСТ-1 (патент на изобретение № 2193169)

№ п/п	Наименование работ (операций)	Единицы Измерения, м	Стоимость, руб	Итоговая стоимость на 1000 м, руб
1	Дефектоскопия колонны 1:200	100 м	563, 26	5632,6
2	Вспомогательные работы при дефектоскопии колонн	операция	979,45	9794,5
3	Термометрия высокочувствительным термометром	100 м	419,43	4194,3
Итого				19621,4

Анализируя таблицы 1–2 можно сделать вывод, что экономическая выгода от применения термометрии высокочувствительным термометром ВМСТ-1 существенна и по отношению к базовому комплексу, – стоимость проведения работ с ВМСТ-1 в 2,69 раза меньше.

Другими эффектообразующими факторами, помимо вышеуказанного, являются:

- снижение времени на проведение геофизических исследований;
- снижение времени простоя скважин в капитальном ремонте;
- снижение бригадо – часов капремонта;
- раннее введение скважин в эксплуатацию и получение прибыли от реализации углеводородного сырья, добытого в течение сэкономленного времени.

Проанализируем пункт 3 других эффектообразующих факторов. Выполним следующие расчеты:

– стоимость 1 станко – часа работы бригады капремонта скважин в 1 квартале 2017 года – 5374,71 /1 ст. час [4];

– глубины исследуемых скважин – $h = 0 - 1000$ м;

– допустимые значения скорости каротажа – v (скорости движения скважинных термометров) при проведении геотермических исследований для различных значений их тепловой инерции – τ приведены в таблице 3 [1, 3];

– технические характеристики термометров, имеющих на вооружении геофизических предприятий;

– тепловая инерция скважинного термометра ВМСТ-1 по патенту на изобретение № 2193169 – $\tau = 0,5$ сек.

Допустимые значения скорости каротажа – v при проведении геотермических исследований для различных значений тепловой инерции скважинных термометров – τ .

Таблица 3 – Допустимые значения скорости каротажа – v (скорости движения скважинных термометров) при проведении геотермических исследований для различных значений их тепловой инерции – τ

τ , с	$\leq 0,5$	0,5–1,0	2,0–4,0	$>4,0$
v , м/ч	1000	800	400	300

Из таблицы 3 следует, что при проведении капитальных ремонтов скважин затраты времени, необходимые для производства геофизических исследований с помощью серийных термометров, имеющих на вооружении геофизических предприятий – T_1 при $h = 1000$ метров и $\tau = 2$ сек:

$$T_1 = 1000 : 400 = 2,5 \text{ час.}$$



Затраты времени, необходимые для производства геофизических исследований с помощью термометра ВМСТ-1 – T_2 при $h = 1000$ метров и $\tau = 0,5$ сек:

$$T_2 = 1000 : 800 = 1,25 \text{ часа.}$$

Экономия времени простоя скважины в капремонте – T_3 при $h = 1000$ метров:

$$T_3 = T_2 - T_1 = 2,25 - 1,25 = 1 \text{ час.}$$

Снижение затрат по статье «Капитальный ремонт скважин» за счет сокращения вахто – часов, рассчитанное по фактическим показателям работы бригады КРС – \mathcal{E}_1 на одну скважину составляет:

$$\mathcal{E}_1 = 5\,374,71 \text{ руб./1 ст. час} \cdot 1,0 = 5374,71 \text{ руб.}$$

Таким образом, новая концепция термометрии с применением высокочувствительных и малоинерционных термометров является не только актуальной, но и экономически обоснованной.

Анализ стандартного комплекса ГИС и инновационного с применением ВМСТ-1 позволяет сделать следующие выводы:

1. Высокочувствительный малоинерционный скважинный термометр ВМСТ-1 может эффективно применяться при обнаружении малых утечек в муфтовых соединениях обсадных колонн по новой технологии.
2. Стоимость проведения работ с ВМСТ-1 меньше по отношению к базовому комплексу почти в 11 раз;
3. Применение термометра ВМСТ-1 дает следующие преимущества:
 - кратное снижение времени на проведение геофизических исследований;
 - снижение времени простоя скважин в капитальном ремонте;
 - снижение бригадо-часов капремонта;
 - раннее введение скважин в эксплуатацию и получение прибыли от реализации углеводородного сырья, добытого в течение сэкономленного времени.

Литература:

1. Климов В.В. Научно-методические основы, аппаратура и технологии геофизического контроля технического состояния скважин на примере газовых месторождений и подземных хранилищ газа. – М. : ООО «ИРЦ Газпром», 2008. – 300 с.
2. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
3. Коноплев Ю.В. Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений / Ю.В. Коноплев, Г.С. Кузнецов, Е.И. Леонтьев. – М. : Недра, 1986. – 217 с.
4. Пути повышения информативности и достоверности результатов термометрии при контроле герметичности действующего фонда скважин подземного хранилища газа / В.Н. Первушина, О.В. Сторчак. – ПФ «Мосгаз-геофизика»; ООО «Георесурс»; НТВ «Каротажник», 2017. – Вып. 11 (281).
5. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах : РД 153-39.0-072-01. – М., 2002.
6. Технология промыслово-геофизических исследований при капитальном ремонте скважин : РД 39-И-1190-84. – М., 1984 (дата актуализации 01.12.2013).
7. Сборник единичных районных расценок ОАО «Газпром» на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ «ЕРР-ГАЗПРОМ». – М., 2000.

References:

1. Klimov V.V. Scientific and methodical fundamentals, equipment and technologies for geophysical monitoring of technical condition of wells on the example of gas fields and underground gas storages. – M. : ООО «IRTS Gazprom», 2008. – 300 p.
2. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Fundamentals of geophysical research in the construction and operation of wells in oil and gas fields. – Krasnodar : – Publishing House – South, 2016. – 274 p.
3. Konoplev Yu.V. Geophysical methods of control over the development of oil deposits / Yu.V. Konoplev, G.S. Kuznetsov, E.I. Leontiev. – M. : Nedra, 1986. – 217 p.
4. Ways to increase the informativeness and reliability of the results of thermometry while monitoring the tightness of the operating well stock of the underground gas storage / V.N. Pervushina, O.V. Storchak. – PF Mosgazgeofizika; LLC Georesurs; NTV «Logging tool». – 2017. – Issue 11 (281).
5. Technical instruction for carrying out geophysical studies and works on the cable in oil and gas wells : RD 153-39.0-072-01. – M., 2002.
6. Technology of field and geophysical research in the major repair of wells : RD 39-I-1190-84. – M., 1984 (the date of updating 01.12.2013).
7. A compilation of individual district rates of OAO Gazprom for geophysical services in the wells for oil and gas «ERP-GAZPROM». – M., 2000.



УДК 622.276.72

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ БОРЬБЫ С АСПО НА ВАНКОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

IMPROVEMENT OF TECHNOLOGIES TO COMBAT ASPHALT-TAR-PARAFFIN DEPOSITS IN THE VANKORSKOYE FIELD

Мажник Владимир Игоревич

оператор по добыче
нефти и газа 4 разряда ЦДНГ 1,
Управление по добыче
нефти и газа ООО «РН-Ванкор»
Vladimirmazhnik@gmail.com

Лешкович Надежда Михайловна

старший преподаватель,
Кубанский государственный
технологический университет
NLeshkovich@bk.ru

Аннотация. Объектом исследования и анализа являются методы борьбы с парафиноотложениями на скважинах Ванкорского месторождения. Цель работы – предложение эффективного метода по предотвращению образования АСПО и рекомендации по повышению эффективности проведения подобных работ. Изучена эффективность применяемых методов, предложено внедрение новых технологий. Выявлена теоретическая эффективность и необходимость проведения опытно-промышленных испытаний.

Ключевые слова: парафиноотложения, смолы, методы борьбы, повышение эффективности работ, парафинистые нефти, кристаллизация, превентивный подход.

Mazhnik Vladimir Igorevich

Oil and gas production operator 4th category
of oil and gas production workshop № 1,
Office for oil and gas production
LLC «RN-Vankor»
Vladimirmazhnik@gmail.com

Leshkovich Nadezhda Mikhaelovna

Senior Lecturer,
Kuban state technological university
NLeshkovich@bk.ru

Annotation. The object of research and analysis is the methods of fighting paraffin deposits in the wells of the Vankor field. The aim of the work is to propose an effective method for the prevention of the formation of AFS and recommendations for improving the efficiency of such work. The effectiveness of the applied methods has been studied, the introduction of new technologies is proposed. The theoretical efficiency and the need for pilot-industrial tests are revealed.

Keywords: paraffin deposits, resins, methods of struggle, increase of work efficiency, paraffin oil, crystallization, participatory approach.

Нефтяная промышленность России характеризуется снижением качества сырьевой базы. В общем балансе разрабатываемых месторождений преобладают месторождения, вступившие в позднюю стадию разработки и, как следствие, наблюдается значительное ухудшение их структуры, увеличение доли трудноизвлекаемых запасов нефти, обводнение пластов и продукции скважин [1].

В разработку вовлекаются парафинистые нефти. Серьезной проблемой, вызывающей осложнения в работе скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, является образование асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) [2].

Накопление АСПО в проточной части нефтепромыслового оборудования и на внутренней поверхности труб приводит к снижению производительности системы, уменьшению межремонтного периода (МРП) эксплуатации скважин и эффективности работы насосных установок. К тому же, образование эмульсий при выходе из скважины вместе с сопутствующей пластовой водой способствует ускоренному осадкообразованию.

Асфальтосмолопарафиновые отложения представляют собой сложные смеси, состоящие из парафинов, асфальто-смолистых соединений, силикагелевых смол, масел, воды и механических примесей.

Парафины – углеводороды метанового ряда от $C_{16}H_{34}$ до $C_{64}H_{130}$. В большинстве случаев парафины в пластовых условиях находятся в нефти в растворённом состоянии [2].

Нефти классифицируют в зависимости от содержания парафина на:

- малопарафиновые – менее 1,5 % масс.;
- парафиновые – от 1,5 до 6 % масс.;
- высокопарафиновые – более 6 % масс.

В состав нелетучих, неоднородных по структуре асфальто-смолистых веществ, обладающих высокой молекулярной массой, входят азот, сера, углерод, водород и кислород. Содержание смоли-



стых веществ в нефти возрастает при испарении лёгких компонентов и её окислении. Иногда к группе смолистых соединений относят и асфальтены – порошкообразные вещества бурого или коричневого цвета с плотностью более 1000 кг/м^3 .

В асфальтенах содержится (% масс.): углерода – 80–86, водорода – 7–9, серы – до 9, кислорода – 1–9 и азота – до 5. Асфальтены являются наиболее тугоплавкой и малорастворимой частью отложений тяжёлых компонентов нефти.

Выбор рациональных способов борьбы с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями и эффективность различных методов зависит от многих факторов. Например, от способа добычи нефти, термобарического режима течения, состава и свойств добываемой продукции [4, 5, 7, 8].

Основными методами борьбы с АСПО являются:

- тепловые (горячая нефть или вода в качестве теплоносителя, острый пар, электропечи, индукционные подогреватели, реагенты, при взаимодействии с которыми протекают экзотермические реакции);

- механические (скребки, скребки-центраторы);
- химические (ингибиторы отложений и растворители).

Выпадение АСПО и методы борьбы с ними

Основной причиной отложения АСПО является изменение термобарических параметров течения газожидкостной смеси в скважинах. Выпадение парафина определяется температурой, давлением, скоростью течения скважинной жидкости, при этом основным фактором является температура. Отложение парафина в подземном оборудовании невозможно при устьевых температурах, превышающих температуру начала выпадения парафина. Глубина начала выпадения парафина соответствует отметке, где температура скважинной продукции становится меньше температуры выпадения парафина [5].

Практика добычи парафиновых нефтей показывает, что наиболее интенсивно парафин откладывается на внутренней поверхности колонны НКТ [4].

Промысловые исследования показали, что характер распределения парафиновых отложений в подъёмных трубах различного диаметра примерно одинаков. Толщина отложений постепенно увеличивается от начала их образования на глубине 500–900 м и достигает максимального значения на глубине 50–200 м от устья. Для малодобитных скважин глубина начала выпадения парафина чаще достигает значений 1000–1700 м и более. Частым видом отказа УЭЦН является запарафинивание приёма и входных ступеней насоса. Решение задачи по предотвращению формирования и очистки от АСПО позволит снизить текущие и капитальные затраты при добыче нефти [5].

Сложности борьбы с отложениями АСПО связаны со слабой изученностью механизма их формирования, которая до сих пор находится в дискуссионном состоянии. Согласно теории кристаллизации, отложение парафинов, асфальтенов и смол происходит на активных центрах кристаллизации как внутри объёма жидкости, так и на стенках НКТ.

Кристаллизация – типичный пример фазового перехода первого рода, сопровождающегося изменением агрегатного состояния вещества. Кристаллизация приводит к образованию твердой фазы в растворах, расплавах и в газах. Движущей силой процесса кристаллизации является пересыщение, т.е. превышение фактической концентрации кристаллизующегося вещества над его равновесной концентрацией в данных условиях.

Нефть в процессе подъёма к устью скважины обволакивает металлическую поверхность НКТ и всплывает вверх, касаясь металла. В результате при хорошей гидрофобности металлической поверхности НКТ на последней отлагаются парафинсодержащие фракции.

Подход, основанный на удалении уже сформировавшихся отложений, является широко распространённым и включает в себя несколько методов:

- а) механические – использование различных по конструкции и форме скребков: либо спускаемых в подъёмник на проволоке с помощью специальных автоматизированных лебедок, устанавливаемых на устье скважины, либо так называемых автоматических летающих скребков;

- б) тепловые – прогрев колонны НКТ горячим агентом, чаще нефтью, закачиваемым в скважину с помощью специальной передвижной установки;

- в) химические – использование различных растворителей парафиновых отложений, закачиваемых в скважину [5].

В общем случае известно около двадцати различных способов борьбы с отложениями АСПО. Общая классификация методов согласно представлена на рисунке 1.

Характеристики нефтяного пласта, а именно эффективная толщина, фильтрационно-емкостные свойства породы-коллектора (проницаемость, пористость), содержание и состав глинистого материала и адсорбционно-десорбционных свойств. Применяемые методы борьбы с АСПО подбираются с учётом индивидуальных геолого-физических особенностей каждого месторождения. При этом существует два принципиальных подхода к борьбе с этим нежелательным явлением: предотвращение отложений парафина (превентивный подход) и различные методы удаления отлагающегося парафина.



Рисунок 1 – Классификация методов борьбы с АСПО

Эффективность данного проекта рассчитана на основе применения превентивного подхода в борьбе с АСПО. Он является предпочтительнее, поскольку базируется на создании условий в процессе работы скважины, исключающих формирование отложений парафина или облегчающих их удаление с внутренней поверхности НКТ. Его применение оказывает существенное влияние на увеличение межремонтного и межочистного периодов (МРП и МОП).

К тому же, в результате уменьшения объёма работ по депарафинизации оборудования, существенно снижается риск возникновения аварийных ситуаций (например, падение инструмента в скважину при механической обработке; разгерметизация нагнетательной линии при химической обработке и т.д.), что благоприятно сказывается на безопасности выполняемых работ.

Превентивный подход включает следующие методы:

- снижение шероховатости внутренней поверхности НКТ путём нанесения на нее специальных покрытий (стекла, эмали, эпоксидной смолы или специальных лаков);
- использование устройств на основе действия физических полей (например, депарафинизатор «Шторм УКМ НП»);
- использование греющего кабеля, спускаемого в скважину;
- использование специальных химических реагентов – ингибиторов парафиноотложения [5].

Сущность применения реагентов заключается не только в гидрофилизации внутренней поверхности НКТ, но и в адсорбции реагентов на образовавшихся кристаллах парафина и формировании на них тонкой гидрофильной пленки, препятствующей росту кристаллов парафина, их слипанию с образованием сгустков твердой фазы и последующим их отложением на стенках НКТ. Известен ряд ингибиторов парафиноотложения на базе как водорастворимых, так и нефтерастворимых ПАВ.

Предотвращение парафинизации НКТ может быть достигнуто за счёт гидрофилизации (несмазываемости нефтью) поверхности НКТ либо путём создания искусственных активных центров внутри объёма жидкости.

Анализ условий образования отложений

Основным критерием, характеризующим выпадение АСПО, является температура насыщения нефти парафином. На выпадение парафина из нефти влияет содержание растворённого газа, которое изменяется от максимального значения, при давлении насыщения нефти газом, до минимального на устье скважины, где температура насыщения нефти парафином максимальная. С помощью программного пакета TUWAX (уравнение состояния Соава-Редлиха-Квонга, модель для парафина идеальная) с учётом среднего содержания парафина в пробах нефти со скважин яковлевского (содержание парафина 0,9 %) и нижнехетского (содержание парафина 4 %) горизонтов были рассчитаны температура насыщения нефти парафином в зависимости от давления (рис. 2 и 3).

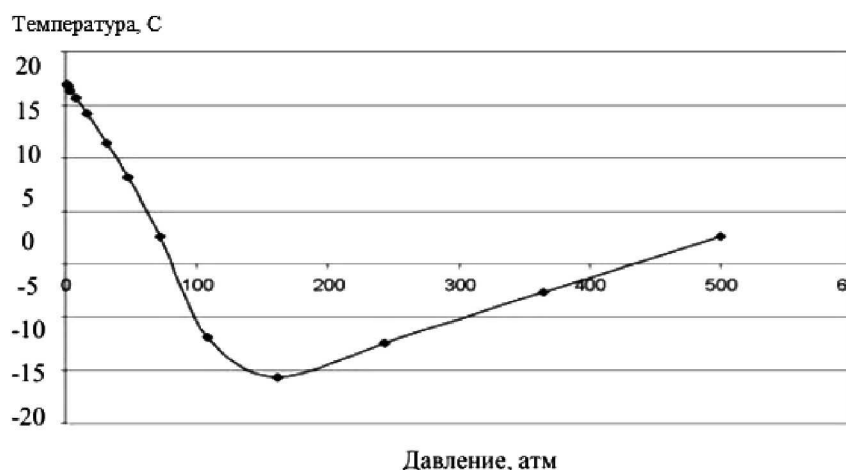


Рисунок 2 – Зависимость температуры насыщения нефти парафином в нефти Яковлевского горизонта (содержание парафина 0,88 %) от давления

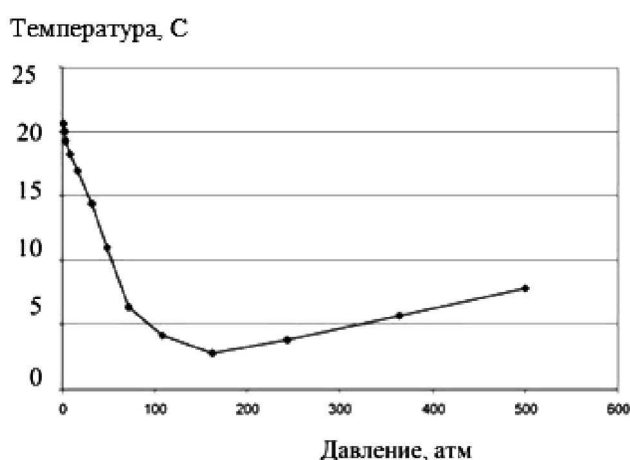


Рисунок 3 – Зависимость температуры насыщения нефти парафином нефти Нижнехетского горизонта НХ-III-IV (содержание парафина 4 %) от давления

В таблице 1 приведены расчётные данные температуры насыщения нефти парафином для яковлевского и нижнехетского горизонтов.

Таблица 1 – Температура насыщения нефти парафином (TUWAX, EQUATION OF STATE MODEL: SRK, PARAFFIN MODEL: IDEAL)

Горизонт	Температура насыщения нефти парафином (расчётное значение), °C, P = 1 МПа	Температура насыщения нефти парафином при давлении разгазирования (расчётное значение), °C	Температура насыщения нефти парафином (экспериментальное значение), °C
Яковлевский горизонт	6,8	-4,3	< 6
Нижнехетский горизонт НХ-III-IV	20,6	3	21

Для подтверждения корректности расчётов были выполнены эксперименты по определению температуры насыщения нефти парафином фотометрическим методом по ОСТ 39.034-76 (фотометрическая ячейка, модуль установки измерения насыщения-1 (УИН-1)), результаты которого приведены в таблице 1 [6].

Для пробы нефти нижнехетского горизонта температура насыщения нефти парафином отнесена к 21 °C, что хорошо согласуется с расчётными данными.

Массовая доля парафина в твердом состоянии, который образуется из нефти яковлевского и нижнехетского горизонтов при различных температурах, была рассчитана при помощи программы TUWAX (Университет Талса, Хьюстон).



Анализ результатов, представленных в таблице 1, позволяет сделать вывод о том, что нефть нижнехетского горизонта при температурах выше 26 °С будет недонасыщена парафином и риск образования твёрдой фазы парафина, при этих температурах отсутствует. Температуру 26 °С следует принять за нижний предел проведения процессов транспорта и деэмульсации с точки зрения недопущения рисков парафинообразования и, следовательно, увеличения времени разделения водонефтяной эмульсии. На основании изобары фазообразования для нефти нижнехетского горизонта при $t = 25$ °С образуется 0,015 % масс. парафина, что сопоставимо и даже превышает концентрацию деэмульгатора, используемого для разделения водонефтяной эмульсии. Это может многократно снизить эффективность и время разрушения эмульсии.

Следует заметить, что фазообразование парафина из нефти – обратимый процесс. Если при кратковременном снижении температуры ниже температуры насыщения нефти парафином ($t_{нп}$) имеет место образование твердой фазы парафина в объеме нефти, то последующий нагрев нефти до температуры $t_{нп} + 10$ °С позволит растворить твёрдый парафин в нефти за относительно короткое время.

Риск отложения АСПО в НКТ определяется температурой добываемого флюида. Равенство температуры насыщения нефти парафином с температурой стенки НКТ является необходимым условием начала парафинизации НКТ.

Расчёты, выполненные с помощью SPOW (ООО «РН-УфаниПИнефть») – программного комплекса, позволяют определить зону начала выпадения парафина. Исходными параметрами для расчётов являются дебит, обводнённость, конструкция скважины, способ добычи, параметры флюида и содержание тяжелых компонентов нефти (асфальтенов, смол и парафинов).

В таблице 2 приведены результаты расчёта глубины начала отложения парафина и температуры начала выпадения парафина в зависимости от содержания парафина в нефти для скважины с дебитом 100 м³/сут и обводнённостью 5 %.

Как видно из данных приведенных в таблице 2 риск отложения АСПО определяется в основном содержанием парафина в добываемой нефти. Эти данные можно использовать для предварительного прогноза риска парафинизации скважины. Для более точного расчёта необходимо использовать программный комплекс SPOW.

Таблица 2 – Результаты расчёта ПК SPOW (ООО «РН-УфаниПИнефть»)

Содержание парафина, % масс.	Температура насыщения нефти парафином, °С	Глубина начала отложения, м	Температура начала выпадения парафина, °С
4	21	0	
5,5	30	210	24
6,8	35	406	28,6
7,5	37	485	30,4
8,7	40	603	33,2
10	42	682	35,0
12	45	800	37,8
14	47	879	39,7

Таким образом, при транспорте и подготовки нефти нижнехетского горизонта и их смесей с нефтью яковлевского горизонта температура нефти должна быть не менее 26 °С.

Ряд технологических мероприятий позволяет, если не полностью предотвратить, то значительно снизить интенсивность парафинизации. Спуск хвостовиков под насос, оборудование приема насоса различными газовыми якорями при погружении насоса под динамический уровень на 500–600 м, герметизация затрубного пространства насосных скважин для предотвращения улетучивания газа и лёгких фракций нефти, перевод скважин с периодической эксплуатации на непрерывную и создание противодавления на устье скважины позволяют намного снизить интенсивность отложения парафина.

Эффективно использование для депарафинизации НКТ электрических кабелей или погружных электронагревателей, постоянно находящихся в скважине и включаемых на период очистки.

Для ликвидации парафиновых пробок в скважинах эксплуатирующихся УЭЦН, возможно применение ручных лебедок со скребками различных конструкций, «греющихся снарядов» на кабеле.

Для удаления АСПО из нефтепроводных коммуникацией рекомендуется очистка трубопровода с помощью термохимических составов.

Для предотвращения выпадения АСПО повышают дебит скважины до парафинобезопасного, при котором на всей протяженности НКТ из-за увеличения скорости потока температура добываемой



пластовой продукции выше температуры ее насыщения парафином. В промышленных условиях это достигается увеличением проницаемости ПЗП обработкой реагентами, либо проведением гидроразрыва пласта. При неизменном дебите увеличения скорости потока можно достичь уменьшением диаметра лифтовых труб.

Эффективно использование для предотвращения выпадения АСПВ теплоизолированных лифтовых труб и труб с внутренним стеклоэмалевым покрытием для снижения адгезии АСПО.

Для предупреждения АСПО возможно использование ингибиторов.

Технологическая эффективность ингибиторов достигается при дозировке их в нефть в расчёте 200–300 г на 1 тонну нефти. Как правило, в течение первых 10 дней ингибитор в скважину подается в режиме «ударной дозировки», которая в 5–10 раз превышает оптимальную.

Для обеспечения надежной и быстрой доставки ингибитора к приему насоса или на забой скважины его целесообразно подавать в поток нефти, частично перепускаемой из выкидной линии в затрубное пространство. Целесообразно перепускать до 10 % добываемой продукции, но не более 3–4 м³.

При реализации данной технологии должно быть обеспечено постоянное обслуживание и регулирование технических средств на определенный расход ингибитора.

Литература:

1. Карпов Б.В., Воробьев В.П., Казаков В.Т. Предупреждение парафиноотложений при добыче нефти из скважин в осложнённых условиях путём применения магнитных устройств // Нефтепромышленное дело. – 1996. – 87 с.
2. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложнённых условиях. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.
3. Люшин С.В., Репин Н.Н. О влиянии скорости потока на интенсивность отложения парафинов в трубах / Сборник «Борьба с отложениями парафина». – М. : Недра, 1965. – 340 с.
4. Рассказов В.А., Люшин С.Ф. Опыт борьбы с отложениями парафина. – М. : ВНИИОНГ, 1967. – 67 с.
5. Шайдаков В.В., Лаптев А.Б., Никитин Р.В. и др. Результаты применения магнитной обработки на скважинах, имеющих осложнения по АСПО и эмульсии // Проблемы нефти и газа: Тезисы докладов. III конгресс нефтегазопромышленников, Секция Н. – Уфа, 2001. – 122 с.
6. ОСТ 39.034-76 – Нефть. Метод определения температуры насыщения нефти парафином. Фотометрический способ (Дата актуализации: 01.01.2018).
7. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразование: предупреждение и удаление: в 2 томах: учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1. – 348 с.
8. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразование: предупреждение и удаление: в 2 томах: учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 2. – № 348 с.

References:

1. Karpov B.V., Vorobiev V.P., Kazakov V.T. and others. Prevention of paraffin deposits in the extraction of oil from wells in complicated conditions through the use of magnetic devices // Neftepromyslovoye delo. – 1996. – 87 p.
2. Persiyantsev M.N. Oil production in complicated conditions. – M. : OOO Nedra-Business Center, 2000. – 653 p.
3. Lyushin S.V., Repin N.N. On the influence of the flow velocity on the intensity of paraffin deposition in the pipes / Sb. struggle with paraffin deposits. – M. : Nedra, 1965. – 340 p.
4. Rasskazov V.A., Lyushin S.F. Experience in controlling sediments of RNTS paraffin. – M. : VNIIONG. 1967. – 67 p.
5. Shaidakov V.V., Laptev A.B., Nikitin R.V. et al. Results of the application of magnetic treatment on wells having complications in AFS and emulsion // Problems of oil and gas: Abstracts. III Congress of Oil and Gas Producers, Section N. – Ufa, 2001. – 122 p.
6. OST 39.034-76 – Oil. Method for determining the temperature of oil saturation with paraffin. Photometric method (Date of update: 01/01/2018).
7. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asphalt-resin-paraffin deposits and hydrate formations: prevention and removal: in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – Т. 1. – 348 p.
8. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asphalt-resin-paraffin deposits and hydrate formations : prevention and removal: in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – Т. 2. – 348 p.



УДК 622.276.72

**РАСЧЁТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ПРИМЕНЕНИЯ АППАРАТОВ «ШТОРМ УКМ НП»
КАК ОДНОГО ИЗ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С АСПО
НА ВАНКОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**CALCULATION OF ECONOMIC EFFECTIVENESS
OF APPLICATIONS OF «STORM UKM NP» DEVICES
AS ANY OF THE METHODS TO COMBAT ASPHALT-TAR-PARAFFIN
DEPOSITS ON THE VANKORSKOYE FIELD**

Мажник Владимир Игоревич

оператор по добыче
нефти и газа 4 разряда ЦДНГ 1,
Управление по добыче
нефти и газа ООО «РН-Ванкор»
Vladimirmazhnik@gmail.com

Лешкович Надежда Михайловна

старший преподаватель,
Кубанский государственный
технологический университет
NLeshkovich@bk.ru

Полищук Денис Александрович

инженер по бурению,
ООО «Эриелл Нефтегазсервис»
Den-n82.3334@mail.ru

Аннотация. Рассматриваются эффективный метод по предотвращению образования АСПО и рекомендации по повышению эффективности проведения работ. Анализируется превентивный подход на примере использования устройства на основе действия физических полей – депарафинизатора «Шторм УКМ НП». Приводится расчёт экономической эффективности применения аппаратов «ШТОРМ УКМ НП».

Ключевые слова: депарафинизатор, экономический эффект, борьба с АСПО, превентивный подход, капитальные вложения, операционные затраты.

Mazhnik Vladimir Igorevich

Oil and gas production operator 4th category
of oil and gas production workshop № 1,
Office for oil and gas production
LLC «RN-Vankor»
Vladimirmazhnik@gmail.com

Leshkovich Nadezhda Mikhaelovna

Senior Lecturer,
Kuban state technological university
NLeshkovich@bk.ru

Polischuk Denis Alexandrovich

Drilling Engineer,
LLC «Eriell Neftegazservis»
Den-n82.3334@mail.ru

Annotation. An effective method for preventing the formation of AFS and recommendations for improving the efficiency of work are considered. The preventive approach is analyzed on an example of using the device on the basis of the action of physical fields – the dewaxer «Storm UKM NP». The calculation of the economic efficiency of the STORM KMM NP devices is given.

Keywords: dewaxing, economic effect, struggle with AFS, preventive approach, capital investments, operating costs.

Экономическая эффективность рассчитана на основе применения превентивного подхода в борьбе с АСПО. Он базируется на создании условий в процессе работы скважины, исключающих формирование отложений парафина или облегчающих их удаление с внутренней поверхности НКТ. Его применение оказывает существенное влияние на увеличение межремонтного и межочистного периодов (МРП и МОП). К тому же в результате уменьшения объёма работ по депарафинизации оборудования, существенно снижается риск возникновения аварийных ситуаций (например, падение инструмента в скважину при механической обработке; разгерметизация нагнетательной линии при химической обработке и т.д.), что благоприятно сказывается на безопасности выполняемых работ.

Превентивный подход включает такие методы, как:

- снижение шероховатости внутренней поверхности НКТ путём нанесения на неё специальных покрытий (стекла, эмали, эпоксидной смолы или специальных лаков);
- использование устройств на основе действия физических полей (например, депарафинизатор «Шторм УКМ НП»);
- использование греющего кабеля, спускаемого в скважину;
- использование специальных химических реагентов – ингибиторов парафиноотложения.



Сущность применения реагентов заключается не только в гидрофилизации внутренней поверхности НКТ, но и в адсорбции реагентов на образовавшихся кристаллах парафина и формировании на них тонкой гидрофильной плёнки, препятствующей росту кристаллов парафина, их слипанию с образованием сгустков твёрдой фазы и последующим их отложением на стенках НКТ. Известен ряд ингибиторов парафиноотложения на базе как водорастворимых, так и нефтерастворимых ПАВ.

Предотвращение парафинизации НКТ может быть достигнуто за счёт гидрофилизации (несмазываемости нефтью) поверхности НКТ, либо путем создания искусственных активных центров внутри объёма жидкости [1].

Применение радиочастотного магнитогиродинамического резонатора

Действие прибора основано на теории магнитогиродинамического резонанса. Согласно данной теории, сила Лоренца, создаваемая при пересечении жидкостью магнитных силовых линий, способна вызвать структурную перестройку (изменить энтропию), если она попадёт в резонанс с собственными колебаниями электрически заряженных частиц (молекул, твёрдых пылинок, ионов, свободных радикалов), входящих в состав жидкости. Изменение энтропии влияет не только на скорость зародышеобразования веществ, находящихся в пересыщенном состоянии, но и способно вызвать их кристаллизацию в форме одной из присущих данному веществу кристаллографических модификаций.

Установленный аппарат «ШТОРМ УКМ НП» на выкидную линию возле устья скважины оказывает воздействие не только на растворённые молекулы АСП веществ, но и на уже сформированные отложения. Воздействию подвергаются ствол НКТ и выкидная линия. В значительной мере замедляется выпадение АСПО на данных участках, тем самым в несколько раз увеличивая межочистный период (МОП) [2].

Очистной эффект от применения аппарата начинает проявляться по истечении 7–9 дней с момента запуска его в рабочий режим.

Данный факт связан с тем, что парафины, АСПО и иные виды примесей, содержащиеся в нефти, выпадая на стенки оборудования, образованы послойно и хаотично, а также неравномерны по толщине.

Вырабатываемые аппаратом ударно-резонансные сигналы радиочастотного спектра излучения рассчитываются микроконтроллером устройства индивидуально под каждую скважину. Волны распространяются в оба направления (как к устью скважины и вниз по стволу НКТ, так и по выкидной линии в противоположную сторону от устья скважины) и оказывают воздействие на молекулярную структуру имеющихся отложений, при этом разрушая их послойно. Происходит постепенное отталкивание друг от друга молекул, образующих поверхностный слой.

По истечении 7–9 дней с момента ввода аппарата в работу молекулярная структура имеющихся отложений начинает интенсивно разрушаться. Чётко рассчитанное по частоте направленное резонансное излучение имеет возрастающую амплитуду гармоник резонансных импульсов, изменяющихся в строгих пределах. Импульс достигает своего пика во определенном временном промежутке, затем постепенно убывает, формируя пикообразный выходной сигнал. В результате образуется мощный резонансный выход гармоник магнитогиродинамического резонансного излучения, что приводит к нарушению и разрушению сотовой молекулярной структуры парафинов, АСПО и иных наслоений [2].

Данному процессу способствует трубопровод, служащий в данном случае сердечником устройства и продолжением конструкции, по которому двигаются ударно резонансные сигналы. Воздействие на имеющиеся отложения происходит с двух сторон: непосредственно по самой стенке трубы с раскачиванием кристаллической решётки, так и со стороны потока водонефтяной смеси. Под вырабатываемым излучением вещества значительно замедляют и частично теряют способность выпадать в виде твёрдых отложений, оставаясь в растворённом состоянии за счёт нарушения структуры их молекулярной решётки, нарушения кинетического сцепления и благодаря однополярной кристаллической зарядке.

Следует обратить внимание на то, что в процессе образования АСПО немаловажную роль играет газовый фактор. Чем выше наличие в добываемой нефти попутного газа, тем интенсивнее происходит кристаллизация. Высокое содержание попутного газа в сырой нефти ведет к неконтролируемому быстрому охлаждению имеющихся в ней парафинов, что приводит к интенсивному их выпадению.

Депарафинизаторы «ШТОРМ УКМ НП» оказывают воздействие по удалению и разрушению парафинов, АСПО и механических примесей при газовом факторе не выше 650. При газовом факторе, не превышающем это значение, удалось снизить количество механических скребкований в 12 раз или с 4 раз в сутки до 1 раза в трое-четверо суток на нефтедобывающей скважине, оборудованной ЭЦН, нефтяной компании «Нефтиса». Можно отметить, что использование греющего кабеля в сравнении с аппаратом «ШТОРМ УКМ НП» на данном объекте оказалось малоэффективным [2].

Проведённые испытания показывают, что аппараты «ШТОРМ УКМ НП» позволяют снизить проведение мероприятий по очистке и удалению парафинов, АСПО и механических примесей до одного раза в 3–7 месяцев в зависимости от газового фактора.



Расчёт экономической эффективности применения аппаратов «ШТОРМ УКМ НП»

Согласно производственной программе по удалению АСПО на Ванкорском месторождении, в 2018 году расходы на механическую обработку составляют около 57,5 млн руб. Ожидается, что в результате внедрения проекта количество механических обработок будет снижено минимум в 2,1 раза, на основании чего произведён расчёт экономических показателей.

Расчёт капитальных вложений представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Капитальные вложения в проект (CAPEX)

Наименование	Стоимость, тыс. руб.	Количество, ед.	Капитальные вложения, млн. руб.
Аппарат «Шторм УКМ НП»	210	139	29,19
Транспортно-заготовительные расходы (15 %)	31,5	139	4,38
Итого:			33,57

Капитальные вложения в проект состоят из затрат на покупку аппаратов «Шторм УКМ НП» и транспортно-заготовительных расходов. Стоимость единицы оборудования, включая пуско-наладочные работы, учтена в размере 210 тыс. рублей. Объём транспортно-заготовительных расходов на единицу оборудования принят в размере 15 % [4].

Расчёт операционных затрат представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Операционные затраты по проекту (OPEX)

Наименование	Удельная величина	Стоимость	Операционные затраты
Энергообеспечение проекта	36529 кВт/год	2,21 руб.	80,7 тыс. руб.
Амортизация			6,7 млн руб.
Итого:			6,78 млн руб.

Расчёт произведён на основании нормативных удельных показателей. Объёмы затрат на электроэнергию рассчитаны исходя из объёмов планируемого энергопотребления используемых приборов. Энергопотребление одной единицы в базовом варианте составила 30 Вт/ч. Объём энергопотребления всех аппаратов планируется в размере 35478 кВт в год.

Основные экономические показатели проекта и финансовый прогноз представлены в таблице 3 и 4 соответственно. Капитальные вложения составляют 33,57 млн руб. При этом в операционные затраты включены расходы на амортизацию в размере 20 % в год. NPV составил 53,6 млн руб., что говорит о целесообразности внедрения проекта.

Таблица 3 – Основные экономические показатели

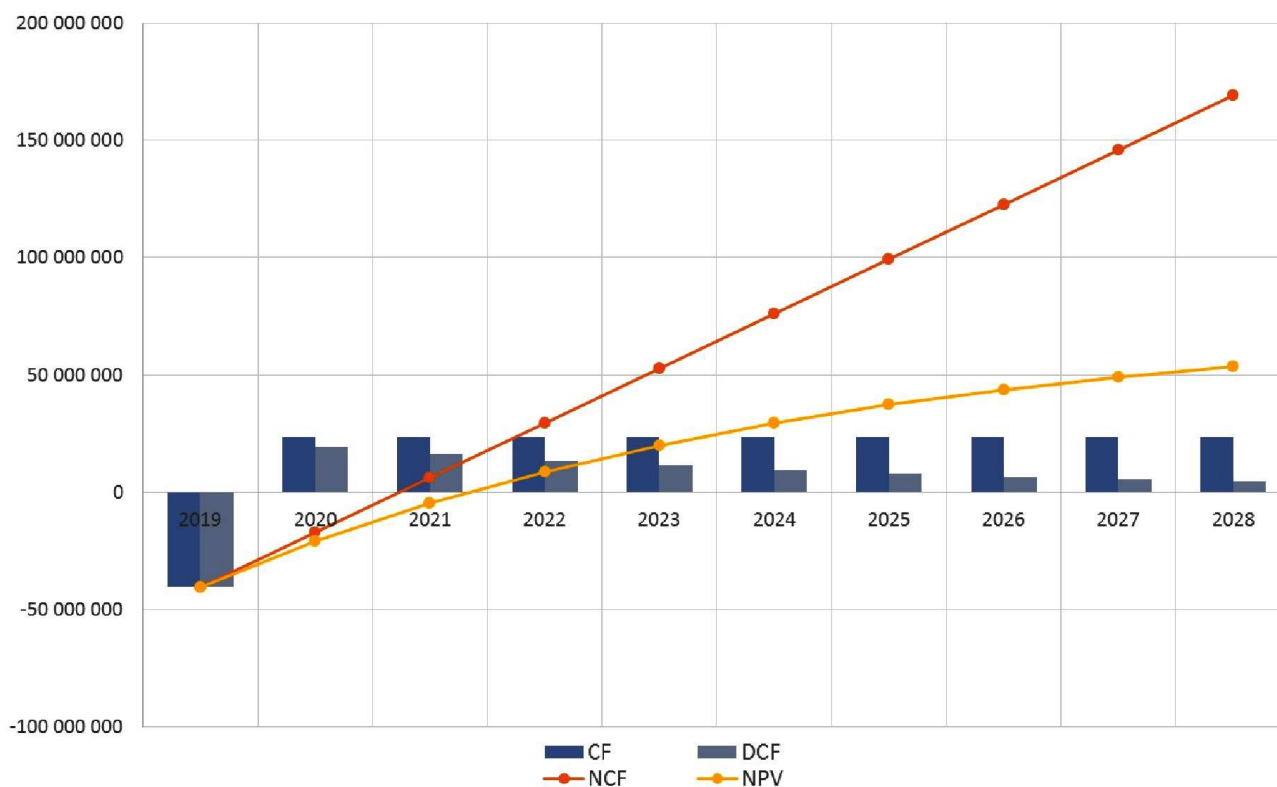
Показатели	Значение, млн руб.
Капитальные вложения в проект, в том числе:	33,57
аппараты «Шторм УКМ НП»	29,19
транспортно-заготовительные расходы	4,38
Операционные затраты за весь период, в том числе:	67,95
энергообеспечение проекта	0,81
амортизация	67,14
NPV (чистая приведённая стоимость)	53,60
IRR (Внутренняя норма рентабельности)	23,7 %
PI (Индекс рентабельности)	1,33
ROI (Возврат на инвестиции)	2,33



Таблица 4 – Финансовый прогноз

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
CF	-40362930	2330914	23309014	23309014	23309014	23309014	23309014	23309014	23309014	23309014
NCF	-40362930	-17053915	6255099	29564113	52873127	76182141	99491156	122800170	146109184	169418198
DCF	-40362930	19424179	16186815	13489013	11240844	9367370	7806142	6505118	5420932	4517443
NPV	-40362930	-20938751	-4751936	8737077	19977921	29345291	37151433	43656551	49077483	53594926

Диаграмма финансового состояния представлена ниже.



Выводы

Реализация проекта позволит существенно снизить затраты на депарафинизацию скважин Ванкорского месторождения. После проведения опытно-промышленной эксплуатации технологии в условиях Ванкорского месторождения расчёты возможно скорректировать в соответствии с актуальными данными.

Внедрение технологии на основе магнитогиродинамического резонанса – ещё один шаг на пути к совершенствованию экологичности и безопасности нефтегазовой промышленности России.

Литература:

1. Карпов Б.В., Воробьев В.П., Казаков В.Т. Предупреждение парафиноотложений при добыче нефти из скважин в осложнённых условиях путём применения магнитных устройств // Научно-технический журнал «Нефтепромышленное дело». – М.: ВНИИОЭНГ, 1996. – № 12. – С. 17–18.
2. Официальный сайт «МПК ТЕХПРОМ ВВП» – URL : <http://mpk-vnp.com/neft.html>
3. Шайдаков В.В., Лаптев А.Б., Никитин Р.В. и др. Результаты применения магнитной обработки на скважинах, имеющих осложнения по АСПО и эмульсии / Проблемы нефти и газа: Тезисы докладов: III конгресс нефтегазопромышленников, Секция Н. – Уфа, 2001. – С. 121–122.
4. Савельева Е.Ю. Развитие методов определения экономической эффективности деятельности нефтегазового предприятия : диссертация на соискание учёной степени кандидата экономических наук. – М., 2011. – 154 с.
5. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразование: предупреждение и удаление: в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1. – 348 с.
6. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразование: предупреждение и удаление: в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 2. – 348 с.

**References:**

1. Karpov B.V., Vorobiev V.P., Kazakov V.T. Prevention of paraffin deposits in the extraction of oil from wells in complicated conditions through the use of magnetic devices // Scientific and technical magazine «Oilfield business». – М. : VNIIOENG, 1996. – № 12. – P. 17–18.
2. The official website of the «IPC TEXPROM VNP» – URL : <http://mpk-vnp.com/neft.html>
3. Shaidakov V.V., Laptev A.B., Nikitin R.V. Results of the application of magnetic treatment on wells, the emergence of complications in AFS and emulsion / Problems of oil and gas: Abstracts. III Congress of Oil and Gas Producers, Section N. – Ufa, 2001. – P. 121–122.
4. Savelieva E.Ya. Development of methods for determining the economic efficiency of the oil and gas enterprise: dissertation for the degree of candidate of economic sciences. – М., 2011. – 154 p.
5. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asphalt-resin-paraffin deposits and hydrate formations: prevention and removal: in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – Т. 1. – 348 p.
6. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asphalt-resin-paraffin deposits and hydrate formations: prevention and removal: in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2011. – Т. 2. – 348 p.



УДК: 338.3

ВЛИЯНИЕ МИНЕРАЛИЗАЦИИ ВОДЫ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ БАШКИРСКИХ НЕФТЕЙ

INFLUENCE OF A MINERALIZATION OF WATER ON STABILITY OF WATER OIL EMULSIONS BASHKIR OILS

Малая А.Р.

Уфимский государственный нефтяной
технический университет
aleksandra-malaya@yandex.r

Кохляков А.В.

Уфимский государственный нефтяной
технический университет

Еремеев И.В.

Уфимский государственный нефтяной
технический университет

Аннотация. В данной статье проведено исследование влияния характеристик закачиваемой в пласт воды на устойчивость водонефтяных эмульсий и оценен экономический эффект их применения.

Ключевые слова: водонефтяная эмульсия; минерализация; пластовая вода.

Malaya A.R.

Ufa state oil technical university
aleksandra-malaya@yandex.r

Kokhlyakov A.V.

Ufa state oil technical university

Yeremeyev I.V.

Ufa state oil technical university

Annotation. In this article the research of influence of characteristics of the water pumped in layer on stability of water oil emulsions is conducted and economic effect of their application is estimated.

Keywords: water oil emulsion; mineralization; reservoir water.

Актуальность работы заключается в подборе минерализации воды для снижения устойчивости водонефтяных эмульсий. В исследовании использовалась нефть Югомашевского месторождения.

Устойчивость водонефтяных эмульсий имеет большое значение для эффективной работы нефтедобывающих предприятий, так как во многом определяет величину затрат на подготовку нефти и ее качество.

Минерализация воды оказывает непосредственное влияние на устойчивость водонефтяных эмульсий. Следует отметить, что уже проводились подобные испытания для нефтей центрального региона Российской Федерации, но результаты оказались противоречивыми. В некоторых исследованиях повышение минерализации оказывало положительное влияние на время разрушения водонефтяных эмульсий, в других же наоборот – эмульсии становились более устойчивыми. Различия в результатах проводимых исследований, указали на необходимость проведения собственных испытаний, применимых для нефтей башкирского региона.

Объектом исследования было выбрано Югомашевское месторождение. На данный момент оно находится на финальной стадии разработки. Объектами разработки на месторождении являются отложения среднего карбона (каширский, верейский горизонты и башкирский ярус), нижнего карбона (ТТНК, турнейский ярус), верхнего и среднего девона (фаменский ярус, кыновский, пашийский горизонты).

С начала разработки Югомашевского месторождения по состоянию на 1.10.09 г. добыто 23347 тыс. тонн нефти и 45965 тыс. м³ воды, в том числе из отложений среднего карбона – 10886 тыс. тонн нефти и 8792 тыс. м³ воды, из ТТНК 13059 тыс. тонн нефти и 35594 тыс. м³ воды, из карбонатных отложений турнейского яруса – 2 тыс. тонн нефти и 384 м³ воды, из отложений девона – 400 тыс. тонн нефти и 1579 тыс. м³ воды.

Закачка воды ведется в отложения среднего и нижнего терригенного карбона. Всего с начала разработки Югомашевского месторождения в пласты закачали 59123 тыс. м³ воды, в том числе 33847 тыс. м³ – в отложения среднего карбона, 25276 тыс. м³ – в отложения терригенной толщи нижнего карбона.

Компенсация отбора жидкости закачкой по месторождению составляет 79 %, весовая обводненность – 68 %.



Средний дебит нефти по месторождению составляет 4,0 т/сут., жидкости – 11,0 т/сут. на одну скважину, средняя приемистость одной нагнетательной скважины – 541 м³/сут.

В данной работе выполнена оценка влияния минерализации закачиваемой в пласт воды на устойчивость эмульсии. Оценка проводилась с применением тестера стабильности эмульсий; он проводит ток между двумя электродами, погруженными в водонефтяную эмульсию, и таким образом исследует ее устойчивость.

Исследования проводились на трех образцах нефти Югомашевского месторождения. Эмульсии были смешаны с тремя разными характеристиками минерализации. В первом случае – эмульсия смешивалась с дистиллированной водой, во втором случае – с моделью пластовой воды, а в третьем случае – с минерализацией, равной половине пластовой. Эмульсии смешивались в течение 30 минут. Устойчивой считается эмульсия, в которой не отделилась вода в течение 60 минут. Результаты исследования приведены на рисунках 1, 2, 3.

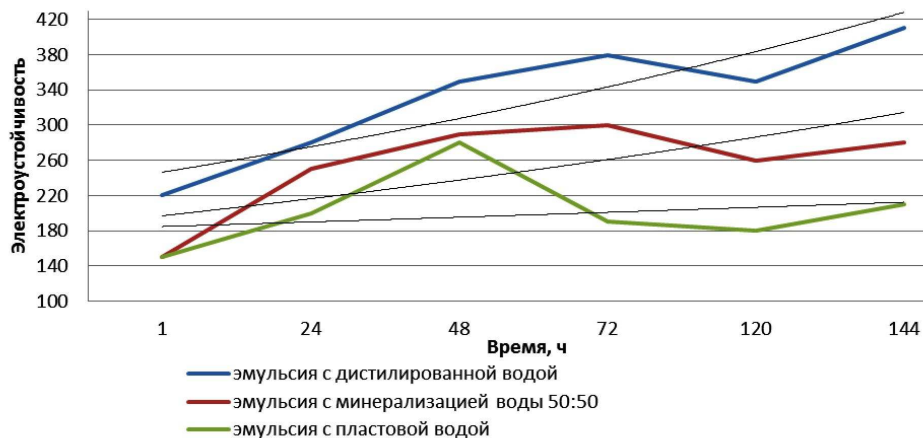


Рисунок 1 – Зависимость устойчивости водонефтяной эмульсии от минерализации воды (образец 1)

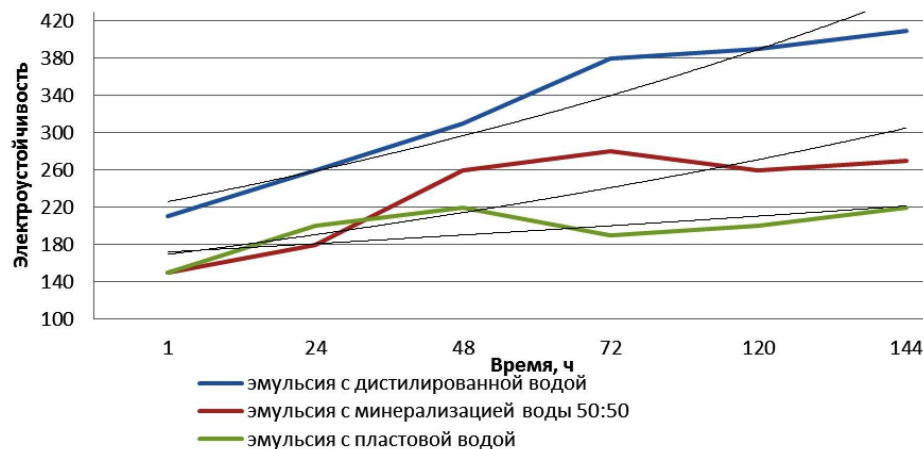


Рисунок 2 – Зависимость устойчивости водонефтяной эмульсии от минерализации воды (образец 2)

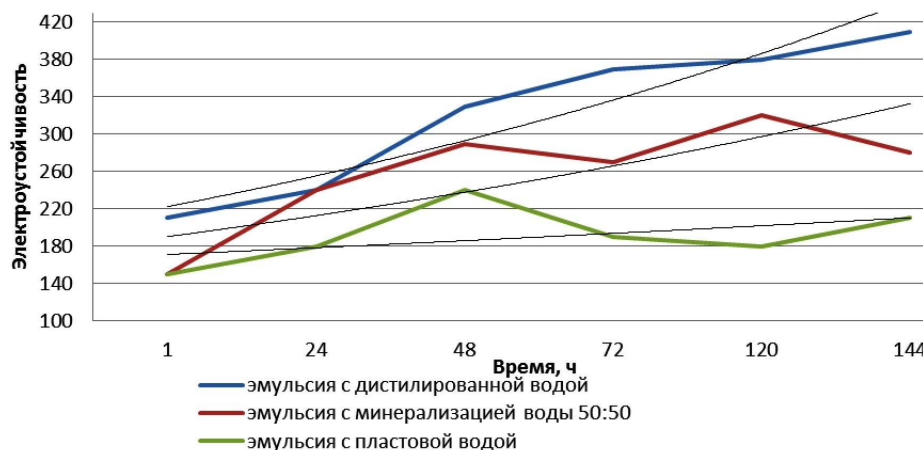


Рисунок 3 – Зависимость устойчивости водонефтяной эмульсии от минерализации воды (образец 3)



По линии тренда видно, что стабильность эмульсий возрастает во времени во всех рассмотренных случаях. Однако стоит отметить, что эмульсия с моделью пластовой воды обладает меньшей стабильностью, чем эмульсия с дистиллированной водой. То есть при добавлении в пласт воды, схожей с пластовой по уровню минерализации возможно избежание образования более устойчивых эмульсий, что опровергает информацию из источника [1] и подтверждает информацию из источника [2].

Однако, исходя из результатов исследования, также можно сделать вывод, что закачивая воду с минерализацией, равной половине пластовой, устойчивость эмульсии значительно снижается. Это позволит решить не только проблемы устойчивости эмульсий, но и избежать осложнений, связанных с солеотложением. Такие солеотложения образуются при различных способах эксплуатации, но самые негативные последствия возможны при добыче нефти механизированными способами при помощи насосных установок. Образование солеотложений на рабочих частях насосов повышает их износ и может привести к заклиниванию. Все это приводит к уменьшению межремонтного периода эксплуатации насоса. Отложение солей, помимо вышесказанного, может происходить в поверхностном оборудовании, нефтесборных коллекторах и системах подготовки нефти, что тоже приводит к осложнениям в их работе.

Литература:

1. URL : http://info-neft.ru/index.php?action = full_article&id = 579
2. Миллер В.К. Влияние степени обводненности и минерализации водной фазы на образование асфальтосмолопарафиновых отложений из нефтей месторождений Удмуртии / В.К.Миллер, Л.В. Иванова, Ю.А. Пугачева, В.Н. Кошелев // Труды Российского университета нефти и газа им.И.М.Губкина. – 2015. – № 3. – С.117–126.

References:

1. URL : http://info-neft.ru/index.php?action = full_article&id = 579
2. Miller V.K. Influence of degree of water content and a mineralization of a water phase on formation of asphaltosmoloparaffinovy deposits from nefty Udmurtia of fields / V.K. Miller, L.V. Ivanova, Yu.A. Pugacheva, V.N. Koshelev // Works of the Russian university of oil and gas of I.M. Gubkin. – 2015. – No. 3. – P. 117–126.



УДК 622

РЕЗУЛЬТАТЫ ОПР ПО ВОДОГАЗОВОМУ ВОЗДЕЙСТВИЮ НА ВОСТОЧНО-ПЕРЕВАЛЬНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

RESULTS OF SKILLED AND TRADE WORKS ON WATER GAS INFLUENCE ON EAST PEREVALNY FIELD

Мальшаков Е.Н.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть»

Демяненко Н.А.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть»

Хорюшин В.Ю.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть»
horyushinvy@tmn.lukoil.com

Аннотация. Данна статья посвящена отработке технологий водогазового воздействия применительно к малым и средним месторождениям нефти.

Ключевые слова: водогазовое воздействие, малые и средние месторождения нефти, опытно-промысловые работы.

Malshakov E.N.

KogalymNIPIneft
LLC LUKOIL-Engineering branch

Demyanenko N.A.

KogalymNIPIneft
LLC LUKOIL-Engineering branch

Horyushin V.Yu.

KogalymNIPIneft
LLC LUKOIL-Engineering branch
horyushinvy@tmn.lukoil.com

Annotation. Dunn article is devoted to working off of technologies of water gas influence in relation to small and average oil fields.

Keywords: water gas influence, small and average oil fields, skilled and trade works.

В одогазовое воздействие на пласт (ВГВ) является одной из перспективных направлений повышения нефтеотдачи пластов (ПНП). Однако не смотря на всю перспективность технологии, на текущий момент она, в большинстве случаев, реализована только в виде опытно-промысловых работ (ОПР). В данной статье рассмотрены результаты ОПР по водогазовому воздействию на Восточно-Перевальном месторождении.

Результаты опытно-промысловых работ (ОПР) по водогазовому воздействию (ВГВ) на Восточно-Перевальном месторождении освещены в ряде работ [1–7]. Однако, все эти работы рассматривают начальные этапы выполнения ОПР. Нами предпринята попытка осмыслить результаты и оценить эффективность ОПР по ВГВ на Восточно-Перевальном месторождении на текущий момент (по состоянию на 01.01.2017 г.), обобщив все материалы, включая и фондовые, в которых рассматривается эффективность работ.

ОПР по ВГВ на Восточно-Перевальном месторождении проводились на двух участках в районе:

- нагнетательной скважины № 222 (пласт АС₉, западная залежь);
- нагнетательной скважины № 480 (пласт Ач_{1–3}).

Целью работы являлась отработка технологии водогазового воздействия применительно к малым и средним месторождениям нефти [2].

Известно, что по способу реализации технология ВГВ подразделяется на последовательную, попеременную и совместную закачку воды и газа [8]. Последовательная закачка предполагает начало закачки воды после завершения длительного цикла нагнетания газа (обычно после его прорыва в одну из добывающих скважин). Попеременная закачка – эта нагнетание воды и газа оторочками с объемом оторочек каждого из агентов в пластовых условиях до 10–12 % начального нефтенасыщенного порового объема в зоне дренирования пласта. При совместной закачке вода и газ нагнетаются в пласт одновременно в виде водогазовой смеси. Как указано в [7], на Восточно-Перевальном месторождении была запроектирована технология последовательной закачки газа и воды.

Оценка эффективности ОПР выполнялась различными авторами в 2008, 2009, 2011, 2012, 2014 и 2016 годах [1–3, 6, 9–12]. Изучение источников [1–3, 6, 9–12] показало, что у авторов отсутствует единое понимание полученного результата. Рассмотрим результаты этой оценки по каждому из участков ОПР.

Участок в районе нагнетательной скважины № 222. В скважину № 222 газ начали закачивать в ноябре 2005 года. Принципиальная схема обустройства скв. № 222 Восточно-Перевального месторо-



ждения пласта АС₉ (западная залежь) для ВГВ, основные особенности этой схемы, режимы и объемы нагнетания вытесняющих агентов приведены в [1–5]. Всего с начала реализации ВГВ в скважину закачали 75710,7 тыс. м³ газа в нормальных условиях. Динамика закачки вытесняющих агентов в скважину № 222 представлена на рисунке 1.

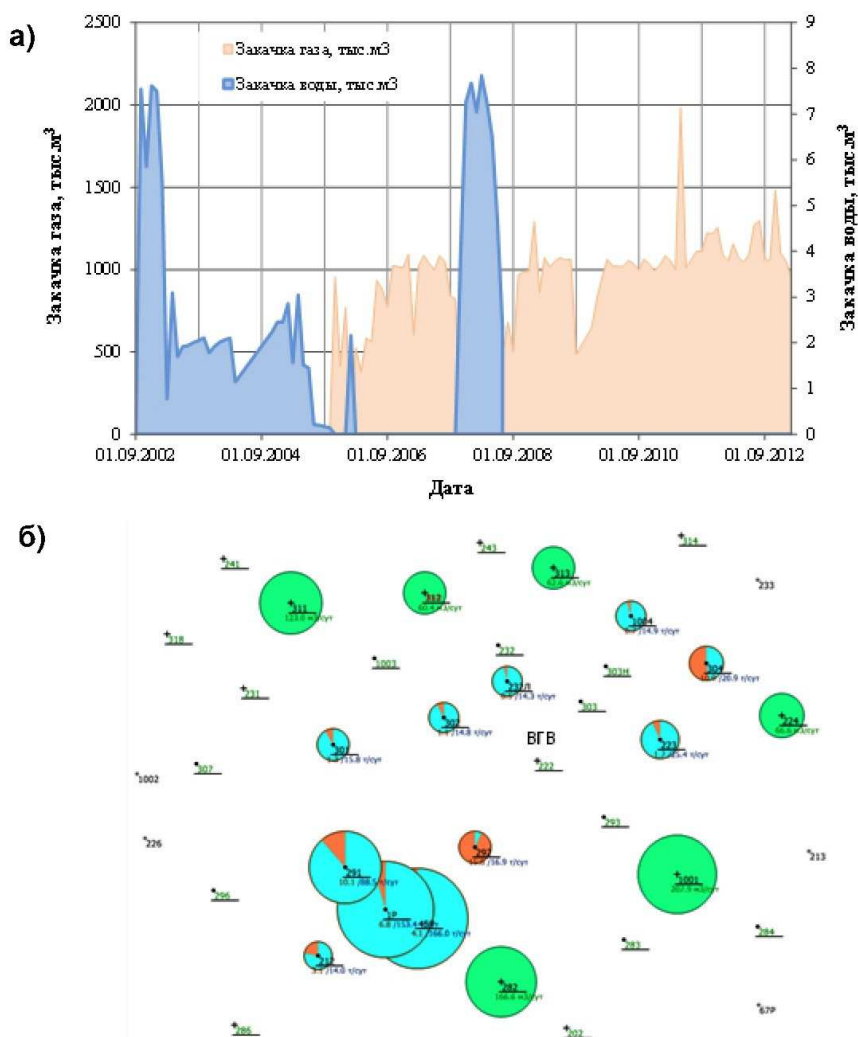


Рисунок 1 – Динамика закачки воды и газа в скв. № 222 Восточно-Перевального месторождения по объекту АС₉ (западная залежь) (а); фрагмент карты текущего состояния разработки на 01.07.2012 года по пласту АС₉ (западная залежь) в районе скважины № 222 (б)

Как видно из рисунка 1, за период реализации водогазового воздействия на участке нагнетательной скважины № 222 в пласт закачивался, в основном, газ. Вода закачивалась только в течение небольшого периода в 2005 году и в течение почти года: в конце 2007 и 2008 годов. С конца 2008 по 01.03.2013 года в скважину закачивался только газ. Поэтому на данной скважине воздействие, выполняемое в период до конца 2008 года, можно рассматривать как ВГВ с последовательной закачкой газа и воды. Воздействие с конца 2008 по 01.03.2013 года, по-видимому, можно классифицировать не как ВГВ с последовательной закачкой газа и воды, а как чисто газовое, как газовую репрессию. С 01.03.2013 года скважина находится в бездействии.

Результаты оценки эффективности ОПР в разные годы по данным разных источников приведены в таблице 1. Как видно из данных таблицы 1, на начальной стадии внедрения ВГВ отмечался эффект в виде дополнительной добычи нефти, объемы которой постепенно, по мере развития процесса, увеличивались [1–3, 6, 9] и на 01.01. 2011 года составили 21,1 тыс. тонн [6]. В этот период дополнительная добыча нефти (добыча нефти за счет ВГВ) достигала 25 % от суммарного объема добычи по опытному участку [1–3, 6]. Однако, затем, по мере реализации чисто газового воздействия, ситуация резко ухудшилась. Уже на начало 2012 года полученный (накопленный) потенциал (эффект) в виде дополнительной добычи нефти был потерян. Дополнительная добыча нефти на 01.01.2012 года составляла только 1,1 тыс. тонн по кривым вытеснения и 2,4 тыс. тонн по результатам гидродинамиче-



ского моделирования [10] (табл. 1). Дальнейшее нагнетание газа (в течение 2012–2013 гг.) в скважину № 222 привело к тому, что на участке ВГВ получены меньшие суммарные объемы нефти по сравнению с теми ее объемами, которые были бы получены при вытеснении нефти водой [11]. То есть, чисто газовая репрессия на пласт в период 2009–2012 гг. привела к значительному ухудшению условий разработки и выработки запасов на участке ОПР.

Таблица 1 – Эффективность ВГВ на участке нагнетательной скважины № 222 Восточно-Перевального месторождения, пласт АС₉, западная залежь

Дата оценки эффекта	01.09.2008 г.	01.12.2008 г.	01.01.2009 г.	01.01.2010 г.	01.01.2011 г.	01.01.2012 г.	01.01.2014 г.
Источник информации	[1]	[2]	[9]	[3]	[6]	[10]	[11]
Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	11,2	16,2	10,1	16,2	21,1	1,1–2,4	0

Следует отметить, что эффективность ВГВ зависит как от особенностей геолого-физического строения пластов, так и от технологии ВГВ. Технология ВГВ должна соответствовать характеристикам конкретных геолого-физических свойств пласта [13–18]. На рисунке 2 приведены границы участка опытно-промысловых работ. На рисунке 3 отображен геологический профиль в направлениях с юга на север и с запада на восток участка ВГВ, а в таблице 2 приведены его геолого-физические характеристики. Как видно из рисунка 3, скважина № 222 расположена в самой нижней части участка. Залежь АС₉ в зоне участка весьма неоднородна по фильтрационным свойствам. В ее нижней части залегают низкопроницаемые нефтенасыщенные коллекторы. Верхняя часть представлена хорошо проницаемыми коллекторами. Проницаемости коллекторов в нижней и верхней частях составляют 0,0008 и 0,927 мкм² соответственно (табл. 2), т.е. проницаемости нижней и верхней частей различаются более, чем на три порядка. Так как плотность газа в пластовых условиях значительно ниже плотности нефти и воды, при газовой репрессии за счет гравитационных процессов и значительно большей подвижности, по сравнению с подвижностью нефти, газ начал подниматься вверх и двигаться к добывающим скважинам по высокопроницаемому верхнему пропластку, не оказывая существенного влияния на вытеснение нефти из нижних низкопроницаемых разностей пород-коллекторов. Наличие высокопроницаемых путей фильтрации подтвердили результаты трассерных исследований, выполненные в мае 2008 года (рисунок 4) в период закачки в пласт воды. Как видно из данных рисунка 4, основные объемы трассера, а, следовательно, и закачиваемой в скважину № 222 воды, поступают в добывающие скважины 45Р (57,3 %), 1Р (11,9 %) и 291 (11,1 %).

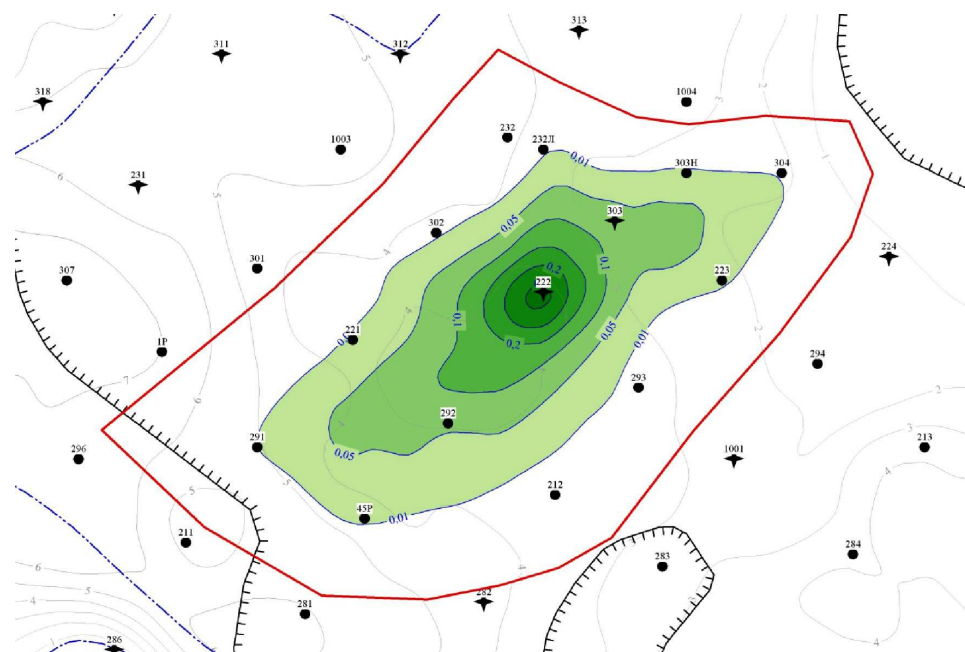


Рисунок 2 – Границы участка ОПР по водогазовому воздействию на объекте АС₉ (западная залежь). Карта нефтенасыщенных толщин. Распространение фронта закачиваемого газа по данным моделирования

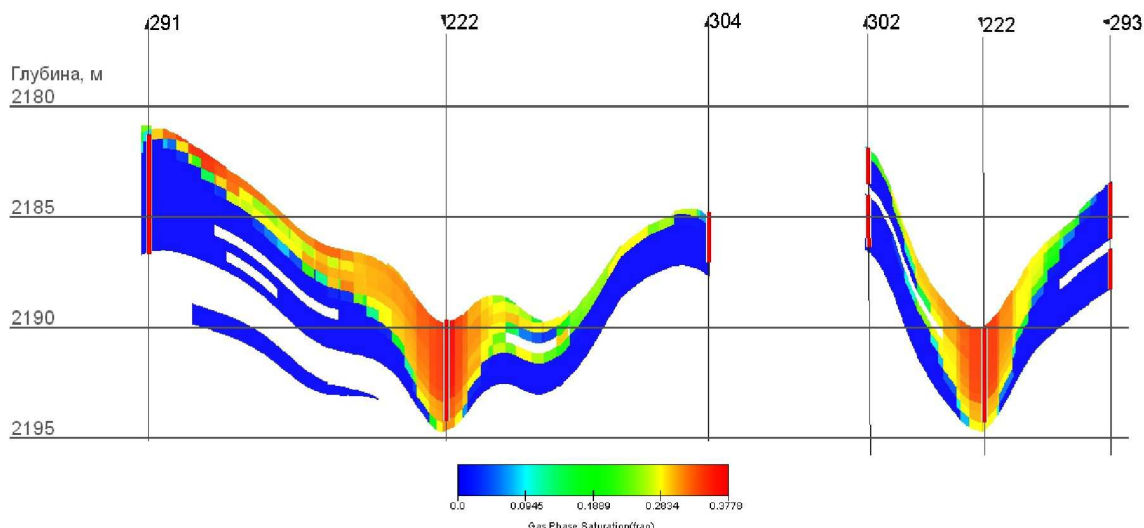


Рисунок 3 – Участок водогазового воздействия на объекте АС₉ (западная залежь); профиль газонасыщенности (01.01.2012 г.)

В направлении других подконтрольных добывающих скважин поступало не более 2–3 % трасера, а, соответственно, и закачиваемой в скважину № 222 воды. Поэтому после начала закачки газа в скважину № 222 обводненность добываемой продукции, газовый фактор увеличиваются, а добыча нефти снижается, несмотря на снижение уровней добычи жидкости (рис. 5.) и рост пластового давления (рис. 6) [10].

Таблица 2 – Геолого-физические характеристики участка водогазового воздействия на объекте АС₉ (западная залежь) Восточно-Перевального месторождения в районе скв. № 222

Объект	Номер скв.	Значение параметра	Геолого-физические параметры пласта по участку водогазового воздействия				
			hн, м	Кпр(нн) (ср.взв), мкм ²	Кп (ср.взв.), %	Кн, д. ед.	Кр
АС ₉	221, 223, 232, 291, 292, 293, 303, 302, 304, 45Р	Максим.	5,60	0,927	0,25	0,67	7
		Миним.	0,40	0,00080	0,15	0,31	1
		Среднее	2,03	0,214	0,21	0,55	2

Диаграмма распределения извлеченного количества индикатора по добывающим скважинам Восточно-Перевального месторождения (район нагнетательной скв. №222)

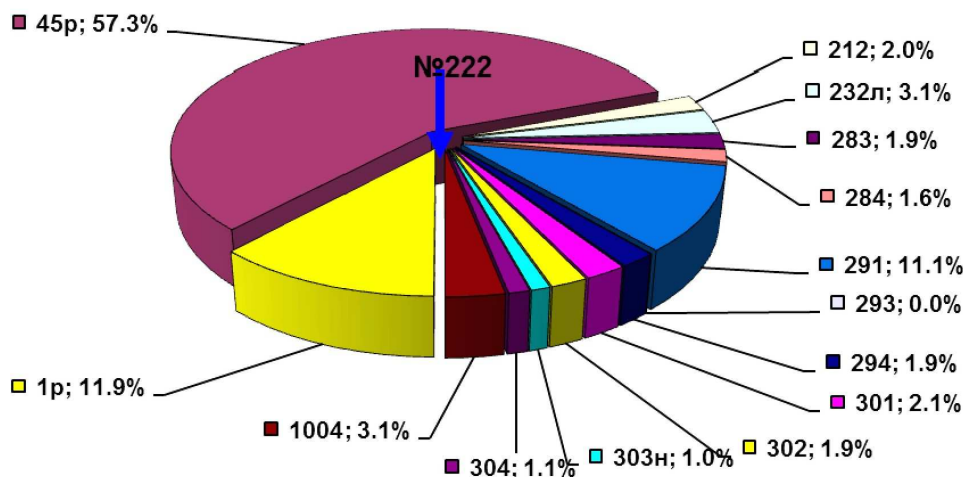


Рисунок 4 – Результаты трассерных исследований на участке ВГВ объекта АС₉ (западная залежь)

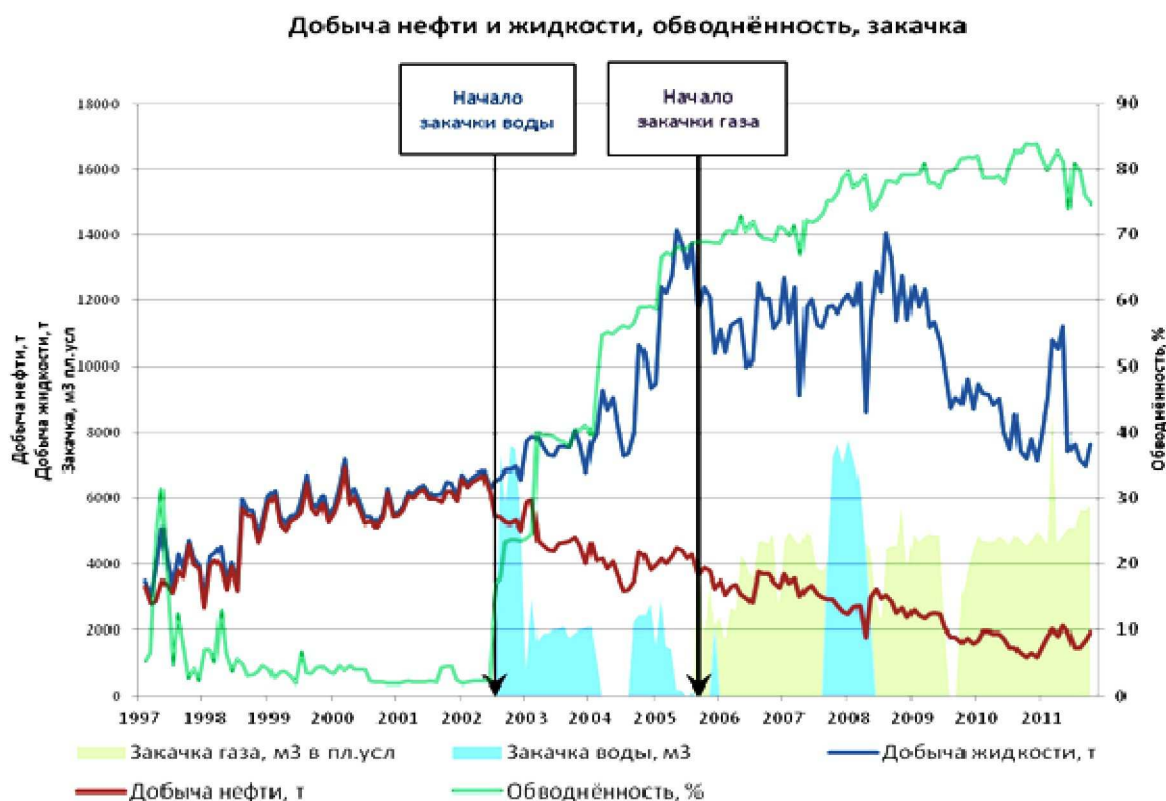


Рисунок 5 – Показатели разработки участка залежи АС₉ вокруг скв. № 222 – Восточно-Перевальная

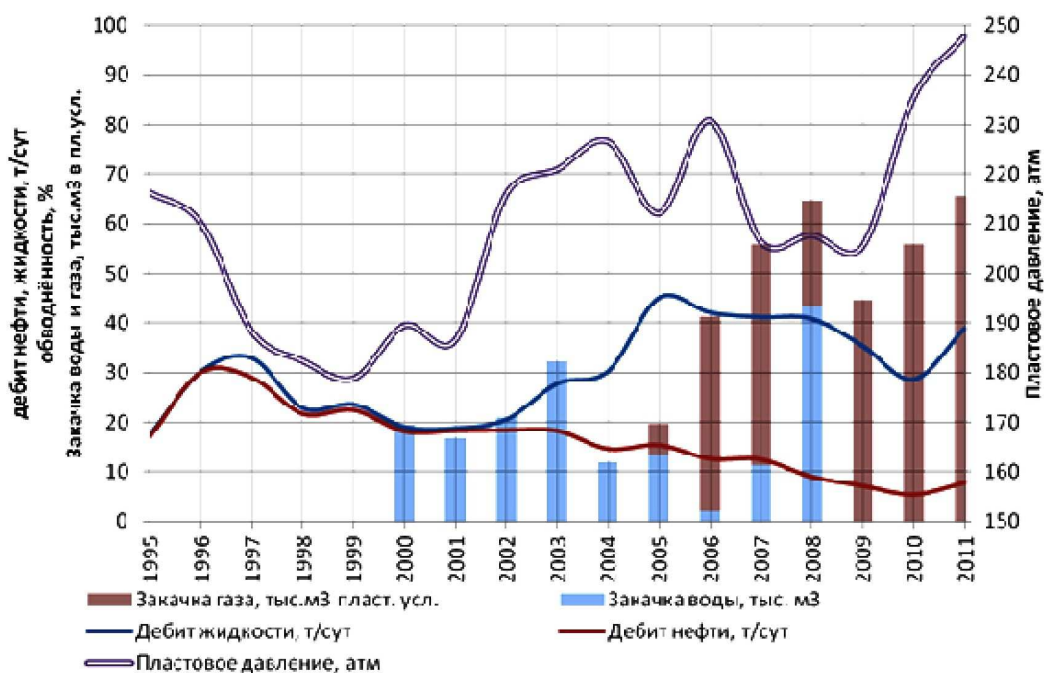


Рисунок 6 – Динамика дебитов нефти, жидкости и пластового давления на участке ВГВ объекта АС₉ (западная залежь)

Таким образом, видно, что основной причиной прекращения эффекта при проведении вместо ВГВ чисто газового воздействия является:

– неблагоприятное для чисто газового воздействия геологическое строение пласта на выбранном участке. Закачка газа осуществлялась в скважину, расположенную в погруженной зоне пласта. Закачиваемый газ под действием гравитационных сил и значительно большей подвижности, по сравнению с подвижностью нефти, поднимался вверх и двигался по высокопроницаемому пропластку вдоль кровли пласта в добывающие скважины, охватывая вытеснением лишь небольшую толщину пласта;



– наличие высокопроницаемых путей фильтрации (возможно техногенных трещин), по которым газ прорывался в добывающие скважины, не совершая полезной работы и оставляя не охваченными разработкой нижние части пласта, характеризующиеся более низкими фильтрационно-емкостными свойствами;

– термобарические условия пласта, свойства нефти и газа, практически не обеспечивающие растворения газа в нефти [7];

– проведение, начиная с 2008 года, вместо ВГВ чисто газового воздействия, что неприемлемо для показанных выше геолого-промысловых условий участка залежи.

Переход от ВГВ к чисто газовому воздействию привел к переходу от положительного эффекта на начальной стадии ОПР к отрицательному эффекту на конечной стадии на 01.01.2014 года и к необходимости прекращения ОПР (прекращению закачки газа в скважину № 222). В геолого-промысловых условиях выбранного участка воздействия в районе скважины № 222, по-видимому, следовало при ОПР периодически чередовать закачку газа и воды так же, как это проводилось на начальной стадии ОПР или выполнять нагнетание водогазовой смеси с содержанием газа в пластовых условиях в пределах 30–40 %. Для исправления ситуации, возникшей с разработкой данного участка залежи АС₉, на наш взгляд, сразу после прекращения закачки газа в скважину № 222 необходимо было начать закачку воды.

Участок в районе нагнетательной скважины № 480. ВГВ с закачки газа в нагнетательную скважину № 480 начали с декабря 2008 года. Схема обустройства скважины № 480 (залежь Ач₁₋₃) для ВГВ, основные особенности этой схемы, режимы и объемы нагнетания вытесняющих агентов приведены в [1–3]. Динамика закачки газа в нагнетательную скважину № 480 Восточно-Перевального месторождения приведена на рисунке 7.

Всего на 01.02.2015 года в скважину № 480 закачали 136,2 млн м³ газа со средней приемистостью 82 000 м³/сут. В феврале 2015 года закачку газа прекратили и скважину перевели под нагнетание воды с приемистостью 269 м³/сут. Как видно из рисунка 7, с августа 2010 по февраль 2015 года в скважину № 480 велась непрерывная закачка газа, то есть, как и на участке скважины № 222, вытеснение нефти осуществлялось не по технологии ВГВ, а по технологии газового воздействия.

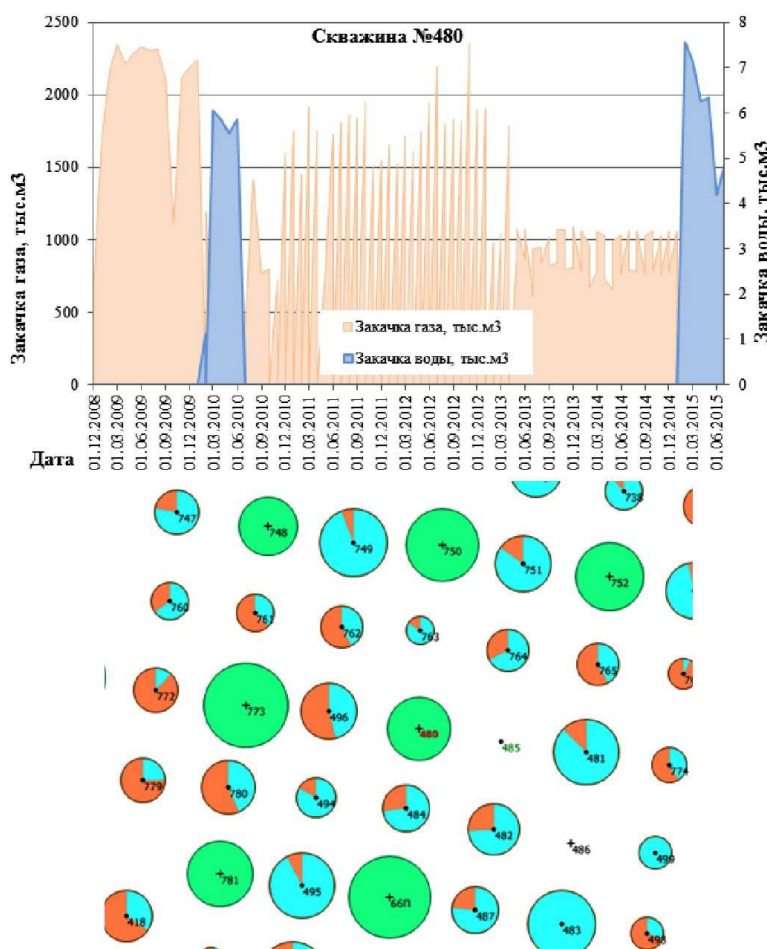


Рисунок 7 – Динамика закачки газа по объекту Ач₁₋₃ (район скв. № 480) Восточно-Перевального месторождения и фрагмент карты текущего состояния разработки на 01.07.2015 года



Оценку эффективности работ выполняли в разные годы по разным методикам [3, 10–12]. Рассмотрим варианты этой оценки. Следует отметить, что в работе [10] оценка эффективности ВГВ выполнена с применением трех подходов: по характеристикам вытеснения; путем расчета на гидродинамической модели; сравнением разработки опытного участка с участком-аналогом. Эффективность работ по состоянию на 01.07.2016 года выполнена под руководством А.И. Чуйко с использованием актуализированной геолого-гидродинамической модели. Результаты оценки эффективности ВГВ на участке нагнетательной скважины № 480 приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Эффективность ВГВ на участке нагнетательной скважины № 480 Восточно-Перевального месторождения (пласт Ач₁₋₃)

Дата оценки эффекта	01.01.2010 г.	01.01.2012 г.			01.01.2014 г.	01.07.2016 г.
		Характер вытеснен.	Гидродинам. модель	Участок – аналог		
Источник информации	[3]	[10]			[11]	По данным А.И. Чуйко
Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	6,9	28,3	19,0	18,6	14,2	14,9

Как видно из данных таблицы 3, на начальной стадии внедрения за счет ВГВ, по мере развития процесса, на участке нагнетательной скважины № 480 наблюдается рост дополнительной добычи нефти до 19,0–28,3 тыс. тонн. Однако, в дальнейшем, по мере перехода от ВГВ к чисто газовому воздействию, часть эффекта теряется и объемы дополнительной добычи нефти снижаются. Переход с февраля 2015 года на закачку в скважину № 480 воды, на наш взгляд, несколько исправил ситуацию в сторону увеличения эффекта.

Ситуация с эффективностью ОПР на участке скважины № 480 выглядит несколько лучше по сравнению с ситуацией на участке скважины № 222. Рассмотрим особенности геологического строения этого участка. Следует отметить, что все скважины на участке располагаются в пределах отметки кровли пласта Ач₁₋₃, соответствующей изогипсе 2875 м. На рисунке 8 показан геолого-физический разрез участка через скважины №№ 763 – 480 – 484.

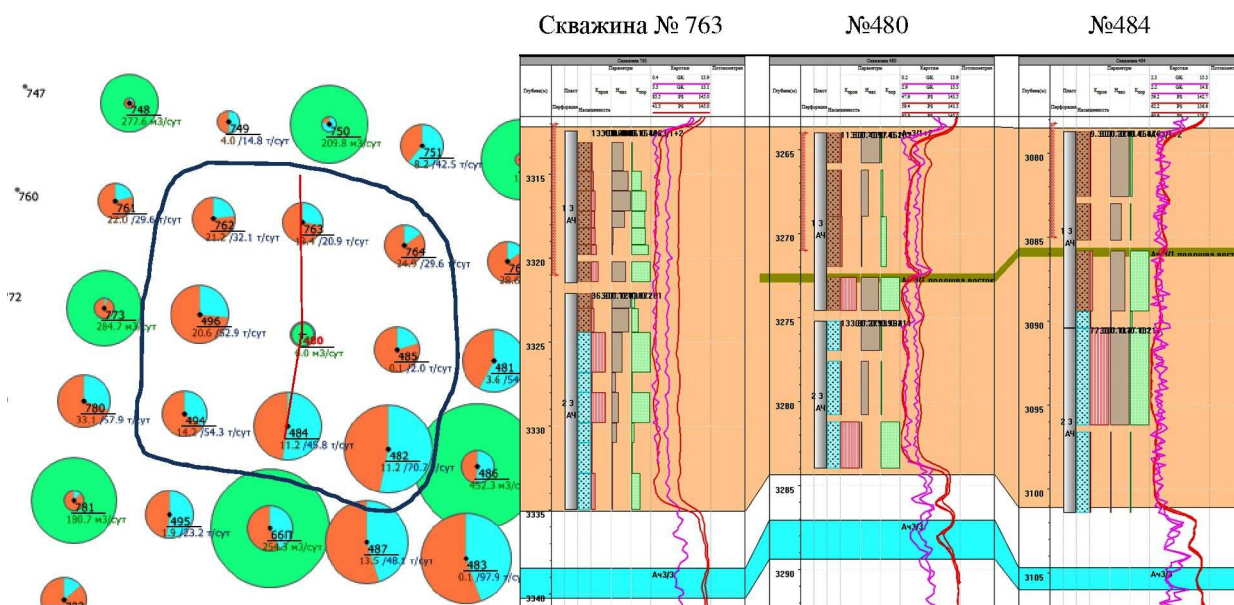


Рисунок 8 – Границы участка ОПР по водогазовому воздействию на объекте Ач₁₋₃ и геолого-физический разрез по линии скважин №№ 763-480-484; фрагмент карты накопленных отборов (01.07.2015)

Геолого-физическая характеристика участка водогазового воздействия на объекте Ач₁₋₃ представлена в таблице 4. Как видно из характера разреза (рис. 8), свойства продуктивного пласта Ач₁₋₃ в районе скважины № 480 кардинально отличаются от свойств пласта АС₉ в зоне действия скважины № 222. По разрезу пласта Ач₁₋₃ видно, что в нижней части разреза залегают породы с максимальной проницаемостью. По мере перемещения вверх по разрезу проницаемость пород снижается. Причем, разница между проницаемостями низко- и высокопроницаемых разностей пород отличается на два порядка, 0,0045 и 0,4606 мкм² (табл. 4) соответственно. Поэтому, на наш взгляд, участок в районе



скважины № 480 является более благоприятным, с точки зрения газового воздействия, так как газ, поступающий за счет гравитационных процессов вверх из высокопроницаемых в низкопроницаемые пропластки, будет увеличивать охват пласта вытеснением. Это и подтвердили вышеприведенные результаты эффективности выполненных работ. Величина дополнительно добытой нефти хотя и уменьшилась, но не настолько, как на участке нагнетательной скважины № 222.

Таблица 4 – Геолого-физическая характеристика участка водогазового воздействия на объекте Ач Восточно-Перевального месторождения в районе скважины № 480

Объект	Номер скважин участка ВГВ	Значение параметра	Геолого-физические параметры пласта по участку водогазового воздействия				
			hн, м	Кпр(нн) (ср.взв.), мкм ²	Кп (ср.взв.), %	Кн, д.ед.	Кр
АчЗ	762, 763, 764, 485, 482, 484, 494, 780, 496, 480, 481	Максим.	14,2	0,4606	21,0	0,7	9
		Миним.	1,4	0,0045	15,0	0,3	2
		Среднее	8,3	0,0717	18,0	0,5	5

Переход от водогазового воздействия на начальной стадии эксперимента на чисто газовое привел к ухудшению ситуации в разработке участка ОПР. В [12] дается сравнение выработки запасов нефти по участку ВГВ (скв. № 480) и соседним участкам (нагнетательные скважины № 750 и № 752), геолого-геофизические условия которых близки к геолого-физическим условиям участка в районе скважины № 480, но которые вырабатывались с применением заводнения. Все три участка разрабатываются по девятиточечной системе разработки. Зависимости, характеризующие состояние выработки запасов нефти по участкам ВГВ и заводнения, приведены на рисунке 9 [12]. Анализ состояния выработки запасов (рис. 9) свидетельствует о том, что процесс вытеснения нефти на участках в районах нагнетательных скважин № 750 и № 752 протекает недостаточно эффективно. Отбор от НИЗ по этим участкам составляет лишь 29,6 и 40,4 % при обводненности добываемой продукции 89,9 и 76,7 % соответственно [12]. В то же время участок в районе скважины № 480 имеет более благоприятную характеристику вытеснения (рис. 9). Следует отметить, что на момент начала внедрения ВГВ характеристика вытеснения на участке скважины № 480 практически совпадает с характеристикой базового участка в районе нагнетательной скважины № 752. Внедрение технологии ВГВ отразилось на зависимости КИН от обводненности и отбора от НИЗ от обводненности по участку ВГВ (район скважины № 480) постепенным отклонением ее от соответствующих зависимостей по базовому элементу в районе нагнетательной скважины № 752 в сторону более высоких показателей. Однако, в последующем, при переходе на постоянную закачку газа, зависимости становятся почти параллельными. Приведенные данные свидетельствуют о том, что на начальной стадии внедрения ВГВ позволило несколько замедлить темпы роста обводнения добывающих скважин на участке нагнетательной скважины № 480 и улучшить характеристику вытеснения по сравнению с характеристиками вытеснения на участках-аналогах в районе нагнетательных скважин № 750 и № 752. Однако, в последующем, при трансформации ВГВ в ГВ, характеристика вытеснения по участку пласта в районе скважины № 480 стала идентичной характеристикам вытеснения по участкам в районе скважин № 750 и № 752, хотя и на более высоком уровне. Этим, на наш взгляд, объясняется причина того, что прекратился рост дополнительно добытой нефти за счет ВГВ. Возможной причиной последнего может быть то, что с августа 2010 по февраль 2015 года в скважину № 480 закачивался только газ. То есть в пределах участка выполнялось не водогазовое воздействие, а чисто газовое, в режиме газовой репрессии. Динамика вытеснения нефти газом была близкой динамике вытеснения водой, о чем соответствует почти параллельное размещение линий, характеризующих вытеснение, на графике (рис. 9). Это привело к уменьшению охвата пласта вытеснением. Поэтому для исправления ситуации с разработкой необходимо, как и планировалось, перейти к водогазовому воздействию.

Реализация технологии водогазового воздействия связана со значительными капитальными затратами и рядом специальных технологических особенностей. Поэтому в процессе внедрения технологии необходим постоянный контроль и регулирование эффективности вытеснения нефти водогазовой смесью [6, 19–21]. Эффективность ВГВ может быть повышена путем корректировки технологических параметров закачки в процессе разработки залежей на основе анализа реакции добывающих скважин [20–21]. Поэтому на участках ВГВ Восточно-Перевального месторождения необходимо от газового воздействия перейти к водогазовому, с постоянным контролем эффективности работ и оперативной корректировкой по результатам этого контроля, технологических режимов закачки оторочек воды и газа.

Обобщение результатов ОПР по ВГВ на Восточно-Перевальном месторождении показало:

На обоих участках месторождения технология ВГВ применялась только на начальной стадии работ. Затем вместо ВГВ начала применяться технология вытеснения нефти газом (технология газовой репрессии).

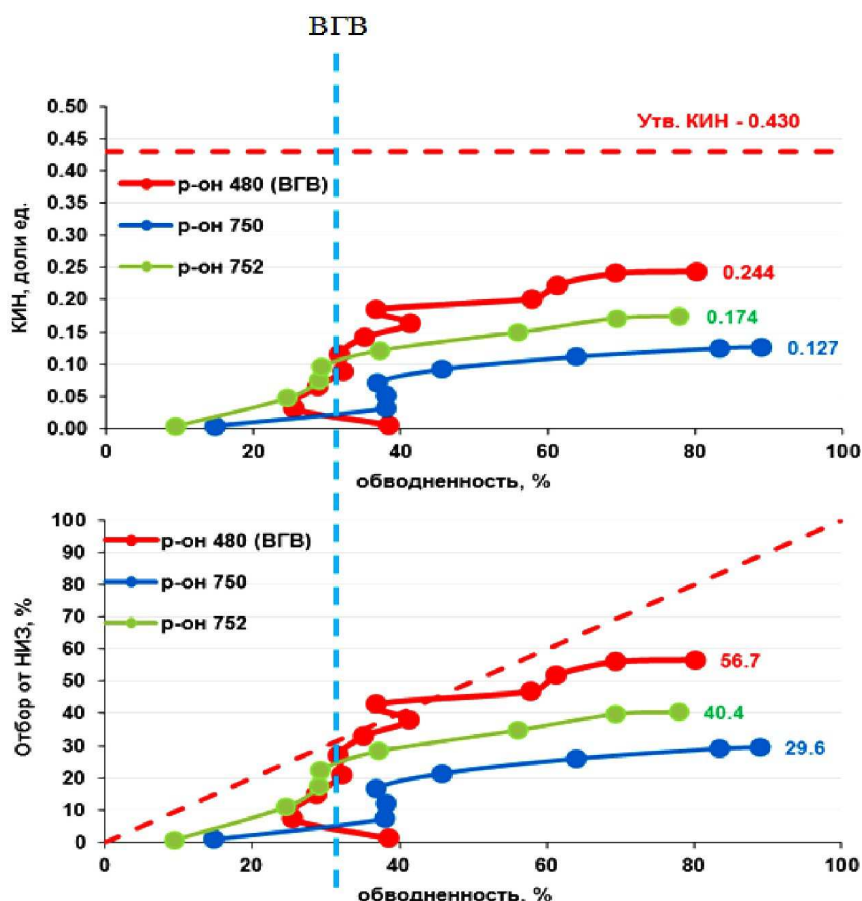


Рисунок 9 – Зависимости, характеризующие состояние выработки запасов нефти по участкам ВГВ и заводнения

Применение технологии газовой репрессии привело к ухудшению условий разработки на участке нагнетательной скважины № 222, даже по сравнению с заводнением, из-за прорыва газа по высокопроницаемым зонам верхнего высокопроницаемого пропластка к добывающим скважинам и снижению эффективности разработки на участке нагнетательной скважины № 480.

Для исправления возникшей ситуации в нагнетательную скважину № 222 необходимо начать закачивать воду или водогазовую смесь с содержанием в ней газа не менее 30 и не более 70 % в пластовых условиях; в скважину № 480 организовать чередующуюся закачку оторочек газа и воды с объемом агентов в оторочках в пластовых условиях не более 0,1 объема порового пространства в зоне дренирования между нагнетательной и добывающими скважинами.

Продолжение ОПР необходимо проводить под постоянным контролем эффективности работ и оперативной корректировкой по результатам этого контроля, технологических режимов закачки оторочек воды и газа.

Литература:

1. Карпов В.Б. Газовые методы – новая технология увеличения нефтеотдачи пластов / В.Б. Карпов, В.И. Кокорев. – SPE 117373. – Доклад, октябрь 2008.
2. Кокорев В.И. Результаты проведения водогазового воздействия на пласт в ОАО «РИТЭК» / В.И. Кокорев, О.В. Чубанов, И.А. Ахмадейшин и др. – SPE 138075. – 4 с.
3. Кокорев В.И. Оценка технологической эффективности газовых методов повышения нефтеотдачи пластов ОАО «РИТЭК» // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 5. – С. 25–29.
4. Кокорев В.И. Разработка технологии борьбы с гидратами при осуществлении водогазового воздействия // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 2. – С. 42–47.
5. Кокорев В.И. Инновационный подход к разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 8. – С. 58–59.
6. Быкадоров А.В. Исследование влияния геолого-физических характеристик месторождений ОАО «ЛУКОЙЛ» на коэффициент нефтеотдачи при водогазовом воздействии на пласт : Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности / Сб. докл. Третьей науч. – практ. конф. – Шадринск: Изд-во ОГУП «Шадринский дом печати», 2012. – С. 243–253.
7. Зацепин В.В. Некоторые вопросы реализации водогазового воздействия на Восточно-Перевальном нефтяном месторождении / В.В. Зацепин, Е.В. Черников // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 2. – С. 44–47.



8. Буторин О.И. Обобщение экспериментальных исследований по определению эффективности применения газового и водогазового воздействия на пласт / О.И. Буторин, Г.Н. Пияков // Нефтепромышленное дело. – 1995. – № 8. – С. 54–59.
9. Дополнение к технологической схеме разработки Восточно-Перевального месторождения. – ОАО «РИТЭК», 2009.
10. Дополнение к технологической схеме разработки Восточно-Перевального месторождения. – ОАО «РИТЭК», 2012.
11. Дополнение к технологической схеме разработки Восточно-Перевального месторождения. – Тюмень : Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», 2014.
12. Сопоставление эффективности участков, разрабатываемых с применением водогазового воздействия пласта Ач1 + Ач3 Восточно-Перевального месторождения с «базовыми» участками, разрабатываемыми с применением заводнения : Пояснительная записка по выполнению пункта протокола № VM-02П. – 2016.
13. Лядова Н.А. Опыт применения третичных методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Пермского края / Н.А. Лядова, А.В. Распопов, Л.Н. Мужикова и др. // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 7. – С. 92–95.
14. Зацепин В.В. Современное состояние промышленного применения технологий водогазового воздействия / В.В. Зацепин, Р.А. Максудов // Нефтепромышленное дело. – 2009. – № 7. – С. 13–21.
15. Латыпов А.Р. Методические вопросы повышения нефтеотдачи пластов путем закачки углеводородного газа / А.Р. Латыпов, И.С. Афанасьев, В.П. Захаров, Т.А. Исмагилов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 11. – С. 28–31.
16. Ваньков А.А. Опыт промышленной реализации технологии водогазового воздействия с закачкой водогазовой смеси в пласт / А.А. Ваньков, Р.Г. Нургалиев, Ю.А. Червин, В.В. Зацепин // Нефтепромышленное дело. – 2007. – № 3. – С. 10–13.
17. Методическое руководство по применению газовых и водогазовых методов воздействия на нефтяные пласты. – М. : Министерство нефтяной и газовой промышленности СССР, 1991. – 244 с.
18. Руководство по применению технологии водогазового воздействия на нефтяные пласты : РД 39Р-05753520-1125-94. – Томск : ТомскНИПИнефть, 1994. – 82 с.
19. Вафин Т.Р. Об оценке предельных объемов газа в водогазовой смеси / Т.Р. Вафин, М.С. Зарипов, Р.Х. Гильманова, И.Ш. Щекатурова // Нефтепромышленное дело. – 2015. – № 9. – С. 11–17.
20. Вафин Р.В. Управление эффективностью водогазового воздействия по промысловым данным / Р.В. Вафин, Т.Р. Вафин, М.С. Зарипов, И.Ш. Щекатурова // Нефтепромышленное дело. – 2015. – № 8. – С. 26–31.
21. Казаков К.В. Алгоритм для управления водогазовым воздействием на пласт / К.В. Казаков, К.А. Бравичев // Нефтепромышленное дело. – 2015. – № 12. – С. 46–52.

References:

1. Karpov V.B. Gas methods – new technology of increase in oil recovery of layers / V.B. Karpov, V.I. Kokorev. – SPE 117373. – Report, October, 2008.
2. Kokorev V.I. Results of carrying out water gas impact on layer in JSC RITEK / V.I. Kokorev, O.V. Chubakov, I.A. Akhmadeyshin etc. – SPE 138075. – 4 p.
3. Kokorev V.I. Assessment of technological efficiency of gas methods of increase in oil recovery of layers of JSC RITEK // Oil-field business. – 2010. – No. 5. – P. 25–29.
4. Kokorev V.I. Development of technology of fight against hydrates at implementation of water gas influence // Oil-field business. – 2010. – No. 2. – P. 42–47.
5. Kokorev V.I. Innovative approach to development of fields with hardly removable reserves of oil // Oil economy. – 2009. – No. 8. – P. 58–59.
6. Bykadorov A.V. A research of influence of geological and physical characteristics of fields of JSC LU-COYLE on oil recovery coefficient at water gas impact on layer : Problems of an oil and gas complex of Western Siberia and way of increase in its efficiency / Sb. докл. The third scientifically practical conference. – Shadrinsk : Publishing house OGUP «Shadrinsk Publishing House», 2012. – P. 243–253.
7. Zatsepin V.V. Some questions of realization of water gas influence on the East Perevalny oil field / V.V. Zatssepin, E.V. Chernikov // Oil economy. – 2007. – No. 2. – P. 44–47.
8. Butorin O.I. Synthesis of pilot studies by determination of efficiency of application of gas and water gas impact on layer / O.I. Butorin, G.N. Piyakov // Oil-field business. – 1995. – No. 8. – P. 54–59.
9. Addition to the technological scheme of development of the East Perevalny field. – JSC RITEK, 2009.
10. Addition to the technological scheme of development of the East Perevalny field. – JSC RITEK, 2012.
11. Addition to the technological scheme of development of the East Perevalny field. – Tyumen : KogalymNIPIneft LLC LUKOIL-Engineering branch, 2014.
12. Comparison of efficiency of the sites developed with application of water gas influence of Ach1 layer + Ach3 of the East Perevalny field with the «basic» sites developed with flooding application : The explanatory note on implementation of paragraph of the protocol No. VM-02P. – 2016.
13. Lyadova N.A. Experience of application of tertiary methods of increase in oil recovery on fields of Perm Krai / N.A. Lyadova, A.V. Raspopov, L.N. Muzhikova, etc. // Oil economy. – 2015. – No. 7. – P. 92–95.
14. Zatssepin V.V. Current state of industrial use of technologies of water gas influence / V.V. Zatssepin, R.A. Maksudov // Oil-field business. – 2009. – No. 7. – P. 13–21.
15. Latypov A.R. Methodical questions of increase in oil recovery of layers by pumping hydrocarbonic gas / A.R. Latypov, I.S. Afanasyev, V.P. Zakharov, T.A. Ismagilov // Oil economy. – 2007. – No. 11. – P. 28–31.
16. Vankov A.A. Experience of industrial realization of technology of water gas influence with pumping water gas mix in layer / A.A. Vankov, R.G. Nurgaliyev, Yu.A. Chervin, V.V. Zatssepin // Oil-field business. – 2007. – No. 3. – P. 10–13.



17. Methodical application guide of gas and water gas methods of impact on oil layers. – M. : Ministry of the oil and gas industry of the USSR, 1991. – 244 p.
18. Application guide of technology of water gas impact on oil layers: RD 39R-05753520-1125-94. – Tomsk : TomskNIPneft, 1994. – 82 p.
19. Vafin T.R. About assessment of extreme volumes of gas in water gas mix / T.R. Vafin, M.S. Zaripov, R.H. Gilmanova, I.Sh. Shchekaturova // Oil-field business. – 2015. – No. 9. – P. 11–17.
20. Vafin R.V. Management of efficiency of water gas influence according to trade data / R.V. Vafin, T.R. Vafin, M.S. Zaripov, I.Sh. Shchekaturova // Oil-field business. – 2015. – No. 8. – P. 26–31.
21. Kazakov K.V. An algorithm for management of water gas impact on layer / K.V. Kazakov, K.A. Bravichev // Oil-field business. – 2015. – No. 12. – P. 46–52.



УДК 622

ИССЛЕДОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ТРЕЩИННЫХ ПЛАСТОВ ПРИ НЕУСТАНОВИВШЕМСЯ РЕЖИМЕ

RESEARCH OF PARAMETERS OF THE BOTTOMHOLE ZONE OF FRACTURE LAYERS AT THE UNSTEADY MODE

Мамедова М.А.

доктор технических наук,
Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности
mamedova-1944@mail.ru

Mamedova M.A.

Doctor of Engineering,
Azerbaijani state university of oil and industry
mamedova-1944@mail.ru

Аннотация. Данная работа посвящена экспериментальному исследованию влияния раскрытости трещин и инерционных сопротивлений на проницаемость и гидропроводность ПЗП пласта, а также подвижность жидкости в пласте, которая имеет огромное значение для эффективного проведения воздействия на призабойную зону пласта. Сделана обобщения результатов экспериментальных исследований при нестационарном движении неньютоновской жидкостей в плоскорадиальных трещинах.

Annotation. This work is devoted to pilot study of influence of a raskrytost of cracks and inertial resistance on permeability and hydraulic conductivity of PZP of layer and also mobility of liquid in layer which has huge value for effective carrying out impact on a bottomhole zone of layer. It is made generalizations of results of pilot studies at the non-stationary movement non-Newtonian liquids in ploskoradialny cracks.

Ключевые слова: влияния раскрытости трещин на проницаемость, влияния инерционных сопротивлений на проницаемость, проницаемость пласта, гидропроводность пласта, подвижность жидкости в пласте, нестационарное движение неньютоновской жидкостей, плоскорадиальные трещины.

Keywords: influences of a raskrytost of cracks on permeability, influences of inertial resistance on permeability, permeability of layer, hydraulic conductivity of layer, mobility of liquid in layer, the non-stationary movement non-Newtonian liquids, ploskoradialny cracks.

В связи с открытием и разработкой большого количества нефтяных и газовых месторождений, продуктивные пласты которых представлены трещиноватыми породами, ощущается большая необходимость изучения гидродинамических особенностей разработки трещиноватых пластов, продуцирующих ньютоновские и неньютоновские нефти.

При современном уровне развития науки и техники не более половины геологических запасов нефтяных ресурсов удается извлекать из горных пород. Одной из причин такой низкой эффективности нефтеизвлечения является в недостаточно научно обоснованном изучении особенностей движения различных жидкостей в трещинных пластах. Выявление новых закономерностей движения ньютоновских и неньютоновских жидкостей в микротрещине дает возможность повысить эффективность нефтеизвлечения.

Одним из основных методов определения фильтрационных параметров являются гидродинамические методы исследования скважин и пластов на неустановившихся режимах фильтрации. При исследовании скважин и пластов на неустановившихся режимах фильтрации осуществляется прямое определение фильтрационных характеристик пласта, позволяющие получить ценные информации о гидродинамических свойствах значительной части пласта. В настоящее время существует довольно полная теория и технология исследования скважин при неустановившемся режиме притока к скважинам. Разработано большое количество методов обработки результатов исследования при снятии кривых восстановления давления с притоком и без него.

В настоящее время на основе проведенных многочисленных экспериментальных и теоретических исследований накоплен большой фактический материал по изучению движения ньютоновских жидкостей в тонких щелях [1–5]. Но нет единого мнения о проявление аномального поведения ньютоновских жидкостей и усиления реологических свойств неньютоновских систем в микротрещинах. Поэтому выявленные качественные эффекты не учитываются в полной мере в технологических процессах промышленности и в практике извлечения нефти из таких пластов. Если не учитывать вышеотмеченное при разработке залежей нефти с трещиноватыми коллекторами, то это приведет к росту неизвлеченных запасов нефти.

Для количественной оценки нет расчетных зависимостей и методов, в достаточной степени учитывающих особенности движений жидкости в микротрещинах, по определению основных показателей процесса движения и прогнозу проявлений аномального явления. Это оказывает существенное



влияния на качество проектирования, контроля и регулирования процессов на залежах нефти, приуроченных к микротрещинным каналам, а также на эффективность выработки их запасов.

Из анализа существующих научных работ [2, 3] видно об известности аномального поведения ньютоновских жидкостей в микротрещине, но о величинах щели по проявлению и отсутствию аномального поведения жидкости в микротрещине, не было известно.

Поэтому выявление факторов, влияющих на проявление аномальных свойств жидкости в микротрещине и создание условия сохранения своих свойств жидкости, приобретает большую актуальность. Значит для более полного извлечения остаточной нефти, следует изучить особенности движения ньютоновских и неньютоновских жидкостей в микротрещинах.

Было выявлено [1, 6–12], что раскрытость трещин является основным фактором, характеризующим фильтрационные свойства трещинных коллекторов. При этом уменьшение раскрытости трещин значительно ухудшает фильтрационные характеристики призабойной зоны пласта и приводит к снижению производительности скважин. Поэтому определение раскрытости трещин, даст возможность повысить эффективность воздействия на призабойную зону и избежать проведения необоснованных мероприятий для улучшения притока.

Для рациональной разработки таких месторождений, с учетом влияния раскрытости трещин на коэффициент проницаемости и гидропроводности ПЗС пласта, огромное значение имеют обоснованные меры воздействия на призабойной зоне пласта. Однако в настоящее время отсутствует методика по учету обоснованности мер влияния на эффективность ПЗС.

Состояние призабойной зоны пласта (ПЗП) оказывает существенное влияние на приток нефти и газа к забоям добывающих и приемистости нагнетательных скважин. В процессе эксплуатации скважины, по разным причинам, происходит ухудшение фильтрационных характеристик ПЗС как в добывающих, так и в нагнетательных скважинах. Одной из основных задач нефтедобычи является поддержание ПЗС в состоянии, позволяющем достаточно полно использовать потенциальные возможности пласта по притоку и приемистости. И, поэтому, всегда есть необходимость о диагностировании состояния призабойной зоны пласта.

Исследования параметров призабойной зоны трещинных пластов при установившемся режиме были рассмотрены в ранее проведенных работах [8, 10].

Данная работа посвящена экспериментальному исследованию влияния раскрытости трещин и инерционных сопротивлений на проницаемость и гидропроводность ПЗП пласта, а также подвижность жидкости в пласте, которая имеет огромное значение для эффективного проведения воздействия на призабойную зону пласта. Сделана обобщения результатов экспериментальных исследований при нестационарном движении неньютоновской жидкостей в плоскорадиальных трещинах.

Выявлено, что определяющие параметры ПЗП заметно изменяются в зависимости от раскрытости трещины. Эти параметры при нагнетании и отборе существенно отличаются друг от друга при всех значениях раскрытости трещины. Несоответствие объясняется влиянием инерционных сил, которые возникают в результате изменения величины и направления движения скорости жидкости при нагнетании и отборе.

На основе результатов экспериментальных исследований при неустановившемся движении жидкостей в плоскорадиальной микротрещине можно сделать следующие выводы:

1) при неустановившемся движении неньютоновских жидкостей в зависимости от раскрытости трещины коэффициент проницаемости пласта в призабойной зоне, коэффициент гидропроводности пласта и коэффициент подвижности нефти в пласте, изменяется в широких пределах;

2) получены математические модели зависимости $\varepsilon/\varepsilon_{кр}$, $k/k_{кр}$ и $k_{мкр}/k_{кр}$ от $h/h_{кр}$ для неньютоновских жидкостей в плоскорадиальной щели при температурах 306К, которые могут быть использованы для прогнозирования параметров ПЗП трещиноватых пластов;

3) на основе оценки раскрытости трещины появляется возможность косвенно судить о состоянии призабойной зоны, что имеет большое значение для повышения успешности проведения различных методов воздействия на пласт, а также избежать проведения необоснованных мероприятий.

Литература:

1. Мамедова М.А. Исследование неустановившегося движения жидкости в плоскорадиальных тонких щелях // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 2007. – № 2. – С. 30–32.
2. Дерягин Б.В., Поповский Ю.М. Термодинамический характер фазового перехода, граничная фаза-объемный нитробензол : Док. АН СССР. – 1967. – Т. 175. – № 2. – С. 385–388.
3. Мархасин И.Л. Физико-химическая механика нефтяного пласта. – М. : Недра, 1977. – 213 с.
4. Ромм Е.С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. – М. : Недра, 1966. – 284 с.
5. Свойства полимолекулярных пленок воды на поверхности кварцевых капилляров / З.М. Зорин, А.В. Новикова, А.К. Петров и др. : Поверхностные силы в тонких пленках и устойчивость коллоидов. – М. : Наука. 1974. – 94 с.
6. Мамедова М.А. Экспериментальные исследования нестационарного движения неньютоновской жидкости в плоскорадиальных микротрещинах // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2011. – № 4. – С. 133–142.



7. Gurbanov R.S., Mammadova M.A. Rheological peculiarities of fluids flow in microcracked channels // *Mechanika*. – 2015. – Vol. 21. – No 1. – p. 34–39. – URL : <http://zurnalas.mechanika.ktu.lt/lang = 2>
8. Мамедова М.А. Исследование параметров призабойной зоны трещинных пластов при установившемся режиме // *Нефть, Газ и Бизнес*. – 2013. – № 1. – С. 39–43.
9. Мамедова М.А. Об аномальном поведении жидкостей в микротрещине // *Нефтепромышленное дело*. – 2013. – № 2. – С. 38–42.
10. Мамедова М.А. Оценка влияния раскрытости и инерционных сопротивлений трещин на различные параметры призабойной зоны : Сборник статей / Международная научно-практическая конференция «ХАЗАР-НЕФТГАЗЯТАГ 2012». – Баку, 2012. – С. 112–120.
11. Мамедова М.А., Гурбанов Р.С. Исследование реологии жидкостей в трещинных и поровых каналах и определение их раскрытости // *Инженерно-физический журнал*. – 2015. – Т. 88. – № 4. – С. 790–799.
12. Гурбанов Р.С., Мамедова М.А. Реологические исследования воды в каналах микронной толщины // *Азербайджанское нефтяное хозяйство*. – 2015. – № 3. – С. 23–28.

References:

1. Mamedova M.A. A research of the unsteady movement of liquid in ploskoradialny thin cracks // the Azerbaijani oil economy. – 2007. – No. 2. – P. 30–32.
2. Deryagin B.V., Popovsky Yu.M. The thermodynamic nature of phase transition, a boundary phase - volume nitrobenzene : *Dokl. Academy of Sciences of the USSR*. – 1967. – T. 175. – No. 2. – P. 385–388.
3. Markhasin I.L. Physical and chemical mechanics of oil layer. – M. : Nedra, 1977. – 213 p.
4. Romm E.S. Filtrational properties of jointed rocks. – M. : Nedra, 1966. – 284 p.
5. Properties of polymolecular films of water on a surface of quartz capillaries / Z.M. Zorin, A.V. Novikova, A.K. Petrov, etc. : Superficial forces in thin films and stability of colloids. – M. : Science. 1974. – 94 p.
6. Mamedova M.A. Pilot studies of the non-stationary movement of non-Newtonian liquid in ploskoradialny microcracks // the Online scientific magazine Oil and gas business. – 2011. – No. 4. – P. 133–142.
7. Gurbanov R.S., Mammadova M.A. Rheological peculiarities of fluids flow in microcracked channels // *Mechanika*. – 2015. – Vol. 21. – No 1. – p. 34–39. – URL : <http://zurnalas.mechanika.ktu.lt/lang = 2>
8. Mamedova M.A. A research of parameters of a bottomhole zone of fracture layers at the set mode // *Oil, Gas and Business*. – 2013. – No. 1. – P. 39–43.
9. Mamedova M.A. About abnormal behavior of liquids in a microcrack // *Oil-field business*. – 2013. – No. 2. – P. 38–42.
10. Mamedova M.A. Assessment of influence of a raskrytost and inertial resistance of cracks on various parameters of a bottomhole zone : Collection of articles / International scientific and practical conference «HAZAR-NEFTGAZYATAG 2012». – Baku, 2012. – P. 112–120.
11. Mamedova M.A., Gurbanov R.S. Issledovaniye of a rheology of liquids in fracture and steam channels and definition of their raskrytost // the Engineering and physical magazine. – 2015. – T. 88. – No. 4. – P. 790–799.
12. Gurbanov R.S., Mamedova M.A. Rheological researches of water in channels of micron thickness // the Azerbaijani oil economy. – 2015. – No. 3. – P. 23–28.

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ

**Материалы II Международной
научно-практической конференции
(31 марта 2018 г.)**

Том 2

Часть 1:

**РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Сборник статей

Статьи публикуются в авторской редакции

**Технический редактор – А.С. Семенов
Оригинал-макет – Л.С. Попова
Дизайн обложки – Н.Р. Исаян**

Сдано в набор 03.04.2018
Подписано в печать 06.04.2018.
Формат 60 x 84¹/₈. Бумага офсетная. Печать riso.
Печ. л. 16
Изд. № 915. Тираж 500 экз. Заказ № 1876

ООО «Издательский Дом – Юг»
Россия, 350072, г. Краснодар,
ул. Зиповская, 9, литер «Г», оф. 41/3

Тел.: +7(918) 41-50-571
e-mail: id.yug2016@gmail.com
Сайт: www.id-yug.com